

Erster Projektbericht

Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten

Projekt Nr. 047/16

im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Köln, 23. Januar 2019

Impressum:

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Tel.: +49 (0)241 - 93 83 60

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48

76139 Karlsruhe

Tel.: +49 (0)721 - 68 09 0

TEP Energy GmbH

Rotbuchstr. 68

CH-8037 Zürich

Tel. +41 (0)43 500 71 71

Kurzzusammenfassung

Der Begriff Versorgungssicherheit beschreibt in diesem Bericht die Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt.

Die vorliegende Analyse ergibt durchweg ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland. In allen hier untersuchten Szenarien bis 2030, u. a. auch bei Reduktion der am Markt befindlichen Leistung von Kohlekraftwerken zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland für das Jahr 2030, ist die Versorgungssicherheit am Strommarkt gewährleistet. Die Verbraucher können in den vorliegenden Untersuchungen jederzeit sicher versorgt werden, d. h. die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit beträgt für Deutschland im gesamten Betrachtungszeitraum null. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %.

Zusammenfassung

Auftrag

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ist nach dem Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet, mindestens alle zwei Jahre einen Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität vorzulegen (§ 63 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG); das vorliegende Gutachten bildet die Basis für diesen Bericht im Bereich der Strommärkte. Bei den Analysen, die dem Bericht zugrunde liegen, sollen gemäß § 51 Abs. 3 und 4 EnWG insbesondere

- die Entwicklungen von Erzeugung, Netzen und Verbrauch in Europa,
- Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen,
- grenzüberschreitende Ausgleichseffekte mit den elektrischen Nachbarländern bei Einspeisungen erneuerbarer Energie, Lasten und Kraftwerksausfällen und
- der Beitrag neuer Flexibilitätsoptionen (wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen)

berücksichtigt werden.

Dabei soll ein wahrscheinlichkeitbasierter (probabilistischer, d. h. die Stochastik berücksichtigender) methodischer Ansatz gewählt werden, und die Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt soll anhand geeignet definierter Indikatoren und deren Schwellenwerten erfolgen.

Vor diesem Hintergrund hat das BMWi in 2016 das Projekt „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten von 2017 bis 2019“ ausgeschrieben, mit dessen Durchführung die Arbeitsgemeinschaft aus r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI und TEP Energy GmbH beauftragt wurde.

Nachfolgend fassen wir zunächst die Ergebnisse der Versorgungssicherheits-Analyse (VS¹-Analyse) zum Strommarkt zusammen. Anschließend beschreiben wir die wichtigsten Aspekte der angewandten Methodik, der Erstellung der Szenarien und flankierender Maßnahmen zur Sicherstellung des VS-Niveaus, bevor wir mit einem Ausblick auf den nächsten Bericht im Rahmen dieses Vorhabens schließen.

Die dem vorliegenden Bericht zugrunde liegenden Modellberechnungen wurden in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 durchgeführt.

Analyse der Versorgungssicherheit

Die VS-Analyse ergibt durchweg ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland. Dies gilt überwiegend – unter Berücksichtigung der dort geringeren Modellgenauigkeit – auch für die modellierten Nachbarländer. In allen hier untersuchten Szenarien bis 2030, u. a. auch bei Reduktion der am Markt befindlichen Leistung von Kohlekraftwerken zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland für das Jahr 2030², ist die Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland gewährleistet. Die Verbraucher können in den vorliegenden Untersuchungen jederzeit sicher versorgt werden, d. h. die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit (im Englischen wird hierfür der Begriff „Loss of Load Probability“, kurz LoLP, verwendet) beträgt für Deutschland im gesamten Betrachtungszeitraum null. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %. Die Szenarien unterscheiden sich vorrangig in der Entwicklung des Erzeugungssystems, der Erschließung von Flexibilitätsoptionen sowie der notwendigen Importe – wobei letztere stets deutlich unter den verfügbaren Importkapazitäten bleiben. Das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an

¹ Im Folgenden wird „Versorgungssicherheit“ als Teil von zusammengesetzten Begriffen mit „VS“ abgekürzt.

² Hierbei wurde ohne Kenntnis und Vorwegnahme des von der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in Erarbeitung befindlichen Vorschlags zur Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030 ein hypothetischer Pfad zur Reduktion der am Markt befindlichen Leistung von Kohlekraftwerken ausgestaltet.

Importen ist also im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität als niedrig einzustufen.

Für das ermittelte sehr hohe VS-Niveau sind mehrere Ursachen verantwortlich:

- So bestehen für Versorger aufgrund des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems hohe Anreize zur Einhaltung eingegangener Lieferverpflichtungen. Es ist für Marktakteure rational, sich gegen potenziell sehr hohe Ausgleichsenergiepreise durch Kontrahierung ausreichender Erzeugungs- und / oder Flexibilitätskapazität abzusichern, was unmittelbar oder mittelbar entsprechende Investitionsanreize auslöst.
- Das Stromversorgungssystem weist derzeit Überkapazitäten auf. Bei marktlichen Anpassungen durch Abbau dieser Überkapazitäten über Stilllegungen von Bestandsanlagen aus Wirtschaftlichkeitsgründen bestehen gewisse Trägheiten.
- Kapazitätsmärkte im Ausland (hier berücksichtigt: Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien) schaffen neue Überkapazitäten, die im Markt auch das VS-Niveau in Deutschland positiv beeinflussen.
- Neue Kapazitäten entstehen auch durch den Ersatz von KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung sowie durch den geförderten Zubau von EE-Anlagen.
- Im Strombinnenmarkt bestehen erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.
- Und schließlich besteht erhebliches Potenzial zur Flexibilisierung des Verbrauchs (einschließlich „neuer“ Verbraucher und einer großen Kapazität wirtschaftlich erschließbarer Flexibilitätsoptionen im Bereich von freiwilligem Lastverzicht in der Industrie), der KWK und der Bioenergie sowie bei Netzersatzanlagen.

Diese Ursachen für das durchweg hohe VS-Niveau sind teils substitutiv: Eine Schwächung oder gar ein Wegfall einer Ursache stellt das VS-Niveau nicht in Frage, sondern würde im Strommarkt durch Anpassungsreaktionen an anderer Stelle kompensiert. Aufgrund dieser Substitutionsmöglichkeiten gibt es mehr als nur einen einzigen Entwicklungspfad des versorgungssicheren Systems.

Methodik

Der Begriff Versorgungssicherheit beschreibt in diesem Bericht die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt. Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist gegeben, wenn stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) größer als oder gleich groß wie der Marktpreis (Kosten) ist.

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung des EU-Binnenmarktes für Strom muss Versorgungssicherheit europäisch länderübergreifend und unter Berücksichtigung dynamischer Marktanpassungsprozesse einschließlich der Preiselastizität der Nachfrage betrachtet werden. In diesem überregionalen Markt ergeben sich erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last, der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und ungeplanten Ausfällen von Kraftwerken, die sich positiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auswirken.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde eine konsistente Methodik zur Umsetzung der rechtlichen Anforderungen an das Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt entwickelt und für den Betrachtungshorizont bis 2030 umgesetzt.

Hierzu wurde zunächst ein VS-Standard definiert. Es wurde herausgearbeitet, dass sich unter den verschiedenen möglichen Kenngrößen, mit denen die Versorgungssicherheit am Strommarkt charakterisiert werden kann, die Lastüberhangwahrscheinlichkeit (LoLP) am besten zur Formulierung eines VS-Standards eignet. Weitere Kenngrößen sind flankierend hilfreich, um zur Einordnung eines ermittelten VS-Niveaus beizutragen.

Auf Basis konzeptioneller Analysen und Literaturrecherchen wird ein Schwellenwert für die Lastüberhangwahrscheinlichkeit als VS-Standard für Deutschland in Höhe von $\widehat{LoLP} = 0,06 \%$ abgeleitet, was einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 % entspricht.

Der Schwellenwert ist im Sinne eines handhabbaren Maßstabs sowie auch dadurch, dass er im international üblichen Rahmen liegt, ein vertretbarer Wert. Dennoch ist er mit unvermeidlichen Unschärfen behaftet, speziell aufgrund der Unsicherheit des zu seiner Bestimmung anzusetzenden Value of Lost Load (VoLL). Unser methodischer Ansatz orientiert sich im Weiteren an den folgenden beiden Kernfragen des VS-Monitoring:

1. Wie wird sich das europäische Stromversorgungssystem im Betrachtungszeitraum entwickeln?
2. Ist bei diesem europäischen Stromversorgungssystem die Versorgungssicherheit am Strommarkt auf einem effizienten Niveau gewährleistet?

Die erste Frage entsteht dadurch, dass das VS-Monitoring viele Jahre in die Zukunft schauen muss, um je nach Ergebnis des gesetzlichen Prüfauftrags gegebenenfalls ausreichend Zeit für Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen VS-Niveaus zu haben. Zur Beantwortung der Frage müssen ein oder mehrere Szenarien der Entwicklung des Stromversorgungssystems generiert werden. Aufbauend darauf ist die zweite Frage zu beantworten, indem das VS-Niveau für das jeweilige Szenario bestimmt und durch Anlegen an den definierten VS-Standard eingeordnet und bewertet wird.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde vor dem Hintergrund der rechtlichen Anforderungen des EnWG in Abstimmung mit dem BMWi und unter Einbeziehung der Bundesnetzagentur sowie der deutschen Übertragungsnetzbetreiber der methodische Ansatz einer konsistenten integrierten Modellierung der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in 15 Ländern Europas mittels eines

dynamischen Strommarktmodells und einer darauf aufbauenden probabilistischen VS-Analyse entwickelt und angewandt. Die konsistente Kopplung der beiden Modelle erfolgt insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung von Ausgleichseffekten und Unsicherheiten.

Szenarien

Das Referenzszenario (*best guess*-Szenario ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahme) wurde auf Grundlage detaillierter Recherchen / Vorabanalysen und Abgleich mit anderen Studien / Experten bei Abbildung der in der Realität gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen und Ziele generiert. Mittels Sensitivitätsanalysen wurden vom Referenzszenario abweichende Entwicklungen innerhalb des Stromversorgungssystems untersucht.

Die Szenarien bilden die Ausgangslage, Planungen und Anpassungsreaktionen im europäischen Strommarkt umfassend ab. Eine Einordnung anhand eines Vergleichs mit Szenarien der deutschen und europäischen ÜNB zeigt, dass das Referenzszenario in der Summe über die betrachteten Länder geringere bis gleich hohe Erzeugungsleistung aufweist. Es stellt eine realistische und in der Tendenz eher konservative Entwicklung des Stromversorgungssystems auf Basis des aktuellen Marktdesigns und bekannter Entwicklungen in Europa dar.

Flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Es sind einige Maßnahmen notwendig oder empfehlenswert, um das ermittelte hohe VS-Niveau sicherzustellen bzw. abzusichern. Die Umsetzung notwendiger Maßnahmen wurde in den Analysen vorausgesetzt, weil dies in der Kombination aus bestehenden oder unmittelbar absehbaren rechtlichen Verpflichtungen und entsprechender Vorlaufzeit als realistisch anzusehen ist.

So ist das für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importleistung im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität zwar grundsätzlich als niedrig einzustufen. Dennoch sind gewisse Vorbereitungen auf die künftig stärkere Rolle der grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte zu treffen.

Abstimmungs- und ggf. Handlungsbedarf besteht darüber hinaus hinsichtlich der internationalen Koordination der Markt- und Betriebsregeln bei Auftreten von Knappheit. Es erscheint empfehlenswert, bereits prophylaktisch auch die dem Day-ahead-Markt nachgelagerten Prozesse diesbezüglich auf internationaler Ebene klar zu regeln.

Darüber hinaus können Maßnahmen zur Absicherung ungewisser Extremereignisse in Betracht gezogen werden. Ungewisse Extremereignisse können (aufgrund der unbekanntenen Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse) weder im Strommarkt 2.0 noch in Kapazitätsmärkten effizient adressiert werden. Sie können und dürfen daher im Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt nicht berücksichtigt werden, wenn dort geprüft wird, ob ein effizientes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht wird. Die Absicherung ungewisser Extremereignisse fällt in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge und liegt außerhalb des Marktdesigns. Die Auswirkungen von ungewissen Extremereignissen können insbesondere mit außerhalb des Strommarkts stehenden Reserven, wie mit der bereits geplanten Kapazitätsreserve, verringert werden. Daher sollen diese ungewissen Ereignisse auch bei der zukünftigen Dimensionierung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.

Ausblick

Auftragsgemäß ist im laufenden Jahr ein weiterer Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt bis 2030 zu erstellen. Dies dient der Unterstützung des gemäß § 51 Absatz 3 und 4 EnWG vorgesehenen regelmäßigen Monitorings durch das BMWi. Mit den regelmäßigen Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems und des VS-Niveaus kann insbesondere vorausschauend geprüft werden, ob eine Einhaltung des VS-Standards zu erwarten ist und ggf. noch Hemmnisse und Fehlanreize vorhanden sind sowie erforderlichenfalls, ob ein späteres „Einschwingen“ durch Marktanpassungsprozesse erwartet werden kann. Das vorausschauende VS-Monitoring gewährleistet somit, dass

ausreichend Zeit für gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen VS-Niveaus besteht.

Neben einer Aktualisierung der Datenbasis an aktualisierte Quellen und ggf. erfolgte rechtliche Änderungen auf deutscher und europäischer Ebene werden wir für den Folgebericht auch methodische Erweiterungen prüfen und ggf. umsetzen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung.....	3
Zusammenfassung	4
1 Hintergrund und Überblick.....	1
2 Definition von und Bewertungsmaßstab für Versorgungssicherheit am Strommarkt.....	13
2.1 Definition der Versorgungssicherheit am Strommarkt und Ziel ihrer Bewertung	13
2.2 Kenngrößen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit	17
2.2.1 LoLP, EENS und verwandte Kenngrößen	17
2.2.2 SAIDI-Beitrag der Versorgungssicherheit am Strommarkt.....	22
2.2.3 Beitrag der Importe zur Versorgungssicherheit.....	27
2.3 Ableitung eines Versorgungssicherheitsstandards.....	28
2.3.1 VS-Standard als Gleichgewichtsbedingung.....	28
2.3.2 Value of Lost Load.....	31
2.3.3 Cost of New Entry.....	41
2.3.4 Quantitative Festlegung des VS-Standards.....	43
2.4 Interpretation des Versorgungssicherheits-Niveaus.....	44
2.5 Zwischenfazit.....	46
3 Methodischer Ansatz	47
3.1 Übergreifender methodischer Ansatz.....	47
3.2 Methodik zur Generierung des Referenzszenarios	52
3.2.1 Voranalysen	53
3.2.2 Simulationsrechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell.....	55
3.3 Methodik VS-Analysen	63
3.3.1 Überblick.....	63

3.3.2	Allgemeine Rahmenbedingungen	65
3.3.3	Abbildung von Erzeugung, Flexibilität und Nachfrage am Strommarkt.....	67
3.3.4	Grenzüberschreitende Austauschkapazitäten	71
3.3.5	Modellierung von Unsicherheiten.....	75
3.3.6	Modellstruktur und Simulationsablauf.....	80
4	Annahmen Referenzszenario	87
4.1	Annahmen zum Marktdesign.....	88
4.2	Annahmen zur (exogenen) Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	94
4.2.1	Annahmen zur Entwicklung der Kernenergie	98
4.2.2	Annahmen zur Entwicklung der Kohlekraftwerke	102
4.2.3	Annahmen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung	109
4.3	Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Pumpspeicherkraftwerke.....	116
4.3.1	Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland	117
4.3.2	Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Deutschland	120
4.3.3	Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa	122
4.4	Entwicklung von Flexibilitätsoptionen	126
4.4.1	Netzersatzanlagen.....	126
4.4.2	Freiwilliger Lastverzicht in der Industrie.....	129
4.5	Entwicklung der Stromnachfrage.....	137
4.5.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	138
4.5.2	Entwicklung der stündlichen Nachfrage	151
4.5.3	Modellierung der Last neuer Verbraucher	154
4.6	Technische und ökonomische Charakteristika von konventionellen Kraftwerken.....	157
4.6.1	Investitions- und Betriebskosten	157

4.6.2	Brennstoff- und CO ₂ -Preise	158
4.6.3	Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke	164
4.7	Entwicklung der Regelleistung	166
4.8	Entwicklung der grenzüberschreitenden Im- und Exportmöglichkeiten.....	167
5	Ergebnisse Referenzszenario.....	170
5.1	Ergebnisse Strommarktsimulationen	170
5.1.1	Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland.....	171
5.1.2	Entwicklung des Kraftwerksparks in den berücksichtigten ausländischen Strommärkten	176
5.2	Ausgleichseffekte im gemeinsamen Strombinnenmarkt.....	182
5.3	Ergebnisse VS-Analysen	187
5.4	Zwischenfazit Ergebnisse Referenzszenario.....	190
6	Sensitivitäten.....	193
6.1	Sensitivität 1: „best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen“	193
6.1.1	Ergebnisse Strommarktsimulationen	195
6.1.2	Ergebnisse VS-Analysen.....	198
6.2	Sensitivität 2: „Zielerreichung Klimaschutz“	200
6.2.1	Ergebnisse Strommarktsimulationen	204
6.2.2	Ergebnisse VS-Analysen.....	206
6.3	Sensitivität 3: „Verzögerter Netzausbau“	207
6.3.1	Ergebnisse Strommarktsimulationen	208
6.3.2	aErgebnisse VS-Analysen.....	211
6.4	Exogene Sensitivität: „Eingeschränkte grenzüberschreitende Übertragungskapazität“	

6.4.1	Ergebnisse VS-Analysen.....	214
7	Flankierende Maßnahmen und Ausblick	217
8	Literaturverzeichnis.....	221
Anhang A : Modellbeschreibung Strommarktsimulationen.....		233
A.1	Modellübersicht.....	236
A.2	Grundstruktur des Modells	236
A.3	Modell- und Satellitenregionen	240
A.4	Zeitliche Auflösung und Optimierungshorizont	242
A.5	Technologie- und Effizienzklassen des Modells	244
A.5.1	Konventionelle Kraftwerke und Kernkraftwerke	246
A.5.2	Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien	249
A.5.3	Vermarktungsoptionen	251
A.6	Datenbasis und Modellierung der Wasserkraft.....	252
A.7	Modellierung von technischen und ökonomischen Eigenschaften der Erzeugungsanlagen.....	259
A.7.1	Modellierung kurzfristiger Aspekte	259
A.7.2	Modellierung von mittel- und langfristigen Aspekten.....	265
A.8	Modellierung der Preiselastizität der Nachfrage	268
Anhang B : Modellierung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten		270
B.1	Grundmodell: grenzscharfes hybrides Flow-based- und NTC-Modell.....	270
B.2	Beschränkung des Grundmodells zur Verhinderung unrealistischer Austauschmuster 277	
Anhang C : Modellbeschreibung Entwicklung der Stromnachfrage.....		285
C.1	Projektion der Nachfrage der Sektoren Industrie, Haushalte und GHD (FORECAST) 285	

C.2	Simulation der Marktdiffusion Alternativer Antriebe in Europa mit ALADIN	301
Anhang D	: Generierung stündlicher EE-Ganglinien	306
D.1	Grundsätzliche Methodik.....	306
D.2	Meteorologische Datenbasis für Windenergie und PV	308
D.3	Anlagendatenbank für Windenergie und PV	309
D.4	Simulationsmodell für Windenergie und Photovoltaik	310
Anhang E	: Simulationsmodell zur Herleitung von Laststrukturen	317
E.1	Vorgehensweise im Modell.....	317
E.2	Berücksichtigte Sektoren, Wirtschaftszweige und Anwendungen.....	320
E.3	Erstellung der anwendungsspezifischen, Typtag-basierten Laststrukturen	321
E.4	Ableitung der Reststruktur und der Gesamtlast	331
Anhang F	: VS-Kenngrößen: Erwartungswert vs. (z.B. 95-%-)Quantile.....	334

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Konsistenter zweistufiger Modellierungsansatz.....	8
Abbildung 2-1: Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes.....	13
Abbildung 2-2: Grundsätzlicher Zusammenhang zwischen LoLP und EENS.....	19
Abbildung 2-3: Abschätzung der Verteilung des VoLL der technisch verfügbaren Lastverzichtspotenziale der Industrie in Deutschland (Basisjahr 2011)	32
Abbildung 2-4: Reihenfolge des Verzichts auf Strombezug bzw. der Abschaltung.....	33
Abbildung 3-1: Schematische Darstellung des zweistufigen Ansatzes.....	51
Abbildung 3-2: Überblick über die Vorabanalysen.....	55
Abbildung 3-3: Modellregionen in den Marktsimulationen.....	62
Abbildung 3-4: Geografischer Betrachtungsbereich.....	66
Abbildung 3-5: Exemplarische Darstellung einer kraftwerkstypspezifischen Verteilungsfunktion...	79
Abbildung 3-6: Exemplarischer Zeitverlauf der verfügbaren Leistung eines Kraftwerksblocks	80
Abbildung 3-7: Übersicht über die Methodik zur Versorgungssicherheitsanalyse	81
Abbildung 4-1: Marktdesigns in den betrachteten Ländern (Stand 2018).	92
Abbildung 4-2: Exogener Modellierungsinput zur Entwicklung der Installierten Leistung (netto) konventioneller kraftwerke im Jahr 2018 und tabellarischer Ausblick bis zum Jahr 2030 (vorgegebene Entwicklung ohne Endogene Zu- / Rückbauten).....	97
Abbildung 4-3: Exogener Modellierungsinput zur Entwicklung der Installierten Leistung (netto) in kernkraftwerken im Jahr 2018 und tabellarischer Ausblick bis zum Jahr 2030 (Entwicklung ohne endogene Zu- / Rückbauten).....	100
Abbildung 4-4: Exogener Modellierungsinput zur Entwicklung der Installierten Leistung (netto) in kohlekraftwerken im Jahr 2018 und tabellarischer Ausblick bis zum Jahr 2030 (Entwicklung ohne endogene Zu- / Rückbauten).....	104
Abbildung 4-5: Entwicklung des KWK-fähigen Wärmebedarfs	111
Abbildung 4-6: Annahmen zur Entwicklung der (residualen) KWK-Wärmenachfrage in Deutschland ggü. 2018.....	112
Abbildung 4-7: Entwicklung der installierten Leistung von Neuen Erdgas-KWK-Ersatzanlagen mit Inbetriebnahme ab 2018 in Deutschland (Im Referenzszenario, kumuliert).....	113

Abbildung 4-8: Entwicklung der installierten Leistung von Neuen KWK-Ersatzanlagen mit Inbetriebnahme ab 2018 in den übrigen berücksichtigten Ländern	116
Abbildung 4-9: Entwicklung der aggregierten installierten Leistung erneuerbarer Energien in den betrachteten Ländern ohne Deutschland	123
Abbildung 4-10: Entwicklung der aggregierten Stromerzeugung erneuerbarer Energien in den betrachteten Ländern ohne Deutschland	125
Abbildung 4-11: wirtschaftlich erschließbares NEA-Potenzial 2020 im berücksichtigten Ausland..	128
Abbildung 4-12: Kosten-Potenzial-Kurve technisch verfügbarer Lastverzichtspotenziale der deutschen Industrie.....	131
Abbildung 4-13: Wirtschaftlich erschließbare Lastreduktionspotenziale der Industrie in deutschland	133
Abbildung 4-14: Wirtschaftlich erschließbare Lastreduktions-Potenziale 2020 und 2030 in den berücksichtigten Ländern (ohne Deutschland).....	137
Abbildung 4-15: Sektorübergreifende Treiber der Energienachfrage (Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt in Deutschland) für den Zeitraum 2005 bis 2050 (EU 2017).	139
Abbildung 4-16: Sektorale Stromnachfrage in Deutschland für den Zeitraum 2000-2014 (AGEB, 2017).	141
Abbildung 4-17: Sektorale Stromnachfrage für den Zeitraum 2015 bis 2050 (eigene Berechnung).	143
Abbildung 4-18: Stromnachfrage Industrie nach Subsektoren für den Zeitraum 2015 bis 2030 (Eigene Berechnung).....	145
Abbildung 4-19: Stromnachfrage Haushalte nach Anwendungen für den Zeitraum 2015 bis 2030 (Eigene Berechnung).....	146
Abbildung 4-20: Stromnachfrage GHD nach Branchen für den Zeitraum 2015 bis 2030 (Eigene Berechnung).....	147
Abbildung 4-21: Stromnachfrage Verkehr für den Zeitraum 2015 bis 2030 (Eigene Berechnung).	148
Abbildung 4-22: Entwicklung der Sektoralen Stromnachfrage in den Anrainerstaaten zwischen 2015 und 2050.....	150
Abbildung 4-23: Entwicklung der Stromnachfrage zzgl. Netzverlusten und zzgl. des Verbrauchs des sonstigen Umwandlungssektors.....	151

Abbildung 4-24: Vorgehensweise im Modell zur Generierung stündlicher Lastprognosen auf Basis Analytischer Verbrauchsprofile (schematische Darstellung).....	153
Abbildung 4-25: Preisprognosen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle: gewählte Annahmen nach WEO2017 (New Policies) im Vergleich zu alternativen Preispfaden.....	161
Abbildung 4-26: Preisprognosen für CO ₂ -Zertifikate (EUA): gewählte Annahmen nach WEO2017 (New Policies) im Vergleich zu alternativen Preispfaden.....	164
Abbildung 4-27: Positive hochfrequente Anteile der Regelleistung je Land	167
Abbildung 4-28: Maximal mögliche Export-/Importkapazitäten für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg im Referenzszenario	168
Abbildung 5-1: Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland.....	172
Abbildung 5-2: Exogen vorgegebene kumulierte Zu- und Rückbauten ggü. 2018 in Deutschland	174
Abbildung 5-3: Exogen vorgegebene vs. endogen erfolgte kumulierte Rückbauten ggü. 2018 in Deutschland.....	175
Abbildung 5-4: Entwicklung des Kraftwerksparks und zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen im berücksichtigten Ausland.....	177
Abbildung 5-5: Exogen vorgegebene Zu- und Rückbauten im berücksichtigten Ausland als Veränderung ggü. dem Jahr 2018	179
Abbildung 5-6: Exogen vorgegebene vs. endogen erfolgte kumulierte Rückbauten ggü. 2018 im berücksichtigten Ausland.....	179
Abbildung 5-7: Endogen erfolgter kumulierter Zubau ggü. 2018 im berücksichtigten Ausland... ..	180
Abbildung 5-8: Entwicklung der installierten Leistung aller steuerbaren Erzeugungsanlagen (ohne Laufwasser) und erschlossenen Flexibilitätsoptionen in den 15 Ländern (inkl. Deutschland)	182
Abbildung 5-9: Ausgleichseffekte der Last: Zeitgleiche vs. zeitungleiche JAhreshöchstlast aller berücksichtigten Länder	183
Abbildung 5-10: Ausgleichseffekte der residualen Last: Zeitgleiche vs. zeitungleiche residuale JAhreshöchstlast aller berücksichtigten Länder.....	184
Abbildung 5-11: VS-Kennzahlen im Referenzszenario für DE/LU* und für Länder mit Kennzahlen größer null.....	187

Abbildung 5-12: Erforderliche* Importe nach DE/LU im Referenzzenario.....	189
Abbildung 6-1: Vergleich der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen zwischen der Sensitivität „best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen“ und Referenzzenario in Deutschland	196
Abbildung 6-2: Vergleich der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen zwischen der Sensitivität „best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen“ und Referenzzenario im berücksichtigten Ausland	197
Abbildung 6-3: LoLP in Sensitivität „best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen“ für DE/LU* und für Länder mit Kennzahlen > 0 im Vergleich zum Referenzzenario	199
Abbildung 6-4: Erforderliche* Importe nach DE/LU in Sensitivität „best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen“	200
Abbildung 6-5: Exogene Vorgaben zur Entwicklung der installierten Leistung von Stein- und Braunkohlekraftwerken im Vergleich (ohne endogene Rückbauten).....	203
Abbildung 6-6: Vergleich der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen zwischen Klimaschutz-Szenario (STILL) und Referenzzenario in Deutschland.....	204
Abbildung 6-7: Vergleich der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen zwischen Klimaschutz-Szenario (STILL) und Referenzzenario im berücksichtigten Ausland.....	205
Abbildung 6-8: LoLP im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ für DE/LU* und für Länder mit Kennzahlen > 0 im Vergleich zum Referenzzenario	206
Abbildung 6-9: Erforderliche* Importe nach DE/LU im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“	207
Abbildung 6-10: Vergleich der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen zwischen der Sensitivität „verzögerter Netzausbau“ und Referenzzenario in Deutschland	209
Abbildung 6-11: Vergleich der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen zwischen der Sensitivität „verzögerter Netzausbau“ und Referenzzenario im berücksichtigten Ausland	210
Abbildung 6-12: LoLP im Szenario „Verzögerter Netzausbau“ für DE/LU* und für Länder mit Kennzahlen > 0 im Vergleich zum Referenzzenario	211
Abbildung 6-13: Erforderliche* Importe nach DE/LU im Szenario „Verzögerter Netzausbau“	213

Abbildung 6-14: LoLP im Szenario „Eingeschränkte grenzüberschreitende Übertragungskapazität“ für DE/LU* und für Länder mit Kennzahlen > 0 im Vergleich zum Referenzszenario	215
Abbildung 6-15: Erforderliche* Importe nach DE/LU im Szenario „Eingeschränkte grenzüberschreitende Übertragungskapazität“	216
Abbildung A-1: Struktur des Europäischen Elektrizitätsmarktmodells	238
Abbildung A-2: In vorliegender Studie berücksichtigte Modellregionen.....	241
Abbildung A-3: Monatliche Nachfragestrukturen (oben) und Lastabhängige Tageszyklen (unten) im Winter für das Wetterjahr 2011 in Deutschland.....	242
Abbildung A-4: Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland unter Berücksichtigung von im Bau befindlicher Kraftwerke	245
Abbildung A-5: ‚merit order‘ des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland (schematisch)	246
Abbildung A-6: Betriebsdiagramm von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung	261
Abbildung B-1: Schematisches Beispiel zur Parametrierung des Flow-based-Modells.....	273
Abbildung B-2: Grafische Darstellung zulässiger Austausche im NTC- und FB-Modell	274
Abbildung B-3: Prinzipbeispiel einer Flow-based-Domain und Austauschmuster („Ecke“), für das der maximale Export von Gebotszone B realisiert wird	279
Abbildung B-4: In die Flow-based-Domain (rotes Polygon) eingepasste NTCs (blaues Rechteck)	281
Abbildung B-5: Skalierung der eingepassten NTCs (grünes Rechteck, „NTC-Rahmen“).....	282
Abbildung B-6: Zusammenführen der ursprünglichen Flow-based-Domain und des „NTC-Rahmens“	283
Abbildung C-1: Struktur des Modells FORECAST	287
Abbildung C-2: Schematische Darstellung der Modellhierarchie von FORECAST-Industry am Beispiel des Papiergewerbes.....	290
Abbildung C-3: Vergleich der Benzin- und Strompreise in den berücksichtigten Ländern.....	303
Abbildung D-1: Modelle zur Bestimmung von EE-Erzeugungsganglinien für dargebotsabhängige EE-Technologien.....	307

Abbildung D-2: Meteorologische Datenbasis mit einer räumlichen Auflösung der Gitterpunkte von 7x7km	309
Abbildung D-3: Methodik zur Ermittlung der Erzeugungsganglinien von Windenergie und Photovoltaik	311
Abbildung D-4: Illustration der Aggregation von Erzeugungsganglinien Windenergie An Land..	315
Abbildung E-1: Vorgehensweise im Modell zur Generierung stündlicher Lastprognosen auf Basis Analytischer Verbrauchsprofile (schematische Darstellung).....	319
Abbildung E-2: Gesondert betrachtete Anwendungen je Sektor zur Erstellung stündlicher Laststrukturen	321
Abbildung E-3: Einflussparameter auf die Laststrukturen je Anwendung	322
Abbildung E-4: Annahmen zur Entwicklung der Anteile der drei Ladestrategien bis zum Jahr 2030.	330
Abbildung E-5: Bestimmung Reststruktur je Wetterjahr	332

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Ermittlung der Fixkosten für OCGT und Motorkraftwerke	43
Tabelle 4-1:	Annahmen zu Erdgas-KWK-Ersatzanlagen in den Unterschiedlichen Anwendungsfeldern	114
Tabelle 4-2:	Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland (Jeweils Ende des Jahres).....	118
Tabelle 4-3:	Entwicklung der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland.....	121
Tabelle 4-4:	Sektorale Stromnachfrage im Jahr 2020 und 2030, sowie aufteilung nach klassischen und neuen Anwendungen (Wärmepumpe und elektromobilität).	144
Tabelle 4-5:	Entwicklung der Treiber Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt in den europäischen Ländern bis 2030.....	149
Tabelle 4-6:	Annahmen zur Entwicklung der Anteile der drei Ladestrategien bis zum Jahr 2030.	156
Tabelle 4-7:	Annahmen zu Kosten neuer konventioneller Kraftwerke.....	158
Tabelle 4-8:	Annahmen zu Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke.....	165
Tabelle 4-9:	Vorgehaltene positive Regelleistung	166
Tabelle 6-1:	Vergleich der jährlichen fixen Betriebskosten und Erschließungskosten von Netzersatzanlagen und Freiwilliger Lastverzicht der Industrie	194
Tabelle B-1:	Berücksichtigte grenzüberschreitende Netzausbauprojekte und Stützjahre, ab dem die im Modell berücksichtigt werden.....	276
Tabelle C-1:	Eingangsdaten der Sektormodelle von FORECAST	288
Tabelle C-2:	Branchenstruktur von FORECAST-Industry_EU	291
Tabelle C-3:	Branchenstruktur von FORECAST-Industry_DE	291
Tabelle C-4:	Prozessstruktur des Moduls FORECAST-Industry	293
Tabelle C-5:	Klassifizierung der Branchen von FORECAST-Tertiary.....	296
Tabelle C-6:	Energiedienstleistungen (EDL) die den einzelnen Branchen zugeschlüsselt werden	297

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien
ALADIN	Alternative Automobiles Diffusion and INfrastructure
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Carbon Capture and Storage
CEP	Clean Energy Package
CoNE	Cost of New Entry
CWE	Central West Europe
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EDL	Energiedienstleistungen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EENS	Expected Energy Not Supplied
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Transmission System Operators for Electricity
EOM	Energy-Only-Markt
FB-Ansatz	Flow-based-Ansatz

FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FORECAST	FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GTCs	Grid Transfer Capacities
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
HEL	Heizöl Extra Leicht
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
HO-LKW	Hybrid-Oberleitungs-LKW
IBN	Inbetriebnahmedatum
IEA	Internationale Energieagentur
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
LoLE	Loss of Load Expectation
LoLP	Loss of Load Probability
LP	Lineares Programmierungsproblem
MBF	Maximum Border Flow
NEA	Netzersatzanlagen
NGO	Non-governmental organization
NTCs	Net Transfer Capacities
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PHEV	Plug-in Hybriden

PST	Phasenschiebertransformator
PTDFs	Power Transfer Distribution Factors
PtH	Power to Heat
QT	Querschnittstechnologien
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VoLL	Value of Lost Load
VS	Versorgungssicherheit
WEO	World Energy Outlook
WTA	Willingness-to-accept
WTG	Werktag
WTP	Willingness-to-pay
WZ	Wirtschaftszweige

1 Hintergrund und Überblick

Hintergrund

Der Transformationsprozess des europäischen Energie- und Stromversorgungssystems ist einerseits geprägt von der Liberalisierung der europäischen Strommärkte, der Etablierung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes für Strom und dem Ausbau der europäischen Grenzkuppelleitungen. Andererseits ist dieser durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland und Europa, die zunehmend erfolgende Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch sowie die verstärkte Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (Sektorkopplung) charakterisiert. Diese Entwicklungen erfordern auch methodische Weiterentwicklungen im Bereich quantitativer Analysen der Versorgung mit Elektrizität und insbesondere bei Analysen zur Versorgungssicherheit.

Vor diesem Transformationsprozess war die Elektrizitätswirtschaft geprägt von steuerbaren zentralen großen Erzeugungsanlagen und relativ gut prognostizierbarem Verbrauchsverhalten. Heute und zukünftig hingegen ist die Energiewirtschaft auch vor dem Hintergrund der angestrebten Dekarbonisierung der Energieversorgung zunehmend geprägt von fluktuierend einspeisenden, dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und flexiblen Verbrauchern. Seit Ende der 1990er Jahre werden der gemeinsame, wettbewerblich organisierte EU-Binnenmarkt für Strom immer weiter liberalisiert und die grenzüberschreitenden Netzinfrastruktur (Kuppelleitungen) zwischen den Mitgliedsstaaten der EU sowie der Schweiz und Norwegen ausgebaut. Vor diesem Hintergrund muss Versorgungssicherheit europäisch und unter Berücksichtigung dynamischer Marktanpassungsprozesse betrachtet werden. In diesem überregionalen Markt ergeben sich erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last, der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und ungeplanten Ausfällen von Kraftwerken, die sich positiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auswirken.

Der Bezug von Strom auf einem hohen Versorgungssicherheitsniveau ist auch und insbesondere bei der beschriebenen Transformation des Energie- und Stromversorgungssystems von wesentlicher Bedeutung. Dies gilt dabei sowohl für den Wohlstand und die internationale Wettbewerbsfähigkeit eines Industriestandortes wie Deutschland als auch für die allgemeine Lebensqualität von privaten Verbrauchern. Ein Monitoring und damit eine kontinuierliche Bewertung der Versorgungssicherheit mit Strom ist daher geboten, um

- Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit frühzeitig zu erkennen,
- eventuell noch bestehende Hemmnisse oder Fehlanreize zu analysieren, die ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnten, und
- im Bedarfsfall Maßnahmen, wie z. B. Anpassungen des regulatorischen Rahmens, zum Erhalt eines hohen Niveaus der Versorgungssicherheit rechtzeitig vorzunehmen.

Vor dem Hintergrund der heutigen Realität im und der zukünftigen Anforderungen an das deutsche und europäische Stromversorgungssystem sind folgende Aspekte von hoher Bedeutung:

- (1) **Versorgungssicherheit kann bereits aktuell nur länderübergreifend betrachtet werden**, weil gerade das deutsche Stromversorgungssystem mit den Stromversorgungssystemen der Nachbarstaaten über eine umfangreiche Netzinfrastruktur verbunden ist und Strom im europäischen Strommarkt intensiv grenzüberschreitend gehandelt und weiträumig transportiert wird.
- (2) **Versorgungssicherheit kann nur wahrscheinlichkeitsbasiert (unter Berücksichtigung von Stochastik) betrachtet werden**. Auf der einen Seite ist eine hundertprozentige Absicherung eines unflexiblen Stromverbrauchs durch Erzeugungsanlagen insbesondere aufgrund der stochas-

tisch auftretenden Kraftwerksausfälle de facto nicht möglich. Auf der anderen Seite ist auch die Frage nach der volkswirtschaftlichen Effizienz ein relevantes Bewertungskriterium. Daher ist eine ausschließlich erzeugungsseitige Absicherung der Versorgungssicherheit auf einem sehr hohen Niveau nicht geboten, weil sie volkswirtschaftlich hochgradig ineffizient wäre. Weder ist die Leistung von EE-Anlagen aufgrund der Abhängigkeit ihrer Erzeugung von den Wetterbedingungen sicher verfügbar (z. B. Windenergieanlagen an Land und auf See sowie PV-Anlagen), noch stehen konventionelle Kraftwerke aufgrund von ungeplanten Ausfällen (z. B. aufgrund technischer Defekte oder Material- bzw. Sicherheitsproblemen) oder Schwierigkeiten in der Brennstoff- und Kühlwasserversorgung, in jeder Situation sicher für die Deckung des Verbrauchs zur Verfügung. Beim Monitoring bzw. der Bewertung von Versorgungssicherheit kann somit grundsätzlich nur ermittelt werden, welcher Anteil des unflexiblen Stromverbrauchs im Erwartungswert gedeckt werden kann und welcher Anteil des unflexiblen Stromverbrauchs im Erwartungswert nicht gedeckt werden kann. Dies gilt umso mehr bei der avisierten weiteren Transformation des Stromversorgungssystems hin zu dargebotsabhängigen EE-Technologien sowie eines weiteren Ausbaus der europäischen Netzinfrastruktur. Gerade der Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur und die verstärkte Öffnung der grenzüberschreitenden Leitungen im sogenannten Market-Coupling sind dabei die Voraussetzungen, um vorhandene Ausgleichseffekte bei Lasten, EE-Einspeisung und ungeplanten Kraftwerksausfällen umfänglich nutzen zu können. Stochastik im Allgemeinen und im Speziellen länderübergreifende stochastische Ausgleichseffekte bei der dargebotsabhängigen EE-Einspeisung, bei den Laststrukturen sowie bei ungeplanten Kraftwerksausfällen müssen bei methodischen Ansätzen daher zwingend berücksichtigt werden, um aussagekräftige und robuste Ergebnisse ableiten zu können.

(3) **Versorgungssicherheit kann nur unter Berücksichtigung der Dynamik von Märkten, d. h. der bei Märkten inhärent gegebenen Anpassungsprozesse auf der Angebots- und Nachfrageseite, betrachtet werden.**

Bei Überkapazitäten auf der Angebotsseite, wie sie derzeit im europäischen Strommarkt vorhanden sind, reagieren Kraftwerksbetreiber aus Wirtschaftlichkeitsgründen mit vermehrten Stilllegungen oder zumindest vermehrten vorübergehenden Stilllegungen (Konservierung, sogenannte Kaltreserve) von Kraftwerken. Bei (häufiger) Knappheit von Erzeugungsleistung im europäischen Strommarkt und in der Folge hohen Strompreiserwartungen werden Kraftwerke im Markt gehalten bzw. nach vorübergehenden Stilllegungen wieder in Betrieb genommen. Zusätzlich werden Investitionen in neue Erzeugungsanlagen sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement und Netzersatzanlagen, angereizt.

(4) **Versorgungssicherheit muss in adäquater Art und Weise Flexibilitätspotenziale wie Lastverschiebungen, Lastreduktionen in einzelnen Knappheitssituationen sowie allgemein heutige und zukünftig zu erwartende Entwicklungen der Preiselastizität der Nachfrage berücksichtigen.**

Die günstigste Option für einen sicheren Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt in sehr seltenen Situationen mit Knappheit (z. B. geringe dargebotsabhängige EE-Einspeisung in Kombination mit einer hohen Verbrauchslast sowie umfänglichen ungeplanten Kraftwerksausfällen) ist die aktive Einbindung der Stromverbraucher in den Markt. So können Flexibilitäten z. B. in Form von Lastverschiebungen und Lastreduktion zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt genutzt werden. Hierfür sind – auch unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen – erhebliche Potenziale von leistungsgemessenen Verbrauchern verfügbar, die bei entsprechenden Preissignalen des Marktes und bei entsprechend ausgestalteten regulatorischen Rah-

menbedingungen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt beitragen können. Zudem können diese Potenziale auch zur (finanziellen) Absicherung der Einhaltung von eingegangenen Lieferverpflichtungen von Marktteilnehmern genutzt werden.

Aufgabenstellung und Untersuchungsziele

In den letzten Jahren wurden vor diesem Hintergrund methodische Ansätze zum Monitoring und zur Bewertung von Versorgungssicherheit unter adäquater Berücksichtigung von Stochastik und Berücksichtigung der Einbettung von nationalen Strommärkten in den europäischen Strombinnenmarkt entwickelt, die insbesondere die beiden ersten o. g. Aspekte berücksichtigen. In zahlreichen Analysen zur Versorgungssicherheit werden bzw. wurden entsprechende Ansätze bereits genutzt.³

Zugleich haben entsprechende Weiterentwicklungen der methodischen Ansätze zu Anpassungen von rechtlichen Regelwerken sowohl in der EU als auch in Deutschland geführt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ist verpflichtet, mindestens alle zwei Jahre einen Bericht zum **Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit** im Bereich der Versorgung mit Elektrizität vorzulegen (§ 63 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG); das vorliegende Gutachten bildet die Basis für diesen Bericht im Bereich der Strommärkte. Bei den Analysen, die dem Bericht zugrunde liegen, sollen gemäß § 51 Absatz 3 und 4 EnWG insbesondere

- die Entwicklungen von Erzeugung, Netzen und Verbrauch in Europa,
- Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen,

³ Vgl. z. B. Consentec /r2b (2015), PLEF (2015), PLEF (2018), ENTSO-E (2016), ENTSO-E (2017a), ENTSO-E (2018b).

- grenzüberschreitende Ausgleichseffekte mit den elektrischen Nachbarländern bei Einspeisungen erneuerbarer Energie, Lasten und Kraftwerksausfällen und
- der Beitrag neuer Flexibilitätsoptionen (wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen)

berücksichtigt werden.

Dabei soll ein wahrscheinlichkeitbasierter (probabilistischer, d. h. die Stochastik berücksichtigender) methodischer Ansatz gewählt werden, und die Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt soll anhand geeignet definierter Indikatoren und deren Schwellenwerten erfolgen.

Die Anpassung des gesetzlichen Rahmens für die Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland trägt damit dem aktuellen Stand der Wissenschaft Rechnung. Auch die Beihilferegeln der EU-Kommission und das aktuell im Trilog befindliche *Winterpaket*⁴ (*Saubere Energie für alle Europäer*) sehen eine länderübergreifende und probabilistische Vorgehensweise beim Monitoring der Versorgungssicherheit vor.

Vor diesem Hintergrund hat das BMWi im Sommer 2016 das Projekt „**Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten von 2017 bis 2019**“ ausgeschrieben, mit dessen Durchführung die Arbeitsgemeinschaft aus r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI und TEP Energy GmbH beauftragt wurde.

Überblick zum gewählten methodischen Ansatz

Im ersten Schritt erfolgte die Weiterentwicklung der Definition von und des Bewertungsmaßstabs für Versorgungssicherheit am Strommarkt sowie die Weiter-

⁴ Europäische Kommission (2016a).

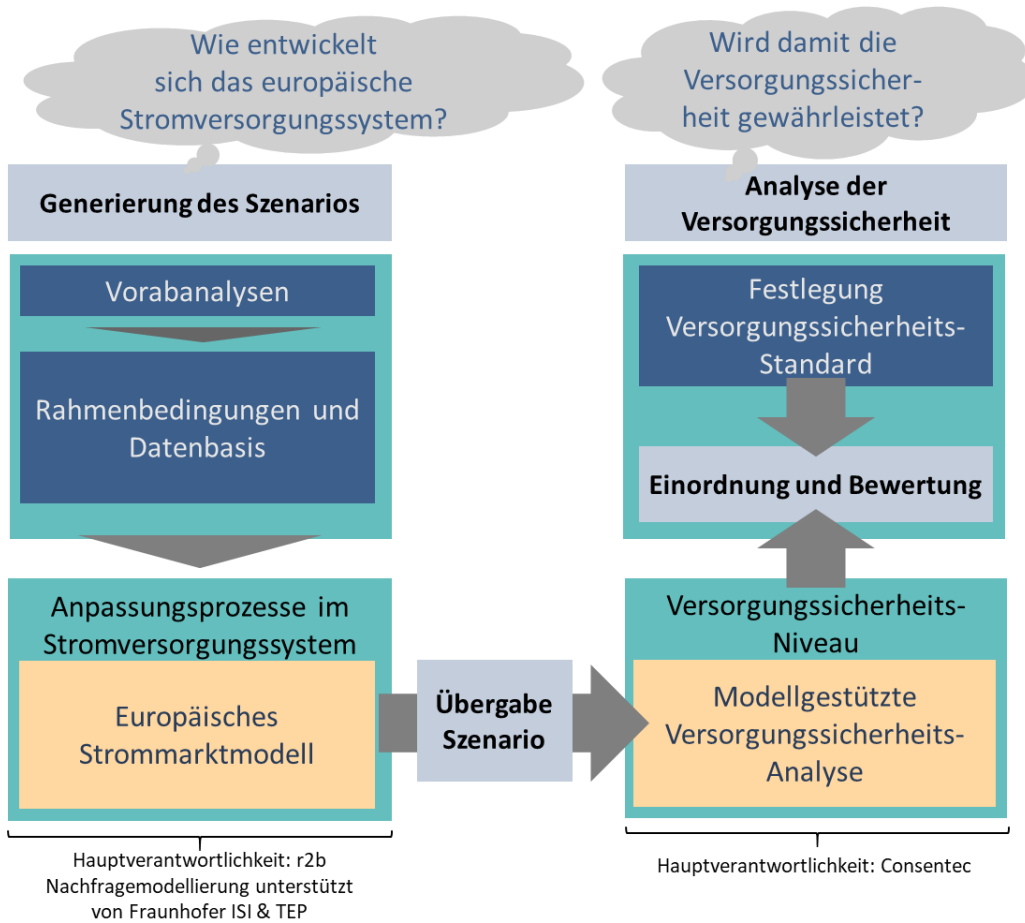
entwicklungen der Methodik zur Modellierung und zum Monitoring von Versorgungssicherheit am europäischen Strommarkt auf Grundlage bestehender Konzepte. Anschließend wurde die Versorgungssicherheit auf Basis des entwickelten Monitoringkonzeptes für den Status Quo und als Prognose für die folgenden Jahre sowie als Ausblick für das Jahr 2030 empirisch analysiert.

Die konkreten Untersuchungsziele im Rahmen des Projektes „[Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten von 2017 bis 2019](#)“ sind wie folgt definiert:

- Definition eines oder mehrerer geeigneter Indikatoren sowie entsprechender Schwellenwerte zum Monitoring und zur Bewertung der Versorgungssicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems;
- Ableitung von Szenarien der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems aufbauend auf detaillierten Vorabanalysen und unter Verwendung eines dynamischen europäischen Strommarktmodells unter Berücksichtigung von Stochastik, Wirtschaftlichkeit, Marktmechanismen und Marktanpassungsreaktionen;
- Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit mittels eines probabilistischen Modells, das die Eintrittswahrscheinlichkeiten möglicher Systemzustände abbildet.

Im Rahmen dieses Projektes sind wir den zuvor aufgezeigten, neuen Anforderungen gerecht geworden, indem das Monitoring der Versorgungssicherheit auf Basis eines konsistenten zweistufigen Ansatzes erfolgt. Hierzu haben wir beide Modelle methodisch konsistent weiterentwickelt und aufeinander abgestimmt. Ein Schwerpunkt hierbei ist die konsistente Abbildung von Stochastik in den beiden Modellen.

ABBILDUNG 1-1: KONSISTENTER ZWEISTUFIGER MODELLIERUNGSANSATZ



Quelle: Eigene Darstellung.

In der ersten Stufe simulieren wir ausgehend von umfänglichen Voranalysen, in denen die Rahmenbedingungen und Datenbasis ermittelt werden, dynamisch die Entwicklung des Stromversorgungssystems auf Basis eines integrierten Investitions- und Dispatchmodells des europäischen Strommarktes (Deutschland, seine elektrischen Nachbarn sowie Skandinavien, Großbritannien und Italien) unter Berücksichtigung der Stochastik mehrerer Wetter- und Lastjahre sowie von Kraftwerksausfällen. Die Ergebnisse dieser Simulationsrechnungen sind die Eingangsparameter für die zweite Stufe – die Analyse der Versorgungssicherheit mittels des probabilistischen Versorgungssicherheitsmodells. Im Ergebnis ermitteln wir so das Niveau der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Eintritts-

wahrscheinlichkeiten verschiedener Systemzustände, des europäischen Strombinnenmarktes und dynamischer Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten in einem konsistenten zweistufigen Ansatz. Das Versorgungssicherheitsniveau wird schließlich anhand eines Vorschlags zu einem Versorgungssicherheitsstandards eingeordnet und bewertet, dessen Festlegung ebenfalls Gegenstand dieses Projekts ist.

Aufbau der Studie

Der vorliegende Projektbericht beschreibt einerseits die zentralen Ergebnisse zu den bisherigen methodischen Weiterentwicklungen der Modellierungsansätze und des Monitorings. Andererseits werden Ergebnisse zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland auf Grundlage von im Rahmen des Projekts entwickelten Szenarien für die Jahre 2020, 2023, 2025 und 2030 dargestellt, die sich bei Anwendung der methodischen Weiterentwicklungen ergeben.

In [Kapitel 2](#) gehen wir genauer auf die Definition der Versorgungssicherheit am Strommarkt ein, stellen Kenngrößen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit vor und untersuchen diese auf ihre jeweilige Aussagekraft. Daran anschließend wird die Funktion eines Versorgungssicherheits-Standards (VS⁵-Standards) erörtert und ein Niveau für einen solchen Standard abgeleitet. Den Abschluss des Kapitels bilden Anmerkungen zur Interpretation eines ermittelten VS-Niveaus.

In [Kapitel 3](#) stellen wir den weiterentwickelten Ansatz bei der Modellierung dar. Zunächst beschreiben wir den übergreifenden Modellierungsansatz: Dieser beruht auf der Kopplung detaillierter Vorab-Analysen und eines stochastischen europäischen Strommarktmodells zur Generierung eines Szenarios für das zukünftige Stromerzeugungssystem in Deutschland und Europa mit einem Simulationsmodell zur quantitativen Analyse der Versorgungssicherheit. Hierbei beschrei-

⁵ Im Folgenden wird „Versorgungssicherheit“ als Teil von zusammengesetzten Begriffen mit „VS“ abgekürzt.

ben wir auch die wesentlichen Aspekte einer konsistenten Kopplung dieser beiden Modellansätze. Anschließend gehen wir detailliert auf die durchgeführten Vorab-Analysen sowie die beiden im Rahmen dieser Studie verwendeten Modelle ein. Dies umfasst die methodischen Ansätze bei den Vorab-Analysen und das stochastische europäische Strommarktmodell, mit Hilfe derer wir Szenarien zur Entwicklung des Stromerzeugungssystems und zur Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem unter Berücksichtigung von dynamischen Anpassungsprozessen auf dem europäischen Strommarkt ableiten. Anschließend stellen wir das Simulationsmodell zur quantitativen Analyse der Versorgungssicherheit dar, mit Hilfe dessen sich die zuvor identifizierten Kenngrößen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ableiten lassen.

In [Kapitel 4](#) stellen wir die zentralen Rahmenannahmen eines Referenzszenarios dar, welches wir in Abstimmung mit dem BMWi für diese Studie entwickelt haben und umfänglich mittels Abgleich mit anderen Studien und fachlichem Austausch mit zahlreichen wissenschaftlichen Forschungsvorhaben plausibilisiert haben. Das Referenzszenario hat zum Ziel, aus aktueller Sicht eine ‚best guess‘-Analyse bei den relevanten Rahmenannahmen, aber ohne eine zusätzliche Klimaschutzmaßnahme bezogen auf die Kohleverstromung, abzubilden. Eine Ausnahme zum ‚best guess‘-Ansatz könnte daher die weitere Entwicklung der installierten Leistung und des Einsatzes der Kohlekraftwerke in Deutschland⁶ sein. Eine weitere Ausnahme

⁶ Im Rahmen des Referenzszenarios haben wir keine (zusätzlichen nationalen) Maßnahmen zur sukzessiven Reduktion der Treibhausgasemissionen der Kohlekraftwerke als Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele in den nächsten Jahren unterstellt. Dies führt dazu, dass die nationalen Klimaschutzziele aufgrund eines zu geringen Beitrags des Stromsektors nicht erreicht werden und das Referenzszenario in dieser Hinsicht nicht als Ziel- oder ‚best guess‘-Entwicklung betrachtet werden kann. Dieses gilt umso mehr vor dem Hintergrund der im Koalitionsvertrag vereinbarten Einsetzung der „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, die Maßnahmen sowohl zur zielkonformen Minderung der Treibhausgasemissionen aus Kohlekraftwerken als auch zur endgültigen Beendigung der Kohleverstromung erarbeiten soll.

im konservativen Sinne sind die Annahmen zu Kosten der Flexibilitätsoptionen⁷ Lastreduktion und Netzersatzanlagen. In diesem Kapitel beschreiben wir auch die methodische Vorgehensweise und die Grundlagen zur Ableitung der Rahmenannahmen des Referenzszenarios.

In **Kapitel 5** stellen wir die Ergebnisse für das Referenzszenario dar. Zunächst beschreiben wir detailliert die sich im Zeitverlauf ergebende Entwicklung des Stromerzeugungssystems und der Verfügbarkeit bzw. Erschließung von Flexibilitätsoptionen. Zudem zeigen wir im Unterkapitel „Ausgleichseffekte am europäischen Strommarkt“ ergänzend auf, in welchem Umfang eine Berücksichtigung von Ausgleichseffekten zwischen Verbrauchslasten, dargebotsabhängiger EE-Einspeisung und ungeplanten Kraftwerksausfällen im europäischen Kontext die Anforderungen an die erzeugungsseitige Absicherung der Versorgungssicherheit reduzieren. Anschließend stellen wir die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zur Ableitung der Indikatoren zum Monitoring und zur Bewertung der Versorgungssicherheit dar.

In **Kapitel 6** beschreiben wir Rahmenannahmen und Ergebnisse von in dieser Studie erarbeiteten und analysierten alternativen Szenarien (Sensitivitäten zum Referenzszenario). Bei den alternativen Szenarien haben wir jeweils eine zentrale Änderung der Rahmenannahmen des Referenzszenarios vorgenommen. In der ersten Sensitivität haben wir im Unterschied zum Referenzszenario unsere ‚best guess‘-Kosten für die Flexibilitätspotenziale, Lastreduktion in der Industrie und

⁷ Wir haben in Abstimmung mit dem BMWi im Referenzszenario konservative Annahmen zu den Investitions- bzw. Erschließungskosten, jährlichen Fixkosten sowie erforderlichen Anreize für Marktteilnehmer bei Lastreduktionspotenzialen der Industrie und Netzersatzanlagen unterstellt. D. h. wir haben diesen Flexibilitätspotenzialen relativ hohe Kosten zugeordnet, die nicht unserem best-guess entsprechen. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten über die exakten Kosten und der Heterogenität der Kosten erscheint uns eine entsprechende Setzung im Rahmen dieser Studie zur Versorgungssicherheit im Sinne eines konservativen Ansatzes angemessen.

Netzersatzanlagen, angesetzt. Im Sinne eines Zielszenarios hinsichtlich der nationalen Treibhausgasemissionen haben wir in der zweiten Sensitivität eine beschleunigte Verringerung der im Markt befindlichen Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, z. B. auf Grundlage ordnungspolitischer Vorgaben zum spätesten Stilllegungszeitpunkt, unterstellt.⁸ Die beschleunigte Stilllegung ist so ausgestaltet, dass das Sektorziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 erreicht wird. In der dritten Sensitivität haben wir einen verzögerten Netzausbau mit entsprechenden Auswirkungen auf die verfügbaren Im- und Exportkapazitäten zwischen den betrachteten Ländern angenommen. In einer weiteren Netz-Sensitivität haben wir eine eingeschränkte physikalische grenzüberschreitende Austauschkapazität ohne die Möglichkeit von Marktanpassungsprozessen untersucht.⁹

In **Kapitel 7** fassen wir abschließend die zentralen Ergebnisse noch einmal zusammen, ziehen Schlussfolgerungen und zeigen ggf. vorhandenen Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf. Darüber hinaus geben wir Empfehlungen, welche Maßnahmen zur Sicherstellung des VS-Niveaus sinnvoll oder erforderlich sein können.

⁸ Im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten erfolgt dabei keine Festlegung auf eine konkrete Maßnahme zur Reduktion der installierten Leistung von Kohlekraftwerken am Strommarkt. Ob die betreffenden Anlagen beispielsweise stillgelegt oder in eine Reserve überführt werden ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

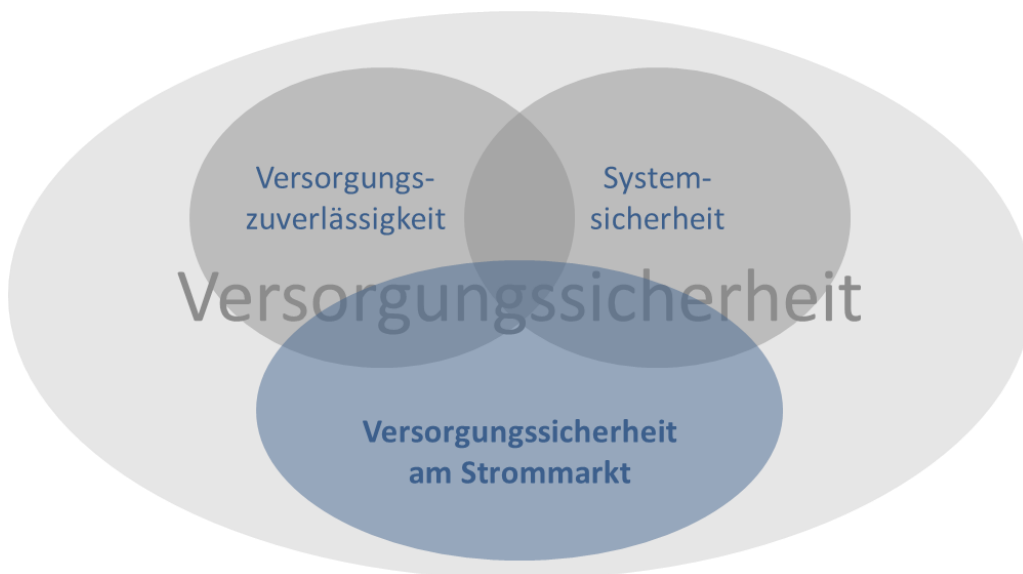
⁹ Ohne die Möglichkeit von Marktanpassungsprozessen bedeutet, dass in dieser Sensitivität lediglich eine Anpassung in der quantitativen Analyse des Niveaus der Versorgungssicherheit implementiert wird und keine Marktanpassungsprozesse im Rahmen der Modellierung mit dem europäischen Strommarktmodell ermittelt werden.

2 Definition von und Bewertungsmaßstab für Versorgungssicherheit am Strommarkt

2.1 Definition der Versorgungssicherheit am Strommarkt und Ziel ihrer Bewertung

Versorgungssicherheit bildet zusammen mit der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit ein gleichrangiges Ziel der Energiepolitik (energiepolitisches Zieldreieck). Der **Begriff der Versorgungssicherheit** des Stromversorgungssystems wird dabei in verschiedenen Kontexten unterschiedlich verwendet und unterschiedlich weit gefasst.

ABBILDUNG 2-1: ABGRENZUNG DES UNTERSUCHUNGSGEGENSTANDES



Quelle: Eigene Darstellung.

Versorgungssicherheit im weiteren Sinne hat dabei drei unterschiedliche Dimensionen:

- Die **Versorgungszuverlässigkeit**, die im Wesentlichen darauf abzielt, ob Verbraucher mit dem Stromnetz verbunden sind.

- Die **Systemsicherheit**, die im Wesentlichen darauf abzielt, ob das Stromnetz in einem stabilen Zustand betrieben wird und auch nach Fehlerereignissen stabil bleibt.
- Die **Versorgungssicherheit am Strommarkt**, die darauf abzielt, ob eine bedarfsgerechte Stromproduktion im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt gewährleistet ist.

Im Rahmen des vorliegenden Berichtes wird die **Versorgungssicherheit am Strommarkt** betrachtet. Der Begriff Versorgungssicherheit beschreibt in diesem Bericht somit die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt.

In Europa ist seit vielen Jahren ein Binnenmarkt etabliert, an dem Strom innerhalb sogenannter Gebotszonen als jeweils homogenes Produkt gehandelt wird. Der Gebotszonenzuschnitt orientiert sich bisher überwiegend an Ländergrenzen; Ausnahmen sind einerseits die gemeinsame Gebotszone von Deutschland und Luxemburg und andererseits die Länder Norwegen, Schweden, Dänemark und Italien, die in jeweils mehrere Gebotszonen unterteilt sind. Zwischen den Gebotszonen bestehen Austauschkapazitäten in erheblichem Umfang. Der gemeinsame europäische Binnenmarkt für Strom bildet die Grundlage des Monitorings der Versorgungssicherheit in diesem Bericht. Die Angebotsentwicklung erfolgt im europäischen Strombinnenmarkt unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten, weshalb auch die Prüfung des Marktes auf Gewährleistung von Versorgungssicherheit hierzu konsistent erfolgen muss. Grenzüberschreitende Austausche tragen zur Versorgungssicherheit bei. Das bedeutet, dass der relevante Großhandelspreis für deutsche Verbraucher zwar an einem deutschen Marktplatz bestimmt wird, an diesem kaufen und verkaufen aber selbstverständlich auch ausländische Akteure Strom. Insofern steht die inländische Stromversorgung niemals nur inländischen Verbrauchern zur Verfügung. Deshalb ist

eine nationale Sichtweise auf Versorgungssicherheit (Autarkie) kein im europäischen Binnenmarkt anwendbares Konzept. Die Betrachtung des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels impliziert auch, dass Netzrestriktionen innerhalb eines Landes kein Bewertungskriterium im Rahmen dieser Untersuchung sind.¹⁰ Im englischsprachigen Raum wird die Versorgungssicherheit am Strommarkt mit Blick auf die dafür notwendige Erzeugungskapazität auch als „*generation adequacy*“ (in Abgrenzung zur „*transmission adequacy*“) bezeichnet.

Versorgungssicherheit am Strommarkt muss jedoch auch die Verbraucherpräferenzen berücksichtigen. **Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist gegeben, wenn stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) größer als oder gleich groß wie der Marktpreis (Kosten) ist.**¹¹ Verbraucher, wie z. B. private Haushalte, die den Marktpreis in der Regel nicht beobachten (können), werden hierbei durch ihre Versorger als Vermittler vertreten. Aufgrund der eingegangenen Lieferverpflichtungen müssen die Versorger eine entsprechende Strombeschaffung absichern oder tragen andernfalls hohe Ausgleichsenergiekosten für Unterdeckungen ihrer Bilanzkreise. Andere Verbraucher, wie z. B. stromintensive Industriebetriebe, beobachten den Marktpreis hingegen direkt oder über Dienstleister und können abhängig von ihren Opportunitäten mit kurzfristigen Reduktionen oder Verschiebungen ihrer Verbrauchslast auf die Marktpreise bzw. einzelne Strompreisspitzen reagieren.

Versorgungssicherheit erfordert somit nicht, dass alle Nachfrager jederzeit Energie beziehen können müssen. Vielmehr sind Verbrauchsreduktionen oder -kürzungen mit der Versorgungssicherheit im Einklang, sofern dies der (preislichen) Prä-

¹⁰ Netzengpässe innerhalb Deutschlands werden in anderen Prozessen (Systemanalysen für die Netzreserve, Netzentwicklungsplan) adressiert. Für die technischen Herausforderungen, welche sich dort zeigen, werden geeignete Maßnahmen erarbeitet und anschließend umgesetzt.

¹¹ Vgl. z. B. BMWi (2015).

ferenz der betroffenen Nachfrager entspricht. Die Flexibilität der Nachfrage, insbesondere das nutzbare Potenzial an Lastmanagement der Industrie, spielt daher für die Versorgungssicherheit – neben der Verfügbarkeit flexibler Erzeugungslagen – eine wichtige Rolle und muss in der Analyse in geeigneter Weise berücksichtigt werden.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit hat vor diesem Hintergrund das Ziel zu prüfen, ob die Strommärkte in Deutschland und Europa langfristig sicherstellen, dass genügend Kraftwerke und andere Flexibilitäten in Form von Speichern und flexiblen Lasten vorgehalten werden, um die oben beschriebene Bedingung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage zu gewährleisten.

Zu berücksichtigen ist bei der Analyse der Versorgungssicherheit am Strommarkt auch, dass den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) verschiedene weitere Maßnahmen zur Verfügung stehen, um die Versorgung selbst dann zu sichern, wenn Angebot und Nachfrage auseinanderfallen sollten. Hierzu zählen insbesondere der Einsatz von Regelleistung sowie weiterer vorhandener Reserven der nationalen und ausländischen ÜNB, wie z. B. die Kapazitätsreserve. Nur in dem unwahrscheinlichen Fall, dass nach Ausschöpfung dieser Maßnahmen der preisunelastische Verbrauch die insgesamt verfügbare Erzeugungsleistung dennoch übersteigt, müssten die Netzbetreiber als „*ultima ratio*“ unfreiwillige Abschaltungen einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze vornehmen. Nur ein sehr kleiner Teil der Last wäre somit betroffen, während der Großteil der Verbraucher weiterhin versorgt würde. Ein sicherer Betrieb des europäischen Verbundnetzes ist auch in einer solchen Situation weiterhin möglich¹².

Nachfolgend werden zunächst Kenngrößen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit vorgestellt und auf ihre jeweilige Aussagekraft hin untersucht (Abschnitt 2.2). Daran anschließend wird die Funktion eines VS-Standards erörtert und ein

¹² Ein flächendeckender Stromausfall bzw. ein großräumiger Zusammenbruch des europäischen Verbundnetzes entsteht praktisch nur durch größere störungsbedingte Ausfälle von Netzbetriebsmitteln im Übertragungsnetz (und betrifft daher den Bereich Systemsicherheit).

Niveau für einen solchen Standard abgeleitet (Abschnitt 2.3). Den Abschluss des Kapitels bilden Anmerkungen zur Interpretation eines ermittelten VS-Niveaus (Abschnitt 2.4).

2.2 Kenngrößen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit

2.2.1 LoLP, EENS und verwandte Kenngrößen

Beschreibung der Kenngrößen

Versorgungssicherheit hat grundsätzlich einen probabilistischen Charakter. Denn die Fähigkeit des Stromversorgungssystems zur Nachfragedeckung zu einem bestimmten Zeitpunkt hängt von der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Realisierung einer Vielzahl stochastischer Einflussfaktoren ab. Hierzu zählen neben der ausfallbedingten Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen vor allem witterungsbedingte Einflüsse auf Nachfrage und zunehmend wesentlichere Teile der Erzeugung (insbesondere Solar- und Windenergie).

Diesem Umstand wird seit einigen Jahren durch Anwendung probabilistischer Bewertungsmethoden (vgl. Kapitel 3) Rechnung getragen. Dementsprechend haben sich probabilistisch definierte Kenngrößen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit etabliert. Sie beruhen alle auf der Bewertung von Systemzuständen, in denen die verbleibende Leistung (am Strommarkt) kleiner als Null ist, d. h. nicht alle Verbraucher jederzeit entsprechend ihrer preislichen Präferenzen versorgt werden können (siehe auch Abschnitt 2.1).

Die Kenngröße Lastüberhangwahrscheinlichkeit gibt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten solcher Zustände an. Im Englischen wird hierfür der Begriff „Loss of Load Probability“, kurz LoLP, verwendet.¹³ LoLP wird einheitenlos oder in Prozent

¹³ Auf die Interpretation eines z. B. durch LoLP ausgedrückten VS-Niveaus gehen wir weiter unten und noch ausführlicher in Abschnitt 2.4 näher ein.

angegeben.¹⁴ Sie kann auch äquivalent durch die Lastausgleichswahrscheinlichkeit ausgedrückt werden; dies ist die Wahrscheinlichkeit, mit der die verbleibende Leistung (am Strommarkt) größer als oder gleich Null ist.¹⁵

EENS (Abkürzung für „Expected Energy Not Supplied“) gibt den Erwartungswert der Nachfrageenergie an, die am Strommarkt nicht gedeckt werden kann. Dies entspricht dem Erwartungswert des Integrals der negativen verbleibenden Leistung und wird als Energiemenge (z. B. GWh) pro Jahr ausgedrückt.

Bestehen keine weiteren Reserven außerhalb des Strommarkts, gibt die Kenngröße LoLP die Wahrscheinlichkeit für eine unfreiwillige Abschaltung von Verbrauchern an. Von einer solchen Abschaltung wären sogenannte „unflexible Verbraucher“ betroffen, die die Preisschwelle, ab der sie bereit wären, auf die Belieferung mit Strom zu verzichten, nicht marktbasierend äußern können. Daher müsste bei einem Mangel an Erzeugung oder anderweitiger Flexibilität ein (kleiner) Teil der unflexiblen Verbraucher bei Erreichen der technischen Preisgrenze im Markt unfreiwillig abgeschaltet werden, um die Systemstabilität aufrechtzuerhalten, während der übrige (Groß-)Teil der Verbraucher weiterhin versorgt wird.

Bestehen dagegen, wie in Deutschland, noch Reserven außerhalb des Strommarkts¹⁶, gibt die Kenngröße LoLP die Wahrscheinlichkeit dafür an, dass diese Reserven aktiviert werden.¹⁷ Eine unfreiwillige Abschaltung von Verbrauchern weist damit in der Praxis eine niedrigere Wahrscheinlichkeit auf, als der LoLP-Wert ausdrückt.

¹⁴ Alternativ kann sie – durch Multiplikation mit der Anzahl der Stunden pro Jahr (8760) – auch in Stunden pro Jahr angegeben werden und wird dann als Loss of Load Expectation (LoLE) bezeichnet.

¹⁵ Für die Umrechnung gilt: Lastausgleichswahrscheinlichkeit = $1 - LoLP$.

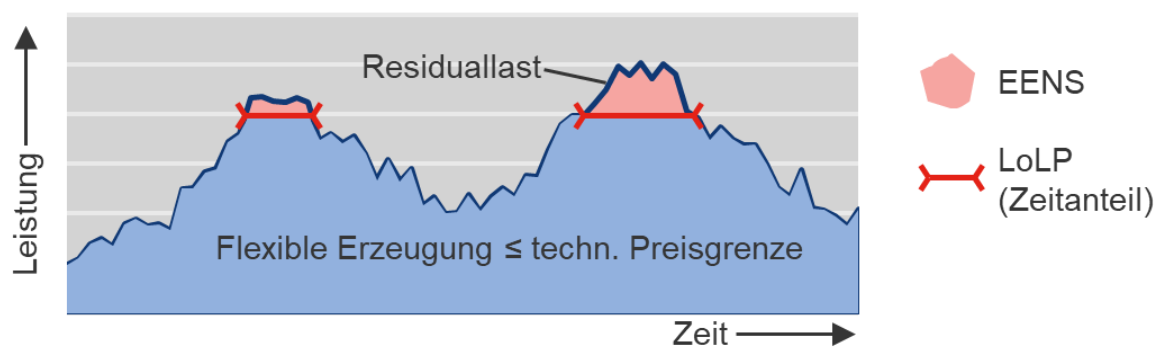
¹⁶ Hierzu zählt in Deutschland insbesondere die Kapazitätsreserve.

¹⁷ Komplementär dazu gibt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit die Wahrscheinlichkeit an, dass diese Reserven nicht aktiviert werden.

Sowohl LoLP als auch EENS geben Erwartungswerte statistischer Verteilungen an, die sich aus dem stochastischen Charakter der Einflussgrößen für Lastüberhang ergeben. In Anhang F wird erläutert, warum dies eine sachgerechte Herangehensweise ist.

Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen LoLP und EENS ist in der folgenden Abbildung anhand eines schematischen Verlaufs von Residuallast und flexibler Erzeugung dargestellt.

ABBILDUNG 2-2: GRUNDSÄTZLICHER ZUSAMMENHANG ZWISCHEN LoLP UND EENS



Quelle: Eigene Darstellung.

LoLP und Lastausgleichswahrscheinlichkeit beschreiben Wahrscheinlichkeiten, d. h. Zeitanteile, enthalten jedoch keine Informationen über die Höhe des jeweils auftretenden Lastüberhangs in Knappheitsphasen. Im Gegensatz dazu enthält EENS Informationen zum Umfang des Lastüberhangs, nicht jedoch zur Wahrscheinlichkeit, mit der ein solcher auftritt.

Einordnung der Kenngrößen

Bei der Beurteilung des Strommarktdesigns im Hinblick auf Versorgungssicherheit geht es um die Frage, ob eine effiziente Investition unterblieben ist, deren Kosten geringer wären als die Höhe des ohne diese Investition entgangenen Nutzens in Form von reduzierten unfreiwilligen Abschaltungen. Hierzu wird eine Investition in das „nächste MW“ an Flexibilität betrachtet. Diese vermeidet ein Defizit von 1 MW für einen Anteil der Zeit, die gerade dem LoLP-Wert entspricht.

Auf die monetäre Bewertung dieser vermiedenen Defizitenergie gehen wir in Abschnitt 2.3.2 näher ein. Für die Auswahl einer Kenngröße zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ist aber hier zunächst festzuhalten, dass nur die Dauer, nicht aber die Höhe (Leistung) des Defizits eine Rolle spielt. Dies spricht klar für die LoLP als relevante Kenngröße.

Streng genommen ist die LoLP allerdings keine eindeutige Eigenschaft eines zu prüfenden Stromversorgungssystems. Dies wäre nämlich nur dann der Fall, wenn das System keinerlei zeitliche Flexibilität aufwiese. Tatsächlich bestehen im europäischen Stromversorgungssystem aber erhebliche Möglichkeiten, den Verlauf der Residuallast zeitlich zu beeinflussen. Hierzu eignen sich zum einen Speicher, und zum anderen besteht auch Lastflexibilität zu einem erheblichen Anteil in zeitlicher Verschiebung der Nachfrage (d. h. freiwilliger Lastverschiebung neben freiwilligem Lastverzicht). Wenn sich zeitintegral, z. B. über die Dauer eines betrachteten Jahres, eine Unterdeckung der Nachfrage nicht vermeiden lässt, dann ist die Dauer der Unterdeckung durch Einsatz solcher Flexibilitäten in gewissem Umfang steuerbar. Es besteht also die Möglichkeit eines Abtauschs der Dauer von Unterdeckung gegen deren Höhe (Leistung).

Wie in Kapitel 3 noch ausgeführt wird, werden zur Messung der Versorgungssicherheit Simulationsverfahren eingesetzt. In deren Rahmen lässt sich theoretisch eine „minimale LoLP“ ermitteln, indem die Flexibilitäten so genutzt werden, dass die Phase(n) der Unterdeckung möglichst kurz wird bzw. werden, ungeachtet der dann auftretenden ungedeckten Leistung. Diese „minimale LoLP“ ist im Modell eindeutig bestimmbar. Allerdings wird dabei implizit vorausgesetzt, dass die Akteure am Strommarkt ihr Verhalten in koordinierter Weise auf eine möglichst kurze Dauer unfreiwilliger Abschaltungen ausrichten. In der Realität würde davon

aufgrund imperfekter Prognosen sowie fehlender Anreize¹⁸ ggf. abgewichen; die insgesamt am Strommarkt nicht gedeckte Nachfrageenergie (in Berechnungen: EENS) bliebe jedoch weitgehend konstant. Dennoch ist die „minimale LoLP“ zur Beurteilung der Versorgungssicherheit geeignet, denn sie stellt eine untere Abschätzung der Auslastung dar, mit der bei einer Investition in das „nächste MW“ an Flexibilität durchschnittlich zu rechnen wäre. Unter Vernachlässigung sonstiger Abstraktionen können potenzielle Investoren also damit rechnen, dass eine zusätzliche Kapazität durchschnittlich mindestens mit der durch die „minimale LoLP“ angegebenen Auslastung betrieben würde.

Im Übrigen würde die oben diskutierte Schwierigkeit bzgl. der Eindeutigkeit der Kenngröße nicht gelöst, wenn man stattdessen auf EENS zur Bewertung der Versorgungssicherheit abstellte. Denn EENS ist zwar objektiver ermittelbar, weil sie durch Einsatz von zeitlichen Flexibilitäten nur in geringem Umfang beeinflusst werden kann. Tatsächlich würde die Herausforderung aber lediglich in die Prüfung der Effizienz einer Investition in zusätzliche Kapazität verschoben. Denn da Investitionskosten im Wesentlichen kapazitätsgetrieben sind, könnten die Kosten einer Investition zur Reduktion von EENS, also zur Deckung der „nächsten MWh“, nur dann ermittelt werden, wenn eine Auslastung angenommen würde. Dies ist aber gerade wieder der LoLP-Wert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Kenngröße LoLP (jedenfalls in Form der minimalen LoLP unter Nutzung von zeitlichen Flexibilitäten) die geeignete Kenngröße ist, um das Stromversorgungssystem auf Vorliegen eines effizienten VS-Niveaus zu prüfen. Somit ist LoLP auch die geeignete Kenngröße zur Formulierung eines VS-Standards, an dem ein gegebenes System zu messen ist. Hierauf gehen wir in Abschnitt 2.3 ein.

¹⁸ Aufgrund hoher Marktpreise in Zeiten von Knappheit bestehen zwar erhebliche Anreize, Lastüberhang grundsätzlich zu vermeiden. Es gibt aber keinen konkreten Anreiz, den Lastüberhang auf kurze Zeiten (mit größerer Höhe) anstatt längerer Zeiten (mit jeweils geringerer Höhe, d. h. bei gleichbleibender EENS) zu konzentrieren.

Die Kenngröße EENS ist zwar zur Definition eines VS-Standards nicht geeignet, enthält aber im Gegensatz zur LoLP Informationen zum Umfang der Unterdeckung. Daher eignet sie sich als zusätzliche Kenngröße zur Erläuterung der VS-Situation – insbesondere, um aufzuzeigen, dass eine unvollständige Deckung der unflexiblen Nachfrage nicht etwa mit einem großräumigen (netzbedingten) Black-out gleichzusetzen ist, sondern dass stets nur ein geringer Anteil der Verbraucher von einer unfreiwilligen Abschaltung betroffen wäre, während der Großteil der Verbraucher weiterhin versorgt wird. Hierauf gehen wir im nächsten Abschnitt 2.2.2 näher ein.

2.2.2 SAIDI-Beitrag der Versorgungssicherheit am Strommarkt

Motivation

Die oben diskutierten Kenngrößen der Versorgungssicherheit am Strommarkt werden im praktischen Diskurs zur Versorgungssicherheit mitunter als schwierig interpretierbar empfunden. Dies liegt auch daran, dass sie mit der zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit aus Kundensicht etablierten Kenngröße SAIDI (System Average Interruption Duration Index) nicht direkt vergleichbar sind. Im Gegenteil kann die Tatsache, dass sowohl LoLE (als Äquivalent zu LoLP) als auch SAIDI in der Einheit Zeitdauer (Stunden bzw. Minuten) pro Jahr ausgedrückt werden, zu Missverständnissen führen, denn während sich SAIDI auf die Wahrscheinlichkeit einer unfreiwilligen Unterbrechung aus Sicht *jedes einzelnen* Kunden bezieht, beschreiben LoLP und LoLE die Wahrscheinlichkeit dafür, dass *irgendein* Verbraucher unfreiwillig nicht versorgt wird.

Nachfolgend werden daher Überlegungen zur Spezifikation einer Kenngröße angestellt, die die Versorgungssicherheit aus Kundensicht beschreibt und mit dem störungsbedingten¹⁹ SAIDI vergleichbar ist.

Bestimmung des SAIDI in Bezug auf Versorgungszuverlässigkeit

Der SAIDI in Bezug auf die Versorgungszuverlässigkeit ist die Wahrscheinlichkeit dafür, dass ein Kundenanschluss von einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung aus Netzgründen betroffen ist. In den allermeisten Fällen in der Praxis geht es hierbei um Störungen in den Verteilernetzen. Daher wird im Folgenden auch vom störungsbedingten SAIDI gesprochen. Zur Bestimmung des SAIDI wird für jedes Störungsereignis der Störungsumfang einerseits über seine Dauer und andererseits grundsätzlich über die Leistung der betroffenen Kunden erfasst. Aus Praktikabilitätsgründen wird die betroffene Leistung in der Niederspannungsebene durch die Anzahl betroffener Kunden, in der Mittelspannungsebene durch die installierte Leistung der betroffenen Hoch-/Mittelspannungstransformatoren approximiert. Der Störungsumfang (Produkt aus Dauer einerseits und Leistung bzw. Kundenanzahl andererseits) wird über alle Störungen eines Jahres addiert und auf die entsprechende Grundgesamtheit bezogen (Gesamtleistung multipliziert mit Dauer des Jahres für die Mittelspannungs- bzw. Gesamtzahl der Kunden für die Niederspannungsebene).

Bei genauerer Betrachtung lässt sich SAIDI also grundsätzlich als Energieanteil interpretieren, nämlich als Verhältnis von ausgefallener zu insgesamt gelieferter Energie. Es werden lediglich in der Mittelspannungsebene die gelieferte und die ausgefallene Energie durch die lieferbare bzw. nicht lieferbare Energie (Produkt aus installierter Leistung und Zeit) approximiert, in der Niederspannungsebene

¹⁹ Je nach Anwendungszweck kann der auf Versorgungszuverlässigkeit bezogene SAIDI neben störungsbedingten auch weitere Versorgungsunterbrechungen umfassen. Der Einfachheit halber wird im Folgenden (nur) der Begriff „störungsbedingt“ verwendet, um die auf Versorgungszuverlässigkeit bezogene Kenngröße SAIDI von Effekten abzugrenzen, die durch die Versorgungssicherheit am Strommarkt hervorgerufen werden.

durch die Einheit „Kundenanzahl“, also die Annahme gleichen Bezugsverhaltens aller Kunden.

Der SAIDI in Bezug auf Versorgungszuverlässigkeit lag in den letzten Jahren in Deutschland zwischen 12 und 15 Minuten pro Jahr und Verbraucher.

Eine Folge der Abstraktheit des SAIDI ist, dass dieser keinesfalls mit konkret auftretenden Ereignissen vergleichbar ist. Ein SAIDI-Niveau von rund 15 Minuten pro Jahr und Verbraucher in Deutschland bedeutet also nicht, dass jeder einzelne Kunde in jedem Jahr mit ca. 15 Minuten Unterbrechung seiner Stromversorgung zu rechnen hat. Vielmehr können in Einzelfällen je nach Ursache Versorgungsunterbrechungen von deutlich größerer Dauer auftreten. Weil dies aber nur eine kleine Kundengruppe betrifft und viele andere Kunden vielleicht ein ganzes Jahr oder länger gar keine Versorgungsunterbrechung erleben, liegt der SAIDI als Durchschnittswert nur im Minutenbereich.

Kenngroße für den Strommarkt-Beitrag zum SAIDI

Es ist naheliegend, dass eine mit dem bekannten SAIDI vergleichbare Kenngroße zur Beschreibung der Versorgungssicherheit am Strommarkt aus Kundensicht (kurz Strommarkt-SAIDI) ebenfalls auf der Berechnung eines Energieanteils beruhen sollte.

Als Zähler, also als Pendant zur ausgefallenen Leistung beim störungsbedingten SAIDI (die, wie oben erläutert, in der Praxis als Energiegröße angenähert wird), dient die bereits etablierte Kenngroße EENS. Diese hat aus Kundensicht dieselbe Bedeutung wie eine störungsbedingte Versorgungsunterbrechung; es unterscheiden sich lediglich die Ursachen, die zu seiner Nichtversorgung führen.

Die Spezifikation der für den Strommarkt-SAIDI relevanten Grundgesamtheit, also des Nenners bei der Berechnung, erfordert weitergehende Überlegungen.

Von einer Strommarkt-bedingten unfreiwilligen Abschaltung sind nur unflexible Kunden betroffen und solche Kunden, deren Zahlungsbereitschaft höher als die Preisgrenze liegt, bei der die Abschaltung vorgenommen wird. Dies gilt auch

dann, wenn, wie üblicherweise der Fall, das Abschaltkonzept eines Netzbetreibers im Bedarfsfall die vorübergehende Abschaltung eines gesamten Netzbezirks vorsieht. Denn ein Teil der dort angeschlossenen flexiblen Kunden verzichtet in der unterstellten Situation ja aufgrund des erhöhten Strompreises bereits freiwillig auf die Stromabnahme, noch bevor die Abschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt. Die für den Strommarkt-Beitrag zum SAIDI heranzuziehende Grundgesamtheit kann im Rahmen der VS-Analyse rechnerisch ermittelt werden, indem von der Jahresenergieabnahme aller Kunden das Jahresintegral des Potenzials für freiwilligen Lastverzicht subtrahiert wird.²⁰

Die Berechnung des Strommarkt-Beitrags zum SAIDI in einer Gebotszone erfolgt somit, indem die EENS durch die Jahresenergieabnahme abzüglich des Jahresintegrals des bei der VS-Bewertung berücksichtigten freiwilligen Lastverzichtspotenzials dividiert wird.

²⁰ Gegen die Beschränkung der Grundgesamtheit auf die tatsächlich betroffenen Kunden könnte eingewandt werden, dass bei der Bestimmung des störungsbedingten SAIDI alle Kunden (bzw. die gesamte Leistung) gezählt werden, obwohl es auch bei störungsbedingten Versorgungsunterbrechungen Kunden im betroffenen Netzgebiet gibt, die selbst nicht betroffen sind. Es sind diese Kunden, die sich durch Notstromaggregate abgesichert haben.

Allerdings betrifft diese „Ungenauigkeit“ nicht nur den Zähler, sondern auch den Nenner der SAIDI-Berechnung. Das Ignorieren der vor Versorgungsunterbrechungen geschützten Kunden entspricht also der nicht unplausiblen Annahme, dass der Anteil dieser Kunden regional gleichmäßig verteilt ist, und hat somit keine systematische Auswirkung auf den SAIDI-Wert.

Würde man dagegen bei der Berechnung des Strommarkt-Beitrags zum SAIDI die von einer Strommarktbedingten Abschaltung nicht betroffenen flexiblen Kunden mitberücksichtigen, wäre nur der Nenner betroffen, also die Grundgesamtheit. Denn der Zähler, also der Umfang der VS-bedingten Abschaltung (EENS), muss ja stets dem Ausmaß des Lastüberhangs entsprechen. Je mehr flexible Kunden in einer Region bereits vor der Abschaltung durch den Netzbetreiber auf ihre Stromentnahme verzichten, desto größer (im netztologischen Sinne) muss der Abschaltbereich gewählt werden, um die erforderliche physikalische Wirkung der Abschaltung zu erreichen. Daher würde die Einbeziehung aller flexiblen Kunden in die Berechnung des Strommarkt-Beitrags zum SAIDI zu einer systematischen Verringerung des Berechnungsergebnisses führen. Diese Wirkung wäre zudem betragsmäßig erheblich, denn der Anteil flexibler Kunden (die bei Strommarktbedingter Abschaltung nicht betroffen sind) am Gesamtkollektiv ist deutlich höher als der Anteil der Kunden mit Notstromaggregat (die bei störungsbedingter Abschaltung nicht betroffen sind), weil die auf Versorgungssicherheit bezogene Flexibilität auch ohne technisches Gerät durch Verbrauchsverzicht umgesetzt werden kann.

Interpretation und Bedeutung des Strommarkt-Beitrags zum SAIDI

Aufgrund der prinzipiell analogen Berechnungsvorschrift ist der hier vorgeschlagene Strommarkt-Beitrag zum SAIDI unmittelbar mit dem störungsbedingten SAIDI vergleichbar. Er erlaubt es daher, die Konsequenzen Strommarkt-bedingter Abschaltungen aus Kundensicht mit dem Niveau der Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung zu vergleichen, das aufgrund von Netzstörungen auftritt und akzeptiert wird.

Ein Berechnungsbeispiel: Nimmt man einen Jahresstromverbrauch in Deutschland von 525 TWh und ein Lastflexibilitätspotenzial von 25 TWh (entspricht ca. 3 GW)²¹ an, dann ergibt sich ein relevanter Jahresverbrauch von 500 TWh. Bei einem unterstellten EENS-Wert von z. B. 1 GWh/a resultiert daraus ein Strommarkt-bedingter SAIDI von 1,05 min/a.²²

Ebenso wie beim störungsbedingten SAIDI darf auch der Strommarkt-Beitrag zum SAIDI nicht als Wirkung auf jeden Kunden missverstanden werden, sondern muss als Wahrscheinlichkeit einer unfreiwilligen Unterbrechung aus Sicht jedes einzelnen Kunden im Sinne einer durchschnittlichen Betroffenheit verstanden werden, wobei Unterbrechungen in der Praxis bei einzelnen Kunden länger oder kürzer ausfallen können.²³

Es sei auch betont, dass der hier vorgestellte Strommarkt-Beitrag zum SAIDI rein informatorischen Charakter hat und nicht geeignet ist, um ihn einem VS-Standard gegenüberzustellen.²⁴

²¹ Da davon auszugehen ist, dass in den wenigen Zeiten, in denen es zu einer VS-bedingten Nachfragekürzung käme, stets das Lastverzichtspotenzial aktiviert würde, wird dessen Verfügbarkeit bei dieser überschlägigen Betrachtung mit 8760 h/a angesetzt.

²² Berechnung: $1 \text{ GWh/a} : 500.000 \text{ GWh/a} * 8760 \text{ h/a} * 60 \text{ min/h} = 1,05 \text{ min/a}$

²³ Bei praxisüblichen Abschaltkonzepten würde es nur für einen kleinen Teil aller Kunden überhaupt zu (rollierenden) Abschaltungen kommen, die dann jedoch deutlich länger als nur einige Minuten dauern würden. Eine Verfeinerung des Abschaltkonzepts hätte auf den Strommarkt-Beitrag zum SAIDI keinen Einfluss.

²⁴ Aufgrund der Tatsache, dass er, um die Vergleichbarkeit mit dem störungsbedingten SAIDI zu gewährleisten, auf der EENS und damit einer energetischen Kenngröße beruht, ist der Strommarkt-SAIDI ebenso wie EENS (vgl. Abschnitt 2.2.1) nicht geeignet, um ihn einem VS-Standard gegenüberzustellen.

2.2.3 Beitrag der Importe zur Versorgungssicherheit

In Kapitel 1 wurde bereits dargelegt, dass angesichts des Strombinnenmarkts eine Analyse der Versorgungssicherheit am Strommarkt international bzw. europäisch erfolgen muss. Dementsprechend sind gemäß § 51 Absatz 3 EnWG beim Monitoring der Versorgungssicherheit grenzüberschreitende Ausgleichseffekte zu berücksichtigen.

Der Gesetzgeber fordert aber (in § 63 Absatz 2 EnWG) auch, im Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit darzustellen, „*inwieweit Importe zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen*“. Der Beitrag von Importen zur Versorgungssicherheit stellt gewissermaßen die Inanspruchnahme der grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte dar. Er liefert daher, ähnlich wie EENS oder SAIDI-Beitrag, eine wichtige zusätzliche Information, mit der das primär durch die Kenngröße LoLP beschriebene VS-Niveau eingeordnet werden kann.

Der Beitrag von Importen zur Versorgungssicherheit darf dabei nicht mit den Importen gleichgesetzt werden, die real beobachtet oder für die Zukunft erwartet werden. Denn letztere ergeben sich aus der ökonomischen Ratio der Marktteilnehmer. Vereinfacht gesprochen, kommen unter idealen Marktbedingungen im Rahmen der Möglichkeiten der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten stets die kostengünstigsten Erzeugungsanlagen zum Einsatz. Dies führt regelmäßig zu Importen, obwohl im Inland noch Erzeugungsanlagen oder andere Flexibilitätsoptionen – jedoch zu höheren Kosten – verfügbar wären. Für die VS-Analyse ist dagegen entscheidend, inwieweit ein Import notwendig ist, um einen Lastüberhang zu verhindern bzw. deren Umfang abzumildern. Durch unseren zweistufigen Modellansatz sind wir in der Lage, diese Differenzierung vorzunehmen und die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Importe explizit zu ermitteln. Details hierzu finden sich in Abschnitt 3.3.6.

2.3 Ableitung eines Versorgungssicherheitsstandards

2.3.1 VS-Standard als Gleichgewichtsbedingung

Die Funktion eines VS-Standards ist es, einen Schwellenwert vorzugeben, anhand dessen ein Elektrizitätsversorgungssystem auf ein angemessenes Niveau der Versorgungssicherheit geprüft werden kann. Konkret legt § 51 Absatz 4 EnWG hierzu fest:

"Das Monitoring [...] umfasst die Messung und die Bewertung der Versorgungssicherheit. Das Monitoring erfolgt auf Basis von

- 1. Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind, sowie*
- 2. Schwellenwerten, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt."*

Als geeigneter Indikator zur Formulierung eines VS-Standards wurde in Abschnitt 2.2.1 die Kenngröße LoLP (Lastüberhangwahrscheinlichkeit) identifiziert.

Die Ableitung eines Schwellenwerts für die Kenngröße LoLP gelingt über einen volkswirtschaftlichen Ansatz: Das effiziente Niveau der Versorgungssicherheit kann als Gleichgewichtszustand bezüglich Kosten und Nutzen aus volkswirtschaftlicher Sicht (aus der Verbraucherperspektive) formuliert werden. Dabei ist es volkswirtschaftlich nicht effizient, wenn zusätzliche Kapazitäten nur für sehr seltene Fälle vorgehalten werden. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass es volkswirtschaftlich effizient ist, wenn ein kleiner Teil der Last für kurze Zeit, d. h. in seltenen Fällen, nicht gedeckt werden kann, während der Großteil der Verbraucher weiterhin versorgt wird. Denn es ist unmittelbar einleuchtend, dass mit steigendem VS-Niveau jede weitere Investition in Kapazitäten am Strommarkt einen immer geringeren zusätzlichen Nutzen (in Form vermiedener Abschaltung von Verbrauchern) stiftet.

Der VS-Standard (Schwellenwert im Sinne des § 51 Absatz 4 Ziffer 2 EnWG) wird als Gleichgewichtszustand bezüglich Kosten und Nutzen aus volkswirtschaftlicher Sicht so bestimmt, dass der entgangene Nutzen durch eine unfreiwillige Abschaltung von Verbrauchern gleich hoch ist wie die Kosten, die zur Vermeidung dieser Abschaltung aufzuwenden wären.

Die hierbei anzusetzenden Kosten sind diejenigen zur Errichtung einer zusätzlichen Erzeugungsanlage der kostengünstigsten Technologie (Cost of New Entry, CoNE).²⁵ Deren Nutzen ergibt sich aus der zu erwartenden Auslastung – also der Wahrscheinlichkeit, für die mit ihrem Einsatz gerechnet werden kann, um Verbrauchsabschaltungen zu verhindern – gewichtet mit der Zahlungsbereitschaft der betroffenen Verbraucher (Value of Lost Load, VoLL). Kennt man die Zahlungsbereitschaft und die Kosten, kann die Auslastung ermittelt werden, für die das oben beschriebene Gleichgewicht eintritt:

$$\widehat{LoLP} = \frac{CoNE}{VoLL} \quad (2.1)$$

\widehat{LoLP} (sprich: „LoLP-Dach“) beschreibt den Schwellenwert für die Lastüberhangswahrscheinlichkeit als VS-Standard. In einem nachhaltigen Marktdesign sollte die Einhaltung dieses Schwellenwerts durch Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten erfolgen. Die Prüfung, ob dies gegeben ist, erfolgt deshalb durch den Vergleich des – gemäß dem beschriebenen Gleichgewichtszustand – für die Kenngröße LoLP ermittelten Schwellenwert mit einem berechneten LoLP-Wert, der die Wahrscheinlichkeit angibt, dass die verbleibende Leistung am Strommarkt kleiner Null ist.

Wird der Schwellenwert vom zu prüfenden System für ein künftiges Betrachtungsjahr überschritten, dann ist dies ein Indiz dafür, dass eine wirtschaftlich effiziente Investition unterblieben ist, d. h. dass die in der Stromversorgung tätigen

²⁵ Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in Abschnitt 2.3.3.

professionellen Akteure im aktuellen Marktumfeld die Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition nicht erkannt oder sie jedenfalls nicht ausgenutzt haben. Dies zöge die gemäß § 51 Absatz 4 Ziffer 2 EnWG vorgesehene Prüfung von Maßnahmen nach sich, insbesondere die Prüfung auf noch vorhandene Hemmnisse und Fehlanreize sowie die Prüfung, ob ein späteres „Einschwingen“ durch Marktanpassungsprozesse erwartet wird.

Dieser Prüfvorbehalt auf ein späteres „Einschwingen“ ist aus ökonomischer Sicht auch deshalb zielführend, weil der oben beschriebene Gleichgewichtszustand theoretischer Natur ist. Reale Märkte befinden sich nämlich nie tatsächlich in einem konstanten Gleichgewicht, weil ständig auf neue Informationen und Veränderungen reagiert wird. Ein funktionierender Markt zeichnet sich vielmehr dadurch aus, dass er stets zu einem solchen Gleichgewicht hin tendiert. Wird ein anhand des oben beschriebenen Gleichgewichtsprinzips festgelegter Schwellenwert überschritten, so kann dies entweder aus einer die Versorgungssicherheit beeinträchtigenden Marktunvollkommenheit (z. B. Hemmnisse und Fehlanreize im Markt- und Regulierungsdesign) oder aus dynamischen Anpassungsprozessen des Marktes („Einschwingen“) resultieren. Aus solchen Marktunvollkommenheiten hervorgehende Überschreitungen des LoLP-Schwellenwertes, die bis hin zu einem Marktversagen führen können, machen ggf. das Ergreifen von Gegenmaßnahmen, wie zum Beispiel den Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen im Markt- und Regulierungsdesign oder gar die übergangsweise Einführung eines Kapazitätsmechanismus, erforderlich. Aus diesem Grund schaut das VS-Monitoring mehr als zehn Jahre in die Zukunft, denn so bleibt gegebenenfalls ausreichend Zeit für derartige Reaktionsmöglichkeiten. Wenn die Prüfung hingegen zeigt, dass die Überschreitung des LoLP-Schwellenwertes auf dynamische Anpassungsprozesse des Marktes zurückzuführen ist, kann erwartet werden, dass durch Reaktion des Marktes das Stromversorgungssystem bald wieder in einen Zustand gebracht wird, in dem der LoLP-Wert unterhalb des Schwellenwertes liegt.

2.3.2 Value of Lost Load

Auftragsgemäß werden im Rahmen dieser Studie konzeptionelle Überlegungen zur Bestimmung eines sachgerechten Werts des Value of Lost Load (VoLL) für die Bewertung der Versorgungssicherheit in Deutschland angestellt und eine Literaturrecherche bzgl. verfügbarer Zahlenwerte durchgeführt. Eigene originäre – beispielsweise empirische – Analysen zur Ermittlung des VoLL sind dagegen nicht Gegenstand dieser Studie.

Konzeptionelle Überlegungen

Die Kernfrage zur Beurteilung der Versorgungssicherheit lautet: Wenn es zu knappheitsbedingten Abschaltungen käme, entspräche dies der Präferenz der abgeschalteten Kunden, oder wären diese bereit gewesen, für zusätzliche Kapazität mehr zu zahlen, um ihre Abschaltung zu verhindern?

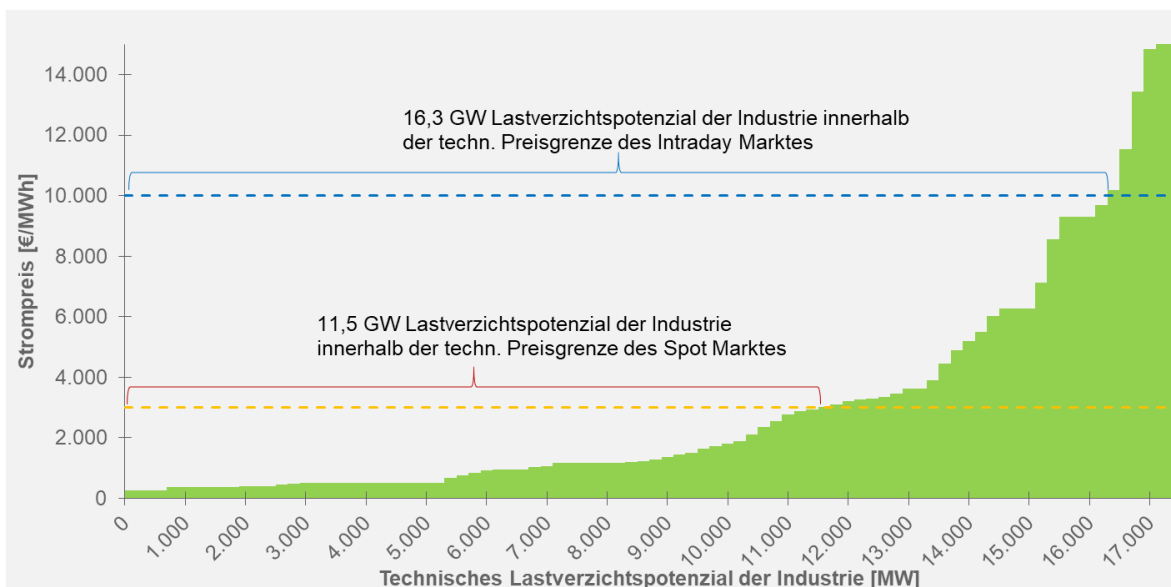
Ein Teil der Kunden ist dabei flexibel in dem Sinne, dass sie ihre preisliche Präferenz – d. h. die Preisschwelle, ab der sie bereit wären, abgeschaltet zu werden – marktbasierend äußern können. Eine notwendige Voraussetzung, um Flexibilität in diesem Sinne erlangen zu können, ist die Möglichkeit zur Abrechnung des Energiebezugs nach dem tatsächlichen Bezugsprofil, was einen Lastgangzähler oder einen Smart Meter erfordert.

Hiervon abzugrenzen sind sogenannte unflexible Kunden mit Belieferung nach Standardlastprofil, d. h. Haushalte und teilweise Gewerbe. Da diese ihre Präferenz nicht marktbasierend äußern können, muss sie extern bestimmt werden. Die Größe zur Beschreibung dieser Präferenz bzw. Zahlungsbereitschaft lautet VoLL und wird in der Einheit €/MWh ausgedrückt.

Dass der VoLL dieser unflexiblen Kunden für die Festlegung des VS-Standards entscheidend ist, lässt sich aufzeigen, wenn man die Reihenfolge betrachtet, in der die verschiedenen Kundengruppen bei steigendem Preis abgeschaltet werden. Hierfür ist zunächst die Erkenntnis bedeutsam, dass (technisch) flexible Kunden ein großes Spektrum an VoLL-Niveaus aufweisen (Abbildung 2-3). Es gibt

sowohl eine erhebliche Kapazität flexibler Kunden, deren VoLL unterhalb der technischen Preisgrenze des Strommarkts liegen, als auch einen nennenswerten Anteil mit einem VoLL oberhalb dieser Grenze.

ABBILDUNG 2-3: ABSCHÄTZUNG DER VERTEILUNG DES VOLL DER TECHNISCH VERFÜGBAREN LASTVERZICHTSPOTENZIALE DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND (BASISJAHR 2011)

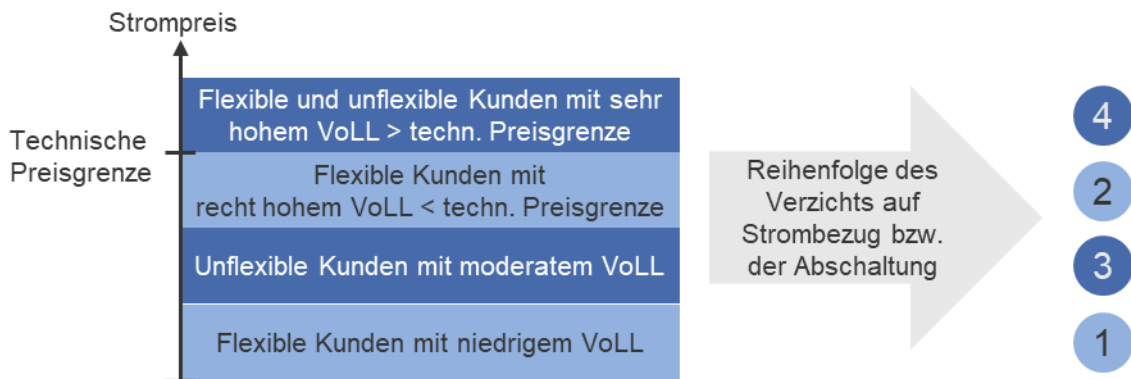


Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting (Vgl. hierzu Abschnitt 4.4.2)

In einer vereinfachten Darstellung können die unflexiblen Kunden anhand ihres VoLL in zwei Gruppen unterteilt werden, die sich unterhalb bzw. oberhalb der technischen Preisgrenze einreihen. Flexible und unflexible Kunden sind also bzgl. ihres VoLL durchmischt (Abbildung 2-4 links).²⁶

²⁶ Tatsächlich sind natürlich alle Kundengruppen so heterogen, dass sich eine stärkere Durchmischung ergibt. Für die hier angestellten prinzipiellen Überlegungen erlaubt die vereinfachte Annahme voneinander abgegrenzter Gruppen eine einfachere Darstellung, ohne die Allgemeingültigkeit zu beschränken.

ABBILDUNG 2-4: REIHENFOLGE DES VERZICHTS AUF STROMBEZUG BZW. DER ABSCHALTUNG



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei sukzessive steigendem Preis würden zunächst die flexiblen Kunden mit einem VoLL unterhalb der technischen Preisgrenze (Gruppen 1 und 2 in Abbildung 2-4) freiwillig auf ihre Versorgung verzichten. Die unflexiblen Kunden mit moderatem VoLL (unterhalb der technischen Preisgrenze) würden hierbei zunächst übergangen. Würde die technische Preisgrenze erreicht, ohne dass es zum vollständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage gekommen wäre, müssten unfreiwillige Abschaltungen erfolgen. Bei einer günstigen Abschaltstrategie (hierauf wird unten noch eingegangen) wären hiervon primär die unflexiblen Kunden mit moderatem VoLL (Gruppe 3 in Abbildung 2-4) betroffen. Aufgrund der unvermeidlichen Grobheit von Abschaltvorgängen könnten allerdings auch Kunden der Gruppe 4²⁷ betroffen sein.²⁸

²⁷ Es sei angemerkt, dass Kunden mit Netzersatzanlagen (NEA) in Gruppe 4 nicht enthalten sind, weil diese ihren sehr hohen VoLL durch die NEA absichern und somit faktisch gar nicht von Abschaltung betroffen sind.

²⁸ Hieran zeigt sich ein gewisses Dilemma bei der Festsetzung der technischen Preisgrenze: Eine Erhöhung der Preisgrenze würde es weiteren Kunden der Gruppe 4 ermöglichen, ihre Zahlungsbereitschaft am Markt zu äußern, so dass unflexible Kunden erst später bzw. seltener abgeschaltet würden. Andererseits würden dann häufiger Kunden der Gruppe 3 zu hohen Preisen versorgt, die oberhalb ihres VoLL liegen. Keinesfalls ist es jedoch so, dass die Preisgrenze deshalb gleich dem VoLL der unflexiblen Kunden sein sollte - denn „den VoLL“ gibt es ja in dieser Schärfe gar nicht, sondern es handelt sich stets um den Durchschnitt eines Kundenkollektivs mit unterschiedlichen VoLL-Niveaus. Setzte man die Preisgrenze auf diesen Durchschnitt, so würde ca. die Hälfte der unflexiblen Kunden abgeschaltet, obwohl ihre Zahlungsbereitschaft höher läge.

Zwar wird für die Fixierung des VS-Standards gemäß Gleichung (2.1) letztlich ein einzelnes explizites Niveau des VoLL der unflexiblen Kunden benötigt. Aufgrund der Heterogenität der Kundenkollektive, der Abschaltsituationen und weiterer relevanter Randbedingungen ist aber eine differenzierte Betrachtung notwendig, um den für die Fragestellung sachgerechten VoLL zu ermitteln oder auszuwählen. Folgende Aspekte sind dabei von besonderer Bedeutung:

- Welche Situation wird aus Kundensicht zugrunde gelegt?
- Wie wäre die Dauer der Abschaltung?
- Würde die Abschaltung angekündigt oder nicht?
- Welches Kundenkollektiv wäre (innerhalb der Gruppe der unflexiblen Kunden) konkret betroffen?

Ausgehend von der Situation, dass ein unflexibler Verbraucher seinen momentanen Stromverbrauch normalerweise jederzeit frei wählen kann und dies im Rahmen von Befragungen zur Ermittlung des VoLL in Frage gestellt wird, ist die Bestimmung seiner Zahlungsbereitschaft in zwei „Richtungen“ möglich. Es kann einerseits die Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung einer Abschaltung betrachtet werden, also die Bereitschaft des Verbrauchers, für die Aufrechterhaltung seiner Versorgung zu zahlen. Diese wird im angelsächsischen Sprachgebrauch als Willingness-to-pay (WTP) bezeichnet. Andererseits kann betrachtet werden, wie hoch die Kompensationszahlung an den Verbraucher sein müsste, damit er auf seinen Stromverbrauch (vorübergehend) verzichtet. Dies wird als Willingness-to-accept (WTA) bezeichnet. Rational betrachtet sollten WTA und WTP gleich oder ähnlich sein. Bei der praktischen Schätzung von VoLL-Werten mittels Befragungen spielen jedoch auch psychologische Aspekte eine Rolle, etwa weil die Befragten den Verzicht auf eine gewohnte Leistung als gravierender einschätzen als die

Sicherstellung ihrer Kontinuität²⁹ oder weil strategisches Verhalten der Befragten nicht ausgeschlossen werden kann³⁰.

Technisch würde die unfreiwillige Abschaltung von Verbrauchern durch die Netzbetreiber erfolgen. Die dabei verfolgte Abschaltstrategie hätte Einfluss auf den effektiven VoLL. Denn prinzipiell hat jeder Verbraucher bzw. jede Verbrauchergruppe einen individuellen VoLL. Da eine Unterdeckung, die zu unfreiwilliger Abschaltung führen würde, immer nur einen kleinen Teil der nachgefragten Leistung beträfe (siehe hierzu auch Abschnitt 2.4), würde auch stets nur ein kleiner Teil der Verbraucher abgeschaltet. In Verbindung mit der Heterogenität der Verbraucher hat die Konkretisierung einer Abschaltstrategie somit Konsequenzen für den effektiven VoLL. Dies gilt unbeschadet der Tatsache, dass durch Lastüberhang induzierte Abschaltungen nur sehr selten auftreten und der Großteil der Verbraucher weiterhin versorgt würde. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es dabei umso günstiger, je niedriger der durchschnittliche VoLL der abgeschalteten Verbraucher ist.

Bei der Ausgestaltung von Abschaltstrategien bestehen Freiheitsgrade, die im Sinne der obigen Überlegungen genutzt werden können. Dabei ist die praktische Handhabbarkeit eine wichtige Randbedingung, denn in erster Linie ist natürlich die physikalische Wirksamkeit der Abschaltung entscheidend, mit der bei Lastüberhang die Systemstabilität aufrechterhalten würde.

Aus Kundensicht (jedenfalls aus Sicht der hier im Fokus stehenden nicht leistungsgemessenen Haushalts- und Gewerbekunden) ist eine Abschaltung von jeweils möglichst kurzer Dauer anzustreben. Wäre die aus Systemsicht erforderliche Abschaltdauer größer, so könnte dies durch rollierende Abschaltung erreicht werden, so dass eine größere Anzahl von Kunden mit jedoch im Einzelnen geringerer Dauer abgeschaltet würde. Auf diese Weise könnten hohe Schäden wie z. B. ein

²⁹ London Economics (2013), S. xii

³⁰ AF Mercados, E-Bridge, REF-E (2016), S. 50

Einfrieren der Heizung oder ein Verderben gekühlter Lebensmittel verhindert werden.

Eine Ankündigung der Abschaltung oder zumindest einer hohen Wahrscheinlichkeit dafür wäre möglich, weil das Risiko einer Unterdeckung zumindest mit einigen Stunden Vorlauf bekannt wäre. Die Konsequenz einer angekündigten Abschaltung wäre aus Verbrauchersicht weniger gravierend als die einer unangekündigten Abschaltung. Durch die Ankündigung kann allerdings auch eine Schwächung der Wirkung der Abschaltung aufgrund von Ausweich- und Vorzieheffekten eintreten. Dies würde die Prognose der Wirkung der Abschaltung erschweren und könnte eine Ausweitung des Abschaltbereichs erforderlich machen.

Schließlich ist auch der Grad an Selektivität der Abschaltung ein relevanter Freiheitsgrad. Je kleiner die Abschaltbereiche wären, desto präziser wäre es möglich, Verbrauchergruppen mit niedrigem durchschnittlichen VoLL auszuwählen. Selektivität ist jedoch mit Aufwand seitens der Netzbetreiber verbunden. Dies gilt offensichtlich und insbesondere dann, wenn eine Netzebenengrenze überschritten wird. Würden beispielsweise Abschaltungen im Mittelspannungsnetz erfolgen anstatt im Hoch- oder sogar Höchstspannungsnetz, so könnten zwar präziser z. B. Wohngebiete von gewerblichen Verbrauchern getrennt werden, die üblicherweise unterschiedliche hohe VoLL-Niveaus aufweisen. Dazu müsste aber nicht nur die Abschaltung über Netzbetreibergrenzen hinweg koordiniert (kaskadiert) werden, sondern es wären erheblich mehr einzelne Schalthandlungen notwendig, um dieselbe Abschaltleistung zu erzielen. Dies zeigt, dass bei der Konkretisierung von Abschaltstrategien eine Abwägung zwischen dem Ziel eines niedrigen effektiven VoLL und der Handhabbarkeit und sicheren Wirksamkeit der Abschaltung erfolgen muss. Daneben können auch weitere Kriterien wie zum Beispiel Fairness eine Rolle spielen.

Zusammenfassend zeigen die obigen Überlegungen, dass der für die VS-Analyse und die Ableitung eines VS-Standards relevante VoLL derjenige der im Bedarfsfall

unfreiwillig abgeschalteten unflexiblen Verbraucher ist. Sowohl die konkreten Verbraucher als auch deren effektiver VoLL können durch die Abschaltstrategie beeinflusst werden. Der für den VS-Standard relevante VoLL entspricht somit nicht dem Durchschnitt aller und auch nicht dem aller unflexiblen Verbraucher.

Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse erfolgt im nächsten Unterabschnitt ein Überblick über einschlägige Literatur und insbesondere darin angegebene Zahlenwerte für den VoLL.

Literaturüberblick

Zum Thema VoLL existiert umfangreiche Literatur. Metastudien behandeln jeweils zweistellige Zahlen von detaillierteren Untersuchungen. Es ist daher nicht möglich, eine vollständige Übersicht zu erstellen. Dies ist aber auch nicht erforderlich, da sich die qualitative und quantitative Bandbreite der vorliegenden VoLL-Schätzungen bereits anhand einiger typischer und für die Fragestellung besonders relevanter Quellen darstellen lässt.

Die Studie „Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market“³¹ behandelt im Auftrag der EU-Kommission explizit und ausführlich die Thematik. Die Autoren empfehlen, für die Schätzung des VoLL den WTP-Ansatz (in Abgrenzung zu WTA, siehe oben) zu verwenden. Neben konzeptionellen Überlegungen enthält die Studie auch eine Auswertung von VoLL-Werten für eine Vielzahl von Ländern. Dabei ist aber zu beachten, dass einige Werte aus historischen Blackouts (d. h. netzbedingten Stromausfällen, die als unselektive, unangekündigte und vergleichsweise langanhaltende Abschaltung auftraten) bezogen werden. Dies waren somit deutlich gravierendere Ereignisse als die für die Versorgungssicherheit am Strommarkt relevanten unfreiwilligen Abschaltungen eines kleinen Anteils der Verbraucher, die zudem angekündigt würden und, bei entsprechendem rollierendem Abschaltkonzept, für

³¹ AF Mercados, E-Bridge, REF-E (2016)

die einzelnen Verbraucher von kurzer Dauer wären. Diese Werte für den VoLL sind daher in Bezug auf die hier relevante Anwendung tendenziell überschätzt.

Die als „current values in Europe“ für 10 europäische Länder ausgewiesenen Werte weisen eine große Bandbreite von 200 bis 68.000 €/MWh auf. Die methodischen Ansätze differieren, soweit ausgewiesen, stark. Es ist daher zu vermuten, dass die Größe der Bandbreite stärker auf methodische Unterschiede als auf tatsächliche Unterschiede der Zahlungsbereitschaft zwischen den Ländern zurückzuführen ist. Dort, wo der für die VS-Analyse empfohlene WTP-Ansatz zugrunde liegt, liegen die Werte tendenziell eher niedrig, wobei in einigen der zitierten Quellen auch mehrere Ansätze miteinander kombiniert werden.

Für die Einführung des Kapazitätsmarktes in Großbritannien wurde ein VS-Standard festgelegt, der ebenfalls auf einer Bestimmung des VoLL basiert.³² Dabei wurde ein Durchschnitt über mehrere Verbrauchergruppen gebildet und letztlich ein Wert von knapp 17.000 GBP/MWh, also umgerechnet ca. 20.000 €/MWh, angesetzt. Allerdings basiert dieser Wert auf dem WTA-Ansatz, und das zugrunde liegende Gutachten³³ weist auch WTP-basierte Werte aus, die deutlich niedriger liegen. So würde sich bei ansonsten gleicher Vorgehensweise ein gewichteter WTP-basierter VoLL von ca. 5.800 GBP/MWh ergeben, also ca. 6.800 €/MWh. Anders als die Autoren der o. g. EU-Studie sprechen sich die britischen Gutachter jedoch unter Hinweis auf den sogenannten „ownership effect“³⁴ für den WTA-Ansatz aus.

³² Department of Energy & Climate Change (2013)

³³ London Economics (2013)

³⁴ Vgl. London Economics (2013), Seite xii: „Psychologically, the loss from giving something up feels greater than the gain from keeping it and avoiding the loss, and thus WTA is often empirically greater than WTP“ (sinngemäß: Psychologisch wird der Verlust durch Aufgeben von etwas, das man hat, als größer empfunden als der Nutzen, es zu behalten und den Verlust zu vermeiden. Daher ist WTA häufig empirisch größer als WTP.)

In einer kürzlich veröffentlichten Studie im Auftrag von ACER³⁵ werden WTA-basierte VoLL-Werte für alle EU-Mitgliedsstaaten ermittelt. Die Ergebnisse für Haushalte werden nach Ländergruppen getrennt ausgewiesen, um Wohlstandsunterschieden Rechnung zu tragen. Doch selbst für die begrenzte Ländergruppe Westeuropa, in der sich Deutschland befindet, weisen die VoLL-Werte eine erhebliche Bandbreite von ca. 7.000 bis 23.000 €/MWh auf (Deutschland 12.400 €/MWh). Noch größer ist die Bandbreite der – nicht nach Ländern, sondern nach Branchen unterteilten – Ergebnisse für gewerbliche und industrielle Verbraucher. Dabei treten innerhalb der Branchen große Bandbreiten auf, aber auch zwischen den Branchen unterscheiden sich die einzelnen Kenngrößen (z. B. Mediane) stark. Die gesamte Bandbreite der gewerblichen und industriellen Verbraucher reicht von annähernd null bis 120.000 €/MWh. Die Mediane der Branchen liegen überwiegend zwischen ca. 200 und 5.000 €/MWh mit einer Ausnahme von knapp 20.000 €/MWh.

Eine aktuelle Studie des Energieinstituts der Universität Linz³⁶ beschäftigt sich vordergründig mit der Frage einer Temperaturabhängigkeit des VoLL, um dessen Änderung durch den Klimawandel zu beziffern. Dabei werden WTP-basierte VoLL-Werte für 19 EU-Länder ermittelt. Die Studie differenziert zwischen lokalen Abschaltungen (also dem für die VS-Analyse relevanten Szenario) und landesweiten (netzbedingten) Blackouts. Die dokumentierten Daten erlauben eine Umrechnung der WTP für lokale Abschaltungen in die übliche Einheit €/MWh. Die Ergebnisse liegen zwischen 0(!) und 1.800 €/MWh. Auch hier scheinen die Unterschiede zwischen den Ländern größer als anhand offensichtlicher Gründe (z. B. Wohlstandsniveau) erwartbar.

³⁵ CEPA (2018)

³⁶ Cohen, Moeltner, Reichl, & Schmidthaler (2017)

Ableitung eines VoLL für den VS-Standard in Deutschland

Schon die Auswertung nur weniger (Meta-)Studien ergibt eine sehr große Bandbreite des VoLL-Niveaus. Dabei werden für dieselben Länder teils stark unterschiedliche Werte angegeben, und es treten zwischen Ländern teils so große Unterschiede auf, dass diese eher durch die Diversität der zugrunde gelegten Ansätze oder ausgewerteten Quellen als fundamental begründet scheinen.

Wie zu Beginn dieses Abschnitts herausgearbeitet wurde, ist der effektive VoLL im Sinne der Versorgungssicherheit am Strommarkt durch mehrere Faktoren beeinflussbar. Hierzu zählt schon die Unterscheidung zwischen den Sichtweisen der Verbraucher, d. h. zwischen WTP und WTA. Dabei ist aus Sicht der Gutachter analog zur Empfehlung in AF Mercados, E-Bridge, REF-E (2016) der WTP-Wert besser kompatibel mit dem oben beschriebenen Konzept zur Festlegung eines VS-Standards. Denn dieses Konzept basiert gerade auf einem hypothetischen Gleichgewichtszustand auf Basis rationaler Präferenzen, während die hohen WTA-Werte ja gerade mit der Abwesenheit solcher rationalen Präferenzen erklärt werden.

Darüber hinaus sind in der Tendenz selektive, angekündigte, kurze Abschaltungen für die hier vorliegende Fragestellung relevanter als weiträumige, unangekündigte und lang andauernde. Nicht alle Quellen erlauben jedoch entsprechende Differenzierung oder Filterung der angegebenen VoLL-Werte.

Daher verbleibt auch unter Berücksichtigung der qualitativen Unterschiede, also den Bewertungsgrundlagen und Methoden hinter den jeweiligen Quellen, soweit diese dokumentiert sind, eine erhebliche Bandbreite in der Größenordnung von ca. 500-15.000 €/MWh.

Bei der – aus Verfahrensgründen notwendigen – Entscheidung für einen einzelnen VoLL-Wert als Grundlage des VS-Standards für Deutschland ist eine gewisse Asymmetrie der Betrachtung gerechtfertigt. Denn ein zu niedrig angesetzter VoLL würde gemäß Gleichung (2.1) zu einem ungerechtfertigt hohen Schwellenwert

\widehat{LoLP} führen. Dies ginge mit dem Risiko einher, dass faktisch ein höherer entgenerer Nutzen durch unfreiwillige Abschaltungen einträte, ohne dass zuvor die Notwendigkeit einer Prüfung von Gegenmaßnahmen gemäß § 51 Absatz 4 Ziffer 2 EnWG erkannt würde. In Verbindung damit, dass der VS-Standard eine Prüf- und keine Umsetzungsschwelle für Maßnahmen bildet, ist tendenziell eine Vermeidung einer Unterschätzung des VoLL anzustreben. Dies gilt jedoch unbeschadet der obigen Ausführungen zu generellen Möglichkeiten, auf den VoLL senkend Einfluss zu nehmen.

Als Ergebnis der konzeptionellen Analyse und Literatur-basierten quantitativen Recherche schlagen wir vor, einen VoLL in Höhe von 10.000 €/MWh anzusetzen. Die Tatsache, dass es sich dabei um einen „glatten“ Zahlenwert handelt, trägt auch der Unschärfe Rechnung, die durch die Heterogenität der Quellen untermauert wird und einen Wert mit vielen gültigen Stellen als pseudo-genau erscheinen ließe.

2.3.3 Cost of New Entry

Der VS-Standard soll als Schwellenwert dienen, bei dessen Überschreitung zu prüfen ist, ob eine wirtschaftlich effiziente Investition durch originär in der Stromversorgung tätige professionelle Akteure unterblieben ist (vgl. Abschnitt 2.3.1). Zu seiner Festlegung müssen die für eine solche Investition anzusetzenden Kosten in Form der sogenannten Cost of New Entry (CoNE) bestimmt werden.

Der VS-Standard sollte zeitlich stabil sein, um eine Orientierungshilfe zu etablieren, die als fester Rahmen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit über eine nennenswerte Zeitdauer (jedenfalls mehrere Jahre) dient.

Bei einer Bewertung der Versorgungssicherheit für Szenarien zukünftiger Betrachtungsjahre muss der VS-Standard grundsätzlich auch konsistent zu den Annahmen sein, die bei der Erstellung der Szenarien zugrunde gelegt werden.

Die Prüfung und ggf. Umsetzung von Gegenmaßnahmen nach § 51 Absatz 4 Satz 2 EnWG, wie zum Beispiel ein Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen im

Markt- und Regulierungsdesign oder gar die übergangsweise Einführung eines Kapazitätsmechanismus, ist, wie oben erwähnt, dann angezeigt, wenn längerfristig neue Erzeugungsanlagen von originär in der Stromversorgung tätigen Akteuren nicht in ausreichendem Umfang installiert werden, obwohl sie volkswirtschaftlich effizient wären.

Dies erfordert als Prüfmaßstab einen Schwellenwert, der sich aus dem CoNE-Niveau der kostengünstigsten Erzeugungstechnologie ableitet, die unbegrenzt zur Verfügung steht (und so auch in der endogenen Strommarktsimulation zur Generierung des Szenarios abgebildet wird). Ein auf dieser Grundlage ermittelter VS-Standard ist zeitlich stabil und unterstützt, wie in Abschnitt 2.3.4 noch gezeigt wird, das gemeinsame internationale Verständnis der VS-Bewertung im Sinne des § 51 Absatz 4 Satz 4.

Kostengünstige neue Erzeugung im Sinne des CoNE zeichnet sich durch niedrige spezifische Fixkosten aus, da von sehr geringen Einsatzdauern auszugehen ist. Hierfür kommen offene Gasturbinen (OCGT) und Motorkraftwerke in Betracht. In der nachfolgenden Tabelle sind die annuitätischen Fixkosten dieser beiden Technologien sowie die für ihre Bestimmung relevanten Parameter einander gegenübergestellt. Die Parameter wurden im Rahmen der Parametrierung der Strommarktsimulationen in umfangreichen Recherchen ermittelt und abgestimmt (siehe Kapitel 4).

TABELLE 2-1: ERMITTLUNG DER FIXKOSTEN FÜR OCGT UND MOTORKRAFTWERKE

Parameter	Einheit	OCGT	Motor- kraftwerk
Investitionskosten (Gesamtkosten ohne Bauzeitinsen)	€ ₂₀₁₆ je kW _{el}	410	390
Bauzeit	a	2,0	0,5
Bauzeitinsen	€ ₂₀₁₆ je kW _{el}	31	7
Investitionskosten (Gesamtkosten inkl. Bauzeitinsen)	€ ₂₀₁₆ je kW _{el}	441	397
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₆ je kW _{el} p.a.	9,4	6,0
Kalkulatorsiche Lebensdauer	Jahre	20	15
Mischkalkulationszinssatz (real)	%	7,5	7,5
Annuitätische Investitionskosten*	€ je kW _{el}	43	45
Annuitätische Investitionskosten und fixe Betriebskosten	€ je kW _{el}	53	51

*Annahme: kontinuierliche Auszahlung der Investition während der Bauzeit

Quelle: Eigene Berechnungen r2b u. a. auf Basis:: BEIS (2016, LeighFisher Ltd. (2016), Parsons Brinckerhoff (2013).

Die Fixkosten liegen für beide Technologien auf ähnlichem Niveau knapp oberhalb von 50 €/kW/a. Für die folgende Festlegung des VS-Standards wird in Anbetracht der inhärenten Unsicherheiten der gerundete Wert von 50 €/kW/a verwendet.

2.3.4 Quantitative Festlegung des VS-Standards

Aus den in den vorigen Abschnitten abgeleiteten Niveaus von VoLL und CoNE ergibt sich durch Anwendung von Gleichung (2.1) ein Schwellenwert für die Lastüberhangwahrscheinlichkeit LoLP als VS-Standard für Deutschland in Höhe von

$$\widehat{LoLP} = \frac{50.000 \text{ €/MW/a}}{10.000 \text{ €/MWh}} = \frac{50.000 \text{ €/MW/8760h}}{10.000 \text{ €/MWh}} \approx 0,06 \% \quad (2.2)$$

Die Rundung von \widehat{LoLP} ist hierbei aufgrund der enthaltenen Unsicherheiten im Sinne eines handhabbaren Maßstabs angemessen.

Der Schwellenwert \widehat{LoLP} von 0,06 % entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 %. Aus Verbrauchersicht entspricht er einem Strommarkt-SAIDI (Wahrscheinlichkeit einer unfreiwilligen Unterbrechung aus Sicht eines Kunden) von ca. 5-10 Minuten pro Jahr (siehe auch Abschnitt 2.4).

Der hier abgeleitete Schwellenwert weist eine ähnliche Größe wie im Ausland etablierten Standards auf (z. B. umgerechnet³⁷ 0,03 % in Belgien und Frankreich, 0,05 % in den Niederlanden, 0,09 % in Irland). Dies ist ein Indiz für die Ähnlichkeit der zugrunde gelegten Prämissen und unterstützt insofern das gemeinsame internationale Verständnis der VS-Bewertung im Sinne des § 51 Absatz 4 Satz 4 EnWG. Darüber hinaus erleichtert es, die Ergebnisse einer VS-Analyse, also rechnerisch ermittelte LoLP-Werte, zu denen bestehender Studien in Beziehung zu setzen.

2.4 Interpretation des Versorgungssicherheits-Niveaus

Um den Zahlenwert des im vorigen Abschnitt abgeleiteten VS-Standards oder auch ein bestimmtes konkret ermitteltes VS-Niveau einordnen zu können, ist es wichtig, sich die praktische Bedeutung bzw. die Konsequenzen dieser recht abstrakten Zahlenwerte zu vergegenwärtigen.

Eine unfreiwillige Abschaltung aufgrund eines fehlenden Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt bedeutet, dass nur ein kleiner Teil der Verbraucher für kurze Zeit nicht versorgt würde (während der ganz überwiegende Anteil der Verbraucher weiterhin versorgt würde).³⁸ Hiervon wären überwiegend „unflexible“ Verbraucher betroffen, die nicht zuvor bereits freiwillig auf ihren Strombezug verzichten (können), obwohl der in solchen Situationen sehr hohe Strompreis ihre Zahlungsbereitschaft übersteigt.

Dies soll im Folgenden an einem Beispiel verdeutlicht werden: Würde beispielsweise bei einer aktuellen Last von 80 GW in Deutschland ein Defizit in Höhe von 2 GW in einer Stunde auftreten, dann könnten 2,5 % der Nachfrage für diese eine Stunde nicht bedient werden – die restlichen 97,5 % aber sehr wohl.

³⁷ Diese Standards sind in der Kenngröße LoLE angegeben, die äquivalent zu LoLP ist, vgl. Fußnote 14.

³⁸ Die konkrete Betroffenheit des einzelnen Verbrauchers im Sinne der Dauer seiner individuellen Abschaltung kann durch rollierende Abschaltkonzepte deutlich kürzer sein als die Phase, während der überhaupt die Abschaltungen andauern.

Um zu beurteilen, was ein VS-Standard aus Verbrauchersicht bedeutet, kann der Strommarkt-Beitrag zum SAIDI gemäß Abschnitt 2.2.2 herangezogen werden. Dieser erlaubt es, den Standard näherungsweise in eine durchschnittliche Wirkung je Kunden umzurechnen. Wenn keine Reserven außerhalb des Strommarkts vorgehalten würden, dann würde ein LoLP von 0,06 % (entsprechend einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 %) bedeuten, dass je Verbraucher für durchschnittlich ca. 5 bis 10 Minuten³⁹ pro Jahr eine unfreiwillige Abschaltung erfolgt – weil es aus Sicht des Durchschnittsverbrauchers zu teuer wäre, diese Abschaltung zu verhindern. Zum Vergleich: Versorgungsunterbrechungen durch Netzfehler lagen in den letzten Jahren in Deutschland zwischen 12 und 15 Minuten pro Jahr und Verbraucher (SAIDI).

Die tatsächliche Wirkung eines LoLP in Höhe des VS-Standards wäre sogar noch geringer als eine durchschnittliche unfreiwillige Abschaltung von ca. 5 bis 10 Minuten pro Jahr und Verbraucher, weil nicht jede ungedeckte Nachfrage am Strommarkt zwangsläufig zu unfreiwilligen Abschaltungen von Verbrauchern führt. Denn der VS-Standard bezieht sich auf Marktprozesse. Es wird in Deutschland aber gezielt eine Reserve eingeführt, die bei fehlender Markträumung zum Einsatz kommt (Kapazitätsreserve von zunächst 2 GW). Darüber hinaus bestehen noch weitere Reserven, die bei fehlender Markträumung situationsabhängig ebenfalls zum Einsatz kommen können, wie eine vertraglich gesicherte Abschaltung von Großkunden, soweit diese Absicherung primär aus Netzgründen und somit außerhalb des Marktes erfolgt. Vor einer Abschaltung von Verbrauchern würden die ÜNB zudem prüfen, ob weitere Notmaßnahmen verfügbar sind, etwa in Form von

³⁹ Basierend auf der Annahme, dass die EENS in der Größenordnung von 1-2 GWh je Stunde mit Lastüberhang liegt. Dies entspricht der Bandbreite unserer Simulationsergebnisse für Länder mit LoLP > 0 (siehe Kapitel 5 und 6), und auch die Ergebnisse der VS-Analysen der europäischen ÜNB liegen überwiegend in dieser Bandbreite (ENTSO-E, 2017) (Pentalateral Energy Forum Support Group 2, 2018).

Verbundaushilfe durch Aktivierung ausländischer Reserven. Infolge dieser zusätzlichen Maßnahmen kann die unfreiwillige Abschaltung unflexibler Verbraucher in der Praxis verringert oder sogar ganz verhindert werden.⁴⁰

2.5 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurde herausgearbeitet, dass sich unter den verschiedenen möglichen Kenngrößen, mit denen die Versorgungssicherheit am Strommarkt charakterisiert werden kann, die Lastüberhangwahrscheinlichkeit (englisch „Loss of Load Probability“, kurz LoLP), am besten zur Formulierung eines VS-Standards eignet. Weitere Kenngrößen sind flankierend hilfreich, um zur Einordnung eines ermittelten VS-Niveaus beizutragen.

Auf Basis konzeptioneller Analysen und Literaturrecherchen wird ein Schwellenwert für die Lastüberhangwahrscheinlichkeit als VS-Standard für Deutschland in Höhe von $\widehat{LoLP} = 0,06\%$ abgeleitet, was einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 % entspricht. Aus Verbrauchersicht entspricht er einem Strommarkt-SAIDI (Wahrscheinlichkeit einer unfreiwilligen Unterbrechung aus Sicht eines Kunden) von ca. 5-10 Minuten pro Jahr.

Der Schwellenwert ist im Sinne eines handhabbaren Maßstabs sowie auch dadurch, dass er im international üblichen Rahmen liegt, ein vertretbarer Wert. Dennoch ist er mit unvermeidlichen Unschärfen behaftet, speziell aufgrund der Unsicherheit des zu seiner Bestimmung anzusetzenden Value of Lost Load (VoLL).

⁴⁰ Im obigen Beispiel eines Defizits von 2 GW am Strommarkt würde sich dieses allein aufgrund der Kapazitätsreserve bei den Verbrauchern nicht bemerkbar machen.

3 Methodischer Ansatz

Neben dem Monitoring der Versorgungssicherheit an sich ist ein zentrales Ziel in diesem Projekt, die Aussagekraft quantitativer Analysen zur Versorgungssicherheit unter den aktuellen und zukünftigen Rahmenbedingungen und Entwicklungen im Stromversorgungssystem durch methodische Weiterentwicklungen des zur Anwendung kommenden Modellinstrumentariums zu erhöhen. Eine Herausforderung war es dabei, bisherige Ansätze von Prognosen zur Entwicklung des europäischen Strommarktssystems sowie quantitative Modelle zur Analyse der Versorgungssicherheit jeweils um dabei relevante Aspekte weiterzuentwickeln und gleichzeitig konsistent miteinander zu koppeln. Neben vielen modellierungstechnischen Aspekten haben wir insbesondere Aspekte der Stochastik, wie die simultane Abbildung mehrerer Wetter- / Wasser- und Lastjahre sowie unterschiedliche Realisationen des stündlich verfügbaren Kraftwerksparks (ungeplante Kraftwerksausfälle), in die Modelle auf einem im Vergleich zu bisherigen Analysen höherem Detaillierungsniveau implementiert. Damit ist modellübergreifend u. a. eine konsistente Berücksichtigung von Ausgleichseffekten und Unsicherheiten gewährleistet.

In den folgenden Abschnitten werden zunächst der zweistufige übergreifende methodische Ansatz dargestellt (vgl. Abschnitt 3.1) und anschließend im Detail die Methodik bei den dynamischen Strommarktssimulationen (vgl. Abschnitt 3.2) sowie den probabilistischen Versorgungssicherheitsanalysen erläutert (vgl. Abschnitt 3.3).

3.1 Übergreifender methodischer Ansatz

Unser methodischer Ansatz orientiert sich an den folgenden beiden Kernfragen des VS-Monitoring:

1. Wie wird sich das europäische Stromversorgungssystem im Betrachtungszeitraum entwickeln?

2. Ist bei diesem europäischen Stromversorgungssystem die Versorgungssicherheit am Strommarkt auf einem effizienten Niveau gewährleistet?

Die erste Frage entsteht dadurch, dass das VS-Monitoring viele Jahre in die Zukunft schauen muss, um je nach Ergebnis des gesetzlichen Prüfauftrags gegebenenfalls ausreichend Zeit für Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen VS-Niveaus zu haben (vgl. Abschnitt 2.3.1). Zur Beantwortung der Frage müssen ein oder mehrere Szenarien der Entwicklung des Stromversorgungssystems ermittelt werden. Aufbauend darauf ist die zweite Frage zu beantworten, indem das VS-Niveau für das jeweilige Szenario bestimmt und durch Vergleich mit dem definierten VS-Standard eingeordnet und bewertet wird.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde vor dem Hintergrund der rechtlichen Anforderungen des EnWG in Abstimmung mit dem BMWi und unter Einbeziehung der Bundesnetzagentur sowie der deutschen Übertragungsnetzbetreiber der methodische Ansatz einer konsistenten integrierten Modellierung der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in 15 Ländern Europas mittels eines dynamischen Strommarktmodells und einer darauf aufbauenden probabilistischen VS-Analyse entwickelt und angewandt. Die konsistente Kopplung der beiden Modelle basiert auf einer wissenschaftlichen Weiterentwicklung zur Gewährleistung der Konsistenz und darauf aufbauenden konsistenten Kombination von *state of the art*-Analysemethoden.

Quantitative Analysen zum Monitoring der Versorgungssicherheiten basieren bisher in der Regel auf Simulationsmodellen, die auf Grundlage von exogenen Szenarien u. a. zur Entwicklung

- der installierten Leistungen von steuerbaren Stromerzeugungsanlagen,
- der Ganglinien der Stromerzeugung von dargebotsabhängigen oder inflexiblen Stromerzeugungsanlagen,
- der Netzinfrastruktur (in ihrer Wirkung auf die Austauschkapazität zwischen Gebotszonen) und

- der Stromnachfrage (bzw. stündlichen Last) sowie
- von Flexibilität auf Seiten der Verbraucher (DSM)

die Wahrscheinlichkeit von unvermeidbaren Rationierungen von Verbrauchern (Häufigkeit und / oder Umfang) ermitteln. Dabei kommt üblicherweise ein Optimierungsansatz unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Wetterbedingungen mit Einflüssen auf EE-Einspeisung und Last sowie stochastischen ungeplanten technischen Nichtverfügbarkeiten von Stromerzeugungsanlagen zum Einsatz.⁴¹

Die Szenarien zu oben genannten Kenngrößen werden dabei bisher in der Regel exogen, z. B. auf Grundlage von Experteneinschätzungen, vorgegeben. Da die Ergebnisse der darauf aufbauenden probabilistischen VS-Analyse in erheblichem Umfang von den Annahmen der Szenarien abhängen, ist eine fundierte Analyse zur Herleitung der Szenarien von herausragender Bedeutung, um empirisch belastbare Ergebnisse ableiten zu können.

Bei ‚ex post‘-Analysen und bei einer vorausschauenden Analyse mit kurzem Zeithorizont, z. B. einem Ausblick für das nächste Jahr, kann dabei weitgehend auf statistische Daten, wie beispielsweise installierte Kraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung von Informationen zu im Bau befindlichen Anlagen sowie angekündigten Stilllegungen, zurückgegriffen werden. In der mittleren und längeren Frist hängen solche Entwicklungen jedoch zunehmend auch von rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der daraus resultierenden dynamischen Marktanpassungsprozesse auf dem Strommarkt ab. Wie sich die Entwicklung von rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenannahmen auf die Entwicklung

⁴¹ Vgl. z. B. andere Versorgungssicherheitsanalysen, wie ENTSO-E (2017a), Consentec / r2b (2015) und PLEF (2018).

des Elektrizitätsversorgungssystems auswirkt, wird daher in der wissenschaftlichen Politikberatung in der Regel mittels dynamischer Simulationsmodelle des Strommarktes ermittelt.⁴²

Entsprechende Simulationen des europäischen Strommarktes basieren dabei bisher häufig auf deterministischen dynamischen Marktmodellen, die einen Wettbewerbsmarkt bei perfekter Voraussicht annehmen. Eine zentrale Schwäche eines solchen Ansatzes ist, dass Unsicherheiten (Stochastik) und damit verbundene Risiken sowie regulatorische Rahmenbedingungen des Marktdesigns, z. B. Kapazitätsmechanismen und Bilanz- und Ausgleichsenergiesysteme, nicht bzw. nur unzureichend berücksichtigt werden.

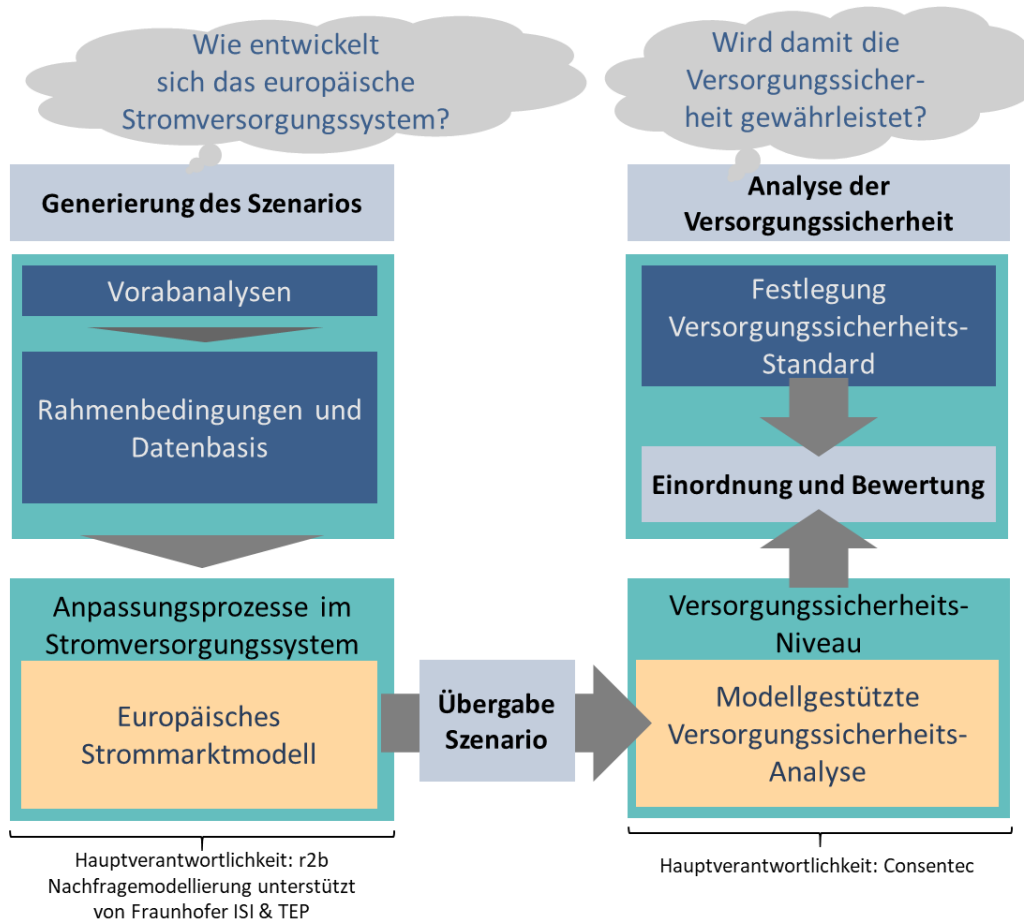
Im Rahmen dieser Studie haben wir daher nach eingehender Prüfung grundsätzlicher Optionen sowie deren technischer Umsetzbarkeit dynamische Modelle für den europäischen Strommarkt geprüft und weiterentwickelt, um

- Entscheidungssituationen von Marktakteuren und (Kosten-)Risiken adäquat unter anderem durch approximative Berücksichtigung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems sowie von Kapazitätsmechanismen abzubilden und
- die Modellierung der Stochastik (Wetter-/ Wasser-/ Lastjahre und technische Nichtverfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen) konsistent zum Simulationsmodell für die darauf aufbauende probabilistische VS-Analyse vorzunehmen.

Mit Hilfe des entsprechend angepassten dynamischen Modells für den europäischen Strommarkt können wir somit (erstmalig) einen konsistenten, zweistufigen Ansatz bei der Ermittlung von relevanten Kennzahlen zur Bewertung des VS-Niveaus verfolgen (vgl. Abbildung 3-1).

⁴² Vgl. z. B. r2b (2014), Fraunhofer ISI et al. (2017), EWI / gws / Prognos (2010), Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2015).

ABBILDUNG 3-1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES ZWEISTUFIGEN ANSATZES



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Umsetzung dieses Ansatzes haben wir zunächst umfangreiche Vorabanalysen durchgeführt und darauf aufbauend geeignetes Annahmenset abgeleitet. Dieses besteht aus den quantitativen Annahmen (Inputs und Modellkonfiguration) für die Simulationsrechnungen, die mit dem europäischen Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH durchgeführt werden. Das Strommarktmodell bildet simultan sowohl den Dispatch der Anlagen als auch Des- / Investitionsentscheidungen der Marktakteure bei rationalen Erwartungen ab. Der Modeloutput in Form der künftigen Entwicklung des Stromversorgungssystems bildet dann wiederum den Inputdatensatz für das probabilistische Versorgungssicherheitsmodell (VS-Modell) der Consentec GmbH. Die beiden Modelle sind dabei konsistent gekoppelt und parametrisiert. Das Ergebnis des VS-Modells besteht im

Wesentlichen in Kennzahlen zur Bewertung des VS-Niveaus zu den betrachteten künftigen Stichjahren.

3.2 Methodik zur Generierung des Referenzszenarios

Die Methodik zur Generierung des Referenzszenarios gliedert sich einerseits in umfangreiche Vorabanalysen und andererseits in die quantitativen Simulationsrechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell. Das Referenzszenario ist ein *best-guess*-Szenario ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahme, dass wir auf Grundlage umfassender und detaillierter Recherchen im Rahmen der Vorabanalysen, einem Abgleich mit anderen Studien und einem Austausch mit anderen Experten zu relevanten Aspekten entwickelt haben. Hierdurch werden die in der Realität gegebenen Rahmenbedingungen, Ziele und aktuelle Entwicklungen in Deutschland und Europa adäquat abgebildet. Es besteht für die kürzere Frist nur moderater Spielraum, bei diesem Vorgehen zu deutlich abweichenden Ergebnissen zu kommen – mit der Ausnahme zusätzlicher energiepolitischer Maßnahmen, wie zum Beispiel einer zusätzlichen Klimaschutzmaßnahme in Deutschland, deren Auswirkungen wir in einer Sensitivität untersuchen (vgl. Abschnitt 6.2). Absehbare Entwicklungen und solche Entwicklungen, die weitgehend regulatorisch geprägt sind, haben wir für die Simulationsrechnungen auf Basis der Vorab-Analysen exogen vorgegeben. Dies betrifft z. B. die Bereiche installierte Leistung erneuerbarer Energien, bereits bekannte Bau- und Stilllegungsplanungen von Kraftwerken, Entwicklung der KWK zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung oder die Bedarfsfestlegung für die Kapazitätsmärkte im Ausland. Entwicklungen wie der weitere Zubau und insbesondere weitere Stilllegungen konventioneller Kraftwerke oder die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, die durch Mechanismen des Strommarktes bzw. Wirtschaftlichkeit im Wettbewerbsmarkt geprägt sind, haben wir über die Simulation von dynamischen Marktanpassungsreaktionen mit dem europäischen Strommarktmodell endogen ermittelt. Hierzu haben wir die Wirkmechanismen der Strommärkte (Marktdesign) und die Pönalisierung der Verletzung

von Lieferverpflichtungen, grenzüberschreitende Ausgleichseffekte sowie bestehende Unsicherheiten z. B. in Form der simultanen Berücksichtigung von fünf Wetter-, Wasser- und Lastjahren (als Stochastik entsprechend den Jahren 2009 bis 2013) im Modell abgebildet. Abschließend erfolgten wiederum eine Plausibilisierung der Ergebnisse und ein Abgleich mit anderen Studien in relevanten Bereichen.

3.2.1 Voranalysen

Im Rahmen der Voranalysen haben wir einerseits umfassende und detaillierte Recherchen zu Rahmenannahmen bzw. zur Datenbasis, wie z. B. Kraftwerksdaten (vgl. Abschnitt 4.2) oder ökonomische und technische Parameter, und den Rahmenbedingungen der Strommärkte durchgeführt. Andererseits haben wir wesentliche Entwicklungen, wie z. B. die Entwicklung des Stromverbrauchs (vgl. Abschnitt 4.5.1 und Anhang C), der stündlichen Laststruktur (vgl. Abschnitt 4.5.2 und Anhang E), des Wärmeverbrauchs (vgl. Abschnitt 4.2.3), der stündlichen Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitte 4.3.2, 4.3.3 und Anhang D) der Entwicklung von Elektromobilität (vgl. Abschnitt 4.5.3) in modellgestützten Analysen ermittelt. Diese Analysen sind dem Strommarktmodell vorgeschaltet.

Zudem haben wir umfangreiche Szenarienvergleiche mit einer Vielzahl von Studien Dritter zur Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass im Rahmen der veröffentlichten Szenarien teilweise erhebliche Unsicherheiten bezüglich der erwarteten künftigen Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland und Europa bestehen. Für denjenigen Teil des Stromversorgungssystems, dessen Entwicklung im Wesentlichen durch politische Rahmenbedingungen bspw. in Form einer Förderung und weniger durch wettbewerbliches Agieren geprägt ist, haben wir teilweise auf exogene Szenarien zurückgegriffen. So beruhen beispielsweise die Annahmen zum künftigen Ausbau der erneuerbaren Energien im berücksichtigten Ausland mit Aus-

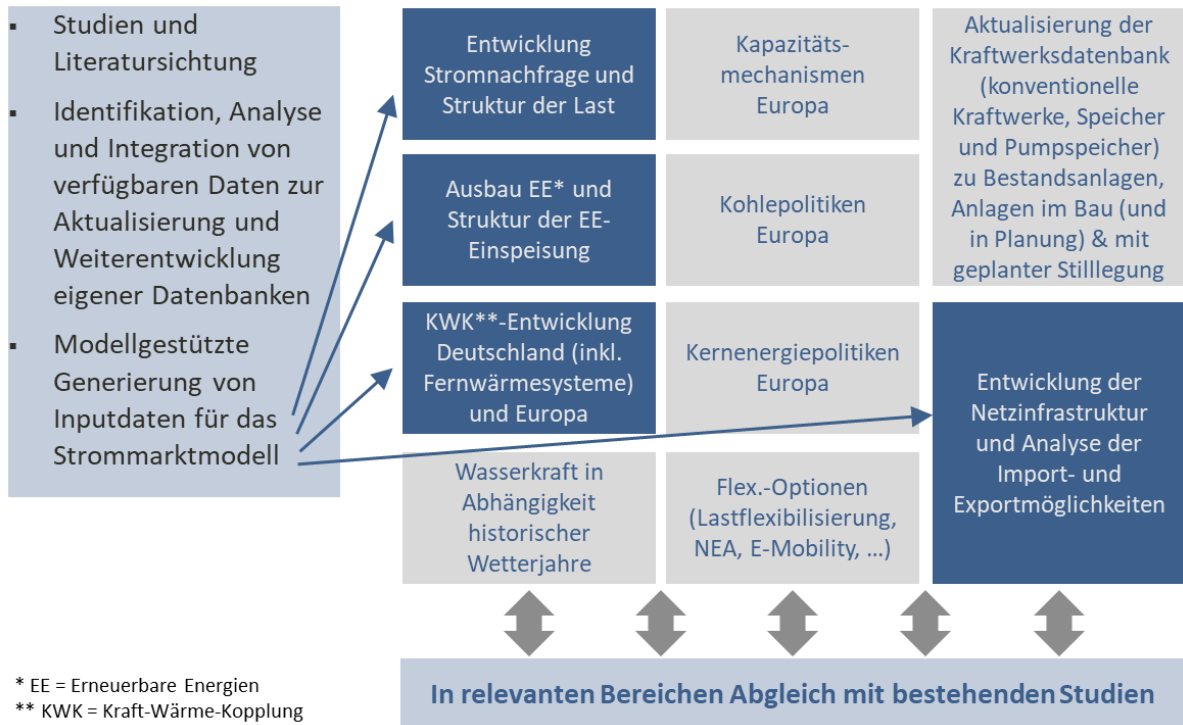
nahme der Wasserkraft auf den Annahmen des *Mid-Term-Adequacy-Forecast 2017* bzw. des *TYNDP 2018* der ENTSO-E.⁴³ Auch bei der Entwicklung der installierten Leistung von Kernenergie nutzen wir modellexogene Vorgaben auf Basis von Studien Dritter, die wir auf Aktualität geprüft und bei Bedarf im Detail angepasst haben.⁴⁴

Des Weiteren haben wir in den Vorabanalysen umfangreiche Recherchen zu Kraftwerksdaten durchgeführt und heute verfügbare Informationen, bspw. zu bestehenden Kraftwerken, im Bau befindlichen oder geplanten Kraftwerken oder angekündigten Stilllegungen gesammelt, analysiert und in unsere Datenbanken integriert (vgl. auch Abschnitt 4.2 für eine genauere Darstellung der verwendeten Quellen). Schließlich wurden in diesem Schritt auch bereits modellgestützte Analysen durchgeführt, mit deren Hilfe Inputdaten generiert wurden, die später in die Simulationsrechnungen des Strommarktmodells einfließen. Dies betrifft insbesondere die Prognose der zukünftigen Stromnachfrage sowie die Ableitung der stündlichen Struktur der Last, Höhe und Struktur der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien sowie die Analyse der zukünftigen Entwicklungen der Fern- und Nahwärmennachfrage, der industriellen KWK-Wärmeerzeugung und damit einhergehend die Entwicklung der installierten Leistung von KWK-Anlagen. Alle Ergebnisse dieser Vorabanalysen wurden wiederum mit den Ergebnissen anderer Studien abgeglichen und plausibilisiert. Abbildung 3-2 gibt einen Überblick über die wichtigsten durchgeführten Vorabanalysen.

⁴³ ENTSO-E (2018a).

⁴⁴ Vgl. Abschnitte 0 und 0.

ABBILDUNG 3-2: ÜBERBLICK ÜBER DIE VORABANALYSEN



Quelle: Eigene Darstellung; Dunkelblaue Kästchen: Modellgestützte Generierung von Inputdaten für das Strommarktmodell, graue Kästchen: Recherchen-basierte Ermittlung / Ableitung von Inputdaten für das Strommarktmodell.

Weitere Details zum Vorgehen und den Quellen sowie die Ergebnisse der Vorabanalysen können dem Kapitel 4 zu den Rahmenannahmen des Referenzszenarios entnommen werden.

3.2.2 Simulationsrechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell

Das fundamentale Strommarktmodell für Europa der r2b energy consulting GmbH ist ein stochastisches, lineares Optimierungsmodell mit Abbildung von ak-

tuell fünf Wetter-, Wasser und Lastjahren sowie ungeplanten Kraftwerksausfällen.⁴⁵ Es bildet die Wirkungsmechanismen innerhalb des europäischen Stromverbundes beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Netzinfrastruktur ab. Hierbei werden die aktuellen und künftigen regulatorischen Rahmenbedingungen wie z. B. Marktdesigns mit und ohne Kapazitätsmärkte und die Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems abgebildet.⁴⁶

Es handelt sich um ein dynamisches Strommarktmodell, das neben Einsatzentscheidungen und Revisionen auch Des- / Investitionsentscheidungen der Marktakteure modellendogen und simultan über den gesamten Analysezeitraum vor dem Hintergrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten abbildet. Somit werden dynamische Marktanpassungsreaktionen und damit der nicht exogen vorgegebene Teil der Entwicklung des Stromerzeugungssystems inklusive der Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. freiwilliger Lastverzicht der Industrie oder Netzer-satzanlagen endogen ermittelt.

⁴⁵ Im Rahmen der integrierten Modellierung der Strommärkte in den berücksichtigten 15 Ländern hat es insbesondere rechentechnische Gründe, dass wir nicht mehr Wetter, Wasser und Lastjahre (Basisjahre) berücksichtigen, da die Rechenzeit des Modells bei einer höheren Anzahl von Basisjahren deutlich weiter ansteigt. Im Rahmen der Berechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell ist hierbei eine Abwägung zwischen einer Ausweitung der berücksichtigten Basisjahre, der Abbildung weiterer Stochastik über ungeplante Kraftwerksausfälle und der Detailtiefe der endogenen Modellierung zur Berücksichtigung der Marktanpassungsprozesse bei der Ableitung des Szenarios erfolgt. Es erscheint uns dabei z. B. sachgerechter Marktanpassungsprozesse bei der Modellierung integriert und detailliert abzubilden und stochastische ungeplante Kraftwerksausfälle zu modellieren, anstatt mehr Wetterjahre abzubilden. Zudem zeigen Testrechnungen, dass die Hinzunahme weiterer Basisjahre vergleichsweise geringe Effekte auf die Modellergebnisse hat. Darüber hinaus verwenden wir Wetterdaten in einer hochaufgelösten regionalen Clusterung und mit detaillierten Angaben, z. B. zu Nabenhöhen bei der Windenergie (vgl. hierzu Anhang D). Bei sehr weit in der Vergangenheit liegenden Wetterdaten kann eine Datenqualität auf diesem Niveau u. W. n. nicht gewährleistet werden. Dennoch greifen wir eine mögliche Erweiterung der historischen Basisjahre in Kapitel 7 auf, wo wir u. A. möglichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf diskutieren.

⁴⁶ Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem bilden wir z. B. approximativ darüber ab, dass ein potenzieller Lastüberhang in Deutschland gemäß KapResV für unterdeckte Bilanzkreise Kosten je MWh Unterdeckung in Höhe des zweifachen technischen Preislimits am intraday-Markt (20.000 €/MWh) verursacht.

Dabei werden die ökonomischen Wirkungsmechanismen eines Wettbewerbsmarktes abgebildet: Betreiber konventioneller Kraftwerke, stromgeführter KWK-Anlagen sowie von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken treffen ihre Entscheidungen in einem Wettbewerbsmarkt mit dem Ziel der Erlösmaximierung. Hierbei werden rationale Erwartungen der Akteure durch gleichzeitige Berücksichtigung von Unsicherheiten und Risiken, die sich aus unterschiedlichen Realisationen von Last, Erzeugungsbedingungen der Wasserkraft und der Einspeisung von Windenergieanlagen und PV-Anlagen bei unterschiedlichen Wetterbedingungen sowie unterschiedlichen Realisationen ungeplanter Kraftwerksausfälle ergeben, unterstellt.⁴⁷ Dies gilt sowohl für Investitions- als auch für Betriebsentscheidungen.⁴⁸

Bei der Entwicklung der verfügbaren Leistung werden Investitionsentscheidungen, Entscheidungen zu vorzeitigen und vorübergehenden Stilllegungen, Wiederinbetriebnahmen und Revisionszyklen abgebildet. In der Des-/Investitionslogik des Modells erfolgen endogene Stilllegungen von fossil befeuerten Kraftwerken (Stein- und Braunkohlekraftwerke, GuD-Anlagen, Gasturbinen und Motorkraftwerke ohne KWK) aufgrund unzureichender Wirtschaftlichkeit, wenn die maximale technische Lebensdauer noch nicht erreicht ist. Dabei erfolgt eine vorläufige Stilllegung, wenn der Deckungsbeitrag 1 (DB 1) des Kraftwerks in dem Betrachtungsjahr geringer als 50 % der jährlichen, fixen Betriebskosten ist, aber der Barwert der diskontierten DB 2 über die im Maximum verbleibende technische Lebensdauer positiv sind.⁴⁹ Endogene vorläufige Stilllegungen sind bereits im Stichjahr 2020 zugelassen. Eine endgültige Stilllegung erfolgt, wenn der DB 2 des Kraftwerks im Betrachtungsjahr negativ ist und „Verluste“ im Betrachtungsjahr

⁴⁷ Im Rahmen der Modellierung wird einerseits von rationalen Erwartungen der Marktakteure und andererseits von vollkommenem Wettbewerb ausgegangen. Somit entspricht die Gewinnmaximierung der Marktakteure einer Minimierung der Systemkosten unter vorgegebener Entwicklung von ökonomischen, technischen und regulatorischen Rahmenannahmen (Inputparameter).

⁴⁸ Eine Ausnahme bilden wärmegeführte/geförderte KWK-Anlagen, bei denen wir auf Basis der Vorab-Analysen exogene Vorgaben zur Leistungsentwicklung vorgenommen haben (vgl. hierzu Abschnitt 4.2.3).

⁴⁹ Deckungsbeitrag 1 (DB 1) = Erlöse abzüglich variabler Kosten; Deckungsbeitrag 2 (DB 2) = Erlöse abzüglich fixer und variabler Kosten.

nicht durch die den Barwert der diskontierten DB 2 über die im Maximum verbleibende technische Lebensdauer ausgeglichen werden können. Endogene endgültige Stilllegungen sind erst ab 2023 zugelassen, da wir Stilllegungsankündigungen intensiv recherchiert haben und davon auszugehen ist, dass die Frist für die Anmeldung von Stilllegungen für eine Stilllegung im ersten betrachteten Stichjahr 2020 nicht ausreicht. De facto sind endogene Stilllegungen aus der VS-Perspektive jedoch zugelassen, da die Anlagen im Stichjahr 2020 modellendogen in Kaltreserve überführt werden können und dann im nächsten Stichjahr 2023 endgültig stillgelegt werden können. Ein endogener Zubau von fossil befeuerten Kraftwerken (Stein- und Braunkohlekraftwerke, GuD-Anlagen, Gasturbinen und Motorkraftwerke ohne KWK) und eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen erfolgt, wenn der Barwert der diskontierten DB 2 über die technische Lebensdauer größer als die Investitionskosten bzw. die einmaligen Erschließungskosten sind. Bei GuD-Anlagen, Braun- und Steinkohle-KW sind Zubauten erst nach 2020 möglich, wenn sie nicht bereits im Bau sind. Braun- und Steinkohle-KW können nur in Polen und Tschechien zugebaut werden, wenn sie nicht bereits in Bau sind (für weitere Informationen zu Modellvorgaben beim Bau von Kraftwerken vgl. Abschnitt 4.2). Offene Gasturbinen (OCGT) und Motorkraftwerke können, aufgrund der vergleichsweise kurzen Bauzeiten, bereits im ersten Stichjahr 2020 zugebaut werden. Weitere Details und die Umsetzung des Modellierungsansatzes werden in Anhang A nochmals vertiefend erläutert. Zudem bildet das Simulationsmodell auch technische Charakteristika und regulatorische Rahmenbedingungen ab: Mittel- bis langfristig sind dies jeweils für die betrachteten Länder z. B. altersbedingte Stilllegungen von Erzeugungsanlagen, Stilllegungen auf Basis des jeweiligen nationalen Rechtsrahmens oder auch Restriktionen bezüglich Investitionen in bestimmte Technologien.⁵⁰

⁵⁰ Hierzu zählen zum Beispiel Stilllegungspfade für Kernkraftwerke in Ländern mit entsprechenden Ausstiegsbeschlüssen oder Stilllegungen Kohle befeuerter Kraftwerke, die sich aus nationalen Strategien zur Einschränkung oder Beendigung der Kohleverstromung ergeben. Vgl. hierzu die Abschnitte 0 und 0.

Bei Einsatzentscheidungen werden unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten – Vermarktung am Energy-Only-Markt (EOM) sowie Vermarktung an den Regelenenergie- und ggf. an Kapazitätsmärkten – berücksichtigt. Darüber hinaus sind beim Einsatz der Anlagen technische Charakteristika von Erzeugungsanlagen detailliert berücksichtigt. Bei konventionellen Kraftwerken sind dies z. B. An- und Abfahrkosten, Lastgradienten und technische Mindestleistungen. Bei KWK-Anlagen sind dies Anforderungen, die sich aus der Deckung des Wärmebedarfs bzw. des Bedarfs an Prozessdampf unter Berücksichtigung von Flexibilität im gesamten KWK-System, wie z. B. Wärmespeicher, Erdgaskessel und PtH (Power to Heat), ergeben. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken werden z. B. Speichervolumina, Umwandlungsverluste beim Pumpen und Turbinieren sowie der Umfang und die zeitliche Struktur von natürlichen Zuflüssen in geeigneter Approximation berücksichtigt. Die Auswirkungen, die sich aus diesen Restriktionen ergeben, werden simultan bei einer Vermarktung auf dem Großhandelsmarkt sowie bei einer Vermarktung an den Regelenenergie- und Kapazitätsmärkten berücksichtigt.

Die Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, der wärmegeführten KWK,⁵¹ des inflexiblen Teils der Bioenergieanlagen sowie sonstiger erneuerbaren- und nicht-erneuerbaren-Anlagen wird dem Modell weitgehend exogen vorgegeben.⁵²

Die Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung von Windenergieanlagen, PV-Anlagen und Wasserkraftwerken mit natürlichem Zufluss sowie temperaturbedingte Abhängigkeiten der Last werden über Stochastik in der Modellierung berücksichtigt. Die stochastische Modellierung erfolgt simultan für fünf verschiedene Wetter-, Wasser- und Lastjahre. Grundlage für die Abbildung sind die historischen

⁵¹ Die exogenen Vorgaben zur Stromerzeugung von wärmegeführten KWK-Anlagen basieren auf typischen Einspeisestrukturen für diese Anlagen.

⁵² Die „freie Leistung“ wärmegeführter KWK-Anlagen und des flexiblen Teils der Bioenergieanlagen kann bei hohen Strompreisen in Knappheitssituationen endogen zur Lastdeckung genutzt werden (vgl. hierzu auch Abschnitte 4.2.3 und 4.3). Zudem erfolgt bei negativen Strompreisen eine endogene Ermittlung der Abregelung von EE-Strom.

Jahre 2009 bis 2013. Weitere Stochastik wird über die Berücksichtigung unterschiedlicher Realisationen des stündlich verfügbaren Kraftwerksparks (ungeplante Kraftwerksausfälle) modelliert.

Zusätzlich sind im Modell auch Entscheidungen weiterer Marktakteure im Bereich der Flexibilitätsoptionen abgebildet. So werden die Erschließung und Nutzung von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und von Netzersatzanlagen ebenso berücksichtigt wie Einsatzentscheidungen der Betreiber von EE-Anlagen in der Direktvermarktung. Auch für neue Verbraucher, wie elektrische Wärmepumpen und Elektromobilität, werden Einsatzentscheidungen unter Einhaltung vorgegebener Restriktionen modellendogen ermittelt.

Um eine adäquate Abbildung der Investitions- und Einsatzentscheidung am Großhandelsmarkt unter Berücksichtigung der Erlöspotenziale an den Regelenergie- und Kapazitätsmärkten zu gewährleisten, erfolgt im Modell eine simultane Analyse für einen langen Betrachtungszeitraum bei einer gleichzeitig hohen zeitlichen Auflösung:

- Wir führen eine simultane Analyse für den Zeitraum 2020 bis 2050 durch. Eine Auswertung der Ergebnisse erfolgt für die Jahre 2020, 2023, 2025 und 2030.⁵³
- Für jedes Stichjahr verwenden wir eine zeitliche Auflösung von 8.760 Perioden, d. h. Perioden mit einer Dauer von einer Stunde, und berücksichtigen dabei deren chronologische Reihenfolge. Darüber hinaus bilden wir den Regelenergiemarkt und vorhandene bzw. genehmigte Kapazitätsmärkte im Ausland im Modell in geeigneter Approximation ab.⁵⁴

⁵³ Die Modellierung bis zum Jahr 2050 nehmen wir aufgrund des sog. Endwertproblems vor. Die Ergebnisse der Jahre nach 2030 weisen wir nicht aus, weil bei Investitionen nach 2030 nicht die gesamte Lebensdauer der Anlagen adäquat abgebildet wird.

⁵⁴ Kapazitätsreserven werden bei den Analysen hier im Einklang mit Anforderungen gemäß § 63 EnWG i.V.m. § 51 EnWG nicht abgebildet, da diese außerhalb der Märkte vorgehalten werden.

Um die Einbettung des deutschen Stromversorgungssystems in den europäischen Stromverbund adäquat abzubilden, analysieren wir Deutschland und die angrenzenden Länder sowie die skandinavischen Länder, Großbritannien und Italien als Kernregionen. Weitere an die Kernregionen angrenzende Länder werden als Satellitenregionen berücksichtigt. Im- und Exporte zwischen Kern- und Satellitenregionen bilden wir je nach direkter und indirekter Bedeutung der jeweiligen Länder für den deutschen Strommarkt über aggregierte Im- und Exportfunktionen („Satellitenregionen“) oder, wie z. B. im Fall von Spanien und Portugal, durch eine vereinfachende Abbildung der Märkte innerhalb des Strommarktmodells ab („Satellitenregion modelliert“). Abbildung 3-3 gibt eine Übersicht über die bei der Analyse berücksichtigten Regionen.

ABBILDUNG 3-3: MODELLREGIONEN IN DEN MARKTSIMULATIONEN



Quelle: Eigene Darstellung.

Aufbauend auf der Entwicklung eines praxistauglichen Ansatzes zur Bestimmung von Flow-based-Modellen der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität für den Betrachtungsbereich bis 2030 (vgl. Abschnitt 3.3.4) wurde das Strommarktmodell unter Verwendung öffentlich verfügbarer Informationen zum künftigen Netzausbau für alle zu betrachtenden Jahre parametrisiert. Somit ist entsprechend des in der Praxis (in Zentralwesteuropa) angewandten und zur weiteren Ausdehnung vorgesehenen „Flow-based Market Coupling“ ein Ansatz im dynamischen

europäischen Strommarktmodell implementiert, der diese Form der Engpassbewirtschaftung in geeigneter Approximation abbildet.⁵⁵

3.3 Methodik VS-Analysen

3.3.1 Überblick

Aufgabe der VS-Analyse ist es, für ein zuvor bestimmtes Szenario, das die Entwicklung des deutschen und europäischen Stromversorgungssystems beschreibt, das VS-Niveau zu ermitteln. Dies umfasst sowohl die Ermittlung der primären Kenngröße LoLP – die anschließend an den VS-Standard angelegt werden kann – als auch die Berechnung sekundärer Kenngrößen der Versorgungssicherheit, die zur weiteren Einordnung des VS-Niveaus dienen.

Eine Methodik zur VS-Analyse erfordert eine sachgerechte Abbildung wesentlicher Einflussfaktoren auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit am Strommarkt. Besonders hervorzuheben sind dabei die Berücksichtigung stochastischer Einflüsse auf die Stromversorgung, die Berücksichtigung grenzüberschreitender Ausgleichseffekte und in der Folge der Beitrag von Stromimporten zur Deckung der Nachfrage sowie der Einsatz von Flexibilitäten, wie zum Beispiel Speichieranlagen. Für eine angemessene Versorgungssicherheitsanalyse ist daher eine probabilistische Methodik basierend auf einer stochastischen, grenzüberschreitenden und zeitkoppelnden Simulation des Stromversorgungssystems erforderlich.

Diese grundsätzlichen Anforderungen gelten auch bereits für das in diesem Vorhaben im Zuge der Generierung des Referenzszenarios eingesetzten Simulationsmodells (Abschnitt 3.2.2). Dennoch ist es aus mehreren Gründen erforderlich, für die VS-Analyse eine darauf zugeschnittene Methodik einzusetzen:

⁵⁵ Randregionen sind dabei mit dem klassischen NTC-Ansatz abgebildet.

- Bei der Wahl der Modellkomplexität müssen aufgrund der Begrenzungen der verfügbaren Hardware und Software stets Abwägungen getroffen werden. In der VS-Analyse wird zugunsten einer detaillierten Abbildung stochastischer Einflüsse ein gegebenes System (ohne Optimierung von Ausbauentscheidungen) betrachtet und auf eine blockscharfe Simulation des Erzeugungsanlageneinsatzes verzichtet.
- Bei der Szenariengenerierung findet eine ökonomische Optimierung statt. Zur Bestimmung der Ergebniskenngrößen zur Beschreibung des VS-Niveaus ist es aber sachgerecht, eine hiervon abweichende Spezifikation zu verwenden. Hierdurch wird es zum einen möglich, ein eindeutiges Niveau der Kenngröße LoLP zu ermitteln, wohingegen bei ökonomischer Optimierung eine gewisse Indifferenz bzgl. LoLP bestünde, da dann im Wesentlichen EENS minimiert würde (vgl. Diskussion in Abschnitt 2.2.1). Zum anderen können die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Importe ermittelt werden, die sich von den marktbasierten Importen, wie sie bei einer ökonomischen Optimierung ermittelt würden, unterscheiden (vgl. Abschnitt 2.2.3).

Das hier eingesetzte Modell zur VS-Analyse basiert auf dem in *Consentec und r2b (2015)* erstmals eingesetzten Ansatz, der jedoch in verschiedenen Aspekten weiterentwickelt wurde. Nachfolgend werden die wichtigsten Modellaspekte näher beschrieben. Abschnitt 3.3.2 legt Rahmenbedingungen wie Betrachtungsbereich und zeitliche Auflösung dar. Abschnitt 3.3.3 behandelt die Abbildung von Erzeugung, Flexibilität und Nachfrage, Abschnitt 3.3.4 die Modellierung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten und Abschnitt 3.3.5 die Modellierung von Unsicherheiten. Abschnitt 3.3.6 führt diese Aspekte zusammen und beschreibt die Modellstruktur und den Simulationsablauf.

3.3.2 Allgemeine Rahmenbedingungen

Für die Analyse der Versorgungssicherheit sind als allgemeine Rahmenbedingungen der geografische und zeitliche Betrachtungsbereich festzulegen. Bei letzterem ist darüber hinaus noch die zeitliche Auflösung zu definieren.

Als geografischer Betrachtungsbereich werden die in Abbildung 3-4 dargestellten Länder berücksichtigt. Die betrachtete Region umfasst Deutschland und seine räumlichen und elektrischen Nachbarländer sowie Großbritannien, Norwegen, Finnland und Italien.⁵⁶ Damit ist sichergestellt, dass alle für das VS-Niveau in Deutschland relevanten Wechselwirkungen abgebildet sind. Das Modell ermittelt Ergebniskennzahlen auch für die übrigen Länder des Betrachtungsbereichs. Diese sind allerdings aufgrund ihrer Randlage im Modell mit entsprechenden Unschärfen behaftet.

⁵⁶ Ein grenzüberschreitender Austausch mit Gebotszonen außerhalb dieses geografischen Betrachtungsbereichs wurde, soweit er im europäischen Strommarktmodell berücksichtigt ist (z. B. iberische Halbinsel), wird implizit durch Anpassung der Last der jeweils benachbarten Gebotszone (z. B. Frankreich) abgebildet.

ABBILDUNG 3-4: GEOGRAFISCHER BETRACHTUNGSBEREICH



Quelle: Eigene Darstellung.

In den hier durchgeführten Analysen der Versorgungssicherheit wird ein Zeithorizont bis 2030 untersucht. Dieser wird über die Stichjahre 2020, 2023, 2025 und 2030 abgetastet. Die einzelnen Stichjahre weisen dabei eine zeitliche Auflösung im Stundenraster auf.

Während nominell die Modellierung für alle Betrachtungsjahre in gleicher Weise erfolgt, sollte bei der Interpretation der Modellergebnisse beachtet werden, dass mit zunehmenden Zeithorizont zum einen die Unsicherheiten der Modellierung steigen, zum anderen aber auch mehr Zeit für Anpassungsreaktionen der Marktteilnehmer wie auch zur Umsetzung politischer und regulatorischer Maßnahmen besteht. Das Ziel einer „Messung“ des VS-Niveaus, das aus dem gegebenen Stromversorgungssystem und der prognostizierten konkreten Entwicklung (insbesondere des Erzeugungsparks) resultiert, wird daher für die in näherer Zukunft

liegenden Jahre 2020 und 2023 mit größerer Treffsicherheit erreicht als für die späteren Betrachtungsjahre. Für letztere ist jedoch durch die Abbildung der Marktmechanismen über dynamische Marktreaktionen in der Strommarktmodellierung eine Prüfung möglich, ob diese Marktmechanismen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit strukturell ausreichend sind bzw. zu welchem Verhalten die bestehenden Investitionsanreize führen können.

3.3.3 Abbildung von Erzeugung, Flexibilität und Nachfrage am Strommarkt

Wie bereits in Abschnitt 2.1 dargelegt, ist das Ziel der VS-Analyse zu prüfen, ob die in einem zu untersuchenden Szenario vorhandene Erzeugung und andere Flexibilitäten in Form von Speichern und flexiblen Lasten den Ausgleich von Angebot und Nachfrage gewährleisten. Konkret ist in diesem Vorhaben damit der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage nach Abschluss aller Marktprozesse gemeint. Dies entspricht dem Zeitpunkt nach Aktivierung von Regelleistung und vor einem gegebenenfalls erforderlichen Einsatz von Kapazitätsreserven, die außerhalb des Strommarktes vorgehalten werden (vgl. Abschnitt 2.2.1).

Grundsätzlich sind für die VS-Analyse alle am Ausgleich von Angebot und Nachfrage beteiligten Anlagen analog zu ihren Eigenschaften innerhalb der Strommarktsimulation (vgl. Abschnitt 3.2) zu modellieren. Bei der praktischen Umsetzung können aber – unter Wahrung der Konsistenz der Grundannahmen – gewisse Abweichungen notwendig bzw. sachgerecht sein. So stellt die Handhabbarkeit probabilistischer Methoden aufgrund ihres hohen Rechenaufwands eine Herausforderung dar, die ggf. Vereinfachungen der Modellierung erfordert. Diese können genutzt werden, um im Gegenzug für die VS-Analyse besonders wichtige Aspekte wie die Unsicherheiten der verfügbaren Erzeugungsleistung genauer zu modellieren.

Abweichungen zur Modellierung bei der Strommarktsimulation werden im Folgenden getrennt für die Angebots- und Nachfrageseite sowie für die Berücksichtigung der Regelleistungsvorhaltung erläutert und begründet.

Angebot

Erzeugung und Flexibilitätsoptionen werden in der VS-Analyse nicht anlagenscharf, sondern typweise je Gebotszone aggregiert berücksichtigt. Dementsprechend werden auch blockscharfe An- und Abfahrdauern vernachlässigt. Dies ist für den Zweck der VS-Analyse zulässig und erlaubt es im Gegenzug, an anderer Stelle, etwa bei der Modellierung von Unsicherheiten, die Modelltiefe zu erhöhen.

KWK-Anlagen werden so modelliert, dass sie in Knappheitssituationen am Strommarkt keinen wärmebedingten Einschränkungen unterliegen, d. h. auf Grundlage der Annahme eines Bypasses oder eines Notkühlers bzw. über die Nutzung eines Wärmespeichers kurzfristig stromgeführt betrieben werden (vgl. hierzu auch Abschnitt 4.2.3).

Nachfrage

Zur Befriedigung der Nachfrage am Strommarkt tragen nicht steuerbare EE, steuerbare Erzeuger und weitere Flexibilitäten bei. Da die Erzeugung aus nicht steuerbaren EE-Anlagen keinen Freiheitsgrad bietet, kann als Ausgangspunkt für die Analyse der Versorgungssicherheit die gebotszonenspezifische Residuallast verwendet werden.

Flexibilität auf der Nachfrageseite wird in den VS-Analysen in Form des Einsatzes von Pumpspeichern sowie der in den Marktsimulationen erschlossenen Potenziale des Lastverzichts der Industrie und der Netzersatzanlagen abgebildet. Der Einsatz der weiteren nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen – Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen und hybride Oberleitungs-LKW – wird auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulationen zur Generierung der Szenarien für die VS-Analysen mit der Residuallast verrechnet und stehen damit im VS-Modell nicht endogen

bzw. flexibel zur Deckung der Nachfrage bzw. zu deren Reduktion zur Verfügung.⁵⁷

Regelleistungsvorhaltung

Wie eingangs dieses Abschnitts erwähnt, wird in der VS-Analyse die Situation nach Abschluss aller Marktprozesse und damit nach Einsatz der Regelleistung betrachtet. Die vorgehaltene Regelleistung ist daher grundsätzlich als Teil der zur Nachfragedeckung verfügbaren Erzeugungskapazität zu berücksichtigen. Um die Konsistenz zum stündlichen Zeitraster der Modellierung zu wahren, ist dabei aber eine Trennung nach niederfrequenten und hochfrequenten Ursachen für den Abruf von Regelleistung sinnvoll.

Die niederfrequenten Anteile (wie zum Beispiel Prognosefehler und Kraftwerksausfälle, die sich in Abweichungen der Prognose zum Stundenmittelwert ausdrücken) sind implizit in der stündlichen Residuallast – u. a. in Form von EE- und Lastprognosefehlern – enthalten oder werden explizit über die Modellierung von ungeplanten Kraftwerksausfällen (vgl. Abschnitt 3.3.5) berücksichtigt. Daher muss der hierfür vorgehaltene Anteil der Regelleistung auch auf der Angebotsseite in der Modellierung berücksichtigt werden, d. h. die entsprechenden Erzeugungsanlagen stehen zur Deckung der Residuallast zur Verfügung.

Hochfrequente Anteile (Last- und EE-Rauschen, Rampen, Fahrplansprünge), die sich in kurzfristigen Schwankungen um den Stundenmittelwert ausdrücken, sind hingegen nicht in der stündlichen Residuallast berücksichtigt. Insbesondere po-

⁵⁷ Dass diese Flexibilitätspotenziale nicht integriert in der Optimierung bei den VS-Analysen genutzt werden können, hat unterschiedliche Hintergründe: Einerseits wollten wir im Rahmen des VS-Monitoring im Sinne einer konservativen Herangehensweise nicht eine ggf. als zu optimistisch empfundene lastseitige Flexibilität in das VS-Modell geben. Andererseits ist die Modellierung dieser Flexibilität teilweise sehr komplex, erfordert eine detaillierte Abbildung von Wirtschaftlichkeitsaspekten und würde die Rechenzeiten in erheblichem Ausmaß erhöhen. Zudem erscheint die verfolgte Vorgehensweise vor dem Hintergrund einer in hohem Maße konsistenten Parametrierung der beiden Modelle hinreichend genau, um den Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen auf Basis der Strommarktsimulationen zur Generierung der Szenarien auch für die VS-Analysen adäquat abzubilden.

sitive hochfrequente Anteile des Regelleistungsabrufs, die sich in einer Lasterhöhung äußern, können in Knappheitssituationen kritisch sein. Die Kapazität der zur Deckung dieser Regelleistungsanteile vorgehaltenen Anlagen darf daher nicht für die Deckung der Residuallast herangezogen werden. Dies wird hier durch einen gebotszonenspezifischen Zuschlag auf die Residuallast in Höhe des hochfrequenten positiven Anteils des Regelleistungsbedarfs operationalisiert.

Dazu muss dieser Anteil näherungsweise bestimmt werden. Als Ausgangspunkt hierfür bietet sich das öffentlich verfügbare 4-Sekunden-Signal des deutschen Sekundärregelleistungsabrufs an, das wir für das Jahr 2016 ausgewertet haben. In diesem Signal sind hoch- und niederfrequente Ursachen für den Regelleistungsabruf überlagert. Da für die derzeit in Deutschland angewendete Dimensionierung der Regelleistung nur Minutenwerte berücksichtigt werden und um eine Überschätzung hochfrequenter Anteile am Regelleistungsabruf zu vermeiden, wird zunächst eine Glättung durch Bildung von Minutenmittelwerten durchgeführt. Aus der Differenz zwischen den jeweiligen $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwerten⁵⁸ des Reglersignals und den Minutenmittelwerten kann dann das hochfrequente Rauschen des Signals abgeleitet werden.

Der für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit relevante positive hochfrequente Anteil wird anschließend aus der Verteilung der positiven Werte des Rauschens ermittelt. Analog zu dem in der Praxis bei der Sekundärregelleistungsdimensionierung akzeptierten Defizitniveau von 0,0025 %⁵⁹ wird das (100-0,0025)-%-Quantil des Rauschens ausgewertet. Auf Basis der hier verwendeten Daten und der beschriebenen Vorgehensweise ergibt sich für Deutschland ein positiver hochfrequenter Anteil des Regelleistungsabrufs in Höhe von ca. 1.350 MW.

⁵⁸ Hier wurde als Zeitraster die Viertelstunde zugrunde gelegt, weil diese die Zeiteinheit der deutschen Marktprozesse darstellt.

⁵⁹ Consentec 2010, S. 19

Für die übrigen hier betrachteten Länder werden die positiven hochfrequenten Anteile des Regelleistungsabrufs aus dem für Deutschland ermittelten Wert abgeleitet. Unter den Annahmen, dass erstens die zugrunde liegenden Ursachen näherungsweise lastproportional sind sowie zweitens stochastische Unabhängigkeit zwischen den länderweisen Regelleistungsabrufen vorliegt, erfolgt dies durch Skalierung mit der Wurzel des Verhältnisses aus der jeweiligen länderscharfen zur deutschen Jahreshöchstlast. Die daraus abgeleiteten Werte für die länderscharfen positiven hochfrequenten Anteile des Regelleistungsabrufs sind in Abschnitt 4.7 dargestellt.

3.3.4 Grenzüberschreitende Austauschkapazitäten

Modellstruktur und Parametrierung

Die Modellierung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten ist für die Beurteilung der Versorgungssicherheit am Strommarkt von großer Bedeutung. Grund hierfür ist, dass die Angebotsentwicklung im europäischen Strombinnenmarkt unter Berücksichtigung dieser Austauschkapazitäten erfolgt. Folgerichtig muss die Prüfung auf Gewährleistung der Versorgungssicherheit hierzu konsistent erfolgen: Grenzüberschreitender Stromaustausch trägt zur Versorgungssicherheit bei. Dem trägt auch der gesetzliche Rahmen⁶⁰ Rechnung, der die Berücksichtigung grenzüberschreitender Ausgleichseffekte beim VS-Monitoring ausdrücklich fordert.

Die Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis 2030 ist geprägt vom europäischen Ziel einer Erhöhung der Austauschkapazitäten. Hierzu trägt sowohl der physische Netzausbau bei als auch die Optimierung der Ausnutzung der jeweils vorhandenen Infrastruktur. Diese Entwicklung ist bei der Analyse zu berücksichtigen, wobei gleichzeitig eine Überschätzung künftiger Austauschmöglichkeiten zu vermeiden ist.

⁶⁰ § 51 Absatz 4 EnWG

Der klassische Ansatz zur Beschreibung der Austauschkapazitäten zwischen Gebotszonen basiert auf Net Transfer Capacities (NTCs). Ein NTC-Wert beschreibt die Obergrenze des bilateralen kommerziellen Leistungsaustauschs zwischen zwei benachbarten Gebotszonen. Zukünftig wird in großen Teilen des europäischen Stromversorgungssystems stattdessen ein sogenanntes Flow-based-Modell zum Einsatz kommen. Dabei werden die kommerziellen Leistungsaustausche nur noch indirekt begrenzt, indem ihre Wirkung auf die physischen Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) abgebildet wird.

In dieser Studie wird für die Grenzen⁶¹ zwischen Deutschland, Belgien, Frankreich, Italien, Niederlande, Polen, Österreich, Schweiz und Tschechien ein Flow-based-Modell für alle Betrachtungsjahre zugrunde gelegt.⁶² Gegenüber operativen Flow-based-Modellen, wie sie derzeit in Zentralwesteuropa für die vortägige Marktkopplung eingesetzt werden, weist dieses einige Vereinfachungen auf. So werden die physikalischen Übertragungsgrenzen der Betriebsmittel je Gebotszongrenze zusammengefasst. Zur Begrenzung der generellen Komplexität der Simulationsmodelle sind die Austauschkapazitäten je Betrachtungsjahr grundsätzlich statisch, wobei eine stündliche Optimierung durch Stellen von Phasenschiebertransformatoren (PST) jedoch nachgebildet wird.

Die Parametrierung der Austauschkapazitätsmodelle und insbesondere die Berücksichtigung des erwarteten Netzausbaus erfolgen auf Basis öffentlich verfügbarer Daten, die im Wesentlichen von ENTSO-E stammen. Ausgangspunkt sind die historischen Übertragungskapazitäten im Basisjahr 2016, von denen aus eine

⁶¹ Im Modell wird die gemeinsame deutsch-luxemburgische Gebotszone als solche nachgebildet. Länder mit mehreren nationalen Gebotszonen (Norwegen, Schweden, Dänemark, Italien) werden durch je eine nationale Gebotszone abgebildet.

⁶² Die übrigen im Modell enthaltenen Grenzen werden durch NTCs abgebildet. Die Trennlinie zwischen Flow-based- und NTC-Ansatz orientiert sich an der aus Sicht des Betrachtungsfokus Deutschland relevanten netztechnischen Wechselwirkung im vermaschten Verbundnetz und abstrahiert bewusst von heute geltenden Grenzen sogenannter Kapazitätsberechnungsregionen. Dies entspricht nicht nur dem fundamentalen Charakter der Modellierung, sondern auch den praktischen Anforderungen, denn auch Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsberechnungsregionen müssen in den Kapazitätsberechnungsmethoden geeignet berücksichtigt werden.

Projektion auf den Betrachtungsbereich bis 2030 anhand von Netzausbauplänen erfolgt.

Ein grenzscharfes Flow-based-Modell weist, ähnlich wie auch die klassischen NTC-Werte, gewisse strukturelle Vereinfachungen auf, weil sowohl die Verteilung von Leistungsflüssen unter den Kuppelleitungen je einer Gebotszonengrenze als auch zusätzliche gebotszoneninterne Engpässe, die bei bestimmten extremen Kombinationen von Austausch auftreten können, nur indirekt in den grenzscharf modellierten Restriktionen enthalten sind. Im Modell wurden daher Parametrierungsmöglichkeiten vorgesehen, um eine Überschätzung der Austauschkapazitäten durch diese Vereinfachungen zu verhindern.⁶³

Berücksichtigung des „Clean Energy Package“

Unter dem Titel „Clean Energy for all Europeans“ wird zurzeit eine Novelle des Energierechtsrahmens auf EU-Ebene ausgearbeitet. Mit diesem sogenannten „Clean Energy Package“ (CEP), in Deutschland oft auch „Winterpaket“ genannt, soll unter anderem eine stärkere Nutzung der bestehenden Übertragungsnetze für kommerziellen Stromaustausch erreicht werden. In der öffentlichen Diskussion ist dies unter dem Schlagwort „75-Prozent-Ziel“ bekannt geworden, weil, vereinfacht formuliert, 75 % der Übertragungskapazität der Kuppelleitungen für grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden sollen.⁶⁴

In Abstimmung mit dem BMWi wurde in der vorliegenden Studie angenommen, dass das CEP im Betrachtungszeitraum umgesetzt wird.

Eine im Zusammenhang mit dem CEP vielfach diskutierte Frage ist, ob die erhöhten kommerziellen Austauschkapazitäten auch physisch erreicht werden. Dies ist

⁶³ Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in Anhang B.2.

⁶⁴ Details der Ausgestaltung und die genaue Interpretation des 75-Prozent-Ziels waren zur Zeit der Durchführung der Analysen noch offen (und sind es weiterhin). Es ist aber zu beachten, dass im Rahmen der naturgemäß begrenzten Modellgenauigkeit bei der Betrachtung künftiger Jahre gewisse Detailunterschiede der Definition ohnehin kaum abbildbar wären.

auch für die Beurteilung der Versorgungssicherheit am Strommarkt von Bedeutung, denn kommerzielle Kapazitäten bilden zwar die Basis für den Stromhandel, die Preisbildung und damit für Investitionsentscheidungen, aber das VS-Niveau resultiert letztlich aus der Möglichkeit zur physischen Deckung der Last.

Falls die physische Umsetzung des 75-Prozent-Ziels nur unter Einsatz von gebotszonenübergreifendem Redispatch gelänge, dann würde dieser einen Teil des vorherigen kommerziellen grenzüberschreitenden Austauschs neutralisieren. In der vorliegenden Studie wird, jedenfalls im Referenzszenario, angenommen, dass der im CEP vorgesehene grenzüberschreitende Austausch auch physisch realisiert werden kann.

Dies unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit zu erreichen, wird das Zusammenwirken und den vermehrten Einsatz unterschiedlicher Engpass-entlastender Maßnahmen erfordern. Hierzu können der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren⁶⁵ (PST), möglicherweise auch die Installation zusätzlicher PST, die Nutzung von Reserven wie der Netzreserve sowie gebotszoneninterner Redispatch (in Situationen mit Importbedarf von Deutschland gilt dies insbesondere für das Ausland) zählen. Darüber hinaus kann auch der gebotszoneninterne Netzausbau maßgeblich zur physischen Erreichbarkeit der Austauschkapazitäten gemäß CEP beitragen.

Nach dem aktuellen Stand des Winterpakets wird Deutschland verpflichtet sein, das 75-Prozent-Ziel für den grenzüberschreitenden Stromaustausch zu erreichen. Hierzu wird Deutschland möglicherweise einen Teil der genannten und/oder andere Maßnahmen ergreifen müssen. Eine Konkretisierung des Bedarfs an solchen Maßnahmen ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie, sondern es wird ihre erfolgreiche Umsetzung vorausgesetzt. Im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung (Abschnitt 6.4) wird darüber hinaus untersucht, wie sich eine gegenüber

⁶⁵ Phasenschiebertransformatoren sind Netzbetriebsmittel, die auch im vermaschten Drehstromnetz eine gewisse Steuerung der Leistungsflüsse erlauben, welche sich sonst stets starr nach den Kirchhoffschen Gesetzen verteilen.

dem CEP-Zielniveau um 10 % geringere physische Austauschkapazität (die für den Strommarkt und seine Akteure nicht sichtbar ist) auf das VS-Niveau auswirken würde.

Detaillierte Dokumentation im Anhang

Um bei der Parametrierung des Austauschkapazitätsmodells sicherzustellen, dass die Wirkung der modellierten Kapazitäten trotz der notwendigerweise begrenzten strukturellen und zeitlichen Komplexität den Anforderungen und getroffenen Annahmen entspricht, wurde ein Abgleich mit stundenscharfen und räumlich hoch aufgelösten Modellen eines Betrachtungsjahrs vorgenommen.

Eine detaillierte Beschreibung von Aufbau und Parametrierung des Austauschkapazitätsmodells findet sich in Anhang B.

3.3.5 Modellierung von Unsicherheiten

Entscheidungen der Akteure am Strommarkt erfolgen stets unter Unsicherheit über künftige Situationen und Ereignisse. Dies betrifft insbesondere, aber nicht nur, Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen. Ein wesentliches Merkmal von Unsicherheit ist, dass unsicheren Ereignissen zumindest näherungsweise Eintrittswahrscheinlichkeiten zugewiesen werden können. Unsicherheit bewirkt somit ein gewisses Risiko, das die Marktakteure (und der Regulator) jedoch bewerten und berücksichtigen können (und müssen). Bei der Analyse eines gegebenen Szenarios der Entwicklung des Stromversorgungssystems im Hinblick auf die Versorgungssicherheit müssen daher ebenfalls unsichere Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere den Einfluss des Wetters und von stochastischen Kraftwerksausfällen, der auch mit Extremereignissen in der Modellierung berücksichtigt wird (siehe unten).

Hiervon abzugrenzen sind seltene Extremereignisse, für die keine Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmt werden kann. Diese Ereignisse werden daher mit dem Begriff der Ungewissheit beschrieben. Ein solches Ereignis kann zum Beispiel die

gleichzeitige Nichtverfügbarkeit vieler Kraftwerke durch eine gemeinsame Ursache sein, etwa durch einen Serienfehler oder als Folge einer langanhaltenden Hitze- oder Dürreperiode. Mit solchen Ereignissen wird einerseits die Annahme verbunden, dass sie, wenn sie eintreten, eine starke Wirkung haben. Andererseits geht man davon aus, dass sie sehr selten bzw. sehr unwahrscheinlich sind. Insbesondere kann ihnen keine Eintrittswahrscheinlichkeit zugewiesen werden. Damit ist es für diese ungewissen (im Gegensatz zu unsicheren) Extremereignisse nicht möglich, ökonomisch effiziente Maßnahmen zur Vorbereitung darauf zu treffen, weder für den Regulator noch für die Marktakteure. Die ungewissen Ereignisse können damit weder im Strommarkt 2.0 noch in Kapazitätsmärkten **effizient** adressiert werden. Für die Frage, ob ein **effizientes** Niveau an Versorgungssicherheit erreicht wird, können und dürfen diese ungewissen Ereignisse (aufgrund der unbekanntenen Eintrittswahrscheinlichkeit) auch nicht berücksichtigt werden.

Die Absicherung ungewisser Extremereignisse fällt in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge und liegt (aufgrund der unbekanntenen Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse) außerhalb des Marktdesigns. Zu dieser Thematik findet aktuell auch ein Austausch zwischen BMWi, Bundesnetzagentur und den deutschen ÜNB statt, in den auch die Autoren dieser Studie beratend eingebunden sind. Die Auswirkungen von ungewissen Extremereignissen können insbesondere mit außerhalb des Strommarkts stehenden Reserven, wie mit der bereits geplanten Kapazitätsreserve, verringert werden. Daher sollen diese ungewissen Ereignisse auch bei der zukünftigen Dimensionierung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.

Nachfolgend wird auf die Modellierung der unsicheren Einflüsse von Wetter und Kraftwerksnichtverfügbarkeiten eingegangen.

Einfluss des Wetters

Der Einfluss unsicherer Witterungsbedingungen wird analog zur Strommarktsimulation durch fünf verschiedene Wetter-, Wasser- und Lastjahre berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Einfluss von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Bei der Modellierung von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ist zwischen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten zu unterscheiden.

Geplante Nichtverfügbarkeiten sind unter anderem durch Revisionen begründet, die im Allgemeinen mit ausreichender Vorlaufzeit bekannt sind. Im Rahmen dieses Vorhabens werden der Eintrittszeitpunkt, die Dauer und die Höhe der geplanten Nichtverfügbarkeit aus der Szenariengenerierung übernommen (vgl. Abschnitt 3.2.2 i.V.m. Anhang A.5.2).

Ungeplante Kraftwerksausfälle sind für die Marktakteure nicht vorhersehbar, sondern weisen einen stochastischen Charakter auf. Um den Einfluss solcher Ausfälle adäquat zu modellieren, sind probabilistische Methoden erforderlich. Dabei werden Kraftwerksausfälle als stochastisch unabhängige Ereignisse modelliert, deren Eintrittswahrscheinlichkeit sich aus historischen Daten ableiten lässt.

Die methodische Umsetzung erfolgt in VS-Analysen bisher üblicherweise so, dass für jede Zeitscheibe (hier: Stunde) einzeln die ausgefallene Kraftwerksleistung durch Zufallsziehung ermittelt wird.⁶⁶ Wird dies oft genug wiederholt (sogenannte Monte-Carlo-Methode), so ergibt sich eine stochastische Verteilung der kumulierten ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeit. Wird die Zufallsziehung je Kraftwerkstyp mit dessen durchschnittlicher Nichtverfügbarkeit parametrisiert, so ergibt sich als Erwartungswert der resultierenden Verteilung wiederum eben diese Nichtverfügbarkeit.

Eine Schwäche dieses Ansatzes besteht darin, dass *de facto* nicht nur die Ausfallereignisse als solches, sondern auch die einzelnen Stunden als stochastisch unabhängig voneinander modelliert werden. Es kann also sein, dass in der Simulation ein Kraftwerk in Stunde t als ausgefallen, in der nächsten Stunde $t+1$ als wie-

⁶⁶ Vgl. PLEF (2018), ENTSO-E (2017a), Consentec und r2b (2015)

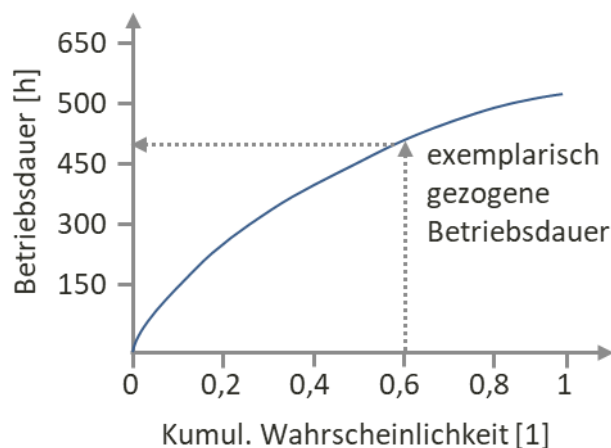
der in Betrieb und in der übernächsten Stunde $t+2$ wieder als ausgefallen angenommen wird. Tatsächlich dauern ungeplante Kraftwerksausfälle aber üblicherweise viele Stunden, und zwischen den Ausfällen liegen längere Perioden des störungsfreien Betriebs. Die modellierten zeitlichen Verläufe der (nicht) verfügbaren Kraftwerksleistung sind bei einem solchen Vorgehen also nicht realistisch, auch wenn die Nichtverfügbarkeit insgesamt korrekt abgebildet wird. Dies birgt folgende Nachteile:

- Erstens begünstigt eine solche Kraftwerksausfallmodellierung tendenziell die Entschärfung von Knappheitssituationen, da der Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Flexibilitäten mit zeitlichen Restriktionen überschätzt wird. Denn wenn sich im Modell Phasen hoher und niedriger Ausfalleistung kurzfristig abwechseln, können die häufiger auftretenden Phasen zwischen hohen Ausfalleistungen genutzt werden, um Energiemengen für die nächste Knappheitssituation einzuspeichern. In der Realität könnte es dagegen durch längere Phasen hoher Ausfalleistung häufiger dazu kommen, dass aufgrund der beschränkten Speicherkapazität die Leistung dieser Flexibilitäten nicht voll eingesetzt werden kann.
- Zweitens ist es aufgrund der unrealistischen zeitlichen Verläufe der (nicht) verfügbaren Kraftwerksleistung nicht zulässig, die Dauer von Unterdeckungsphasen als Modellergebnis auszuwerten. Diese können jedoch wichtige Informationen für die Entwicklung effizienter und fairer Abschaltkonzepte oder die Dimensionierung von Reserven außerhalb des Strommarktes zur Vermeidung von Unterdeckungen liefern.

Zur Überwindung dieser Schwächen wird im vorliegenden Vorhaben eine zeitsequenzielle Modellierung von Kraftwerksausfällen vorgenommen, die zu realistischeren Zeitverläufen der kumulierten (nicht) verfügbaren Kraftwerksleistung führt.

Hierzu wird die Nichtverfügbarkeit je Kraftwerkstyp in die Komponenten durchschnittliche Ausfallhäufigkeit und durchschnittliche Ausfalldauer zerlegt. Für die Häufigkeitsverteilung der Dauer zwischen zwei Ausfällen wird eine Exponentialverteilung unterstellt. Diese wird je Kraftwerkstyp anhand der durchschnittlichen Ausfallhäufigkeit parametrisiert. Abbildung 3-5 zeigt eine solche kraftwerkstypspezifische Verteilungsfunktion. Es werden nun per Zufallsziehung aus der jeweiligen Verteilung eine Betriebsdauer für jeden Kraftwerksblock ermittelt (im Beispiel in Abbildung 3-5 sind dies ca. 470 h ununterbrochener Betriebsbereitschaft, bevor es zum Ausfall kommt) und anschließend die durchschnittliche Ausfalldauer des Kraftwerkstyps unterstellt.

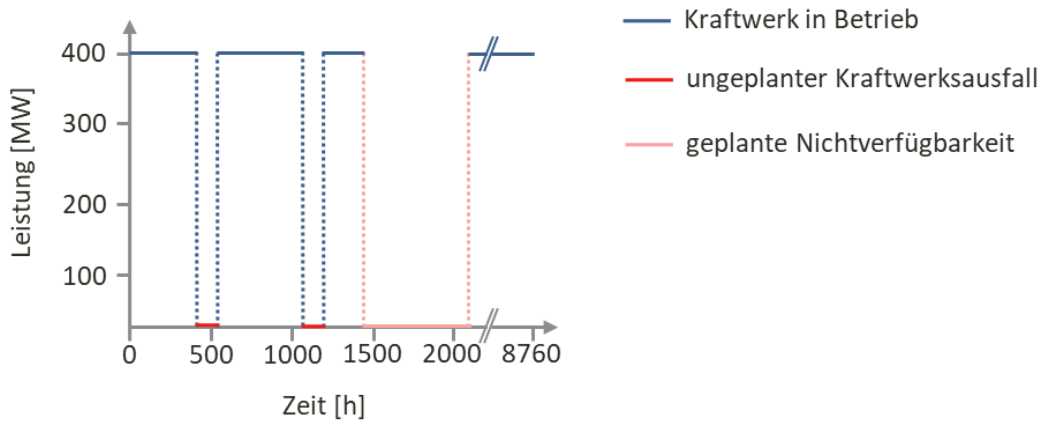
ABBILDUNG 3-5: EXEMPLARISCHE DARSTELLUNG EINER KRAFTWERKSTYPSPEZIFISCHEN VERTEILUNGSFUNKTION



Quelle: Eigene Darstellung.

Für den Zeitraum eines Simulationsjahres wird dies sukzessiv durchgeführt. Daraus ergibt sich ein Zeitverlauf der verfügbaren Leistung jedes Kraftwerksblocks, wie exemplarisch in Abbildung 3-6 dargestellt. Die Summe über alle gemäß diesem Vorgehen abgeleiteten Zeitverläufe der Kraftwerksblöcke je Gebotszone entspricht dann dem Jahresverlauf der verfügbaren Leistung des jeweiligen Erzeugungsparks.

ABBILDUNG 3-6: EXEMPLARISCHER ZEITVERLAUF DER VERFÜGBAREN LEISTUNG EINES KRAFTWERKSBLOCKS



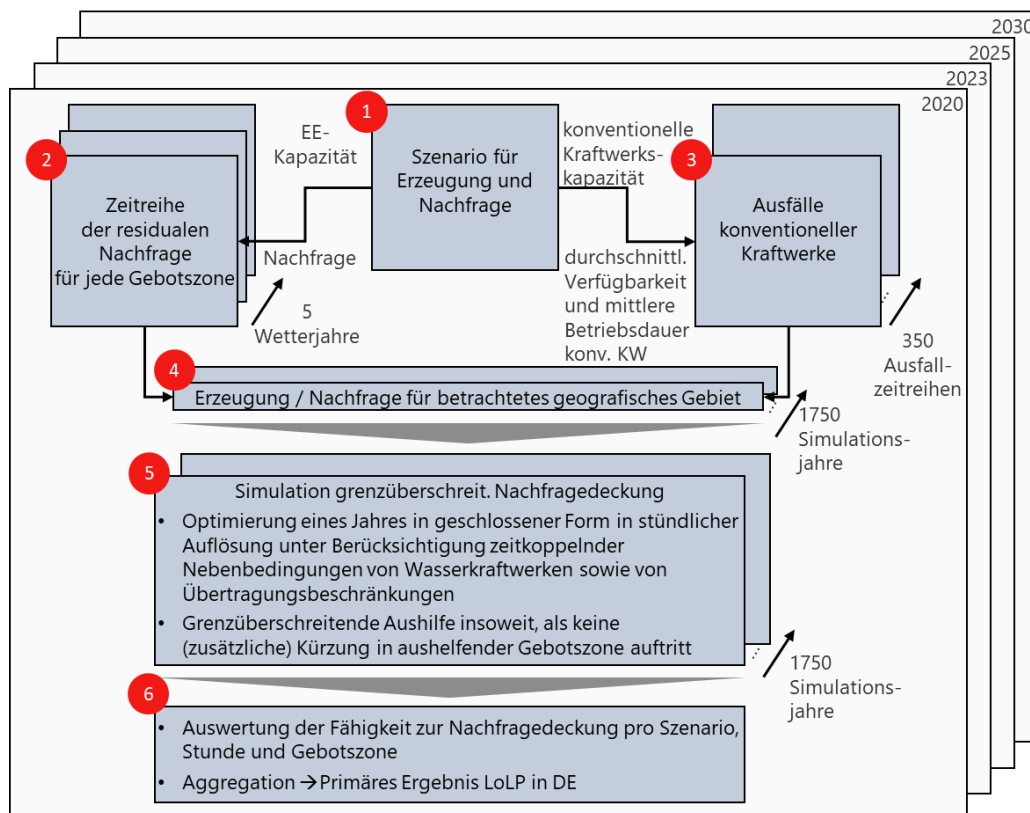
Quelle: Eigene Darstellung.

Auch bei diesem Vorgehen entspricht der Erwartungswert der Verteilung der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung gerade der durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit. Jedoch sind nun die Zeitverläufe der simulierten (nicht) verfügbaren Kraftwerksleistung realistischer, so dass die oben erwähnten Schwächen überwunden werden: Speichervolumenbeschränkungen werden realistischer wirksam, und die Dauer der berechneten Defizitphasen ist einer statistischen Auswertung zugänglich.

3.3.6 Modellstruktur und Simulationsablauf

Abbildung 3-7 zeigt eine Übersicht über die hier verwendete Methode zur VS-Analyse. Im Folgenden werden Komponenten und Simulationsablauf näher erläutert.

ABBILDUNG 3-7: ÜBERSICHT ÜBER DIE METHODIK ZUR VERSORGUNGSSICHERHEITSANALYSE



Quelle: Eigene Darstellung.

Für jedes der vier betrachteten Jahre (2020, 2023, 2025 und 2030) werden unabhängig voneinander sechs identische Schritte zur Analyse der Versorgungssicherheit für das jeweilige Zieljahr durchgeführt.

Zunächst werden allgemeine Rahmenbedingungen zum Betrachtungsbereich (vgl. Abschnitt 3.3.2) und Parameter zum Erzeugungspark und zur Nachfrage (vgl. Abschnitt 3.3.3) für das zu analysierende Szenario festgelegt (1). Anschließend werden auf Basis dieser Annahmen Unsicherheiten in zweierlei Hinsicht (vgl. Abschnitt 3.3.5) berücksichtigt:

- Zum einen werden Zeitreihen der Residuallast auf Basis zeitgleicher historischer Last- und Wetterdaten der gesamten betrachteten Region ermittelt (2). Diese Zeitreihen berücksichtigen somit die räumliche und zeitliche Korrelation der Last und dargebotsabhängigen EE-Einspeisung.

Um die stochastischen Eigenschaften dieser Größen hinreichend gut zu erfassen, werden fünf Zeitreihen erstellt, die jeweils auf unterschiedlichen historischen Wetterjahren beruhen (vgl. Anhang A).

- Zum anderen werden stochastische Einflüsse von Kraftwerksausfällen auf den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage über die Erzeugung von 350 Ausfall-Jahreszeitreihen gemäß dem in Abschnitt 3.3.5 beschriebenen Vorgehen berücksichtigt (③).

Die fünf Zeitreihen der Residuallast (②) und die 350 Ausfallzeitreihen (③) werden zu 1.750 sogenannten Simulationsjahren mit jeweils unterschiedlichen Jahresverläufen von Last und verfügbarer Erzeugung kombiniert (④)⁶⁷. Dies entspricht 15,33 Millionen modellierten Stunden je Betrachtungsjahr.

Diese Last-/Erzeugungsverläufe sind die Eingangsdaten für eine Simulation der grenzüberschreitenden Nachfragedeckung (⑤). In dieser Simulation wird für jedes der 1.750 Simulationsjahre in einer geschlossenen, die gesamte Region und den gesamten Zeitbereich eines Jahres umfassenden Betrachtung ermittelt, ob die Nachfrage in jeder der betrachteten Gebotszonen unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und der nutzbaren Flexibilitätspotenziale stets gedeckt werden kann. Dabei werden die relevanten technischen Randbedingungen, insb. die Restriktionen der hydraulischen Kraftwerke und die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten, berücksichtigt.

Im Grundsatz ist in der Simulation zu prüfen, ob ein System aus Gleichungen und Ungleichungen lösbar ist. Dieses Gleichungssystem beschreibt die Anforderung einer Lastdeckung für jede der betrachteten Gebotszonen und jedes betrachtete Zeitintervall. Weitere Gleichungen beschreiben die Zeitkopplungen der Speicherbecken einschließlich natürlicher Zuflüsse. Über Ungleichungen werden die ma-

⁶⁷ Voruntersuchungen zum Konvergenzverhalten der stochastischen Simulation haben gezeigt, dass die gewählte Anzahl von 1.750 Szenarien für die hier betrachteten Systeme (mehr als) ausreichend ist

ximalen Erzeugungsleistungen der Kraftwerke und die maximalen Übertragungskapazitäten beschränkt. Variablen des (linearen) Gleichungssystems sind der Einsatz der konventionellen Kraftwerke und der Flexibilitäten, sowie die Ausnutzung der Speicherbeckengrößen sowie grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Letztere können durch den Einsatz der Querregeltransformatoren optimiert werden, deren Stufenstellungen somit weitere Variablen darstellen.

Lässt sich für ein so formuliertes System von Gleichungen und Ungleichungen eine Lösung finden, so bedeutet dies, dass für das betrachtete Jahr für den gesamten geographischen Betrachtungsbereich unter den gegebenen Eingangsdaten eine vollständige Nachfragedeckung stets möglich ist.

Stellt sich das Gleichungssystem als unlösbar heraus, so bedeutet dies, dass in mindestens einer Gebotszone und mindestens einer Stunde kein vollständiger Lastausgleich möglich ist. Diese Aussage alleine ist aber für die Ermittlung von Kennzahlen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit (z. B. LoLP) nicht ausreichend, da hierfür Häufigkeit, Umfang und Ort (Gebotszone) von Lastüberhängen bestimmt werden müssen. Hierfür werden die Lastdeckungsgleichungen durch Einfügen von Slack-Variablen relaxiert. Anschließend wird ein lineares Optimierungsproblem formuliert, dessen Nebenbedingungen die o. g. Gleichungen und Ungleichungen sind.

Bei der Parametrierung des Optimierungsproblems bestehende Freiheitsgrade werden so besetzt, dass die in Kapitel 2 abgeleiteten Anforderungen umgesetzt werden.

Dies betrifft zum einen das Optimierungsziel. Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert wurde, ist die minimale LoLP eine eindeutig bestimmbare Eigenschaft des zu analysierenden Systems, wohingegen eine Minimierung der EENS i. A. nicht zu einem eindeutigen LoLP-Wert führt. Zielfunktion der Optimierung ist daher die Minimierung der Dauer von Lastüberhang, und dies zeitübergreifend für das gesamte be-

trachtete Jahr und die gesamte Region.⁶⁸ Dies basiert auf der bei solchen Modellen üblichen und im Rahmen dieses Vorhabens auch in der Strommarktsimulation getroffenen Grundannahme rationaler Erwartungen der Marktakteure.

Der zweite Freiheitsgrad betrifft die Reihenfolge, in der die verfügbaren Optionen zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden. Durch geeignete Gewichtung der Variablen in der Zielfunktion wird sichergestellt, dass grenzüberschreitende Austausche nur dann stattfinden, wenn eine Deckung der Nachfrage mit gebotszoneninternen Erzeugungsanlagen oder dem Einsatz gebotszoneninterner Flexibilitäten nicht mehr möglich ist. Diese Modellierung unterscheidet sich bewusst von der einer ökonomischen Simulation des Strommarktes (vgl. Abschnitt 3.2.2), da sich die grenzüberschreitenden Austausche hier nicht aus ökonomisch motivierten Entscheidungen zum Erzeugungsanlageneinsatz ergeben sollen, sondern sich nur im Bedarfsfall einstellen. Erst auf diese Weise wird es möglich, den Beitrag der Austausche zur Versorgungssicherheit zu bestimmen (vgl. Abschnitt 2.2.3).⁶⁹

Als dritter Freiheitsgrad muss festgelegt werden, wie die Abwägung von Lastüberhängen in unterschiedlichen Gebotszonen erfolgen soll. Denn grenzüberschreitende Aushilfe kann im Rahmen der Übertragungskapazitäten dazu genutzt werden, Lastüberhänge teilweise oder vollständig zwischen Gebotszonen zu verschieben. In diesem Vorhaben wird grenzüberschreitende Aushilfe nur insoweit

⁶⁸ Um trotz der Ganzzahligkeit der Dauer aufgrund des Stundenrasters der Simulation eine lineare Formulierung zu erreichen, erfolgt die technische Umsetzung so, dass der Lastüberhang in jeder Stunde unterschiedlich stark gewichtet wird und dann die Jahressumme der gewichteten Lastüberhänge minimiert wird. Unvermeidliche Lastüberhänge werden dadurch unter Einsatz zeitlicher Flexibilitäten möglichst in Zeiten mit geringer Gewichtung verlagert. Voruntersuchungen haben gezeigt, dass die genaue Wahl der stündlichen Gewichtungsfaktoren für die hier durchgeführten Berechnungen von untergeordneter Bedeutung ist.

⁶⁹ Eine Auswertung der Austausche, z. B. Importe, die sich bei einer ökonomischen Simulation einstellen, würde dagegen nur eine obere Abschätzung der tatsächlich erforderlichen Austausche bzw. Importe erlauben, weil die ökonomisch motivierten Austausche mehr oder weniger deutlich höher sind als die unbedingt erforderlichen.

zugelassen, als dadurch kein (zusätzlicher) Lastüberhang in der aushelfenden Gebotszone auftritt. Diese Spezifikation trägt dazu bei, die Ursache des Lastüberhangs zu lokalisieren.

Es sei angemerkt, dass prinzipiell auch hiervon abweichende Regeln formuliert werden können. Würde beispielsweise eine stärkere internationale Solidarität angenommen, würde dies tendenziell zu einer Vergleichmäßigung des VS-Niveaus zwischen den Gebotszonen führen. Eine derartige Regel ist derzeit im europäischen Day-ahead Market Coupling abgebildet.⁷⁰ Im Gegensatz zu diesem zentralen Ansatz sind die Regeln für den Umgang mit einem Lastüberhang in zeitlich nachgelagerten Prozessen (z. B. Intraday-Märkte, Ausgleichsenergiesysteme) allerdings bisher nicht harmonisiert. Damit ist zum einen unklar, ob und wie eine Knappheit (Lastüberhang) sich aktuell in der Praxis geografisch verteilen würde. Zum anderen ist es offen, inwieweit die Regularien nach einem Auftreten von Lastüberhang angepasst, z. B. harmonisiert, würden. Angesichts dieser Unsicherheiten und vor dem Hintergrund des hier vorliegenden Betrachtungszeitraums erscheint es den Gutachtern zielführend, in der oben beschriebenen Weise auf die geografische Lokalisierbarkeit von Ursachen eines Lastüberhangs abzustellen. Dies erfolgt weniger in der Überzeugung, dass dies gerade die eine künftige europäischen Regelung realitätsnah abbildet, als vielmehr mit dem Zweck, das auch geografisch lokalisierbare VS-Niveau als Eigenschaft des zu untersuchenden Szenarios zu bestimmen. Ungeachtet dessen erscheint eine internationale Koordination der Markt- und Betriebsregeln bei Auftreten von Lastüberhängen empfehlenswert.

Aus den Ergebnissen der Optimierung lassen sich im letzten Schritt (6) durch übergreifende Auswertung der 1.750 Simulationsjahre die folgenden Größen je Gebotszone und Betrachtungsjahr ermitteln:

⁷⁰ PCR (2016)

- LoLP (vgl. Abschnitt 2.2.1)
- EENS (vgl. Abschnitt 2.2.1)
- Strommarkt-SAIDI (vgl. Abschnitt 2.2.2)
- Beitrag der Importe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (vgl. Abschnitt 2.2.3)

Wie in Abschnitt 3.3.2 bereits erwähnt, werden die Ergebnisgrößen für alle Länder des Betrachtungsbereichs ermittelt. Im Zentrum dieses Vorhabens stehen jedoch die Ergebnisse für Deutschland bzw. die deutsch-luxemburgische Gebotszone. Das betrachtete System ist so gewählt, dass alle für das VS-Niveau in Deutschland relevanten Wechselwirkungen abgebildet sind. Ergebnisse für die übrigen Länder sind aufgrund derer Randlage im Modell dagegen mit entsprechenden Unschärfen behaftet.

4 Annahmen Referenzszenario

Die Annahmen für die Modellrechnungen der Marktsimulationen und der VS-Analysen sind wesentliche Determinanten für die quantitativen Ergebnisse des Monitorings der Versorgungssicherheit. Einige der in den folgenden Abschnitten dieses Kapitels dargestellten Annahmen sind dabei relevant für beide Modelle des zweistufigen Modellierungsansatzes, d. h. für die Analysen mit dem europäischen Strommarktmodell und die nachgelagerten quantitativen VS-Analysen. Andere Annahmen (z. B. Investitionskosten von Kraftwerken sowie Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise) werden lediglich für die Marktsimulationen zur Prognose der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems benötigt. In den folgenden Abschnitten erläutern wir detailliert die Annahmen für das Referenzszenario.

Das Referenzszenario ist ein *best-guess*-Szenario ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahme⁷¹. Wir haben die Annahmen auf Grundlage umfassender und detaillierter Recherchen im Rahmen der Vorabanalysen sowie einem Abgleich mit anderen Studien und Austausch mit anderen Experten entwickelt. Hierdurch werden die in der Realität gegebenen wahrscheinlichsten Rahmenbedingungen, Ziele und aktuelle Entwicklungen in Deutschland und Europa adäquat abgebildet. Es besteht allenfalls geringfügiger Spielraum, bei diesem Vorgehen zu deutlich abweichenden Ergebnissen zu kommen. Ausnahmen zum ‚best guess‘-Ansatz bilden neben einer zusätzlichen Klimaschutzmaßnahme in Deutschland zur Gewährleistung der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels für das Jahr 2030 die Kostenparametrierung der Flexibilitätsoptionen „freiwilliger Lastverzicht der Industrie“ und „Netzersatzanlagen“. Auswirkungen von diesen Annahmen untersuchen wir in Sensitivitäten (vgl. Abschnitte 6.1 und 6.2).

⁷¹ Siehe Kapitel 1.

Im ersten Abschnitt beschreiben wir die Annahmen zum Marktdesign. Das heißt, ob und in welcher Form wir Kapazitätsmechanismen neben den Stromhandelsmärkten unterstellt haben. Darauf folgend beschreiben wir in den Abschnitten 4.2 und 4.3 exogene Annahmen zur Entwicklung des Erzeugungssystems: In Abschnitt 4.2 stellen wir wesentliche Annahmen zu den Entwicklungen der verfügbaren Leistungen von konventionellen Kraftwerken sowie die Methodik und die Annahmen zur Ableitung der Entwicklung von KWK-Anlagen in Deutschland und den anderen berücksichtigten Ländern dar. In Abschnitt 4.3 stellen wir die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in den berücksichtigten Modellregionen vor. Anschließend erläutern wir in Abschnitt 4.4 die Annahmen hinsichtlich bestehender und zukünftig erschließbarer Flexibilitätsoptionen (Netzersatzanlagen und freiwilliger Lastverzicht in der Industrie). In Abschnitt 4.5 beschreiben wir die angenommene Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Herleitung der stündlichen Struktur der Stromlast unter Berücksichtigung teilweise flexibler neuer Verbraucher. In Abschnitt 4.6 erläutern wir die Annahmen zu technischen und ökonomischen Charakteristika von konventionellen Kraftwerken. In Abschnitt 4.7 gehen wir auf die Modellierung der Regelleistungsvorhaltung ein, bevor wir in Abschnitt 4.8 schließlich die Annahmen zur Entwicklung der grenzüberschreitenden Import- und Exportmöglichkeiten beschreiben.

4.1 Annahmen zum Marktdesign

Für die modellbasierten Analysen zur künftigen Entwicklung des Strommarktes ist eine Abbildung des politischen und regulatorischen Rahmens und dabei unter anderem des Marktdesigns maßgeblich. In diesem Abschnitt legen wir daher dar, welche Annahmen wir zum Marktdesign für die abgebildeten Länder getroffen haben. Wir unterscheiden hierbei zwischen einem *Energy-Only-Markt* (EOM), einem Strommarktdesign mit Kapazitätsmärkten und einem Strommarktdesign mit anderen Kapazitätsmechanismen (z. B. strategischen Reserven).

Unter anderem vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer Energien in den nationalen Erzeugungssystemen, damit einhergehend sinkendem Bedarf an

Kapazitäten aus konventionellen Kraftwerkstechnologien (insbesondere klassischer Grund- und Mittellastkraftwerke) und einer gleichzeitig wachsenden Bedeutung regional verfügbarer steuerbarer Erzeugungsleistung haben in den letzten Jahren einige europäische Länder Kapazitätsmechanismen eingeführt oder deren Einführung beschlossen. Mit deren Hilfe sollen insbesondere mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke im Markt gehalten oder Investitionen in neue Anlagen angereizt werden. Dabei werden unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten genutzt: Bei Kapazitätsmechanismen, die innerhalb des Strommarktes wirken, werden Zahlungen an Anlagen gewährt, die gleichzeitig Erlöse am Strommarkt (einschließlich Regenergiemärkten) erzielen dürfen. Zu diesen Mechanismen gehören zentrale Kapazitätsmärkte (z. B. Großbritannien), bei denen durch eine zentrale Instanz eine bestimmte Menge an gesicherter Leistung festgelegt und in Ausschreibungen beschafft wird, sowie dezentrale Kapazitätsmärkte, bei denen bestimmte Marktakteure durch entsprechende regulatorische Regelungen verpflichtet werden, eine bestimmte Menge an gesicherter Leistung zu beschaffen (z. B. Frankreich).⁷² Demgegenüber gibt es die Variante einer (strategischen) Reserve (auch Kapazitätsreserve genannt), in der die im Rahmen des Kapazitätsmechanismus vergüteten Anlagen ihre Leistung vorhalten müssen, diese jedoch nicht am Strommarkt anbieten dürfen. Letztgenannte Mechanismen außerhalb des Strommarktes verfolgen das Ziel, die Investitions- und Dispatchentscheidungen auf dem Strommarkt vom Kapazitätsmechanismus so weit wie möglich zu trennen. Kapazitätsmechanismen innerhalb des Strommarktes verfolgen dagegen das Ziel, den Handel von elektrischer Energie auf dem Strommarkt und die Kapazitätsentwicklung im Rahmen eines geschlossenen Marktdesigns zu integrieren. Dabei sind die unterschiedlichen Varianten eines Marktdesigns mit Kapazitätsme-

⁷² Zusätzlich existieren in der Gruppe der Kapazitätsmechanismen, die innerhalb des Strommarktes wirken, auch Instrumente auf Basis einer Preissteuerung, bei denen Anbietern von gesicherter Leistung bei Verfügbarkeit in Knappheitssituationen am Strommarkt administrative Kapazitätszahlungen gewährt werden.

chanismen im bestehenden europäischen Rechtsrahmen und auch in dessen geplanter Novellierung im Rahmen des sogenannten Winterpakets immer als sog. *second best*-Lösungen zu betrachten, die nur als vorübergehende Lösungen bis zum Abbau vorhandener Hemmnisse oder Fehlanreize eines EOM dienen sollen.

In **Deutschland** wurden mit der *Kapazitätsreserve* eine Reserve implementiert.⁷³ Die Kapazitätsreserve wurde am 07.02.2018 von der europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt.⁷⁴ Die Genehmigung von bis zu 2 GW Reserveleistung gilt für den Zeitraum von 2019 bis 2025. Die Beschaffung der Reserveleistung wird von den ÜNB in Ausschreibungen organisiert.⁷⁵

Auch in **Belgien**, **Schweden** und **Finnland** bestehen strategische Reserven, bei denen eine *ex ante* festgelegte Leistung über Ausschreibungen vom ÜNB beschafft wird und die bezuschlagten Kapazitäten aus Kraftwerken (oder flexiblen Verbrauchslasten) für einen definierten Zeitraum Zahlungen für die Vorhaltung ihrer Kapazität außerhalb des Strommarktes erhalten. Eine Besonderheit der strategischen Reserven in Finnland und Schweden ist dabei deren gemeinsame Nutzung durch die beiden Länder: Zwar wird die notwendige Reserveleistung je Land einzeln festgelegt und beschafft, in kritischen Situationen werden aber stets die Kraftwerke in beiden Ländern gemeinsam unter der Maßgabe der Minimierung der Gesamtkosten abgerufen.

In **Großbritannien** wurde bereits 2014 mit der Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes begonnen.⁷⁶ Dessen Design war das erste, das unter den neuen „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ von der EU-Kommission

⁷³ Neben dieser marktseitig genutzten Reserve wird zudem Leistung in der Netzreserve vorgehalten, die zum Management von Engpässen im Übertragungsnetz (Redispatch) dient.

⁷⁴ Vgl. Europäische Kommission (2018a).

⁷⁵ Vgl. BMWi (2018).

⁷⁶ Die erste Lieferperiode beginnt im Oktober 2018.

genehmigt wurde.⁷⁷ Frankreich implementierte im Jahr 2017 (erstes Lieferjahr) einen Kapazitätsmarkt, dessen nachgefragte Leistung jedoch nicht zentral vom ÜNB beschafft, sondern über eine regulatorische Verpflichtung von Stromversorgern dezentral organisiert wird.⁷⁸

Polen verfügt aktuell ebenfalls über eine strategische Reserve, die jedoch mit Beginn der ersten Lieferperiode des kürzlich von der EU Kommission genehmigten zentralen Kapazitätsmarktes spätestens im Jahr 2021 aufgelöst wird. Neben der strategischen Reserve werden in Polen derzeit auch Kapazitätzahlungen an Anlagenbetreiber gewährt, deren angebotene Erzeugungskapazitäten über die markträumende Menge am Strommarkt hinaus zur Verfügung stehen. Auch diese Zahlungen werden mit Beginn des Kapazitätsmarktes beendet.⁷⁹ Ähnliche Kapazitätzahlungen werden derzeit in Italien gewährt. Zusammen mit dem polnischen Kapazitätsmarkt genehmigte die EU Kommission im Februar 2018 auch den geplanten Kapazitätsmarkt in Italien, dessen erste Lieferperiode voraussichtlich 2019 beginnen und damit die bisherigen Kapazitätzahlungen ablösen wird.⁸⁰ Die Ausgestaltung des Designs der zentralen Kapazitätsmärkte in Polen und Italien orientieren sich in wesentlichen Bereichen am Design des Kapazitätsmarktes in Großbritannien.

In Norwegen, Dänemark, den Niederlanden, Luxemburg, der Schweiz, Österreich und Tschechien bestehen aktuell keine Kapazitätsmechanismen. Einen Überblick über das aktuelle Marktdesign der modellierten Länder gibt Abbildung 4-1.

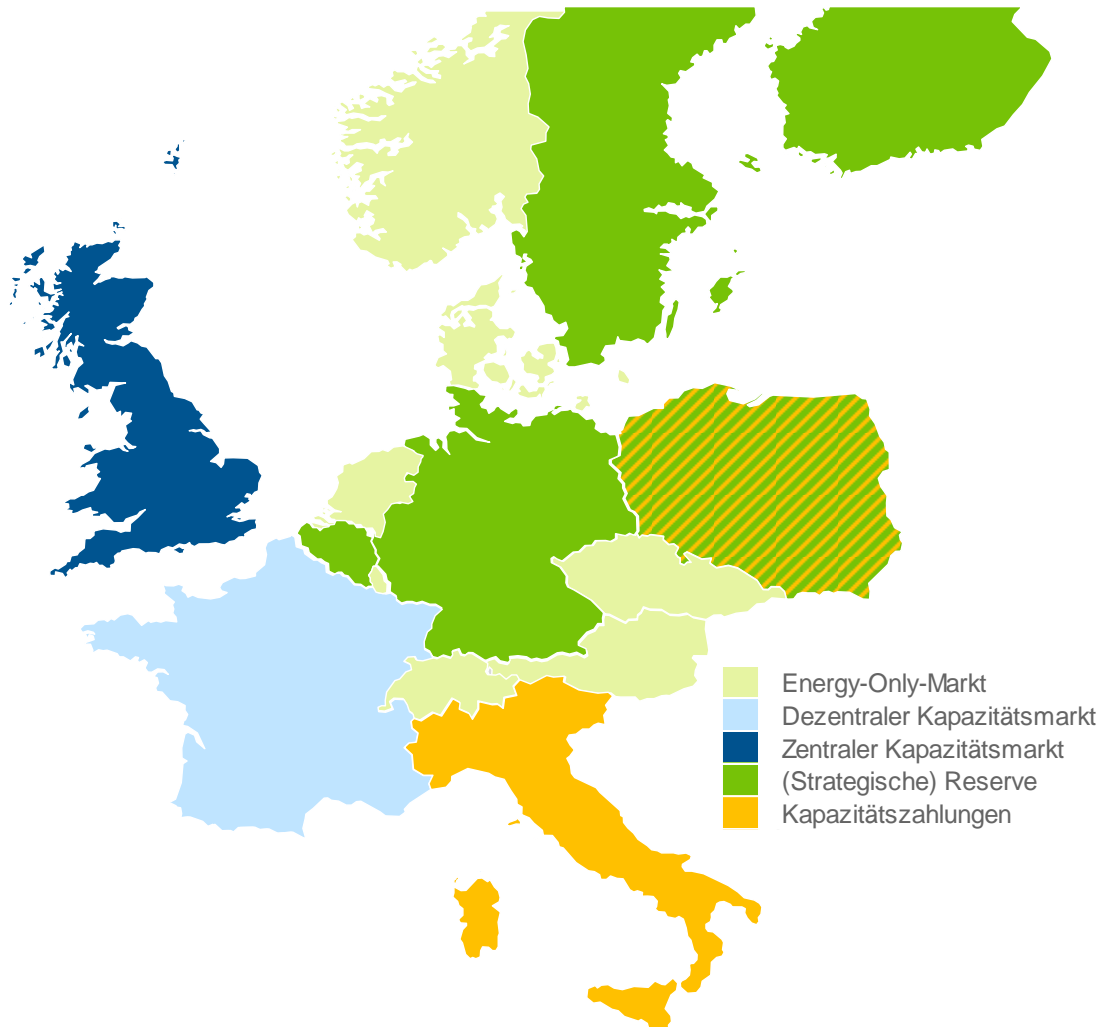
⁷⁷ Vgl. Europäische Kommission (2014).

⁷⁸ Vgl. Europäische Kommission (2016b).

⁷⁹ Vgl. Europäische Kommission (2018b).

⁸⁰ Vgl. Europäische Kommission (2018c).

ABBILDUNG 4-1: MARKTDESIGNS IN DEN BETRACHTETEN LÄNDERN (STAND 2018).



Quelle: Eigene Darstellung.

Die in den betrachteten Ländern bestehenden (strategischen) Reserven wurden in der Analyse der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten nicht (explizit) berücksichtigt, weil sich die darin enthaltenen Kapazitäten außerhalb des Strommarktes befinden.⁸¹ Nur die am Strommarkt verfügbare Leistung wird abgebildet.

⁸¹ Die im weiteren Verlauf dieses Kapitels dargestellten installierten Kapazitäten unterschiedlicher Energieträger verstehen sich in diesen Ländern daher immer ohne strategische Reserven.

Die in Großbritannien, Frankreich, Polen und Italien bestehenden oder kürzlich genehmigten Kapazitätsmärkte dagegen werden in der Modellierung für die Dauer ihrer jeweiligen Genehmigungen durch die EU-Kommission berücksichtigt. Konkret werden der britische und französische Kapazitätsmarkt bereits im Ausgangsjahr 2018 im Modell berücksichtigt. Sowohl der polnische als auch der italienische Kapazitätsmarkt wurden jedoch erst im Februar 2018 genehmigt und befinden sich aktuell noch in der Einführungsphase. Im Modell haben wir daher angenommen, dass diese beiden Kapazitätsmärkte erst ab dem Stichjahr 2023 wirksam werden. Alle vier Kapazitätsmärkte wurden von der EU-Kommission zunächst für pauschal zehn Jahre genehmigt. Aufgrund der Möglichkeit einer Zuschlagung von längerfristigen Verträgen in den Kapazitätsmärkten gehen wir zusätzlich davon aus, dass die Wirkung der zentralen Kapazitätsmärkte in Großbritannien, Polen und Italien auch für einen gewissen Zeitraum nach Ablauf der offiziellen Genehmigungsdauer weitgehend erhalten bleibt. Für den französischen dezentralen Kapazitätsmarkt gehen wir im Modell dagegen lediglich von einer Wirkung bis zum Ende seiner offiziellen Genehmigungsdauer aus.

Für jedes der Länder mit Kapazitätsmarkt muss im Strommarktmodell eine Kapazitätsgleichung erfüllt werden. Diese haben wir anhand der ausgeschriebenen Beschaffungsmengen, der *de-rated capacity* der Interkonnektoren⁸² und der residuellen Last parametrisiert. Anhand der ausgeschriebenen Mengen haben wir die Wahrscheinlichkeit ermittelt, mit der unter Berücksichtigung der *de-rated capacity* der Interkonnektoren die Residuallast mit der verfügbaren Leistung nicht gedeckt werden kann.⁸³ Für die Kapazitätsgleichungen für Jahre, in denen noch keine Ausschreibungsmenge bekannt ist, haben wir diese Wahrscheinlichkeit (mit der die

⁸² Als *de-rated capacity* bezeichnet man die um einen Abschlag reduzierte Importkapazität der Interkonnektoren, die voraussichtlich sicher zur Verfügung steht.

⁸³ Die Residuallast haben wir hierbei definiert als die Last abzüglich der Einspeisung aus Windenergie onshore, Windenergie offshore, PV und Laufwasser.

residuale Last nicht gedeckt werden kann) fortgeschrieben, um die Ausschreibungsmengen abschätzen zu können. Für Italien und Polen haben wir wiederum die Wahrscheinlichkeit (mit der die residuale Last nicht gedeckt werden kann) des zentralen Kapazitätsmarktes in Großbritannien übertragen, um die entsprechenden Kapazitätsgleichungen ableiten zu können. Für die potentiell erschließbare Leistung von Lastmanagement in der Industrie wurden dabei zusätzliche Kosten für die Leistungsbereitstellung in den zentralen Kapazitätsmärkten angenommen, welche u. a. die Kosten der Leistungsvorhaltung sowie Kosten für Probeabrufe darstellen. Die Kapazitätsgleichung für den dezentralen Kapazitätsmarkt in Frankreich weicht insoweit von der oben dargestellten Variante ab, als dass keine zusätzlichen Kosten für die Leistungsvorhaltung und Probeabrufe anfallen.⁸⁴

4.2 Annahmen zur (exogenen) Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

Die künftige Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks wird im Rahmen der integrierten Investitions- und Dispatchrechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell grundsätzlich modellendogen ermittelt. Diese endogene Ermittlung geschieht dabei jedoch unter Berücksichtigung heute bekannter politischer Vorgaben und Maßnahmen, Annahmen zu technischen Lebensdauern sowie weiterer im Markt verfügbarer Informationen, die wir dem Strommarktmodell exogen vorgeben.

Ausgangspunkt unserer Annahmen zur in den berücksichtigten Ländern jeweils installierten Leistung bildet dabei die r2b-Kraftwerksdatenbank, welche wir im Rahmen unserer langjährigen Beratungstätigkeiten und fachlichen Expertise aufgebaut haben und kontinuierlich pflegen, aktualisieren und erweitern. Sie enthält

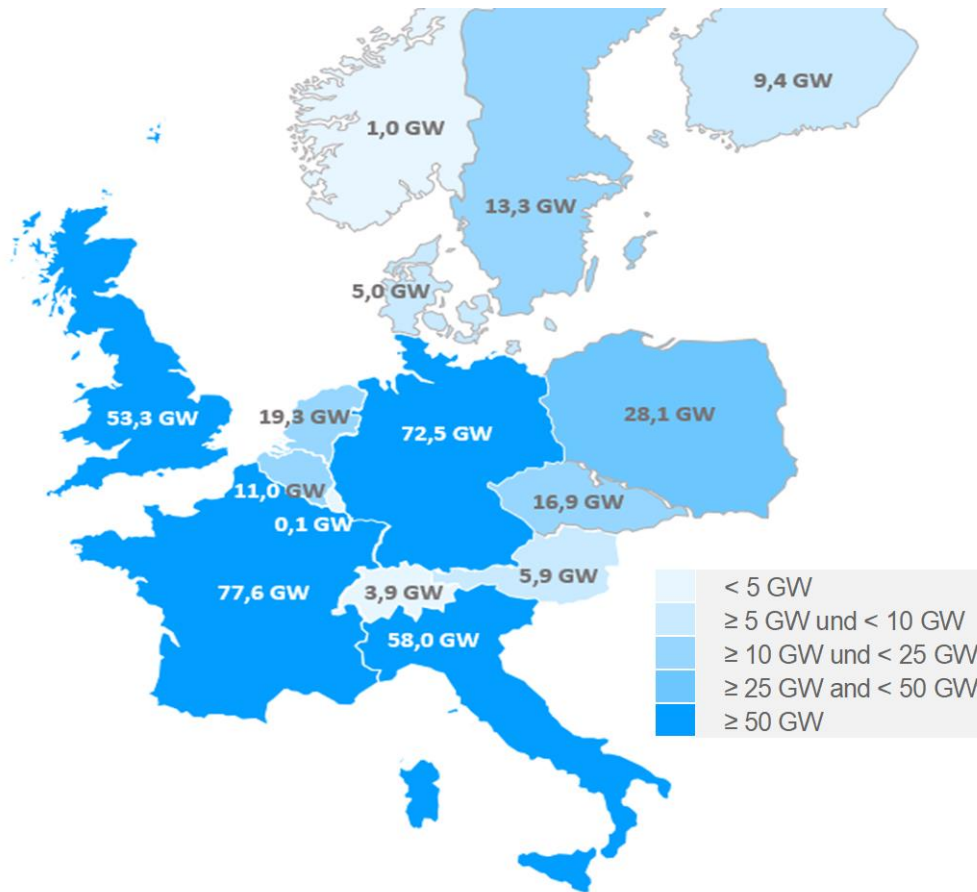
⁸⁴ Am dezentralen Kapazitätsmarkt in Frankreich können Versorger auch über eine Reduktion ihrer Last mittels flexibler Lasten ihren Bedarf an Zertifikaten verringern, weshalb wir annehmen, dass keine zusätzlichen Kosten für die Leistungsbereitstellung am Kapazitätsmarkt oder Probeabrufe anfallen.

einerseits öffentlich verfügbare, sowohl kommerzielle als auch nicht-kommerzielle Informationen: Auf europäischer Ebene haben wir die Informationen auf Basis der *S&P Global PLATTS World Electric Power Plants Database*, *ENTSO-E*, Datenbanken von europäischen Institutionen wie bspw. der Europäischen-Kommission oder der *European Environment Agency*, privater Akteure (bspw. *EEX*, Beratungen/Analysehäuser) und NGOs sowie zivilgesellschaftlicher Kampagnen abgeglichen und ggf. aktualisiert. Diese Daten haben wir dann auf Basis nationaler Informationen von ÜNB, Regulierungsbehörden, Wirtschafts- und Energieministerien und privaten Akteuren (bspw. Kraftwerksbetreibern, Think Tanks, Beratungen, Strombörsen) noch einmal abgeglichen. Darüber hinaus fließen auch Informationen in unsere Datenbank ein, die wir im Rahmen unserer Beratungstätigkeit erhalten haben und die nicht öffentlich zugänglich sind. In Zweifelsfällen (Inkonsistenzen der erhobenen Informationen zu bisherigen Informationen in der r2b-Datenbank sowie zwischen unterschiedlichen Datenquellen) führen wir ergänzende Einzelrecherchen durch. Insbesondere hinsichtlich geplanter Zu- und Rückbauten konventioneller Kraftwerke haben wir ergänzend Informationen auf Grundlage nationaler *Generation Adequacy Reports*, Energiestrategien oder -konzepte und weiteren Veröffentlichungen recherchiert und mit den bereits vorliegenden Informationen in unserer Kraftwerksdatenbank abgeglichen.

Die Entwicklungen der Kernenergie, der Kohlekraftwerke sowie teilweise der KWK-Anlagen sind in allen europäischen Ländern von hoher politischer Bedeutung und stark reguliert. Insbesondere in diesen Bereichen wird daher der Zubau von Kraftwerken größtenteils modellexogen vorgegeben. Mögliche Investitionen in Kraftwerke auf Basis von Erdgas erfolgen dagegen (abgesehen von KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung) vollständig modellendogen. Vorübergehende Stilllegungen (*Einmottung* oder *Kaltreserve*) und vorgezogene endgültige Stilllegungen (*Desinvestment*) können vom Modell bei allen thermischen Kraftwerkstechnologien mit Ausnahme von Heizkraftwerken (KWK) aus Wirtschaftlichkeitsgründen vorgenommen werden. In den nachfolgenden Unterkapiteln stellen wir die exogenen Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks

auf Basis von Kernenergie, Kohle und KWK im Detail dar (vgl. Abschnitte 4.2.1 bis 4.2.3). Zunächst geben wir in Abbildung 4-2 jedoch einen über die Brennstoffe aggregierten Überblick über die exogenen Modellvorgaben zur grundsätzlichen Entwicklung steuerbarer konventioneller Erzeugungsleistung auf europäischer Ebene (Ausgangspfad der installierten Leistung). Die exogenen Vorgaben beinhalten bereits bekannte geplante Stilllegungen und Zubauten sowie Vorgaben zur technischen Lebensdauer der einzelnen Kraftwerkblöcke, die den spätestmöglichen Stilllegungszeitpunkt determinieren. Im Modell können davon abweichend gegenüber dem spätestmöglichen Stilllegungszeitpunkt vorgezogene Stilllegungen sowie modellendogener Zubau erfolgen.

ABBILDUNG 4-2: EXOGENER MODELLIERUNGSPINPOT ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG (NETTO) KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IM JAHR 2018 UND TABELLARISCHER AUSBLICK BIS ZUM JAHR 2030 (VORGEGEBENE ENTWICKLUNG OHNE ENODGENE ZU- / RÜCKBAUTEN).



[MW]	2020	2023	2025	2030
Deutschland	78.026	70.713	68.746	60.550
Belgien	10.922	7.839	7.406	3.756
Dänemark	5.046	4.890	4.804	4.505
Finnland	11.053	10.746	12.020	11.229
Frankreich	77.794	69.334	63.557	48.559
Großbritannien	49.555	39.255	35.209	25.279
Italien	54.591	52.045	49.364	42.409
Luxemburg	103	101	90	72
Niederlande	18.760	18.614	18.047	16.960
Norwegen	968	968	968	967
Österreich	5.922	5.903	6.041	6.273
Polen	29.512	23.740	23.966	22.728
Schweden	12.322	9.936	9.587	9.408
Schweiz	3.540	3.527	3.159	2.791
Tschechien	16.220	14.650	14.643	13.195
Summe	426.859	381.217	363.802	308.955

Quelle: Eigene Darstellung.

Über alle betrachteten Modellregionen ist erkennbar, dass sich die im Ausgangspfad exogen vorgegebene Leistung in Summe über alle konventionellen steuerbaren Erzeugungsanlagen im Zeitverlauf rückläufig entwickelt. So sinkt die in Summe über die betrachteten Modellregionen exogen vorgegebene Erzeugungsleistung dieser Anlagen von ca. 440 GW im Jahr 2018 sukzessive auf ca. 309 GW im Jahr 2030. Dieser Rückgang wird insbesondere dadurch getrieben, dass Kraftwerksblöcke ihre technische Lebensdauer erreichen. Zudem berücksichtigen wir in der kurzen Frist von Kraftwerksbetreibern angekündigte Stilllegungen sowie kurz- und mittelfristig auch politische Festlegungen. Letztere beziehen sich bspw. auf die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland oder von Kohlekraftwerken in Ländern, die einen Kohleausstieg in der Stromerzeugung beschlossen haben (vgl. hierzu die Abschnitte 4.2.1 und 4.2.2). Bereits heute in Bau oder in weit fortgeschrittener Planung befindliche konventionelle Kraftwerksblöcke werden in dieser Darstellung der exogenen Leistungsentwicklung ebenfalls berücksichtigt, genauso wie ein exogen vorgegebener Ersatz von KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas (für Details vgl. Abschnitt 4.2.3). Die Zubauten können die angenommenen exogenen Stilllegungen jedoch bei weitem nicht kompensieren.

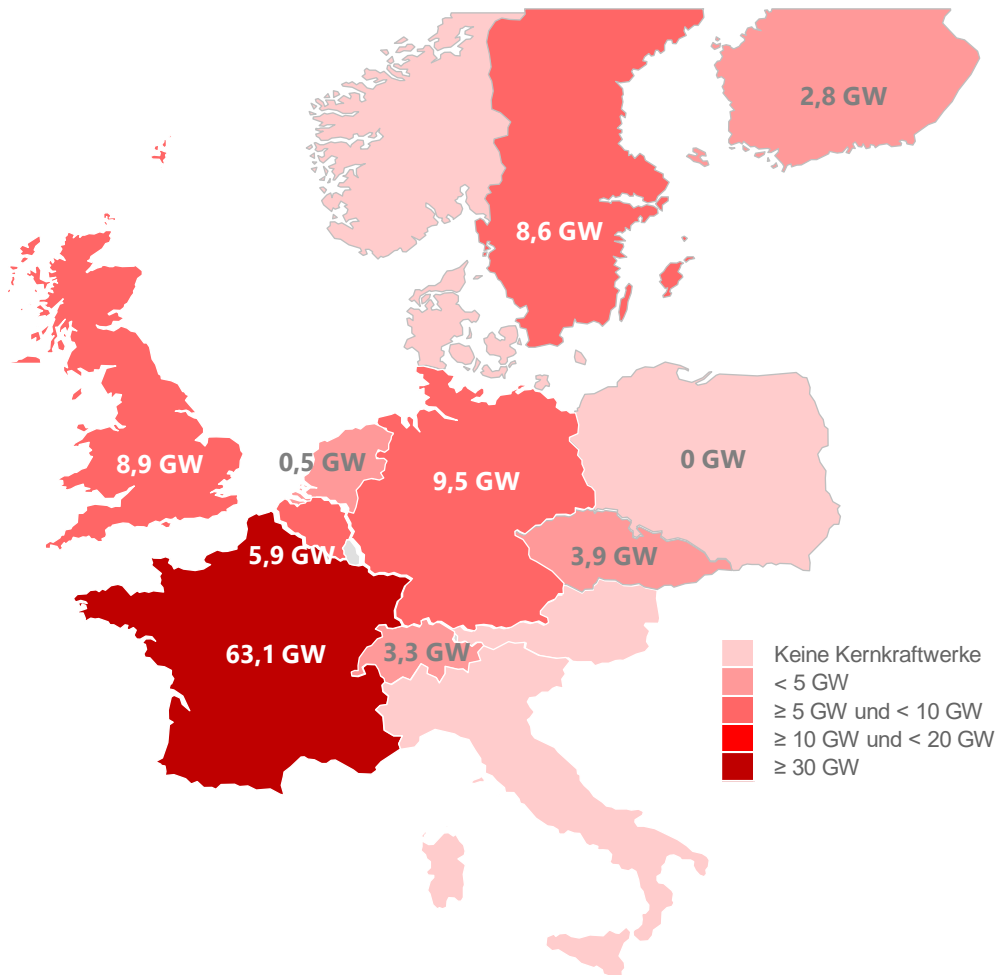
4.2.1 Annahmen zur Entwicklung der Kernenergie

Die zukünftigen Entwicklungen im Bereich der Stromerzeugung aus Kernenergie werden weitestgehend durch Beschlüsse der Länder im Bereich der Kernenergiepolitik bestimmt. Auf der einen Seite geschieht dies durch Ausstiegsbeschlüsse mit festgelegten Restlaufzeiten, durch Verbote von Neubauten oder politisch verabschiedete Zielsetzungen zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie und andererseits durch politische Beschlüsse zum Einstieg in die Kernenergie oder deren Ausbau. Vor diesem Hintergrund werden die Entwicklungen der installierten Leistungen der Kernkraftwerke in der Strommarktmodellierung exogen vorgegeben, d. h. dass sowohl (späteste) Stilllegungszeitpunkte von bestehenden

Anlagen als auch geplante Zubauten vorgegeben und nicht modellendogen ermittelt werden. Ausgangsbasis für die Leistungsentwicklungen sind die installierten Leistungen zum Jahresbeginn 2018 (Abbildung 4-3). Die Datengrundlage hierfür legt unsere europäische Kraftwerksdatenbank, in der blockscharf alle Kraftwerke mit sämtlichen relevanten technischen Daten sowie aktuellen Informationen zu Verfügbarkeiten und aktuell gültigen Laufzeiten hinterlegt sind.⁸⁵

⁸⁵ Die Datenbasis unserer europäischen Kraftwerksdatenbank wird im Rahmen fortlaufender Recherchen regelmäßig aktualisiert und ständig auf dem aktuellen Stand gehalten.

ABBILDUNG 4-3: EXOGENER MODELLIERUNGSPINPOT ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG (NETTO) IN KERNKRAFTWERKEN IM JAHR 2018 UND TABELLARI-SCHER AUSBLICK BIS ZUM JAHR 2030 (ENTWICKLUNG OHNE ENDOGENE ZU- / RÜCKBAUTEN).



[MW]	2020	2023	2025	2030
Deutschland	8.113	-	-	-
Belgien	5.913	2.866	2.433	-
Finnland	4.364	4.364	5.764	5.262
Frankreich	62.970	57.970	52.200	37.646
Großbritannien	8.883	5.811	6.293	7.798
Niederlande	482	482	482	482
Schweden	7.725	6.842	6.842	6.842
Schweiz	2.960	2.960	2.595	2.230
Tschechien	3.930	3.930	3.930	3.930
Summe	105.340	85.225	80.539	64.190

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E (2017a), ENTSO-E (2018a), BEIS (2017), WNISR (2017) und eigenen Recherchen.

Um ein möglichst konsistentes Bild über die Umsetzungen aktueller Politikbeschlüsse der Länder und deren konkrete Auswirkungen auf Leistungsentwicklungen zu erhalten, basieren wir unsere Annahmen zu zukünftigen Leistungsentwicklungen der Kernenergie grundsätzlich auf den entsprechenden aktuellen Annahmen der ENTSO-E. Bis zum Jahr 2025 ziehen wir dabei die Annahmen aus dem Szenario *Best Estimate* des *Midterm Adequacy Forecast 2017*⁸⁶ heran, für die Jahre 2030 bis 2040 wird das Szenario *Sustainable Transition* des *TYNDP 2018*⁸⁷ verwendet.⁸⁸

Lediglich für **Großbritannien** weichen wir in bedeutendem Ausmaß von den Annahmen der ENTSO-E ab: Aufgrund der höheren Aktualität und deutlich abweichender Prognosen verwenden wir für die Leistungsentwicklung der Kernenergie in Großbritannien die Prognosen der britischen Regierung aus dem Referenzszenario der *Updated energy and emissions projections 2017* des *Department for Business, Energy & Industrial Strategy*.⁸⁹

Die erwarteten Leistungsentwicklungen auf nationaler Ebene brechen wir dabei auf die Laufzeiten einzelner Kraftwerksblöcke herunter. Dabei legen wir unter anderem Stilllegungsankündigungen der Betreiber, gesetzlich gültige Informatio-

⁸⁶ Vgl. ENTSO-E (2017a).

⁸⁷ Vgl. ENTSO-E (2018a).

⁸⁸ Geringfügige Abweichungen zu den veröffentlichten Zahlen der ENTSO-E ergeben sich in einzelnen Jahren und einzelnen Ländern auf Basis aktueller, verlässlicher Informationen zu Laufzeiten einzelner Kraftwerke sowie durch eventuell abweichende Darstellungen der installierten Leistungen zum Jahresbeginn oder Jahresende. So weist ENTSO-E (2017a) bspw. für Belgien im Jahr 2025 den Wert 0 aus. Da die Kraftwerksblöcke Doel 2 und Thiangé 1 jedoch gültige Laufzeitgenehmigungen bis 01.12.2025 und Thiangé 3 bis 01.09.2025 besitzen, werden diese Blöcke unserem Modell im Jahr 2025 mit in Summe 2,4 GW Leistung noch zur Stromerzeugung zur Verfügung gestellt.

⁸⁹ BEIS (2018a).

nen zu Laufzeitgenehmigungen oder aber das Kraftwerksalter zugrunde. Ergänzende Plausibilisierungen haben wir auf Grundlage der Studie *THE WORLD NUCLEAR INDUSTRY STATUS REPORT 2017*⁹⁰ sowie individuellen Informationen für einzelne Länder vorgenommen. Die resultierenden installierten Leistungen für die Jahre 2020, 2025 und 2030 sind in Tabelle 4-1 angegeben.

In **Deutschland** geht die installierte Gesamtleistung der Kernkraftwerke gemäß § 7 Atomgesetz⁹¹ von 9,5 GW im Jahr 2018 durch die Stilllegung des Blocks Philippsburg 2 bis zum 31.12.2019 auf 8,1 GW im Jahr 2020 zurück. Die Stilllegungen der Blöcke Gundremmingen C, Grohnde und Brokdorf folgen Ende des Jahres 2021 sowie die der verbleibenden Blöcke Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2 Ende des Jahres 2023.

Ebenfalls stark rückläufig wird die Leistungsentwicklung in **Frankreich** angenommen sowie in **Belgien**, wo der Atomausstieg bis Ende 2025 abgebildet wird. In Großbritannien werden von der britischen Regierung in den nächsten zwölf Jahren Stilllegungen größerer Kernenergieblöcke angekündigt, die jedoch von Neubauprojekten überkompensiert werden.⁹² Ein Zubau mit einer Leistung von 1,4 GW wird darüber hinaus in **Finnland** bis 2025 angenommen. In **Polen** hingegen wird die Inbetriebnahme des ersten Kernkraftwerks erst für nach 2030 unterstellt.⁹³

4.2.2 Annahmen zur Entwicklung der Kohlekraftwerke

Bei der Bedeutung der Kohlekraftwerke für die jeweilige nationale Stromerzeugung gibt es große Unterschiede zwischen den betrachteten Ländern. In Deutschland und Polen ist die installierte Leistung der Kohlekraftwerke mit Abstand am

⁹⁰ WNISR (2017).

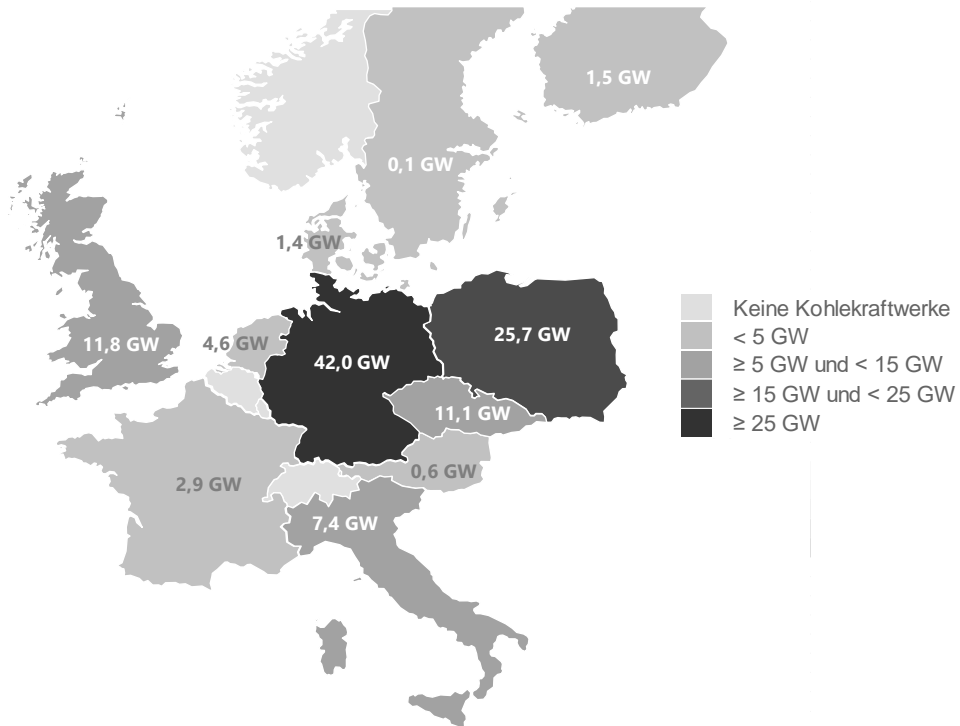
⁹¹ AtG (2017).

⁹² Vgl. BEIS (2017)

⁹³ Bis zum Jahr 2035 werden nach unseren Informationen in Polen insgesamt 3,3 GW Leistung errichtet, bis 2040 werden rd. 5 GW am Netz sein.

höchsten. Darüber hinaus verfügen auch Großbritannien, Tschechien und Italien aktuell über eine signifikante installierte Leistung von Kohlekraftwerken (vgl. Abbildung 4-4).

ABBILDUNG 4-4: EXOGENER MODELLIERUNGSPINTEUR ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG (NETTO) IN KOHLEKRAFTWERKEN IM JAHR 2018 UND TABELLARI-SCHER AUSBLICK BIS ZUM JAHR 2030 (ENTWICKLUNG OHNE ENDOGENE ZU- / RÜCKBAUTEN).



[MW]	2020	2023	2025	2030
Deutschland	39.541	37.895	34.966	26.967
Dänemark	1.380	1.380	-	-
Finnland	1.135	565	565	-
Frankreich	2.930	-	-	-
Großbritannien	7.812	1.935	-	-
Italien	5.442	5.442	3.604	-
Niederlande	4.617	4.617	4.617	4.617
Österreich	560	560	334	-
Polen	26.424	19.870	19.956	18.456
Schweden	120	120	-	-
Tschechien	10.440	8.811	8.800	7.747
Summe	100.400	81.194	72.842	57.787

Quelle: Eigene Annahmen.

Seit der internationalen Verständigung auf ein gemeinsames Klimaschutzziel während der Klimakonferenz COP21 und den darauf folgenden Zusicherungen

der Europäischen Union und einzelner Mitgliedstaaten zur Einhaltung des vereinbarten Klimaschutzziels werden auch vermehrt politische Maßnahmen geplant, die den Anteil der Kohleverstromung verringern sollen. Dazu gehört bspw. eine Reihe von Ankündigungen europäischer Staaten, mittelfristig aus der Kohleverstromung auszusteigen.⁹⁴ Dieser Trend der zunehmenden Dekarbonisierung der Energieversorgung spiegelt sich auch in den exogenen Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung von Kohlekraftwerken wider. In Summe über die betrachteten Länder nimmt sie von ca. 109 GW im Jahr 2018 sukzessive ab und halbiert sich bis zum Jahr 2030 auf ca. 58 GW.

In den vorliegenden Analysen wurden bereits heute angekündigte und im Bau bzw. in weit fortgeschrittener Planung befindliche Kohlekraftwerksblöcke als exogen angenommene Zubauten berücksichtigt. Dies betrifft Neubauten in Polen und Deutschland. Darüber hinaus werden Neubauten von Kohlekraftwerken, mit Ausnahme der Länder Polen und Tschechien, zukünftig in allen anderen berücksichtigten Ländern aufgrund politischer Aussagen bzw. Vorgaben oder gesellschaftlichem Konsens als äußerst unwahrscheinlich angenommen und entsprechend nicht zugelassen. Für Polen und Tschechien wurden die modellendogenen Zubauten für Braunkohlekraftwerke unter Berücksichtigung der Grubenkapazitäten der Braunkohletagebaue begrenzt.

⁹⁴ Bspw. schlossen sich am Rande der letzten Klimakonferenz Ende 2017 in Bonn (COP23) 64 Partner aus Politik und Wirtschaft (davon 16 europäische Länder) zur *Powering Past Coal Alliance* zusammen und vereinbarten einen Ausstieg aus der konventionellen Kohleverstromung für ihre Länder bzw. Einflussbereiche (vgl. BEIS, 2017). Auf europäischer Ebene verschärfen sich die Emissionsvorgaben für Kraftwerke mit den 2017 von den europäischen Mitgliedsstaaten genehmigten, überarbeiteten BREF Vorgaben, die ab dem Jahr 2021 greifen werden. Derzeit wird darüber hinaus über eine europäische Strommarktverordnung verhandelt, die Zahlungen aus Kapazitätsmechanismen u. a. an einen CO₂-Emissionsstandard knüpfen will, der Kohlekraftwerke von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen *de facto* ausschließen wird.

Kraftwerksstilllegungen erfolgen entweder modellendogen aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit oder nach Ablauf einer angenommenen maximalen technischen Lebensdauer von in der Regel 45 Jahren.⁹⁵ Sofern vorhanden, wurden zusätzlich Stilllegungsankündigungen von Kraftwerksbetreibern, ÜNB und Regulierungsbehörden berücksichtigt.

In **Deutschland** sind im Jahr 2018 insgesamt knapp 22 GW in Steinkohlekraftwerken und 20 GW in Braunkohlekraftwerken am Markt. Darüber hinaus befinden sich mit dem Steinkohleblock Datteln 4 derzeit weitere 1.055 MW im Bau. In den Simulationsrechnungen für das Referenzszenario wird angenommen, dass der Block Datteln 4 nicht vor dem Jahr 2020 ans Netz gehen wird. Darüber hinaus wurde für die Modellierung in Anbetracht der aktuellen Diskussionen zur Zukunft der Kohle angenommen, dass es keine weiteren neuen Kohlekraftwerke in Deutschland geben wird. Gleichzeitig wurden jedoch im Referenzszenario keine zusätzlichen exogenen Stilllegungen von Kohlekraftwerken in Deutschland angenommen, da es derzeit noch keine Festlegungen zu zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen gibt.

Der Kohlekraftwerkspark in **Polen** umfasst im Jahr 2018 eine am Markt verfügbare Leistung von insgesamt 25,7 GW. Davon nutzen 7,8 GW Braunkohle, 17,2 GW Steinkohle und knapp 650 MW werden in Mischfeuerung mit teilweiser Verwendung von Biomasse betrieben. Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken nimmt in Polen einen äußerst hohen Stellenwert ein (im Jahr 2017 basierten 77 % der Stromerzeugung auf Kohle) und wird voraussichtlich auch mittelfristig den wichtigsten Energieträger darstellen.⁹⁶ Für die Modellierung wurden bis zum Jahr 2025 exogene Zubauten von Kohlekraftwerken von insgesamt etwa 4,4 GW bei Stein-

⁹⁵ Um sehr alte, derzeit jedoch noch in Betrieb befindliche Kraftwerke abzubilden, wurden in Einzelfällen auch technische Lebensdauern von bis zu 60 Jahren angesetzt (bspw. für Kraftwerksblöcke in Deutschland und Polen).

⁹⁶ Vgl. Agora Energiewende und Sandbag (2018), S. 24 und Forum Energii (2017), S. 6.

kohleblöcken und ca. 450 MW in einem Braunkohleblock angenommen, die bereits in Bau oder in einem fortgeschrittenen Planungsstadium sind. Darüber hinaus werden in Polen im Modell auch endogene Zubauten von Kohlekraftwerken zugelassen.

In **Großbritannien** befinden sich im Jahr 2018 noch Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 11,8 GW am Markt. Seit dem Jahr 2013 hat sich die installierte Leistung in Kohlekraftwerken damit bereits knapp halbiert. Diese Entwicklung wird u. a. der Einführung des britischen *Carbon Price Floors* im Jahr 2013 zugeschrieben, der mit einem Aufschlag auf den Zertifikatspreis des europäischen Emissionshandels den Übergang zur emissionsarmen Volkswirtschaft unterstützen soll.⁹⁷ Bereits im Vorfeld der Klimakonferenz 2015 in Paris kündigte Großbritannien zudem an, bis zum Jahr 2025 aus der Kohleverstromung aussteigen zu wollen. Neben dem bereits bestehenden Emissionsstandard, der den Neubau von Kohlekraftwerken ohne die Nutzung von Carbon-Capture-and-Storage (CCS) in Großbritannien *de facto* ausschließt, plant die britische Regierung aktuell die Einführung eines weiteren Emissionsstandards. Für bestehende Kraftwerke soll dieser ab dem Jahr 2025 gelten und somit den Ausstieg aus der konventionellen Kohleverstromung zu diesem Zeitpunkt garantieren. Für die Modellierung wird in Übereinstimmung mit diesen Planungen die sukzessive Stilllegung aller Kohlekraftwerke in Großbritannien bis zum Jahr 2025 angenommen.^{98,99} Ein Neubau oder die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit CCS wird nicht als Option berücksichtigt.

Die **Tschechische Republik** verfügt im Jahr 2018 über 11,1 GW an installierter Leistung von Kohlekraftwerken. Mit 8,7 GW befindet sich davon der weit überwiegende Teil in Braunkohlekraftwerken, 1,8 GW in Steinkohlekraftwerken und etwa

⁹⁷ Vgl. Hirst (2018).

⁹⁸ Vgl. BEIS (2018b).

⁹⁹ Bei moderneren Blöcken haben wir eine Umrüstung auf Bioenergie unterstellt.

550 MW in Kohlekraftwerken kleiner 100 MW. Die Betreiber der zu drei Vierteln bereits 30 Jahre oder noch älteren Kraftwerksblöcke sehen sich derzeit aufgrund strengerer Emissionsvorschriften, voraussichtlich weiter steigenden CO₂- sowie niedrigen Großhandelspreisen einem schwierigen Marktumfeld gegenüber. Für die Modellierung wurde basierend auf den Annahmen zur technischen Lebensdauer angenommen, dass bis zum Jahr 2030 etwa 4 GW an installierter Leistung von Kohlekraftwerken vom Netz gehen werden. Dennoch wird die Stromproduktion aus Braun- und Steinkohle auch mittelfristig voraussichtlich einen signifikanten Anteil an der tschechischen Stromerzeugung haben.¹⁰⁰ In Tschechien werden im Modell endogene Zubauten von Kohlekraftwerken zugelassen.

In **Italien** befinden sich im Jahr 2018 insgesamt 7,4 GW installierte Leistung in Steinkohlekraftwerken in Betrieb. Die italienische Regierung kündigte im November 2017 an, bis zum Jahr 2025 aus der Kohleverstromung auszusteigen.¹⁰¹ Konkrete Maßnahmen, mit deren Hilfe dieses Ziel erreicht werden soll, wurden jedoch noch nicht beschlossen.¹⁰² Vier der bestehenden Kraftwerksblöcke mit insgesamt knapp 2,1 GW installierter Leistung wurden erst in den Jahren zwischen 2005 und 2010 in Betrieb genommen. Für diese Blöcke wird in der Modellierung angenommen, dass sie nach 2025 auf Bioenergie umgerüstet weiterbetrieben werden. Für die älteren Blöcke werden sukzessive Stilllegungen aufgrund der technischen Lebensdauer bis Ende des Jahres 2025 angenommen.

Zudem haben die **Niederlande, Frankreich, Dänemark, Finnland, Schweden** und **Österreich** angekündigt, kurz- bis mittelfristig aus der Kohleverstromung auszusteigen. Die in diesen Ländern derzeit noch in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke werden daher bis zu den jeweils politisch angekündigten Enddaten der

¹⁰⁰ Vgl. CEPS (2017), S. 9f.

¹⁰¹ Vgl. Minambiente (2017).

¹⁰² Diese Maßnahmen und auch der konkrete Zeitpunkt des Kohleausstiegs werden von der neuen italienischen Regierungskoalition abhängen, deren Bildung zum Zeitpunkt der Simulationsrechnungen jedoch noch nicht abgeschlossen war.

Kohleverstromung sukzessive stillgelegt. Für die Niederlande wird abweichend davon angenommen, dass die erst 2014 bzw. 2015 in Betrieb genommenen Steinkohlekraftwerke auf Bioenergie umgerüstet und über das Enddatum der Kohleverstromung hinaus weiterbetrieben werden.

4.2.3 Annahmen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in mit Stein- und Braunkohle, Erdgas sowie Mineralölprodukten befeuerten Kraftwerken hat in Deutschland und zahlreichen der anderen im Rahmen der Analysen berücksichtigten Ländern eine hohe Bedeutung. Im Jahr 2016 lag die absolute KWK-Stromerzeugung dieser Kraftwerke in Deutschland bei etwa 80 TWh_{el}, was einem Anteil von etwa 25 % an der gesamten Stromerzeugung auf Basis der entsprechenden Primärenergieträger entspricht.

Die Wirtschaftlichkeit dieser KWK-Anlagen hängt nicht ausschließlich von den Erlösmöglichkeiten auf den Strommärkten ab. Vielmehr können die Betreiber der Anlagen beim Verkauf der Wärme zusätzliche Erlöse bzw. bei Eigenverbrauch (Strom / Wärme) Kosteneinsparungen gegenüber einer ungekoppelten Wärmeerzeugung erzielen und erhalten in vielen Fällen zusätzliche direkte oder indirekte Förderzahlungen. Im Gegenzug müssen sie ihre vertraglichen Verpflichtungen zur Lieferung von Wärme einhalten bzw. ihren eigenen Wärmebedarf decken.

Vor diesem Hintergrund ist die Entwicklung der **installierten Leistung von KWK-Anlagen** nicht ausschließlich abhängig von der Entwicklung auf den Strommärkten, sondern insbesondere auch von den Entwicklungen des (KWK-fähigen) Wärmebedarfs, der Entwicklung alternativer Technologien zur Bereitstellung des Wärmebedarfs sowie Entwicklungen bei der Förderung von KWK.

In den folgenden Unterabschnitten stellen wir die Methodik zur Herleitung und Annahmen hinsichtlich der Entwicklung der installierten Leistung von KWK-Anlagen in Deutschland und den im Rahmen der Modellierung berücksichtigten europäischen Ländern dar. Eine detaillierte Darstellung geben wir zunächst für die

relevanten Entwicklungen mit Bedeutung für die künftige Rolle der KWK in Deutschland. Für die anderen in den Analysen berücksichtigten Länder haben wir einen weitgehend identischen methodischen Ansatz verwendet und stellen hierzu im Anschluss die wesentlichen Annahmen und resultierenden Ergebnisse zur Entwicklung bei KWK-Anlagen dar.

Entwicklung der Kraft- Wärme-Kopplung in Deutschland

Ausgangspunkt der Analyse zur Entwicklung der installierten Leistung von KWK-Anlagen in Deutschland sind Prognosen zur Entwicklung des Wärmebedarfs. Aufbauend auf einer Literaturrecherche, u. a. unter Einbeziehung der „Langfristszenarien“ im Auftrag des BMWi¹⁰³, und dem Kurzgutachten „Flexibilisierung der KWK“ im Auftrag der deutschen ÜNB¹⁰⁴, haben wir zunächst eine Entwicklung des Fernwärmebedarfs, der industriellen KWK-Wärmeerzeugung sowie der KWK-Wärmeerzeugung in anderen Bereichen – insbesondere von dezentralen Objekt-BHKW (Blockheizkraftwerken) und dezentralen Bioenergieanlagen – festgelegt. Darüber hinaus haben wir in Anlehnung an dem Klimaschutzplan der Bundesregierung¹⁰⁵ eine sukzessive Integration von neuen EE-Wärmetechnologien (u. a. Solarthermie und Großwärmepumpen) in Fernwärmesysteme bis zum Jahr 2030 unterstellt.

Im Ergebnis zeigt Abbildung 4-5 eine Entwicklung, die in Summe aus Fernwärme sowie aus KWK-Wärmeerzeugung in der Industrie und sonstigen Bereichen gegenüber dem heutigen Niveau annähernd konstant ist.

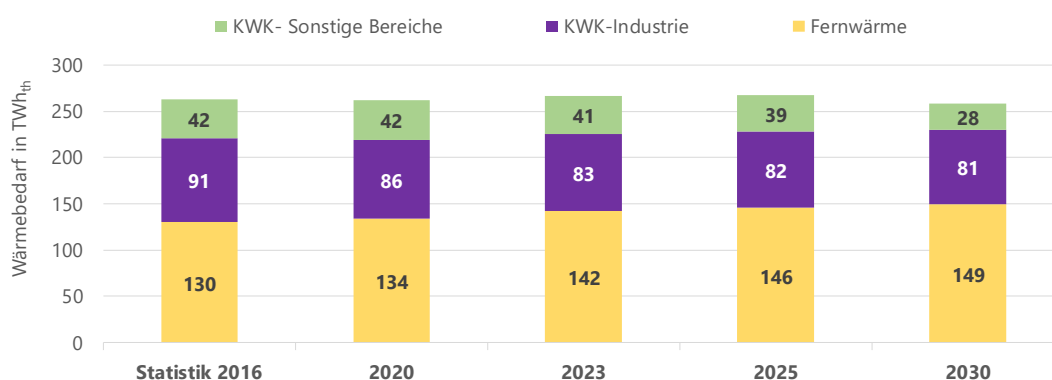
¹⁰³ Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2017).

¹⁰⁴ Vgl. FFE (2017).

¹⁰⁵ Vgl. Ökoinstitut (2017).

Dabei steigt die Wärmeerzeugung für die Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2030 gegenüber dem historischen Jahr 2016 moderat an, während die KWK-Wärmeerzeugung der Industrie bis zum Jahr 2030 moderat zurückgeht und die KWK-Wärmeerzeugung in sonstigen Bereichen abnimmt.

ABBILDUNG 4-5: ENTWICKLUNG DES KWK-FÄHIGEN WÄRMEBEDARFS

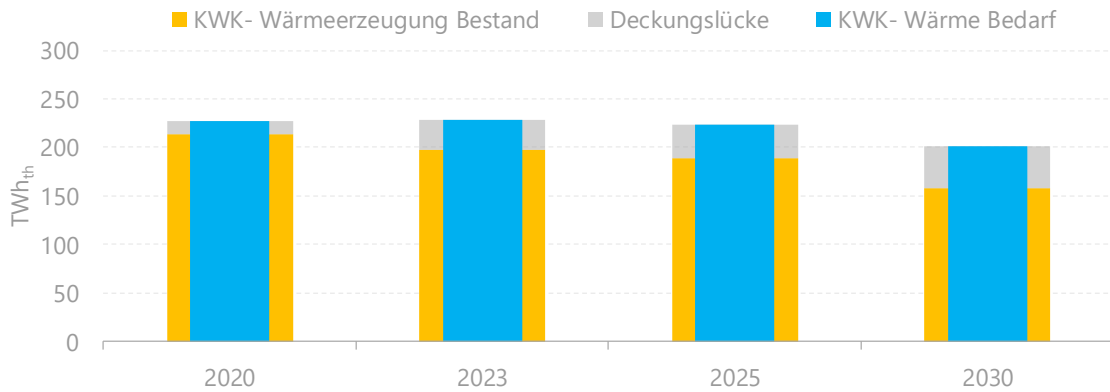


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Fraunhofer ISI et al. (2017), FFE (2017), Öko-Institut (2017).

Auf dieser Grundlage haben wir die residuale Wärmenachfrage, d. h. Wärmebedarf abzüglich ungekoppelter Wärmeerzeugung, unter Berücksichtigung von Annahmen zur Entwicklung der Wärmeerzeugung durch Power to Heat (PtH), Erdgaskessel, sonstige Gase, Müll sowie erneuerbare Wärmetechnologien in den Fernwärmesystemen abgeleitet.

Auf Grundlage unserer Kraftwerksdatenbank und den getroffenen Annahmen zu Stilllegungen von KWK-Anlagen ermitteln wir die KWK-Wärmeerzeugung der Bestandsanlagen im Zeitverlauf. Aufgrund der Stilllegungen entsteht eine Wärme-Deckungslücke, die im Modell durch neu zugebaute Ersatz-KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas gedeckt wird (Vgl. Abbildung 4-6).

ABBILDUNG 4-6: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER (RESIDUALEN) KWK-WÄRMENACHFRAGE IN DEUTSCHLAND GGÜ. 2018

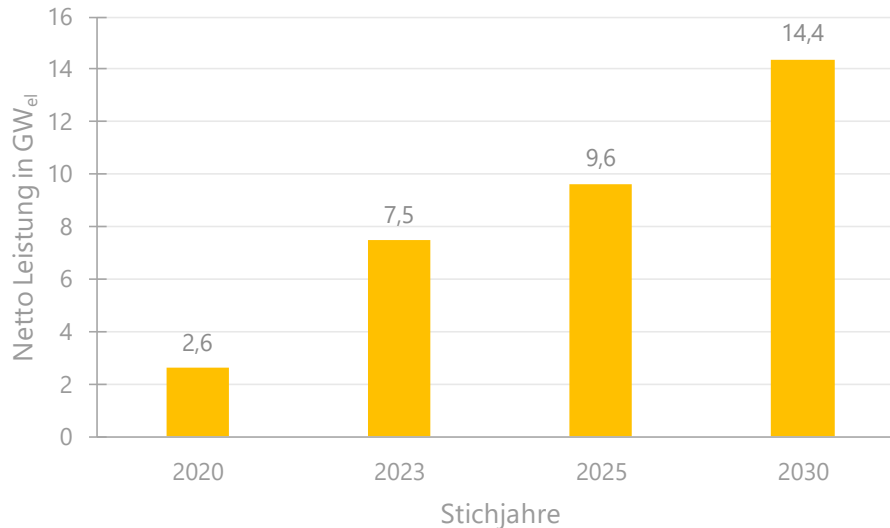


Quelle: Eigene Berechnungen.

Die den einzelnen Kraftwerksblöcken zugeordneten Wärmezeugungsmengen basieren auf individuellen Recherchen zur KWK-Wärmeerzeugung der Anlagen sowie Annahmen zu typischen Betriebsweisen in Abhängigkeit von technischen Parametern und der Auslegung der Anlagen. Eine Ausnahme hiervon sind Braunkohlekraftwerke mit KWK-Wärmeerzeugung. Für die Zuordnung von KWK-Wärmeerzeugungsmengen bei den Braunkohlekraftwerksblöcken haben wir auf die Angaben in der Studie „Die deutsche Braunkohle-Wirtschaft“ von Agora / Ökoinstitut zurückgegriffen¹⁰⁶, nachdem wir die Daten plausibilisiert haben. Aus der Deckungslücke der KWK-Wärmeerzeugung resultiert unter der Annahme eines realistischen Technologiemies, typischer leistungsbezogenen Stromkennziffern und Auslastungen der Anlagen in unterschiedlichen Bereichen der in Abbildung 4-7 dargestellte Zubau, der zur Gewährleistung einer sicheren Wärmeversorgung erforderlich ist.

¹⁰⁶ Vgl. Ökoinstitut (2017).

ABBILDUNG 4-7: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON NEUEN ERDGAS-KWK-ERSATZANLAGEN MIT INBETRIEBNAHME AB 2018 IN DEUTSCHLAND (IM REFERENZSZENARIO, KUMULIERT)



Quelle: Eigene Berechnungen.

In Deutschland differenzieren wir bei der Ableitung zwischen folgenden KWK-Anwendungsfeldern:

- Fernwärme
- Industrielle KWK
- Fossil befeuerte Objekt-BHKW
- Bioenergie zur Objekt- bzw. Nahwärmeversorgung

Die Gesamtmenge der KWK-Wärmeerzeugung je Brennstoff und Anwendungsgebiet (Fernwärme/Industrie) wird konsistent zur Statistik 2016 modelliert.

Für die neuen KWK-Ersatzanlagen unterstellen wir einen realistischen TechnologiemiX unter der Annahme von Stromkennziffern und jährlichen Volllaststunden der Wärmeerzeugung. In Tabelle 4-1 ist der angenommene TechnologiemiX für KWK-Ersatzanlagen auf Basis von Erdgas für die unterschiedlichen Anwendungsgebiete dargestellt.

TABELLE 4-1: ANNAHMEN ZU ERDGAS-KWK-ERSATZANLAGEN IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN ANWENDUNGSFELDERN¹⁰⁷

	Leistungs- bezogene Strom- kennzahl	Leistungs- bezogene KWK-Strom- kennzahl	Arbeits- bezogene KWK-Strom- kennzahl	Vollast- stunden KWK- Wärme in h/a
Fernwärme	1,15	1,06	0,92	3.750
Erdgas KWK Industrie	0,65	0,65	0,65	5.000
Objekt BHKW	0,65	0,65	0,65	3.500

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Ergebnis erhalten wir einen Zubau von Erdgas-KWK-Ersatz-Anlagen, der

- konsistent zu den Annahmen des residualen Wärmebedarfs und
- konsistent zu dem unterstellten Stilllegungspfad / den vorhandenen Stilllegungsinformationen zu Kraftwerken ist und
- ein realistisches Szenario für Ersatz-KWK-Technologien darstellt.

Der Einsatz der KWW-Anlagen erfolgt differenziert zwischen den KWK-Anwendungsfeldern. Der Einsatz der Anlagen erfolgt im Modell je nach KWK-Anlagentechnologie im weitgehend wärmegeführten oder im flexiblen KWK-Betrieb. Die Flexibilität im Strommarktmodell wird durch eine simultane Abbildung von Erdgaskesseln, einer Zunahme von Wärmespeichern in den Fernwärmesystemen und einer Zunahme der Leistung von PtH ermöglicht, die einerseits zur wärmeseitigen Spitzenlastdeckung (Überschreitung der thermischen KWK-Leistung) genutzt

¹⁰⁷ Die leistungsbezogene Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis zwischen elektrischer Nennleistung der Gesamtanlage und maximaler Wärmeauskopplung. Die leistungsbezogene KWK-Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis zwischen elektrischer Leistung der KWK-Scheibe und thermischer Leistung bei maximaler Wärmeauskopplung. Die arbeitsbezogene Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis zwischen KWK-Stromerzeugung und KWK-Wärmeerzeugung. Die Volllaststunden KWK-Wärme beschreiben die Volllaststunden in Bezug auf die ausgekoppelte Wärmemenge, also bei angenommener maximaler Wärmeleistung.

werden, andererseits bei besonders hohen und geringen bzw. negativen Strompreisen eine zusätzliche Flexibilisierung der KWK-Anlagen ermöglichen.¹⁰⁸

Entwicklung der Kraft- Wärme- Kopplung in Europa

Für das europäische Ausland haben wir eine grundsätzlich identische Methodik zur Ermittlung des KWK-Ersatzes verwendet, wobei wir aufgrund der Datenverfügbarkeit keine zusätzliche Differenzierung nach Fernwärme, KWK in der Industrie und KWK in sonstigen Bereichen vorgenommen haben.

Den residualen Wärmebedarf haben wir auf Basis der Angaben im „*PRIMES EU Reference Scenario 2016*“ zu Endenergieverbrauch aus KWK und Fernwärme unter Berücksichtigung des zunehmenden Anteils Anteil Erneuerbarer Wärme in Fernwärmenetzen abgeleitet.¹⁰⁹

Bei der Entwicklung der KWK-Wärmeleistung von KWK-Anlagen haben wir unterstellt, dass sich diese proportional zur Entwicklung des residualen Wärmebedarfs entwickelt. Die elektrische Leistung der KWK-Anlagen ergibt sich schließlich anhand der Technologieannahmen zu Stromkennzahlen der KWK-Anlagen.

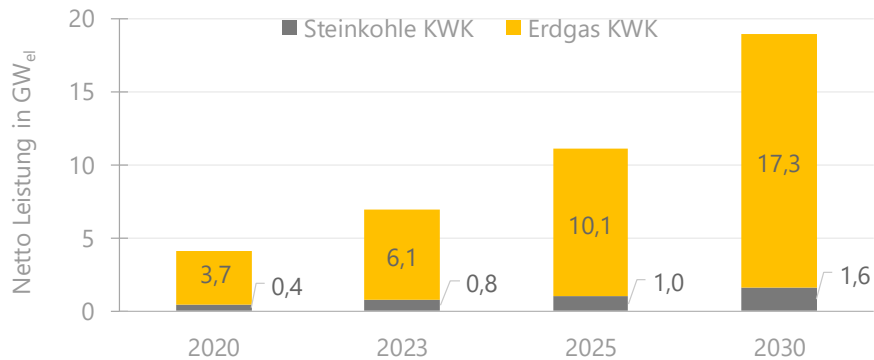
Als KWK-Zubau- und -Ersatz-Technologie haben wir in allen Ländern, außer Polen und Tschechien, eine repräsentative Erdgas-KWK-Technologie unterstellt. In Polen und Tschechien haben wir hingegen angenommen, dass auch künftig noch teilweise Kohle-befeuerte KWK-Anlagen zugebaut werden.

Die daraus resultierende installierte elektrische Leistung von neuen KWK-Anlagen, die im Wesentlichen aus dem Ersatz von alten, außer Betrieb gehenden Kohle- und Gas-KWK-Anlagen in den in den Analysen berücksichtigten Ländern (außer Deutschland) entsteht, ist nach Erdgas und Kohle differenziert in Abbildung 4-8 dargestellt.

¹⁰⁸ So besteht im Modell die Möglichkeit einer kurzfristigen Erhöhung der Stromerzeugung von wärmegeführten Anlagen in stromseitigen Knappheitssituationen bei hohen Strompreisen auf Grundlage der Annahme eines Bypasses oder eines Notkühlers bzw. bei Flexibilität zur Nutzung der Wärme mittels Wärmespeichern.

¹⁰⁹ Vgl. Europäische Kommission (2016c).

ABBILDUNG 4-8: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON NEUEN KWK-ERSATZANLAGEN MIT INBETRIEBNAHME AB 2018 IN DEN ÜBRIGEN BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDERN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Während Kohle-befeuerte KWK-Anlagen nur in geringem Umfang (ausschließlich in Polen und Tschechien) zugebaut werden, gibt es einen beträchtlichen Brutto-Zubau an Erdgas befeuerten KWK-Anlagen im europäischen Ausland von 17,3 GW bis zum Jahr 2030.

Auch im europäischen Ausland haben wir eine Flexibilisierung von KWK-Systemen auf Basis von Erdgaskesseln unterstellt, allerdings nicht explizit einen Zubau von PtH und Wärmespeicher modelliert.

4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Pumpspeicherkraftwerke

Da die Entwicklung der EE in allen betrachteten Ländern eine hohe politische Bedeutung genießt und der zukünftige Ausbau entsprechend maßgeblich durch politische Entscheidungen und Vorgaben gesteuert wird, geben wir die Annahmen zur Entwicklung der EE vollständig modellexogen vor. In den folgenden Abschnit-

ten stellen wir daher unsere Annahmen zum Ausbau der EE sowie der Pumpspeicherkraftwerke in der Stromversorgung in Deutschland und den im Rahmen der Modellierung berücksichtigten europäischen Ländern detailliert dar.¹¹⁰

4.3.1 Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland

Das Szenario bzgl. des Ausbaus der EE in Deutschland wurde gemeinsam mit dem BMWi erarbeitet. Dabei wurde grundsätzlich ein Fortbestehen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)¹¹¹ unterstellt, in welchem für die bedeutenden Technologien im Wesentlichen ein Mengensteuerungsinstrument in Form von Ausschreibungen vorgesehen ist. Zusätzlich wurde insbesondere das im Koalitionsvertrag¹¹² für die 19. Legislaturperiode definierte Ausbauziel bis zum Jahr 2030 unterstellt. Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von ca. 36 % im Jahr 2017 auf 65 % bis zum Jahr 2030 steigen.

Die Entwicklung der installierten Leistung der einzelnen EE-Technologien inkl. der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland ist in Tabelle 4-2 dargestellt. In den Angaben zur installierten Leistung der jeweiligen Technologien sind sowohl Annahmen zum Zubau als auch zu Stilllegungen von EE-Anlagen berücksichtigt. Die Werte beziehen sich jeweils auf das Jahresende.

Demnach steigt die installierte Leistung von **Windenergie an Land** zwischen 2017 und 2030 um rund 50 % an. Der Ausbau von Windenergie an Land basiert in den nächsten Jahren auf dem im EEG vorgegebenen Ausschreibungsregime. Entsprechend des Koalitionsvertrags sind zusätzliche Sonderausschreibungen im Umfang

¹¹⁰ In Pumpspeicherkraftwerken erzeugter Strom gilt lediglich dann als erneuerbare Energie, sofern dieser aus natürlichem Zufluss erfolgt. Im folgenden Abschnitt 4.3.2 wird zur Abbildung der Stromerzeugung nur die Stromerzeugung in Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt, die mit natürlichem Zufluss erfolgt. Zur Abbildung der installierten Leistung wird hingegen jeweils die Leistung aller Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt, also auch derjenigen Pumpspeicherkraftwerke, die über keinen natürlichen Zufluss verfügen.

¹¹¹ Vgl. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG).

¹¹² Vgl. CDU, CSU und SPD (2018).

von 4 GW berücksichtigt, die in den nächsten Jahren wirksam werden. Aufgrund des Auslaufens der Förderung für ältere Bestandsanlagen werden ab dem Jahr 2021 zunehmende Stilllegungen von Windenergieanlagen in Deutschland unterstellt. Ab dem Jahr 2024 wird für Windenergie an Land ein jährlicher Bruttozubaubau¹¹³ von 4 GW angenommen.

TABELLE 4-2: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND (JEWEILS ENDE DES JAHRES)

[GW]	2017	2020	2023	2025	2030
Windenergie an Land	51,0	57,6	60,9	64,3	75,0
Windenergie auf See	5,4	7,5	9,2	10,6	17,0
Photovoltaik	42,9	51,7	62,0	68,6	84,1
Bioenergie*	8,0	8,4	8,5	8,4	7,1
Wasserkraft**	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Sonstige EE	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
Summe	120,0	138,0	153,4	164,7	196,0

* inkl. biogener Abfall

** inkl. aller Pumpspeicherkraftwerke

Quelle: BMWi (2018a).

Die installierte Leistung von **Windenergie auf See** verdreifacht sich annahmegermäÙ bis zum Jahr 2030 gegenüber 2017. Die Entwicklung der installierten Leistung orientiert sich grundsätzlich am Szenario C des Entwurfs des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) der ÜNB.¹¹⁴ Dabei wird unterstellt, dass neben dem im EEG 2017 vorgesehenen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 15 GW bis zum Jahr 2030 weitere 2 GW Zubau erfolgen werden.

¹¹³ Der Bruttozubaubau ist definiert als der Zubau aller Anlagen unabhängig davon, ob eine Anlage an einem neuen Standort errichtet wird oder eine ältere Bestandsanlage ersetzt. In Abgrenzung dazu berücksichtigt der Nettozubaubau auch die Stilllegungen. Der Nettozubaubau spiegelt somit die Veränderung der installierten Leistung wider.

¹¹⁴ Vgl. ÜNB (2018). Abweichend von der im Entwurf des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans Strom 2030 für das Jahr 2030 vorgesehenen installierten Leistung in Höhe von 17,3 GW wurde in Abstimmung mit dem BMWi eine installierte Leistung von 17,0 GW angenommen.

Neben der Windenergie wird auch für die **Photovoltaik** im Laufe des Betrachtungszeitraums ein deutlicher Zubau angenommen. Bis zum Jahr 2030 wird eine Verdopplung der installierten Leistung gegenüber dem Jahr 2017 unterstellt. Analog zur Windenergie an Land werden auch für Photovoltaik die im Koalitionsvertrag vorgesehenen Zusatzausschreibungen in Höhe von 4 GW angenommen, die in den nächsten Jahren wirksam werden. Ab dem Jahr 2023 wird ein jährlicher Bruttozubau von 3,3 GW unterstellt.

Für **Bioenergie** inkl. biogenem Abfall wird bis zum Jahr 2023 noch ein weiterer moderater Anstieg der installierten Leistung auf 8,5 GW unterstellt. Ab dem Jahr 2024 erfolgen aufgrund des verstärkten Auslaufens der EEG-Förderung für alte Bestandsanlagen mit einer Betriebszeit von mehr als 20 Jahren vermehrt Stilllegungen, die bis zum Jahr 2025 noch durch einen weiteren Zubau kompensiert werden. Nach dem Jahr 2025 fallen verstärkt Bestandsanlagen aus der EEG-Förderung, wodurch die installierte Leistung der Bioenergie insgesamt abnimmt.

Die installierte Leistung von **Wasserkraft**¹¹⁵ bleibt über die gesamte Betrachtungsperiode mit 12,2 GW weitgehend konstant. Hiervon entfallen 5,6 GW auf Laufwasserkraftwerke und 6,6 GW auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (inklusive reinen Pumpspeicherkraftwerken ohne natürlichen Zufluss). Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund hoher genehmigungsrechtlicher Hürden, mangelnder Wirtschaftlichkeit, Akzeptanzproblemen und beschränkter Potenziale keine zusätzlichen Anlagen in relevantem Umfang gebaut werden. Gleichzeitig nehmen wir an, dass sanierungsbedürftige Anlagen ertüchtigt werden.

Die sonstigen erneuerbaren Energien beinhalten Deponie- und Klärgas sowie geothermische Anlagen. Während für Deponiegasanlagen aufgrund der zunehmenden Ausgasung der Deponien vermehrte Stilllegungen zu erwarten sind, wird für Klärgas und Geothermie ein moderater Zuwachs unterstellt. Insgesamt steigt die

¹¹⁵ Die hier angegebenen Werte für Wasserkraft beinhalten Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke mit und ohne natürlichen Zufluss.

Summe der installierten Leistung der sonstigen EE in Deutschland bis zum Jahr 2030 nur marginal.

4.3.2 Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Deutschland

Zur Ermittlung der stündlichen Erzeugungsganglinien und der sich daraus ergebenden jährlichen Stromerzeugungsmengen der dargebotsabhängigen EE Windenergie an Land und auf See sowie PV verwenden wir Simulationsmodelle. Mittels dieser Modelle werden unter Berücksichtigung der angenommenen Entwicklung der installierten Leistungen in den zukünftigen Jahren¹¹⁶ Erzeugungsganglinien für die entsprechenden EE-Technologien abgeleitet. Dies erfolgt auf Basis von zeitlich und regional hochaufgelösten Daten zu meteorologischen Bedingungen (u. a. Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Globalstrahlung) vergangener Jahre und einer detaillierten Abbildung der technischen Parameter und der regionalen Verteilung von Windenergie- und PV-Anlagen. Für Laufwasser basieren die Erzeugungsganglinien bzw. die Stromerzeugungsmengen im Unterschied zur Windenergie und PV auf historischen, aggregierten Einspeiseganglinien.¹¹⁷ Als Datengrundlage wurden die historischen Wetterjahre 2009 bis 2013 hinterlegt.

In Tabelle 4-3 ist die Entwicklung der Stromerzeugung auf Basis EE in Deutschland dargestellt. Demnach steigt die EE-Stromerzeugung von rund 220 TWh im Jahr 2017 um rund 69 % auf mehr als 370 TWh im Jahr 2030 an.

Bei **Windenergie an Land** steigt die Stromerzeugung im Vergleich zur installierten Leistung stärker an. Dies liegt insbesondere an der Annahme eines technologischen Fortschritts. So wird für zukünftig errichtete Windenergieanlagen bspw.

¹¹⁶ Grundsätzlich können im Rahmen des Simulationsmodells Prognosen bis zum Jahr 2050 durchgeführt werden.

¹¹⁷ Für eine detaillierte Beschreibung der Berechnung von Erzeugungsganglinien der dargebotsabhängigen Technologien siehe Anhang D.

eine steigende Nabhöhe und damit eine höhere Energieausbeute je Einheit installierter Leistung unterstellt. Bei **Windenergie auf See** und **Photovoltaik** bleibt die Auslastung über die betrachteten Jahre weitestgehend konstant.

TABELLE 4-3: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND

[TWh]	2017	2020	2023	2025	2030
Windenergie an Land	88,7	105,7	119,8	128,1	162,8
Windenergie auf See	19,8	30,9	36,6	42,4	67,9
Photovoltaik	39,9	46,5	56,3	62,4	77,1
Bioenergie*	49,6	51,7	50,7	49,6	40,1
Wasserkraft**	19,8	20,5	20,5	20,5	20,5
Sonstige EE	2,0	2,0	2,1	2,1	2,4
Summe	219,7	257,3	285,9	305,2	370,8

* inkl. biogener Abfall

** inkl. Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

Quelle: Werte 2017: BMWi (2018b); Werte Prognose: Eigene Berechnungen.

Die Auslastung von **Bioenergie** sinkt hingegen aufgrund der Annahme, dass neu zugebaute Bioenergieanlagen gegenüber den Bestandsanlagen eine vergleichsweise geringe Auslastung haben. Dies ist insbesondere aufgrund der aktuellen Förderung im Rahmen des EEG zu erwarten, da diese bei Zubauten oder Anlagenerweiterungen zu erhöhter Flexibilisierung anreizt, die durch eine sinkende Auslastung erfolgen soll. Bei (kleinen) Bioenergieanlagen geben wir die Erzeugungsstruktur auf Grundlage historischer Werte vor. Jedoch können diese Anlagen bei einzelnen Preisspitzen am Strommarkt mit Nennleistung einspeisen.

Die Stromerzeugung aus **Wasserkraft**¹¹⁸ bleibt im Zeitverlauf konstant, da wir keinen Anstieg der installierten Leistung erwarten. Die niedrigere Stromerzeugung

¹¹⁸ Die hier angegebenen Werte für Wasserkraft beinhalten Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss.

in Tabelle 4-3 im Jahr 2017 liegt darin begründet, dass dies ein historisch gemessener Wert ist, während für die Prognosejahre die mittlere Stromerzeugung über die fünf betrachteten Wasserjahre 2009 bis 2013 ausgewiesen ist.

Die Stromerzeugung der **sonstigen erneuerbaren Energien** steigt im Betrachtungszeitraum nur moderat an.

4.3.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa

Die prognostizierte Entwicklung der erneuerbaren Energien in den weiteren betrachteten europäischen Ländern außerhalb Deutschlands (an Deutschland angrenzende Nachbarländer sowie die skandinavischen Länder, Großbritannien und Italien)¹¹⁹ basieren für die dargebotsabhängigen EE-Technologien Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See bis zum Jahr 2025 auf dem Szenario *Best Estimate* des *Midterm Adequacy Forecast 2017*.¹²⁰

Ausgangspunkt der installierten Leistung für Wasserkraft ist die umfangreiche Datenbank zur Wasserkraft in Europa der r2b energy consulting GmbH. Die Angaben zur Wasserkraft umfassen Laufwasserkraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit und ohne natürlichen Zufluss. Die Annahmen zum zukünftigen Zubau von Laufwasser in den betrachteten Ländern Europas erfolgt auf Basis des *EU Reference Scenario 2016* der Europäischen Kommission.¹²¹ Der Zubau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken basiert auf der *TYNDP 2016 Project-List* der ENTSO-E¹²² sowie eigenen Recherchen.

¹¹⁹ Da die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in den vorherigen Abschnitten bereits erläutert wurde, werden in diesem Abschnitt alle weiteren betrachteten Länder ohne Deutschland dargestellt.

¹²⁰ Vgl. ENTSO-E (2017a).

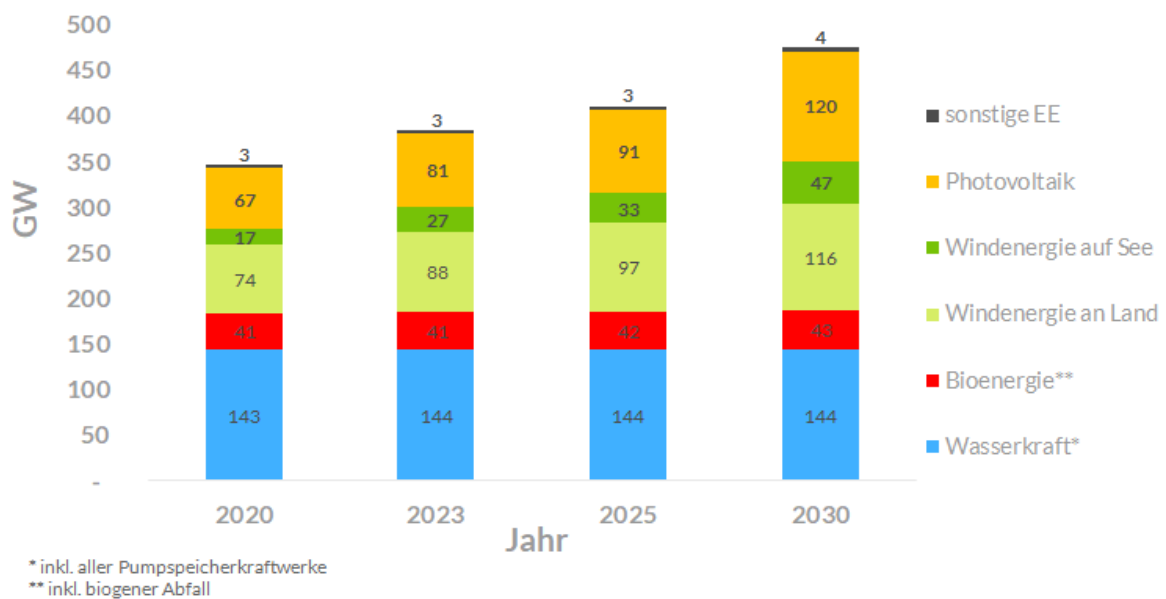
¹²¹ Vgl. Europäische Kommission (2016d).

¹²² Vgl. ENTSO-E (2015).

Die Entwicklung der installierten Leistung von Bioenergie sowie sonstigen erneuerbaren Energien basiert ebenfalls auf dem „EU Reference Scenario 2016“ der EU-Kommission.¹²³

In Abbildung 4-9 ist die Entwicklung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien¹²⁴ und der Pumpspeicher aggregiert über die betrachteten Länder außerhalb Deutschlands dargestellt. Demnach steigt die installierte Leistung der erneuerbaren Energien inkl. Pumpspeicherkraftwerken von rund 346 GW im Jahr 2020 auf 475 GW im Jahr 2030 an. Während die installierte Leistung von Wasserkraft, Bioenergie und sonstigen erneuerbaren Energien nur unwesentlich ansteigt, erhöhen sich die Kapazitäten der Technologien Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See deutlich.

ABBILDUNG 4-9: ENTWICKLUNG DER AGGREGIERTEN INSTALLIERTEN LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEN BETRACHTETEN LÄNDERN OHNE DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E (2015), ENTSO-E (2017a), ENTSO-E (2018a), Europäische Kommission (2016) und eigenen Berechnungen.

¹²³ Vgl. Europäische Kommission (2016d).

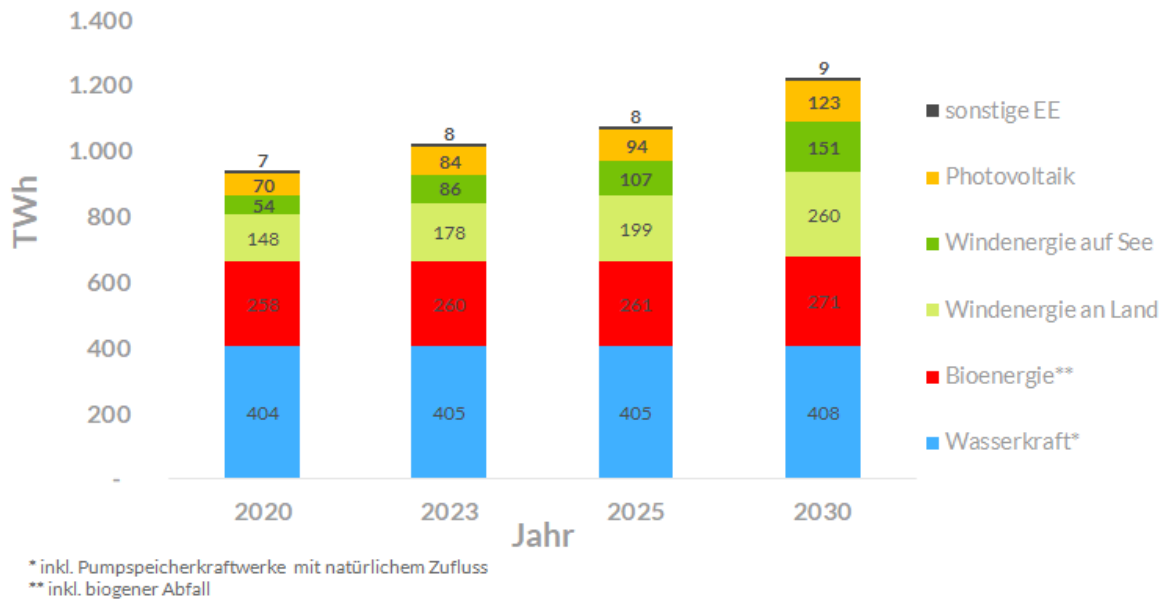
¹²⁴ In Abbildung 4-9 ist neben erneuerbaren Energien zusätzlich die installierte Leistung für Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss enthalten.

Abbildung 4-10 zeigt die sich auf Basis der installierten Leistung ergebende Entwicklung der Stromerzeugungsmengen EE aggregiert über die betrachteten Länder ohne Deutschland. Die Stromerzeugungsmengen für Bioenergie und sonstige EE basieren auf dem „*EU Reference Scenario 2016*“ der Europäischen Kommission.¹²⁵ Für die Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik wurden zur Bestimmung der Stromerzeugungsmengen analog zur Methodik in Deutschland eigene Berechnungen auf Basis des detaillierten EE-Modells der r2b energy consulting GmbH unter Berücksichtigung hochauflösender Wetterdaten sowie detaillierter technischer Parameter und regionaler Verteilung durchgeführt.¹²⁶ Bei der Wasserkraft umfassen die Angaben die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss der Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Diese basiert auf den durchschnittlichen historischen Erzeugungsmengen der Laufwasserkraftwerke sowie auf der auf natürlichen Zuflüssen beruhenden Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Jahre 2009 bis 2013.

¹²⁵ Vgl. Europäische Kommission (2016d).

¹²⁶ Für eine detaillierte Beschreibung der Berechnung von Erzeugungsganglinien der dargebotsabhängigen Technologien siehe Anhang D.

ABBILDUNG 4-10: ENTWICKLUNG DER AGGREGIERTEN STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEN BETRACHTETEN LÄNDERN OHNE DEUTSCHLAND



Quelle: Bioenergie und sonstige EE: Europäische Kommission (2016); weitere Technologien: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugungsmengen in den betrachteten Ländern ohne Deutschland steigen demnach von rund 941 TWh im Jahr 2020 auf 1.222 TWh im Jahr 2030 an. Der Zuwachs erfolgt analog zur installierten Leistung insbesondere durch den Ausbau Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik. Auch wenn es keine konkreten EE-Ziele in der Stromversorgung der Europäischen Union bis zum Jahr 2030 gibt, sind die im Rahmen dieser Studie unterstellten Entwicklungen grundsätzlich kompatibel mit dem EU-Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen am Energieverbrauch auf mindestens 27 %.¹²⁷

¹²⁷ Im Rahmen der Studien „EUCO 27“ und „EU Primes REF 2016“ der Europäischen Kommission wurden länderspezifische Entwicklungspfade für die erneuerbaren Energien in der Stromversorgung erarbeitet, die die Erreichung des EU-Ziels einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen am Energieverbrauch auf mindestens 27 % gewährleisten. Der im Rahmen der vorliegenden Studie unterstellte EE-Ausbau für die betrachteten europäischen Länder liegt bezüglich der Erzeugungsmengen erneuerbarer Energien in der Stromversorgung in der Bandbreite dieser beiden Studien der Europäischen Kommission.

4.4 Entwicklung von Flexibilitätsoptionen

Im Strommarktmodell werden neben den unterschiedlichen Erzeugungsanlagen (konventionell, KWK, erneuerbar) auch unterschiedliche Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Neben der Abbildung teilweise flexibler „neuer Verbraucher“ (vgl. Abschnitt 4.5.3) gehören hierzu auf der Erzeugungsseite nutzbare Potenziale von Netzersatzanlagen, die zur Absicherung besonders schützenswerter Verbraucher gegenüber lokalen Netzausfällen in vielen Verbrauchseinrichtungen vorgehalten werden (vgl. Abschnitt 4.4.1). Als verbrauchsseitige Flexibilitätsoption berücksichtigen wir auch freiwillige Lastverzichtspotenziale in der Industrie (vgl. Abschnitt 4.4.2.).

4.4.1 Netzersatzanlagen

Netzersatzanlagen (NEA), die zur Notstromversorgung bei (lokalen) Versorgungsunterbrechungen genutzt werden, bestehen üblicherweise aus einem mit Diesel oder Erdgas betriebenen Motor und einem Generator. Im Falle einer (lokalen) Versorgungsunterbrechung, z. B. aufgrund des Ausfalls eines Netzbetriebsmittels, werden essentielle Infrastruktureinrichtungen oder Prozesse, bei denen ein Stromausfall erhebliche materielle oder immaterielle Schäden verursachen würde, mit Hilfe solcher NEA sicher versorgt, bis die Versorgung aus dem Stromnetz wiederhergestellt ist.

NEA können darüber hinaus kurzfristig im Rahmen einer Vermarktung auf Regelleistungsmärkten sowie zur Deckung von Lastspitzen am Strommarkt eingesetzt werden, ohne dabei in Konkurrenz zu ihrem primären Nutzungszweck zu stehen. Im Falle einer lokalen Versorgungsunterbrechung können sie im Notstrombetrieb

die Versorgung ihres Inselnetzes aufrechterhalten, bis die Versorgung aus dem Stromnetz wieder aufgebaut ist.¹²⁸

Bereits im Rahmen der Leitstudie Strom aus dem Jahr 2015 (Leitstudie I) haben wir die in Deutschland wirtschaftlich erschließbare installierte Leistung in NEA in einer Größenordnung von 3,8 bis 5,2 GW abgeschätzt.¹²⁹ Diese Potenziale stellen unserer Einschätzung nach eine konservative Abschätzung des tatsächlichen Potenzials dar, da einige Bereiche in denen NEA zum Einsatz kommen, nicht berücksichtigt wurden und für andere Bereiche lediglich Teilerhebungen möglich waren. Vor diesem Hintergrund erscheint über eine Hochrechnung die Abschätzung einer in Summe installierten Leistung von stationären NEA in der Größenordnung zwischen rund 5 bis 10 GW in Deutschland plausibel.

In Deutschland gehen wir im Rahmen der Analysen im Sinne eines konservativen Vorgehens von einem wirtschaftlich erschließbaren Potenzial in Höhe von 4,5 GW aus.

Annahmen zum erschließbaren Potenzial im europäischen Ausland

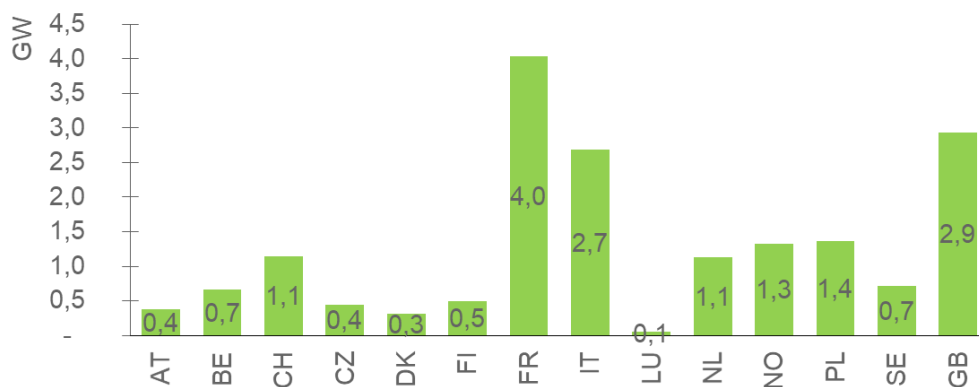
Für die in den Analysen berücksichtigten Länder nehmen wir eine Skalierung des für Deutschland angenommenen wirtschaftlich erschließbaren Potenzials über das Verhältnis des Stromverbrauchs im Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD) im jeweiligen Land zum deutschen Stromverbrauch im GHD-Sektor vor. Beispielsweise ermitteln wir für Großbritannien so ein wirtschaftlich erschließbares Potenzial in Höhe von knapp 3 GW. Ein Vergleich mit Schätzungen relevanter Literatur bestätigt unsere Abschätzung: Zwei Studien, in denen das NEA-Po-

¹²⁸ Ggf. eingegangenen Verpflichtungen an den Strom- oder Regelenergiemärkten kann im Falle einer Versorgungsunterbrechung ohnehin nicht nachgekommen werden.

¹²⁹ Für eine detailliertere Darstellung der Potenzialanalyse vgl. r2b energy consulting (2014) und (2015b).

tenzial in Großbritannien abgeschätzt wurde, weisen ein wirtschaftlich erschließbares Potenzial in Höhe von 1 bis 4 GW bzw. 3 GW im Jahr 2011 und einen Anstieg auf 5 GW in 2020 aus.^{130,131} Eine Übersicht der Annahmen zu den wirtschaftlich erschließbaren Potenzialen in im berücksichtigten Ausland gibt die folgende Abbildung. In Summe über alle betrachteten Länder (ohne Deutschland) beläuft sich die erschließbare Leistung an NEA auf 17,7 GW.

ABBILDUNG 4-11: WIRTSCHAFTLICH ERSCHLIEßBARES NEA-POTENZIAL 2020 IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



Quellen: Eigene Recherchen und Annahmen.

Kostenparametrierung Netzersatzanlagen

Für Netzersatzanlagen haben wir folgende variablen und fixen Betriebskosten sowie Erschließungskosten angenommen:

- **Variable Betriebskosten:** Ausgangspunkt ist der Preis von leichtem Heizöl (HEL) bei einem angenommenen Wirkungsgrad der NEA von 30 % sowie einem Zuschlag i. H. v. 50 % für An- und Abfahrkosten.

¹³⁰ Vgl. Frontier Economics (2015): 1-4 GW und LSE et al. (2011): 3 GW.

¹³¹ In Frontier Economics (2015) wird für Großbritannien das Gesamtpotenzial auf 5 bis 20 GW abgeschätzt, von dem ca. 20 % (1-4 GW) als wirtschaftlich erschließbar angenommen werden.

- Fixe jährliche Betriebskosten: 5.000 € p.a. je MW¹³²
- Erschließungskosten: 20.000 € je MW¹³³

4.4.2 Freiwilliger Lastverzicht in der Industrie

Die stark zunehmenden Anteile der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien setzen nicht nur die Angebotsseite, d. h. den konventionellen Kraftwerkspark, unter Anpassungsdruck, sondern reizen auch die Flexibilisierung der Nachfrage an. Zur effizienten Integration der erneuerbaren Energien in den Markt und aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Unternehmen ist eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage auf Basis von Marktmechanismen eine sinnvolle Option zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit und um auf potenzielle Preisspitzen reagieren zu können oder deren Kostenrisiken abzusichern.

Bereits in vergangenen Arbeiten für das Umweltbundesamt (UBA)¹³⁴ und das BMWi, insbesondere in der Leitstudie Strom¹³⁵, haben wir Lastmanagementpotenziale in Form von freiwilligem Lastverzicht in der Industrie für Deutschland und Europa intensiv untersucht. Dabei haben wir eine Kombination aus einem *bottom-up* und einem *top-down*-Ansatz verwendet. Im Rahmen der *bottom-up*-Analysen haben wir auf Basis verfügbarer Literatur und eigenen, darauf aufbauenden Ana-

¹³² Diese Annahme entspricht nicht unserem *best-guess*, den wir auf Basis von Informationen aus Gesprächen mit Vermarktern von Netzersatzanlagen entwickelt haben. Im Referenzszenario haben wir in Abstimmung mit dem BMWi höhere und damit konservativere fixe jährliche Betriebskosten angesetzt. In unsere *best-guess*-Kostenannahmen, deren Einfluss auf die Ergebnisse des endogenen Szenarios und die VS-Analysen wir in einer Sensitivität untersucht haben, betragen die fixen jährlichen Betriebskosten 3.000 € je MW. Vgl. hierzu auch Abschnitt 6.1.

¹³³ Annahme auf Basis von Informationen aus Gesprächen mit Vermarktern von Netzersatzanlagen. Es handelt sich hierbei z. B. um Kosten für die fernwirktechnische Anbindung und / oder für Ertüchtigungen zur Gewährleistung eines zulässigen Netzparallelbetriebs.

¹³⁴ r2b energy consulting (unveröffentlicht), Kraftwerkspark und Klimaschutz 2030

¹³⁵ r2b energy consulting (2014).

lysen Lastverzichtspotenziale einzelner Prozesse in den wichtigsten energieintensiven Wirtschaftszweigen detailliert untersucht. Dabei haben wir sowohl technische als auch wirtschaftliche Faktoren berücksichtigt, die die grundsätzliche technische Realisierbarkeit und Erschließbarkeit von Lastverzichtspotenzialen in den Branchen beeinflussen bzw. einschränken. Anschließend haben wir die Ergebnisse in konservativer Weise mit Ergebnissen aufwendiger *top down*-Analysen auf Basis öffentlicher Statistiken für alle Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes in Deutschland und Europa kombiniert. Im Rahmen der *top down*-Analysen wurden insbesondere Daten zu Stromverbräuchen einzelner Wirtschaftszweige sowie deren Kostenstrukturen detailliert untersucht.¹³⁶

Kosten-Potenzial-Kurven für Lastverzicht in der Industrie

Durch unseren Ansatz, die Vorteile von *bottom up*- und *top down*-Analysen miteinander zu verbinden, ist es uns möglich, fundierte Abschätzungen sowohl zu den technischen und wirtschaftlichen Potenzialen als auch zu den Kosten von freiwilligem Lastverzicht in der Industrie zu machen.

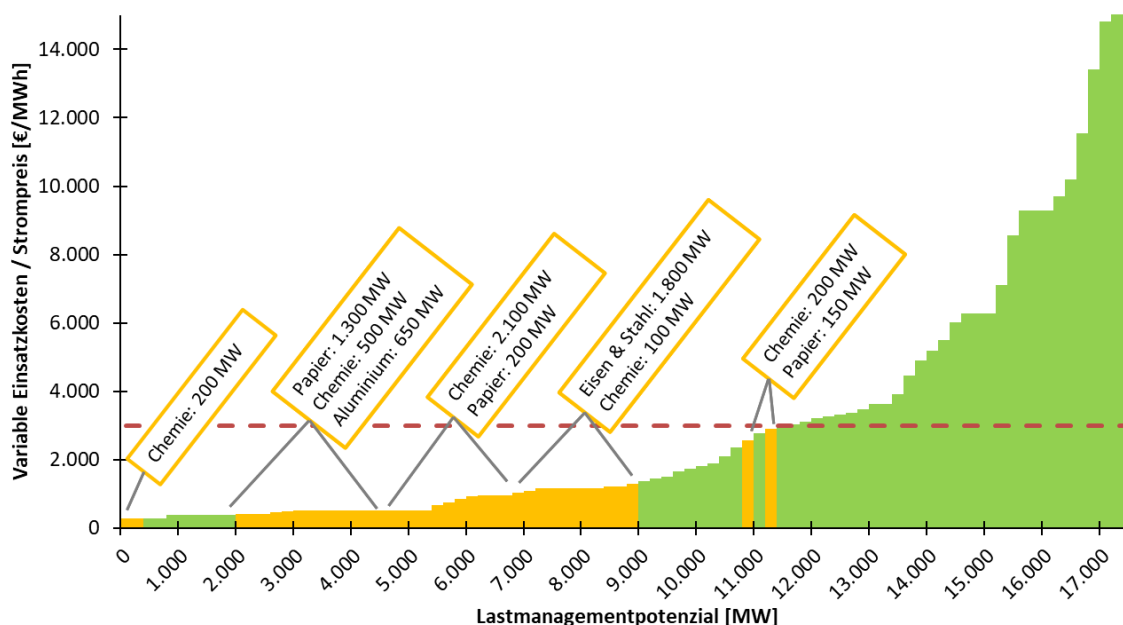
Kostenseitig spielen beim freiwilligen industriellen Lastverzicht insbesondere die kurzfristigen Kosten für den Abruf der Potenziale die bestimmende Rolle. Sie geben an, ab welchem Strompreis am *day-ahead*-Großhandelsmarkt für Betreiber industrieller Produktionsanlagen ein wirtschaftlicher Anreiz gegeben ist, ihren Strombezug zu reduzieren. Haben sie sich bereits auf Terminmärkten gegenüber Preisspitzen am Großhandelsmarkt abgesichert, können sie bei einer Reduktion ihres Strombezugs sogar Erlöse erwirtschaften, indem sie am *day ahead*-Markt oder *intraday*-Märkten den bereits beschafften Strom verkaufen.

Diese Kernergebnisse unserer Analysen lassen sich in Form von sog. Kosten-Potenzial-Kurven für Lastverzicht darstellen. Kosten-Potenzial-Kurven bilden ab, welche mengenmäßigen Potenziale zu einem bestimmten Zeitpunkt als technisch

¹³⁶ Untersucht wurden Wirtschaftszweige bis auf 4-StellerEbene der WZ-2008- Klassifizierung.

verfügbar oder wirtschaftlich erschließbar angenommen werden (X-Achse) und zu welchen variablen Abrufkosten sie am Strommarkt (*day ahead*) anbieten (Y-Achse). In Abbildung 4-12 ist die Kosten-Potenzial-Kurve für das technisch verfügbare Lastverzichtspotenzial in der deutschen Industrie abgetragen. Hervorgehoben sind darin die Potenziale der wichtigsten energieintensiven Wirtschaftszweige, für die detaillierte *bottom up*-Analysen vorgenommen wurden. Die rote Linie stellt die Preisobergrenze der *day-ahead*-Stundenauktion der EPEX Spot dar.

ABBILDUNG 4-12: KOSTEN-POTENZIAL-KURVE TECHNISCH VERFÜGBARER LASTVERZICHTSPOTENZIALE DER DEUTSCHEN INDUSTRIE



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis r2b energy consulting (2014).

Die günstigsten technisch verfügbaren Potenziale (z. B. bei einzelnen Prozessen in der Chemieindustrie) lassen sich demnach zu Kosten ab ca. 270 € je MWh abrufen. Bis zu einem Strompreis von 400 € je MWh beträgt die Summe des technisch verfügbaren Lastverzichtspotenzials ca. 1 GW. Bis zu 1.000 € je MWh beträgt die Summe an Lastverzichtspotenzialen knapp 6 GW und bei 3.000 € je MWh

(Preisobergrenze der *day-ahead*-Stundenauktion) rund 11 GW.¹³⁷ Wir berücksichtigen die technisch verfügbaren Potenziale in den Modellrechnungen bis zu einem Strompreis von 10.000 € je MWh, was der technischen Preisobergrenze *des intraday-Marktes* entspricht. Die technisch verfügbaren Potenziale bis zu dieser Preisobergrenze betragen rund 16 GW und variieren im Zeitverlauf mit der Entwicklung des Stromverbrauchs der berücksichtigten Wirtschaftszweige.

Wir gehen davon aus, dass die technisch verfügbaren Potenziale bis zum Jahr 2030 vollständig wirtschaftlich erschließbar sind. Als Entwicklungspfad des Anteils der wirtschaftlich erschließbaren Potenziale an den technisch verfügbaren Potenzialen bis 2030 nehmen wir 33 % in 2018, 50 % in 2020, 80 % in 2023 und 90 % ab dem Jahr 2025.¹³⁸ Dabei gehen wir davon aus, dass günstige Potenziale aufgrund der wirtschaftlichen Anreize schneller erschlossen werden als teure.

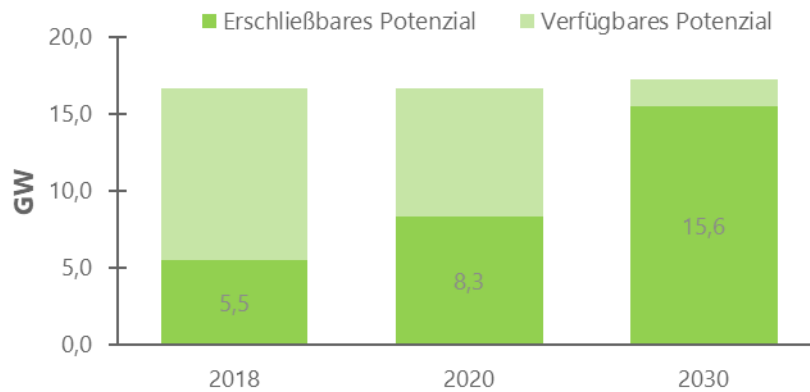
Sowohl die technisch verfügbaren als auch die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale der einzelnen Wirtschaftszweige für die betrachteten Stichjahre haben wir im Rahmen dieses Vorhabens an die jeweils prognostizierten Jahresverbräuche der Industrien¹³⁹ im Zeitverlauf angepasst. D. h. die Lastreduktionspotenziale steigen oder fallen auf Jahresbasis mit der Gesamtnachfrage eines Wirtschaftszweigs. Im Resultat nehmen wir Gesamtpotenziale in Abbildung 4-13 an, die das Elektrizitätsmarktmodell im Rahmen der Simulationsrechnungen wirtschaftlich erschließen kann.

¹³⁷ Die genannten Werte beziehen sich auf statistische Auswertungen öffentlicher Statistiken für alle Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes für das Basisjahr 2011, die den quantitativen Analysen zur Ableitung der technischen Lastverzichtspotenziale zugrunde liegen.

¹³⁸ Dies sind die maximalen Anteile an den technisch verfügbaren Potenzialen, die im Strommarktmodell im Rahmen der Simulationsrechnungen aus wirtschaftlichen Gründen erschlossen werden können.

¹³⁹ Zur Herleitung der Stromnachfragen vgl. Abschnitt 4.5.

ABBILDUNG 4-13: WIRTSCHAFTLICH ERSCHLIEßBARE LASTREDUKTIONSPOTENZIALE DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND



Quellen: Eigene Darstellung.

Zusätzlich zu unseren eigenen Potenzialanalysen des freiwilligen Lastverzichts in der Industrie haben wir im Rahmen dieses Projektes eine Auswertung des durch die Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit dem BMWi durchgeführten *Monitoring des Beitrags von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit* vorgenommen. Im Rahmen dieses Monitorings nach § 51a EnWG wurden alle Unternehmen, die in den vergangenen Kalenderjahren zumindest einmal jährlich in Summe über alle Entnahmestellen einen Stromverbrauch von mindestens 50 Gigawattstunden (GWh) aufweisen, zu ihren Lastmanagementpotenzialen und möglichen Hemmnissen befragt.

Die Ergebnisse der Auswertung zeigen, dass umfangreiche Potenziale für freiwilligen, marktbasiereten Lastverzicht der Industrie erschlossen, aber noch ungenutzt sind. Die erschlossenen, aber ungenutzten Potenziale flexibler Unternehmensstandorte betragen je nach betrachtetem Befragungsjahr ca. 2,5 GW.¹⁴⁰ Darüber

¹⁴⁰ Diese Potenziale sind noch ungenutzt, da die derzeitigen Großhandelspreise am Strommarkt eine Nutzung nicht anreizen.

hinaus haben wir diejenigen Potenziale abgeschätzt, die bislang noch nicht erschlossen sind. Die unerschlossenen Potenziale noch inflexibler Unternehmensstandorte¹⁴¹ betragen nach unserer Abschätzung je nach betrachtetem Befragungsjahr ca. 4,5 GW. Über die Ermittlung von Abdeckungsgraden der befragten Unternehmensstandorte haben wir die ermittelten Potenziale approximativ auf die gesamte Branche hochgerechnet.¹⁴² Die Hochrechnung auf die gesamten Branchen erhöht das erschlossene, aber noch ungenutzte Potenzial flexiblerer Unternehmensstandorte von etwa 2,5 GW (sicher erschlossenes Potenzial) auf ca. 4,5 GW (wahrscheinlich erschlossenes Potenzial). Zudem erhöht sich die Abschätzung des nicht erschlossenen Potenzials noch inflexibler Unternehmensstandorte bei der Hochrechnung von etwa 4,5 GW auf 15,5 GW.

Stündlich variierende Lastverzichtspotenziale

Die Verfügbarkeit der erschlossenen Potenziale variiert auf stündlicher Basis. Die unterjährige Verfügbarkeit von Lastverzichtspotenzialen auf stündlicher Basis ist abhängig von den stündlichen Laststrukturen des jeweiligen Wirtschaftszweigs¹⁴³, in denen die Lastverzichtspotenziale verortet sind. Sie variieren in unserer Modellierung somit proportional mit der anliegenden, stündlichen Last der Industrie. Je höher die Last eines Wirtschaftszweiges in einer Stunde, desto höher ist das entsprechend im Modell nutzbare Lastverzichtspotenzial.

Erschließungs- und Fixkosten von Lastverzichtspotenzialen

Neben den variablen Kosten für kurzfristige Abrufe der Potenziale (freiwilliger Lastverzicht) berücksichtigen wir in unserer Modellierung ebenso einmalige Kosten für die Erschließung von Lastverzichtspotenzialen (bspw. durch Installation

¹⁴¹ Inflexible Unternehmensstandorte sind solche Standorte, für die angegeben wurde, dass sie aktuell nicht lastflexibel in Bezug auf den Stromgroßhandelspreis sind.

¹⁴² Hierbei haben wir die Annahme strukturell identischer Lastmanagementpotenziale bei den nicht in der Datenabfrage erfassten Unternehmens(-standorten) getroffen.

¹⁴³ Vgl. Entwicklung stündliche Nachfrage in Abschnitt 4.5.2

von Steuerungstechnik und Etablierung eines Marktzugangs) sowie jährliche Fixkosten. Letztere setzen sich einerseits aus fundamentalen Fixkosten der Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit und andererseits aus einer zusätzlichen Mindestgewinnerwartung der Anlagenbesitzer als Bedingung für die Bereitstellung zusammen.

Für die Untersuchungen im vorliegenden Projekt unterscheiden wir dabei zwei alternative Sätze von Annahmen. In unseren *best-guess*-Annahmen gehen wir wie in früheren Veröffentlichungen davon aus, dass die Erschließung von Lastverzichtspotenzialen weitgehend ohne oder mit nur sehr geringen Erschließungs- und Fixkosten verbunden ist. Dabei stützen wir uns auf die Tatsache, dass Lastmanagement in der Industrie (begründet durch anderweitige Anreizsysteme wie z. B. die Netzentgeltssystematik) bereits weit verbreitet ist. Entwicklungen der Strompreise am *day-ahead*-Markt hin zu mehr Fluktuation und Spitzenpreissetzung in einzelnen Stunden werden mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass (bestehende und neue) Lastmanagementpotenziale aus wirtschaftlichem Kalkül heraus und ohne umfangreiche zusätzliche Kosten auch am *day-ahead*-Markt eingesetzt werden. In unseren Basis-Annahmen setzen wir daher geringe jährliche Fixkosten in Höhe von 1.000 € je MW_a an, die aus fundamentalen Kosten für die Bereithaltung der Potenziale (jährliche Bereitstellungskosten) bestehen. Zusätzliche Gewinnerwartungen oder Erschließungskosten sind in unseren *best-guess*-Annahmen nicht enthalten. Die Entwicklung des Szenarios bei unseren *best-guess*-Annahmen haben wir in einer Sensitivität betrachtet (vgl. Abschnitt 6.1).

In Abstimmung mit dem BMWi haben wir im **Referenzszenario** gegenüber unseren Basisannahmen **konservativere Annahmen** im Bereich Flexibilitätsoptionen (freiwilliger Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen) unterstellt und setzen für freiwilligen Lastverzicht jährliche Fixkosten i.H.v. 8.000 € je MW_a an.¹⁴⁴

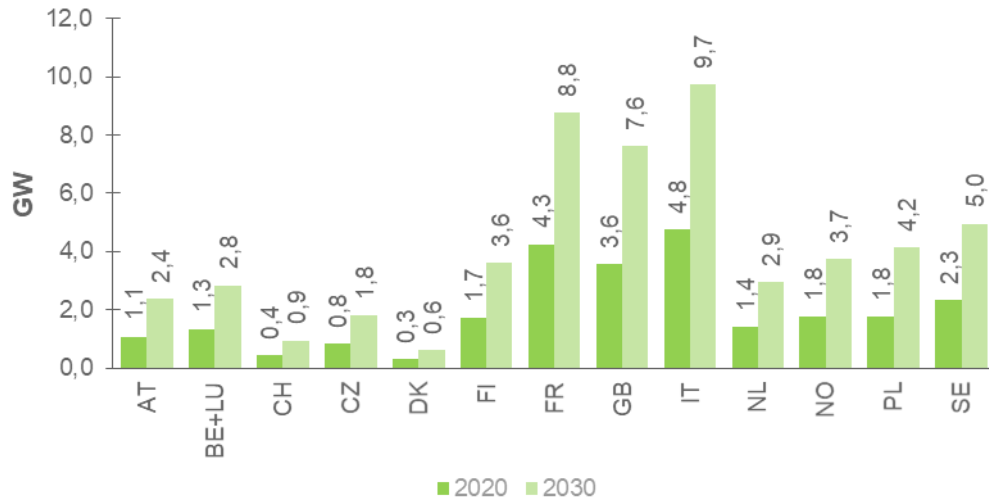
Potenziale in Europa

Unsere Annahmen für die europäischen Nachbarländer basieren weitestgehend auf einer Übertragung unserer Annahmen für die Wirtschaftszweige in Deutschland auf die Nachbarländer durch Skalierung. Hierzu haben wir die Lastreduktionspotenziale der Wirtschaftszweige in Deutschland ins Verhältnis zu deren Jahresstromverbräuchen gesetzt und anschließend die anteilmäßigen Potenziale anhand der Verbrauchsdaten der Nachbarländer auf die dortigen Wirtschaftszweige übertragen.¹⁴⁵ Die in unseren quantitativen Analysen verwendeten Annahmen zu wirtschaftlich erschließbaren Lastreduktionspotenzialen in den wichtigsten europäischen Nachbarländern für die Jahre 2020 und 2030 sind Abbildung 4-14 zu entnehmen. In Summe über alle betrachteten Länder (ohne Deutschland) beläuft sich die erschließbare Leistung der freiwilligen Lastreduktion auf 25,5 GW im Jahr 2020 und 54,1 GW im Jahr 2030.

¹⁴⁴ Diese setzen sich zusammen aus annualisierten einmaligen Erschließungskosten i.H.v. rund 10.000 € / MW bei dreijähriger Abschreibungsdauer und einem Zinssatz von 7,5 % sowie jährlichen fundamentalen Bereitstellungskosten und zusätzlicher Gewinnerwartung von in Summe 4.000 € / MWa.

¹⁴⁵ Eine detaillierte Analyse einzelner Wirtschaftszweige der Nachbarstaaten auf Grundlage von *bottom up*-Analysen war im Rahmen des Vorhabens nicht vorgesehen.

ABBILDUNG 4-14: WIRTSCHAFTLICH ERSCHLIEßBARE LASTREDUKTIONS-POTENZIALE 2020 UND 2030 IN DEN BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDERN (OHNE DEUTSCHLAND)



Quellen: Eigene Recherchen und Annahmen.

4.5 Entwicklung der Stromnachfrage

Neben einer möglichst realitätsnahen Abbildung der erzeugungsseitigen Angebotsoptionen ist eine möglichst realistische Abschätzung der Entwicklung der Stromnachfrage für die Analyse von Bedeutung. Ausgehend von einer Prognose der Entwicklung des nach Anwendungsbereichen differenzierten jährlichen Stromverbrauchs (vgl. Abschnitt 4.5.1) leiten wir die Entwicklung der weitgehend unflexiblen stündlichen Stromnachfrage ab (vgl. Abschnitt 4.5.2). Anschließend stellen wir in Abschnitt 4.5.3 dar, welche Annahmen wir bei der Entwicklung der Stromnachfrage sog. *neuer Verbraucher* getroffen haben. Neue Verbraucher im Rahmen dieser Studie sind zentrale Sektorkopplungstechnologien zu den Bereichen Wärme und Verkehr, deren Stromnachfrage unter gewissen Nebenbedingungen teilweise flexibel ist. Dies umfasst elektrische Wärmepumpen, Elektromobilität sowie Oberleitungs-LKW.

4.5.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Methodischer Ansatz

Für die Analyse der zukünftigen sektoralen Stromnachfrage kommt das Bottom-up Modell FORECAST zur Anwendung. FORECAST ist ein techno-ökonomisches Simulations-Modell, das die jährliche Energie- bzw. Stromnachfrage in Deutschland sowie den europäischen Nachbarländern in hoher technologischer Granularität explorativ beschreibt (Fraunhofer ISI, 2018). Das Modell ist modular aufgebaut und nach den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr strukturiert, um die Heterogenität der einzelnen Sektoren entsprechend abzubilden; während bspw. im Industrie-Sektor Prozesse im Vordergrund stehen, sind es im Haushaltssektor einzelne Anwendungen. Die wesentlichen strombasierten Sektor-kopplungsoptionen dieser Untersuchung sind Wärmepumpen, Elektromobilität im Personenverkehr und Oberleitungs-LKW.

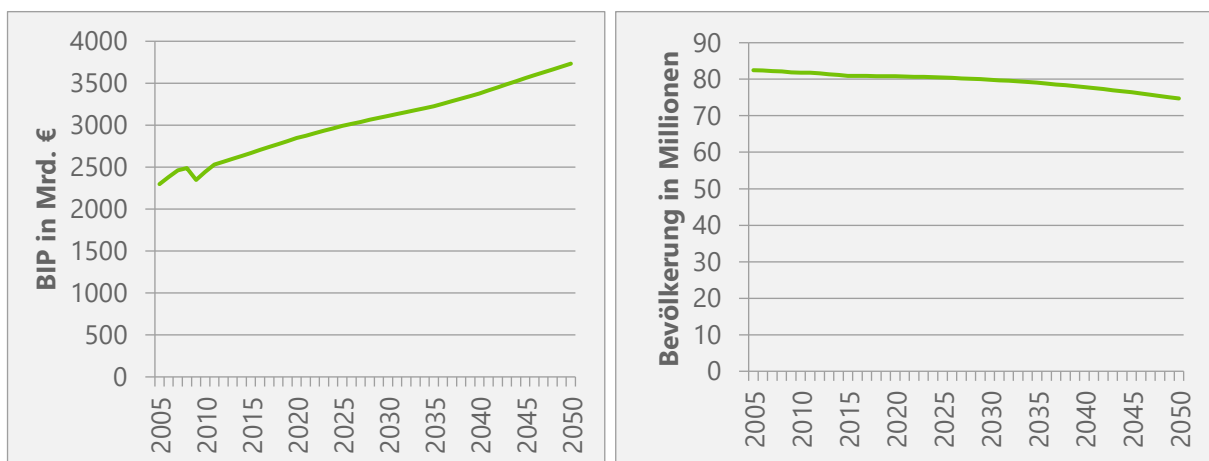
Hinsichtlich der methodischen Ausgestaltung ist FORECAST charakterisiert durch eine umfangreiche Berücksichtigung des strukturellen und technologischen Wandels. Der strukturelle Wandel wird anhand von exogenen Rahmenparametern (z. B. sektorale Bruttowertschöpfung) abgebildet, während der technologische Wandel über epidemische und Discrete-Choice Ansätze beschrieben wird. Trotz einer Fokussierung auf strombasierte Anwendungen werden auch nicht-strombasierte Energieträger modelliert, um die Konkurrenz zwischen alternativen technologischen Optionen zu berücksichtigen. Dies ist insbesondere bei der Prozess- und Raumwärme von großer Bedeutung. Eine detaillierte Beschreibung des Modellierungsansatzes ist in Anhang C zu finden.

Rahmenparameter

Die Eingangsdaten für das techno-ökonomische Nachfragemodell lassen sich in sektorübergreifende und sektorspezifische Treiber einteilen. Sektorübergreifende Eingangsdaten sind die Bevölkerungsentwicklung und die Wirtschaftsentwicklung (Bruttoinlandsprodukt und sektorale Bruttowertschöpfung). In Abbildung

4-15 ist die Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts dargestellt, die aus dem EU Reference Scenario 2016 (EU 2017) entnommen sind. Hier ist ein jährliches Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,8 % hinterlegt und ein Rückgang der Bevölkerung auf ein Niveau unter 75 Mio. in 2050. Weitere sektorübergreifende Eingangsdaten sind Energieträgerpreise und CO₂-Preise, die in Abschnitt 4.6.2 diskutiert werden.

ABBILDUNG 4-15: SEKTORÜBERGREIFENDE TREIBER DER ENERGIENACHFRAGE (BEVÖLKERUNG UND BRUTTOINLANDSPRODUKT IN DEUTSCHLAND) FÜR DEN ZEITRAUM 2005 BIS 2050 (EU 2017).



Quellen: EU (2017)

Die sektorübergreifenden Daten werden im Nachgang auf die vier Nachfrage-Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr) heruntergebrochen, ergänzt um Annahmen zur technologischen Entwicklung.

Im Industriesektor sind die zentralen Rahmendaten die Produktionsmenge in Tonnen je Produkt, die aus der sektoralen Wertschöpfung abgeleitet werden. Prinzipiell wird von einem moderaten Wirtschaftswachstum ausgegangen, wobei die energieintensiven Industrien weniger stark wachsen. Weitere sektorspezifische Eingangsdaten für die Modellierung des Industriesektors sind die Beschäftigten je Subsektor. Die energiepolitischen Annahmen des Industriesektors bein-

halten die Weiterentwicklung bestehender Instrumente für Energieeffizienzmaßnahmen, kein Carbon Capture and Storage (CCS) und die Ausschöpfung von Materialeffizienzpotenzialen.

Für den Haushaltssektor sind die Entwicklung der Haushalte, die Gebäudeanzahl und die beheizten Gebäudeflächen die relevanten Einflussgrößen. Die Anzahl der Haushalte bzw. Gebäude leitet sich aus der Höhe der Bevölkerung ab und einem Trend zu weniger Personen pro Haushalt ab. Weiterhin wird von einer Steigerung der Ausstattungsraten von IKT-Anwendungen ausgegangen. Für Haushaltsgeräte werden die Mindesteffizienzstandards weiter verschärft und neue Effizienzklassen eingeführt. Der wesentliche Einfluss auf den Wärmebedarf in Gebäuden ist auf Sanierungsmaßnahmen zurückzuführen. Hierfür wird eine Steigerung der Sanierungsrate auf 1,8 % vorgegeben, während die Sanierungstiefe modellendogen ermittelt wird. Von einer Verschärfung der Richtlinien (EnEV und EEWärmeG) und einer weiteren Förderung von Sanierungsmaßnahmen (MAP und KfW-Programm) wird dabei ausgegangen.

Im GHD-Sektor wird die wirtschaftliche Entwicklung über die Bruttowertschöpfung und Anzahl an Beschäftigten in den einzelnen Subsektoren beschrieben. Entsprechend der empirischen Entwicklung wird auch für die Projektion ein stärkeres Wirtschaftswachstum als für das produzierende Gewerbe angenommen. Der wesentliche technologische Trend im GHD-Sektor ist die zunehmende Technisierung sowie die Zunahme an IKT-basierten Stromanwendungen (z. B. Server). Der Wärmebedarf wird vergleichbar zum Haushaltssektor anhand einer vorgegebenen Sanierungshäufigkeit und einer endogen ermittelten Sanierungstiefe ermittelt.

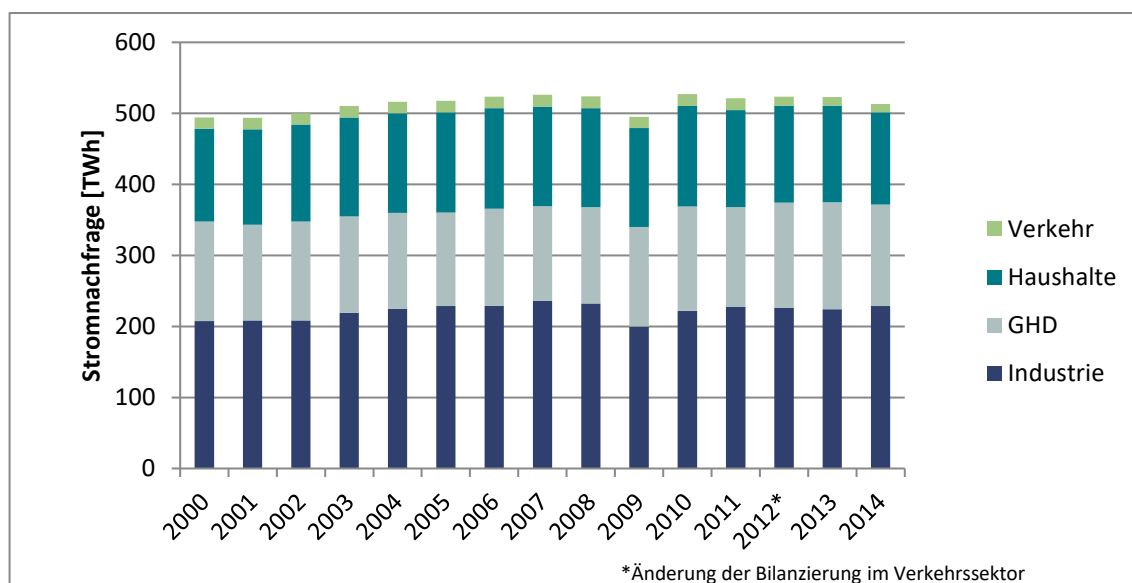
Die Entwicklung der Stromnachfrage im Verkehrssektor wird hauptsächlich getrieben durch die Diffusion von elektrischen Antrieben im Personen- und Güterverkehr. Es wird angenommen, dass die Marktanteile von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Plug-in Hybriden (PHEV) signifikant ansteigen. Im Güterverkehr werden Oberleitungen auf den meist befahrenen Strecken der Autobah-

nen in Europa gebaut, was im Güterverkehr zur Diffusion von Hybrid-Oberleitungs-LKWs (HO-LKW) führt. Die Auslastung des Güter- und Personenverkehrs auf der Schiene steigt moderat an, entsprechend zur weiteren Elektrifizierung neuer Strecken.

Ergebnisse

Um die zukünftige Entwicklung gegenüber der Ausgangssituation vergleichen zu können, ist in Abbildung 4-16 die Entwicklung der Stromnachfrage seit 2000 dargestellt. Die Entwicklung zeigt eine Stromnachfrage in den Sektoren Verkehr, Haushalte, GHD und Industrie, die sich im betrachteten Zeitraum zwischen 494 TWh und 527 TWh bewegt. Das nahezu konstante Niveau ist darauf zurückzuführen, dass der Nachfrage-erhöhende Effekt des Wirtschaftswachstums und der Nachfrage-senkende Effekt des Effizienzfortschritts sich in Summe nahezu kompensieren.

ABBILDUNG 4-16: SEKTORALE STROMNACHFRAGE IN DEUTSCHLAND FÜR DEN ZEITRAUM 2000-2014 (AGEB, 2017).



Quellen: AGEB (2017)

Die historische Entwicklung der Stromnachfrage dient als Kalibrierungsgrundlage für die techno-ökonomische Nachfrage-Modellierung: Für Deutschland werden

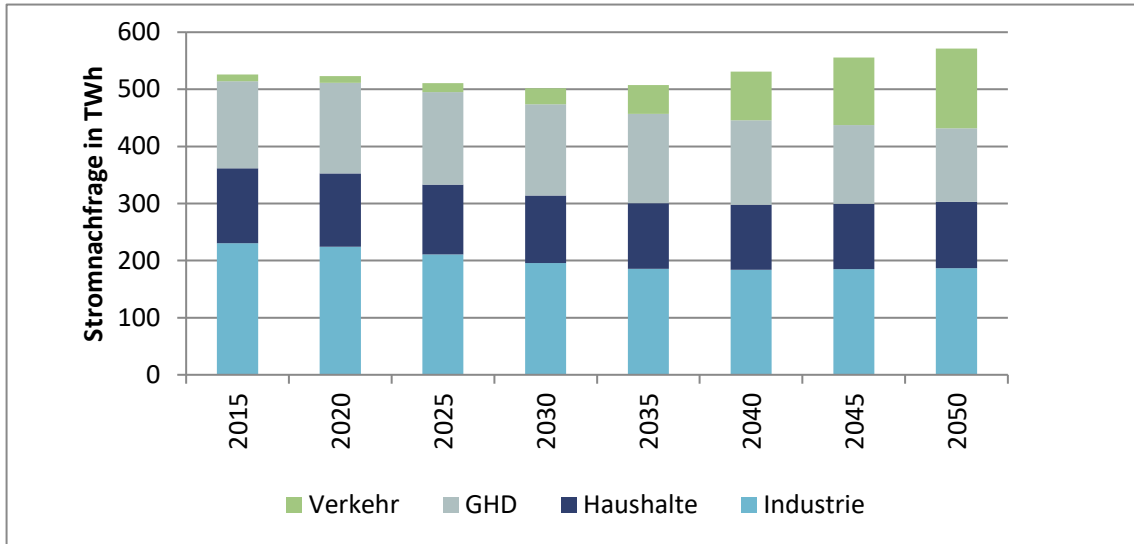
die Statistiken der AG Energiebilanzen (AGEB 2017) und für die Nachbarländer von Eurostat (Eurostat 2017a) herangezogen. Die Systemgrenze stellt dabei stets die Nachfrage in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr dar. Die historischen Daten der Energiebilanz sind wesentlicher Bestandteil der Modell-Kalibrierung.

Im Folgenden werden zunächst die sektorübergreifenden Ergebnisse der nationalen Stromnachfrage bis 2030 diskutiert, ergänzt um einen Ausblick bis 2050. Daran schließt sich eine Analyse der wesentlichen Entwicklungen in den Sektoren Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr an.

Stromnachfrage sektorübergreifend

Die Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 ist in Abbildung 4-17 dargestellt. Bis zum Jahr 2030 ist ein Rückgang der Stromnachfrage zu verzeichnen (- 5 % ggü. 2015 / 502 TWh), der im Wesentlichen auf die Effizienzsteigerung von klassischen Verbrauchern zurückzuführen ist (z. B. Effizienzgewinne bei industriellen Querschnittstechnologien). Ab 2030 kommt es zu einer Steigerung der Stromnachfrage, die durch die Durchdringung von neuen Technologien insbesondere im Verkehrsbereich und von Wärmepumpen getrieben wird (+ 8 % ggü. 2015 / 571 TWh in 2050). Diese Trendänderung ab 2030 führt zu einer charakteristischen Wannenkurve der aggregierten Stromnachfrage, die verdeutlicht, dass eine simplifizierte Fortschreibung für die Jahre 2030 bis 2050 nicht zielführend ist.

ABBILDUNG 4-17: SEKTORALE STROMNACHFRAGE FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2050 (EIGENE BE-RECHNUNG).



Quellen: Eigene Berechnungen.

In Tabelle 4-4 sind die Ergebnisse sektoral nach klassischen Anwendungen und neuen Anwendungen für den Referenzzeitraum bis 2030 aufgeschlüsselt. Wärmepumpen spielen in der Industrie nur eine sehr untergeordnete Rolle bis zum Jahr 2030, im Gegensatz zu den Wohn- und Nichtwohngebäuden. Im Verkehr steigt die Nachfrage bis 2030 durch den steigenden Bestand an Elektro-PKW und HO-LKW.

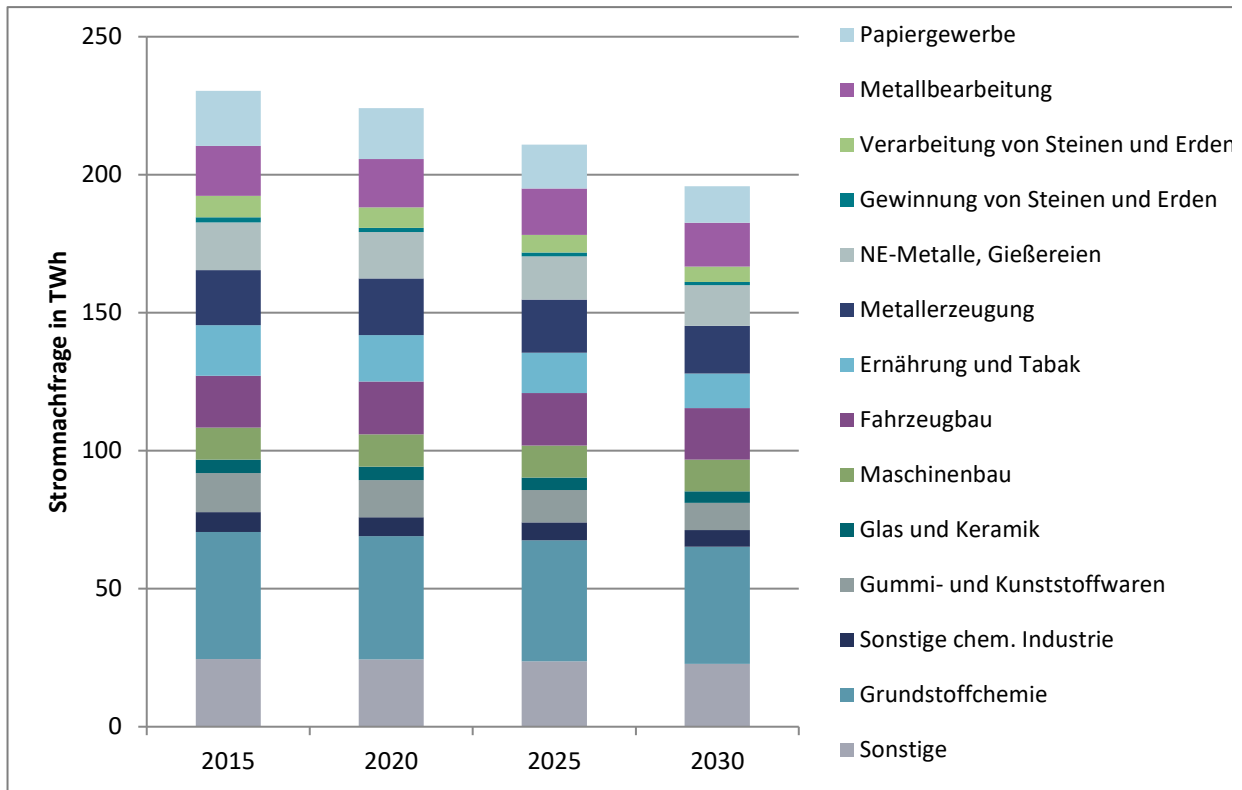
TABELLE 4-4: SEKTORALE STROMNACHFRAGE IM JAHR 2020 UND 2030, SOWIE AUFTEILUNG NACH KLASSISCHEN UND NEUEN ANWENDUNGEN (WÄRMEPUMPE UND ELEKTROMOBILITÄT).

TWh	2020			2030		
	Gesamt	Klassische Anwendungen	Neue Anwendungen	Gesamt	Klassische Anwendungen	Neue Anwendungen
Haushalte	128,5	116,0	12,5	117,9	101,7	16,2
GHD	158,5	154,2	4,3	160,2	153,8	6,4
Industrie	224,2	224,2	0,0	195,9	195,9	0,0
Verkehr	12,1	11,3	0,8	27,7	11,0	16,7
Gesamt	523,3	505,8	17,6	501,6	462,4	39,3

Stromnachfrage Industrie

Die Stromnachfrage sinkt kontinuierlich bis zum Jahr 2030 (Abbildung 4-18). Der wesentliche Rückgang der Stromnachfrage ist auf den Effizienzfortschritt bei motorbasierten Querschnittstechnologien (z. B. Pumpen, Druckluft) zurückzuführen. Substitutionseffekte bei Prozesstechnologien hin zu strombasierten Anwendungen (z. B. Elektrostahl) führen dahingegen nur bedingt zu einem Anstieg der Stromnachfrage. Der Einsatz von Wärmepumpen spielt nur eine vernachlässigbare Rolle zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme im Industriesektor. Insgesamt zeigt sich, dass die Stromnachfrage der energieintensiven Industrien (z. B. Stahl-, Zement- und Papierherstellung) stärker sinkt als die Stromnachfrage der nicht-energieintensiven Industrien (z. B. Maschinenbau und Fahrzeugbau).

ABBILDUNG 4-18: STROMNACHFRAGE INDUSTRIE NACH SUBSEKTOREN FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNG).



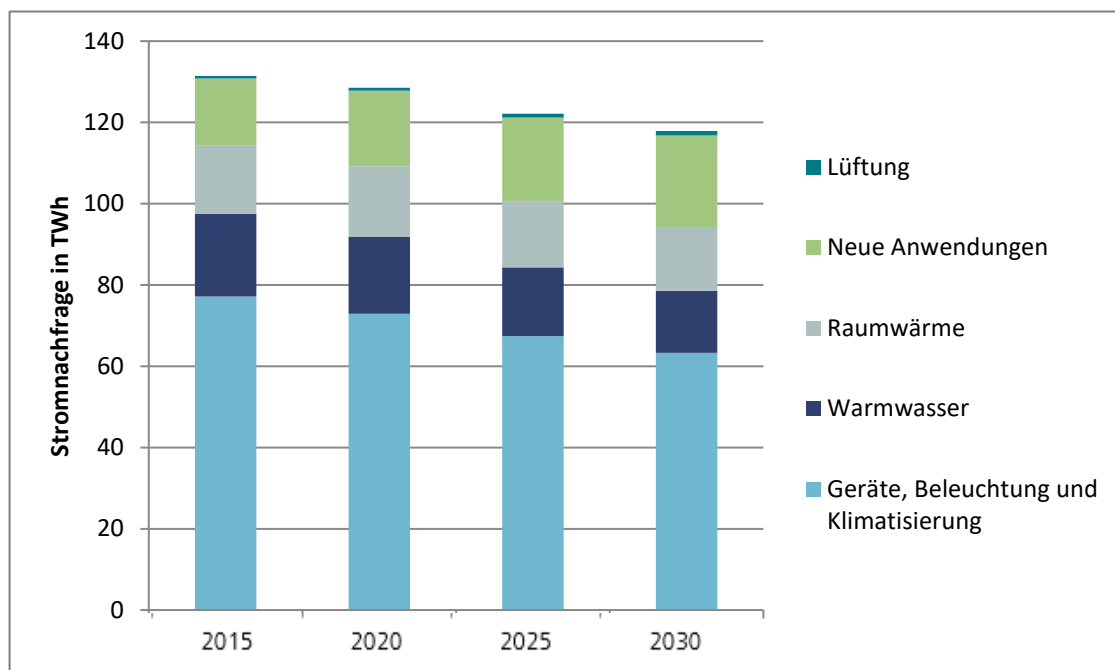
Quellen: Eigene Berechnungen.

Stromnachfrage Haushalte

Die Stromnachfrage im Haushaltssektor ist kontinuierlich rückläufig bis 2030. Der größte Anteil der Stromnachfrage ist auf große Geräte und Beleuchtung zurückzuführen (Abbildung 4-19). Durch die bereits implementierten und geplanten Richtlinien zu Mindesteffizienzstandards sinkt deren spezifischer Stromverbrauch. Da Geräte, insbesondere Weiße Ware, sich bereits nahezu im Bereich der Markt-sättigung befinden, sinkt dadurch unmittelbar die absolute Stromnachfrage. Anwendungen wie Elektronikgeräte und IKT-Anwendungen führen durch eine Zunahme der Ausstattungsraten zu einer Erhöhung der sektoralen Stromnachfrage. Bei der strombasierten Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme ist die

Stromnachfrage bis 2030 nahezu konstant, da alte Nachtspeicheröfen und ineffiziente Boiler aus dem Markt gehen und dagegen Wärmepumpen höhere Marktanteile erzielen.

ABBILDUNG 4-19: STROMNACHFRAGE HAUSHALTE NACH ANWENDUNGEN FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNG).

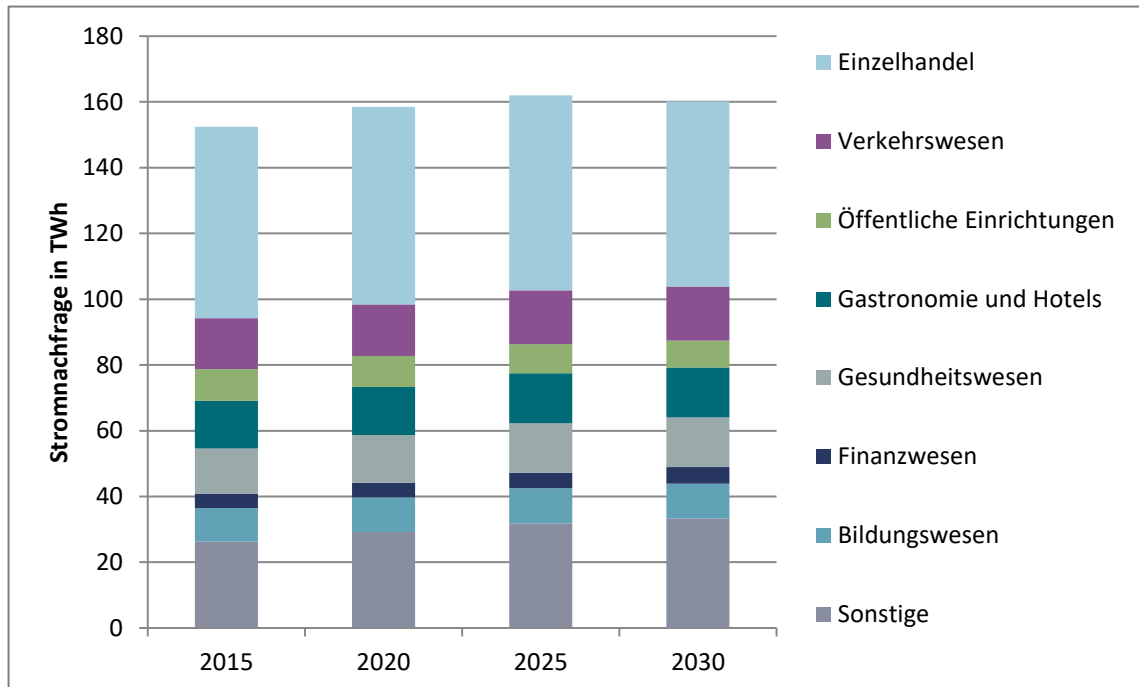


Quellen: Eigene Berechnungen.

Stromnachfrage GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen)

Im GHD-Sektor kommt es bis 2025 zu einem steigenden Trend der Stromnachfrage, wobei es im Anschluss daran zu einem leichten Rückgang kommt (Abbildung 4-20). Der Anstieg der Stromnachfrage ist auf einen zunehmenden Trend zur Technisierung und eine zunehmende Ausrüstung der Nichtwohngebäude mit Lüftung oder Klimaanlage zurückzuführen. Dahingegen führen besonders Effizienzgewinne bei der Beleuchtung zu einem gegenläufigen Trend der Stromnachfrage. Der Anteil an strombasierter Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung durch Wärmepumpen beträgt 6,4 TWh in 2030.

ABBILDUNG 4-20: STROMNACHFRAGE GHD NACH BRANCHEN FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNG).

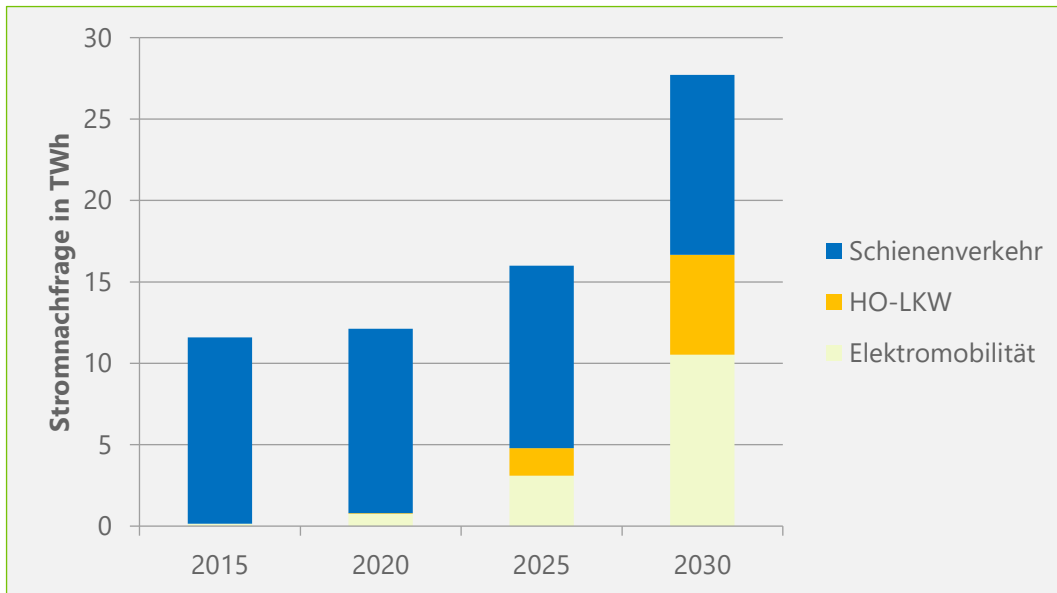


Quellen: Eigene Berechnungen.

Stromnachfrage Verkehr

Die Stromnachfrage im Verkehr setzt sich aus dem Personen- und Güterverkehr auf der Straße und Schiene zusammen. Beim Schienenverkehr wird der Anstieg der elektrifizierten Verkehrsleistung durch Effizienzgewinne kompensiert, so dass die Stromnachfrage nahezu konstant bei 11 TWh liegt. Der Markthochlauf von Elektromobilität bei Fahrzeugen kleiner 3,5 t führt zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von etwa 11 TWh in 2030. Dies entspricht einem Bestand von 4,4 Mio. Elektroautos, mit nahezu gleichen Marktanteilen von batterieelektrischen (BEV) und Plug-in hybriden (PHEV) Fahrzeugen (Abbildung 4-18). Im Güterverkehr führen Oberleitungs-LKW (HO-LKW) zu einer Stromnachfrage-Erhöhung von 6 TWh.

ABBILDUNG 4-21: STROMNACHFRAGE VERKEHR FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BE-RECHNUNG).



Quellen: Eigene Berechnungen.

Stromnachfrage Nachbarländer

Ergänzend zur nationalen Analyse ist für die Energiesystemanalyse auch eine Untersuchung sämtlicher EU-Staaten erforderlich, die mit Deutschland Strom austauschen. Die Analyse sämtlicher *Anrainerstaaten* (sowie Italien, Großbritannien, Skandinavien und die iberische Halbinsel) erfolgt mit der gleichen technologischen Granularität entsprechend zur Untersuchung von Deutschland (siehe Anhang C). In Analogie zur Analyse von Deutschland wurden für sämtliche betrachtete Länder die wesentlichen europäischen Politiken bei der Modellierung berücksichtigt. Folgende Länder wurden berücksichtigt:

- Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Spanien, Schweden, Schweiz, Tschechische Republik und Vereinigtes Königreich.

Die wesentlichen sozioökonomischen Treiber der Stromnachfrage stellen die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der Bevölkerungsentwicklung dar. Aus

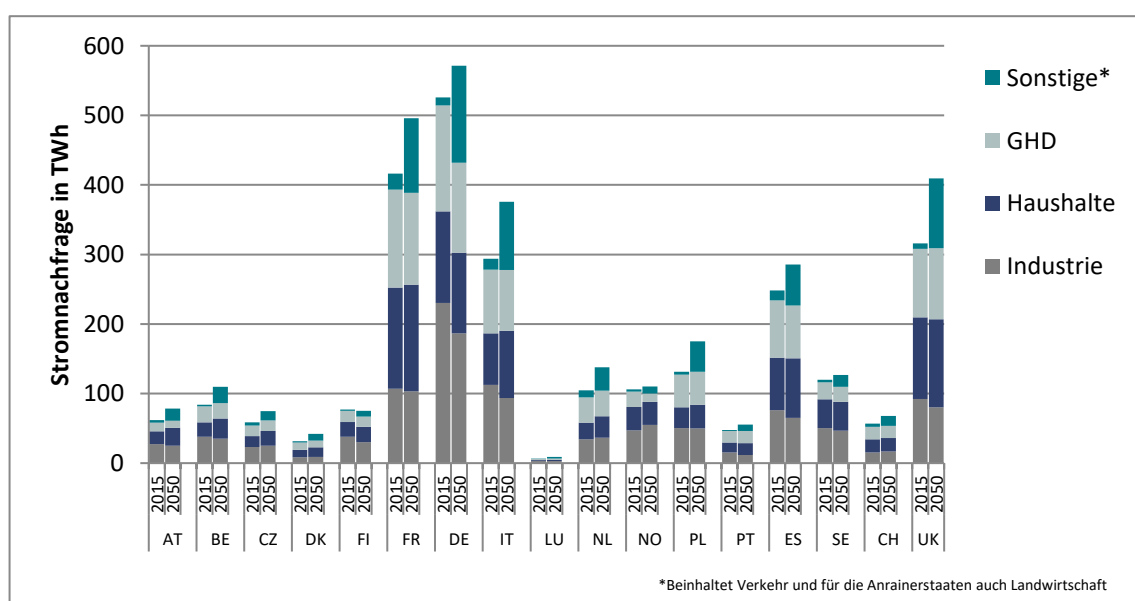
Tabelle 4-4 ist ersichtlich, dass die größte Zunahme der Bevölkerung bis 2030 bei den Ländern Belgien und Schweden erwartet wird, während bei Polen von einem Bevölkerungsrückgang von etwa 1 Mio. ausgegangen wird. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf wird besonders bei den Ländern Polen, Spanien und Portugal eine Zunahme zwischen 32 % und 51 % unterstellt.

TABELLE 4-5: ENTIWICKLUNG DER TREIBER BEVÖLKERUNG UND BRUTTOINLANDSPRODUKT IN DEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN BIS 2030

	BEVÖLKERUNG (IN MIO.)			BRUTTOINLANDSPRODUKT/KOPF IN €2005		
	2015	2030	prozentuale Veränderung	2015	2030	prozentuale Veränderung
BELGIEN	11,2	12,7	14%	30,017	32,847	9%
DÄNEMARK	5,7	6,1	7%	38,173	48,704	28%
FINNLAND	5,5	5,9	7%	31,114	34,829	12%
FRANKREICH	66,5	70,7	6%	29,019	33,860	17%
ITALIEN	62,3	65,5	5%	22,037	25,224	14%
LUXEMBURG	0,6	0,8	39%	65,629	71,482	9%
NIEDERLANDE	16,9	17,6	4%	33,169	37,972	14%
NORWEGEN	5,1	5,8	13%	54,335	65,677	21%
ÖSTERREICH	8,6	9,3	8%	32,778	38,276	17%
POLEN	38,5	37,5	-3%	9,275	13,960	51%
PORTUGAL	10,5	9,9	-6%	14,343	18,981	32%
SPANIEN	47,2	45,4	-4%	20,147	27,750	38%
SCHWEDEN	9,8	11,1	13%	38,423	46,443	21%
SCHWEIZ	8,1	8,8	8%	43,386	50,664	17%
TSCHECHISCHE REPUBLIK	10,6	10,8	2%	11,445	14,654	28%
VEREINIGTES KÖNIGREICH	65,1	71,0	9%	33,334	37,523	13%

Die Ergebnisse der Analyse sind aggregiert in Abbildung 4-22 dargestellt. Daraus geht hervor, dass es analog zu Deutschland zu einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 kommt, hauptsächlich getrieben durch Elektromobilität und weitere strombasierte Sektorkopplungstechnologien. Die sektoralen Verschiebungen sowie Einsparungen durch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen und Technologiediffusion variieren je nach Land in Abhängigkeit der technologischen Zusammensetzung. In den nordeuropäischen Ländern haben strombasierte Heizungen einen hohen Marktanteil, so dass eine zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen zu einem Rückgang des Stromverbrauchs für Raumwärme führt. Diese Länder haben im Durchschnitt auch den höchsten Bevölkerungszuwachs, was sich zudem verstärkend auf die Nachfrage auswirkt. In den osteuropäischen Staaten können der Effizienzfortschritt und das geringere Bevölkerungswachstum die überdurchschnittlich ansteigenden Ausstattungsraten sowie Elektrifizierung weitestgehend kompensieren. Die zentraleuropäischen Länder sind gezeichnet durch moderates Wirtschaftswachstum, fortschreitende Effizienz und einen moderaten Anstieg der Bevölkerung, wodurch es in Relation zu den anderen europäischen Regionen zu einem moderaten Anstieg der Stromnachfrage kommt.

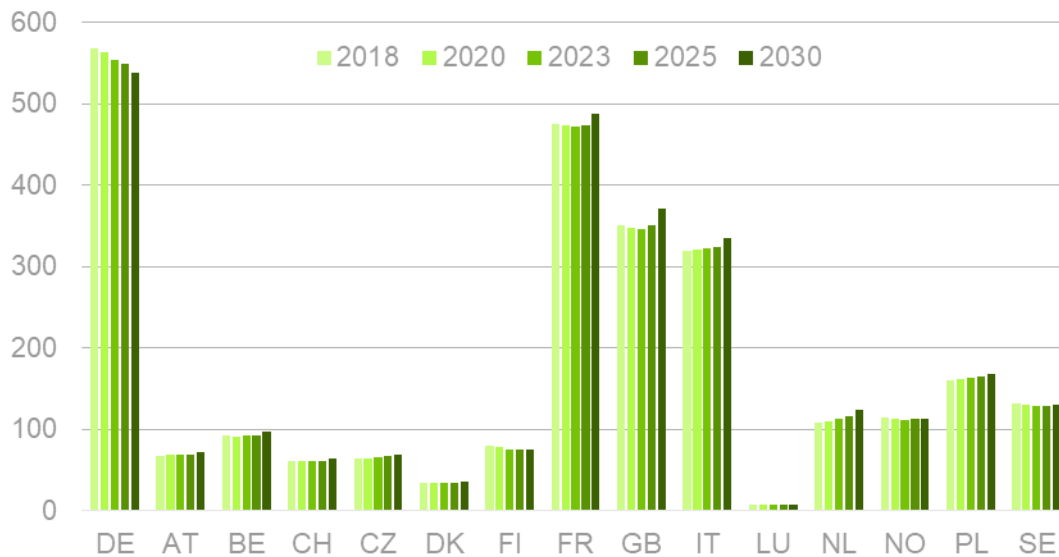
ABBILDUNG 4-22: ENTWICKLUNG DER SEKTORALEN STROMNACHFRAGE IN DEN ANRAINERSTAATEN ZWISCHEN 2015 UND 2050



Quellen: Eigene Berechnungen.

Für die Modellrechnungen zur Szenariengenerierung mit dem europäischen Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH haben wir die hier dargestellten Stromnachfragen ergänzt um Netzverluste (Übertragungs- und Verteilnetz) und den Verbrauch des sonstigen Umwandlungsbereiches (ohne PtH in der Fernwärme). Die sich ergebenden Stromnachfragen sind in Abbildung 4-23 dargestellt.

ABBILDUNG 4-23: ENTWICKLUNG DER STROMNACHFRAGE ZZGL. NETZVERLUSTEN UND ZZGL. DES VERBRAUCHS DES SONSTIGEN UMWANDLUNGSSEKTORS.



Quelle: Eigene Darstellung.

4.5.2 Entwicklung der stündlichen Nachfrage

Neben der Entwicklung der Stromnachfrage auf Jahresbasis spielt insbesondere auch der unterjährige, stündliche Lastverlauf eine bedeutende Rolle für die zukünftigen Anforderungen an das europäische Stromversorgungssystem.¹⁴⁶ Dabei ist nicht nur die Gesamtlast eines Landes von Relevanz, sondern insbesondere

¹⁴⁶ Eine detaillierte Beschreibung unseres Modells zur Generierung stündlicher Laststrukturen findet sich in Anhang E.

auch Entwicklungen in einzelnen Sektoren und Anwendungen. Vor allem müssen Verbrauchsstrukturen betrachtet werden, die sich in der Zukunft voraussichtlich wesentlich verändern werden, sowie solche Anwendungen, die in Zukunft zunehmend flexibilisiert werden können. Dazu gehören neben den in Abschnitt 4.4.2 beschriebenen Flexibilitätsoptionen, deren Potenziale mit der stündlichen Last variieren, in erster Linie Anwendungen mit Speichermöglichkeiten, wie Elektromobilität und Wärmepumpen.¹⁴⁷

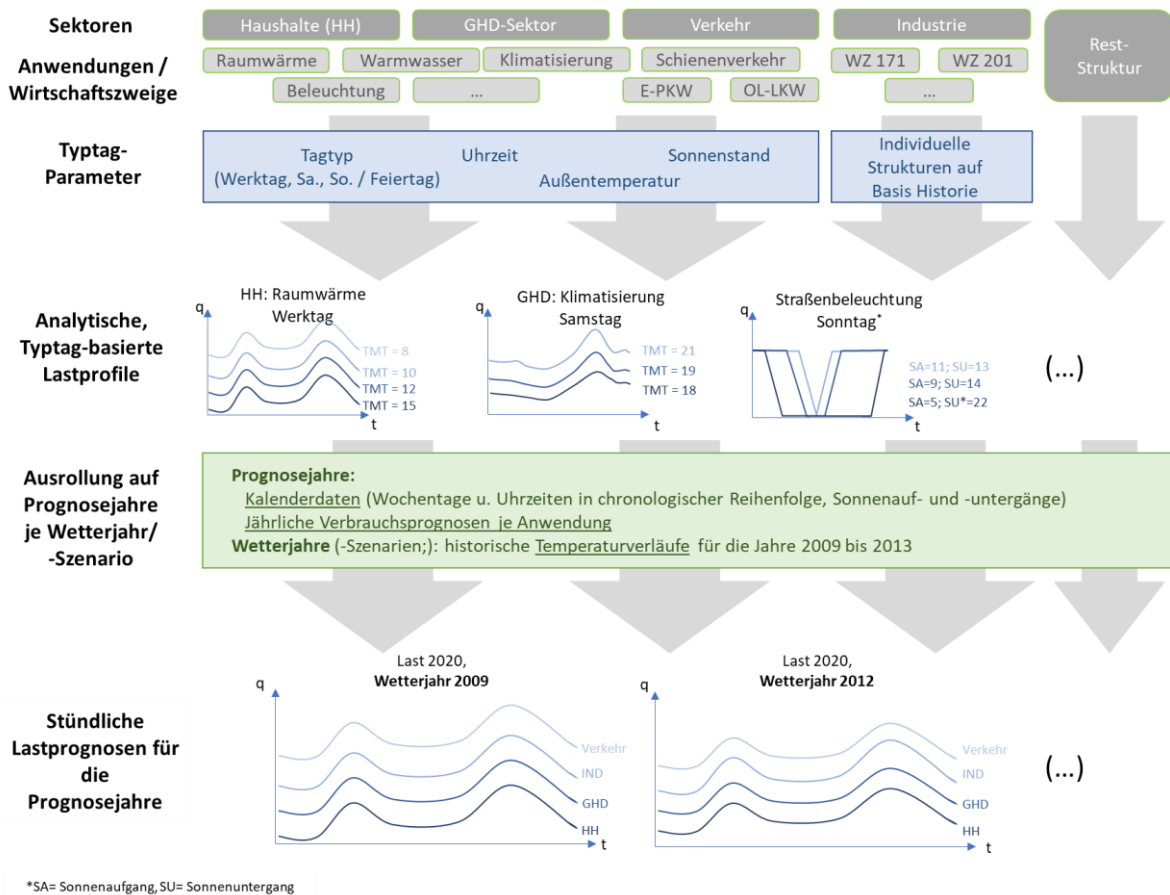
Um die aktuellen Verbrauchsmuster elektrischer Energie sowie deren zukünftige Entwicklungen bestmöglich im Rahmen unserer Strommarktmodellierung berücksichtigen zu können, nutzen wir ein eigens zu diesem Zweck entwickeltes Modell zur Generierung typischer, stündlicher Lastprognosen (vgl. Modellbeschreibung in Anhang E). Dabei verfolgen wir einen *bottom up*-Ansatz, mit dem wir Laststrukturen für einzelne Verbrauchsanwendungen generieren und eine Reststruktur für sonstige Stromverbräuche in Summe ableiten. Neben historischen Verbrauchsdaten wird im Rahmen der analytischen Erstellung anwendungsspezifischer Laststrukturen eine Reihe von fundamentalen Einflussfaktoren für die Stromverbräuche berücksichtigt. Dies sind insbesondere Wetter- und Temperaturdaten sowie Uhrzeiten und Kalenderdaten. Darüber hinaus werden spezifische Annahmen zur zukünftigen Entwicklung einzelner Anwendungen verwendet, wie z. B. eine zunehmende Klimatisierung von Wohn- und Geschäftsräumen oder der Anstieg der Elektromobilität in unterschiedlichen Formen.

Im Rahmen des *bottom-up*-Ansatzes werden für eine Reihe an ausgewählten Anwendungen und Wirtschaftszweigen aus den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie für eine Restgröße stündliche Lastprofile je Land, Wetterjahr und Prognosejahr generiert. Die Laststrukturen für die einzelnen Anwendungen

¹⁴⁷ Zur Modellierung neuer Verbraucher siehe gesonderte Darstellungen im Folgeabschnitt 4.5.3.

werden dabei zunächst als Typtag-basierte Profile je Wetterjahr erstellt. Dabei handelt es sich um typische Verbrauchsmuster in Abhängigkeit davon, an welchem Wochentag, zu welcher Uhrzeit und/oder bei welcher Temperatur der Strom für eine Anwendung bezogen wird.¹⁴⁸ Anschließend werden die Typtag-basierten Lastprofile auf die Prognosejahre ausgerollt. Eine schematische Darstellung der Vorgehensweise ist in Abbildung 4-24 gegeben.

ABBILDUNG 4-24: VORGEHENSWEISE IM MODELL ZUR GENERIERUNG STÜNDLICHER LAST-PROGNOSEN AUF BASIS ANALYTISCHER VERBRAUCHSPROFILE (SCHEMATISCHE DARSTELLUNG)



Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁴⁸ Typtag-basierte Laststrukturen sind Laststrukturen, die die Last in Abhängigkeit der Kombination von Typtag-Parametern (Einflussfaktoren) beschreiben. Typtag-Parameter sind z. B. der Wochentag, die Uhrzeit oder die Temperatur. Letztlich bestimmt die Typtag-Parameter-Kombination das Nutzerverhalten und damit die Stromaufnahme einer Endenergie verbrauchenden Anwendung.

Die Annahmen zu jährlichen Endenergieverbräuchen der abgebildeten Sektoren, Anwendungen und Wirtschaftszweige für das Basisjahr 2011 sowie deren Entwicklungen im Prognosezeitraum werden dem Modell vorgegeben und stammen im vorliegenden Vorhaben aus Analysen des Fraunhofer ISI (vgl. Abschnitt 4.5.1).

Für die *neuen Verbraucher*, d. h. Wärmepumpen und unterschiedliche Formen der Elektromobilität, sind die im beschriebenen Laststrukturmodell erstellten Nachfragestrukturen nicht fix, sondern bilden die Grundlage für die optimierte Steuerung im Rahmen der Strommarktmodellierung, wie nachfolgend erläutert.

4.5.3 Modellierung der Last neuer Verbraucher

Als *neue Verbraucher* werden im Rahmen dieser Studie die zentralen Sektorkopplungstechnologien elektrische Wärmepumpen, Elektromobilität im Personen- und Güterverkehr mit leichten Nutzfahrzeugen sowie Oberleitungs-LKW bezeichnet. Die Stromnachfrage dieser Verbraucher ist unter gewissen Nebenbedingungen teilweise flexibel. Jeweils bestehende Lastverschiebepotenziale haben wir daher in der Analyse berücksichtigt. Im Folgenden wird erläutert, wie wir die stündliche Nachfragestruktur von elektrischen Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen sowie Oberleitungs-LKW im Einzelnen modelliert haben.

Die Abbildung der Elektromobilität im Personen- und Güterverkehr mit leichten Nutzfahrzeugen erfolgt dabei auf Grundlage von aus der Literatur abgeleiteten Fahrprofilen, welche die Nutzung der Fahrzeuge an unterschiedlichen Wochentagen abbilden. Dabei haben wir unterschiedliche Typen von Fahrzeugnutzern, Ladestandorte (zu Hause, am Arbeitsplatz, öffentliches Normalladen, öffentliches Schnellladen) sowie unterschiedliche Ladeleistungen in den Standorten unterstellt.¹⁴⁹

¹⁴⁹ Vgl. u. a. Gnann et al. (2015), Hacker et al. (2011), Hacker et al. (2014), Morrissey et al. (2016), NPE (2017), Schröder und Traber (2012).

Für PKW und leichte Nutzfahrzeuge haben wir angenommen, dass die Fahrzeuge in drei unterschiedlichen Modi geladen werden können: *ungesteuert*, *reduziert* und *intelligent*. Ungesteuertes Laden bedeutet dabei, dass die Fahrzeuge nach dem Abstellen sofort an das Stromnetz angeschlossen und mit der maximalen am Abstellort zur Verfügung stehenden Leistung aufgeladen werden. Beim reduzierten Laden wird das Fahrzeug über den Erwartungswert der gesamten Standzeit mit reduzierter Leistung geladen, so dass am Ende der Standzeit eine vollständige Ladung gewährleistet wird. Sowohl beim ungesteuerten als auch beim reduzierten Laden wird dem Strommarktmodell also ein strukturiertes, nicht veränderbares Verbrauchsprofil vorgegeben. Bei intelligentem Laden wird innerhalb der Standzeit entsprechend der Großhandelspreise am Strommarkt optimiert geladen. Für die Modellierung werden dabei jeweils stündliche Zeitreihen mit Stromverbrauch der fahrenden Fahrzeuge sowie Ladekapazität und Speichervolumen der stehenden Fahrzeuge vorgegeben. Entsprechend der Großhandelspreise am Strommarkt wird dann optimiert geladen, sodass der Speicher nie „leer läuft“ oder „überläuft“ und die geladene Strommenge in einer Stunde auf die verfügbare Ladekapazität der stehenden Fahrzeuge begrenzt ist.

Die Anteile dieser drei Ladestrategien am gesamten Aufkommen von Ladevorgängen variieren im Laufe der Zeit: Während kurzfristig der größte Teil der Ladevorgänge ungesteuert erfolgt, nehmen in der mittleren und langen Frist die Anteile des reduzierten und intelligenten Ladens zu (vgl. Tabelle 4-6). Dieser Entwicklung liegt die Annahme zu Grunde, dass bei steigenden Anteilen an Elektrofahrzeugen im Bestand und steigendem Stromverbrauch durch die Elektromobilität davon ausgegangen werden kann, dass diese Nachfrage gemäß den Wirkungsmechanismen des Marktes und unter Berücksichtigung von Herausforderungen des Verteilnetzes zunehmend intelligent gesteuert wird.

TABELLE 4-6: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER ANTEILE DER DREI LADESTRATEGIEN BIS ZUM JAHR 2030.

KfZ-Typ	Lademodus	2018	2020	2030
Private PKW	Ungesteuert	100%	70%	35%
	Reduziert	0%	20%	40%
	Intelligent	0%	10%	25%
Gewerbliche PKW und leichte Nutzfahrzeuge	Ungesteuert	100%	60%	30%
	Reduziert	0%	40%	70%
	Intelligent	0%	0%	0%

Quelle: Eigene Annahmen.

Es wird davon ausgegangen, dass beginnend mit dem Stichjahr 2023 auch Oberleitungs-LKW genutzt werden. Wir haben unterstellt, dass es sich hierbei um Hybrid-Fahrzeuge handelt, die neben einem elektrischen Antrieb auch einen Diesel-Antrieb nutzen und somit auch längere Zeit unabhängig von einer Oberleitung fahren können. Auf Basis von Literaturangaben zu Verkehrsmengendaten wurde zunächst ein strukturiertes Verbrauchsprofil hergeleitet. Dieses können Oberleitungs-LKW entweder unter Strombezug im Leitungsbetrieb „abfahren“, oder sie können – bei hohen Strompreisen – auf Dieselbetrieb umstellen.¹⁵⁰ Die Möglichkeit einer Rückspeisung von Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung durch Elektrofahrzeuge und Oberleitungs-LKW modellieren wir nicht.

Auch die Stromnachfrage von elektrischen Wärmepumpen haben wir unter Berücksichtigung eines Lastverschiebepotenzials modelliert. Zunächst haben wir in Abhängigkeit von Außentemperatur und Technologiewahl (u. a. ebenfalls abhängig von der Außentemperatur in der Einsatzregion) Annahmen zum Verbrauchverhalten hergeleitet. Darauf aufbauend modellieren wir – analog zur Modellierung des intelligenten Ladens bei Elektrofahrzeugen – die Möglichkeit einer Ver-

¹⁵⁰ Für die Ersatzkosten des Dieselbetriebs wurde dabei die Preisentwicklung leichten Heizöls unterstellt, wobei darauf anfallende Steuern und sonstige regulierte Preisbestandteile sowie deren Unterschiede in den verschiedenen betrachteten Ländern berücksichtigt wurden.

brauchsverschiebung um bis zu drei Stunden. Damit werden zum einen approximativ die Trägheit bei der Abkühlung und Erwärmung eines Gebäudes und zum anderen der kombinierte Einsatz von Wärmepumpen mit Wärmespeichern abgebildet.

4.6 Technische und ökonomische Charakteristika von konventionellen Kraftwerken

Um die Entwicklung des Stromversorgungssystems modellbasiert möglichst realistisch zu prognostizieren, sind im Bereich der konventionellen Kraftwerke unterschiedliche Parameter zu definieren. Dies sind einerseits ökonomische Parameter und andererseits technische Parameter. Die ökonomischen Parameter setzen sich zusammen aus Investitionskosten, fixen und sonstigen variablen Betriebskosten (vgl. Abschnitt 4.6.1 sowie variablen Betriebskosten für den Brennstoffeinsatz und für CO₂-Zertifikate (vgl. Abschnitt 4.6.2)). Die erforderlichen technischen Parameter sind neben der installierten Leistung elektrische Wirkungsgrade, Dauer von An- und Abfahrvorgängen, Mindestteillastbedingungen, Lastgradienten sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke und von Pumpspeicherkraftwerken, da diese aufgrund von Revisionen oder technischen Störungen nicht das ganze Jahr über einsatzbereit sind. In Abschnitt 4.6.3 sind die Annahmen zu den geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerken dargestellt. Bei KWK-Anlagen kommen darüber hinaus insbesondere Brennstoffausnutzungsgrade, Stromkennziffern und Stromverlustkennziffern ergänzend hinzu.

4.6.1 Investitions- und Betriebskosten

Bei einem dynamischen Modellierungsansatz, bei dem Des- / Investitionsentscheidungen modellendogen getroffen werden, sind neben den variablen Kosten für den Brennstoffeinsatz und Emissionsberechtigungen insbesondere die Investitionskosten sowie die fixen und sonstigen variablen Betriebskosten zentrale Modellparameter.

Im Rahmen der Simulationsrechnungen haben wir die in Tabelle 4-7 dargestellte Kostenparametrierung für konventionelle Kraftwerke vorgenommen. Hierzu können wir einerseits auf umfassendes Expertenwissen sowie Erfahrungen aus einer Vielzahl von Projekten zurückgreifen. Andererseits haben wir umfassende Literaturrecherchen durchgeführt und uns mit anderen Auftragnehmern des BMWi sowie weiteren Experten dazu ausgetauscht.

TABELLE 4-7: ANNAHMEN ZU KOSTEN NEUER KONVENTIONELLER KRAFTWERKE

Parameter	Einheit	GuD - Kond.	Offene Gasturbine	Motorkraftwerk	Braunkohle	Steinkohle
Elektrische Leistung (netto)	MW _{el}	> 400	> 100	> 20	> 800	> 700
Investitionskosten (Gesamtkosten ohne Bauzeitinsen)	€ ₂₀₁₆ je kW _{el}	750	410	390	1.700	1.450
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₆ je kW _{el} p.a.	20	9	6	45	42
Sonstige variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₆ je MWh _{el}	1,5	1,0	0,1	1,7	1,3

Quellen: Eigene Annahmen und Berechnungen u. A. auf Basis BEIS (2016), LeighFisher (2016), Parsons Brinckerhoff (2013).

Kraftwerke auf Basis von Braunkohle weisen, dicht gefolgt von der Steinkohle, die höchsten spezifischen Investitionskosten sowie fixen Betriebskosten auf. GuD-Anlagen liegen mit spezifischen Investitionskosten von 750 €₂₀₁₆ je kW_{el} deutlich unterhalb der Kohlekraftwerke. Die geringsten spezifischen Investitionskosten weisen Motorkraftwerke und offene Gasturbinen auf.

4.6.2 Brennstoff- und CO₂-Preise

Wesentliche Treiber für die Höhe der variablen Kosten der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke sind die Brennstoffkosten und die Kosten für CO₂-Emissionsberechtigungen. Die Höhe der Brennstoffkosten wird wiederum neben den Wirkungsgraden der Kraftwerke durch die Preise der eingesetzten Brennstoffe,

d. h. der Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralölprodukte, bestimmt.

In Europa ergeben sich die Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in Abhängigkeit von den globalen Energiemärkten, da diese Energieträger überwiegend importiert werden. Insbesondere bei Erdgas ist jedoch die Besonderheit zu berücksichtigen, dass trotz eines globalen Handels und erheblicher Interdependenzen bei den Preisentwicklungen auch weiterhin mit systematischen Preisdifferenzen in den unterschiedlichen Weltregionen zu rechnen ist. Hohe Transportkosten (LNG) und hohe Kosten der erforderlichen Gasnetzinfrastruktur stehen bei unterschiedlichen Förderkosten auch in der längeren Frist einem einheitlichen Weltmarktpreis entgegen. Für Deutschland ist der Grenzübergangspreis für Erdgas in Europa als relevanter Indikator anzusehen.

Bei unseren Annahmen zu den zukünftigen Entwicklungen der Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle orientieren wir uns im Rahmen dieser Studie in der mittleren und langen Frist (ab 2025) am aktuellen *New Policies Scenario* des *World Energy Outlook (WEO 2017)* der *Internationalen Energieagentur (IEA)*.¹⁵¹ Für die kurze Frist (bis zum Jahr 2023) ziehen wir aktuelle Terminmarktnotierung für Erdgas, Rohöl und Steinkohle an den relevanten Handelsplätzen heran.¹⁵²

Das *New Policies*-Szenario stellt im WEO 2017 der IEA das Referenzszenario dar und bildet in relevanten Bereichen die Entwicklungen ab, die bei der Erstellung der Studie für am wahrscheinlichsten gehalten wurden. In dem Szenario berücksichtigen die Autoren alle zum Zeitpunkt der Studiererstellung (bis Mitte 2017) bereits beschlossenen (teilweise noch nicht in Kraft getretenen) nationalen und

¹⁵¹ Vgl. IEA (2017).

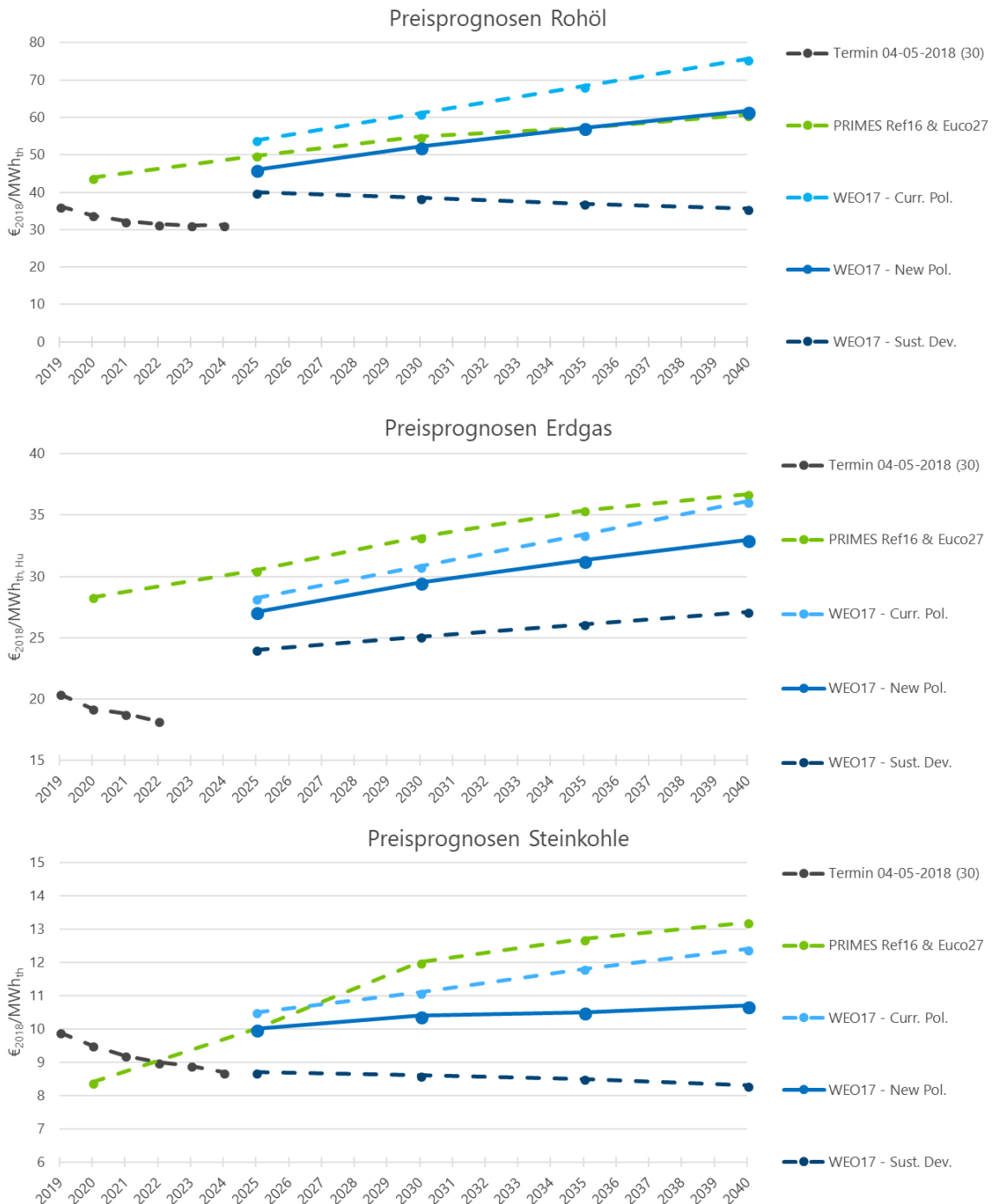
¹⁵² Es wird jeweils der Mittelwert der Preisnotierungen innerhalb der letzten 30 Kalendertage vor dem 04.05.2018 für die folgenden Produkte und Handelsplätze herangezogen: Rohöl: Brent Crude Oil Futures (Last) der ICE; Erdgas: Mengengewichteter Mittelwert aus NCG- und GPL-Jahresfutures (G0BY und G2BY, Settlement) der EEX; Steinkohle: API2 CIF ARA Monatsfutures (FT2M, Settlement) der EEX.

internationalen Politikmaßnahmen und Regularien sowie angekündigte Maßnahmen und Beschlüsse, deren Umsetzung für sehr wahrscheinlich erachtet werden.

Die herangezogenen Preispfade sind in Abbildung 4-25 im Vergleich zu alternativen Preispfaden des *WEO 2017* sowie zu den letzten Prognosen der Europäischen Kommission (*PRIMES EU Reference Scenario 2016* und *EUCO 27*) abgetragen. Dabei ist im jeweiligen Diagramm der gewählte Preispfad (*WEO 2017 New Policies*) durch die (einzige) durchgezogene Linie in mittlerem Blau gekennzeichnet.

Für **leichtes und schweres Heizöl** findet kein globaler oder europäischer Handel in relevantem Ausmaß statt, auf dessen Basis sich entsprechende Handelspreise bilden könnten. Jedoch lassen sich die entsprechenden Preise sehr gut mittels statistischer Analysen aus der Entwicklung der Rohölpreise ableiten. Kostenaufschläge ergeben sich dabei aus den Raffinerieverarbeitungskosten sowie den Transport- und Vertriebskosten.

ABBILDUNG 4-25: PREISPROGNOSEN FÜR ROHÖL, ERDGAS UND STEINKOHLLE: GEWÄHLTE ANNAHMEN NACH WEO2017 (NEW POLICIES) IM VERGLEICH ZU ALTERNATIVEN PREISPFADEN



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EEX (2018a), EEX (2018b), EEX (2018c), ICE (2018), IEA (2017), Europäische Kommission (2016b); Umrechnung der Originalwerte in €_{2018} je MWh_{th} ; Europ. Großhandelspreise ohne Aufschläge für Transport, Strukturierung o.ä.

Für **Braunkohle** existiert ebenfalls kein Weltmarktpreis, da deren Verstromung aufgrund von hohen Transportkosten (fast) ausschließlich in der Nähe der Fördergruben erfolgt. Vielmehr sind die Kosten der Tagebauförderung als relevante Bezugsgröße anzusehen.

Nach Öko-Institut (2017) betragen die Vollkosten der Braunkohleförderung in den Tagebauen im Schnitt rd. $6,5 \text{ €}_{2018}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$. Diese Vollkosten setzen sich aus unterschiedlichen, fixen oder variablen Kostenbestandteilen zusammen, die in unterschiedlicher Weise von kurz-, mittel und langfristigen Betriebsplanungen der Braunkohlekraftwerke abhängig sind:

- Ein Anteil von $1,5 \text{ €}_{2018}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$ (an den oben genannten Vollkosten i. H. v. $6,5 \text{ €}_{2018}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$) ist als variabler, direkt vom kurzfristigen Betrieb der Braunkohlekraftwerke abhängiger Kostenbestandteil zu betrachten. Dieser Anteil wird direkt den Braunkohlekraftwerken als variable Brennstoffbezugskosten zugeordnet.
- Ein zweiter Anteil, ebenfalls in Höhe von $1,5 \text{ €}_{2018}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$, ist als kurzfristig (durch Reduktion der Fördermenge) abbaubarer Anteil der Fixkosten der Tagebauförderung zu betrachten. Dieser Anteil wird den Kohlekraftwerken auf die jährlichen, fixen Betriebskosten aufgeschlagen.^{153,154}
- Schließlich sind $2,5 \text{ €}_{2018}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$ als Anteil an den Fixkosten der Kohlenförderung im Tagebau zu betrachten, die nur mittelfristig durch Kapazitätsreduktion, d. h. Reduktion der maximalen Fördermenge, verringert werden können. Diese mögliche Fixkosteneinsparung ist aus heutiger

¹⁵³ Für die Umlage der $1,5 \text{ €}_{2018} / \text{MWh}_{\text{Br,th}}$ auf die jährlichen Fixkosten der Braunkohlekraftwerke, die in $\text{€ je kW}_{\text{el}}$ anzusetzen sind, wird eine durchschnittliche Auslastung dieser Kraftwerke von 7.000 Vollbenutzungsstunden angenommen. Der resultierende Fixkostenaufschlag in $\text{€ je kW}_{\text{el}}$ hängt schließlich vom Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks ab.

¹⁵⁴ Der hier beschriebene Fixkostenaufschlag ist in den in Abschnitt 4.6.1 ausgewiesenen fixen Betriebskosten für Braunkohlekraftwerke noch nicht enthalten.

Sicht, mit ausreichendem Planungsvorlauf, über eine Reduktion der maximalen jährlichen Fördermenge ab dem Jahr 2025 zu realisieren. In der Modellierung wird die Umlage dieser Kosten auf die variablen Brennstoffbezugskosten der Braunkohlekraftwerke ab dem Jahr 2025 vorgenommen.

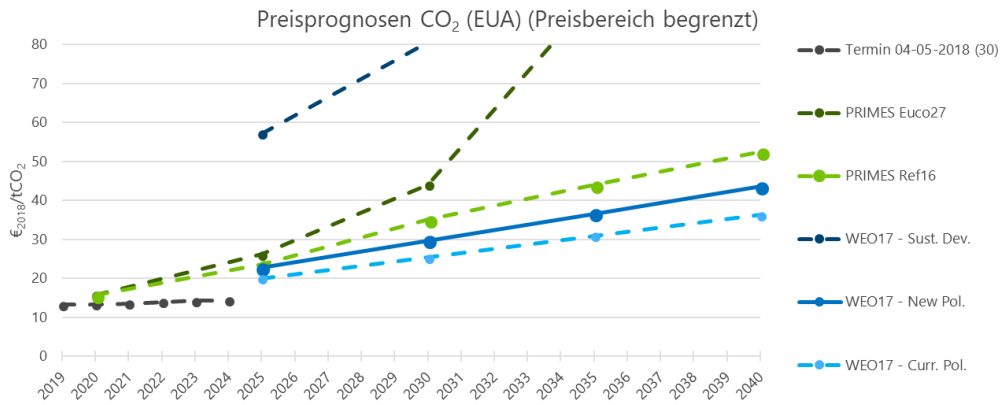
Bei den **Brennstoffkosten frei Kraftwerk** sind für Steinkohle und Erdgas weitere Preisbestandteile zu berücksichtigen. Bei Steinkohle handelt es sich dabei im Wesentlichen um Transportkosten von den europäischen Seehäfen bis zur deutschen Grenze und von der deutschen Grenze bis zum Kraftwerk. In Summe werden hier für Deutschland 1,25 €₂₀₁₈ je MWh_{th} angenommen. Bei Erdgas sind Strukturierungskosten und Margen sowie die Nutzung der Erdgasnetzinfrastruktur zu berücksichtigen. Für Deutschland nehmen wir diese mit 0,5 €₂₀₁₈ je MWh_{th, Hu} an. Für leichtes und schweres Heizöl werden 0,3 €₂₀₁₈ je MWh_{th} veranschlagt.

Bei den Preisen für **CO₂-Zertifikate** gehen wir analog zu unseren Annahmen bei Brennstoffen vor. Während wir für die Jahre bis 2023 Handelsnotierungen für EEX-Futures heranziehen,¹⁵⁵ verwenden wir für die Jahre ab 2025 die Prognosen des *New Policies*-Szenarios des *WEO 2017*. Hier berücksichtigt die IEA insbesondere bereits die (zum Zeitpunkt der Erstellung des *WEO 2017* noch nicht verabschiedete) Reform des EU ETS, was u. a. auch die Differenz der Preiszeitreihe zum Alternativ-Szenario *Current Policies* des *WEO 2017* erklärt.¹⁵⁶ Der gewählte Preispfad ist in der folgenden Abbildung 4-26 im Vergleich mit den alternativen Preispfaden des *WEO 2017* sowie der Prognosen *EU Reference Scenario 2016* und *EUCO 27* der europäischen Kommission abgetragen. Der gewählte Preispfad ist durch die (einzige) durchgezogene Linie in mittlerem Blau gekennzeichnet.

¹⁵⁵ Es wird der Mittelwert der Preisnotierungen innerhalb der letzten 30 Kalendertage vor dem 04.05.2018 für das Produkt FEUA (Settlement) der EEX herangezogen.

¹⁵⁶ Im *Current Policies*-Szenario wird die Fortführung aller Mitte 2017 in Kraft gesetzten Gesetze eingefroren. Die angekündigte ETS-Reform findet in diesem „konservativen“ Szenario keine Berücksichtigung.

ABBILDUNG 4-26: PREISPROGNOSEN FÜR CO₂-ZERTIFIKATE (EUA): GEWÄHLTE ANNAHMEN NACH WEO2017 (NEW POLICIES) IM VERGLEICH ZU ALTERNATIVEN PREISPFADEN



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EEX (2018), IEA (2018), Europäische Kommission (2016); Umrechnung der Originalwerte in €₂₀₁₈ je tCO₂

4.6.3 Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke

Die Leistung steuerbarer Erzeugungsanlagen, wie die von thermischen Kraftwerken oder von Pumpspeicherkraftwerken, steht nicht das ganze Jahr über zur Verfügung. Einerseits sind Anlagen planmäßig bspw. aufgrund von Wartungsarbeiten im Rahmen von Revisionen nicht verfügbar. Andererseits können Anlagen auch ungeplant ausfallen, wenn z. B. ein technischer Defekt einen Betrieb (mit Nennleistung) unmöglich macht.

Diese Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke müssen im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit sowohl bei den Simulationen zur Prognose der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems als auch bei der probabilistischen Simulation im Rahmen der Analyse des Versorgungssicherheitsniveaus berücksichtigt werden.

Bei den fossilen thermischen Kraftwerken differenzieren wir nicht zwischen unterschiedlichen Ländern, da die geplanten und ungeplanten Kraftwerksausfälle entweder in einer vergleichbaren Größenordnung liegen oder für Länder mit nur wenigen Erzeugungsanlagen keine hinreichende Datenbasis verfügbar ist. Bei der

Kernenergie hingegen differenzieren wir zwischen den betrachteten Ländern. Einerseits sind die Bandbreiten der Nichtverfügbarkeiten teilweise erheblich und andererseits liegt eine umfassende Datenbasis zur Nichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken vor, die diese Differenzierung ermöglicht. In Tabelle 4-8 sind die Annahmen zu den geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken dargestellt.

TABELLE 4-8: ANNAHMEN ZU NICHTVERFÜGBARKEITEN KONVENTIONELLER KRAFTWERKE

Nicht-Verfügbarkeiten 2012-2016		Gesamt	Geplant	Ungeplant
Steinkohle		19,7 %	9,4 %	10,4 %
Braunkohle		14,2 %	6,7 %	7,5 %
Öl/Gas-Dampfturbine		17,4 %	7,3 %	10,2 %
Offene Gasturbine		8,8 %	5,1 %	3,7 %
Kombianlagen (KA) & GuD		10,4 %	6,6 %	3,8 %
Pumpspeicher – Turbinen		15,9 %	14,6 %	1,3 %
Pumpspeicher – Pumpen		10,6 %	9,8 %	0,8 %
Kernenergie (2005 – 2015)	Belgien	21,1 %	8,4 %	12,7 %
	Tschechien	19,0 %	14,4 %	4,6 %
	Finnland	6,0 %	4,9 %	1,1 %
	Frankreich	19,7 %	12,3 %	7,4 %
	Deutschland	8,6 %	6,7 %	2,0 %
	Niederlande	10,8 %	5,9 %	4,8 %
	Spanien	13,7 %	9,3 %	4,4 %
	Schweden	22,4 %	11,3 %	11,1 %
	Schweiz	11,9 %	8,9 %	3,0 %
	Großbritannien	27,7 %	12,5 %	15,2 %

Quellen: VGB (2017), VGB (2016), IAEA (2016).

Für die zur Parametrierung der VS-Analyse vorgenommene Zerlegung der Nichtverfügbarkeiten in die Komponenten durchschnittliche Ausfallhäufigkeit und durchschnittliche Ausfalldauer (vgl. Abschnitt 3.3.5) haben wir Ausfallhäufigkeiten gemäß Haubrich und Consentec (2008) angesetzt.¹⁵⁷ Die Ausfalldauern wurden berechnet, indem die in Tabelle 4-8 angegebenen ungeplanten Nichtverfügbarkeiten durch diese Häufigkeiten dividiert wurden.

4.7 Entwicklung der Regelleistung

Im Rahmen der Generierung der Szenarien mit dem europäischen Strommarktmodell bilden wir die in der Praxis bestehende Restriktion ab, dass der Teil der Leistung von Anlagen, der als Regelleistung vorgehalten wird, nicht am Strommarkt vermarktet werden kann.

In unseren Analysen gehen wir von einem im Zeitverlauf konstanten Regelleistungsbedarf aus. Die Höhe der vorgehaltenen positiven Regelleistung ist in Tabelle 4-9 dargestellt.

TABELLE 4-9: VORGEHALTENE POSITIVE REGELLEISTUNG

Land	MW	Land	MW	Land	MW
DE	3.677	DK	1.070	LU	-
AT	540	FI	1.400	NL	750
BE	543	FR	1.850	NO	714
CH	960	GB	900	PL	930
CZ	1.168	IT	4.000	SE	2.100

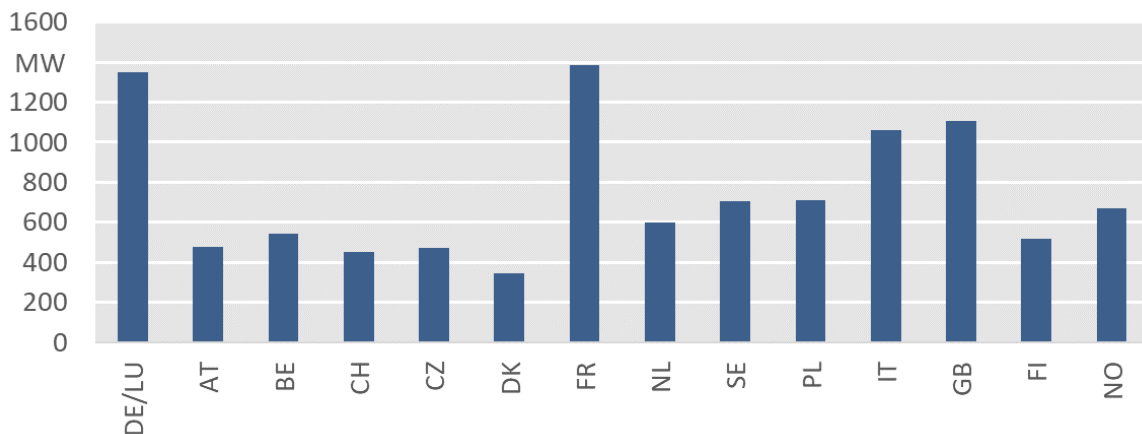
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E (2017b); Mittelwerte über alle angegebenen Zeitpunkte.

Wie in Abschnitt 3.3.3 ausgeführt wurde, wird die Kapazität der zur Deckung hochfrequenter positiver Anteile des Regelleistungsbedarfs vorgehaltenen Erzeugungsanlagen in der VS-Analyse nicht für die Deckung der Residuallast herangezogen. Die sich gemäß der dort ebenfalls beschriebenen Methodik ergebenden

¹⁵⁷ Dabei wurden Teilausfälle anteilig der Häufigkeit von Totalausfällen zugeschlagen.

Werte sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Aufgrund der geringen Schwankungen der sie determinierenden Faktoren werden sie für alle Betrachtungs- und Wetterjahre in gleicher Höhe angesetzt.

ABBILDUNG 4-27: POSITIVE HOCHFREQUENTE ANTEILE DER REGELLEISTUNG JE LAND



Quelle: Eigene Darstellung.

4.8 Entwicklung der grenzüberschreitenden Im- und Exportmöglichkeiten

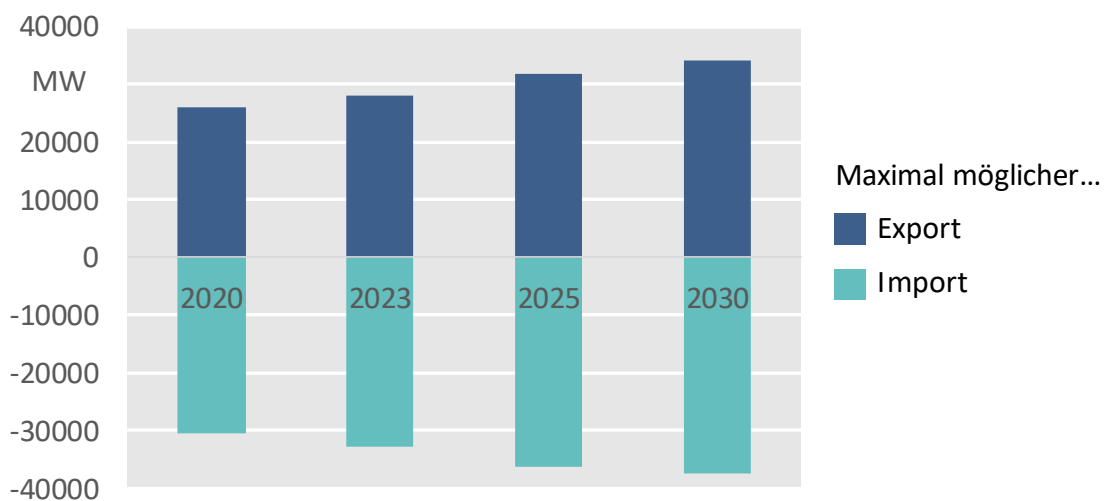
Wie in Abschnitt 3.3.4 beschrieben, bilden die historischen grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten des Basisjahres 2016 den Ausgangspunkt der Modellierung für den Betrachtungsbereich dieser Studie. Diese belaufen sich für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg¹⁵⁸ auf insgesamt 12,5 GW in Export- und 19 GW in Importrichtung.

Unter Berücksichtigung des geplanten Netzausbaus, der Umsetzung der sogenannten „75-Prozent-Regel“ des CEP und des Übergangs auf ein Flow-based-Mo-

¹⁵⁸ Die zum 1.10.2018 erfolgte Herauslösung von Österreich aus der vormals gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland und Luxemburg ist dabei durch einen NTC zwischen Deutschland/Luxemburg und Österreich in Höhe von 4,9 GW je Richtung berücksichtigt.

dell der Austauschkapazitäten ergeben sich für die Betrachtungsjahre dieser Studie im Referenzszenario die in Abbildung 4-28 dargestellten maximalen Export- und Importkapazitäten. Bei der Interpretation dieser Werte ist zu beachten, dass im Flow-based-Modell, anders beim klassischen NTC-Ansatz, die zeitgleich realisierbaren Export- und Importkapazitäten aller Gebotszonen voneinander abhängig sind. Es gibt also keinen Satz von eindeutig definierten maximalen Export- und Importkapazitäten für alle Gebotszonen, die gleichzeitig realisiert werden könnten. Um dennoch eine eindeutige Kenngröße der Netzkapazität zu erhalten, kann aber jeweils die maximal mögliche Export- und Importkapazität einer einzelnen Gebotszone objektiv (als theoretischer Maximalwert) ermittelt werden. Diese Werte werden separat je Gebotszone und Richtung berechnet und sind nicht gleichzeitig realisierbar. Vielmehr kann zum Erreichen des maximalen Exports oder Imports einer Gebotszone eine spezielle Konstellation der Ex- bzw. Importe der übrigen Gebotszonen erforderlich sein.

ABBILDUNG 4-28: MAXIMAL MÖGLICHE EXPORT-/IMPORTKAPAZITÄTEN FÜR DIE GEBOTSSZONE DEUTSCHLAND/LUXEMBURG IM REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung.

Die „maximal mögliche Export- bzw. Importkapazität“ ist also eine objektive Kenngröße, gibt aber theoretische Extremwerte an. In den Simulationsberechnungen werden die genannten Wechselwirkungen zwischen den erzielbaren Ex- und Importen der modellierten Gebotszonen explizit abgebildet.

Auch die realistisch erreichbaren Ex- und Importleistungen sind im Betrachtungsbereich aber deutlich höher als in der Vergangenheit, weil erstens ein erheblicher Netzausbau gerade auch im grenzüberschreitenden Bereich vorgesehen ist, weil zweitens das Flow-based-Modell das stündliche Austarieren der Ex- und Importkapazitäten zwischen den Gebotszonen ermöglicht und weil drittens mit der angenommenen Umsetzung des CEP eine generelle Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazitäten einhergehen wird.

5 Ergebnisse Referenzszenario

Die dem vorliegenden Bericht zugrunde liegenden Modellberechnungen wurden in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 durchgeführt.

In diesem Kapitel stellen wir zunächst die Ergebnisse der Strommarktsimulationen für das Referenzszenario hinsichtlich der Entwicklung des Kraftwerksparks und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen für Deutschland und die berücksichtigten europäischen Länder dar. Die betrachteten Zeitpunkte sind die Jahre 2020, 2023, 2025 und 2030.

Anschließend stellen wir in Abschnitt 5.2 dar, welche Vorteile in Form von Ausgleichseffekten der Last, der Einspeisung von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und bei ungeplanten Ausfällen konventioneller Kraftwerke sich in einem gemeinsamen Binnenmarkt, konkret in den im Rahmen der vorliegenden Untersuchung simultan berücksichtigten Strommärkten von 15 Ländern, ergeben. In Abschnitt 5.3 stellen wir die Ergebnisse der VS-Analysen für das Referenzszenario vor. Den Abschluss des Kapitels bildet ein kurzes Zwischenfazit in Abschnitt 5.4.

5.1 Ergebnisse Strommarktsimulationen

In diesem Abschnitt legen wir zunächst in Abschnitt 5.1.1 dar, wie sich der Kraftwerkspark und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland im Zeitverlauf entwickeln. Dabei zeigen wir auf, welche Entwicklungen aufgrund exogener Vorgaben erfolgen und welche Entwicklungen sich modellendogen aufgrund von Marktanpassungsprozessen ergeben. In Abschnitt 5.1.2 zeigen wir anschließend die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in den berücksichtigten ausländischen Märkten auf.

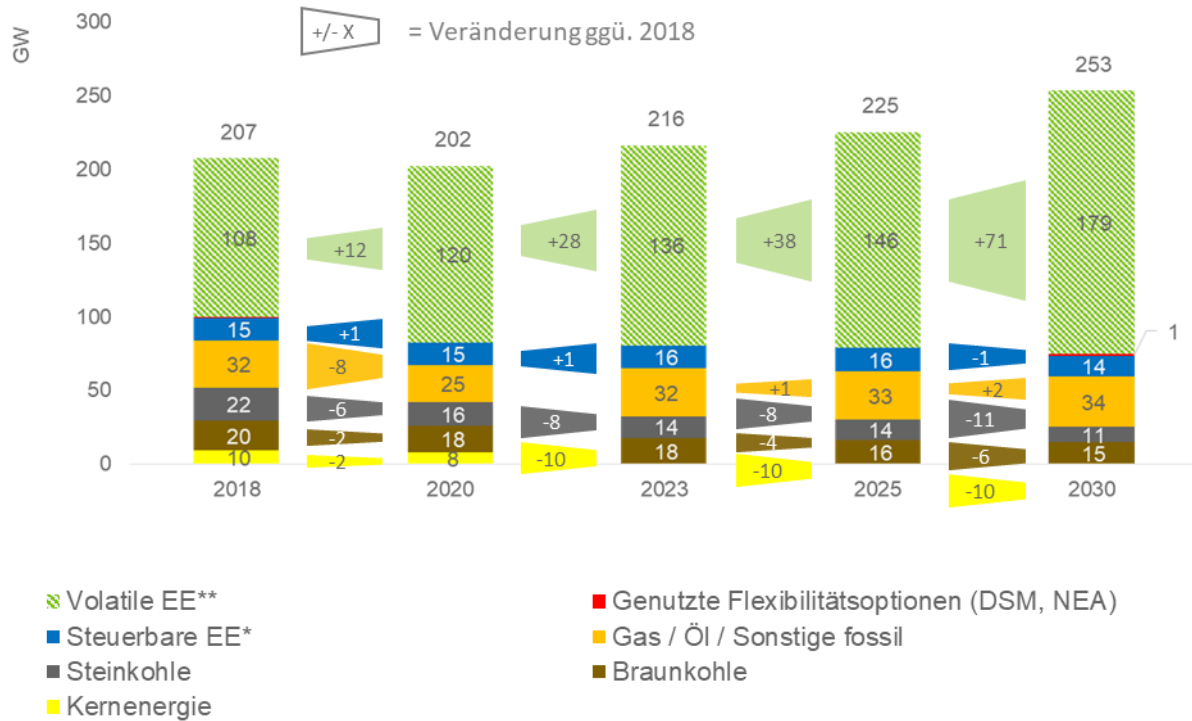
5.1.1 Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland

Die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen sind zentrales Ergebnis der dynamischen Simulationsrechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH.

Die Entwicklung der installierten elektrischen Nettoleistung des Kraftwerksparks sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland sind in Abbildung 5-1 dargestellt. Dabei sind immer nur die Leistungen dargestellt, die tatsächlich für den Markt verfügbar sind.¹⁵⁹ In der Abbildung haben wir zwischen steuerbarer Leistung und der Leistung der volatil einspeisenden erneuerbaren Energien differenziert. Ergänzend sind jeweils die Kategorie-spezifischen Veränderungen gegenüber dem Jahr 2018 dargestellt.

¹⁵⁹ Sowohl regulatorisch bedingte Reserven als auch längerfristig konservierte Kraftwerksleistung (sog. Kaltreserven) sind in den Angaben zur Leistungsentwicklung sowie in den nachgelagerten quantitativen VS-Analysen nicht berücksichtigt.

ABBILDUNG 5-1: ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IN DEUTSCHLAND



* Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. biogener Anteil Müll) und sonstige EE
 ** Wind an Land und auf See, PV, Laufwasser

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die volatil einspeisende Leistung aus Windenergie an Land und auf See, PV und Laufwasser in Summe von 108 GW im Jahr 2018 steigt im Einklang mit dem im Koalitionsvertrag anvisierten Ziel eines Anteils der EE am Bruttostromverbrauch von 65 % auf knapp 180 GW im Jahr 2030 kontinuierlich an. Die installierte Leistung steuerbarer Stromerzeugungsanlagen geht hingegen in Summe zurück.¹⁶⁰

Die installierte Leistung aus Speichern und Pumpspeichern, Bioenergie und sonstiger erneuerbarer Energien bleibt dabei in Summe bis 2025 mit 15 bis 16 GW bis 2025 weitgehend konstant. Im Jahr 2030 geht sie auf 14,3 GW leicht zurück. Treiber hierfür ist die Bioenergie, deren Leistung von 7,5 GW im Jahr 2025 auf etwa

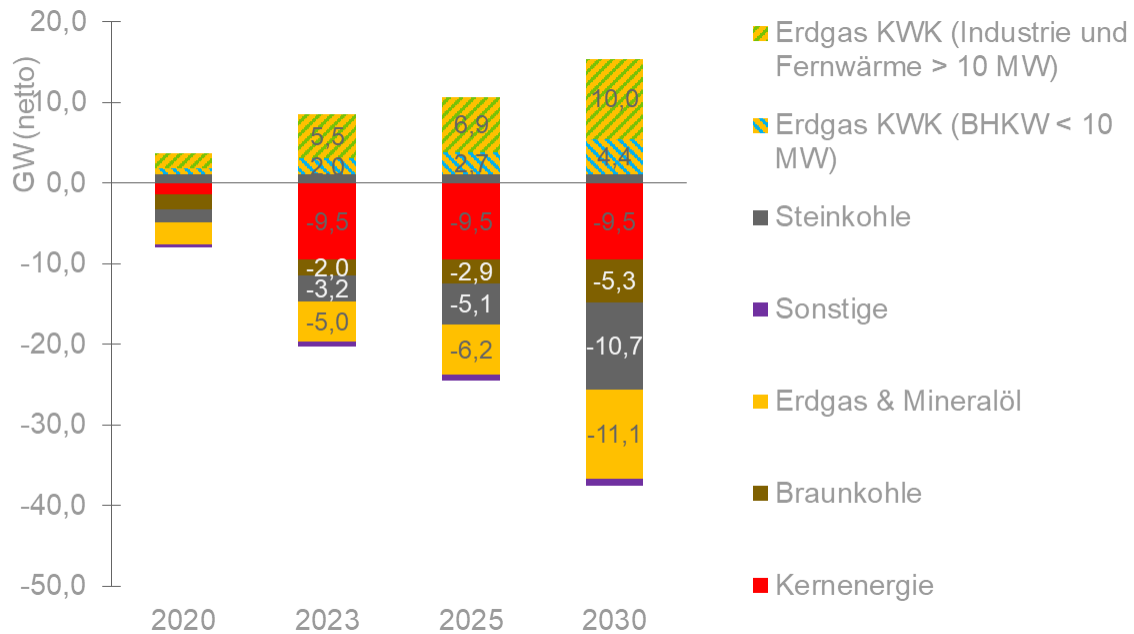
¹⁶⁰ Zu den detaillierten Annahmen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland vgl. Abschnitte 0 und 0.

6 GW im Jahr 2030 zurückgeht. Auch die installierte Leistung auf Basis von Erdgas, Öl und sonstigen nicht erneuerbaren Energieträgern bleibt im Zeitverlauf bis 2030 relativ konstant auf einem Niveau zwischen etwa 32 und 34 GW. Einzig im Jahr 2020 sieht man einen Rückgang auf gut 26 GW, da 7,3 GW aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit vorübergehend in Kaltreserve (davon 4,7 GW GuD / Kond.-Erdgas und 2,7 GW offene Gasturbinen) genommen werden und dem Markt zumindest vorübergehend nicht mehr zur Verfügung stehen. Die Leistung der Kohlekraftwerke nimmt hingegen im Zeitverlauf deutlich ab, wobei ca. 5,6 GW aufgrund unzureichender Wirtschaftlichkeit vorgezogen, d. h. vor Erreichen der technischen Lebensdauer, stillgelegt werden. Bei der Steinkohle halbiert sich die installierte Leistung von 22 GW im Jahr 2018 auf 11 GW im Jahr 2030. Die Leistung der Braunkohle geht von 20 GW im Jahr 2018 um ca. ein Viertel auf knapp 15 GW im Jahr 2030 sukzessive zurück. Die installierte Leistung der Kernenergie ist gemäß Kernenergieausstieg bereits im Jahr 2023 vollständig vom Netz. Die Flexibilitätsoptionen DSM (freiwilliger Lastverzicht der Industrie) und NEA (Netzersatzanlagen) werden in Deutschland nur in einem sehr geringfügigen Umfang erschlossen. Die erschlossene Leistung dieser Flexibilitätsoptionen beträgt ca. 0,4 GW in den Jahren von 2020 bis 2025 und steigt dann auf ca. 0,9 GW im Jahr 2030 an. Die erschlossene Leistung des freiwilligen Lastverzichts beträgt nur einen kleinen Teil des bereits heute gemäß Auswertung des Monitoring Lastmanagement der Bundesnetzagentur nach § 51a EnWG sicher erschlossenen Potenzials in Höhe von 2,5 GW.¹⁶¹

Aufgrund der Annahmen zur technischen Lebensdauer der Kraftwerke, zum Ersatz stillgelegter KWK-Anlagen (vgl. Abschnitt 4.2) sowie der Inbetriebnahme von Dateln IV und des Kernenergieausstiegs berücksichtigen die Ergebnisse folgende Stilllegungen und Zubauten, die dem Modell exogen vorgegeben werden (vgl. Abbildung 5-2).

¹⁶¹ Vgl. Abschnitt 4.4.2.

ABBILDUNG 5-2: EXOGEN VORGEGBENE KUMULIERTE ZU- UND RÜCKBAUTEN GGÜ. 2018 IN DEUTSCHLAND

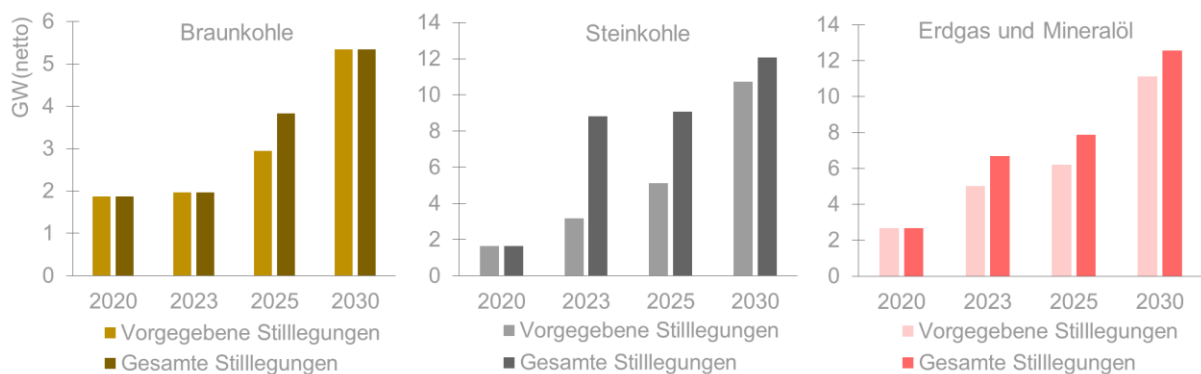


Quelle: Eigene Annahmen.

Im Jahr 2020 geben wir dem Modell gegenüber dem Jahr 2018 in Summe ca. 8 GW zur Stilllegung und 3,7 GW Zubau vor. Die Stilllegungen setzen sich zusammen aus 1,4 GW Kernenergie, 1,9 GW Braunkohle, 1,6 GW Steinkohle, 2,6 GW Erdgas, 70 MW offene Gasturbinen und gut 400 MW von Anlagen, die mit sonstigen fossilen Energieträgern betrieben werden. Der Zubau beinhaltet die Inbetriebnahme von Datteln IV mit 1.055 MW, 800 MW BHKW (je kleiner 10 MW) sowie 1,8 GW Erdgas-KWK in Industrie und der Fernwärmeversorgung. Die kumulierten Stilllegungen nehmen im Zeitverlauf naturgemäß sukzessive weiter zu. Sie betragen ca. 20 GW im Jahr 2023, 24,5 GW im Jahr 2025 und knapp 38 GW im Jahr 2030. Auch der kumulierte exogen vorgegebene Zubau auf Basis von Erdgas-KWK nimmt im Zeitverlauf weiter zu. Dieser beträgt zuzüglich der Inbetriebnahme von Datteln IV ca. 8,5 GW im Jahr 2023, knapp 11 GW im Jahr 2025 und ca. 15,5 GW im Jahr 2030. Der exogen vorgegebene Netto-Leistungsrückgang gegenüber 2018 beträgt im Jahr 2030 damit ca. 22 GW.

Bei den Modellanalysen werden exogene Stilllegungen insbesondere auf Basis von Annahmen zur maximalen technischen Lebensdauer vorgegeben. Dabei handelt es sich aber um den spätesten Stilllegungszeitpunkt. Die Kraftwerksblöcke können modellendogen bereits früher stillgelegt werden (Desinvestition), wenn der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen nicht mehr gegeben ist (vgl. Abbildung 5-3).¹⁶²

ABBILDUNG 5-3: EXOGEN VORGEGEBENE VS. ENDOGEN ERFOLGTE KUMULIERTE RÜCKBAUTEN GGÜ. 2018 IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Berechnungen.

In den Jahren 2020¹⁶³ und 2023 bestehen noch deutliche Überkapazitäten, da modellendogen (vorgezogen) ca. 5,6 GW Steinkohleleistung mehr bzw. vorgezogen stillgelegt werden als exogen vorgegeben. Auch in den Stichjahren 2025 und 2030 liegen die gesamten vorgenommenen Stilllegungen bei Steinkohle-Kraftwerken oberhalb der exogen vorgegebenen Stilllegungen. Bei der Braunkohle erfolgen modellendogen nur im Stichjahr 2025 knapp 900 MW an Stilllegungen, die über

¹⁶² Zur Modelllogik von vorübergehenden Stilllegungen (*Einmottung*) und endgültigen Stilllegungen vgl. Abschnitt 3.2.2.

¹⁶³ Streng genommen bestehen diese Überkapazitäten bereits im Jahr 2020. Aber während wir im Stichjahr 2020 in Abstimmung mit dem BMWi zwar vorübergehende Stilllegungen zulassen, sind endgültige Stilllegungen erst im Stichjahr 2023 zugelassen. Daher werden 5,6 GW Steinkohle im Stichjahr 2020 zunächst vorübergehend und dann im Stichjahr 2023 endgültig stillgelegt. Unabhängig davon berücksichtigen wir diese Anlagen im Sinne eines konservativen Ansatzes nicht in den nachgelagerten quantitativen Versorgungssicherheitsanalysen.

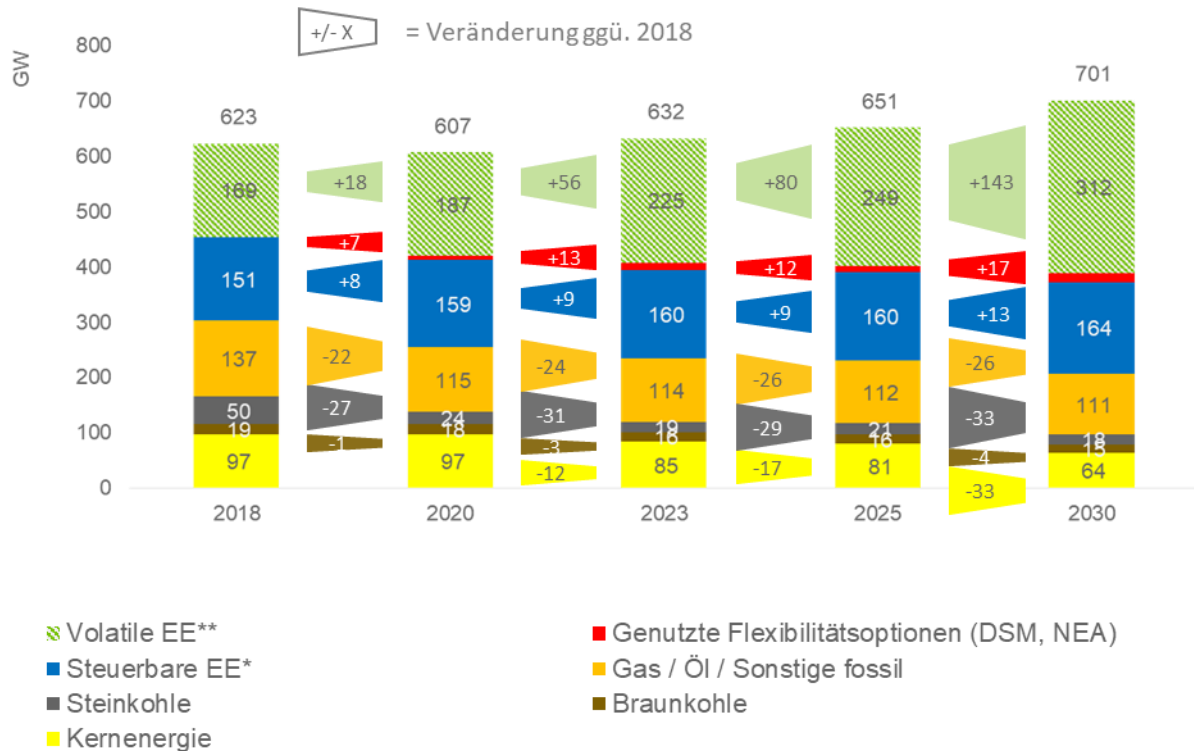
die vorgegebenen Stilllegungen hinausgehen. Dies verdeutlicht den Wettbewerbsvorteil der Braunkohle gegenüber der Steinkohle. Beim Erdgas liegen die endogenen Stilllegungen nur leicht über dem Niveau der vorgegebenen (exogenen) Stilllegungen, wobei die endogenen Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen im Wesentlichen offene Gasturbinen sind. Ein endogener Zubau von Erzeugungsanlagen findet in Deutschland im Zeitraum bis 2030 nicht statt. Es werden lediglich in geringem Umfang Flexibilitätsoptionen (freiwilliger Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen) erschlossen. Ursächlich dafür, dass in Deutschland über die exogenen Vorgaben hinaus keine konventionellen Erzeugungsanlagen errichtet werden, sind die umfangreichen grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte sowie teilweise Überkapazitäten im berücksichtigten Ausland mit Kapazitätsmärkten.

5.1.2 Entwicklung des Kraftwerksparks in den berücksichtigten ausländischen Strommärkten

Auch in den betrachteten europäischen Ländern (AT, CH, FR, GB, IT, LU, BE, DK, NL, PL, CZ, FI, SE, NO) ist die Entwicklung des Kraftwerksparks geprägt von einem starken Anstieg der volatil einspeisenden erneuerbaren Energien Windenergie an Land und auf See, PV und Laufwasser, wobei der Anstieg durch den Ausbau von Windenergie und PV getrieben wird. In Summe steigt die installierte Leistung volatil einspeisender erneuerbarer Energien von 169 GW im Jahr 2018 auf 312 GW im Jahr 2030 deutlich an.¹⁶⁴ Die 312 GW im Jahr 2030 setzen sich dabei zusammen aus 163 GW Windenergie, 120 GW PV sowie 29 GW Laufwasserkraft.

¹⁶⁴ Für detaillierte Informationen zur Entwicklung der erneuerbaren Energie im betrachteten Ausland vgl. Abschnitt 4.3.3.

ABBILDUNG 5-4: ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ZUR ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



* Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. biogener Anteil Müll) und sonstige EE
 ** Wind an Land und auf See, PV, Laufwasser

Quelle: Eigene Berechnungen.

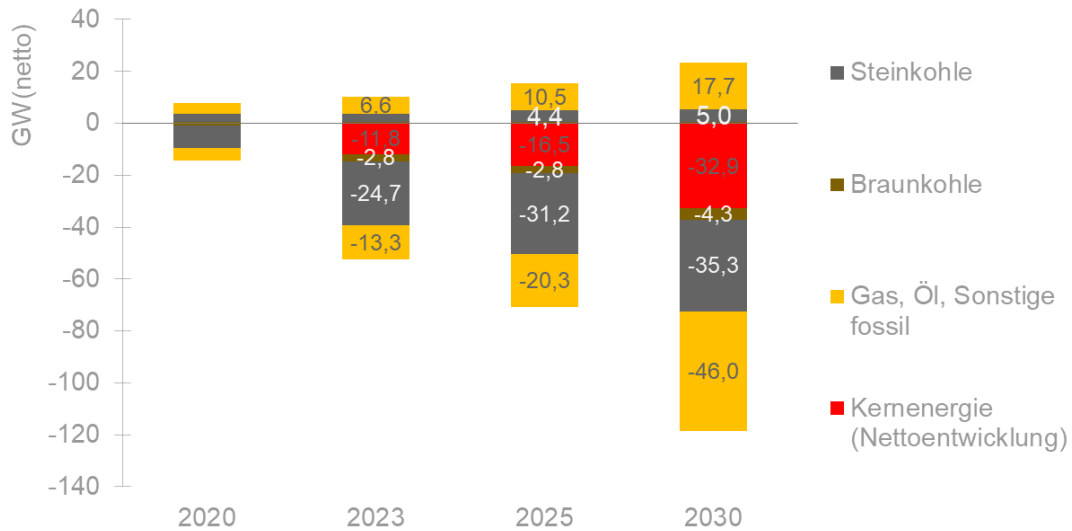
Die installierte Leistung steuerbarer erneuerbarer Energien steigt im Zeitverlauf zwischen den Jahren 2020 und 2030 mit ca. 13 GW geringfügig an und beträgt 164 GW im Jahr 2030. Von diesen 164 GW entfallen 115 GW auf Speicher- und Pumpspeicherwerken, weitere 43 GW auf Bioenergieanlagen sowie 6 GW auf sonstige EE.

Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien sinkt die installierte Leistung der konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Zeitverlauf auch in den anderen betrachteten, europäischen Ländern deutlich ab. So beträgt die installierte Leistung bei Kraftwerken auf Basis von Kohle, Erdgas, Öl und sonstigen fossilen Brennstoffen sowie und Kernkraftwerken im Jahr 2018 noch ca. 303 GW und geht

dann im Zeitverlauf in Summe kontinuierlich zurück. Im Jahr 2030 beträgt die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke nur noch ca. 208 GW. Die stärksten Rückgänge sind mit je ca. 33 GW zwischen dem Jahr 2018 bis zum Jahr 2030 bei Steinkohlekraftwerken und Kernkraftwerken zu verzeichnen. Die installierte Leistung an Erdgas-Kraftwerken nimmt in diesem Zeitraum um ca. 26 GW ab, während die installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken um ca. 4 GW abnimmt. Eine teilweise Kompensation des Rückgangs der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke erfolgt neben der leichten Zunahme an steuerbarer Leistung EE durch die in moderatem Umfang erfolgende Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Form von Netzersatzanlagen (NEA) und freiwilliger Lastverzicht der Industrie (DSM). Die erschlossene Leistung dieser Flexibilitätsoptionen beträgt im Jahr 2020 ca. 7 GW und steigt im Jahr 2023 auf 13 GW und bis zum Jahr 2030 auf 17 GW an.

Ein Teil der Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark der berücksichtigten Länder erfolgt dabei auf Basis exogener Modellvorgaben zur technischen Lebensdauer, zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung durch KWK-Anlagen, politischer Vorgaben zum Bau bzw. Stilllegung von Kohlekraftwerken oder Kernkraftwerken (vgl. Abschnitt 4.2.1). Diese exogenen Vorgaben sind in Abbildung 5-5 als Veränderung gegenüber dem Jahr 2018 abgetragen. Für die Kernenergie ist abweichend von den anderen Technologien / Brennstoffen die Nettoentwicklung der installierten Leistung angegeben.

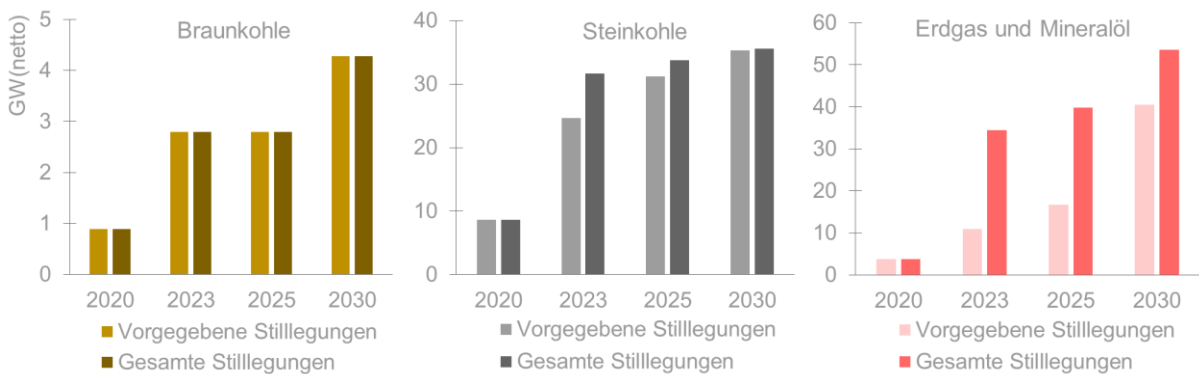
ABBILDUNG 5-5: EXOGEN VORGEGBENE ZU- UND RÜCKABUTEN IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND ALS VERÄNDERUNG GGÜ. DEM JAHR 2018



Quelle: Eigene Annahmen.

Jedoch können auch im berücksichtigten Ausland zusätzlich vorzeitige Stilllegungen (d. h. früher als die exogen gesetzte Außerbetriebnahme) endogen vom Modell vorgenommen werden. Die gegenüber dem Jahr 2018 vorgegebenen und die vorgenommenen kumulierten Stilllegungen sind in Summe über alle berücksichtigten Länder in Abbildung 5-6 abgetragen.

ABBILDUNG 5-6: EXOGEN VORGEGBENE VS. ENDOGEN ERFOLGTE KUMULIERTE RÜCKBAUTEN GGÜ. 2018 IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND

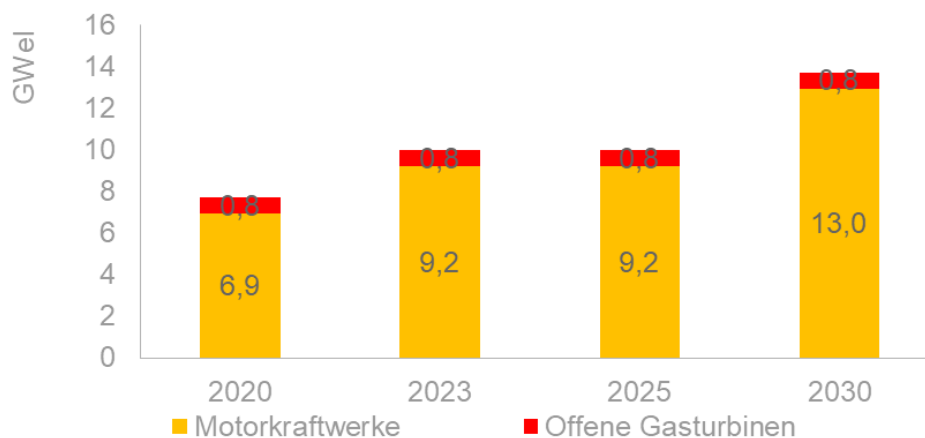


Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei den Braunkohlekraftwerken im berücksichtigten Ausland (Polen und Tschechien) erfolgen keine endogenen Stilllegungen. Bei den Steinkohlekraftwerken erfolgen endogene Stilllegungen aufgrund unzureichender Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs im Umfang von ca. 7 GW im Jahr 2023 und ca. 2,5 GW im Jahr 2025. Bei Kraftwerken auf Basis von Erdgas und Mineralöl erfolgen im Jahr 2023 erhebliche vorgezogene endogene Stilllegungen im Umfang von ca. 23,6 GW, die bis zum Jahr 2025 mit ca. 23,2 GW in etwa konstant bleiben. Im Jahr 2030 betragen die vorzeitigen endogenen Stilllegungen dann noch rd. 13 GW.

Neben der Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Form von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen (vgl. Abbildung 5-4) erfolgt im berücksichtigten Ausland ein modellendogener Zubau von Kraftwerken auf Basis von Erdgas (vgl. Abbildung 5-7).

ABBILDUNG 5-7: ENDOGEN ERFOLGTER KUMULIERTER ZUBAU GGÜ. 2018 IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



Quelle: Eigene Berechnungen.

Gegenüber dem Jahr 2018 werden in den berücksichtigten Ländern ca. 6,9 GW Motorkraftwerke und ca. 0,8 GW offene Gasturbinen modellendogen zugebaut. Während bei den offenen Gasturbinen im weiteren Zeitverlauf kein weiterer Zubau erfolgt, erhöht sich der kumulierte Zubau in den Jahren 2023 und 2025 auf ca. 9,2 GW und bis zum Jahr 2030 weiter auf ca. 13 GW.

Einordnung des Referenzszenarios

Bei der modellbasierten Szenariogenerierung werden die erwarteten Marktanpassungsprozesse analysiert und nachgebildet (vgl. Abschnitt 3.2.2). Diese sind notwendigerweise in gewissem Maße idealisiert, indem im Rahmen der jeweiligen Vorgaben ein unverzögertes Agieren durch stets rationale Marktakteure ermöglicht wird. Zur Berücksichtigung von in der Realität vorhandenen Trägheiten und Hemmnissen wird das Ausmaß dieser Idealisierung jedoch beschränkt:

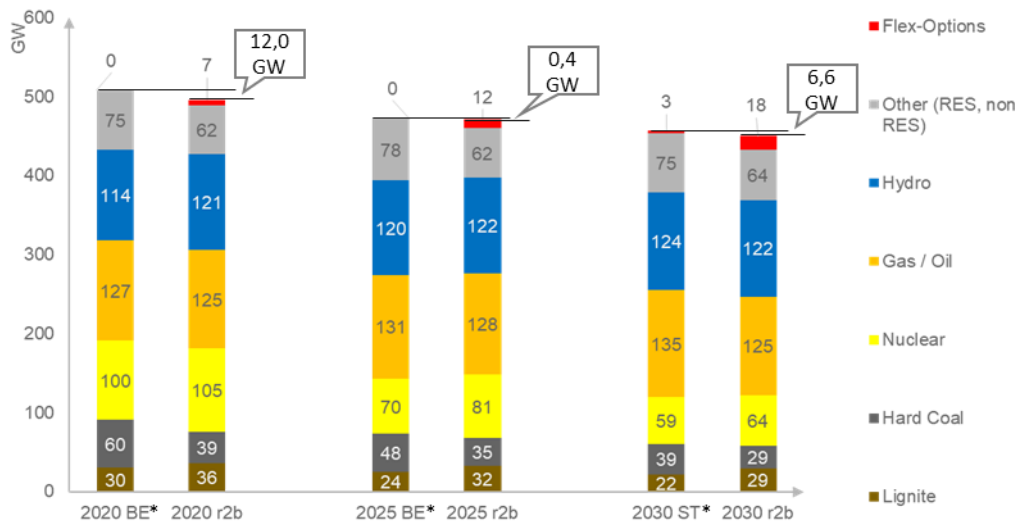
- Kurzfristig bestimmen weitgehende exogene Vorgaben auf Basis umfangreicher Vorabanalysen die Szenarien.
- Endogene Freiheitsgrade gewinnen erst für spätere Betrachtungsjahre an Relevanz, bei denen ausreichende Vorlaufzeiten für Anpassungsprozesse gegeben sind.

Im Folgenden geben wir eine Einordnung der Ergebnisse in Form eines Vergleiches mit Szenarien der deutschen und europäischen ÜNB. Zu diesem Zweck haben wir in Abbildung 5-8 die Entwicklung der installierten Leistung aller steuerbarer Erzeugungsanlagen (ohne Laufwasser) und erschlossenen Flexibilitätsoptionen in den 15 Ländern des Referenzszenarios den Szenarien *Best-Estimate* (Jahre 2020 und 2025) und *Sustainable Transition* des *Mid-Term-Adequacy-Forecast 2017*¹⁶⁵ bzw. *TYNDP 2018* der ENTSO-E gegenüber gestellt.¹⁶⁶

¹⁶⁵ Die Ausgabe 2018 lag zum Zeitpunkt der Durchführung der Analyse noch nicht vor.

¹⁶⁶ Die Vergleichsmöglichkeiten sind aufgrund begrenzter Datenverfügbarkeit und teils unterschiedlicher Rahmenannahmen eingeschränkt. Daher haben wir hier eine andere Aggregation der Technologien / Brennstoffe als in den entsprechenden Abbildungen in den Kapiteln 5 und 6 vorgenommen.

ABBILDUNG 5-8: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG ALLER STEUERbaren ERZEUGUNGSANLAGEN (OHNE LAUFWASSER) UND ERSCHLOSSENEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IN DEN 15 LÄNDERN (INKL. DEUTSCHLAND)



* BE = Best Estimate-Szenario MAF 2017 / ST = Sustainable Transition-Szenario TYNDP

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen und ENTSO-E (2017a) sowie ENTSO-E (2018a).

Das im Rahmen dieser Studie entwickelte Referenzszenario weist eine geringere bis gleich hohe installierte Erzeugungsleistung (inkl. der Flexibilitätsoptionen freiwilliger Lastverzicht der Industrie und NEA) im Vergleich zu den Szenarien von ENTSO-E auf. Mit um 12 GW im Jahr 2020, 400 MW im Jahr 2025 und 6,6 GW im Jahr 2030 geringeren Leistungen stellt das Referenzszenario eine realistische bis konservative Entwicklung des Stromversorgungssystems auf Basis des aktuellen Marktdesigns und bekannter Entwicklungen in Europa dar.

5.2 Ausgleichseffekte im gemeinsamen Strombinnenmarkt

Betrachtet man entsprechend der Integration des europäischen Strombinnenmarkts die Stromversorgungssysteme mehrerer Länder simultan, ergeben sich Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien, die in Summe die Ausgleichseffekte der residualen Last darstellen, sowie Ausgleichseffekte bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.

Die hier dargestellten Ausgleichseffekte bei der Last und der residualen Last sind darauf zurückzuführen, dass die Jahreshöchstlast bzw. die residuale Jahreshöchstlast in den betrachteten Ländern nicht zeitgleich auftreten.

Die Ausgleichseffekte der Last sind in Abbildung 5-9 dargestellt, indem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller betrachteten Länder der zeitungleichen Jahreshöchstlast gegenübergestellt wird. Als deren Differenz ergibt sich der Ausgleichseffekt der Last, der je nach Stichjahr zwischen 29 und 36 GW beträgt.

ABBILDUNG 5-9: AUSGLEICHSEFFEKTE DER LAST: ZEITGLEICHE VS. ZEITUNGLEICHE JAHRESHÖCHSTLAST ALLER BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDER



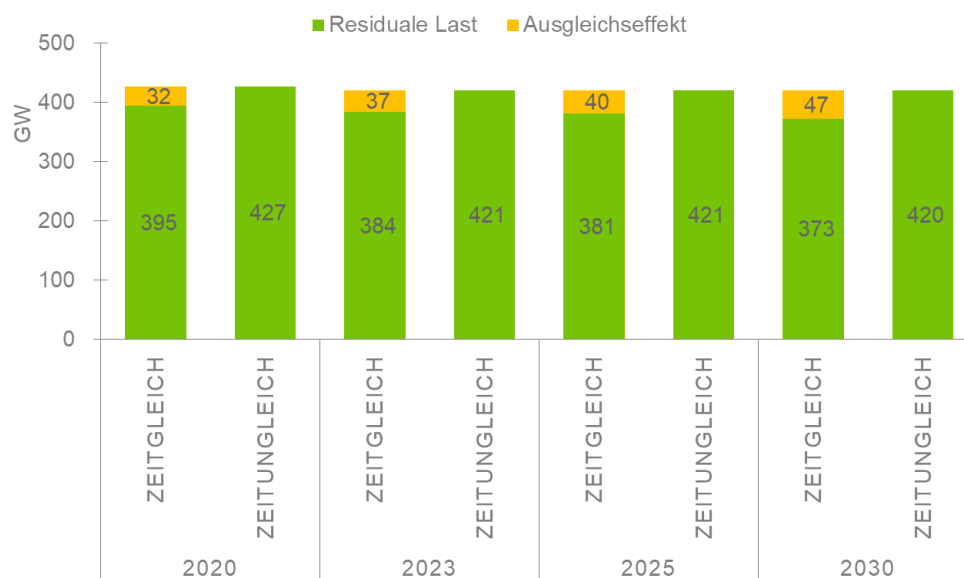
Quelle: Eigene Berechnungen; gemittelt über alle 5 Wetterjahre.

Deutschland trägt als das Land mit dem höchsten Stromverbrauch substantiell zur zeitgleichen und zur zeitungleichen Jahreshöchstlast bei. Die Jahreshöchstlast in Deutschland liegt im Mittel über alle fünf Basisjahre im Jahr 2020 bei ca. 90,2 GW und weist dann eine im Zeitverlauf leicht abnehmende Entwicklung auf. Im Jahr 2023 beträgt sie ca. 89,6 GW, im Jahr 2025 ca. 88,8 GW und im Jahr 2030 ca. 88,7 GW.

Die dargebotsabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien führt zu einer weiteren Verstärkung dieser Ausgleichseffekte, da geringe Einspeiseniveaus weder

zeitgleich in allen Ländern noch zeitlich zur jeweiligen Höchstlast auftreten. Um diesen Effekt zu quantifizieren, stellen wir in Abbildung 5-10 die zeitgleiche residuale Jahreshöchstlast aller betrachteten Länder der Summe der zeitungleichen residualen Jahreshöchstlasten gegenüber. Die Differenz stellt den hier betrachteten Ausgleichseffekt der residualen Last dar, der je nach Stichjahr zwischen 32 und 47 GW beträgt.

ABBILDUNG 5-10: AUSGLEICHSEFFEKTE DER RESIDUALEN LAST: ZEITGLEICHE VS. ZEITUNGLEICHE RESIDUALE JAHRESHÖCHSTLAST ALLER BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDER



Quelle: Eigene Berechnungen; gemittelt über alle 5 Wetterjahre.

Die absolute residuale Jahreshöchstlast in Deutschland liegt (im Mittel über alle fünf Wetterjahre) im Jahr 2020 bei ca. 79,2 GW und weist dann eine im Zeitverlauf leicht abnehmende Entwicklung auf. Im Jahr 2023 beträgt sie ca. 77,2 GW, im Jahr 2025 ca. 76,2 GW und im Jahr 2030 ca. 72,6 GW.

Ausgleichseffekte bestehen nicht nur hinsichtlich der (residualen) Jahreshöchstlast, sondern reduzieren auch das effektive Risiko durch Kraftwerksausfälle in erheblichem Maße. Grund hierfür ist, dass das gleichzeitige Auftreten hoher Ausfallleistungen in mehreren Ländern unwahrscheinlicher ist als bei nationaler Betrachtung.

Um die Größenordnung dieses Effekts aufzuzeigen, haben wir exemplarisch für das Betrachtungsjahr 2023 die 350 simulierten Jahreszeitreihen der stündlichen Ausfallleistungen ausgewertet.

Wenn man beispielsweise für jedes Land die kumulierte Ausfallleistung ermittelt, die dort in 20 % der Zeit überschritten wird, und diese Länderwerte über alle im Modell betrachteten Länder aufsummiert, so ergibt sich ein Wert von ca. 53 GW. Vergleicht man diesen mit der Verteilung der summarischen Ausfallleistung über alle modellierten Länder (bei der stündlich die Summe über alle Länder gebildet und somit die Gleichzeitigkeit berücksichtigt wird), wird der Wert von 53 GW nur in 1,5 % der Zeit überschritten.

Noch stärker ist der Ausgleichseffekt, wenn man die Ausfallleistungen je Land betrachtet, die national nur in jeweils 10 % (anstatt 20 %) der Zeit überschritten wird. Deren Summe von 58 GW wird bei internationaler Betrachtung nur in 0,02 % (statt 1,5 %) der Zeit überschritten.

Der relative Vorteil des Ausgleichseffekts, also die relative Senkung des Risikos, dass eine bestimmte Ausfallleistung überschritten wird, wird also größer, je kleiner das Risikoniveau ist. Mit anderen Worten: Je seltener (aber im potentiellen Schadensausmaß gravierender) die Fälle werden, desto stärker senkt der Ausgleichseffekt das Restrisiko. Dies ist nicht etwa ein zufälliger Effekt der konkreten Ausfallziehung, sondern ein systematischer Effekt, der sich z. B. anhand von Normalverteilungen theoretisch nachvollziehen lässt.¹⁶⁷

Die obigen Ausführungen zeigen, dass die europäischen Ausgleichseffekte einen erheblichen Umfang haben. Ihr Nutzen in Bezug auf die Versorgungssicherheit

¹⁶⁷ Es sei noch erwähnt, dass extremere Fälle als die oben genannten 10 % Überschreitungswahrscheinlichkeit hier nicht sinnvoll ausgewertet werden konnten. Denn wenn man z. B. die Ausfallleistung bestimmt, die je Land in immerhin 5 % der Zeit überschritten wird, dann stellen wir fest, dass deren Summe in der Gesamtverteilung aller Länder (mit Ausgleichseffekt) überhaupt nicht mehr vorkommt. Das bedeutet, dass es bei mehr als 3 Millionen simulierten Stunden keine einzige gab, die in der Summe der Ausfallleistung über alle Länder diesen Wert überschritten hat.

besteht darin, dass in Zeiten mit Importbedarf eines Landes (bzw. einer Gebotszone) Länder mit momentanem Überschuss an Erzeugungskapazität aushelfen können. Hierdurch werden die Anforderungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten gegenüber einer rein nationalen Betrachtung gesenkt. Eine vollständige Nutzung der Ausgleichseffekte ist nur dann möglich, wenn entsprechende grenzüberschreitende Transportkapazitäten gegeben sind. Angesichts der bereits heute bestehenden Transportkapazitäten und des künftigen erheblichen weiteren Netzausbaus kann ein Großteil der Ausgleichseffekte genutzt werden.

Die Höhe der grenzüberschreitenden Aushilfe wird im VS-Modell in zweierlei Hinsicht beschränkt: Erstens werden die Transportkapazitäten des Übertragungsnetzes beachtet (vgl. Abschnitt 3.3.4), und zweitens erfolgt Aushilfe nur insoweit, als dadurch kein (zusätzlicher) Lastüberhang in der aushelfenden Gebotszone auftritt (vgl. Abschnitt 3.3.6 einschließlich der dortigen Diskussion zu möglichen alternativen Annahmen).

In der Praxis ist das Erbringen solch grenzüberschreitender Aushilfe im technisch möglichen Umfang übrigens sicher zu erwarten, weil es für die Marktteure aufgrund hoher Marktpreise in der Gebotszone mit Importbedarf äußerst lukrativ ist, diese mit Strom zu beliefern.

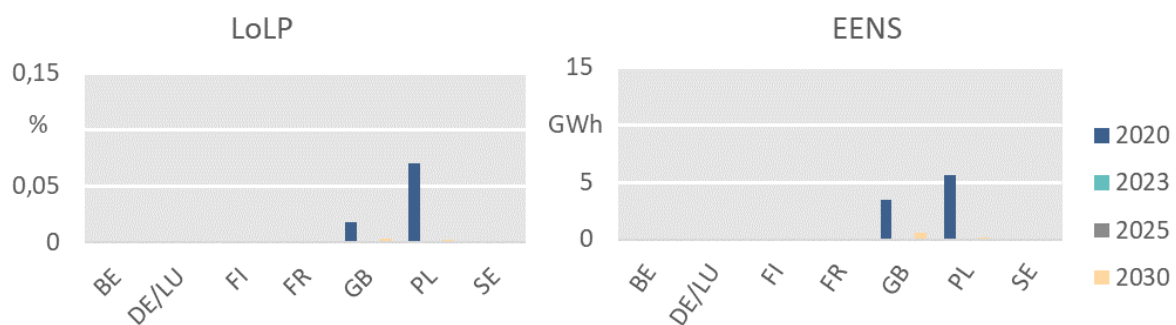
In den nachfolgend vorgestellten Ergebnissen der VS-Analyse wird die grenzüberschreitende Aushilfe durch eine dedizierte Ergebnissennggröße beschrieben, nämlich den erforderlichen Import zur Vermeidung von Lastüberhängen (vgl. Abschnitt 2.2.3).

5.3 Ergebnisse VS-Analysen

LoLP und EENS

In Abbildung 5-11 sind die Kenngrößen LoLP und EENS für die vier Betrachtungsjahre dargestellt. Die Darstellung beschränkt sich aus Gründen der Übersichtlichkeit neben Deutschland/Luxemburg auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt.¹⁶⁸

ABBILDUNG 5-11: VS-KENNZAHLEN IM REFERENZSZENARIO FÜR DE/LU* UND FÜR LÄNDER MIT KENNZAHLEN GRÖßER NULL



Quelle: Eigene Darstellung.

* DE / LU bilden eine gemeinsame Gebotszone im Strommarkt, daher gelten DE-Ergebnisse auch für LU

Es zeigt sich, dass in der vorliegenden Untersuchung deutsche Verbraucher jederzeit sicher versorgt werden können (LoLP = EENS = 0). Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %.

Nennenswerte LoLP- und EENS-Werte treten nur für Großbritannien und Polen und nur für 2020 auf.¹⁶⁹ Die durchschnittliche Höhe des Lastüberhangs, die sich aus dem Verhältnis von EENS und LoLP ermitteln lässt¹⁷⁰, beträgt zwischen 1 und

¹⁶⁸ Einige der von Null verschiedenen Werte sind so klein, dass sie in der grafischen Darstellung kaum oder gar nicht von Null zu unterscheiden sind.

¹⁶⁹ Die Ergebniskennzahlen für das Ausland sind allerdings aufgrund der Randlage im Modell mit Unsicherheiten behaftet, vgl. Abschnitt 3.3.2.

¹⁷⁰ Durchschnittlicher Lastüberhang = $EENS / (LoLP \cdot 8760 \text{ h/a})$

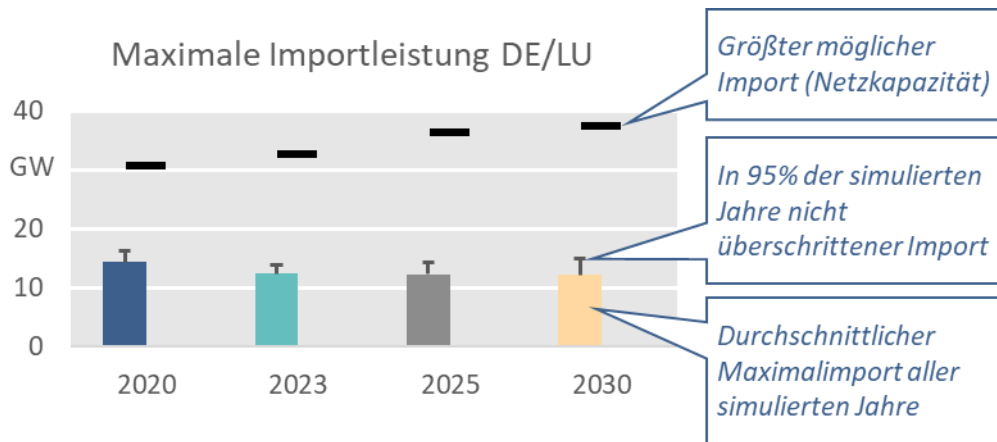
2 GW. In beiden Ländern sinken die Werte anschließend wieder auf (quasi) null. In Großbritannien korrespondiert dieses Ergebnis mit der Fertigstellung mehrerer grenzüberschreitender Netzausbauvorhaben im nächsten Stichjahr 2023 (vgl. Tabelle B-1). In Polen korrespondiert es mit der Einführung des Kapazitätsmarktes, der zum nächsten Stichjahr 2023 wirksam wird (vgl. Abschnitt 4.1).

Erforderliche Importe

Abbildung 5-12 zeigt die Höhe der Importe nach Deutschland/Luxemburg, die erforderlich sind, um dort Lastüberhänge zu vermeiden. Grundlage der Darstellung sind die Maximalwerte der erforderlichen Importleistung, die in jeweils einem simulierten Jahresverlauf auftreten. Dabei gibt die Höhe der Säulen je Betrachtungsjahr an, welcher Maximalimport im Durchschnitt über alle jeweils 1.750 Simulationsjahre¹⁷¹ auftritt. Die „Antennen“ oberhalb der Säulen markieren die Importleistung, die in 95 % der Simulationsjahre in keiner Stunde überschritten wird. Als Vergleichsmaßstab ist in Form schwarzer Striche je Betrachtungsjahr die maximal mögliche Importkapazität angegeben, also der theoretische größte mögliche Import nach Deutschland/Luxemburg aus Netzsicht (vgl. Abschnitt 4.8).

¹⁷¹ Zur Erläuterung des Konzepts, ein Betrachtungsjahr durch viele Simulationsjahre zu untersuchen, siehe Abschnitt 3.3.6.

ABBILDUNG 5-12: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IM REFERENZZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung.

* Erforderliche Importe, um Lastüberhang zu vermeiden. Marktliche Importe können hiervon abweichen.

Es zeigt sich, dass – jedenfalls in einzelnen Stunden und je nach Zusammentreffen der modellierten Unsicherheiten – nennenswerte Importleistungen erforderlich sind. Diese liegen höher als derzeit beobachtete Importmaxima; beispielsweise betrug die maximale Importleistung nach Deutschland/Luxemburg im Zeitraum 1.10.2017 bis 30.9.2018 ca. 7,9 GW.¹⁷² Gründe hierfür sind zum einen die Tatsache, dass die Bandbreite der in der VS-Analyse modellierten Unsicherheiten größer ist als die der im letzten Jahr tatsächlich eingetretenen Situationen, und zum anderen der im vorigen Abschnitt diskutierte Rückgang der steuerbaren Erzeugungskapazität in Deutschland.

Allerdings liegt die für die Versorgungssicherheit erforderliche maximale Importleistung durchweg deutlich unterhalb der jeweiligen maximalen Importkapazität. Der Abstand steigt im Zeitverlauf sogar an, weil die Importkapazität aufgrund des Netzausbaus zunimmt, während die erforderlichen Importleistungen nahezu gleich bleiben. Auch sind Importe nur kurzzeitig im hier dargestellten Umfang

¹⁷² Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von Daten von smard.de

erforderlich: Die durchschnittlich erforderliche Importenergie – das ist das Jahresintegral über die stündlichen erforderlichen Importleistungen – liegt in allen Betrachtungsjahren unter 0,5 % des Bruttostromverbrauchs.¹⁷³

Das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importen ist also im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität als niedrig einzustufen. Es sei aber darauf hingewiesen, dass dennoch gewisse Vorbereitungen auf die künftig stärkere Rolle der grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte zu treffen sind. Dies betrifft zum einen die Prüfung und ggf. Umsetzung von Maßnahmen, um die gemäß CEP verpflichtenden und in dieser Untersuchung angenommenen Austauschkapazitäten unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit zu realisieren (vgl. Abschnitt 3.3.4). Zum anderen sollte eine Vorbereitung auf zwar heute bereits (im Rahmen der Allokation grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten) zulässige¹⁷⁴, aber in der Praxis noch unübliche internationale Austauschmuster erfolgen. Dies betrifft nicht nur zeitweise höhere Importleistungen nach Deutschland, sondern zum Beispiel auch vermehrte Exporte aus Italien. In diesem Zusammenhang können Anpassungen betriebsplanerischer Prozesse, aber auch netztechnische Maßnahmen, wie die Installation von Betriebsmitteln zur Spannungs-Blindleistungs-Steuerung, erforderlich sein.

5.4 Zwischenfazit Ergebnisse Referenzszenario

Das Referenzszenario stellt den Ansatz einer *best-guess*-Analyse ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahme in Deutschland dar. Aktuelle Entwicklungen und politische Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa werden abgebildet – eine

¹⁷³ Die Importe im Rahmen der VS-Analysen sind keine marktlichen Importe, da der Import im VS-Modell immer die letzte Möglichkeit der Lastdeckung darstellt, nachdem alle inländischen Möglichkeiten ausgeschöpft sind. Die marktlichen Importe weichen daher von denen der VS-Analysen ab.

¹⁷⁴ Die Summe der Importkapazitäten nach Deutschland/Luxemburg betrug bereits 2016 ca. 14 GW (ohne die damals noch integrierte österreichische Grenze, für die mit der Einführung der getrennten Bewirtschaftung ab 1.10.2018 weitere 4,9 GW anzusetzen sind).

Ausnahme stellt jedoch die Nicht-Erreichung der deutschen Klimaschutzziele aufgrund einer fehlenden Maßnahme zur erforderlichen Reduktion der CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken dar. Die Leistung und damit die Stromerzeugung von Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken gehen zurück und werden in Deutschland und Europa durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Flexibilisierung des Stromversorgungssystems ersetzt. Zur Gewährleistung der KWK-Wärmeversorgung (Fernwärme und sonstige gekoppelte Wärmeerzeugung) werden Kohle-KWK-Anlagen in Deutschland und Europa im Wesentlichen durch Erdgas-KWK ersetzt. Überkapazitäten von fossil befeuerten Kraftwerken werden in Deutschland und Europa mit zeitlichen Trägheiten im Rahmen marktlicher Anpassungsprozesse abgebaut. Die steuerbare konventionelle Erzeugungsleistung in Deutschland und Europa geht bei weiterem Zusammenwachsen der nationalen Märkte und unter Nutzung von Ausgleichseffekten im Zeitverlauf zurück.

Die VS-Analyse für das Referenzszenario ergibt, dass das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch bleibt. Deutsche Verbraucher können in der vorliegenden Untersuchung jederzeit sicher versorgt werden, d. h. die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit (LoLP) beträgt im gesamten Betrachtungszeitraum null.

Für das ermittelte sehr hohe VS-Niveau sind mehrere Ursachen verantwortlich:

- So bestehen für Versorger aufgrund des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems hohe Anreize zur Einhaltung eingegangener Lieferverpflichtungen. Es ist für Marktakteure rational, sich gegen potenziell sehr hohe Ausgleichsenergiepreise durch Kontrahierung ausreichender Erzeugungs- und / oder Flexibilitätskapazität abzusichern, was unmittelbar oder mittelbar entsprechende Investitionsanreize auslöst.

- Das Stromversorgungssystem weist derzeit Überkapazitäten auf. Bei marktlichen Anpassungen durch Abbau dieser Überkapazitäten über Stilllegungen von Bestandsanlagen aus Wirtschaftlichkeitsgründen bestehen gewisse Trägheiten.
- Kapazitätsmärkte im Ausland (hier berücksichtigt: Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien) schaffen neue Überkapazitäten, die im Markt auch das VS-Niveau in Deutschland positiv beeinflussen.
- Neue Kapazitäten entstehen auch durch den Ersatz von KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung sowie durch den geförderten Zubau von EE-Anlagen.
- Im Strombinnenmarkt bestehen erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.
- Und schließlich besteht erhebliches Potenzial zur Flexibilisierung des Verbrauchs (einschließlich „neuer“ Verbraucher und einer großen Kapazität wirtschaftlich erschließbarer Flexibilitätsoptionen im Bereich von freiwilligem Lastverzicht in der Industrie), der KWK und der Bioenergie sowie bei Netzersatzanlagen.

Diese Ursachen für das durchweg hohe VS-Niveau sind teils substitutiv: Eine Schwächung oder gar ein Wegfall einer Ursache stellt das VS-Niveau nicht in Frage, sondern würde im Strommarkt durch Anpassungsreaktionen an anderer Stelle kompensiert. Aufgrund dieser Substitutionsmöglichkeiten gibt es mehr als nur einen einzigen Entwicklungspfad des versorgungssicheren Systems.

6 Sensitivitäten

Ausgehend vom Referenzszenario haben wir verschiedene Sensitivitäten berechnet, um die Auswirkungen abweichender Annahmen auf die Entwicklung des Stromversorgungssystems und die resultierenden Veränderungen in den jeweils nachgeschalteten VS-Analysen zu quantifizieren. Hierbei haben wir drei Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, bei denen auch im europäischen Strommarktmodell mit veränderten Annahmen gerechnet wird, sowie eine Sensitivität, bei der nur in der VS-Analyse eine veränderte Annahme gesetzt wird.

Folgende Sensitivitäten haben wir in Abstimmung mit dem BMWi untersucht:

- 1) „Best-guess“-Kosten der Flexibilitätsoptionen Netzersatzanlagen (NEA) und freiwilliger Lastverzicht der Industrie
- 2) Zielerreichung Klimaschutz mittels ordnungsrechtlicher Maßnahme zur Reduktion der am Markt befindlichen Leistung von Kohlekraftwerken
- 3) Verzögerter grenzüberschreitender Netzausbau
- 4) Geringere physische als vom Markt wahrgenommene grenzüberschreitende Austauschkapazität

6.1 Sensitivität 1: „best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen“

In der Sensitivität „*best-guess-Kosten Flexibilitätsoptionen*“ haben wir gegenüber dem Referenzszenario abweichende jährliche fixe Betriebskosten und Erschließungskosten (im Folgenden Fixkosten) für NEA und freiwilligen Lastverzicht angesetzt. Im Referenzszenario haben wir in Abstimmung mit dem BMWi im Sinne einer konservativen Herangehensweise für das Monitoring der Versorgungssicherheit abweichend von der aus unserer Sicht realistischsten Annahme zu Kostenstrukturen dieser Flexibilitätsoptionen höhere Fixkosten angesetzt (vgl. auch Abschnitt 4.4). In dieser Sensitivität ist unsere *best-guess*-Annahme unterstellt. In folgender Tabelle sind die Annahmen zu den Fixkosten im Referenzszenario und

in der Sensitivität „best-guess-Kosten NEA / freiwilliger Lastverzicht“ gegenübergestellt.

TABELLE 6-1: VERGLEICH DER JÄHRLICHEN FIXEN BETRIEBSKOSTEN UND ERSCHLIEßUNGSKOSTEN VON NETZERSATZANLAGEN UND FREIWILLIGER LASTVERZICHT DER INDUSTRIE

	NETZERSATZANLAGEN	LASTVERZICHT
REFERENZSZENARIO	<p>Fixe Betriebskosten: 5.000 € p.a. je MW_a</p> <p>Erschließungskosten: 20.000 € je MW</p>	<p>Fixe Betriebskosten: 8.000 € p.a. je MW_a</p> <p>Erschließungskosten: keine</p>
SENSITIVITÄT „BEST-GUESS“-KOSTEN	<p>Fixe Betriebskosten: 3.000 € p.a. je MW_a</p> <p>Erschließungskosten: 20.000 € je MW</p>	<p>Fixe Betriebskosten: 1.000 € p.a. je MW_a</p> <p>Erschließungskosten: keine</p>

Quelle: Eigene Annahmen.

In unseren *best-guess*-Annahmen gehen wir wie in früheren Veröffentlichungen¹⁷⁵ davon aus, dass die Erschließung von Lastverzichtspotenzialen weitgehend ohne oder mit nur sehr geringen Erschließungs- und Fixkosten verbunden ist. Dabei stützen wir uns auf die Tatsache, dass u. a. technische Voraussetzungen für Lastmanagement in der Industrie (begründet durch anderweitige Anreizsysteme, wie z. B. die Netzentgeltssystematik) bereits weit verbreitet sind. Entwicklungen der Strompreise am *Day-Ahead*-Markt hin zu mehr Fluktuation und Spitzenpreissetzung in einzelnen Stunden werden mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass (bestehende und neue) Lastmanagementpotenziale aus wirtschaftlichem Kalkül heraus und ohne umfangreiche zusätzliche Kosten auch am *Day-Ahead*-

¹⁷⁵ Vgl. z. B. r2b energy consulting (2015a), r2b energy consulting (2015b).

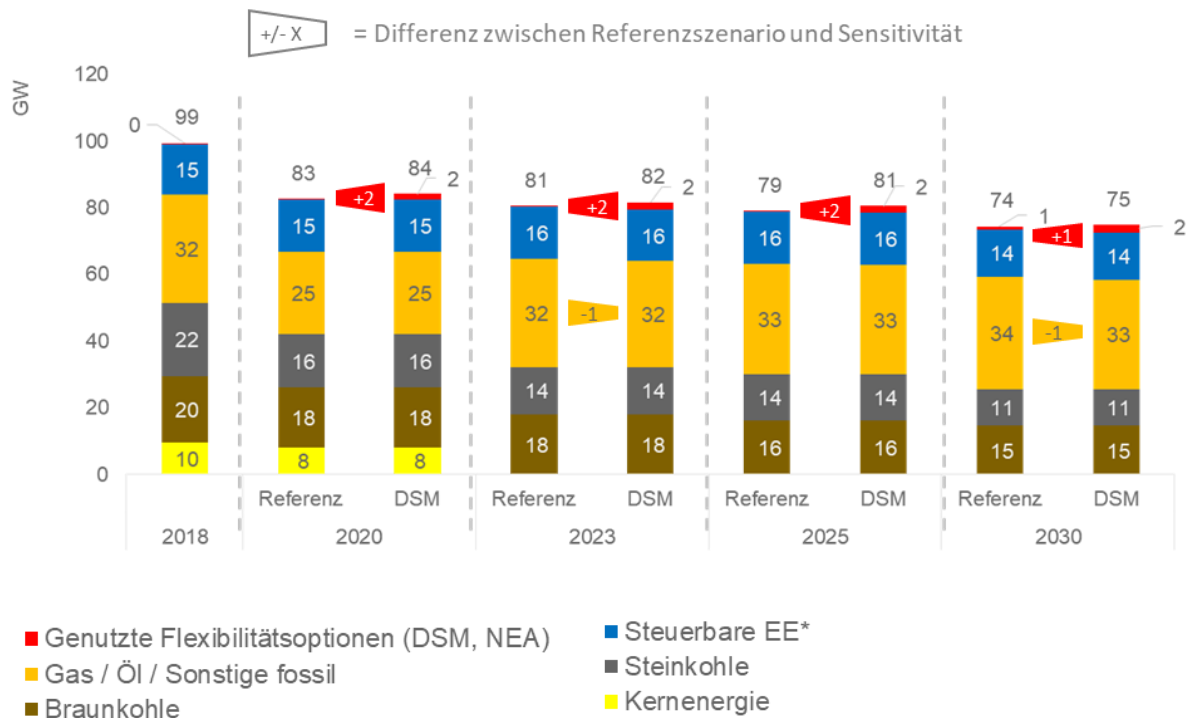
Markt eingesetzt werden. In unseren *best-guess*-Annahmen setzen wir daher geringe jährliche Fixkosten in Höhe von 1.000 € je MW_a und Jahr an, die aus fundamentalen Kosten für die Bereithaltung der Potenziale bestehen. Zusätzliche Gewinnerwartungen oder Erschließungskosten werden nicht angenommen.¹⁷⁶

6.1.1 Ergebnisse Strommarktsimulationen

In diesem Abschnitt zeigen wir auf, wie sich die gegenüber dem Referenzszenario abweichenden Annahmen zu den Kostenstrukturen der Flexibilitätsoptionen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen am Strommarkt in Deutschland sowie an den Strommärkten in den anderen berücksichtigten Ländern auswirkt. Zunächst ist in Abbildung 6-6 die Entwicklung der installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Vergleich mit dem Referenzszenario dargestellt.

¹⁷⁶ Im Referenzszenario haben wir hingegen in Abstimmung mit dem BMWi zur Darstellung besonders konservativer Annahmen im Bereich Flexibilitätspotenziale jährliche Fixkosten i. H. v. 8.000 € je MW und Jahr angesetzt. Diese setzen sich zusammen aus annualisierten einmaligen Erschließungskosten i. H. v. 10.000 € je MW bei dreijähriger Abschreibungsdauer und einem Zinssatz von 7,5 %, sowie jährlichen fundamentalen Bereitstellungskosten und zusätzlicher Gewinnerwartung von in Summe 4.000 € je MW_a.

ABBILDUNG 6-1: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „BEST-GUESS-KOSTEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN“ UND REFERENZSZENARIO IN DEUTSCHLAND



* Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. biogener Anteil Müll) und sonstige EE

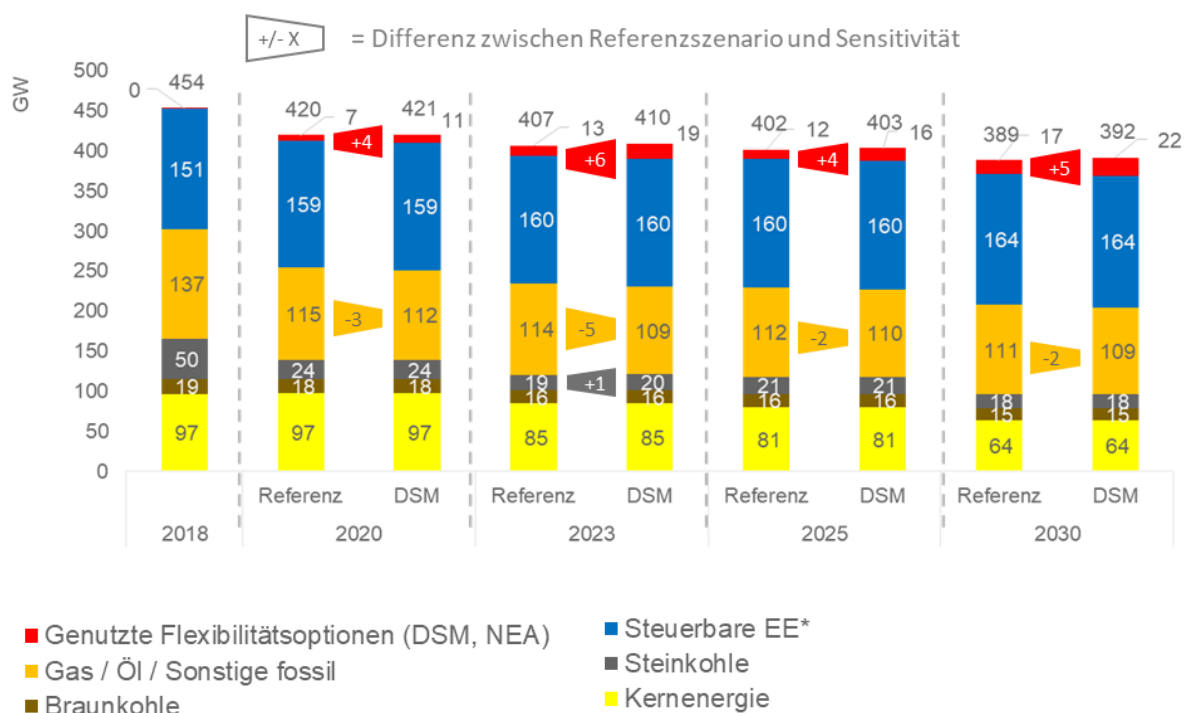
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Annahme der gegenüber dem Referenzszenario kostengünstigeren Flexibilitätsoptionen wirkt sich in den Simulationsrechnungen nur sehr geringfügig auf die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland aus. Die installierte Leistung auf Basis von Erdgas liegt im Jahr 2023 ca. 0,7 GW und 2030 ca. 0,9 GW unterhalb der Leistung im Referenzszenario. Jedoch führen die niedrigeren Fixkosten der Flexibilitätsoptionen dazu, dass auch in Deutschland bereits ab dem Jahr 2020 ca. 1,8 GW Flexibilitätsoptionen in Form von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen erschlossen werden. Die erschlossene Leistung bleibt dabei im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 in etwa konstant und liegt im Jahr 2030 ca. 1,3 GW über der im Referenzszenario erschlossenen Leistung. Auch in dieser Sensitivität liegt die Erschließung des freiwilligen Lastverzichts bis zum Jahr 2030

deutlich unter den gemäß Auswertung des Monitoring Lastmanagement der Bundesnetzagentur nach § 51a EnWG bereits heute erschlossenen Potenzialen in Höhe von 2,5 GW.¹⁷⁷

Die Auswirkungen der Annahme geringerer Fixkosten der Flexibilitätsoptionen auf deren Erschließung sowie die Entwicklung des Kraftwerksparks im berücksichtigten Ausland sind in Abbildung 6-2 dargestellt.

ABBILDUNG 6-2: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSSOPTIONEN ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „BEST-GU-ESS-KOSTEN FLEXIBILITÄTSSOPTIONEN“ UND REFERENZSZENARIO IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch im berücksichtigten Ausland werden gegenüber dem Referenzszenario mehr Flexibilitätsoptionen erschlossen. Die erschlossene Leistung liegt im Jahr 2020 mit ca. 11 GW in etwa 4 GW über der des Referenzszenarios. Im Jahr 2023

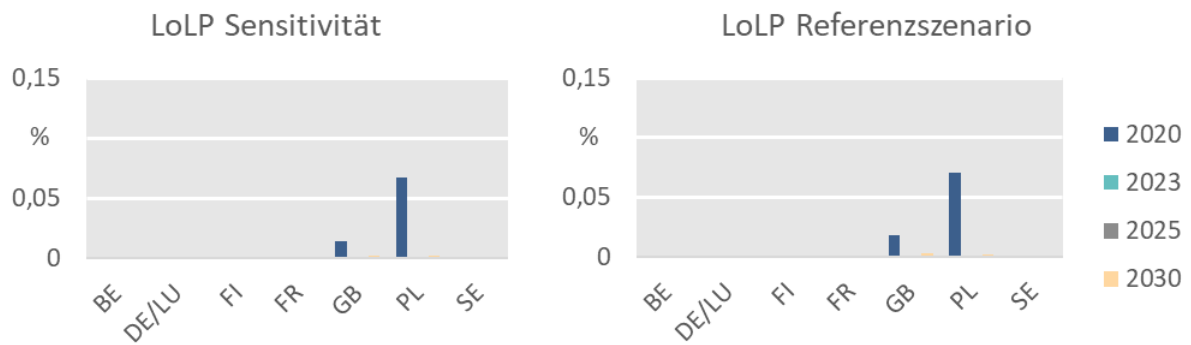
¹⁷⁷ Vgl. Abschnitt 4.4.2.

sind ca. 19 GW und damit 6,6 GW mehr Leistung an Flexibilitätsoptionen erschlossen. Im Jahr 2030 sind in Summe über die 14 berücksichtigten Länder (ohne Deutschland) mit ca. 22 GW in etwa 5,4 GW mehr Flexibilitätsoptionen als im Referenzszenario erschlossen. Gleichzeitig führen die vergleichsweise günstige Verfügbarkeit und die damit einhergehende höhere Erschließung an Flexibilitätspotenzialen dazu, dass sich die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke verändert. Dies führt dazu, dass im gesamten Betrachtungshorizont weniger Kraftwerksleistung auf Basis von Erdgas am Markt verfügbar ist. Im Jahr 2020 sind ca. 2,9 GW, im Jahr 2023 ca. 4,9 GW und in den Jahren 2025 und 2030 ca. 2,4 GW weniger Kraftwerksleistung installiert. Dies führt wiederum dazu, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken etwas verbessert und damit im Jahr 2023 temporär ca. 0,7 GW mehr Leistung am Netz verbleiben, die im Referenzszenario bereits endogen stillgelegt werden.

6.1.2 Ergebnisse VS-Analysen

In Abbildung 6-3 sind die LoLP-Werte der Sensitivität „*best-guess*-Kosten Flexibilitätsoptionen“ denen des Referenzszenarios gegenübergestellt. Wie schon bei der Diskussion des Referenzszenarios beschränkt sich die Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit neben Deutschland/Luxemburg auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt.

ABBILDUNG 6-3: LoLP IN SENSITIVITÄT „BEST-GUESS-KOSTEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN“ FÜR DE/LU* UND FÜR LÄNDER MIT KENNZAHLEN > 0 IM VERGLEICH ZUM REFERENZSZENARIO



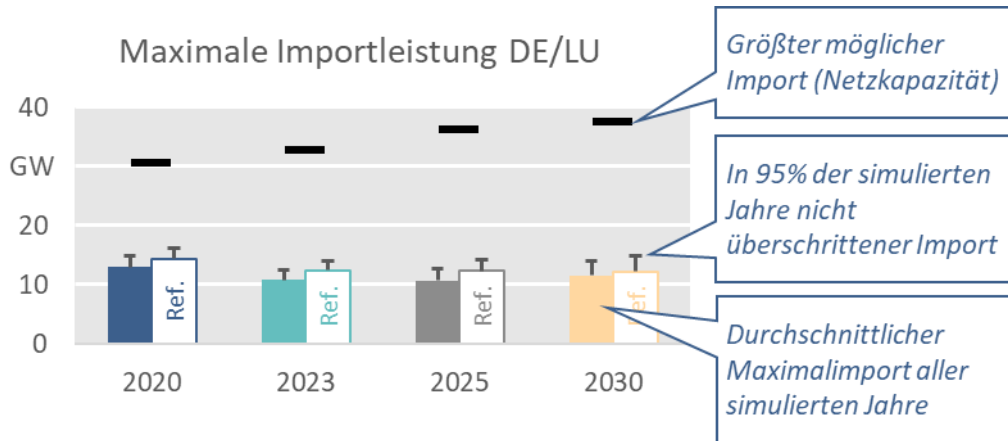
Quelle: Eigene Darstellung.

* Deutschland und Luxemburg bilden eine gemeinsame Gebotszone im Strommarkt, daher gelten DE-Ergebnisse auch für LU

Die LoLP-Werte der Sensitivität weisen nur marginale Unterschiede zu denen des Referenzszenarios auf. In Deutschland/Luxemburg bleibt es bei einer LoLP von null im gesamten Zeitbereich. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %.

Die zur Vermeidung von Lastüberhang erforderlichen maximalen Importleistungen gehen gegenüber dem Referenzszenario etwas zurück (Abbildung 6-4). Grund hierfür ist, dass infolge der niedrigeren Kostenansätze in Deutschland und im berücksichtigten Ausland mehr Flexibilitätsoptionen (freiwilliger Lastverzicht der Industrie und NEA) erschlossen werden.

ABBILDUNG 6-4: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IN SENSITIVITÄT „BEST-GUESS-KOSTEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN“



Quelle: Eigene Darstellung.

* Erforderliche Importe, um Lastüberhang zu vermeiden. Marktliche Importe können hiervon abweichen.

Insgesamt bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch, und deutsche Verbraucher können jederzeit sicher versorgt werden.

6.2 Sensitivität 2: „Zielerreichung Klimaschutz“

Zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele der Bundesregierung müssen die CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung in den nächsten Jahren in erheblichem Umfang reduziert werden. Vor diesem Hintergrund hat das Bundeskabinett im Juni 2018 die Einsetzung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ beschlossen. Eine denkbare Option ist hierfür ein Instrument, bei dem gerade die Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken am Strommarkt resultiert, die mit der Erreichung des nationalen Emissionsreduktionsziels im Jahr 2030 konform ist (Annahme hier: 180 bis 188 Mio. t CO₂ für alle Stromerzeugungsanlagen, davon 133 bis 141 Mio. t CO₂ für Stromerzeugungsanlagen der Energiewirtschaft).

Dieses Instrument kann beispielsweise in Form von ordnungsrechtlichen Stilllegung von Kohlekraftwerken implementiert werden, indem späteste Außerbetrieb-

nahmezeitpunkte für alle mit Kohle befeuerten Kraftwerksblöcke gesetzlich festgeschrieben und die Anlagen dementsprechend stillgelegt oder in eine Reserve überführt werden.¹⁷⁸ Da ein solches Instrument Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben kann, haben wir es für notwendig gehalten, diesen Aspekt bereits in unseren Berechnungen zu berücksichtigen. Ohne Kenntnis oder Vorwegnahme des von der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in Erarbeitung befindlichen Vorschlags zur Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030¹⁷⁹ haben wir einen hypothetischen Pfad zur Reduktion der am Markt befindlichen Leistung von Kohlekraftwerken wie folgt ausgestaltet:

- Es wird einmalig ein Stilllegungspfad festgelegt, der für jedes der deutschen Kohlekraftwerke ein konkretes und endgültiges spätestes exogenes Stilllegungsdatum bestimmt (endogene Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen können früher erfolgen). Die Reihenfolge der Stilllegungen ist aufsteigend nach Inbetriebnahmedatum (IBN).
- Für die Abbildung des Instruments in den Simulationsrechnungen wurde jeweils ein Inbetriebnahmedatum herangezogen, das bis auf wenige Ausnahmen den Angaben der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 2. Februar 2018 entspricht.¹⁸⁰ In Zweifelsfällen, z. B. bei Angabe mehrerer IBN für einen Kraftwerksblock in der Liste der Bundesnetzagentur, haben wir auf Basis von individuellen Recherchen in Abstimmung mit dem BMWi

¹⁷⁸ Unabhängig davon, ob die Anlagen stillgelegt oder in eine Reserve überführt werden, sprechen wir im Folgenden von Stilllegungen bzw. Außerbetriebnahmen.

¹⁷⁹ Die dem vorliegenden Bericht zugrunde liegenden Modellberechnungen wurden in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 durchgeführt.

¹⁸⁰ Bei Definition eines Stilllegungspfades aufbauend auf dem Kriterium „Alter“, muss zunächst das Inbetriebnahmedatum eines Kraftwerks definiert werden. Naheliegender ist hierfür den „ersten Tag der kommerziellen Stromerzeugung der derzeit in Betrieb befindlichen Erzeugungseinheit“ zu nutzen (gemäß Definition in der BNetzA Kraftwerksliste). Zu definieren ist dabei jedoch auch, wie mit Modernisierungen, Nachrüstungen, dem Tausch einzelner Kraftwerksteile oder einem möglichen Brennstoffwechsel einer Anlage umgegangen wird.

ein eindeutiges Inbetriebnahmedatum festgelegt. Im Falle eines Brennstoffwechsels hin zur Verbrennung von Braun- oder Steinkohle wurde das Datum des Brennstoffwechsels als Inbetriebnahmedatum herangezogen.

Zudem wurden flankierend und wiederum Unkenntnis des von der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in Erarbeitung befindlichen Vorschlags zur Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030 folgende Maßnahmen berücksichtigt:

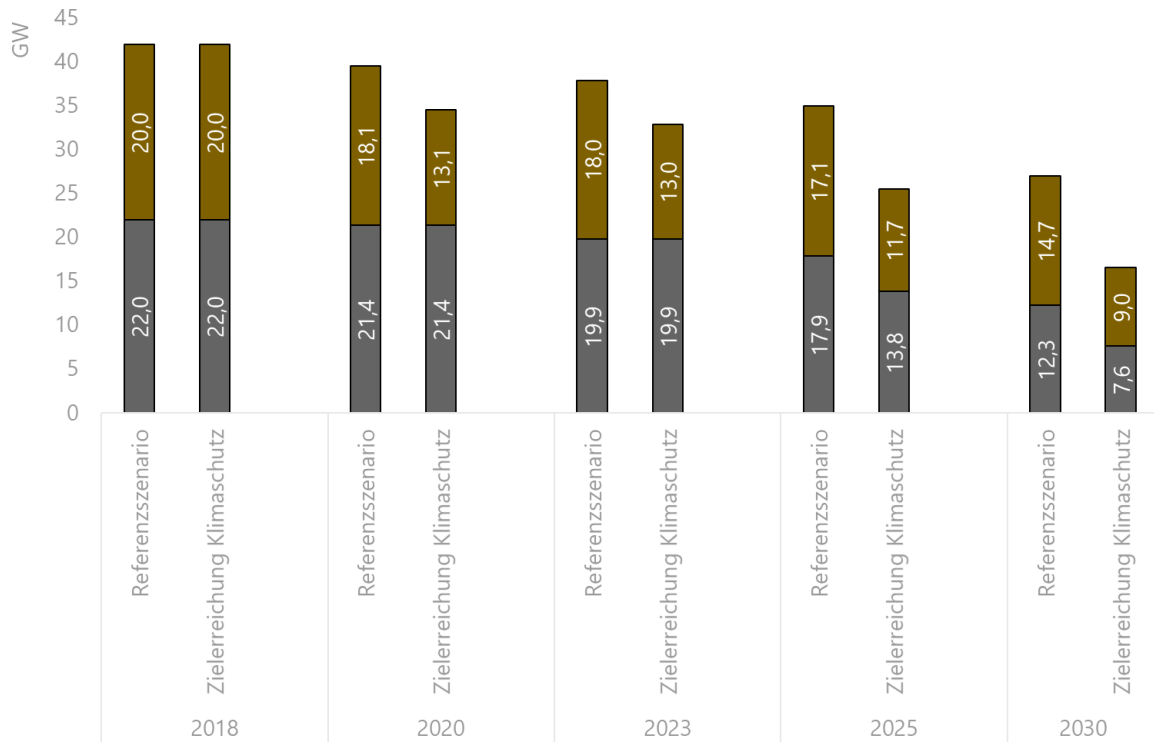
- **Braunkohle-Sofort-Maßnahme 2020:** Stilllegung von rund 5 GW der ältesten großen Braunkohle-Kraftwerksblöcke zum Jahresbeginn 2020 (ebenfalls ausgewählt nach Inbetriebnahmedatum).
- **Vorgezogene Kohle-KWK-Ersatzmaßnahme:** Kohle-KWK-Anlagen mit IBN vor 1990 und signifikanter Wärmeerzeugung, bei denen noch keine konkreten Ersatzmaßnahmen durch die Betreiber angekündigt sind, werden jeweils anteilig zum Jahresanfang 2024 bzw. 2025 im Rahmen einer zusätzlichen Kohle-KWK-Ersatzmaßnahme durch Erdgas-KWK vorgezogen ersetzt.¹⁸¹ Dies umfasst Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von ca. 0,2 GW auf Basis von Braunkohle sowie ca. 2,7 GW auf Basis von Steinkohle.

In Abbildung 6-5 ist die dem Modell exogen vorgegebene Entwicklung der installierten Leistung von Stein- und Braunkohlekraftwerken mit folgender Differenzierung dargestellt:

- Ohne zusätzliche Maßnahmen (entspricht „Referenzszenario“)
- Mit Klimaschutzmaßnahmen zur Reduktion der am Markt befindlichen Kohlekraftwerksleistung zur Erreichung des Klimaziels 2030 vor endogenen Stilllegungen („Zielerreichung Klimaschutz“)

¹⁸¹ „Vorgezogen“ bezieht sich hierbei darauf, dass die Blöcke ohnehin nach Erreichen der technischen Lebensdauer ersetzt werden müssten.

ABBILDUNG 6-5: EXOGENE VORGABEN ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON STEIN- UND BRAUNKOHLEKRAFTWERKEN IM VERGLEICH (OHNE ENDOGENE RÜCKBAUTEN)



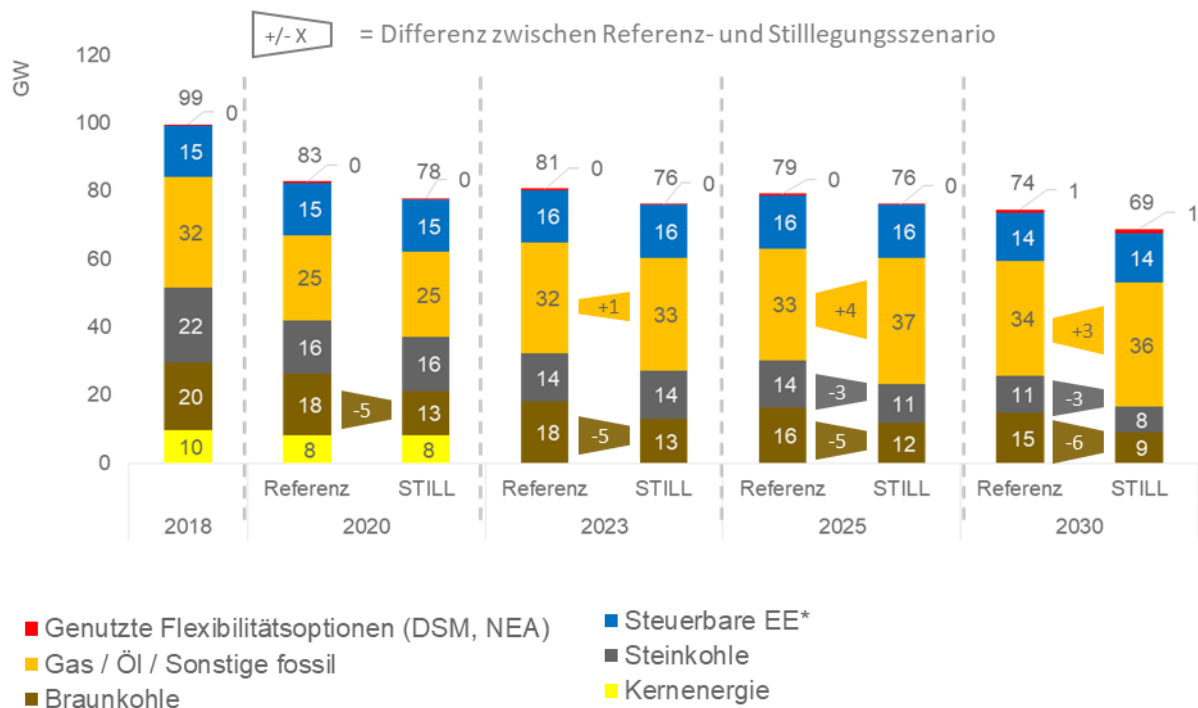
Quelle: Eigene Annahmen in Unkenntnis des von der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in Erarbeitung befindlichen Vorschlags zur Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030.

Ausgehend von einer am Markt befindlichen Leistung an Steinkohle-Kraftwerken in Höhe von ca. 22 GW und an Braunkohle-Kraftwerken in Höhe von ca. 20 GW im Jahr 2018 reduziert sich die Leistung im Referenzszenario aufgrund exogener Modellvorgaben auf 12,3 GW Steinkohle und 14,7 GW Braunkohle bis zum Jahr 2030. Zusätzlich reduziert sich die installierte Leistung aufgrund der Annahmen zu zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen zur Erreichung des Klimaziels 2030 sowie weiterer exogen vorgegebener Entwicklungen zu technischen Lebensdauern und Rechercheinfos zu geplanten Stilllegungen oder geplantem Ersatz weiter auf ca. 7,6 GW Steinkohle und ca. 9 GW Braunkohle im Jahr 2030. In diesem Szenario wird das Klimaschutz-Sektorziel für die Energiewirtschaft erreicht.

6.2.1 Ergebnisse Strommarktsimulationen

In diesem Abschnitt zeigen wir auf, wie sich die Maßnahmen im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ auf die Entwicklung des übrigen Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen am Strommarkt in Deutschland und an den Strommärkten in den anderen berücksichtigten Ländern auswirkt. Zunächst ist in Abbildung 6-6 die Entwicklung der installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Vergleich mit dem Referenzszenario dargestellt.

ABBILDUNG 6-6: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZWISCHEN KLIMASCHUTZ-SZENARIO (STILL) UND REFERENZSZENARIO IN DEUTSCHLAND



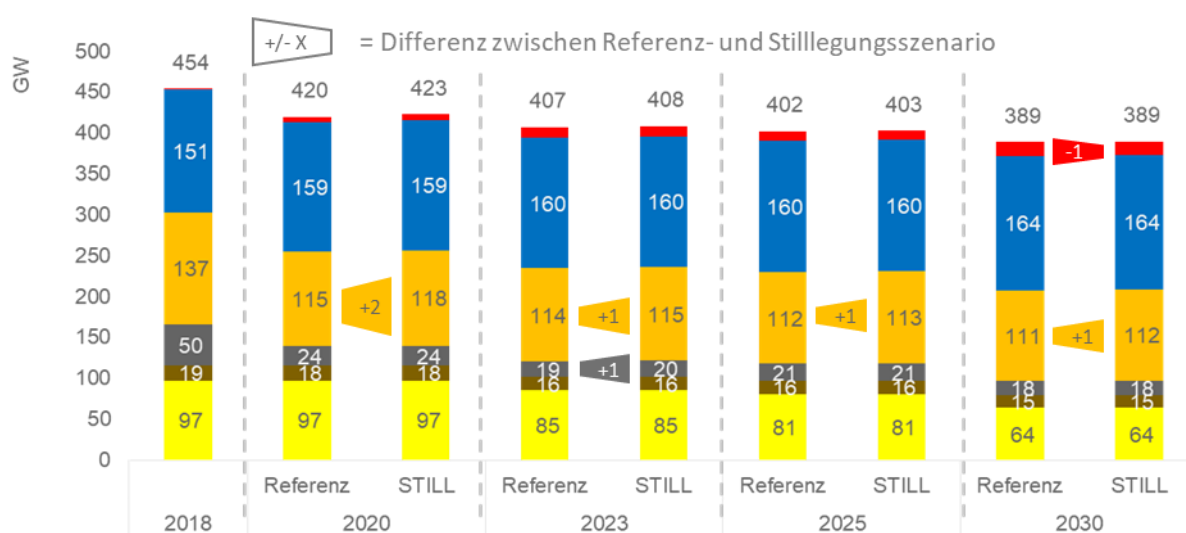
* Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. biogener Anteil Müll) und sonstige EE

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Erreichung des nationalen Emissionsreduktionsziels (Sektorziel der Energiewirtschaft) ist mit einer im Jahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario um ca. 3 GW reduzierten Leistung von Steinkohlekraftwerken und einer um ca. 6 GW reduzierten Leistung von Braunkohlekraftwerken am Strommarkt gewährleistet. Die

gegenüber dem Referenzszenario geringere Leistung von Kohlekraftwerken am Strommarkt wird teilweise durch eine um ca. 3 GW höhere Leistung von Kraftwerken auf der Basis von Erdgas kompensiert. Dabei handelt es sich um Erdgas-KWK-Anlagen, die die wegfallende KWK-Wärmeerzeugung der gegenüber dem Referenzszenario zusätzlich stillgelegten Kohlekraftwerke ersetzt. Der übrige Teil der geringeren Leistung von Kohlekraftwerken wird über die stärkere Nutzung von Ausgleichseffekten (Importe) sowie eine geringfügig höhere Leistung im berücksichtigten Ausland kompensiert (vgl. Abbildung 6-7).

ABBILDUNG 6-7: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZWISCHEN KLIMASCHUTZ-SZENARIO (STILL) UND REFERENZSZENARIO IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



- Genutzte Flexibilitätsoptionen (DSM, NEA)
- Gas / Öl / Sonstige fossil
- Braunkohle
- Steuerbare EE*
- Steinkohle
- Kernenergie

* Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. biogener Anteil Müll) und sonstige EE

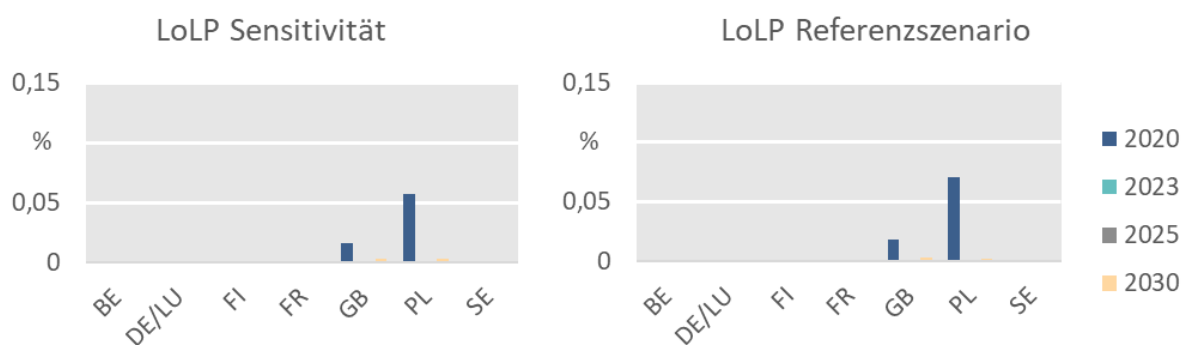
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die geringere am Strommarkt befindliche Leistung von Kohlekraftwerken in Deutschland führt zu einer geringfügig höheren Leistung von Kraftwerken auf Basis von Erdgas im berücksichtigten Ausland. Im Jahr 2030 beträgt diese ca. 1 GW, wobei gleichzeitig in etwa 1 GW weniger Flexibilitätsoptionen (freiwilliger Lastverzicht der Industrie und NEA) erschlossen werden.

6.2.2 Ergebnisse VS-Analysen

In Abbildung 6-4 sind die LoLP-Werte der Sensitivität „Zielerreichung Klimaschutz“ denen des Referenzszenarios gegenübergestellt. Wiederum beschränkt sich die Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit neben Deutschland/Luxemburg auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt.

ABBILDUNG 6-8: LoLP IM SZENARIO „ZIELERREICHUNG KLIMASCHUTZ“ FÜR DE/LU* UND FÜR LÄNDER MIT KENNZAHLEN > 0 IM VERGLEICH ZUM REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung.

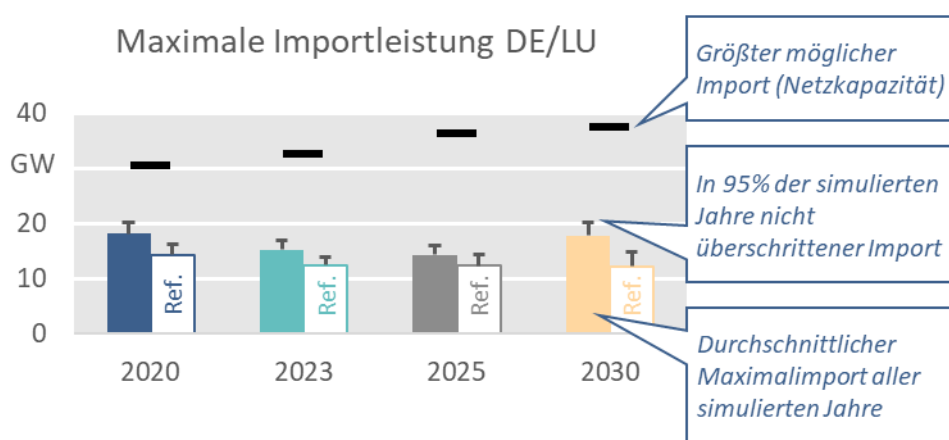
* Deutschland und Luxemburg bilden eine gemeinsame Gebotszone im Strommarkt, daher gelten DE-Ergebnisse auch für LU

Auch bei dieser Sensitivität weisen die LoLP-Werte nur marginale Unterschiede zu denen des Referenzszenarios auf. In Deutschland/Luxemburg bleibt es bei einer LoLP von null im gesamten Zeitbereich. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %. Ursache hierfür sind weiterhin die in Abschnitt 5.4 genannten Aspekte in Verbindung mit der dort ebenfalls bereits erwähnten Robustheit.

Die zur Vermeidung von Lastüberhang erforderlichen maximalen Importleistungen steigen hingegen im Vergleich zum Referenzszenario deutlich an. Aufgrund der im Saldo über Gas- und Kohlekraftwerke sinkenden Kapazität steuerbarer Erzeugungsanlagen ist also eine stärkere Inanspruchnahme von Importen erforderlich. Die durchschnittlich erforderliche Importenergie steigt auf 1 % (2020) bis

0,6 % (2030) des Bruttostromverbrauchs (gegenüber weniger als 0,5 % im Referenzszenario). Die Importleistungen bleiben dabei aber weiterhin deutlich unter den maximalen Importkapazitäten der jeweiligen Betrachtungsjahre. Das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importen ist also im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität auch hier als niedrig einzustufen.

ABBILDUNG 6-9: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IM SZENARIO „ZIELERREICHUNG KLIMASCHUTZ“



Quelle: Eigene Darstellung.

* Erforderliche Importe, um Lastüberhang zu vermeiden. Marktliche Importe können hiervon abweichen.

Insgesamt bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch, und deutsche Verbraucher können jederzeit sicher versorgt werden.

6.3 Sensitivität 3: „Verzögerter Netzausbau“

Mit dieser Sensitivität wird untersucht, wie sich eine Verzögerung des grenzüberschreitenden Netzausbaus gegenüber dem Referenzszenario auf die Versorgungssicherheit am Strommarkt auswirkt. In Abstimmung mit dem BMWi wird dabei grundsätzlich eine Verzögerung um drei Jahre angenommen. Eine Ausnahme hiervon bilden Netzausbauprojekte, die im Referenzszenario ab dem Betrachtungsjahr 2020 berücksichtigt werden und bereits in Bau sind; diese werden

auch in der Sensitivität ab 2020 berücksichtigt. Es wird des Weiteren angenommen, dass die Verzögerung des Netzausbaus für die Marktteilnehmer absehbar ist.

Die Umsetzung dieser Annahmen erfolgt, indem die für die Modellbildung angesetzten Inbetriebnahmejahre der betroffenen Projekte um jeweils drei Jahre verschoben und anschließend erneut den Betrachtungsjahren zugeordnet werden.¹⁸²

Anschließend erfolgt eine Aktualisierung des Netzkapazitätsmodells.

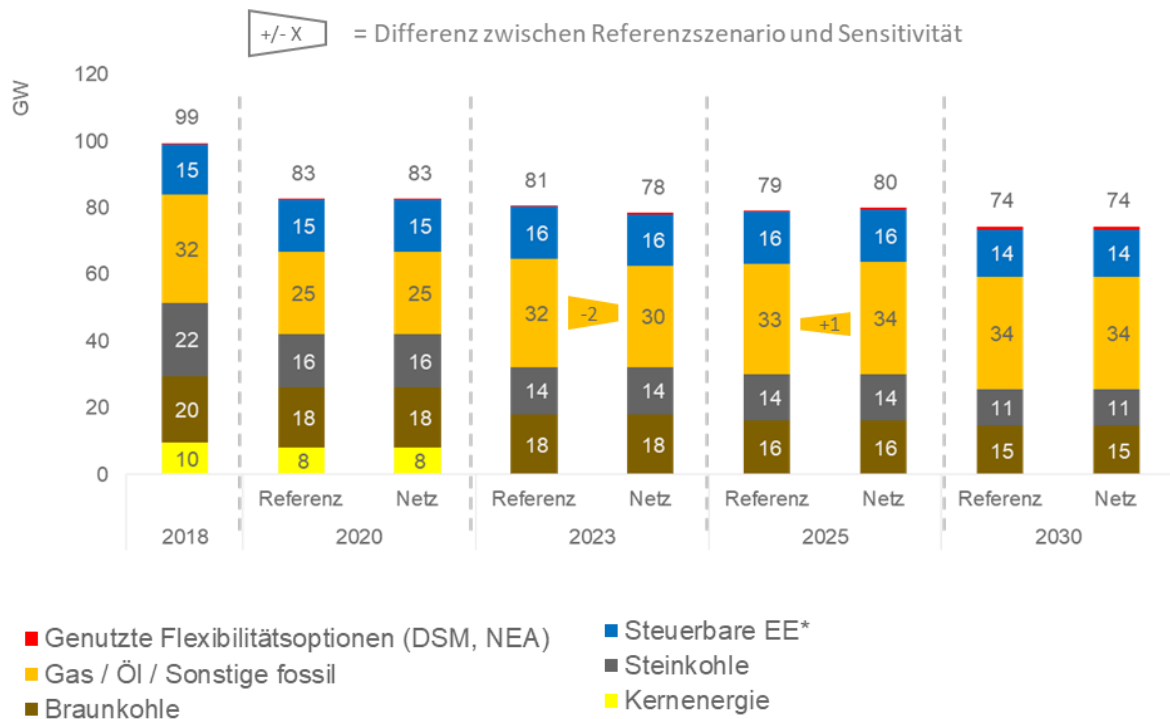
Das aktualisierte Netzkapazitätsmodell wird dann in beiden methodischen Schritten der Analyse berücksichtigt, d. h. sowohl bei der Generierung des Szenarios als auch bei der VS-Analyse. Auf diese Weise wird nachgebildet, dass bei absehbaren Verzögerungen des Netzausbaus Markt Anpassungsreaktionen möglich sind.

6.3.1 Ergebnisse Strommarktsimulationen

Verzögerungen beim Ausbau der Kuppelleitungen zwischen den in den Analysen berücksichtigten Ländern wirken sich im Rahmen der endogenen Ermittlung des Szenarios mit dem Strommarktmodell potenziell auch auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen aus. In Abbildung 6-10 legen wir zunächst die Auswirkungen des verzögerten Netzausbaus auf den deutschen Kraftwerkspark und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland dar.

¹⁸² Eine projektscharfe Liste dieser Zuordnung ist in Anhang B.1 zu finden.

ABBILDUNG 6-10: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „VERZÖGERTER NETZAUSBAU“ UND REFERENZSZENARIO IN DEUTSCHLAND



* Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. biogener Anteil Müll) und sonstige EE

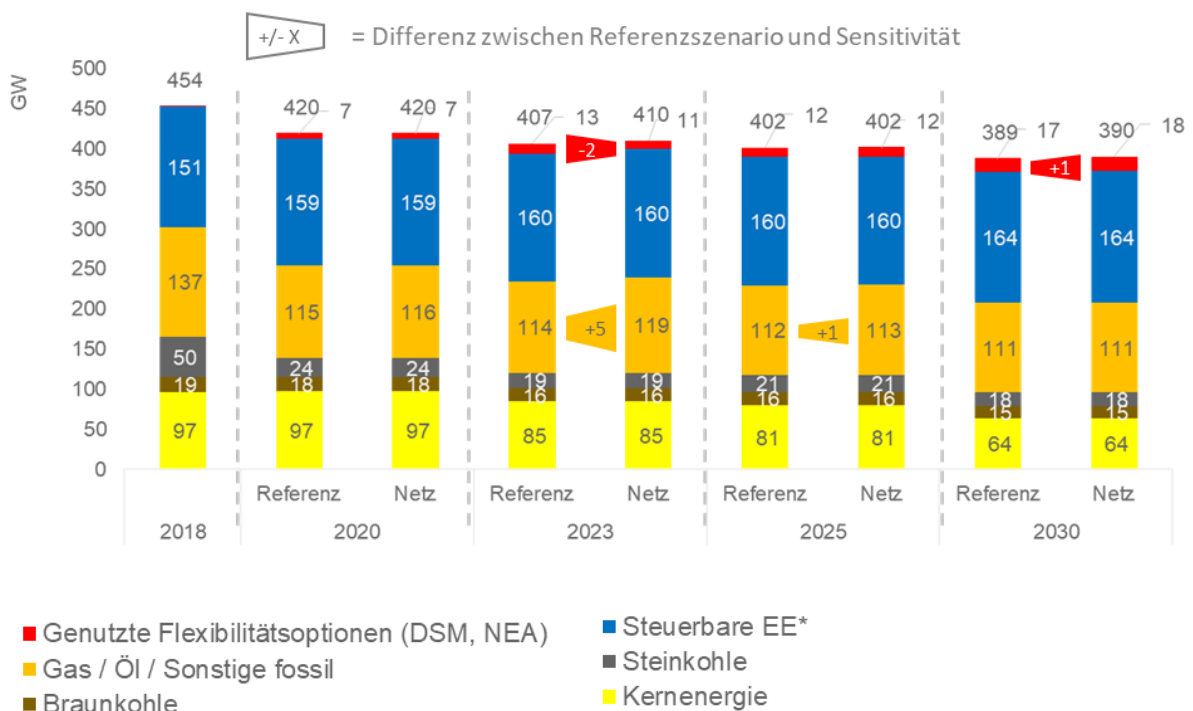
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Rückwirkungen des verzögerten Ausbaus der Kuppelleitungen auf den deutschen Kraftwerkspark sind sehr gering und in der Wirkungsrichtung nicht eindeutig. So sind im Jahr 2023 ca. 2,2 GW Kraftwerke auf Basis von Erdgas weniger am Markt und im Jahr 2025 ca. 0,8 GW mehr am Markt als im Referenzszenario. Um dieses heterogene Bild der Rückwirkungen besser zu verstehen, ist es erforderlich, gleichzeitig die Auswirkungen auf die anderen berücksichtigten Länder zu betrachten.

Dabei zeigt sich, dass im Jahr 2023 ca. 5,1 GW Kraftwerke auf Basis von Erdgas mehr am Markt verfügbar sind als im Referenzszenario. Dies scheint wiederum die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke auf Basis Erdgas in Deutschland zu verringern, so dass dort (wie oben beschrieben) weniger Leistung am Markt ist. Im Jahr

2025 sind dann im berücksichtigten Ausland nur noch ca. 0,5 GW und in Deutschland ca. 0,8 GW mehr Kraftwerke auf Basis von Erdgas am Markt als im Referenzszenario.

ABBILDUNG 6-11: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „VERZÖGERTER NETZAUSBAU“ UND REFERENZSZENARIO IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



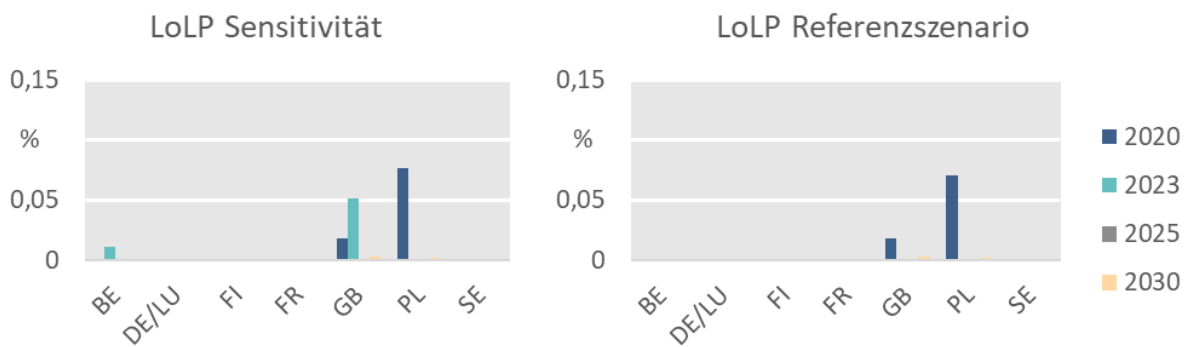
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die höhere Leistung auf Basis von Erdgas im berücksichtigten Ausland führt im Jahr 2023 auch dazu, dass ca. 2,2 GW weniger Flexibilitätsoptionen in Form von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen erschlossen werden. Im Jahr 2025 führt der verzögerte Netzausbau zu einer ca. 0,5 GW höheren Leistung von Kraftwerken auf Basis von Erdgas und im Jahr 2030 zu einer geringfügigen Erhöhung der erschlossenen Flexibilitätsoptionen um ca. 1,5 GW als im Referenzszenario.

6.3.2 Ergebnisse VS-Analysen

In Abbildung 6-12 sind die LoLP-Werte der Sensitivität „Verzögerter Netzausbau“ denen des Referenzszenarios gegenübergestellt. Wiederum beschränkt sich die Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit neben Deutschland/Luxemburg auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt.

ABBILDUNG 6-12: LoLP IM SZENARIO „VERZÖGERTER NETZAUSBAU“ FÜR DE/LU* UND FÜR LÄNDER MIT KENNZAHLEN > 0 IM VERGLEICH ZUM REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung.

* Deutschland und Luxemburg bilden eine gemeinsame Gebotszone im Strommarkt, daher gelten DE-Ergebnisse auch für LU

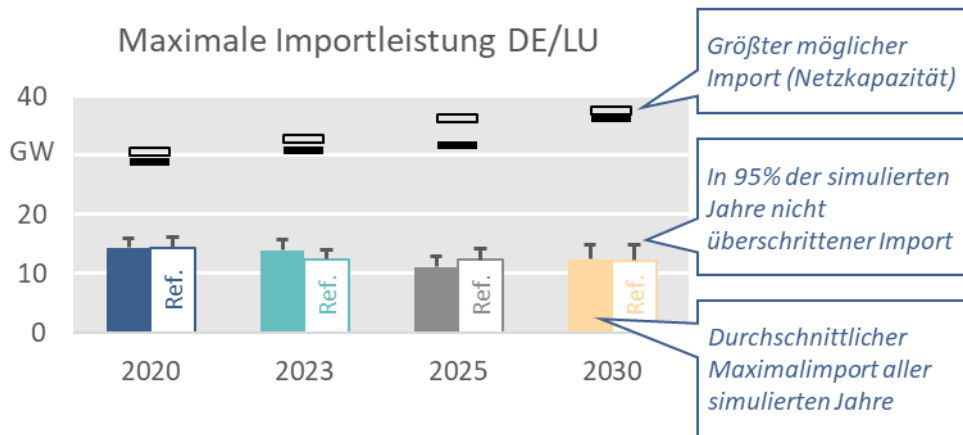
In Deutschland/Luxemburg bleibt es bei einer LoLP von null im gesamten Zeitbereich. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %. Für Großbritannien und in deutlich geringerem Maße auch für Belgien zeigt sich in der Sensitivität ein Anstieg der LoLP im Betrachtungsjahr 2023. Diese resultieren aus der angenommenen Verzögerung mehrerer HGÜ-Verbindungen nach Großbritannien sowie eines Ausbauprojektes zwischen Frankreich und Belgien (vgl. Tabelle B-1). Zudem haben wir angenommen, dass die Ausschreibungsmengen für den britischen Kapazitätsmarkt aufgrund des erforderlichen Vorlaufs nicht auf den verzögerten Netzausbau hin angepasst werden. Auch dies kann die LoLP in Großbritannien tendenziell erhöhen. Auf die späteren Betrachtungsjahre wirkt sich dies jedoch nicht aus.

Die Wirkung der angenommenen Verzögerung des Netzausbaus auf die maximal mögliche Importkapazität nach Deutschland/Luxemburg ist in Abbildung 6-13 anhand des Unterschieds zwischen den „leeren“ und den „vollen“ schwarzen Strichen im oberen Diagrammbereich zu erkennen. Auf die zur Vermeidung von Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg erforderlichen Importe hat diese Reduktion kaum Einfluss, weil Anpassungsreaktionen auf den verzögerten Netzausbau bei Erzeugung und Flexibilitäten sowohl im In- als auch im Ausland stattfinden (s. voriger Abschnitt). In den beiden Betrachtungsjahren, in denen sich noch die stärksten Veränderungen zeigen, 2023 und 2025, ist das Vorzeichen dieser Änderung konsistent – nämlich gegenläufig – zum Vorzeichen der Änderung der (Gas-)Erzeugungskapazität in Deutschland (vgl. Abbildung 6-10).¹⁸³

Insgesamt zeigt sich, dass das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importen im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität auch in dieser Sensitivität als niedrig einzustufen ist.

¹⁸³ 2023 geht die installierte Leistung der Technologieklasse „Gas/Öl/sonstige fossil“ in der Sensitivität gegenüber dem Referenzszenario um 2 GW zurück. Konsequenz dazu steigen die erforderlichen Importe leicht an. 2025 tritt der umgekehrte Effekt auf, denn dann liegt die installierte Leistung dieser Technologieklasse in der Sensitivität um ca. 1 GW über dem Referenzszenario, und die erforderlichen Importe gehen konsequenterweise leicht zurück.

ABBILDUNG 6-13: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IM SZENARIO „VERZÖGERTER NETZ-AUSBAU“



Quelle: Eigene Darstellung.

* Erforderliche Importe, um Lastüberhang zu vermeiden. Marktliche Importe können hiervon abweichen.

Insgesamt bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch und deutsche Verbraucher können jederzeit sicher versorgt werden.

6.4 Exogene Sensitivität: „Eingeschränkte grenzüberschreitende Übertragungskapazität“

Im Referenzszenario wird angenommen, dass das gemäß CEP vorgesehene Niveau der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten auch physisch realisiert werden kann. In Abschnitt 3.3.4 wurde angemerkt, dass hierzu ein vermehrter Einsatz unterschiedlicher Engpass-entlastender Maßnahmen erforderlich sein wird.

Im Rahmen einer Sensitivität wird der davon abweichende Fall untersucht, dass die physikalische grenzüberschreitende Austauschkapazität geringer ist als das vom Strommarkt wahrgenommene und dort somit wirksame „CEP-Niveau“. Dies kann beispielsweise dann auftreten, wenn nur eine unvollständige Umsetzung der o. g. Maßnahmen erfolgt.

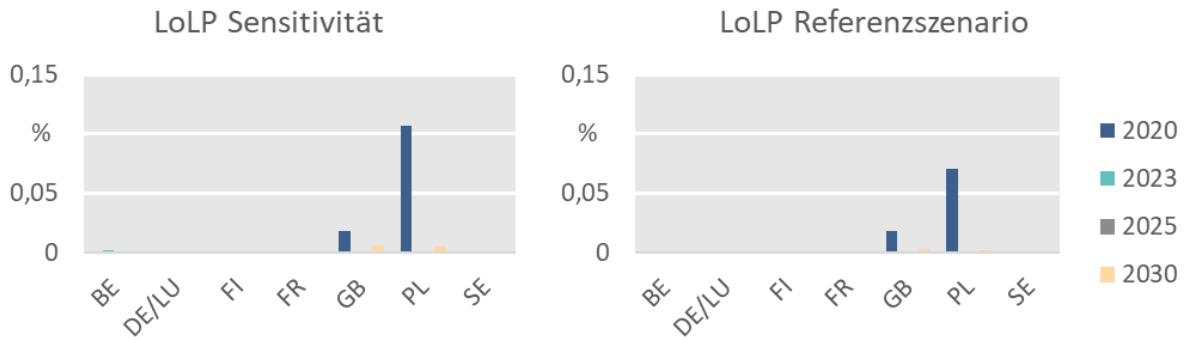
Für die Sensitivität wird eine pauschale Reduktion aller grenzüberschreitenden Kapazitäten in der mit dem Flow-based-Ansatz modellierten Region (siehe Anhang B.1) um 10 % vorgenommen. Mit diesen reduzierten Kapazitäten erfolgt anschließend eine erneute VS-Analyse für das hinsichtlich Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten unveränderte System des Referenzszenarios. Hierdurch wird abgebildet, dass die Marktteilnehmer die reduzierten Netzkapazitäten nicht wahrnehmen und daher nicht ins Kalkül ziehen, weil in allen Marktprozessen wie bei der Generierung des Referenzszenarios die „virtuelle“ Kapazität auf CEP-Niveau verfügbar ist.

6.4.1 Ergebnisse VS-Analysen

Im Ergebnis der VS-Analyse zeigt sich ein Anstieg der LoLP in Polen im Betrachtungsjahr 2020, weil dort bereits im Referenzszenario die beschränkte Importkapazität wirksam ist (Abbildung 6-14). In den Folgejahren sinkt die LoLP dort aber wie im Referenzszenario praktisch auf null. Marginale Erhöhungen der LoLP gegenüber dem Referenzszenario sind außerdem in Belgien und Großbritannien zu verzeichnen.¹⁸⁴ Für den Zeitraum nach 2020 sind die Auswirkungen auf das ermittelte VS-Niveau jedoch in allen Ländern vernachlässigbar. Für Deutschland/Luxemburg bleibt es bei einer LoLP von null im gesamten Zeitbereich. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %.

¹⁸⁴ Die Ergebniskennzahlen für das Ausland sind allerdings aufgrund der Randlage im Modell mit Unsicherheiten behaftet, vgl. Abschnitt 3.3.2.

ABBILDUNG 6-14: LOLP IM SZENARIO „EINGESCHRÄNKTE GRENZÜBERSCHREITENDE ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT“ FÜR DE/LU* UND FÜR LÄNDER MIT KENNZAHLEN > 0 IM VERGLEICH ZUM REFERENZSZENARIO

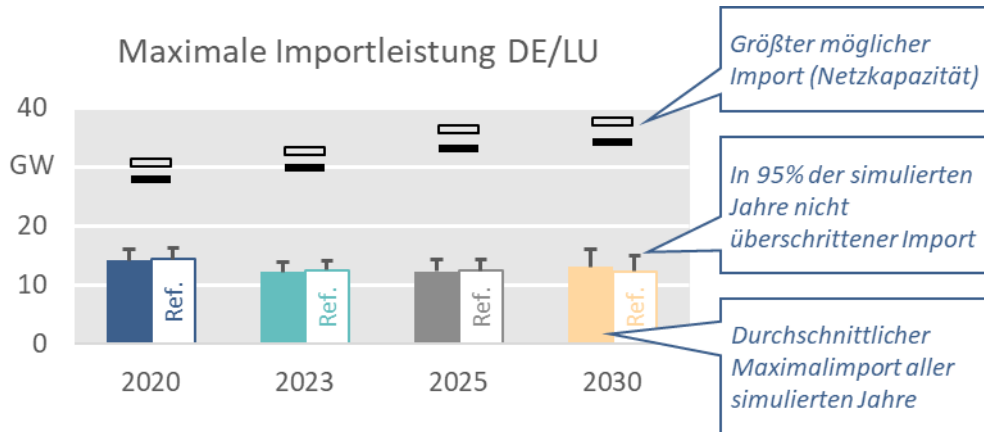


Quelle: Eigene Darstellung.

* Deutschland und Luxemburg bilden eine gemeinsame Gebotszone im Strommarkt, daher gelten DE-Ergebnisse auch für LU

Auch die Höhe der zur Vermeidung von Lastüberhang in Deutschland erforderlichen Importe bleibt gegenüber dem Referenzszenario praktisch unverändert (Abbildung 6-15). Dies liegt daran, dass die grenzüberschreitende Austauschkapazität im Referenzszenario nicht bindend ist, und die erforderlichen Importe einen auch in dieser Sensitivität einen deutlichen Abstand zur gegenüber dem Referenzszenario geringeren maximalen Importkapazität aufweisen.

ABBILDUNG 6-15: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IM SZENARIO „EINGESCHRÄNKTE GRENZÜBERSCHREITENDE ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT“



Quelle: Eigene Darstellung.

* Erforderliche Importe, um Lastüberhang zu vermeiden. Marktliche Importe können hiervon abweichen.

Somit bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch, und deutsche Verbraucher können jederzeit sicher versorgt werden.

7 Flankierende Maßnahmen und Ausblick

Flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Es sind einige Maßnahmen notwendig oder empfehlenswert, um das ermittelte hohe VS-Niveau sicherzustellen bzw. abzusichern. Die Umsetzung notwendiger Maßnahmen wurde in den Analysen vorausgesetzt, weil dies in der Kombination aus bestehenden oder unmittelbar absehbaren rechtlichen Verpflichtungen und entsprechender Vorlaufzeit als realistisch anzusehen ist.

So ist das für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importleistungen im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität zwar grundsätzlich als niedrig einzustufen. Dennoch sind gewisse Vorbereitungen auf die künftig stärkere Rolle der grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte zu treffen.

Dies betrifft zum einen die Prüfung und ggf. Umsetzung von Engpass-entlastenden Maßnahmen, um die gemäß CEP verpflichtenden und in dieser Untersuchung angenommenen Austauschkapazitäten unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit zu realisieren. Hierzu können u. a. der Einsatz von lastflusstuernden Betriebsmitteln (z. B. sogenannten Phasenschiebertransformatoren (PST), möglicherweise auch die Installation zusätzlicher PST), die Nutzung der Netzreserve sowie gebotszoneninterner Redispatch zählen. Darüber hinaus kann auch der gebotszoneninterne Netzausbau maßgeblich zur physischen Erreichbarkeit der Austauschkapazitäten gemäß CEP beitragen.

Zum anderen sollte eine Vorbereitung auf zwar heute bereits (im Rahmen der Allokation grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten) zulässige, aber in der Praxis noch unübliche internationale Austauschmuster erfolgen. Dies betrifft nicht nur zeitweise höhere Importleistungen nach Deutschland, sondern zum Beispiel auch vermehrte Exporte aus Italien. In diesem Zusammenhang können Anpassungen betriebsplanerischer Prozesse, aber auch netztechnische Maßnahmen wie die Installation von Betriebsmitteln zur Spannungs-Blindleistungs-Steuerung erforderlich sein.

Abstimmungs- und ggf. Handlungsbedarf besteht darüber hinaus hinsichtlich der internationalen Koordination der Markt- und Betriebsregeln bei Auftreten von Lastüberhängen. Während im europäischen Day-ahead Market Coupling derzeit eine Regel zur Verteilung eines Lastüberhangs unter allen Ländern gilt, sind die Regeln für den Umgang mit einem Lastüberhang in zeitlich nachgelagerten Prozessen (z. B. Intraday-Märkten, Ausgleichsenergiesysteme) bisher nicht harmonisiert. Damit ist zum einen unklar, ob und wie ein Lastüberhang sich aktuell in der Praxis geografisch verteilen würde. Zum anderen ist es offen, inwieweit die Regularien nach einem Auftreten von Lastüberhang angepasst, z. B. harmonisiert, würden. Es erscheint daher empfehlenswert, bereits prophylaktisch auch die dem Day-ahead-Markt nachgelagerten Prozesse diesbezüglich auf internationaler Ebene klar zu regeln.

Darüber hinaus können Maßnahmen zur Absicherung ungewisser Extremereignisse in Betracht gezogen werden. Ungewisse Extremereignisse können (aufgrund der unbekanntem Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse) weder im Strommarkt 2.0 noch in Kapazitätsmärkten effizient adressiert werden. Sie können und dürfen daher im Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt nicht berücksichtigt werden, wenn dort geprüft wird, ob ein effizientes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht wird. Die Absicherung ungewisser Extremereignisse fällt in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge und liegt außerhalb des Marktdesigns. Hierzu findet ein Austausch zwischen BMWi, Bundesnetzagentur und den deutschen ÜNB statt, in den auch die Autoren dieser Studie beratend eingebunden sind. Die Auswirkungen von ungewissen Extremereignissen können insbesondere mit außerhalb des Strommarkts stehenden Reserven, wie mit der bereits geplanten Kapazitätsreserve, verringert werden. Daher sollen diese ungewissen Ereignisse auch bei der zukünftigen Dimensionierung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.

Ausblick

Auftragsgemäß ist im laufenden Jahr ein weiterer Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt bis 2030 zu erstellen. Dies dient der Unterstützung des gemäß § 51 Absatz 3 und 4 EnWG vorgesehenen regelmäßigen Monitorings durch das BMWi. Mit den regelmäßigen Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems und des VS-Niveaus kann insbesondere vorausschauend geprüft werden, ob eine Einhaltung des VS-Standards zu erwarten ist und ggf. noch Hemmnisse und Fehlanreize vorhanden sind sowie erforderlichenfalls, ob ein späteres „Einschwingen“ durch Marktanpassungsprozesse erwartet werden kann. Das vorausschauende VS-Monitoring gewährleistet somit, dass ausreichend Zeit für gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen VS-Niveaus besteht.

Neben einer Aktualisierung der Datenbasis an aktualisierte Quellen und ggf. erfolgte rechtliche Änderungen auf deutscher und europäischer Ebene werden wir hierfür auch methodische Erweiterungen prüfen und ggf. umsetzen.

Im Bereich der Generierung der Szenarien zur Untersuchung der Versorgungssicherheit planen wir, die Aufnahme weitere Wetterjahre vor dem Hintergrund der schon bei 5 Wetterjahren beträchtlichen Rechenzeiten zu prüfen. Darüber hinaus werden wir untersuchen, ob der Teil der Regelleistung, der für den Ausgleich der ersten Stunde von ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten vorgehalten wird, im Strommarktmodell zur Lastdeckung eingesetzt werden darf. Zudem werden wir untersuchen, ob die Berücksichtigung von Batteriespeicher-Kapazitäten sowie künftig gegebenenfalls weiterer relevanter Technologien aus dem Bereich *Power-to-X* im Strommarktmodell zielführend erscheint.

Im Bereich der VS-Analyse ist geplant, bei der Modellierung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eine Erweiterung um die Berücksichtigung von HGÜ-Ausfällen vorzunehmen. Darüber hinaus ist eine Erweiterung der Ergebnisauswertung denkbar, etwa um „freie Leistungsmargen“ zur Nachfragedeckung

und Phasen grenzüberschreitender Aushilfe in importierender wie exportierender Richtung statistisch zu beschreiben und auszuweisen.

8 Literaturverzeichnis

AEE (2012): Agentur für Erneuerbare Energien, Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke, zuletzt abgerufen am 05.03.2014 unter: http://www.energiestudien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf.

AF Mercados, E-Bridge, REF-E. (2016): Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market. doi:10.2832/08949.

AG Energiebilanzen (2013): Internetauftritt der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., <http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/daten-und-fakten/daten-und-fakten.html>, 2014.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2017): Bilanzen 1990 - 2016, letzter Zugriff 10.08.2017.

Agora Energiewende und Sandbag (2018): The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf>.

Amprion, APX, BELPEX, CREOS, ELIA, EPEX Spot, RTE, TenneT, TransnetBW. (2014): Documentation of the CWE FB MC Solution. Von www.jao.eu abgerufen.

AtG (2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. Vom 31. Juli 2011. Zuletzt abgerufen am 28.06.2018 unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D_1530189966584.

AtG (2017): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) vom 20.07.2017. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/atg/AtG.pdf>.

BDEW (2015) Wie heizt Deutschland? Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: <https://www.bdew.de/energie/bdew-studie-wie-heizt-deutschland/>.

BEIS (2016): Department for Business, Energy and Industrial Strategy: Electricity Generation Costs. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: <https://www.gov.uk/government/publications/beis-electricity-generation-costs-november-2016>.

BEIS (2017): Department for Business, Energy and Industrial Strategy: Powering Past Coal Alliance: Declaration. Zuletzt abgerufen am 18.05.2018 unter: <https://www.gov.uk/government/publications/powering-past-coal-alliance-declaration>.

BEIS (2018a): Department for Business, Energy and Industrial Strategy: Updated energy and emissions projections 2017. Zuletzt abgerufen am 27.04.2018 unter: <https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2017>.

BEIS (2018b): Department for Business, Energy and Industrial Strategy: Implementing the End of Unabated Coal by 2025. Government Response to Unabated Coal Closure Consultation. Zuletzt abgerufen am 27.04.2018 unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/672137/Government_Response_to_unabated_coal_consultation_and_statement_of_policy.pdf.

BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Im Internet unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33 (zuletzt abgerufen am 19.06.2018).

BMWi (2018): EU-Kommission genehmigt Reserve zur Absicherung des Strommarktes. Pressemitteilung vom 07.02.2018. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2018/20180207-eu-kommission-genehmigt-reserve-zur-absicherung-des-strommarktes.html>

CDU, CSU, SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf?blob=publicationFile&v=6>.

CEPA (2018): Study on the Estimation of the Value of Least Load of Electricity Supply in Europe, ACER/OP/DIR/08/2013/LOT 2/RFS 10, Final Report, 06 July 2018

CEPS (2017): Mid-term Generation Adequacy Forecast. Zuletzt abgerufen am 27.04.2018 unter: <https://www.ceps.cz/en/generation-adequacy>.

Cohen, J., Moeltner, K., Reichl, J., & Schmidthaler, M. (2017): Effect of global warming on willingness to pay for uninterrupted electricity supply in European nations. doi:10.1038/s41560-017-0045-4.

Consentec (2010): Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 17.12.2010, zuletzt abgerufen am 21.9.2018 von <https://www.regelleistung.net/ext/download/dimensionierungBnetza>.

Consentec et al. (2010): Consentec, EWI, IAEW: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: <https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung-2010.pdf>.

Consentec und r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Abschlussbericht, 06.03.2015.

Department of Energy & Climate Change (2013): Annex C: Reliability Standard Methodology. Von <https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-the-draft-electricity-market-reform-delivery> abgerufen.

EEX (2018a): API-2-CIF-ARA-(Argus-IHS McCloskey)-Coal-Futures. Zuletzt abgerufen am 04.05.2018 unter: <http://www.eex.com/de/marktdaten/kohle/terminmarkt/api-2-cif-ara-argus-ihs-mccloskey-coal-futures#!/2018/05/04>.

EEX (2018b): European Emission Allowance Futures. Zuletzt abgerufen am 04.05.2018 unter: <http://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/terminmarkt/european-emission-allowances-futures#!/2018/05/04>.

EEX (2018c): Erdgasfutures.

ENTSO-E (2015): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Ten Year Network Development Plan 2016 – Project List. Online verfügbar unter: European Network of Transmission System Operators for Electricity.

ENTSO-E (2016): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2016 Edition. Zuletzt abgerufen am 25.09.2018 unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf.

ENTSO-E (2016): TYNDP. Von <https://tyndp.entsoe.eu/2016/> abgerufen.

ENTSO-E (2017a): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2017 Edition. Zuletzt abgerufen am

28.06.2018 unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf.

ENTSO-E (2017b): Winter Outlook Report 2017 / 18. Zuletzt am 8.10.2018 von https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter_Outlook_2017-18.pdf abgerufen.

ENTSO-E (2018a): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Ten Year Network Development Plan 2018. Zuletzt abgerufen am 28.06.2018 unter: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>.

ENTSO-E (2018b): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2018 Edition. Zuletzt abgerufen am 12.11.2018 unter: <https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2018/MAF%202018%20Methodology%20and%20Detailed%20Results.pdf>.

Eurostat (2017a): Komplette Energiebilanzen - jährliche Daten [nrg_110a], Eurostat Datenbank, letzter Zugriff 10.08.2017.

European Union (2017): EU-Referenzszenario, Brüssel, 2017.

Europäische Kommission (2014): State aid: Commission authorises UK Capacity Market electricity generation scheme. Presseerklärung vom 23.07.2014. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_en.htm.

Europäische Kommission (2016a): Mitteilung der Kommission (COM2016) 860 vom 30.11.2016: Saubere Energie für alle Europäer. Im Internet unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860&from=EN> (zuletzt abgerufen am 19.06.2018).

Europäische Kommission (2016b): Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt überarbeiteten marktweiten Kapazitätsmechanismus in Frankreich. Pressemitteilung vom 06.11.2016. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_de.pdf.

Europäische Kommission (2016c): Mapping and analyses of the current and future (2020 – 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/mapping-and-analyses-current-and-future-2020-2030-heatingcooling-fuel-deployment>.

Europäische Kommission (2016d): EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf.

Europäische Kommission (2018a): State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to ensure security of supply in Belgium, France, Germany, Greece, Italy and Poland. Presseerklärung vom 07.02.2018. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_en.htm.

Europäische Kommission (2018b): State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish Capacity Mechanism. Mitteilung über die Kommissionsentscheidung an den Mitgliedstaat. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_46100.

Europäische Kommission (2018c): State Aid SA.42011 (2017/N) – Italy – Italian Capacity Mechanism. Mitteilung über die Kommissionsentscheidung an den Mitgliedstaat. Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42011.

EWI / gws / Prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Zuletzt abgerufen am 25.09.2018 unter: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/100827_Prognos_Studie_Energieszenarien_fuer_ein_energiekonzept_der_Bundesregierung.pdf

FFE (2017): Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung; Kurzbericht im Auftrag der deutschen ÜNB, November 2017; Zuletzt abgerufen am 30.04.2018 unter: <https://www.ffe.de/attachments/article/761/Flexibilisierung%20der%20Kraft-Waerme-Kopplung.pdf>

Forum Energii (2017): Polish energy sector 2050 – 4 Scenarios. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: http://forum-energii.eu/en/news/po-lish_mix_2050.html.

Fraunhofer ISI (2017): ALADIN-Website, <https://www.aladin-model.eu/>, letzter Zugriff 21.11.2017.

Fraunhofer ISI (2018): FORECAST-Website, <http://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>, letzter Zugriff 20.06.2018.

Fraunhofer ISI et al. (2017): Fraunhofer ISI, consentec, IFEU, TU Wien, M-Five, TEP Energy GmbH: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zuletzt abgerufen am 28.06.2018 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichts-modul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Frontier Economics (2015): Future potential for DSR in GB. A report prepared for DECC by Frontier Economics with support from LCP and Sustainability First. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/467024/rpt-frontier-DECC_DSR_phase_2_report-rev3-PDF-021015.pdf.

Gesetz für den Ausbau der erneuerbaren Energien [EEG]: Neufassung vom 01.08.2014 Zuletzt geändert am 17.06.2017. Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/.

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung [KWKG]: Neufassung vom 21.12.2015. Datum des Inkrafttretens: 01.01.2016, zuletzt geändert: 17.07.2017. Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/.

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): Datum des Inkrafttretens: 13.07.2005, zuletzt geändert: 19.02.2016. Online verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EnWG.html>.

Gnann, Till, Patrick Plötz, André Kühn und Martin Wietschel (2015): Modeling market diffusion of electric vehicles with real world driving data – German market and policy options. Transportation Research Part A 77. S. 95-112.

Hacker, Florian, Ralph Harthan, Hauke Hermann, Peter Kasten, Charlotte Loreck, Dominik Seebach, Christof Timpe und Dr. Wiebke Zimmer (2011): Betrachtung der Umweltentlastungspotenziale durch den verstärkten Einsatz von kleinen, batterieelektrischen Fahrzeugen im Rahmen des Projekts „E-Mobility“. Schlussbericht im Rahmen der Förderung der Modellregionen Elektromobilität des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen. Berlin, Oktober 2011.

Hacker, Florian, Ruth Blanck, Friederike Hülsmann, Peter Kasten, Charlotte Loreck, Dr. Sylvie Ludig, Moritz Mottschall und Dr. Wiebke Zimmer (2014): eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Gemeinsamer Endbericht zu den Vorhaben „Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung von Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität zum langfristigen Klimaschutz“ (FKZ: UM 11 96 106)

und „Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität im Güter- und öffentlichen Personenverkehr zum langfristigen Klimaschutz“ (FKZ: 16 EM 1001). Berlin, September 2014.

Hirst, David (2018): Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism. House of Commons Library. Briefing Paper Number 05927. Zuletzt aufgerufen am 27.04.2018 unter: <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>.

IAEA (2016): International Atomic Energy Agency: 47th Annual Report

ICE (2018): End of day reports for Brent Crude Oil Futures. Zuletzt abgerufen am 04.05.2018 unter: <https://www.theice.com/marketdata/reports/10>.

IEA (2017): International Energy Agency: World Energy Outlook. Zuletzt abgerufen am 28.06.2018 unter: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/november/a-world-in-transformation-world-energy-outlook-2017.html>.

LeighFisher Ltd. (2016): Electricity Generation Costs and Hurdle Rates. Lot 3: Non-Renewable Technologies. A report prepared for the Department of Energy and Climate Change (DECC). Zuletzt abgerufen am 02.07.2018 unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566803/Leigh_Fisher_Non-renewable_Generation_Cost.pdf.

London Economics (2013): The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain. Final Report for Ofgem and DECC. Von <https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-the-draft-electricity-market-reform-delivery> abgerufen.

LSE et al. (2011): LSE, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, RWE nPower: Demanding times for energy in the UK. A report commissioned by RWE nPower. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: http://www.vivideconomics.com/wp-content/uploads/2015/03/Demanding_times_for_energy_in_the_UK.pdf.

Minambiente (2017): Ministero dello Sviluppo Economico und Ministero dell' ambiente e della tutela del territorio e del mare: Italy's National Energy Strategy 2017. Zuletzt abgerufen am 27.04.2018 unter: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_SEN.PDF.

Morrissey, Patrick, Peter Weldon und Margaret O'Mahony (2016): Future standard and fast charging infrastructure planning: An analysis of electric vehicle charging behaviour. Energy Policy 89. S. 257-270.

National Grid (2017): National Grid EMR Electricity Capacity Report, 31.5.2017

NPE – Nationale Plattform Elektromobilität (2018): Themen: Ladeinfrastruktur. Zuletzt abgerufen am 02.07.2018 unter: <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/themen/ladeinfrastruktur/#tabs>.

Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf.

Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Zuletzt abgerufen am 25.09.2018 unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht_Runde_2.pdf.

Parsons Brinckerhoff (2013): Electricity Generation Cost Model – 2013 Update of Non-Renewable Technologies. A report prepared for the Department of Energy and Climate Change (DECC). Zuletzt abgerufen am 02.07.2018 unter: <https://www.gov.uk/government/publications/parsons-brinckerhoff-electricity-generation-model-2013-update-of-non-renewable-technologies>.

PCR (2016): EUPHEMIA Public Description, PCR Market Coupling Algorithm, Version 1.5, 05/12/2016, zuletzt abgerufen am 24.9.2018 von <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-documentation.pdf>.

Pentalateral Energy Forum Support Group 2 (2018): Generation Adequacy Assessment. Zuletzt am 17.9.2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen.

PLEF (2015): Pentalateral Energy Forum SG2: Generation Adequacy Assessment. Zuletzt abgerufen am 25.09.2018 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

PLEF (2018): Pentalateral Energy Forum SG2: Generation Adequacy Assessment Jan. 2018. Zuletzt abgerufen am 28.06.2018 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln, 30.7.2014.

r2b energy consulting (2014): AP 3 der Leitstudie Strommarkt im Auftrag des BMWi - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact - Analyse Kapazitätsmechanismen, Juli 2014, Köln/Berlin.

r2b energy consulting (2015a): AP 3 der Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des BMWi. Köln/Berlin. Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=9.

r2b energy consulting (2015b): Strommarktdesign der Zukunft. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf.

ÜNB (2018): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransnetBW GmbH: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019). Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf.

VGB (2016): VGB PowerTech e.V.: Verfügbarkeit von Kraftwerken 2006 bis 2015.

VGB (2017): VGB PowerTech e.V.: Analyse der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken 2007 – 2016. E

WNISR (2017): The World Nuclear Industry Status Report 2017. Zuletzt abgerufen am 28.06.2018 unter: <https://www.worldnuclearreport.org/The-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2017-HTML.html>.

Anhang A: Modellbeschreibung Strommarktsimulationen

Das europäische Elektrizitätsmarktmodell hat den Zweck, die Entscheidungen von Wirtschaftssubjekten (Unternehmen und Verbrauchern) unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen auf individueller Ebene abzubilden. Auf dieser Basis werden die aggregierten Marktergebnisse (z. B. installierte Kapazitäten und Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien, Strompreise an Großhandelsmärkten, CO₂-Emissionen, Brennstoffverbräuche) abgeleitet. Dabei werden auf der einen Seite technische und ökonomische Eigenschaften von bestehenden Erzeugungsanlagen und zukünftigen Erzeugungsoptionen detailliert abgebildet. Auf der anderen Seite werden die Anforderungen hinsichtlich der Deckung der Stromnachfrage und Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie die Rahmenbedingungen der Märkte, die sich aus der vorhandenen und geplanten Netzinfrastruktur sowie den zu erwartenden gesetzlichen Vorgaben und wirtschaftlichen Entwicklungen ergeben, bei der Modellierung der individuellen Entscheidungen berücksichtigt.

Im Einklang mit dem liberalisierten EU-Binnenmarkt für Elektrizität wird bei Investitions- und Stilllegungsentscheidungen sowie bei Entscheidungen zum Einsatz von Erzeugungsanlagen, die auf Basis von Preissignalen auf den wettbewerblich organisierten Märkten getroffen werden, die Prämisse einer Gewinnmaximierungsabsicht von Unternehmen unterstellt. Bei der zusätzlichen Annahme von vollkommenem Wettbewerb auf diesen Märkten ist diese Prämisse mit einer volkswirtschaftlichen Kostenminimierung, d. h. einer effizienten Anpassung des Marktes durch individuelle Unternehmensentscheidungen, identisch. Neben dem Großhandelsmarkt für Strom werden auch die Märkte für Systemdienstleistungen, insbesondere die Märkte für die Vorhaltung von Regelleistung der unterschiedlichen Qualitäten – Primär-, Sekundär- und Minutenreserve – berücksichtigt. Zusätzlich können unterschiedliche Designoptionen im Bereich von Kapazitätsmärkten auf Landesebene berücksichtigt und deren Rückwirkungen auf die restlichen oben genannten Märkte ebenso adäquat abgebildet werden.

Bei Erzeugungsanlagen, deren Zu- und Rückbau sowie Einsatz nicht oder nicht ausschließlich von Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt für Strom und auf den Regelenergiemärkten abhängen, wie z. B. Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen und KWK-Anlagen, werden einerseits die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Förderung im Modell abgebildet. Andererseits wird bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen (Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik, Laufwasserkraft) die tatsächliche Erzeugung unter Berücksichtigung des individuellen Energiedargebotes modelliert. Bei Erzeugungsanlagen, die neben Strom auch Wärme und/oder Dampf erzeugen, werden die lokalen Vermarktungsmöglichkeiten der Wärme und/oder des Dampfes im Rahmen der Modellierung abgebildet.

Der Elektrizitätsverbrauch sowie der Bedarf an Systemdienstleistungen werden im Modell als Eingangsannahmen erfasst. Dies gilt ebenso für Vorgaben für den Bedarf von zusätzlicher Leistung im Bereich von Kapazitätsmechanismen. Die Vorgaben zur Höhe und zeitlichen Struktur der Stromnachfrage (Last) und des Regelleistungsbedarfs werden dabei auf Basis vorgeschalteter Analysen sowie durch Setzung entsprechender Annahmen ermittelt. Zur Abbildung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite bestehen verschiedene Möglichkeiten der Modellierung. Auch hierbei wird die Entscheidung von Wirtschaftssubjekten – in diesem Fall Stromverbrauchern – auf individueller Ebene grundsätzlich in Abhängigkeit von wirtschaftlichen Aspekten sowie technischen Restriktionen, z. B. in nachgelagerten industriellen Produktionsprozessen, beim Einsatz von Wärmepumpen im Haushalts- und Gewerbebereich oder beim Ladeverhalten von elektrisch betriebenen Fahrzeugen, nachgebildet.¹⁸⁵

¹⁸⁵ In allen Varianten wird eine Preiselastizität der Nachfrage nach elektrischer Energie in Abhängigkeit des Verbrauchertyps unterstellt, die unter Berücksichtigung der Heterogenität der Verbraucher zu einer aggregierten preiselastischen Nachfragefunktion zusammengefasst wird.

Das Modell ist als Instrument zur Simulation des europäischen Elektrizitätsmarktes ausgelegt. Somit erfolgt eine simultane Betrachtung der nationalen bzw. regionalen Gebotszonen in Europa, wobei Im- und Exporte zwischen den Gebotszonen im Modell ermittelt werden. Die vorhandene und geplante Netzinfrastruktur zwischen den modellierten Regionen wird dabei hinsichtlich ihrer einschränkenden Wirkung auf den maximal möglichen Stromaustausch¹⁸⁶ zwischen den Modellregionen berücksichtigt.

Im Folgenden wird zunächst eine allgemeine Übersicht des Modells gegeben. Anschließend wird die Vorgehensweise bei der Modellierung der unterschiedlichen ökonomischen und technischen Aspekte im Rahmen von Entscheidungen zu Investitionen und vorübergehenden und endgültigen Stilllegungen, Revisionen sowie dem Betrieb von Erzeugungsanlagen detailliert dargestellt. Abschließend werden exemplarische Anwendungsmöglichkeiten aufgezeigt, die aufgrund des modularen Aufbaus des Modells variabel an die jeweiligen individuellen Analyseanforderungen angepasst werden können.

Die Darstellungen beziehen sich dabei zunächst auf eine umfassende Version des europäischen Elektrizitätsmarktmodells, sodass die Möglichkeiten der Anwendung und des jeweiligen Vorgehens vollständig beschrieben werden. Je nach Fragestellung und Untersuchungsrahmen passen wir den Detaillierungsgrad (z. B. zeitliche Auflösung des Modells, Genauigkeit der Abbildung technischer und ökonomischer Eigenschaften von Erzeugungsanlagen sowie Genauigkeit der Abbildung von Märkten für Systemdienstleistungen) sowie die im Modell betrachteten Länder bzw. Regionen, den Analysezeitraum und die gleichzeitig untersuchten

¹⁸⁶ Wir wenden ein hybrides Flow-based / NTC-Modell zur Modellierung der Netzinfrastruktur, in dem wir für Austausche zwischen den aus deutscher Sicht besonders wichtigen Gebotszonen Frankreich, Belgien, Niederlande, Deutschland-Luxemburg, Schweiz, Italien, Österreich, Tschechien und Polen einen flow-based-Ansatz verwenden. In diesem Modell werden die stündlichen Übertragungskapazitäten zwischen den modellierten Ländern in Abhängigkeit der jeweils gültigen Einspeise- und Entnahmesituation in den Ländern im Rahmen der technischen Machbarkeiten des Übertragungsnetzes optimal im Markt vergeben. Die übrigen modellierten Gebotszonen werden über NTCs angebunden. Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in Anhang B.

(optimierten) Wetterjahre im Rahmen von dargebotsabhängigen Unsicherheiten an. Diese Anpassungen des Modells sind ggf. erforderlich, um die Komplexität des Modells so weit zu reduzieren, dass einerseits Beschränkungen hinsichtlich der heute verfügbaren Hard- und Software eingehalten werden und andererseits die Durchführung eines Rechenlaufs mit einer angemessenen Laufzeit der Simulation nicht überschritten wird. Durch den modularen Aufbau des Modells können diese Anpassungen jeweils durch automatisierte Vorgaben vorgenommen werden, ohne dass Anpassungen an der Datenbasis oder bei der Programmierung, d. h. des Quellcodes, erforderlich sind.

A.1 Modellübersicht

Unser europäisches Elektrizitätsmarktmodell ist als lineares Programmierungsproblem (LP) in der Modellierungsumgebung GAMS umgesetzt. In seiner umfassenden Version besteht das Modell aus ca. 20 Mio. Gleichungen und ca. 30 Mio. Variablen. Die optimale Lösung des Modells wird mit Hilfe von CPLEX 12.6.3, einem leistungsstarken, kommerziellen Solver für die Lösung linearer Programmierungsprobleme, ermittelt.

Die hohe Komplexität des vollständig integrierten europäischen Strommarktmodells bedarf einer leistungsfähigen Rechnerinfrastruktur. Je nach Detaillierungsgrad und entsprechendem Rechenaufwand des Modells können wir auf notwendige Rechnerinfrastruktur entweder Inhouse oder über sog. Cloud-Computing zurückgreifen.

A.2 Grundstruktur des Modells

Die Grundstruktur des Modells ist in Abbildung A-1 dargestellt. In der Abbildung wird zwischen Eingangsdaten (Inputs), dem eigentlichen Modell und Ergebnissen (Outputs) unterschieden.

Die Eingangsdaten (Inputs) lassen sich in fünf Bereiche untergliedern. Der erste Bereich beschreibt die Nachfrageseite (Bedarf an elektrischer Energie, Bedarf an

Systemdienstleistungen sowie zentral beschaffte Leistung bei Kapazitätsmärkten und KWK-fähigem Wärmebedarf). Neben stündlichen Verbrauchswerten (Last) sowie dem Regelleistungsbedarf und dem Regelenergieabruf können in diesem Bereich auch Inputdaten zu Flexibilitäten auf der Nachfrageseite berücksichtigt werden (derzeit berücksichtigen wir folgende nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen: Flexible industrielle Verbraucher, großtechnischer Einsatz von Power-to-Heat Anlagen im Fernwärmebereich, flexibler Einsatz von Wärmepumpen im Haushalts- und GHD-Bereich und unterschiedliche Formen von flexiblem Laden von elektrischen Fahrzeugen (inkl. Oberleitungs-LKW). Das Elektrizitätserzeugungssystem muss die Anforderungen, die sich durch den Bedarf auf der Nachfrageseite ergeben, im Modell erfüllen.

Beim zweiten Bereich handelt es sich um Eingangsdaten zum bestehenden Erzeugungssystem. Neben technischen und wirtschaftlichen Parametern von bestehenden konventionellen Kraftwerken sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken werden in diesem Bereich auch die erforderlichen Eingangsdaten zu Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen erfasst.

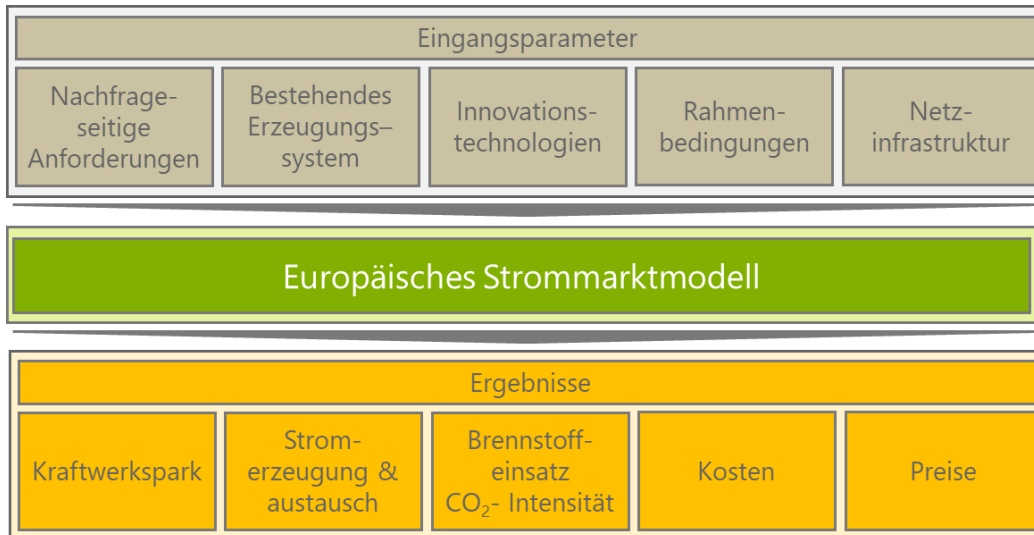
In einem dritten Bereich werden die Potenziale, Kosten und technischen Eigenschaften von zukünftigen Erzeugungsoptionen im konventionellen Kraftwerkspark und von Erzeugungsoptionen auf Basis regenerativer Energiequellen abgebildet. Diese können dem Elektrizitätserzeugungssystem durch Investitionen und unter Berücksichtigung der jeweiligen Kosten zur Verfügung gestellt werden.

Der vierte Bereich beschreibt die für die Entwicklung und den Betrieb des Elektrizitätserzeugungssystems wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen. Hierzu zählen unter anderem Preise für Primärenergieträger und CO₂-Zertifikate, sowie eine Abbildung zukünftiger Maßnahmen möglicher nationaler Kohlepolitiken.

Im fünften Bereich werden die erforderlichen Informationen zur vorhandenen und geplanten Netzinfrastruktur erfasst. Handelsflüsse zwischen Modellregionen und

im Modell nicht explizit berücksichtigte Nachbarregionen werden ggf. als aggregierte Im- und Exportfunktionen hinterlegt.

ABBILDUNG A-1: STRUKTUR DES EUROPÄISCHEN ELEKTRIZITÄTSMARKTMODELLS



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Eingangsdaten sind die quantitative Ausgangsbasis der Modellrechnungen. Im Modell erfolgt eine Abbildung der Abhängigkeiten und Wechselwirkungen in Form eines dynamischen, interregionalen und stochastischen¹⁸⁷ Kostenminimierungsmodells, die im Rahmen von Einsatz- und Investitionsentscheidungen im Erzeugungssystem von Bedeutung sind.

Nach der Lösung des Modells ist die Möglichkeit der Ableitung und Ausgabe von diversen Modellergebnissen gegeben. Hierbei lassen sich zwei Arten von Ergebnissen unterscheiden. Einerseits liegen auf Basis des Modells Ausgabewerte vor, die den Werten der Variablen im Rahmen der optimalen Lösung zugeordnet werden. Hierzu zählen u. a. folgende Ergebnisgrößen:

- Installierte Kapazitäten sowie Zubauten und Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken nach Erzeugungstechnologien,

¹⁸⁷ Im Rahmen dieser Studie bilden wir ausschließlich eine Stochastik hinsichtlich unsicherer zukünftiger Wetterbedingungen in Form von Wetterjahren ab.

- Stromerzeugung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbesondere im Bereich der Regelenergiemärkte) von Erzeugungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe und erneuerbarer Energiequellen,
- Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen von konventionellen Kraftwerken nach Erzeugungstechnologien,
- Kosten des Gesamtsystems mit einer Differenzierung nach Kostenarten (z. B. Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Emissionen, Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Investitions- und Kapitalkosten),
- Im- und Exporte für die Modellregionen.

Andererseits liegen zusätzlich sogenannte Grenzkosten bzw. Schattenpreise¹⁸⁸ von (Un-)Gleichungen des Modells vor, aus denen u. a. Preise am Großhandelsmarkt und Preise auf den Regelenergiemärkten abgeleitet werden können. Falls das Modell unter Berücksichtigung von Kapazitätsmärkten gerechnet wurde, können auch Preise für die vorgehaltene Leistung im Rahmen dieser Marktdesignoptionen hergeleitet werden (hierbei werden die Grenzkosten der zusätzlichen Leistung auf Grund der [nationalen] Leistungsvorhaltung auf diesen Kapazitätsmärkten ausgewertet).

Die Möglichkeiten der regionalen und zeitlichen Auflösung der Ergebnisse ergeben sich direkt aus den Vorgaben des Detaillierungsgrads bei der Modellierung. In der Regel sind sämtliche Ergebniswerte in bis zu stündlicher Auflösung für alle Modelljahre und sämtliche Modellregionen im Rahmen der Ergebnisdarstellung verfügbar.

¹⁸⁸ Alternativ werden diese auch als Marginals oder Dualwerte des linearen Programmierungsproblems bezeichnet.

A.3 Modell- und Satellitenregionen

Im Modell wird zwischen Kernregionen sowie explizit modellierten und nicht modellierten Satellitenregionen unterschieden. Im Rahmen dieser Untersuchung betrachten wir Deutschland, seine Nachbarländer, Italien sowie die Länder Skandinaviens und Großbritannien als Kernregionen, während die iberische Halbinsel als modellierte Satellitenregion berücksichtigt wird. Im- und Exporte zwischen Kernregionen sowie zwischen Kern- und modellierten Satellitenregionen bilden wir endogen im Modell ab. Im- und Exporte zwischen Satellitenregionen¹⁸⁹ und den jeweilig angrenzenden Kernregionen simulieren wir über aggregierte Im- und Exportfunktionen.

¹⁸⁹ Als Satellitenregionen haben wir insb. die osteuropäischen Länder (östlich von PL/CZ/AT) modelliert.

ABBILDUNG A-2: IN VORLIEGENDER STUDIE BERÜCKSICHTIGTE MODELLREGIONEN



Quelle: Eigene Darstellung.

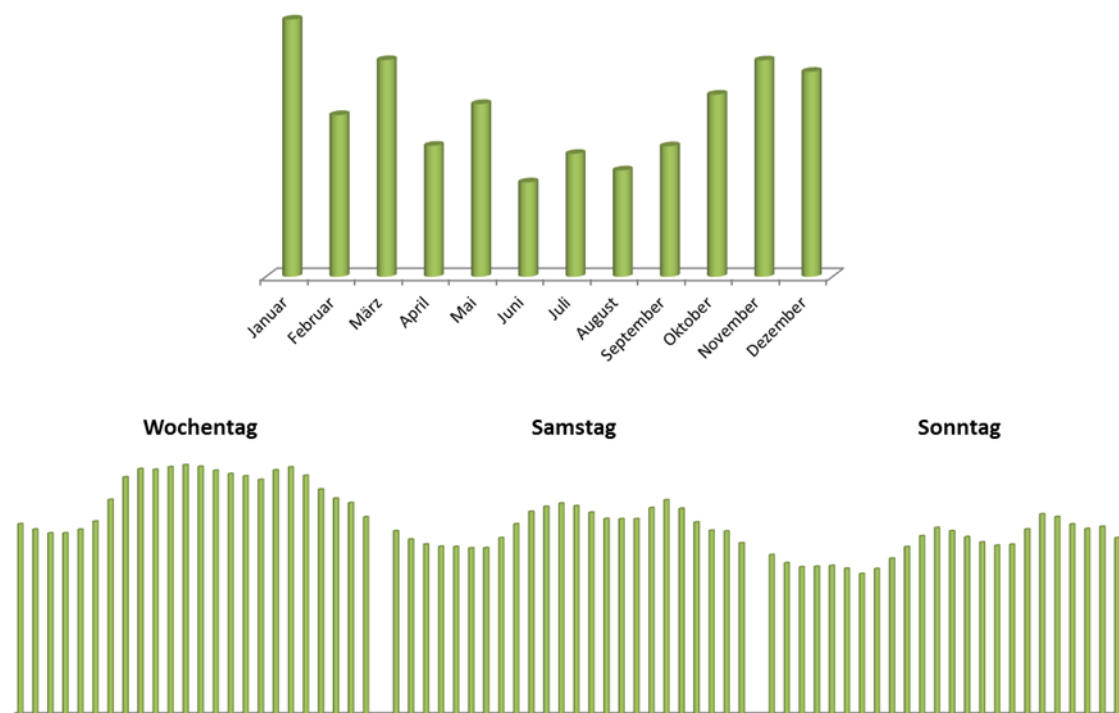
Sowohl zwischen Kernregionen als auch zwischen Kern- und benachbarten Satellitenregionen werden auf Basis der vorhandenen und geplanten Netzinfrastrukturen maximale Leistungswerte des Austauschs (sog. Kuppelleitungskapazitäten) bestimmt. Unter Berücksichtigung dieser maximalen Leistungswerte des Austauschs sowie der Netzverluste bei großräumigen Transportflüssen können Im- und Exporte von elektrischer Energie zwischen den benachbarten Regionen erfolgen. Innerhalb einer Modellregion wird davon ausgegangen, dass keine Netzengpässe – in einem für die ökonomische Betrachtung relevanten Ausmaß – bestehen bzw. diese über sog. Redispatching aufgelöst werden.

A.4 Zeitliche Auflösung und Optimierungshorizont

Eine simultane Analyse von kurzfristigen Entscheidungen zum Einsatz und von mittel- sowie langfristigen Entscheidungen zu Investitionen und Stilllegungen (sowie Revisionen) von Erzeugungsanlagen erfordert sowohl eine hohe zeitliche Auflösung als auch einen langen Betrachtungszeitraum bei der Simulation.

Der Einsatz von Erzeugungsanlagen hängt sowohl von der Höhe der jeweiligen Last zum Betrachtungszeitpunkt, als auch – aufgrund dynamischer Effekte – von der chronologischen Reihenfolge der Lastniveaus ab. Die Strukturen der Last lassen sich in der Regel hinreichend genau durch typische tägliche Zyklen abbilden, wenn Unterschiede zwischen Tagestypen (Arbeitstage, Wochenenden sowie Feier- und Brückentage) und den Jahreszeiten bzw. Monaten des Jahres berücksichtigt werden (siehe Abbildung A-3).

ABBILDUNG A-3: MONATLICHE NACHFRAGESTRUKTUREN (OBEN) UND LASTABHÄNGIGE TAGESZYKLEN (UNTEN) IM WINTER FÜR DAS WETTERJAHR 2011 IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung.

Durch den bereits heute erreichten Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die zukünftig zu erwartende weitere Erhöhung dieses Anteils erscheint eine Modellierung der residualen Last auf Basis von Typtagen und Saisonalität nicht mehr problemadäquat. Vielmehr muss die zeitliche Auflösung geeignet sein, um neben der Laststruktur zusätzlich eine Abbildung der volatilen stündlichen und saisonalen Strukturen der Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien in angemessener Weise zu ermöglichen. Aus diesem Grund ist im europäischen Elektrizitätsmarktmodell eine zeitliche Auflösung von bis zu 8.760 Stunden (bzw. 8.784 Stunden in Schaltjahren) vorgesehen, wobei wiederum die chronologische Reihenfolge der Stunden berücksichtigt wird.

Des Weiteren zeigen Analysen der historischen dargebotsabhängigen EE-Stromerzeugungsmengen (Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft), dass für unterschiedliche sog. ‚Wetterjahre‘ ein unterschiedliches Energiedargebot für diese Energieträger besteht. Diese Unsicherheit adressieren wir in unserem Modell explizit über eine Implementierung von stochastischen Wetterjahren. Aktuell modellieren wir die Unsicherheit über fünf Wetterjahre, wobei dies in Abhängigkeit verfügbarer Hardware-Ressourcen frei wählbar ist. Damit modellieren wir derzeit pro Betrachtungsjahr (2018, 2020, ..., 2035) jeweils 5 (Wetterjahre) x 8.760 (Stunden) = 43.800 residuale Laststützpunkte, jeweils in der korrekten chronologischen Reihenfolge.

Gleichzeitig ist in unserem europäischen Elektrizitätsmarktmodell eine Analyse bis zum Jahre 2060 möglich, um bei der Entscheidung über Investitionen und Stilllegungen in Erzeugungsanlagen die gesamte technische Lebensdauer der Anlagen von 20 bis 50 Jahren betrachten zu können.¹⁹⁰ Dabei kann die Anzahl der betrach-

¹⁹⁰ Zugleich wird das Endwertproblem bei dynamischen Optimierungsproblemen durch eine annuitätische Verteilung der Investitions- und Finanzierungskosten von Erzeugungsanlagen über die technische Lebensdauer der Anlage deutlich entschärft (siehe Abschnitt ‚Modellierung von mittel- und langfristigen Aspekten‘). Dadurch ist eine deutliche Verringerung zwischen dem zu analysierenden Zeitraum und dem erforderlichen Optimierungszeitraum in der Analyse möglich.

teten Jahre (Modelljahre) variabel festgelegt werden. In Abhängigkeit des Detaillierungsgrads bei der Modellierung von anderen Aspekten kann eine bis zu jährliche Analyse vorgenommen werden.

A.5 Technologie- und Effizienzklassen des Modells

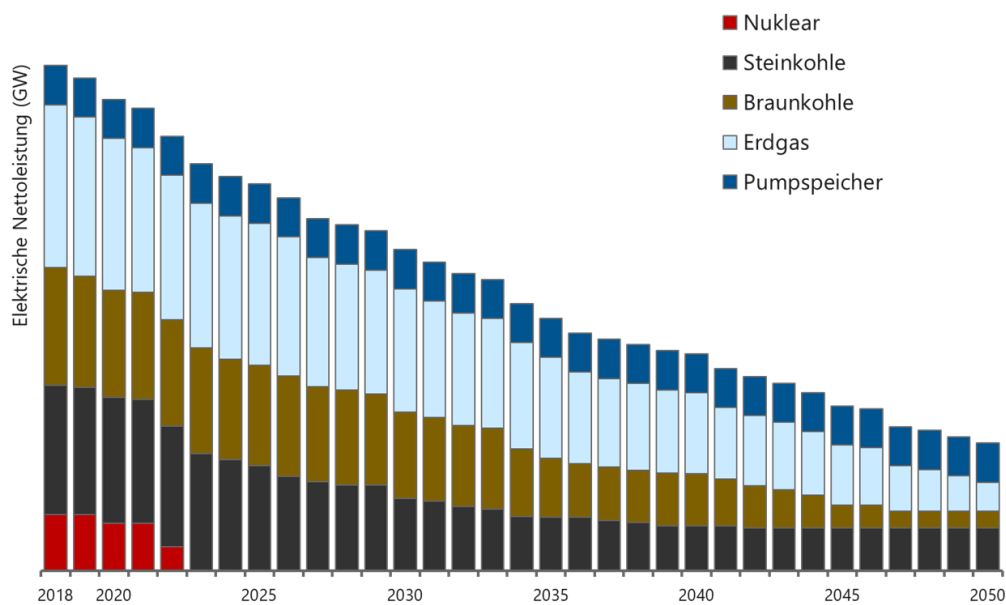
Die Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaften von bestehenden Erzeugungsanlagen basiert auf einer europäischen Kraftwerksdatenbank und einer Datenbank zu Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa. In diesen Datenbanken sind sowohl Angaben zur Technologie und zum verwendeten Primärenergieträger als auch Parameter zu den wesentlichen technischen Eigenschaften (u. a. installierte Netto-Leistung, Netto-Wirkungsgrade, Lastgradienten, An- und Abfahrzeiten, technische Mindestleistung und Wirkungsgrade bei Betrieb in Teillast) und ökonomische Kennzahlen (u. a. Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten, variable Kosten für Betriebs- und Hilfsstoffe) sämtlicher Erzeugungsanlagen auf Blockebene abgebildet. Zusätzlich sind Angaben zum Inbetriebnahmezeitpunkt, zur technischen Lebensdauer (unter Berücksichtigung von Maßnahmen zu deren Verlängerung), zum Netzanschluss (Spannungsebene und Netzknoten) und zum Netzanschlussbetreiber sowie Geoinformationen zum Standort der Anlagen in den Datenbanken hinterlegt.

Abbildung A-4 zeigt den Kraftwerksdatenbestand für Deutschland sowie die dazugehörige Sterbelinie auf Basis festgesetzter technischer Lebensdauern.

Bei Speichern und Pumpspeichern sind zusätzliche Informationen zu natürlichen Zuflüssen, Speichervolumina der (Ober- und Unter-)Becken und im Falle von Pumpspeichern die installierten Leistungen der Pumpen sowie deren Wirkungsgrade vorhanden. Im Falle von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind ebenfalls zusätzliche Angaben vorhanden. Einerseits sind die (verbleibende) Dauer und die Höhe von Förderungszahlungen erfasst. Andererseits sind

spezifische Angaben, wie z. B. bei Windenergieanlagen Nabenhöhen und Leistungskennlinien, hinterlegt.¹⁹¹

ABBILDUNG A-4: STERBELINIE DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS IN DEUTSCHLAND UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON IM BAU BEFINDLICHER KRAFTWERKE



Quelle: Eigene Darstellung.

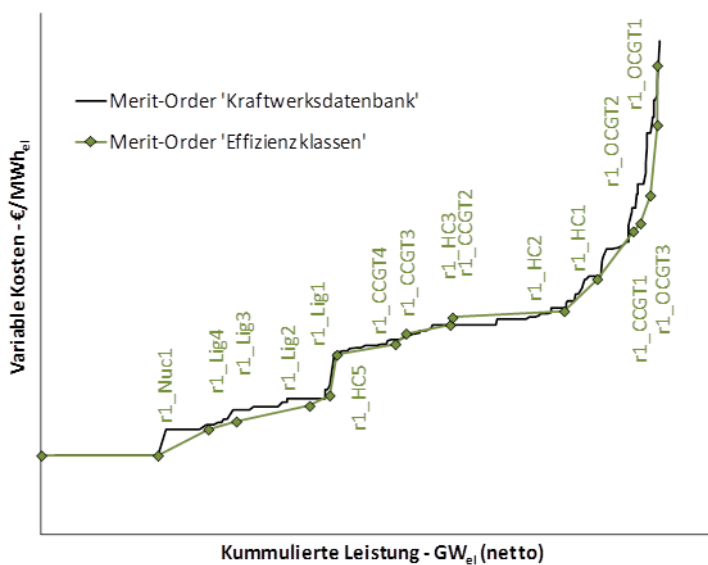
Da eine individuelle Abbildung der Anlagen im Modell nicht möglich ist, werden die Erzeugungsanlagen in Technologie- und Effizienzklassen unter Berücksichtigung einer regionalen Differenzierung zusammengefasst. Dabei werden jeweils unterschiedliche Vorgehensweisen für konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe und Kernenergie, für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gewählt

¹⁹¹ Die Datenbasis unterscheidet sich hinsichtlich der Verfügbarkeit von Informationen in den einzelnen Modellregionen, da die Veröffentlichungspflichten in den einzelnen Ländern der EU sowie der Schweiz und Norwegen nicht einheitlich sind. Fehlende öffentlich verfügbare Informationen zu einzelnen Angaben werden durch detaillierte Recherchen sowie plausible Ersatzwerte ergänzt.

A.5.1 Konventionelle Kraftwerke und Kernkraftwerke

Bei konventionellen Kraftwerken und Kernkraftwerken erfolgt zunächst eine Einteilung der bestehenden Anlagen in Technologieklassen nach Modellregionen, Erzeugungstechnologien (Dampfturbinenkraftwerk mit und ohne Vorschaltgasturbine, Motorkraftwerk, Gasturbine und GuD-Anlage) und Primärenergieträgern (Uran, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas sowie leichtes und schweres Heizöl). Innerhalb dieser Technologieklassen werden den einzelnen Kraftwerksblöcken Effizienzklassen zugeordnet. Des Weiteren ist eine Untergliederung der Anlagentypen nach Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung möglich (Gasturbine/Motorkraftwerk mit Abhitzenutzung, GuD-Anlage und Dampfturbine mit Wärmeauskopplung auf Basis Entnahmekondensations- bzw. Gegendruckturbinen).

ABBILDUNG A-5: ‚MERIT ORDER‘ DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS IN DEUTSCHLAND (SCHEMATISCH)



Quelle: Eigene Darstellung.

Wesentliches Kriterium bei der Zuordnung der einzelnen Kraftwerkblöcke zu den Effizienzklassen innerhalb der Technologieklassen ist der elektrische Netto-Wirkungsgrad. Dies ermöglicht eine hohe Genauigkeit bei der Modellierung der Ein-

satzweise der Kraftwerke, deren wichtigstes Kriterium die variablen Erzeugungskosten sind. Die Wahl der Anzahl von Technologieklassen kann je nach Anforderung an das Modell individuell festgelegt werden und kann bis hin zu blockscharfer Modellierung reichen.

Abbildung A-5 zeigt exemplarisch die installierte Kraftwerksleistung sortiert nach variablen Erzeugungskosten (sog. ‚merit order‘) bei individueller Betrachtung der einzelnen Kraftwerksblöcke und bei einer aggregierten Betrachtung nach Zuordnung der einzelnen Kraftwerksblöcke zu Technologie- und Effizienzklassen in der Grundversion des Modells für Deutschland. Es wird deutlich, dass die Zusammenfassung der bestehenden Kraftwerksblöcke zu Technologie- und Effizienzklassen nur mit einem sehr geringen Genauigkeitsverlust verbunden ist.

Neben den Technologie- und Effizienzklassen für Bestandsanlagen werden dem Modell weitere Technologie- und Effizienzklassen für Neuanlagen vorgegeben. Als zusätzliche Technologieklassen sind Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung (CCS-Technologien) vorgesehen, die im Modell ab dem Jahr 2035 als Option für Investitionen zur Verfügung stehen.¹⁹² Zugleich werden jeweils mehrere weitere Effizienzklassen für alle Technologien vorgegeben, die sich im Wesentlichen untereinander und im Vergleich zu den Effizienzklassen von Bestandsanlagen im Hinblick auf den elektrischen Netto-Wirkungsgrad sowie weitere technische Parameter (z. B. technische Mindestlast, Lastgradienten, Stromkennziffer und Stromverlustkennzahl) unterscheiden. Bei den Effizienzklassen für neue Kraftwerke wird im Modell zur Abbildung des technischen Fortschritts zugleich der Zeitraum vorgegeben, in dem ein Zubau möglich ist. In der aktuellen Modellversion dürfen für bestimmte Technologien Zubauten erst ab den Jahren 2023 bzw. 2025 vorgenommen werden, da entsprechende Bauzeiten berücksichtigt werden.

¹⁹² Diese Option wurde im Rahmen dieser Studie annahmeseitig ausgeschlossen.

Jeder Technologie- und Effizienzklasse werden auf Basis der Werte der einzelnen Kraftwerksblöcke in der jeweiligen Technologie- und Effizienzklasse technische und ökonomische Parameter zugeordnet. Insbesondere berücksichtigt werden:

- Installierte Leistung (netto)
- Dauer von An- und Abfahrvorgängen
- Mindestteillast
- Elektrischer Wirkungsgrad (netto) bei Volllast und bei Mindestteillast
- Geplante- und ungeplante Nichtverfügbarkeit
- Positive und negative Lastgradienten
- Bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung: Stromkennziffer und Stromverlustkennzahl
- Variable Kosten
- Kosten für An- und Abfahrvorgänge
- Personal- und Wartungskosten
- Investitionskosten

Erzeugungsanlagen auf Basis sonstiger, nicht regenerativer Energieträger (z. B. Gicht- und Grubengas oder Müll) werden im Modell nicht endogen berücksichtigt. Vielmehr werden dem Modell die jährlichen Energiemengen sowie der zeitliche Verlauf der Einspeisung in stündlicher Auflösung vorgegeben.

KWK-Anlagen modellieren wir als Unterklassen der im Modell grundsätzlich verfügbaren und oben erläuterten Erzeugungstechnologien. Dampfturbinen und GuD-Anlagen können dann als Entnahmekondensation- bzw. Gegendruckdampfturbine erweitert werden. Gasturbinen und Motorkraftwerke werden um die Möglichkeit einer Abhitzenutzung erweitert.

A.5.2 Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird im Modell unterteilt in die Kategorien Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke, Geothermie, Biomasse (fixe Einspeisung und flexible Fahrweise), Biomüll, Laufwasser, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Den Erzeugungskapazitäten im Modell liegt eine anlagenscharfe EE-Datenbank zugrunde. Darin enthalten sind validierte und um fehlende Daten ergänzte EEG-Anlagendaten der Übertragungsnetzbetreiber (Stammdaten und Bewegungsdaten) sowie der Bundesnetzagentur für die vergangenen Jahre. Die Datenbank umfasst Angaben u. a. zu Energieträger, Vergütung, Inbetriebnahmedatum, installierter Leistung, PLZ-scharfem Standort (geocodiert), vermiedenen Netznutzungsentgelten und jährlicher Stromerzeugung. Bei Biomasse wird nach fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergie, Vergütungen, Netzanschlussebene und Anschlussnetzbetreiber unterteilt. Für die Berücksichtigung des Zubaus von EE-Anlagen sind in der Datenbank für Deutschland zusätzlich detaillierte Potenzialdaten hinterlegt. So liegen sowohl für Windenergie die derzeitigen Vorranggebiete geocodiert als auch für Photovoltaik gemeindegrenze scharfe Dachflächenpotenziale vor. Für Wind auf See beinhaltet die Datenbank sämtliche in Betrieb genommenen, im Bau befindlichen und geplanten Windparks mit detaillierten Daten, u. a. zu geplanter Inbetriebnahme, Leistung, Standort sowie weiteren technischen und ökonomischen Angaben.

Für die europäischen Länder sind die aktuell installierten Kapazitäten der einzelnen EE-Technologien hinterlegt. Für die Entwicklung des Zubaus werden detaillierte länderspezifische Potenziale (bspw. Dachflächenpotenziale für Photovoltaik, Flächenpotenziale für Wind an Land, ausgewiesene Flächen und anlagenscharfe Planungen für Wind auf See) berücksichtigt. Diese Potenziale wurden auf Basis detaillierter und umfangreicher Analysen bestimmt und werden ständig aktualisiert (bspw. aufgrund politischer Veränderungen in den jeweiligen Ländern).

Für dargebotsabhängige EE-Technologien, wie Windenergie, Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke und Laufwasser, hängen die Erzeugungsmengen von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen ab. Auf Basis regionaler stündlicher Windganglinien bzw. auf Basis von lokalen stündlichen Werten der Globalstrahlung, Direktstrahlung und Temperaturen (Datengrundlage: Reanalysedaten COSMO-EU-Modells (bis 2016) ICON-EU (ab 2016) des Deutschen Wetterdienstes) können unter Berücksichtigung der installierten Anlagenleistungen und der technischen Parameter an den einzelnen Standorten Einspeiseprofile für die unterschiedlichen Technologien erstellt werden.¹⁹³ Bei Laufwasserkraftwerken ist die Erzeugungsleistung insb. von der saisonalen Wasserführung der Flüsse abhängig. Für geothermische Anlagen, Bioenergieanlagen sowie Deponie-, Klär- und Grubengas wird basierend auf historischen Einspeisewerten und historischen Volllaststunden eine stündliche Einspeisestruktur ermittelt. Grundsätzlich wird dem Modell die Entwicklung der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der genannten Restriktionen und Informationen auf Basis von anerkannten Studien exogen vorgegeben.

Im Rahmen der Heranführung der erneuerbaren Energien an die wettbewerblichen Märkte in Deutschland und Europa, z. B. im Rahmen einer verpflichtenden Direktvermarktung, kann optional eine Teilnahme der erneuerbaren Energien an den Großhandelsmärkten für Strom und an den Regelenergiemärkten modelliert werden. Die notwendige Einteilung dieser EE-Anlagen in Technologieklassen mit entsprechender Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaften erfolgt über ein analoges Vorgehen wie bei der Modellierung der konventionellen Kraftwerke. Bei der Modellierung biogener Energieträger werden zusätzlich spezifische Aspekte, z. B. Bonuszahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells und

¹⁹³ Für eine detaillierte Beschreibung der Generierung stündlicher EE-Ganglinien vgl. Anhang D.

Annahmen zur Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Biogas integriert, jeweils in Abhängigkeit von Annahmen der konkreten zukünftigen Ausgestaltung der Fördermodelle.

A.5.3 Vermarktungsoptionen

Neben der Abbildung der europäischen Großhandelsmärkte für Strom bietet das Modell auch optional die Möglichkeit der Vermarktung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten an den Märkten für Regel- und Reserveenergie¹⁹⁴, sowie der Vermarktung der Erzeugungsleistung an regionalen Wärmemärkten.

Die Modellierung des Großhandelsmarktes für Strom erfolgt über ein wettbewerbliches Marktmodell, bei welchem sich Angebot (Erzeugungsseite) und Nachfrage (Verbrauchsseite) bei einem gegebenen Marktpreis auf Ebene der Modellregionen ausgleichen. Die Nachfrage nach Strom modellieren wir hinsichtlich ihrer Höhe und chronologischen Reihenfolge über eine stündliche Verbrauchslast.

Die Modellierung der Wärmenachfrage erfolgt – im Gegensatz zu den Großhandelsmärkten für Strom – auf kraftwerksindividueller Ebene. Das heißt, die einzelnen Kraftwerksblöcke bedienen eine jeweils individuelle industrielle bzw. fernwärmeseitige stündliche Wärmesenke. Hier stehen sie per Annahme nicht in Konkurrenz zu anderen KWK-Anlagen, sondern zu alternativen Wärmebereitstellungsoptionen (z. B. Heizwerke, Power-To-Heat-Anlagen und langfristig auch zu EE-Wärme).

Bei der Modellierung der Vermarktungsmöglichkeiten auf den Regelenenergiemärkten können unterschiedliche Detaillierungsgrade gewählt werden. So kann beispielsweise eine Differenzierung vorgenommen werden zwischen den unterschiedlichen Regelenenergiequalitäten – Primär-, Sekundär- und Minutenreserve –

¹⁹⁴ Zusätzlich können auch regionale oder überregionale Kapazitätsmärkte sowie Märkte für weitere Systemdienstleistungen, z. B. Schwarzstartfähigkeit oder regionale und lokale Bereitstellung von Blindleistung, in der Modellierung berücksichtigt werden.

und -arten (positive und negative Regelleistung). Außerdem können ggf. weitere Reservearten – Stundenreserve oder Dauerreserve – berücksichtigt werden. Abhängig von der gewählten Differenzierung werden auch die technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen (Präqualifikationskriterien) sowie regulatorische Vorgaben, z. B. zu Gebotszeitscheiben, angepasst. Zusätzlich wird der Abruf von Regelenergie über eine Wahrscheinlichkeitsfunktion unterschiedlicher Abrufhöhen der vorgehaltenen Regelleistung, ggf. wiederum differenziert nach Regel- und Reserveenergiequalitäten, in der Modellierung berücksichtigt. Hierbei können in der aktuellen Version bis zu zehn unterschiedliche Abrufniveaus von Regelenergie mit den entsprechenden Wahrscheinlichkeiten hinterlegt werden.

A.6 Datenbasis und Modellierung der Wasserkraft

Bei der Modellierung von Wasserkraft unterscheiden wir nach Ländern. Die Differenzierung orientiert sich an den in den Ländern jeweils vorhandenen Wasserkrafttechnologien (Laufwasser, Schwellwasser, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke) sowie der jeweils verfügbaren Datenbasis.

Ausgangspunkt für alle Länder ist die jährliche Erzeugung aus natürlichem Zufluss auf Basis der Daten der Statistik von EUROSTAT (Jährliche Daten). Dieser ergibt sich aus der Nettoelektrizitätserzeugung der Wasserkraftwerke von Eigenerzeugern und von hauptsächlich als Energieerzeuger tätigen Unternehmen abzüglich der Nettoerzeugung der Pumpspeicherkraftwerke von Eigenerzeugern und von hauptsächlich als Energieerzeuger tätigen Unternehmen.

Die Aufteilung der jährlichen Erzeugung aus natürlichem Zufluss nach Speicherkraftwerken und Laufwasserkraftwerken erfolgt auf Grundlage nationaler jährlicher Statistiken. Je nach verfügbarer Datenbasis wird auf Grundlage von monatlichen, wöchentlichen und stündlichen Statistiken die jährliche Erzeugung aus natürlichem Zufluss differenziert. Zudem erfolgt eine Differenzierung nach Laufwasser (ggf. mit weiterer Unterscheidung Laufwasser-

und Schwellwasserkraftwerke) und Speicherwasser. Die Datenquellen für die wöchentlichen oder monatlichen Daten variieren von Land zu Land. Teilweise haben wir Daten von nationalen Statistikbehörden, Übertragungsnetzbetreibern, Energieversorgungsunternehmen und Regulatoren sowie in Einzelfällen von der ENTSO-E herangezogen.

Bei der **Simulation der Erzeugungsganglinien für Laufwasserkraftwerke** für die Projektionsjahre ist aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von öffentlichen Daten zu Standorten, installierten Leistungen, Leistungskennlinien und Wasserführung der Flüsse im Vergleich zur Methodik bei Windenergie und PV ein alternativer Ansatz auf Basis von aggregierten Daten erforderlich. Die Grundlage für Deutschland bilden hierbei aggregierte Daten des statistischen Bundesamtes zur installierten Leistung und zu jährlichen Erzeugungsmengen von Laufwasserkraftwerken in Deutschland für die Wasserjahre 2007 bis 2013.

In einem ersten Schritt leiten wir auf Basis der Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung des Statistischen Bundesamtes¹⁹⁵ eine Erzeugungsganglinie von Laufwasserkraftwerken in den Jahren 2009 bis 2013 ab. Hierbei können wir auf monatliche Daten zur Erzeugung und auf monatliche Angaben zur installierten Leistung zurückgreifen.

Die Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung berücksichtigen allerdings lediglich die Anlagen der Unternehmen, die dem Sektor Elektrizitätswirtschaft zugeordnet sind. Somit sind nicht alle Laufwasserkraftwerke in Deutschland berücksichtigt. Daher nutzen wir zusätzliche Angaben zu installierten Leistungen und jährlichen Erzeugungsmengen der Arbeitsgruppe

¹⁹⁵ StaBuA (2009 – 2013), Reihe 066.

Erneuerbare Energien (AGEE),¹⁹⁶ um in einem zweiten Schritt historische Ganglinien für die Erzeugung von Laufwasserkraftwerken in Deutschland abzuleiten.¹⁹⁷ Zu diesem Zweck skalieren wir die stündlichen Erzeugungsganglinien aus dem ersten Schritt mit einem einheitlichen Faktor, so dass das Integral über die neue Erzeugungsganglinie aller Stunden des jeweiligen Wasserjahres der gesamten jährlichen Erzeugung der Laufwasserkraftwerke in Deutschland des entsprechenden Jahres gemäß AGEE Statistik entspricht. In einem dritten Schritt skalieren wir diese Ganglinien mit den jeweiligen Quotienten aus installierter Leistung des jeweiligen Projektionsjahres und installierter Leistung im jeweiligen historischen Jahr.

Im Ergebnis liegen für die jeweiligen Projektionsjahre jeweils unterschiedliche Realisationen der stündlichen Erzeugung der Laufwasserkraftwerke in Deutschland auf Basis der Wasserjahre 2007 bis 2013 vor. Die jeweiligen Erzeugungsganglinien für europäische Laufwasserkraftwerke basieren auf derselben Methodik – in Abhängigkeit der verfügbaren Datenbasis ggf. mit anderer zeitlicher Auflösung. Die Datenbasis für das europäische Ausland besteht aus unterschiedlichen Veröffentlichungen von nationalen Institutionen, wie Netzbetreibern, Regulatoren, Energieversorgern oder (Statistik-) Behörden, sowie teilweise paneuropäischen Institutionen, wie z. B. ENTSO-E oder EUROSTAT.

Große Speicherkraftwerke (mit umfangreichem natürlichem Zufluss) mit oder ohne die Möglichkeit, umfangreich zu pumpen, finden sich hauptsächlich im Alpenraum und in den Pyrenäen, während Tages- und Wochenspeicher in der europäischen Fläche dominierend sind. Große hydrologische

¹⁹⁶ Diese Angaben enthalten allerdings auch Erzeugung und installierte Leistung von Speicherkraftwerken und Pumpspeichern mit natürlichem Zufluss. Daher nehmen wir eine Bereinigung der entsprechenden Angaben auf Basis der Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung des Statistischen Bundesamtes vor. Implizit gehen wir dabei davon aus, dass Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in dieser Statistik im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken vollständig erfasst sind.

¹⁹⁷ Vgl. AGEE (2014).

Kaskadensysteme sind in Skandinavien dominierend. Auf Basis der in der Kraftwerksdatenbank für die einzelnen Anlagen hinterlegten Werte werden für jede Technologieklasse die aggregierte Turbinen- und Pumpleistung und der durchschnittliche Netto-Wirkungsgrad bzw. im Falle von Pumpspeicherkraftwerken der Gesamtwirkungsgrad unter Berücksichtigung der Verluste bei Speicherfüllung und Erzeugung ermittelt. Zusätzlich werden Annahmen zum Energiegehalt und dem zeitlichen Verlauf der natürlichen Zuflüsse, dem aggregierten nutzbaren Speichervolumen der Anlagen sowie weitere Annahmen zur Regelbarkeit der Pumpen in den Inputtabellen des Modells hinterlegt. Bei den hydrologischen Kaskadensystemen wird insbesondere berücksichtigt, dass über eine intelligente Steuerung des gesamten Wassererzeugungsparks unter Berücksichtigung entsprechender Staumöglichkeiten eine kurzfristige Steuerbarkeit des Anlagenparks besteht.

Speicherwasserkraftwerke werden modellendogen modelliert. Hierbei werden Speichervolumina der Becken berücksichtigt. Zusätzlich werden je nach Verfügbarkeit monatliche oder wöchentliche Zuflüsse zu den Speicherbecken verwendet. Sind diese direkt verfügbar (z. B. für Norwegen, Finnland & Schweden) werden die Daten zu natürlichen Zuflüssen direkt genutzt. Andernfalls werden die Daten entsprechend auf Grundlage der monatlichen / wöchentlichen Erzeugung (der Speicherkraftwerke) und der monatlichen / wöchentlichen Füllstände der Speicher abgeleitet.

Die Datenbasis für die **Pumpspeicherkraftwerke** bilden die Veröffentlichung F. Geth et al. (2015): „An overview of large scale stationary electricity storage plants in Europe: Current Status and new developments“, ergänzende individuelle Angaben sowie ein Abgleich mit nationalen Statistiken und Kraftwerksdatenbanken. Hieraus wird die maximale Turbinenleistung aller Pumpspeicher, die maximale Pumpleistung aller Pumpspeicher und das Speichervolumen der Pumpspeicher bestimmt. Der (durchschnittliche) Wirkungsgrad der Pumpspeicher wird auf Basis der Statistiken von EUROSTAT

bestimmt und berechnet sich aus Nettoerzeugung der Pumpspeicherkraftwerke dividiert durch den Verbrauch von Pumpspeicherkraftwerken (Mittelwert 2012 bis 2015). Es wird unterstellt, dass anteilige Verluste von jeweils 50 % beim Pumpen und beim Turbinieren entstehen.¹⁹⁸

Im Folgenden wird die in den betrachteten Ländern in Abhängigkeit der Wasserkrafttechnologien und der Datenbasis verwendete Methodik genauer beschrieben.

Bei der vergleichsweise geringen Erzeugung aus Wasserkraft in **Dänemark und den Niederlanden** handelt es sich ausschließlich um Laufwasserkraftwerke. Hierzu liegen für den Zeitraum 2006 bis 2015 Daten vor. Die Struktur der Erzeugung wird jeweils auf Basis der monatlichen Angaben für 8.760 Stunden des Jahres als prozentualer Anteil an der jährlichen Erzeugung (Summe über die monatliche Erzeugung) ermittelt und mit der jährlichen Erzeugung aus natürlichem Zufluss auf Basis der Daten der Statistik von EUROSTAT multipliziert. Bei der zukünftigen Entwicklung werden die stündlichen Erzeugungswerte mit der installierten Leistung skaliert.

Die Erzeugung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken basiert in **Deutschland, Luxemburg, Tschechien, Polen, Belgien und Großbritannien** überwiegend auf zuvor in das Oberbecken gepumptem Wasser. Entweder gibt es keinen natürlichen Zufluss oder dieser Zufluss ist gering. Lässt sich die Erzeugung aus natürlichem Zufluss ermitteln oder abschätzen haben wir angenommen, dass diese Energiemenge dem Oberbecken anteilig über alle Stunden des Jahres zufließt.

¹⁹⁸ Beispiel: Bei einem ermittelten Wirkungsgrad von 75% wird unterstellt, dass beim Verbrauch einer MWh Pumpstromverbrauch ein Zufluss ins Oberbecken von 0,866 MWh erfolgt und beim Turbinieren aus einer MWh im Oberbecken 0,866 MWh Strom erzeugt werden können. Dementsprechend ist das Speichervolumen eines Oberbeckens die Energiemenge, die bei einem theoretischen Wirkungsgrad der Pumpspeicher beim Turbinieren von 100 % erzeugt werden könnte.

Die Laufwassererzeugung wird grundsätzlich analog zu den Ländern Dänemark und Niederlande modelliert. Sind keine separaten monatlichen Daten für Laufwassererzeugung verfügbar, wird die monatliche Erzeugungsstruktur der Laufwasserkraftwerke aus der monatlichen gesamten Wasserkrafterzeugung abzgl. des Verbrauchs der Pumpspeicher (multipliziert mit dem durchschnittlichen Wirkungsgrad der Pumpspeicher) berechnet.

Die reinen Pumpspeicher können unter Berücksichtigung der Restriktionen hinsichtlich des Speichervolumens vollständig modellendogen eingesetzt werden. Bei gemischten Pump- / Speichern (Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss) müssen zusätzlich Restriktionen hinsichtlich des monatlichen natürlichen Zuflusses sowie der minimalen und maximalen monatlichen Speicherfüllstände über die Jahre 2006 bis 2015 eingehalten werden. Innerhalb dieser Restriktionen wird auch der Einsatz der gemischten Pump- / Speicher modellendogen ermittelt.

In der **Schweiz, Österreich und Portugal** gibt es sowohl Laufwasserkraftwerke als auch Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Die Datenbasis ist sehr gut und differenziert nach Laufwasser-KW, Speicherwasser-KW und Pumpspeicher-KW auf jährlicher Basis (Installierte Leistung etc.) als auch auf monatlicher Basis (Speicherfüllstände, Erzeugung Laufwasserkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke) verfügbar. Nicht verfügbar ist der natürliche Zufluss, der sich allerdings aus dem Speicherfüllständen, dem Pumpspeicherverbrauch und der Erzeugung der Speicher-KW) approximativ ermitteln lässt.

Die Laufwassererzeugung wird auf Basis der Struktur der monatlichen Angaben zur Laufwassererzeugung sowie der jährlichen Angaben zur gesamten Laufwassererzeugung abgeschätzt. Veränderungen der installierten Leistung in der Vergangenheit (2006 bis 2016) bzw. der Zukunft werden berücksichtigt.

Die Speicher- und Pumpspeicher werden gemeinsam abgebildet. Bei gemischten Pump- / Speichern müssen Restriktionen hinsichtlich des monatlichen natürlichen Zuflusses sowie der minimalen und maximalen monatlichen Speicherfüllstände über die Jahre 2006 bis 2015 eingehalten werden. Innerhalb dieser Restriktionen wird auch der Einsatz der gemischten Pump- / Speicher modellendogen ermittelt.

In **Frankreich und Italien** werden vier Kategorien von Wasserkraftwerkstechnologien unterschieden. Speicher, Pumpspeicher, Laufwasser und Schwellwasser. Im Grundsatz haben wir für Italien und Frankreich die gleiche Modellierung der Wasserkraft in Österreich, der Schweiz und Portugal gewählt. Aufgrund der Definition von Schwellwasserkraftwerken (Frankreich „éclusée“; Italien „Impianti a bacino“) mit einer Speicherdauer von 2 bis 400 Stunden haben wir die Schwellwasserkraftwerke in Anlehnung an die Speicherwasserkraft modelliert.

Die Wasserkraft in **Spanien** haben wir grundsätzlich identisch modelliert wie in Österreich, der Schweiz und Portugal. Da in Spanien bei den Speicherfüllständen differenziert wird zwischen jährlichen Speichern und überjährigen Speichern („annuales / hyperannuales“) haben wir auch bei der Modellierung diese Speichertypen unterschieden. Die jährlichen Speicher werden analog zu den anderen Ländern mit Speicherwasser modelliert, während die überjährigen Speicher strengerer Restriktionen hinsichtlich der Mindestspeicherfüllstände unterliegen.

Für **Norwegen, Finnland und Schweden** gibt es detaillierte Angaben zur gesamten Erzeugung, zu den Zuflüssen zu den Speichern, zum Speicherfüllstand und zum Pumpspeicherverbrauch.

Für diese drei skandinavischen Länder haben wir einen anderen Ansatz gewählt, da keine Daten zur Laufwassererzeugung verfügbar sind. Hier haben wir die Wasserkraft als eine einzige Technologie (zuzüglich der Pumpen von Pumpspeichern) modelliert. Hierzu haben wir zunächst eine monatliche

Mindesterzeugung und Maximalerzeugung ermittelt. Diese besteht jeweils aus der drittkleinsten stündlichen Wasserkrafterzeugung innerhalb des jeweiligen Monats eines jeden Wetterjahres. Der über die Mindesterzeugung hinausgehende Einsatz der reinen Speicher und der gemischten Pump- / Speicher wird analog zum Vorgehen in Österreich, Schweiz und Portugal unter Berücksichtigung des monatlichen natürlichen Zuflusses je Wetterjahr sowie unter Einhaltung der Restriktionen zu monatlichen Mindest- und Maximalfüllständen der Speicher je Monat über die Jahre 2006 bis 2015 modellendogen ermittelt.

A.7 Modellierung von technischen und ökonomischen Eigenschaften der Erzeugungsanlagen

A.7.1 Modellierung kurzfristiger Aspekte

Der Einsatz der verfügbaren Erzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke, Speicher- und Pumpspeicher sowie der erneuerbaren Energien) wird im Modell unter Kostenminimierungsaspekten festgelegt. D. h. die vorhandenen Erzeugungsanlagen mit den geringsten variablen Betriebskosten werden unter Berücksichtigung von dynamischen Aspekten (z. B. An- und Abfahrkosten bei thermischen Kraftwerken) sowie unter Berücksichtigung des (Pump-)Speichereinsatzes zur Deckung der stündlichen Last eingesetzt. Dabei wird die vorrangige Einspeisung der EEG-Anlagen mitberücksichtigt. Grundsätzlich erfolgt dieser kostenminimierende Einsatz der Erzeugungsanlagen simultan über alle Modellregionen. Dadurch ist sichergestellt, dass bei ausreichend verfügbarer Übertragungskapazität zwischen zwei Modellregionen (Kuppelleitungskapazität) eine vollständige Marktintegration erfolgt, wohingegen bei Netzengpässen eine Marktaufteilung mit unterschiedlichen Großhandelspreisen stattfindet. Sowohl der kurzfristige Kraftwerkseinsatz als auch die Modellierung der Im- und Exporte entspricht vollständig dem Ideal eines Wettbewerbsmarktes, so dass die europäischen Strommärkte hinreichend genau abgebildet werden.

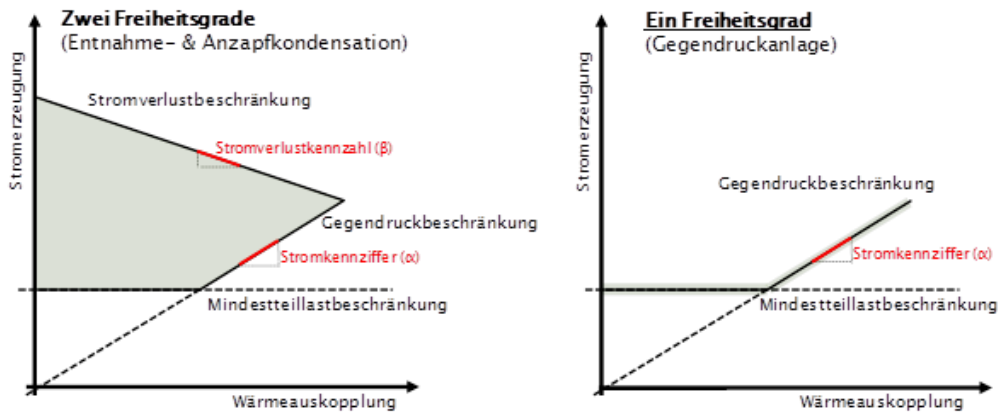
Zusätzlich müssen durch die Erzeugungsanlagen die erforderlichen Systemdienstleistungen – jeweils innerhalb der Modellregion – bereitgestellt werden. Bei der Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung werden die technischen Restriktionen bei den Erzeugungsanlagen sowie die technischen und regulatorischen Anforderungen (Präqualifikationskriterien und Markt- und Produktdesign) berücksichtigt. Insbesondere sind auch die Interdependenzen zwischen dem Großhandelsmarkt und den Regelenergiemärkten hierbei detailliert modelliert. Die zusätzlichen Kosten der Bereitstellung von Regelleistung und des resultierenden Abrufs von Regelenergie werden simultan im Rahmen der Kostenminimierung in die Ermittlung der optimalen Betriebsweise der Erzeugungsanlagen einbezogen.

Modellierung des Einsatzes von konventionellen Kraftwerken

Die Betriebs- und Einsatzentscheidungen konventioneller Kraftwerke werden zweistufig abgebildet. Eine Erzeugungsanlage kann dabei in Betrieb oder im Stillstand sein. Nach einem Stillstand der Anlage ist ein Anfahrvorgang erforderlich, um sie ans Netz zu synchronisieren. Im Modell werden die Kosten sowie die erforderliche Zeit, die beim Anfahrvorgang erforderlich ist, berücksichtigt. Wird eine Anlage ausgeschaltet, ist ein Abfahrvorgang erforderlich. Dabei werden wiederum die Kosten sowie die erforderliche Zeit, die beim Abfahrvorgang erforderlich ist, berücksichtigt.

Ist eine Anlage in Betrieb muss sie zwischen ihrer technischen Mindestlast und Nennleistung erzeugen. Unterschiede bei den variablen Erzeugungskosten in Abhängigkeit des Betriebspunktes zwischen technischer Mindestleistung und Nennleistung werden über eine Approximation der Wirkungsgrade in den beiden Betriebspunkten berücksichtigt.

ABBILDUNG A-6: BETRIEBSDIAGRAMM VON ANLAGEN DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung muss neben der technischen Mindestlast auch die sog. Gegendruckbedingung erfüllt sein. Diese Bedingung beschreibt die minimale Stromerzeugung, um eine bestimmte Einheit Wärme auskoppeln zu können. Bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad (Gegendruckanlagen) ist die Strom- und Wärmeerzeugung entlang dieser Gerade linear gekoppelt. Bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden (Entnahme- und Anzapfkondensation) entspricht diese Gerade einer Mindeststromerzeugungsbedingung. Des Weiteren muss bei diesen Anlagen die Stromverlustbedingung erfüllt sein, welche besagt, dass mit zunehmender Wärmeauskopplung die maximale Stromerzeugung sinkt. In Abbildung A-6 sind die Betriebsdiagramme von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung abgebildet.

Neben der eigentlichen Einsatzentscheidung der Anlage (strom- und wärmeseitig) wird die Entscheidung der Vermarktung der Erzeugungsanlage modellendogen bestimmt. Erzeugungsanlagen können sowohl elektrische Energie auf dem Großhandelsmarkt für Strom als auch Regelleistung auf den Märkten für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve anbieten.

Thermische Kraftwerke müssen, um Regelleistung anbieten zu können, in Betrieb sein, da aufgrund der Dauer der Anfahrvorgänge von mehreren Stunden die Bereitstellung aus dem Stillstand technisch nicht möglich ist. Die mögliche Angebotsleistung hängt dabei sowohl bei positiver als auch negativer Regelleistung vom Leistungsgradienten der Anlage ab. Unter Berücksichtigung der Anforderungen der Bereitstellungszeit bei der jeweiligen Regelleistungsqualität ergeben sich unterschiedliche Höhen der maximalen technischen Leistungsgebote. Zugleich wird im Modell die Interdependenz zwischen Erzeugung elektrischer Energie für die Vermarktung auf dem Großhandelsmarkt und Bereitstellung von Regelleistung berücksichtigt. Bei positiver Regelleistung muss eine Leistungsscheibe zwischen technischer Mindestleistung und Nennleistung der Anlage freigehalten werden, um im Falle eines Abrufs der Regelleistung die Erzeugung von elektrischer Energie kurzfristig erhöhen zu können. Bei negativer Regelleistung muss eine Leistungsscheibe zwischen der Wirkleistung und der technischen Mindestlast vorhanden sein, um im Falle eines Abrufs die Erzeugung von elektrischer Energie kurzfristig abzusenken. Eine Ausnahme bei der Bereitstellung von positiver Minutenreserve bilden offene Gasturbinen, Netzersatzanlagen, Gasmotoren sowie Vorschaltgasturbinen. Diese können aufgrund ihrer hohen Anfahrgeschwindigkeiten auch aus dem Stillstand positive Minutenreserve anbieten.

Bei einem Abruf von positiver Regelenergie fallen zusätzliche variable Kosten der Erzeugung an, während bei einem Abruf von negativer Regelenergie variable Kosten der Erzeugung eingespart werden. Die Häufigkeit des Abrufs wird dabei durch eine Wahrscheinlichkeitsfunktion abgebildet. Beim Abruf von Regelleistung werden in Abhängigkeit des Abrufniveaus zunächst die Anlagen, die die geringsten variablen Kosten (positive Regelenergie) verursachen bzw. die höchsten Einsparungen bei den variablen Kosten (negative Regelenergie) ermöglichen und die zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden, eingesetzt.

Modellierung des Einsatzes von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke unterscheiden sich hinsichtlich ihrer zu berücksichtigenden Kosten und ihrer technischen Restriktionen beim Einsatz erheblich von thermischen Kraftwerken. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben keine direkten variablen Kosten der Erzeugung. Vielmehr verfügen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke nur über ein beschränktes Energiebudget (Energieinhalt der Speicher), das durch die Erzeugung von elektrischer Energie reduziert wird. Dadurch reduziert eine Erzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt die Erzeugungsmöglichkeiten in der Zukunft. Zugleich ist dabei zu berücksichtigen, dass einerseits über natürliche Zuflüsse und bei Pumpspeicherkraftwerken über die Füllung der Speicherbecken durch Pumpen der Energiegehalt wieder erhöht wird.

Im Folgenden werden die relevanten Aspekte bei der Modellierung für einen saisonalen Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss dargestellt. Die Modellierung von anderen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgt analog, mit dem Unterschied, dass die Modellierung jeweils um entsprechende Aspekte vereinfacht werden kann.

Pumpspeicherkraftwerke können auf dem Großhandelsmarkt für Strom als Anbieter und Nachfrager agieren. Als Anbieter stellen sie elektrische Energie für den Markt zur Verfügung. Dabei ist ihre maximale Erzeugung auf die installierte Turbinenleistung beschränkt. Erzeugung von elektrischer Energie verringert den Energiegehalt der Speicher. Als Nachfrager erhöhen sie den Verbrauch, der dann durch andere Erzeugungsanlagen gedeckt werden muss. Dabei ist der maximale Verbrauch auf die verfügbare Pumpleistung bei Einsatz der Pumpen beschränkt. Durch den Einsatz der Pumpen wird der Energiegehalt des Speichers erhöht. Sowohl beim Pumpen als auch bei der Erzeugung werden Wirkungsgradverluste abgebildet. Bei der Optimierung des Einsatzes der Anlagen wird im Modell zusätzlich berücksichtigt, dass zu jedem Zeitpunkt für die Erzeugung ausreichend Energie im Speicherbecken vorhanden sein muss und bei der Aufnahme von zusätzlicher Energie durch Pumpen und natürliche Zuflüsse das maximale Speichervolumen nicht überschritten werden kann. Aufgrund der technischen Flexibilität der

Anlagen sind An- und Abfahrvorgänge, technische Mindestlasten sowie Mindeststillstandzeiten bei der Modellierung nicht zu berücksichtigen.

Neben dem Großhandelsmarkt können Pumpspeicherkraftwerke auch auf den Regelenergiemärkten als Anbieter auftreten. Dort können sie je nach Betriebszustand sowohl die Turbinen- als auch die Pumpleistung jeweils als positive und negative Regelleistung der unterschiedlichen Qualitäten anbieten. Beim Abruf wird wiederum eine Wahrscheinlichkeitsfunktion hinterlegt. Im Falle eines Abrufs von positiver Regelenergie reduziert sich der Energiegehalt des Speichers, während sich dieser bei Abruf von negativer Regelenergie erhöht. Diese zusätzlichen Veränderungen des Energiegehalts der Speicher bei Bereitstellung von Regelleistung werden bei der Einhaltung der maximalen und minimalen Speicherfüllstände über Erwartungswerte in die Modellierung integriert.

Modellierung des Einsatzes von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen

Die Modellierung der Erzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen erfolgt mithilfe der bereits beschriebenen potentiellen technologiespezifischen Einspeisegänglinien. In der Regel wird die potenzielle Erzeugung der Anlagen vollständig ausgenutzt und auf dem Großhandelsmarkt für Strom vermarktet. Sollten sich Situationen ergeben, in denen die Last in einer Modellregion unter Berücksichtigung der maximalen Austauschmöglichkeiten, des zusätzlichen Pumpspeicherverbrauchs und der aus Systemsicherheit minimal erforderlichen konventionellen Kraftwerksleistung am Netz durch die potenzielle Erzeugung der erneuerbaren Energien bereits überdeckt werden, erfolgt eine Verringerung der tatsächlichen Einspeisung unter das Niveau der potenziellen Möglichkeiten. Dabei werden technische Restriktionen und variable Erzeugungskosten der Anlagen berücksichtigt.

A.7.2 Modellierung von mittel- und langfristigen Aspekten

Wie bei der Modellierung des Kraftwerkseinsatzes wird auch die Entwicklung der zu den entsprechenden Zeitpunkten installierten und verfügbaren Erzeugungsanlagen unter dem Aspekt der Kostenminimierung simuliert. Dabei wird auf der einen Seite auf Basis von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen die Entwicklung der installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen in den einzelnen Technologie- und Effizienzklassen bestimmt. Auf der anderen Seite werden die Zeiten, in denen die Revisionen von konventionellen Kraftwerken innerhalb eines Modelljahres erfolgen, für die einzelnen Technologie- und Effizienzklassen ermittelt.

Bei der Modellierung von Investitions- sowie von vorübergehenden und endgültigen Stilllegungsentscheidungen von Erzeugungsanlagen beschränkt sich die modell-endogene Betrachtung auf konventionelle Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Die installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energiequellen in den jeweiligen betrachteten Modelljahren werden exogen vorgegeben.¹⁹⁹ Bei den konventionellen Kraftwerken sowie bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken werden die Erzeugungsanlagen zugebaut, die bei der Deckung der Last und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in der Zukunft die geringsten Kosten verursachen. Neben den variablen Erzeugungskosten werden dabei auch die Investitions- und Kapitalkosten beim Bau der Anlagen sowie bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken Restriktionen hinsichtlich der verfügbaren Potenziale, d. h. genehmigungsfä-

¹⁹⁹ Diese Vorgaben können auf Basis von Studien und politischen Zielvorgaben (z. B. den nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energien der einzelnen Mitgliedstaaten) erfolgen. Zusätzlich ist eine Kopplung mit Analysen auf Basis eines von der r2b energy consulting GmbH entwickelten Modells der erneuerbaren Energien, in dem Investitionen in Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Abhängigkeit der Potenziale, politischen Rahmenbedingungen und Fördermechanismen abgebildet werden, möglich.

higen Standorte, berücksichtigt. Im Modell wird dabei von rationalen Erwartungen der Unternehmen ausgegangen. D. h. bei der Investitionsentscheidung wird die gesamte technische Lebensdauer der Anlagen unter Berücksichtigung der zukünftigen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Stilllegungen von Erzeugungsanlagen erfolgen einerseits, nachdem die Anlagen ihre technische Lebensdauer erreicht haben. Andererseits sind auch vorzeitige Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsaspekten möglich. Sind Anlagen für die Deckung der Last und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im System nicht mehr erforderlich, können diese Anlagen ihre jährlich fixen Betriebskosten (Personal- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten) auf den europäischen Strommärkten nicht mehr decken. Eine solche Situation führt dann zu einer vorzeitigen Stilllegung betroffener Anlagen.

Neben endgültigen können auch vorübergehende Stilllegungen auf jährlicher Basis vorgenommen werden. Hierbei kann zwar ein Teil der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten eingespart werden, jedoch nur unter der Bedingung, dass diese Anlagen für das entsprechende Jahr der vorübergehenden Stilllegung zur Stromerzeugung nicht mehr zur Verfügung stehen. In späteren Jahren können diese Anlagen wieder in den Markt rückgeführt werden. Die technische Lebensdauer der Anlagen bleibt von dieser Maßnahme unberührt.

Sowohl zu den Stilllegungen als auch bei den Investitionen können zusätzlich exogene Vorgaben gemacht werden. So sind im aktuellen Modell u. a. die Stilllegungszeitpunkte der Kernkraftwerke in Deutschland sowie bereits angekündigte Außerbetriebnahmen von weiteren konventionellen Anlagen hinterlegt. Bei bereits in Bau befindlichen Kraftwerken werden die Zubauten ebenfalls exogen vorgegeben, so dass sie zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme dem Modell als Erzeugungsanlagen im Rahmen der Einsatzentscheidung zur Verfügung stehen. Im Rahmen von Szenarienanalysen ist auch die exogene Vorgabe von Zubauten, die sich noch in der Planung befinden, möglich.

Für Anlagen mit Wärmeauskopplung (KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung und Industrie sowie objektnahe Wärmeversorgung) ermöglicht das Modell die Berücksichtigung von wärmeseitigen Ersatzinvestitionen. Hierbei ersetzt das Modell wegfallende Wärmeerzeugungsmengen auf Grund von Anlagenstilllegungen mit modernen, üblicherweise gasbefeuerter KWK-Anlagen.²⁰⁰ Als Ersatztechnologien stehen dem Modell Gasturbinen und Motorkraftwerke mit Abhitzennutzung sowie große und kleine flexible GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung zur Verfügung. Objekt-BHKW können für die Nahwärmeversorgung auch zukünftig zugebaut werden. Die Wahl der Anlagentechnologie für den Wärmeerersatz wird entsprechend der Wärmebedarfsstruktur festgelegt, d. h. in Abhängigkeit des industriellen Wärme- bzw. Prozessdampfbedarfs und in Abhängigkeit des regionalen Fernwärmebedarfs bei Anlagen der öffentlichen Wärmeversorgung.

Durch ungeplante Ausfälle und Revisionen ist die verfügbare Erzeugungsleistung in allen Stunden eines Jahres geringer als die installierte Erzeugungsleistung. Zur Berücksichtigung von ungeplanten Ausfällen wird die installierte Leistung um einen einheitlichen Prozentsatz abgesenkt. Geplante Nichtverfügbarkeiten aufgrund von erforderlichen Revisionen können zeitlich flexibel auf die einzelnen Monate eines Modelljahres verteilt werden. In Summe muss dabei die in einem Modelljahr erforderliche Revisionszeit erreicht werden. Die Bestimmung der Monate, in denen die Erzeugungsanlagen in den einzelnen Technologie- und Effizienzklassen in Revision gehen, erfolgt wiederum modellendogen unter dem Kriterium der Kostenminimierung im System. Wahlweise können die Revisionen auch exogen auf die Monate verteilt werden.

²⁰⁰ Die Wirtschaftlichkeit am Großhandelsmarkt spielt hierbei keine Rolle, da davon ausgegangen wird, dass für diese Anlagen eine entsprechende Förderung besteht, bzw. wärmeseitige Erlöse die Wirtschaftlichkeit der Investition sicherstellt.

Somit ergibt sich unter Berücksichtigung der endgültigen und vorübergehenden Stilllegungen und Investitionen im konventionellen Kraftwerkspark und bei Speicher- und Pumpspeichern zunächst für jedes Modelljahr die installierte Leistung nach Technologie- und Effizienzklassen. Unter Berücksichtigung der zu erwartenden ungeplanten Ausfallzeiten und der Revisionszeiten, wird die für die Erzeugung von elektrischer Energie und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verfügbare Leistung nach Technologie- und Effizienzklassen in jedem Monat eines Modelljahres bestimmt.

A.8 Modellierung der Preiselastizität der Nachfrage

In den bisherigen Ausführungen wurde davon ausgegangen, dass eine exogen vorgegebene Last durch die Erzeugungsanlagen gedeckt werden muss. In der Realität reagieren bereits heute insbesondere große industrielle Verbraucher auf hohe Preise an den Großhandelsmärkten durch Lastreduktionen bzw. Lastverschiebungen. Zugleich nehmen diese Großverbraucher als Anbieter an den Regelenergiemärkten teil und reduzieren dadurch ihre Strombezugskosten. Dieser Trend wird sich zukünftig noch vertiefen. Eine ähnliche Entwicklung ist u. a. durch Projekte im Bereich von ‚smart metering‘ sowie durch Projekte im Bereich der Elektromobilität und von Wärmepumpen auch bei Haushalten und Gewerbe zu erwarten. Weiterhin ist längerfristig auch eine Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs denkbar. Um diese Entwicklungen in Analysen auf Basis des europäischen Elektrizitätsmarktmodells berücksichtigen zu können, wurde die Möglichkeit geschaffen, diese Trends über preiselastische Nachfragefunktionen von Verbrauchern in die Modellierung zu integrieren.

In Abhängigkeit von den jeweiligen aktuellen Systemgrenzkosten senken bestimmte Verbrauchergruppen ihre Last ab oder nehmen eine zeitliche Verschiebung ihres Verbrauchs vor, so dass die erforderliche Erzeugung in der entsprechenden Periode reduziert werden kann. Wie bei der Modellierung des Einsatzes von Erzeugungsanlagen folgt die Modellierung auch in diesem Bereich dem Kos-

tenminimierungsansatz. Lastflexibilitäten werden in den Bereichen genutzt, in denen sie unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Restriktionen die Kosten senken können. Sie werden nur eingesetzt, wenn die Kosten von Alternativen auf der Erzeugungsseite zu höheren Kosten als die erforderlichen Kosten der Bereitstellung dieser Flexibilitäten durch die Verbraucher sind.

Anhang B: Modellierung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten

Dieser Abschnitt dokumentiert detailliert die Modellierung gebotszonenübergreifender Austauschkapazitäten, deren Grundzüge in Abschnitt 3.3.4 des Hauptteils beschrieben werden.

B.1 Grundmodell: grenzscharfes hybrides Flow-based- und NTC-Modell

Grenzscharfes Flow-based-Modell im Kern des Betrachtungsbereichs

Aufgabe des Austauschkapazitätsmodells im vorliegenden Kontext ist es, die netztechnisch maximal zulässigen Leistungsaustausche zwischen Gebotszonen, d. h. die maximal zulässigen Leistungsimporte und -exporte der Gebotszonen in den in der Zukunft liegenden Betrachtungsjahren bis 2030 zu beschreiben.

Der klassische Ansatz zur Beschreibung der Austauschkapazitäten zwischen Gebotszonen basiert auf Net Transfer Capacities (NTCs). Ein NTC-Wert beschreibt die Obergrenze des bilateralen kommerziellen Leistungsaustauschs zwischen zwei benachbarten Gebotszonen. Zwei Gebotszonen sind dann benachbart, wenn es mindestens eine Kuppelleitung zwischen ihnen gibt.

Zukünftig wird in großen Teilen des europäischen Stromversorgungssystems stattdessen ein sogenanntes Flow-based-Modell zum Einsatz kommen (wie es derzeit bereits in Central West Europe (CWE) der Fall ist). Flow-based-Modelle basieren anders als der NTC-Ansatz auf einer unmittelbaren Abbildung der beschränkten physischen Übertragungskapazität von Netzbetriebsmitteln (Leitungen und Transformatoren). Die kommerziellen Austausche werden dadurch indirekt begrenzt. Dies erlaubt prinzipiell eine flexiblere Netznutzung bei gleicher Netzsicherheit. Die höhere Flexibilität drückt sich dadurch aus, dass beispielsweise der Export einer Gebotszone in ihre nördliche Nachbarzone gegenüber dem NTC-

Wert erhöht werden kann (beispielsweise, wenn die Preisdifferenz zwischen diesen Gebotszonen hoch ist), wenn gleichzeitig eine Reduktion des Austauschs mit ihrer westlichen Nachbarzone unterhalb des NTC-Werts in Kauf genommen wird. Operative Flow-based-Modelle sind allerdings sehr komplex, denn sie haben eine leitungsscharfe Auflösung. Das bedeutet, dass jede relevante Leitung und jede relevante Ausfallsituation (zur Abbildung des Netzsicherheitskriteriums) explizit abgebildet werden. Diese Modelle sind insbesondere nicht direkt für künftige Betrachtungsjahre prognostizierbar. Auch stellen die im Rahmen der vorliegenden Studie zum Einsatz kommenden Simulationsmodelle Anforderungen an die Einfachheit der Struktur der abgebildeten Netzrestriktionen.

In der vorliegenden Studie wird daher eine Synthese der Flexibilität des Flow-based-Ansatzes (FB-Ansatzes) und der strukturellen Einfachheit des NTC-Ansatzes vorgenommen. Hierzu werden vereinfachte Flow-based-Modelle erstellt, die nicht leitungs-, sondern grenzscharf sind. Die Übertragungsfähigkeit des Netzes wird dabei durch den maximalen gleichzeitigen Leistungsfluss über alle Kuppelleitungen je Gebotszonengrenze ausgedrückt (Maximum Border Flow, MBF). Die Bestimmung des Ausgangsniveaus erfolgt auf Basis historischer NTC-Werte. Dadurch drücken die MBFs indirekt auch die ggf. relevanten Einschränkungen der NTCs aufgrund gebotszoneninterner Engpässe aus.

Ergänzung um NTCs

Das oben beschriebene Flow-based-Modell wird für die Austausche zwischen den aus deutscher Sicht besonders wichtigen Gebotszonen Frankreich, Belgien, Niederlande, Deutschland-Luxemburg, Schweiz, Italien, Österreich, Tschechien und Polen verwendet. Die übrigen modellierten Gebotszonen werden über NTCs angebunden.

Die Netzausbaupläne der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sehen künftig auch grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) innerhalb des kontinentaleuropäischen Drehstromnetzes vor. Diese modellieren wir ebenfalls über NTCs. Damit bilden wir ab, dass zusätzlich zu den

Austauschmöglichkeiten im Rahmen der Restriktionen des Drehstromnetzes (ausgedrückt durch das Flow-based-Modell) eine Leistung in Höhe der HGÜ-Kapazität zwischen den betreffenden Gebotszonen ausgetauscht werden kann.

Parametrierung des Flow-based-Modells im Basisjahr 2016

Grundlage der Parametrierung sind

- die NTCs des Basisjahrs – diese sind als homogene Datengrundlage für die gesamte mit dem FB-Ansatz modellierte Region aus öffentlichen Quellen verfügbar. Konkret haben wir von ENTSO-E veröffentlichte²⁰¹ NTC-Werte für das Jahr 2016 ausgewertet und das 95-%-Quantil je Grenze verwendet. Für einzelne Grenzen wurden zusätzliche Informationsquellen herangezogen wie z. B. nationale Netzentwicklungspläne oder Datenportale der Übertragungsnetzbetreiber;
- Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) – diese beschreiben den Einfluss eines Austauschs oder eines Ex- bzw. Imports auf den Fluss über eine Grenze. Hat der PTDF der Grenze $A \rightarrow B$ bzgl. des Austauschs $A \rightarrow B$ beispielsweise einen Wert von 70 %, so bedeutet dies, dass der kommerzielle Austausch von A nach B zu 70 % physisch die direkte Grenze zwischen A und B belegt. Ein Austausch von 100 MW würde also einen Fluss von 70 MW auf der direkten Grenze verursachen. Die restlichen 30 MW fließen in diesem Beispiel über benachbarte Gebotszonen, z. B. von A nach C und von C weiter nach B.
- Die PTDFs berechnen wir aus einem Lastflussmodell des europäischen Übertragungsnetzes, das wir auf Grundlage öffentlich verfügbarer Informationen aufgebaut haben.

²⁰¹ <https://transparency.entsoe.eu/>

Die Parametrierung der MBFs erfolgt so, dass die gleichzeitige Nutzung der NTCs, die ja historisch zulässig gewesen wäre, auch im Flow-based-Modell gerade zulässig ist. Hierzu wird für jede Gebotszonengrenze ermittelt, wie hoch der maximale Fluss ist, der durch die gleichzeitige Ausnutzung beliebiger NTCs auf dieser Grenze hervorgerufen werden kann. Dieser maximale Fluss ist der MBF des Basisjahrs.

Die nachfolgende Abbildung illustriert für ein schematisches Beispiel mit drei Gebotszonen A, B und C sowie zwei Grenzen, wie aus den NTCs und PTDFs die MBFs ermittelt werden. Darunter sind das korrespondierende NTC- bzw. Flow-based-Modell mathematisch formuliert.

ABBILDUNG B-1: SCHEMATISCHES BEISPIEL ZUR PARAMETRIERUNG DES FLOW-BASED-MODELLS

Berechnung der Max. Border Flows aus NTC und PTDF

Grenze	NTC	PTDF		Max. Border Flows
		Austausche	A→B	
A→B	2000 MW	60%	20%	$2000 \times 0,6 + 1000 \times 0,2 = 1400$ MW
A→C	1000 MW	40%	80%	$2000 \times 0,4 + 1000 \times 0,8 = 1600$ MW

Zulässige Austausche: mathematische Darstellung

NTC-Modell	FB-Modell
<p>NTCs</p> $\begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Austausch_{A \rightarrow B} \\ Austausch_{A \rightarrow C} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 2000 \\ 1000 \end{pmatrix}$	<p>Max. Border Flows</p> $\begin{pmatrix} 0,6 & 0,2 \\ 0,4 & 0,8 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Austausch_{A \rightarrow B} \\ Austausch_{A \rightarrow C} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 1400 \\ 1600 \end{pmatrix}$

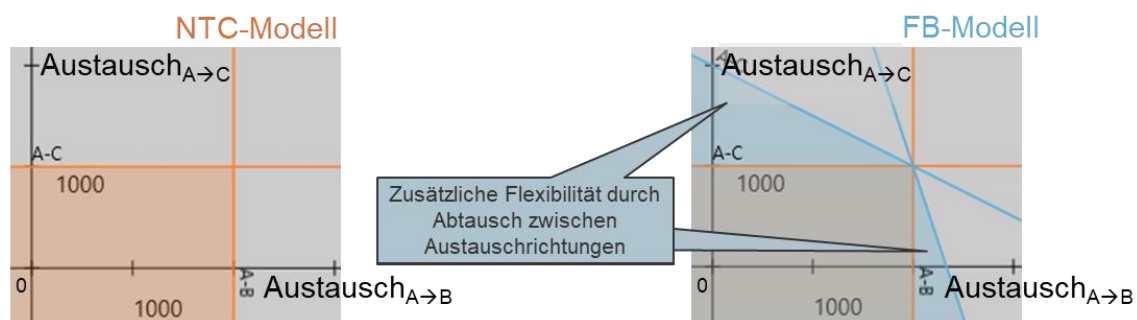
Hinweis: NTCs und Max. Border Flows haben jeweils die Einheit MW, jedoch sind ihre Zahlenwerte nicht direkt miteinander vergleichbar, weil es sich bei NTC um kommerzielle Austausche handelt, bei Max. Border Flows hingegen um physikalische Flüsse.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die höhere Flexibilität des Flow-based-Modells wird in der folgenden Abbildung verdeutlicht. Im NTC-Modell (links) ist jeder Austausch auf einen festen

(NTC-)Wert begrenzt, unabhängig von der Höhe des jeweils anderen Austauschs. Physikalisch wirken jedoch beide Austausche (in jeweils unterschiedlichem Maße) auf die Leistungsflüsse über alle Grenzen. Dies wird im Flow-based-Modell (rechts) abgebildet und ermöglicht dort einen Abtausch zwischen den Austauschrichtungen. Beispielsweise kann von A nach C deutlich mehr als der NTC von 1000 MW ausgetauscht werden, wenn im Gegenzug der Austausch von A nach B gegenüber dessen NTC verringert wird (oberes blaues Dreieck im rechten Diagramm).

ABBILDUNG B-2: GRAFISCHE DARSTELLUNG ZULÄSSIGER AUSTAUSCHE IM NTC- UND FB-MODELL



Quelle: Eigene Darstellung.

Parametrierung des Flow-based-Modells für künftige Betrachtungsjahre

ENTSO-E veröffentlicht im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) sogenannte Grid Transfer Capacities (GTCs), welche die Wirkung der vorgesehenen grenzüberschreitenden Netzausbauprojekte auf die zulässigen Leistungsflüsse je Gebotszonengrenze beschreiben (ENTSO-E, 2016). Die Änderungen der GTCs je Grenze lassen sich im Kontext unserer Modellierung direkt als Änderungen der MBFs interpretieren.

Zugleich ändern sich durch Netzausbau aber auch die elektrischen Eigenschaften des Netzes und damit die PTDFs. Dies berücksichtigen wir, indem wir die Netzausbauprojekte ins o. g. Lastflussmodell integrieren und die PTDFs erneut berechnen.

In der nachfolgenden Tabelle sind die berücksichtigten grenzüberschreitenden Netzausbauprojekte zusammen mit dem Stützjahr angegeben, ab dem sie in den Analysen modelliert werden. Die ganz rechte Spalte enthält die entsprechenden Angaben für die Sensitivitätsanalyse zu verzögertem Netzausbau (vgl. Abschnitt 6.3).

TABELLE B-1: BERÜCKSICHTIGTE GRENZÜBERSCHREITENDE NETZAUSBAUPROJEKTE UND STÜTZJAHRE, AB DEM DIE IM MODELL BERÜCKSICHTIGT WERDEN

TYNDP Projekt Nr.	Bezeichner	Land 1	Land 2	Berücksichtigung im Modell ab	
				Referenz- szenario	Sensitivität "verzögerter Netzausbau"
36	Kriegers Flak CGS	DE	DKE		
113	Doetinchem - Niederrhein	DE	NL	2018	
172	ElecLink	FR	GB		
21	Italy-France	IT	FR		
25	IFA2	FR	GB		
37	NordLink	DE	NO		2020
39	DKW-DE, step 3	DE	DKW		
71	COBRA cable	DKW	NL		
74	Thames Estuary Cluster (NEMO)	GB	BE	2020	
92	ALEGrO	DE	BE		
94	GerPol Improvements	DE	PL		
245	201 Upgrade Meeden - Diele	DE	NL		
26	Austria - Italy	IT	AT		
47	Isar-St. Peter	DE	AT		2023
250	Merchant line "Castasegna (CH) - Mese (IT)	IT	CH		
23	France-Belgium Phase 1	FR	BE		
31	Italy-Switzerland	CH	IT		
40	Luxembourg-Belgium Interco	LU	BE		
110	Norway-Great Britain North Sea Link	NO	GB		
150	Italy-Slovenia	AT	IT		2025
153	France-Alderney-Britain	FR	GB	2023	
167	Viking DKW-GB	DKW	GB		
174	Greenconnector	CH	IT		
183	DKW-DE, Westcoast	DE	DKW		
190	NorthConnect	GB	NO		
198	Area of Lake Constance	DE	AT		
47	Vöhringen-Westtirol	DE	AT		
16	Biscay Gulf	FR	ES		
26	Austria - Italy	IT	AT		
111	3rd AC Finland-Sweden north	FI	SE		
176	Hansa PowerBridge 1	DE	SE		
187	St. Peter - Pleinting	DE	AT		2028
198	Area of Lake Constance	AT	CH	2025	
225	2nd interconnector Belgium - Germany	DE	BE		
228	Muhlbach - Eichstetten	DE	FR		
231	Concept Project DE-CH	DE	CH		
270	FR-ES project -Aragon-Atlantic Pyrenees	FR	ES		
276	FR-ES project -Navarra-Landes	FR	ES		
229	GerPol Power Bridge II	DE	PL	2030	-
244	Vigy - Uchtelfangen area	DE	FR		

Quelle: Eigene Berechnungen

B.2 Beschränkung des Grundmodells zur Verhinderung unrealistischer Austauschmuster

Konzept

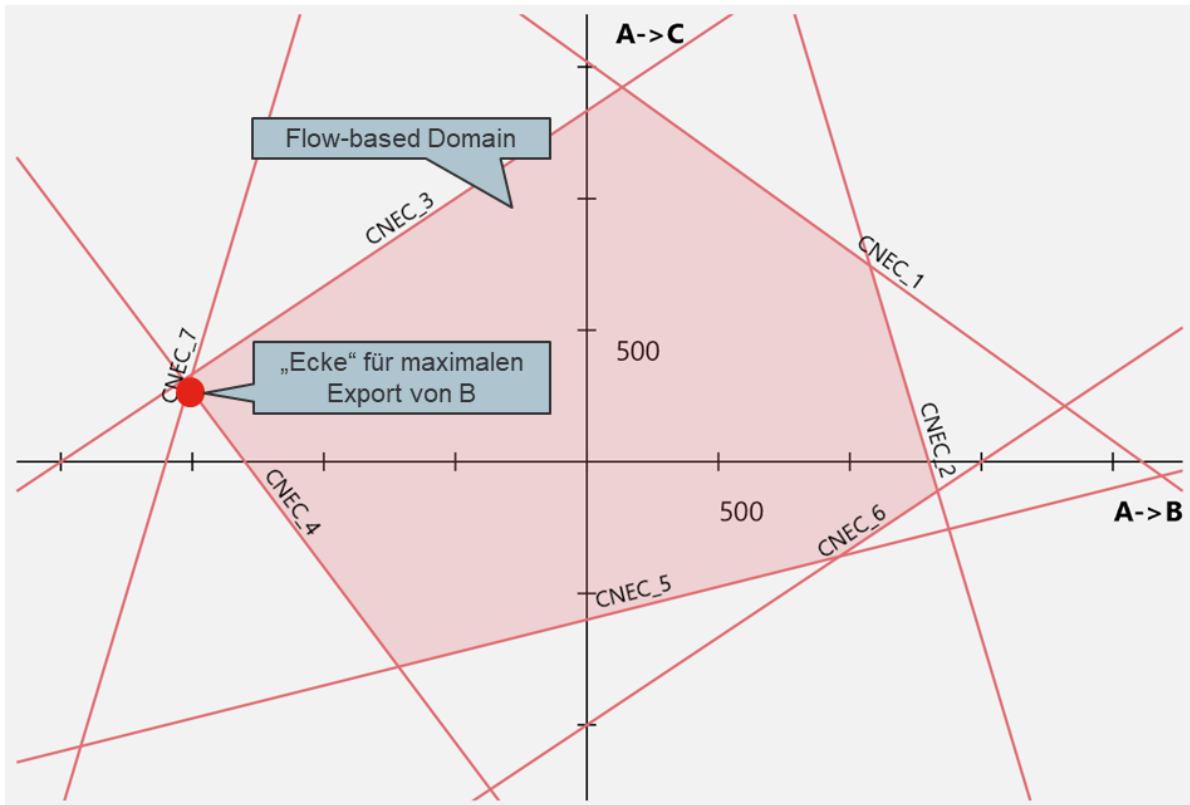
Das Grundmodell bildet eine sehr hohe Flexibilität ab, durch Verzicht von Austausch an einzelnen Grenzen den Austausch an anderen Grenzen zu erhöhen. Grund hierfür ist, dass die Flexibilität eines solchen Abtauschs aufgrund der bewusst und notwendigerweise einfachen Modellstruktur überschätzt wird, wenn keine weiteren Schritte vorgenommen werden. Konkret vernachlässigt das grenzscharfe hybride Flow-based- und NTC-Modell folgende Effekte:

- Durch die Zusammenfassung der Kuppelleitungen an jeder Gebotszonen-grenze wird implizit unterstellt, dass sich die Aufteilung der physischen Leistungsflüsse auf die Kuppelleitungen auch bei abweichenden Austauschmustern nicht ändert. Tatsächlich ist aber bei starker regionaler Verschiebung der Austausche gegenüber historischen Mustern davon auszu-gehen, dass die Kuppelleitungen ungleichmäßiger ausgelastet werden. Der insgesamt über die Grenze transportierbare Fluss ist dann geringer als der MBF.
- Ein Lösungsansatz, um diesen Effekt pauschal und näherungsweise zu be-rücksichtigen, besteht darin, die MBFs zu skalieren. Der zu parametrie-rende Freiheitsgrad ist hierbei der entsprechende Skalierungsfaktor.
- Den NTCs und GTCs, die den MBFs zugrunde liegen, berücksichtigen ge-botszoneninterne Engpässe insofern, als sie bei üblichen Austauschmus-tern auftreten. Durch stark abweichende Austauschmuster können aber zusätzliche interne Engpässe bindend werden. Dieses Risiko besteht ins-besondere dann, wenn die Austausche auf die „Ecken“ der Flow-based-Domain hin optimiert werden. Denn diese Ecken werden im Grundmodell ja formal nur durch die Begrenzungen der grenzüberschreitenden Lei-stungsflüsse gebildet. In einem betrieblichen Flow-based-Modell würden

die internen Leitungen als zusätzliche Begrenzungen auftreten, so dass diese Ecken außerhalb der Flow-based-Domain lägen.

- Die folgende Abbildung zeigt eine solche „Ecke“ anhand eines einfachen Flow-based-Modells für drei Gebotszonen A, B und C. Die beiden Achsen des Diagramms stellen Austausch von A nach B bzw. von A nach C dar. Jede Gerade im Diagramm – hier beschriftet mit CNEC_n – repräsentiert die Begrenzung der Kapazität durch eine Gebotszonengrenze (d. h. einen MBF-Wert und zugehörige PTDF-Werte). Die eingefärbte Fläche innerhalb des Polygons wird Flow-based Domain genannt. Es wird ohne Beschränkung der Allgemeinheit angenommen, dass der Austausch zwischen B und C stets Null beträgt. Damit repräsentiert der negative Bereich der x-Achse einen Export von B. Der maximal mögliche Export von B wird in der markierten Ecke der Flow-based Domain erreicht. Es ist zu erkennen, dass dieser Export nur dann zulässig ist, wenn gleichzeitig der Austausch von A nach C einen ganz bestimmten Wert einnimmt. Umgekehrt würde der maximale Export von C einen ganz bestimmten anderen Wert des Exports von B erfordern. Die maximalen Exporte von B und C sind somit nicht gleichzeitig realisierbar.

ABBILDUNG B-3: PRINZIPBEISPIEL EINER FLOW-BASED-DOMAIN UND AUSTAUSCHMUSTER („ECKE“), FÜR DAS DER MAXIMALE EXPORT VON GEBOTSSZONE B REALISIERT WIRD



Quelle: Eigene Darstellung.

- Die in diesem Projekt verwendeten Flow-based-Modelle bilden neun Gebotszonen ab, so dass die Flow-based-Domain durch ein achtdimensionales Polytop begrenzt wird. Der maximale Export einer Gebotszone kann in diesem Fall nur erreicht werden, wenn die acht übrigen Gebotszonen gleichzeitig jeweils einen bestimmten Export oder Import aufweisen.
- Um eine entsprechende Überschätzung der Austauschmöglichkeiten zu verhindern, ohne interne Leitungen explizit abzubilden, wird das Grundmodell durch einen „NTC-Rahmen“ zusätzlich beschränkt. Dies geschieht in drei Schritten wie folgt:
- Im ersten Schritt werden eingepasste NTCs für das Flow-based-Modell bestimmt. Dies sind NTCs, die in diesem Modell gleichzeitig realisierbar

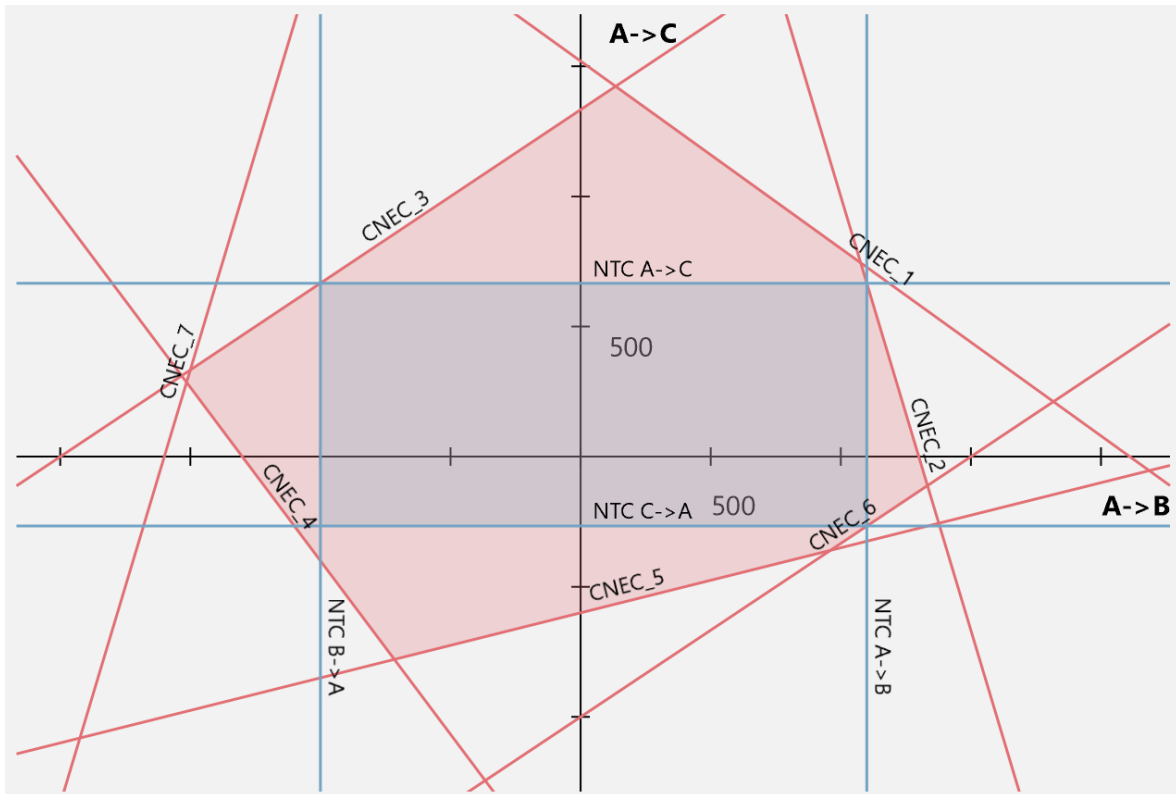
sind. Beispielsweise „passen“ in der folgenden Abbildung die blau dargestellten NTCs gerade in die Flow-based-Domain.²⁰²

²⁰² Für ein gegebenes Flow-based-Modell lassen sich stets NTCs angeben, die in diesem Modell gleichzeitig realisierbar sind. Allerdings gibt es zu jedem Flow-based-Modell unendlich viele passende NTC-Kombinationen. Eingepasste NTCs sind also nicht per se eindeutig. Um Eindeutigkeit zu erreichen, bedarf es vielmehr ergänzender Annahmen.

In der operativen Flow-based-Kapazitätsberechnung in CWE wird ein Algorithmus zur Berechnung eingepasster NTCs verwendet, der „ATC Extraction“ heißt (Documentation of the CWE FB MC Solution, 2014). Die so bestimmten bilateralen Kapazitäten werden zum Beispiel für die Schattenauktionen vorgehalten, die als Rückfallprozess im Falle eines Fehlschlags des Market Couplings alloziert werden. Wir verwenden diesen Ansatz zur Bestimmung eindeutiger eingepasster NTCs.

Ein Freiheitsgrad beim o. g. Ansatz ist die Vorgabe von „Startwerten“, d. h. NTCs je Grenze, von denen ausgehend eine schrittweise Erhöhung bestimmt wird, bis die Grenzen des Flow-based-Modells erreicht sind. Durch die Startwerte lässt sich berücksichtigen, dass die Beträge der NTCs sich zwischen den diversen Grenzen teils recht deutlich unterscheiden. Wir verwenden für die Berechnung der eingepassten NTCs jeweils 75 % der NTCs des Basisjahres 2016. Dadurch wird die grundsätzliche Relation der NTCs untereinander in etwa beibehalten, gleichzeitig dem Algorithmus aber genügend Spielraum gegeben, um nicht nur gleichmäßige Kapazitätserhöhungen an allen Grenzen zu detektieren, sondern auch regionale Verschiebungen, die sich durch heterogenen Netzausbau ergeben.

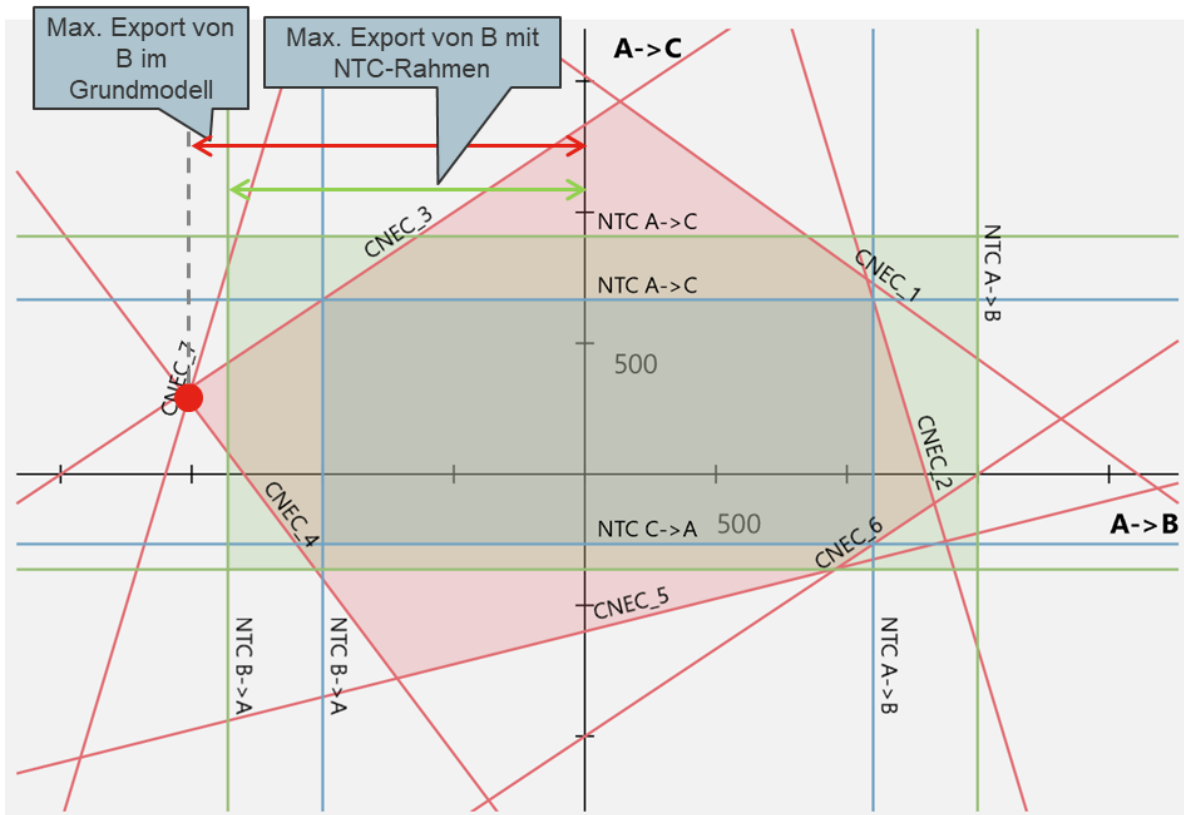
ABBILDUNG B-4: IN DIE FLOW-BASED-DOMAIN (ROTES POLYGON) EINGEPASSTE NTCS (BLAUES RECHTECK)



Quelle: Eigene Darstellung.

- Im zweiten Schritt werden die eingepassten NTCS proportional vergrößert (skaliert). Hierdurch kann erreicht werden, dass der maximale Export einer Gebotszone, wenn er nur durch diese NTCS begrenzt würde, in einem bestimmten Verhältnis zu demjenigen maximalen Export steht, der durch die Flow-based-Domain gegeben ist. Dies ist in der folgenden Abbildung anhand des Exports der Gebotszone B dargestellt: Die markierte „Ecke“ der Flow-based-Domain liegt auch nach der Skalierung der NTCS (grünes Rechteck) jenseits der NTC-Werte, und die Skalierung der NTCS bestimmt das Längenverhältnis des grünen zum roten Pfeil oben im Bild. Im Bild ist auch zu erkennen, dass das grüne Rechteck der skalierten eingepassten NTCS über die Flow-based-Domain hinausragt – diese NTCS sind also nicht mehr gleichzeitig realisierbar.

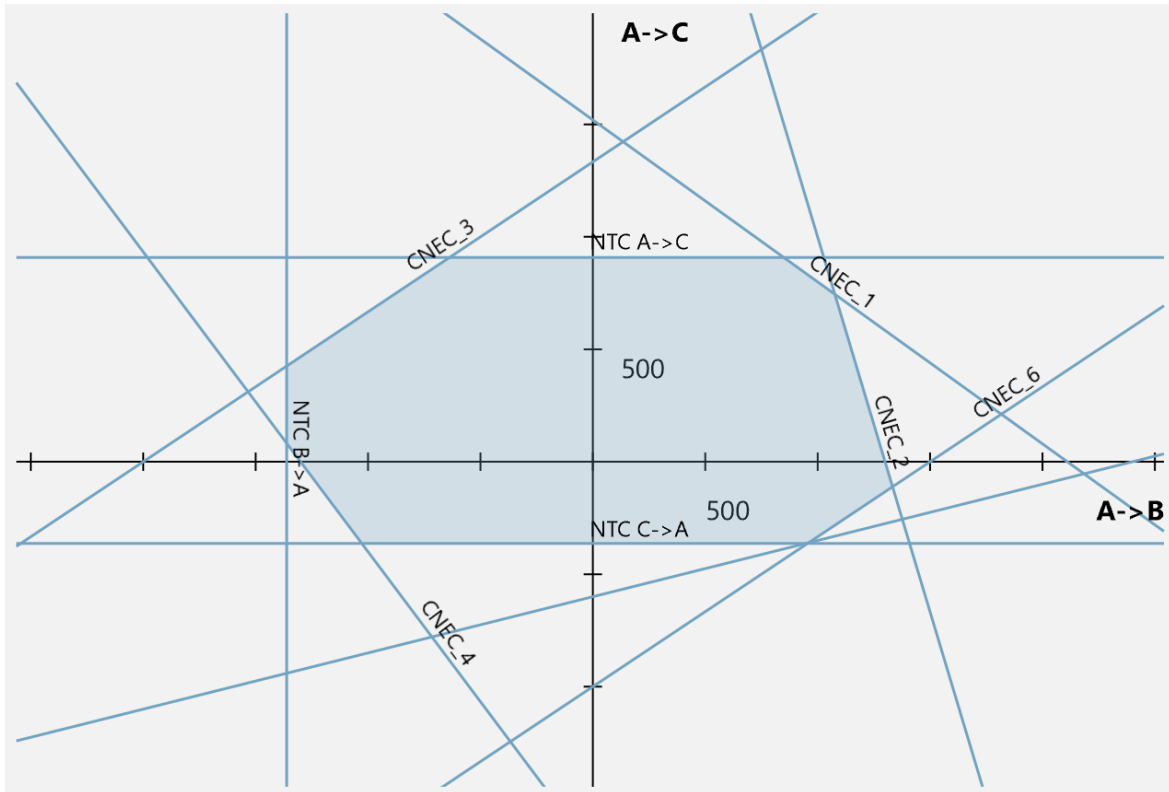
ABBILDUNG B-5: SKALIERUNG DER EINGEPASSTEN NTCS (GRÜNES RECHTECK, „NTC-RAHMEN“)



Quelle: Eigene Darstellung.

- Im letzten Schritt werden nun die Beschränkungen der Kuppelleitungsflüsse durch die ursprüngliche Flow-based-Domain und der „NTC-Rahmen“ zusammengeführt, d. h. es wird gefordert, dass die dadurch jeweils modellierten Einschränkungen gleichzeitig gelten. Es ergibt sich eine endgültige Flow-based-Domain (siehe folgende Abbildung), deren Begrenzungen teils von der ursprünglichen Flow-based-Domain und teils vom NTC-Rahmen stammen.

ABBILDUNG B-6: ZUSAMMENFÜHREN DER URSPRÜNGLICHEN FLOW-BASED-DOMAIN UND DES „NTC-RAHMENS“



Quelle: Eigene Darstellung.

Parametrierung

Für die Parametrierung der Beschränkung des Grundmodells stehen je Betrachtungsjahr zwei Freiheitsgrade zur Verfügung: Der Skalierungsfaktor der MBFs sowie der Skalierungsfaktor der eingepassten NTCs („NTC-Rahmen“).

Für das Betrachtungsjahr 2025 liegen uns aus einem anderen Projekt detaillierte Flow-based-Modelle im Stundenraster vor. Diese sind leitungsscharf und beinhalten Kuppelleitungen und gebotszoneninterne Leitungen. Die Modelle bilden das sogenannte 75-Prozent-Ziel gemäß Clean Energy Package (CEP) ab. Durch Abgleich von vereinfachten Marktsimulationsberechnungen mit diesen Modellen einerseits sowie mit dem statischen grenzscharfen Modell andererseits wurden die folgenden Skalierungsfaktoren so abgeleitet, dass die Simulationsergebnisse für beide Kapazitätsmodelle annähernd übereinstimmen:

- Die Skalierung der MBFs zur Abbildung untypischer Flussaufteilung auf die Kuppelleitungen wird zu 0,9 gewählt.
- Die eingepassten NTCs werden so skaliert, dass die durch sie determinierte maximal mögliche Export- bzw. Importkapazität²⁰³ der Gebotszone Deutschland/Luxemburg 90 % des jeweiligen Werts beträgt, der sich ohne die Beschränkung durch die eingepassten NTCs ergäbe. Die Skalierung erfolgt jeweils getrennt für Export- und Importrichtung an den Grenzen der Gebotszone Deutschland/Luxemburg. Die eingepassten NTCs an den übrigen Gebotszonengrenzen werden mit dem Mittelwert der Skalierungsfaktoren für deutsche Import- und Export-NTCs skaliert.

Diese Faktoren werden auf alle Betrachtungsjahre angewandt, um die Austauschkapazitäten für das Referenzszenario zu parametrieren.

²⁰³ Im Flow-based-Modell sind die zeitgleich realisierbaren Export- und Importkapazitäten aller Gebotszonen voneinander abhängig. Es kann aber jeweils die maximal mögliche Export- und Importkapazität einer Gebotszone objektiv ermittelt werden. Diese Werte werden separat je Gebotszone und Richtung berechnet und sind nicht gleichzeitig realisierbar. Vielmehr kann zum Erreichen des maximalen Exports oder Imports einer Gebotszone eine spezielle Konstellation der Ex- bzw. Importe der übrigen Gebotszonen erforderlich sein. Die „maximal mögliche Export- bzw. Importkapazität“ gibt also theoretische Extremwerte an. In der grafischen Darstellung der Flow-based-Domain entspricht sie den im Text erwähnten „Ecken“.

Anhang C: Modellbeschreibung Entwicklung der Stromnachfrage

Das Energienachfragemodell FORECAST (FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool) wurde am Fraunhofer ISI in Zusammenarbeit mit TEP Energy GmbH und IREES zur Modellierung der Energienachfrage für die Sektoren Industrie, Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) entwickelt (Fraunhofer ISI, 2018a). Die Analysen für die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie werden um Ergebnis-Analysen zum Verkehrssektor ergänzt, um die Nachfrage - entsprechend der bilanziellen Abgrenzung der AGEB - vollständig abzubilden. Die Modellierung des Verkehrssektors basiert auf dem Model ALADIN (Alternative Automobiles Diffusion and INfrastructure), das ebenso wie FORECAST bereits häufig zur Industrie- und Politikberatung eingesetzt wurde (Fraunhofer ISI, 2017). ALADIN basiert ebenfalls auf einem Simulationsansatz, so dass eine Kombination mit FORECAST auch aus methodischer Sicht konsistent ist. Für weitere Erläuterungen zu ALADIN siehe die Model-Website. Im Folgenden wird die Methodik und Ergebnisstruktur der beiden Modelle beschrieben.

C.1 Projektion der Nachfrage der Sektoren Industrie, Haushalte und GHD (FORECAST)

FORECAST basiert auf einem techno-ökonomischen Bottom-Up Ansatz und analysiert die jährliche Energie- bzw. Stromnachfrage für Deutschland und weitere Länder der Europäischen Union. Dabei werden sektorspezifische Besonderheiten wie die Technologie-Struktur, die Heterogenität von Akteuren und Endverbraucherpreisen berücksichtigt. Die Modellierungslogik basiert auf einer Simulation – im Gegensatz zu einer Optimierung – um reale Verhaltensmuster von Entscheidungsträgern in den energienachfragenden Sektoren besser abbilden zu können. Dabei werden die wesentlichen konkurrierenden Technologien, die miteinander im Wettbewerb stehen, berücksichtigt.

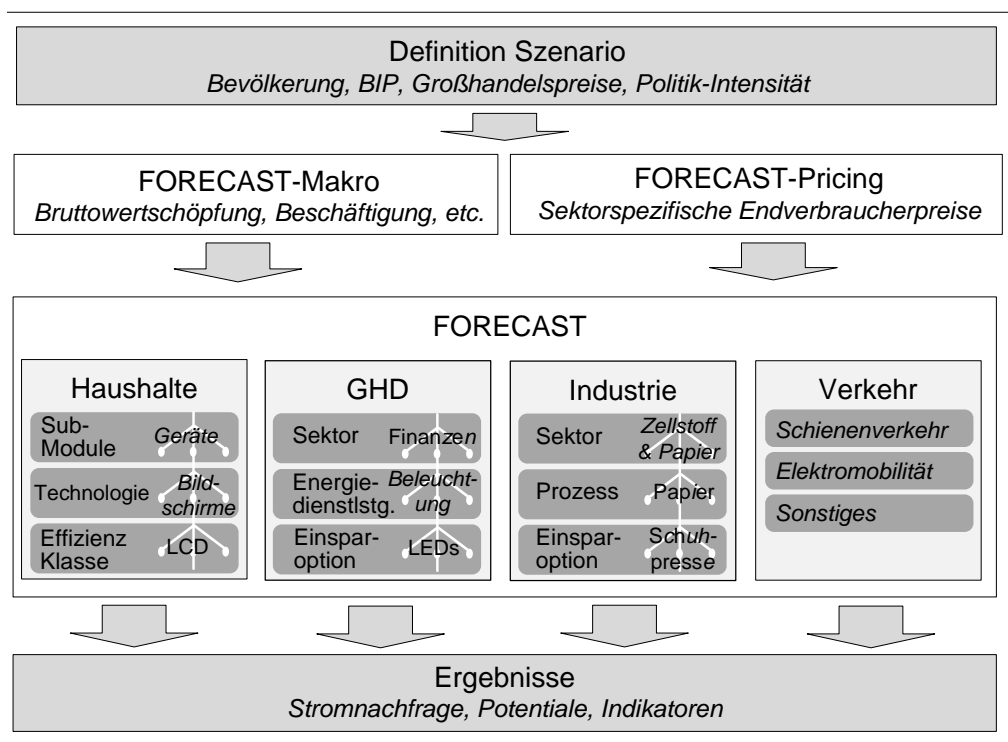
Neben einer hohen technologischen Granularität basiert die sektorale Nachfrage-Analyse von FORECAST auf Aktivitätsgrößen und Endverbraucherpreisen, die jeweils in einem Makro-Modul bzw. Pricing-Modul berechnet werden:

- In dem Makro-Modul werden sämtliche sektorspezifischen Aktivitätsgrößen für die energienachfragenden Sektoren berechnet (z.B. Bruttowertschöpfung nach industriellen Subsektoren oder die Anzahl der Haushalte). Die wesentlichen Eingangsparameter des Makro-Moduls sind die Bevölkerungsentwicklung und das Bruttoinlandsprodukt. Zudem sind in den Berechnungen empirische Zeitreihen der einzelnen sektorspezifischen Aktivitätsgrößen hinterlegt, die anhand von ökonometrischen Analysen in die Zukunft projiziert werden.
- In dem Pricing-Modul erfolgt die Berechnung der sektorspezifischen Endverbraucherpreise. Datengrundlage für diese Berechnungen stellen die Entwicklung der Weltmarktpreise von Rohöl, Erdgas und Steinkohle dar, sowie die Strom-Großhandelspreise aus dem Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber. Die Endverbraucherpreise werden abgeleitet, indem die Weltmarkt- bzw. Großhandelspreise mit Steuern, Abgaben und Umlagen beaufschlagt werden (z.B. EEG-Umlage).

Für die Berechnung der Endenergienachfrage bzw. der Stromnachfrage werden die Aktivitäts- und Preis-Parameter mit den techno-ökonomischen Parametern der einzelnen Technologien verrechnet. Hierzu werden die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie je über ein eigenständiges Modul abgebildet. Jedes der Module ist nach drei hierarchischen Ebenen unterteilt; verdeutlicht am Beispiel des Industriesektors sind dies die industriellen Subsektoren (erste Ebene), differenziert nach sektorspezifischen Prozessen (zweite Ebene) und prozess- bzw. technologiespezifischen Einsparoptionen (dritte Ebene). Als Ergebnis liefert FORECAST den Endenergiebedarf auf nationaler Ebene (Fokussierung auf den Energie-

träger Strom in dieser Studie). Ergänzend zur Stromnachfrage je Technologie können zudem Potentiale und Indikatoren ausgewiesen werden. Der strukturelle Aufbau von FORECAST ist in Abbildung C-1 schematisch dargestellt.

ABBILDUNG C-1: STRUKTUR DES MODELLS FORECAST



Quelle: (Fraunhofer ISI, 2018a).

Die zukünftigen technologischen Entwicklungspfade werden anhand von sogenannten Diffusionsmodellen abgeleitet. Diese Modelle überführen eine Kombination aus Parameter-Annahmen in technologische Marktanteile. Parameter, die dabei Berücksichtigung finden, sind techno-ökonomische Kenngrößen (z.B. Investitionen), Energieträgerpreise sowie energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen. Dabei werden neben den Stromanwendungen auch die Konkurrenz und damit die Substituierbarkeit zu und von nicht-strombasierten Technologien (wie bspw. öl- oder gasbasierte Brennwert-Heizsysteme) berücksichtigt.

Der Überblick über ausgewählte Eingangsdaten in Tabelle C-1 verdeutlicht die Granularität der einzelnen Module. Jeder Sektor basiert auf drei Typen von Eingangsdaten: Aktivitätsgrößen, Endverbraucherpreise und techno-ökonomische Parameter.

TABELLE C-1: EINGANGSDATEN DER SEKTORMODELLE VON FORECAST

	Haushalte	GHD	Industrie	Sonstige
Aktivitätsgrößen	<ul style="list-style-type: none"> - Anzahl der Haushalte - Wohnfläche pro Haushalt - Verfügbares Einkommen 	nach Subsektoren: <ul style="list-style-type: none"> - Anzahl der Beschäftigten - Grundfläche pro Beschäftigtem - Bruttowertschöpfung 	nach Subsektoren (und Prozessen): <ul style="list-style-type: none"> - physikalische Produktion - Bruttowertschöpfung 	<ul style="list-style-type: none"> - Personen- & Tonnenkilometer - Produktion - Bewässerungsflächen - etc.
	<ul style="list-style-type: none"> - Bevölkerung (sektorübergreifend) - Bruttoinlandsprodukt (sektorübergreifend) 			
Endverbraucher Preise	<ul style="list-style-type: none"> - Energieträgerpreise (Haushalte) 	<ul style="list-style-type: none"> - Energieträgerpreise (GHD) 	<ul style="list-style-type: none"> - Energieträgerpreise (Industrie) - EUA Preise 	
Techno-ökonomische Parameter	Geräte und Beleuchtung: <ul style="list-style-type: none"> - Marktanteil - spez. Energieverbrauch im Betrieb - Lebensdauer - Standby-Leistung - Standbydauer - etc. Gebäudedaten: <ul style="list-style-type: none"> - Isolierung - Effizienz Heizsystem - Marktanteil - etc. 	Energiedienstleistungen: <ul style="list-style-type: none"> - Marktanteil - installierte Leistung - jährliche Volllaststunden Einsparmöglichkeiten: <ul style="list-style-type: none"> - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion - etc. 	Prozesse: <ul style="list-style-type: none"> - spez. Energieverbrauch Einsparmöglichkeiten: <ul style="list-style-type: none"> - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion - etc. 	Prozesse/Energiedienstleistungen: <ul style="list-style-type: none"> - Technologietreiber - spez. Energienachfrage - Einsparpotenzial - etc.

Quelle: (Fraunhofer ISI, 2018a).

Durch diese technologisch granulare Analyse erlaubt die Bottom-up-Modellierung eine detailliertere Aufschlüsselung der Energienachfrage im Vergleich zu den Statistiken der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen. Dies ist ebenso der Fall für die Nachbarländer, da die FORECAST-Analyse für sämtliche Länder in identischer Granularität erfolgen. Weiterführende Informationen zu den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie werden dargelegt.

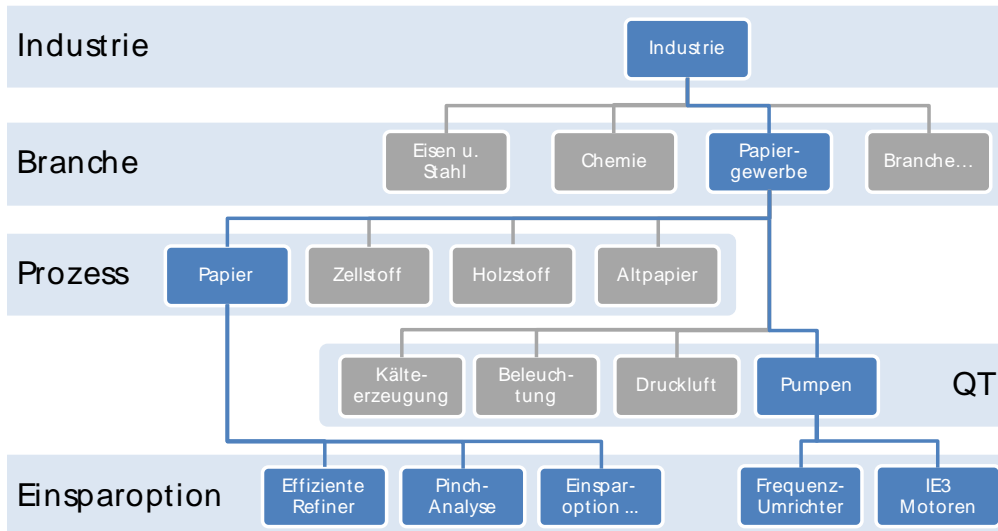
Modul: FORECAST-Industry (Industrie-Sektor)

Das Modul FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen auf einzelne Wirtschaftszweige bzw. Branchen. Den Branchen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Letztere ist in den meisten Fällen die Produktion in Tonnen. Die Definition eines Prozesses kann je nach Anwendungszweck deutlich variieren. Ein Prozess kann eine gesamte Kette an Verarbeitungsschritten bis zur Herstellung des fertigen Produkts enthalten. Alternativ kann ein Prozess auch einen einzelnen Verarbeitungsschritt repräsentieren. Die Abgrenzung richtet sich nach der Datenverfügbarkeit und der Energieintensität.

Den einzelnen Prozessen von FORECAST-Industry sind Einsparoptionen zugeordnet. Je Einsparoption sind spezifische Daten zum Einsparpotenzial hinterlegt, die sich zunehmend im Anlagenbestand verbreiten und somit zur Anwendung kommen. Durch die Diffusion tragen die Einsparoptionen dazu bei, dass sich der spezifische Energiebedarf des Prozesses reduziert und dadurch auch der Energiebedarf des Sektors Einsparpotenziale ergeben sich somit auf Ebene der einzelnen Einsparoptionen, als auch höher aggregiert auf Ebene der Prozesse und Branchen, indem alternative Szenarien bezüglich der Diffusion der Einsparoptionen verglichen werden.

Neben den Prozessen sind jeder Branche auch Querschnittstechnologien (QT) zugeordnet. Diese werden in ähnlicher Form branchenübergreifend eingesetzt und erlauben so eine relativ breite Abbildung der Technologiestruktur, auch in Bereichen mit sehr heterogenen Produktionsprozessen und einer hohen Vielzahl an Produkten. Zur Veranschaulichung ist die Struktur von FORECAST-Industry beispielhaft für das Papiergewerbe in Abbildung C-2 dargestellt.

ABBILDUNG C-2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER MODELLHIERARCHIE VON FORECAST-INDUSTRY AM BEISPIEL DES PAPIERGEWERBES



Quelle: (Fraunhofer ISI, 2018a).

Die Branchenstruktur des Industriemodells orientiert sich an der Einteilung der Energiebilanzen nach Eurostat, oder für die Berechnung einzelner Länder an nationalen Energiebilanzen wie der AG-Energiebilanzen für Deutschland. Für die Energiebilanzen nach Eurostat umfasst die Branchenstruktur die acht separaten Branchen des Abschnitts C „Verarbeitendes Gewerbe“ der NACE 2 Klassifizierung (siehe Tabelle C-2). Für die Energiebilanzen nach AG-Energiebilanzen umfasst sie entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige (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 C-2).

TABELLE C-2: BRANCHENSTRUKTUR VON FORECAST-INDUSTRY_EU

Bezeichnung	NACE 2 Nummer
Stahlindustrie	24.1, 24.2, 24.3, 24.51, 24.52
NE-Metallindustrie	24,4, 24.53, 24.54
Papier- und Druckindustrie	17, 18
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie	23
Chemischen Industrie	20
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	10, 11, 12
Maschinenbau und anderen metallverarbeitenden Industrien	25, 26, 27, 28, 29, 30
Anderer Industriezweige	Restliche verarbeitendes Gewerbe (C)

Quelle: (EUROSTAT, 2018)

TABELLE C-3: BRANCHENSTRUKTUR VON FORECAST-INDUSTRY_DE

Bezeichnung	WZ 2003 Nummer
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

Quelle: (AG Energiebilanzen, 2018a).

Für die Wirtschaftszweige Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau, Maschinenbau, Metallverarbeitung, Fahrzeugbau und das sonstige Verarbeitende Gewerbe wird keine Tonnenproduktion berücksichtigt, da die Struktur dieser Sek-

toren mit einer Vielzahl verschiedener Produkte sehr heterogen ist. Somit basieren die Projektionen in diesen Sektoren ausschließlich auf den Prognosen für die Entwicklung der Wertschöpfung.

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. Im Gegensatz zur Wertschöpfung ist die physische Produktion direkt mit dem Energieverbrauch gekoppelt. Im Modul FORECAST-Industry werden ca. 70 der energieintensivsten Produkte bzw. Prozesse separat anhand ihrer Tonnenproduktion abgebildet (Tabelle C-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 fortgeschrieben. Branchen, in denen aufgrund der sehr heterogenen Struktur keine einzelnen Prozesse berücksichtigt werden, werden ausschließlich anhand der Wertschöpfung und der Verbreitung von Querschnittstechnologien modelliert.

TABELLE C-4: PROZESSSTRUKTUR DES MODULS 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	Blaßformen
Übriges Glas		

Quelle: (Fleiter et al., 2013).

Bezüglich der Technologiestruktur können prozessspezifische Technologien und Querschnittstechnologien unterschieden werden. Prozessspezifische Technologien können einzelnen Prozessen des Industriesektors eindeutig zugewiesen werden – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. Querschnittstechnologien finden in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen Anwendung: Elektromotoren werden zum Beispiel sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt.

Querschnittstechnologien sind unterteilt in Anwendungen, die Strom verbrauchen und solche, die Wärme bereitstellen:

- Stromseitig: Vorwiegend Elektromotoren und Arbeitsmaschinen wie Kompressor, Ventilator oder Pumpe samt der dazugehörigen Systeme zur Bereitstellung von mechanischer Energie oder Kälte. Weiterhin Beleuchtungsanlagen.
- Wärmeseitig: Industrielle Verbrennungsanlagen im Temperaturbereich unterhalb 500°C (Kessel, reine industrielle Dampferzeuger). Anlagen im höheren Temperaturbereich sind häufig sehr prozessspezifisch und werden somit in den einzelnen Prozessen berücksichtigt.

Modul: FORECAST-Tertiary (GHD-Sektor)

Das Modul FORECAST-Tertiary ist vom Aufbau vergleichbar mit dem Industrie-Modul, allerdings an Datenverfügbarkeit und Technologiestruktur im Dienstleistungssektor angepasst. D.h. im Tertiär-Modul wird über ein Mengengerüst der Energieverbrauch einzelner Branchen und Energiedienstleistungen in Abhängigkeit von Rahmenbedingungen (u.a. Wirtschaftsentwicklung, Effizienzpolitik, Energiepreise) berechnet.

Zentrale Aktivitätsgrößen sind die Anzahl der Beschäftigten und die Nutzfläche je Branche des tertiären Sektors. Der Energieverbrauch der einzelnen Branchen setzt sich wiederum als Summe einzelner Energiedienstleistungen zusammen. Die Ver-

breitung von Effizienzmaßnahmen senkt den spezifischen Energieverbrauch einzelner Energiedienstleistungen und spiegelt so eine unterschiedliche Überwindung von Hemmnissen durch politische Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz wieder bzw. variierende Energiepreise. Modelliert wird die Diffusion von Effizienzmaßnahmen als eine Summe von Investitionsentscheidungen der Unternehmen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Ebenen Aktivitätsgrößen, Energiedienstleistungen und Technologiestruktur sowie die Modelllogik detaillierter eingegangen.

Die Aktivitätsgrößen „Anzahl der Beschäftigten“ und „Nutzfläche je Branche“ bilden die zentralen Größen im Mengengerüst für die Hochrechnung des Energieverbrauchs. Beide Größen sind direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung des Sektors. Dabei sind die Beschäftigten eher für Energiedienstleistungen wie EDV-Ausstattung relevant, während die Nutzfläche für die gebäudebezogenen Energiedienstleistungen die zentrale Größe ist. Die sektorale Einteilung der Aktivitätsgrößen orientiert sich dabei an der Klassifizierung der Wirtschaftszweige 2003 (WZ 2003) und unterscheidet acht Branchen (Tabelle C-5). Entsprechend erlaubt sie über das hinterlegte Mengengerüst eine „bottom-up“ Berechnung des Energieverbrauchs für jede der Branchen, was deutlich über die Detaillierung der Energiebilanzen nach AGEB hinausgeht, welche den Energieverbrauch nur für den tertiären Sektor als Ganzes ausweisen.

TABELLE C-5: KLASSIFIZIERUNG DER BRANCHEN VON FORECAST-TERTIARY

Bezeichnung	WZ 2003
Beherbergungs- und Gaststätten (Gastronomie und Hotels)	H
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen (Gesundheitswesen)	N
Erziehung und Unterricht (Bildungswesen)	M
Groß- und Einzelhandel (Einzelhandel)	G
Verkehr und Nachrichtenübermittlung (Verkehrswesen)	I
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung (Öffentliche Einrichtungen)	L
Kreditinstitute und Versicherungen (Finanzwesen)	J
Sonstige Dienstleistungen (Abfall, Sport, Soziale Dienstleistungen) + Grundstücks- und Wohnungswesen (Sonstige)	O+K

Quelle: (AG Energiebilanzen, 2018b).

Der Energiebedarf je Branche wird als Summe des Energiebedarfs von bis zu 13 einzelnen Energiedienstleistungen (EDL) berechnet, die zusammen für den Großteil des Stromverbrauchs im tertiären Sektor verantwortlich sind (Tabelle C-6). Beispiele für EDL sind Beleuchtung, Kühlung oder IKT-Anwendungen. Bei den meisten EDL ergibt sich die absolute Nachfrage aus der globalen Aktivitätsgröße (entweder Fläche oder Beschäftigte) und der EDL-bezogenen Aktivitätsgröße (z.B. Anteil beleuchtete Fläche). Einige EDL sind nicht an die globalen Aktivitätsgrößen geknüpft, wie z.B. die Straßenbeleuchtung.

TABELLE C-6: ENERGIEDIENSTLEISTUNGEN (EDL) DIE DEN EINZELNEN BRANCHEN ZUGESCHLÜSSELT WERDEN

Typ	Energiedienstleistung	Beschreibung	Aktivitätsgröße EDL (D)	Aktivitätsgröße global (G)
El	Beleuchtung	Raumbeleuchtung	Anteil beleuchtete Gebäudefläche	Gebäudefläche
El/Th	Klimatisierung und Lüftung	Klimatisierung und Lüftung von Räumen und Gebäuden durch raumluftechnische Anlagen	Anteil klimatisierte und gelüftete Gebäudefläche	Gebäudefläche
El	Umwälzpumpen	Verteilung von Fluiden in Heizungssystemen	-	Gebäudefläche
El	IKT im Büro	PC, Monitor, Kopierer/Drucker, etc.	IKT-Ausstattung eines durchschnittlichen Arbeitsplatzes	Anzahl Beschäftigte
El	IKT Server	Server sowohl in Datacentern als auch dezentral	Anzahl der Server	-
Th	Heißwasser	Heißwasser und Prozesswärme (z.B. Reinigung)	-	Gebäudefläche
Th	Raumwärme	Wärmepumpen und Elektrodirektheizungen	Anteil Gebäudefläche mit Elektroheizung	Gebäudefläche
Th/El	Wäscherei	Wäscherei vorwiegend in Hotels und Gesundheitssektor	Anzahl der Betten/Gäste	-
Th/El	Kochen	Kochen in Restaurants und Gesundheitssektor	Anzahl der Gerichte, Gäste, Betten	-
El	Kühlung	Kühlung von Produkten, vorwiegend Kühlregale in Supermärkten, aber auch Restaurants und Hotels)	-	Anzahl Beschäftigte
El	Verschiedene gebäudebezogene EDL	Restgröße	Gebäudefläche	Gebäudefläche
El	Straßenbeleuchtung	Beleuchtung von Straßen und öffentlichen Plätzen	Anzahl Lichtpunkte	-
El	Aufzüge	Zur Bereitstellung von vertikalem Transport in Gebäuden	Anzahl Aufzüge	-
El: Strombasiert (kaum substituierbar) Th: zur Wärmebereitstellung (Substituierbar durch andere Energieträger)				

Modul: FORECAST-Residential (Haushaltssektor)

Das Sektor-Modell für den Haushaltssektor, FORECAST-Residential, setzt sich neben einem Modul für die Haushaltsgeräte (Geräte-Modul) auch aus Modulen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung (Gebäude-Modul) sowie einem Modul für die Berechnung der Stromnachfrage durch Elektromobilität (Elektromobilitäts-Modul)²⁰⁴ zusammen.

Das Modul Haushaltsgeräte von FORECAST-Residential berücksichtigt die folgenden Gerätekategorien, die des Weiteren nach Technologien und/oder Effizienzklassen differenziert werden:

- 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)
- Elektrische Kleingeräte (darunter: Kaffeemaschinen, Staubsauger)
- Beleuchtung
- Klimageräte
- 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. Dunstabzugshauben, Mikrowellenherde, Bügeleisen, Fön, Toaster, Rasierer) als auch die Stromnachfrage von potentiell neuen Geräten, die bis 2050 neu in den Markt diffundieren.

²⁰⁴ Auf das Elektromobilitäts-Modul wird in dieser Modellbeschreibung nicht näher darauf eingegangen.

Die aufgeführten Gerätekategorien beinhalten bis auf die Herde ausschließlich strombasierte Anwendungen.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die Anzahl und den durchschnittlichen spezifischen Energieeinsatz von Haushaltsgeräten wird deren Endenergienachfrage über ein Bestandsmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, werden in einem vorgelagerten Schritt empirische Zeitreihen für die jahresspezifische Geräteanzahl und den spezifischen Verbrauch der Geräte (differenziert nach Betrieb und Standby) ermittelt bzw. geschätzt. Die Projektion des Gerätebestandes erfolgt mittels einer logistischen Funktion, die sich aus einer kleinsten-Quadrate-Abweichung, basierend auf der empirischen Bestandsentwicklung und einer geschätzten Sättigungsgrenze, berechnet. Nachgelagert findet hierbei noch eine Berechnung anhand einer Logit-Funktion statt, die die Investitionsentscheidung abbildet und die Marktanteile der Substitutionsalternativen kostenbasiert bestimmt.

Die Bestandsumwälzung bzw. die Marktdiffusion neuer Geräte erfolgt anhand einer gerätespezifischen Nutzungsdauer mit normalverteilter Ausfallwahrscheinlichkeit, durch die der Zeitpunkt des Nutzungsdauer-Endes eines alten Gerätes und des Nutzungsdauer-Anfangs eines neuen Gerätes determiniert wird. Die Wahl der Technologien bzw. Effizienzklassen der ersetzten Altgeräte und des Bestandszuwachses, die als Neugeräte in den Bestand diffundieren, orientiert sich an der Ausgestaltung eines Szenarios. 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 Spülmaschine), der durchschnittlichen Ausstattungsrate (bei der Beleuchtung entspricht dies dem Anteil der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit) und der Anzahl der privaten Haushalte.

Dieser Aufbau gilt grundsätzlich für alle berücksichtigten Gerätekategorien, mit Ausnahme des Restaggregats der sonstigen elektrischen Anwendungen. Bei dieser Kategorie lässt sich dieser Ansatz aufgrund der großen Heterogenität 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 Ausstattungsrate fortgeschrieben.

Das Gebäude-Modul von FORECAST-Residential ist wie folgt aufgeschlüsselt:

- Gebäude: Bestandsgebäude und Neubauten (differenziert nach Baualterklasse, Gebäudegrößenklassen und Gebäudestandards)
- Raumwärme-Technologien: Strom-, Öl-, Kohle-, Gas-, Biomasse-, Fernwärme- und Solar-Technologien
- Warmwasser-Technologie: Strom-, Öl-, Kohle-, Gas-, Biomasse-, Fernwärme- und Solar-Technologien

Das Ergebnis der Gebäude-Projektion wird als Nutzwärmebedarf ausgewiesen. Bei den Technologien für Raumwärme und Warmwasser werden sämtliche Endenergieträger berechnet.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die deutsche Gebäudetypologie wird der Nutzwärmebedarf über ein Bestandmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, wird in einem vorgelagerten Schritt die Zusammensetzung der aktuellen Bestandsgebäude (differenziert nach Baualterklasse, Gebäudegrößenklassen und Gebäudestandards) ermittelt. Die Projektion des Gebäudebestandes basiert neben den Abriss-, Sanierungs- und Neubauraten ebenfalls auf einer Logit-Funktion.

Die Berechnung der Raumwärme (Bedarfsdeckung) erfolgt in einem nachgelagerten Schritt zur Berechnung des Gebäudebestandes (Bedarfsermittlung). Die Da-

tenverfügbarkeit ist hier im Vergleich zu den Gebäuden und den Geräten auf einem weniger detaillierten Niveau vorhanden. Die Datengrundlage für Raumwärme stellt der Endenergieverbrauch der einzelnen Energieträger im Basisjahr dar. Die Projektion der Raumwärme-Technologien erfolgt neben einer standardnormalverteilten Lebensdauer auf einer Logit-Funktion. Die Berechnung des Endenergieverbrauchs durch Warmwasser-Technologien erfolgt entsprechend zum Raumwärme-Berechnung bis auf den Unterschied, dass der zu deckende Bedarf hier durch die Anzahl an Litern Warmwasser und das durchschnittliche Temperaturniveau des Warmwassers definiert wird.

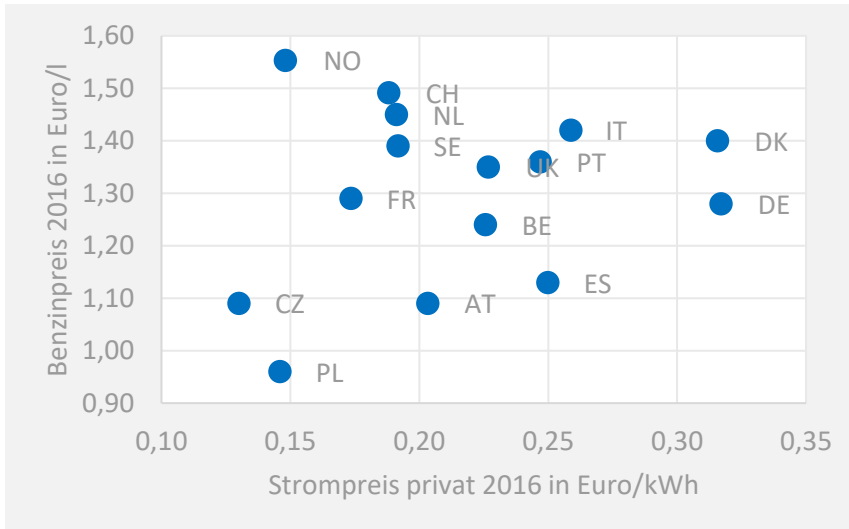
C.2 Simulation der Marktdiffusion Alternativer Antriebe in Europa mit ALADIN

Das Modell ALADIN (ALternative Antriebe Diffusion und INfrastruktur) wird für die zukünftige Marktdiffusion von alternativen Antrieben im Straßenverkehr eingesetzt (Fraunhofer ISI, 2018a). Dabei ist das Grundprinzip des Modells, dass basierend auf einer Vielzahl von Einzelfahrzeuge über das Fahrverhalten der Marktanteil alternativer Antriebe bestimmt wird [MOP 2010, Fraunhofer ISI 2014, KiD 2010, truckscout 2016]. Der Fokus liegt im Pkw-Bereich auf Elektrofahrzeugen (BEV, PHEV und FCEV) und ihrer Ladeinfrastruktur, im Straßengüterverkehr werden verschiedene alternative Antriebsarten untersucht, wobei der aktuelle Fokus auf Hybrid-Oberleitungs-LKW liegt [Plötz et al. 2013, Plötz et al. 2014, Gnann et al. 2015, Gnann 2015, Wietschel et al. 2017]. Während der Beobachtungsraum bislang auf Deutschland bis 2030 begrenzt war, wurde das Modell im Rahmen dieses Projekts auf Europa und die Entwicklung bis 2050 erweitert.

Für die Diffusion von Elektrofahrzeugen in Europa werden die Ergebnisse aus Deutschland auf die anderen Länder übertragen und dabei an die besonderen Rahmenbedingungen in den Ländern angepasst. Im Einzelnen wird der aktuelle Marktanteil von Elektrofahrzeugen in den Ländern als Ausgangspunkt genommen gemäß [EAFO 2017]. An den Markthochlauf für Deutschland in den Jahren

2020 – 2030 gemäß dem komplexen ALADIN-Modell für Deutschland [Plötz et al. 2013, Gnann 2015] wird eine logistische Wachstumskurve gelegt (gemäß Minimierung der quadrierten Differenzen). Diese logistische Wachstumskurve für Deutschland enthält zwei Parameter: die Wachstumsrate des Marktes und den Zeitpunkt zu dem 50% Marktanteil für Elektrofahrzeuge erreicht sind. Da sich die Energiekosten für Benzin bzw. Diesel und Elektrizität zwischen den betrachteten Ländern stark unterscheiden, werden die durchschnittlichen Ersparnisse pro Kilometer für ein Elektrofahrzeug im Vergleich zu einem verbrennungsmotorischen Fahrzeug berechnet. Europaweit liegen diese Ersparnisse zwischen drei und acht Eurocent pro km. Die Wachstumsrate des logistischen Wachstums im einzelnen Land wird aufgrund der höheren oder niedrigeren Kraftstoffkostensparnisse erhöht oder erniedrigt. Dafür wird der lineare Zusammenhang zwischen Wachstumsraten und Ersparnissen zwischen den Pro- und Contra-EV-Szenarien für Deutschland verwendet und auf die Wachstumsraten in den anderen Ländern extrapoliert. Die erforderlichen Benzin- und Strompreise werden aus [Eurostat 2017c, EC 2017] übernommen. Zur Illustration zeigt nachstehende Abbildung Benzin- und Strompreise in den einzelnen Europäischen Ländern. Man erkennt, dass Norwegen bspw. eine für Elektrofahrzeuge besonders günstige Kombination aufweist.

ABBILDUNG C-3: VERGLEICH DER BENZIN- UND STROMPREISE IN DEN BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDERN



Der zweite Parameter des logistischen Wachstums, der Zeitpunkt mit 50% Marktanteil von Elektrofahrzeugen, wird für das jedes Land so bestimmt, dass das logistische Wachstum an den Marktanteil von Elektrofahrzeugen 2016 anschließt. Damit sind logistische Wachstumskurven für alle Länder mit Berücksichtigung der Landesspezifika bestimmt und diese werden bis 2050 fortgeschrieben.

Der gesamte Energieverbrauch pro Jahr ergibt sich aus den Neuzulassungen und Verbräuchen der Elektrofahrzeuge. Die Energienachfrage W_t^{PEV} folgt aus den elektrischen Fahranteilen $s_t^{el,PEV}$ im Betrachtungsjahr t multipliziert mit der Summe des Produkts der Marktanteile MS_τ^{PEV} , der Jahresfahrleistung VKT_τ^{PEV} und dem elektrischen Verbrauch $c_\tau^{el,PEV}$ wie folgt

$$W_t^{PEV} = \sum_{\tau=t-T}^t MS_\tau^{PEV} \cdot VKT_\tau^{PEV} \cdot c_\tau^{el,PEV} \cdot s_\tau^{el,PEV}$$

Dabei ist der elektrische Fahranteil 100% für BEV und wird für PHEV aus dem Deutschland-Modell von ALADIN übertragen.

Der zweite Teil der Modellierung umfasst die Diffusion von Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Europa. Untersuchungsgegenstand sind hierbei Lkw mit einem zulässigen

Gesamtgewicht über 12 Tonnen, die nicht als Baufahrzeuge, sondern vornehmlich im Langstreckenverkehr eingesetzt werden. Die detaillierte Datengrundlage stellt hierbei die Studie [Wietschel et al. 2017] dar, in der die Machbarkeit von Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Europa untersucht wurde. In dieser Studie werden für rund 7.000 Jahresfahrleistungen von Lkw unterschiedlicher Größenklassen mit einem Kostenvergleich die besten Antriebsarten für 2015 und 2030 berechnet und das Marktpotenzial eines Antriebs anhand des Anteils in der Größenklasse bestimmt [KiD 2010, truckscout 2016]. Dieses wird auf die Fahrzeuge, die vornehmlich in Deutschland fahren, reduziert und mit einer beschränkten Modellverfügbarkeit limitiert. Mittels polynomieller Interpolation der Neuzulassungen und anschließender Summation kann der Bestand bestimmt werden. Von großer Wichtigkeit ist dabei die detaillierte Bestimmung der Fahrten eines Fahrzeugs an der Oberleitung, da dieses deutlich günstiger ist als das Fahren im Dieselbetrieb. Hierfür muss das Fahren auf Autobahnen mit Oberleitung abgeschätzt werden, wofür Regressionen auf Basis der Nutzung bestimmt werden.

Da keine derart detaillierten Daten für die Fahrzeugnutzung in Europa zur Verfügung stehen, wird der Markthochlauf von Deutschland basierend auf Wietschel et al. (2017) auf Europa übertragen und als gleich angenommen. Da in der vorliegenden Studie bis zum Jahr 2030 gerechnet wird, und eine Fortschreibung sämtlicher Einzelparameter im Vergleich zur Fortschreibung des Markthochlaufs als fehleranfälliger angesehen wird, werden die Marktanteile bis 2050 extrapoliert. Das heißt, die Marktanteile sind in allen Ländern gleich hoch, die Differenzierung erfolgt aber über die verschiedenen Zulassungszahlen und deren Entwicklung. Zudem wird nach 2030 angenommen, dass der elektrische Fahranteil durch den Einsatz von größeren Batterien im Fahrzeug bis 2050 auf 100% ansteigt.

Für die zukünftige Entwicklung des Güterverkehrs wird das Referenzszenario von PRIMES verwendet, das von einer Steigerung des Güterverkehrs von etwa 60% zwischen 2010 und 2050 ausgeht (EU 2017). Die Neuzulassungen werden hierfür aus der Straßengüterverkehrsleistung (in Tonnenkilometern) berechnet. Hierbei

wird der Bestand berechnet, indem 90% der Tonnenkilometer (Anteil, die durch Sattelzugmaschinen erbracht werden) durch eine durchschnittliche Jahresfahrleistung von 100.000 km (gewichtetes Mittel der Fahrzeuge von 12-26 t und Sattelzugmaschinen aus [Wietschel et al. 2017]) und durch ein Fahrzeuggewicht von 14 t (bei mittlerer Zuladung von 50%) geteilt wird. Darüber werden die Neuzulassungen mit Hilfe einer Haltedauer von sechs Jahren ermittelt. Mithilfe dieser Neuzulassungen kann die Marktdiffusion nach Ländern und die Energienachfrage W_t^{CHV} als elektrischer Fahranteil $s_t^{el,CHV}$ im Betrachtungsjahr t multipliziert mit der Summe des Produkts der Marktanteile MS_τ^{CHV} , der Jahresfahrleistung VKT_τ^{CHV} und des elektrischen Verbrauchs $c_\tau^{el,CHV}$ berechnet werden

$$W_t^{CHV} = s_t^{el,CHV} \sum_{\tau=t-T}^t MS_\tau^{CHV} \cdot VKT_\tau^{CHV} \cdot c_\tau^{el,CHV}$$

Für die Energienachfrage nach Ländern muss die Gesamtstrommenge nach dem Inlandsprinzip verteilt werden, da die Nutzung nicht ausschließlich von Fahrzeugen aus dem Inland (Inländerprinzip) erfolgt. Detailanalysen zeigen jedoch eine starke Korrelation zwischen beiden Größen, so dass für die Fortschreibung der Güterverkehrsnachfrage nach dem Inlandsprinzip ebenfalls das Referenzszenario von PRIMES verwendet wird (EU 2017).

Anhang D: Generierung stündlicher EE-Ganglinien

Bei Fragen der Integration der erneuerbaren Energien (EE) ist eine geeignete Berücksichtigung der Erzeugungsganglinien einzelner EE-Technologien wesentlich. Dabei kommt aufgrund des wachsenden europäischen Binnenmarkts der konsistenten und detaillierten Abbildung des europäischen Auslands eine hohe Bedeutung zu.

Im Folgenden wird das Simulationsmodell der r2b energy consulting GmbH zur Ableitung von hochaufgelösten EE-Erzeugungsganglinien für die dargebotsabhängigen EE-Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Laufwasser beschrieben.

D.1 Grundsätzliche Methodik

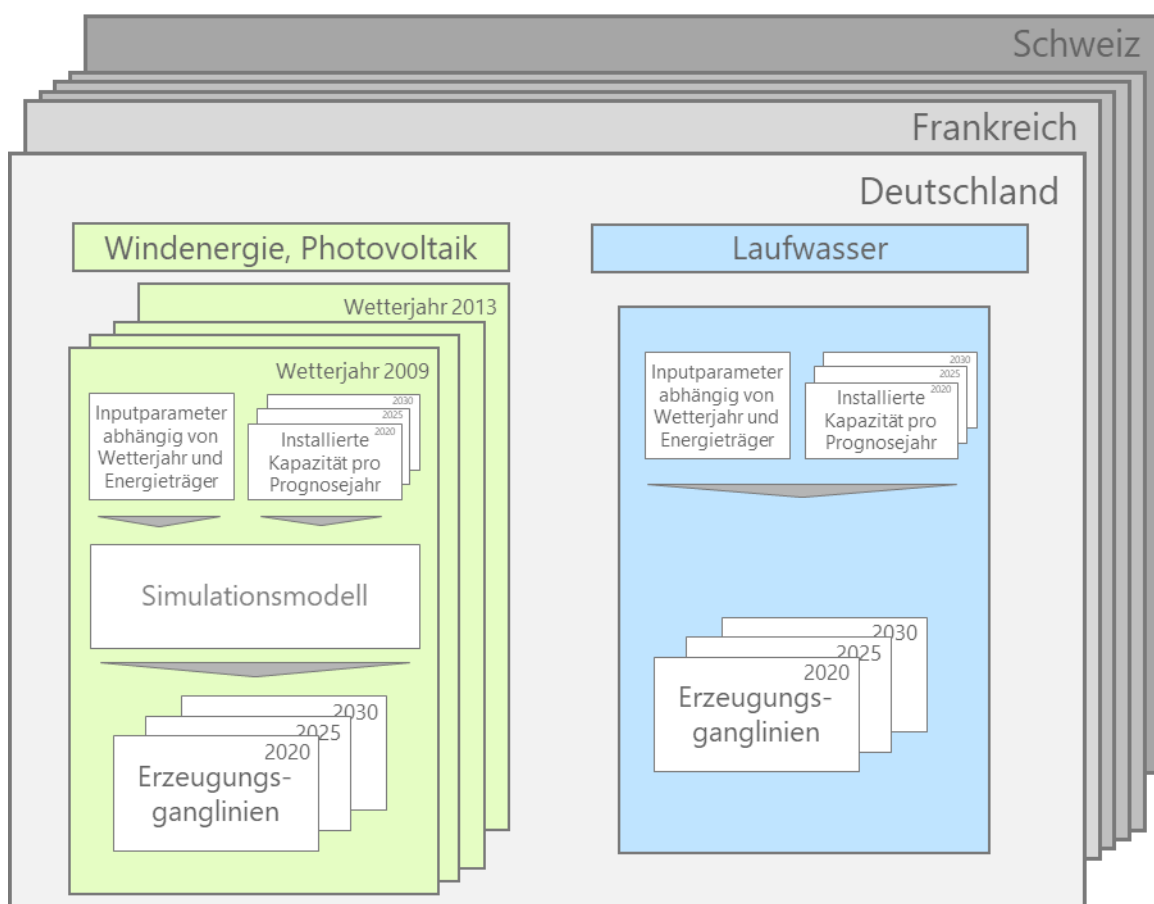
Sowohl das Niveau der jährlichen Einspeisung als auch die unterjährige Struktur hängen bei den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien stark von den meteorologischen Bedingungen des betrachteten Wetterjahres ab. Um diese Ausprägungen (stochastisch) berücksichtigen zu können, kann mittels des Simulationsmodells die Bestimmung der entsprechenden Erzeugungsganglinien flexibel für unterschiedliche Wetterjahre vorgenommen werden. Im Rahmen dieser Studie werden die Wetterjahre 2009 bis 2013 berücksichtigt. Die Datenbank der r2b energy consulting GmbH beinhaltet noch weitere historische Wetterjahre, die sukzessive erweitert werden.

Zur Ermittlung der stündlichen Erzeugungsganglinien der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien Windenergie an Land und auf See sowie PV verwenden wir Simulationsmodelle. Mittels dieser Modelle werden unter Berücksichtigung der angenommenen Entwicklung der installierten Leistungen in den zukünftigen Jahren²⁰⁵ Erzeugungsganglinien für die entsprechenden EE-Technologien nach

²⁰⁵ Grundsätzlich können im Rahmen des Simulationsmodells Prognosen bis zum Jahr 2050 durchgeführt werden.

Ländern abgeleitet. Dies erfolgt auf Basis von zeitlich und regional hochaufgelösten Daten zu meteorologischen Bedingungen (u. a. Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Globalstrahlung) vergangener Jahre (historische Wetterjahre) und einer detaillierten Abbildung der technischen Parameter und der regionalen Verteilung von Windenergie- und PV-Anlagen. Für Laufwasser basieren die Erzeugungsganglinien im Unterschied zur Windenergie und PV auf historischen, aggregierten Einspeiseganglinien einzelner Länder. Schematisch ist die Vorgehensweise in Abbildung D-1 dargestellt.

**ABBILDUNG D-1: MODELLE ZUR BESTIMMUNG VON EE-ERZEUGUNGSGANGLINIEN FÜR DAR-
GEBOTSABHÄNGIGE EE-TECHNOLOGIEN**



Quelle: Eigene Darstellung.

Als Datengrundlage für Windenergie und PV stehen der r2b energy consulting GmbH sowohl stündliche meteorologische Wetterdaten als auch eine anlagenscharfe europäische Datenbank zur Verfügung. Für Laufwasser wird insbesondere

auf statistische Daten zur installierten Leistung und Erzeugungsmengen zurückgegriffen.

D.2 Meteorologische Datenbasis für Windenergie und PV

Die r2b energy consulting GmbH verfügt über eine Datenbank mit stündlich aufgelösten meteorologischen Daten des Deutschen Wetterdiensts (DWD). Im Rahmen dieser Studie werden die Wetterjahre 2009 bis 2013 basierend auf dem COSMO-EU-Modell berücksichtigt. Das Gebiet des COSMO-EU-Modells umfasst nahezu ganz Europa inklusive der gesamten Ostsee, dem Mittelmeer und dem Schwarzen Meer sowie Nordafrika mit 665x657 Gitterpunkten bei einer Maschenweite von 0.0625° (~ 7 km). Unter anderem stehen Daten zu stündlichen Windgeschwindigkeiten und Temperaturen in verschiedenen Höhenlevels sowie zu Luftdruck, Rauigkeit²⁰⁶ und zur Globalstrahlung zur Verfügung. Abbildung D-2 zeigt exemplarisch für Deutschland die räumliche Auflösung der Datenbasis.

²⁰⁶ Die Rauigkeit gibt den Grad der Unebenheit der Oberflächenhöhe an.

ABBILDUNG D-2: METEOROLOGISCHE DATENBASIS MIT EINER RÄUMLICHEN AUFLÖSUNG DER GITTERPUNKTE VON 7X7KM



Quelle: Eigene Darstellung.

D.3 Anlagendatenbank für Windenergie und PV

Neben der beschriebenen meteorologischen Datenbasis wird zusätzlich auf eine europäische Datenbank von **Windenergieanlagen** der r2b energy consulting GmbH zurückgegriffen.²⁰⁷ Diese beinhaltet Informationen zu Bestandsanlagen sowie zu in Bau befindlichen und geplanten Windparks. Zu allen Anlagen sind u. a. Daten zum geokodierten Standort, installierter Leistung, Nabenhöhe, Rotor-

²⁰⁷ Die Datenbank zu europäischen Windenergieanlagen basiert auf kommerziell erworbenen Anlagenlisten, veröffentlichten Anlagenlisten sowie auf eigenständig recherchierten Anlagendaten.

durchmesser, Turbinentyp, Hersteller und (geplantem) Datum der Inbetriebnahme hinterlegt.²⁰⁸ Bei Windenergieanlagen auf See sind zusätzlich auch noch die Küstenentfernung sowie die Meerestiefe bekannt. Jedem Windpark kann über das Geoinformationssystem (GIS) der nächstgelegene Gitterpunkt des COSMO-EU Modells zugeordnet werden, so dass für jede Anlage lokal typische stündliche Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen für unterschiedliche Wetterjahre abrufbar sind.

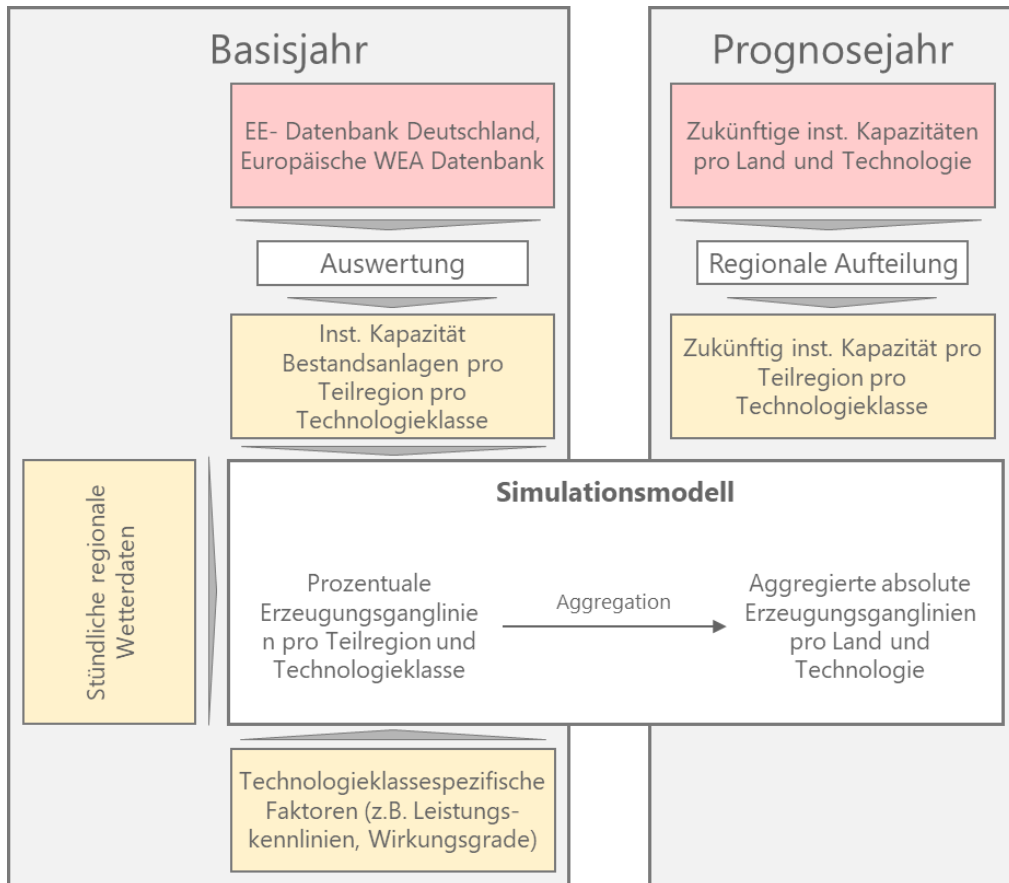
Für bestehende **Photovoltaikanlagen** verfügen wir für Deutschland über detaillierte Datenbanken zum geokodierten Standort, der installierten Leistung und dem Inbetriebnahmedatum. Für die sonstigen europäischen Länder liegen regionalisierte Daten zur installierten Leistung und zum Inbetriebnahmejahr vor.

D.4 Simulationsmodell für Windenergie und Photovoltaik

Bei der Ermittlung der stündlichen Einspeiseganglinien für Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV in den einzelnen Ländern Europas werden in einem ersten Schritt spezifische Einspeiseganglinien in MWh je MW installierte Leistung für unterschiedliche Regionen und Technologieklassen abgeleitet, so dass regional unterschiedliche Windbedingungen, Globalstrahlungen und Temperaturen berücksichtigt werden können. Anschließend erfolgt eine Aggregation der prozentualen Ganglinien gewichtet mit vorzugebenden installierten Kapazitäten je Modellregion und je Technologieklasse des betrachteten Energieträgers. Abbildung D-3 zeigt die Zusammenhänge für ein Land und ein historisches Wetterjahr beispielhaft auf.

²⁰⁸ Für Deutschland liegen die Daten vollständig für die einzelnen Anlagen vor. Für die sonstigen europäischen Länder ist die Verfügbarkeit spezifischer Daten wie bspw. Rotordurchmesser oder Nabenhöhe nicht vollständig. Für diese Anlagen werden die nicht verfügbaren Daten unter Berücksichtigung vorhandener Angaben zu bspw. Standort, Inbetriebnahmejahr und installierter Leistung abgeschätzt und ergänzt.

ABBILDUNG D-3: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DER ERZEUGUNGSGANGLINIEN VON WIND-ENERGIE UND PHOTOVOLTAIK



Quelle: Eigene Darstellung.

Modellregionen

Um eine detaillierte Abbildung von regionalen Unterschieden bei den meteorologischen Bedingungen und von unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen bei Windenergieanlagen und PV-Anlagen zu gewährleisten, wird eine hohe regionale Differenzierung vorgenommen. So erfolgt in der aktuellsten Modellversion innerhalb Europas eine Unterscheidung von jeweils 262 Regionen für Windenergie an Land und PV sowie von 103 Regionen für Windenergie auf See. Die Einteilung der Regionen erfolgt zum einen unter Berücksichtigung jeweiliger Verwaltungsgebiete und zum anderen unter Berücksichtigung ähnlicher meteorologischer Bedingungen. Die Aggregation der Regionen kann bspw. für Deutschland flexibel

für Bundesländer oder andere strommarktrelevante Regionen wie Regelzonen vorgenommen werden. Für die sonstigen europäischen Länder wurden die Regionen je nach Verfügbarkeit der Daten in unterschiedliche NUTS-Ebenen²⁰⁹ eingeteilt. Bei Windenergie auf See wurden die Grenzen der maritimen Hoheitsgebiete sowie Angaben zur Meerestiefe sowie Bodenbeschaffenheit berücksichtigt. Für jede Region sind in 7x7 km Auflösung Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhenlevels bzw. Umgebungstemperaturen und Globalstrahlungswerte für jedes historische Wetterjahr in stündlicher Auflösung hinterlegt.

Technologieklassen

Weiterhin werden bei den WEA unterschiedliche Anlagenauslegungen durch insgesamt dreizehn Technologieklassen (9 Technologieklassen An-Land-WEA und 4 Technologieklassen Auf-See-WEA) berücksichtigt. Durch unterschiedliche Technologieklassen können bspw. für Bestandsanlagen technologische Entwicklungen bzgl. der Nabenhöhe oder der (Leistungs-)Kennlinien berücksichtigt werden. Für Neuanlagen kann somit neben unterschiedlichen Nabenhöhen zusätzlich auch nach Stark- und Schwachwindanlagen unterschieden werden. Die unterschiedlichen Technologieklassen von Windenergieanlagen werden dabei jeweils durch die Nennleistung, die Rotorkreisfläche, die Nabenhöhe und eine typische Leistungskennlinie charakterisiert. Die Leistungskennlinie stellt dabei eine diskrete Abbildung für den funktionalen Zusammenhang zwischen den Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und der bei diesen Windgeschwindigkeiten resultierenden Einspeisung der Anlagen dar. Bei Windenergieanlagen an Land repräsentieren vier der Technologieklassen zukünftig zu erwartende Anlagenauslegungen:

²⁰⁹ NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques) identifiziert und klassifiziert die jeweiligen Verwaltungsebenen der Mitgliedsländer der Europäischen Union.

Starkwind- und Schwachwindanlagen in zwei Ausführungen je nach Zeithorizont.²¹⁰ Bei Windenergie auf See ist eine Zukunftstechnologie vorgesehen.

Bei den Technologieklassen von PV-Anlagen wird zwischen kleinen Dachanlagen (installierte Leistung $\leq 10 \text{ kW}_p$), großen Dachanlagen (installierte Leistung $> 10 \text{ kW}_p$) und Freiflächenanlagen differenziert. Diese Differenzierung erlaubt eine Berücksichtigung von Unterschieden beim Modulwirkungsgrad und bei der Performance Ratio²¹¹ sowie bei der Aufstellung bzw. Ausrichtung.

Stündliche Erzeugungsganglinien je Gitterpunkt/Anlage

Da alle Informationen geokodiert vorliegen, kann jede Windenergieanlage im Bestand der WEA-Datenbank über ein Geoinformationssystem (GIS) dem nächstgelegenen Gitterpunkt des COSMO-EU-Modells zugeordnet werden. Damit ergeben sich für jeden Gitterpunkt einer Windregion pro Technologieklasse die installierte Leistung der Anlagen dieser Klasse in der Nähe dieses Gitterpunktes sowie die stündlichen Windgeschwindigkeiten in diesem Gitterpunkt. Jeder Anlage wird der nächstgelegene bzw. der geeignetste in der näheren Umgebung vorhandene Gitterpunkt zugeordnet, so dass sich stündliche Erzeugungsganglinien für die den Gitterpunkten und Technologieklassen zugeordneten Windenergieanlagen simulieren lassen. Zudem wird eine (zum Teil regional unterschiedliche) Skalierung mit Verfügbarkeits- bzw. Kalibrierungsfaktoren vorgenommen. Diese Faktoren berücksichtigen bei Windenergieanlagen bspw. technische Nichtverfügbarkeiten und Abschattungseffekte innerhalb von Windparks.

²¹⁰ Je nach mittlerer Windgeschwindigkeit an einem Standort wird eine Schwachwind- oder eine Starkwindanlage hinterlegt. Für Schwachwindverhältnisse ausgelegte Windkraftanlagen haben ein größeres Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung der Anlage.

²¹¹ Die Performance Ratio bezeichnet für Photovoltaikanlagen das Verhältnis zwischen dem möglichen (maximalen) Ertrag und dem tatsächlich erreichten Ertrag. Somit gibt sie die Effizienz der Anlage wider und berücksichtigt bspw. die Modultemperatur, Verschattungen, Verschmutzungen der Photovoltaik Module sowie Verluste.

Für jede Technologiekategorie von PV-Anlagen sind an jedem Gitterpunkt einer Region Umgebungstemperaturen und Globalstrahlungswerte sowie die installierte Leistung verfügbar. Auf dieser Basis lassen sich stündliche Erzeugungsganglinien für die den Gitterpunkten und Technologieklassen zugeordneten PV-Anlagen simulieren. Die stündliche Einspeisung wird unter Berücksichtigung des für jede Technologiekategorie zugeordneten Modulwirkungsgrads unter Standardtestbedingungen, der stündlichen Globalstrahlung und der Umgebungstemperatur (umgerechnet auf Modultemperatur) bestimmt. Weiterhin werden über eine Performance Ratio bspw. technische Nichtverfügbarkeiten, Abschattungseffekte und zusätzlich Verschmutzungen der Module berücksichtigt.²¹²

Behandlung von Zukunftstechnologien

Die Zuordnung der bestehenden Anlagen erfolgt auf Grundlage vorhandener Informationen zum Standort und zur Anlagenauslegung. Bei neuen Anlagen wird für jeden potenziellen Standort auf Basis der durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeit des betrachteten historischen Wetterjahres geprüft, ob an dieser Stelle der Zubau von Schwach- oder Starkwindenergieanlagen sinnvoll ist.

Aggregation auf Regionen

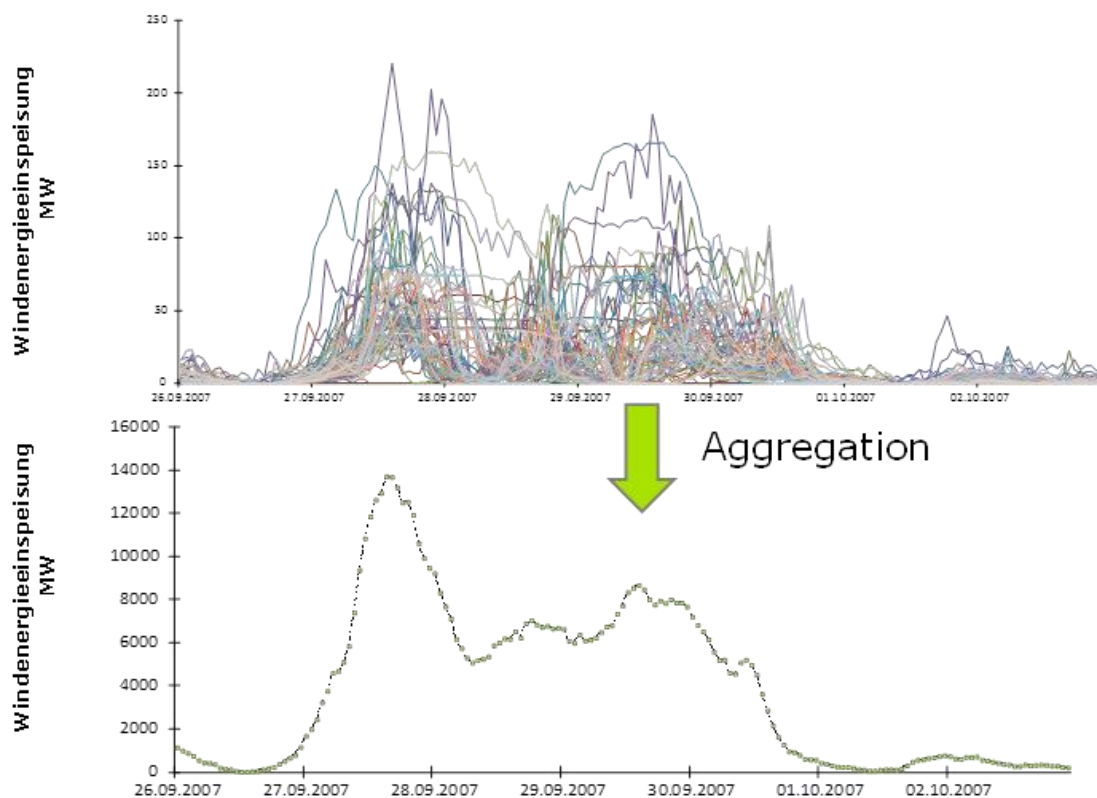
Mit der bisher beschriebenen Methodik ergeben sich stündliche absolute Einspeiseganglinien für jede Technologiekategorie des jeweiligen Energieträgers je Gitterpunkt. Eine Aggregation der Ganglinien über alle Gitterpunkte einer Region und eine Division durch die zu Grunde gelegte installierte Leistung ergibt prozentuale Ganglinien in MWh pro MW pro Technologiekategorie und pro Region (diese sind innerhalb des Simulationsmodells in Abbildung D-4 dargestellt). Je nachdem, welche installierten Kapazitäten man nun pro Technologiekategorie und pro Region

²¹² Die entsprechenden Faktoren werden auf Basis eines Vergleichs zwischen historischen Einspeisemengen und entsprechenden ‚ex post‘-Simulationsrechnungen für unterschiedliche Jahre ermittelt.

für die zukünftigen Prognosejahre unterstellt, können durch gewichtete Aggregation absolute Einspeiseganglinien pro Prognosejahr und pro Land für jedes historische Wetterjahr bestimmt werden.

In Abbildung D-4 ist exemplarisch für einen Auszug des historischen Wetterjahrs 2007 die Aggregation von technologieklassenabhängigen und regionalen Einspeiseganglinien für Windenergie an Land zu einer Einspeiseganglinie auf Länderebene dargestellt. Regional gibt es enorme Unterschiede in der Struktur sowie im Niveau der Windenergieeinspeisung, so dass eine solche detaillierte Betrachtung von großer Bedeutung ist.

ABBILDUNG D-4: ILLUSTRATION DER AGGREGATION VON ERZEUGUNGSGANGLINIEN WINDENERGIE AN LAND



Quelle: Eigene Darstellung.

Installierte Leistungen der EE in Europa für Prognosejahre

Um länderscharfe Erzeugungsganglinien sowie damit jährliche Erzeugungsmengen für Strom aus Windenergie- und PV-Anlagen für die Zukunft bestimmen zu können, sind Annahmen zur Entwicklung der EE-Kapazitäten pro Technologieklasse und pro Region notwendig. Dies kann je nach Fragestellung in unterschiedlichen Szenarien erfolgen.

Für die Festlegung von Annahmen zu regionalisierten EE-Kapazitäten wird auf veröffentlichte Studien zurückgegriffen. Die dort angenommenen Entwicklungspfade werden auf Basis der eigenen Datenbanken zu bspw. Potenzialen nochmals kritisch geprüft. Anschließend werden die Angaben der installierten Leistung des jeweiligen Landes auf Technologieklassen und Regionen aufgeteilt (dies ist im rechten Teil der Abbildung D-3 schematisch dargestellt). Dazu werden ausgehend von den Bestandsanlagen, deren regionale Aufteilung auf Technologieklassen dank der vorhandenen Datenbanken bekannt ist, Annahmen zu Stilllegungspfaden sowie zur Inbetriebnahme von Ersatz- und Neuanlagen für die Prognosejahre getroffen.

Anhang E: Simulationsmodell zur Herleitung von Laststrukturen

Zur Generierung stündlicher Laststrukturen verfügt die r2b energy consulting GmbH über ein Modell, das auf Basis analytischer Verfahren typische Verbrauchsstrukturen einzelner Anwendungen und Sektoren, und daraus resultierend der Gesamtlast eines Landes, erstellt. Mit diesem ‚bottom up‘- Ansatz werden, unter Berücksichtigung von Länder-individuellen (jährlichen) Verbrauchsprognosen für alle untersuchten Verbrauchsanwendungen, unterjährige Verbrauchsstrukturen für auf alle modellierten Länder und Prognosejahre erstellt.

Neben historischen Verbrauchsstrukturen und Lastdaten werden im Rahmen der analytischen Generierung anwendungsspezifischer Laststrukturen eine Reihe von fundamentalen Einflussfaktoren für die Stromverbräuche berücksichtigt, insbesondere Wetter- und Temperaturdaten sowie Uhrzeiten und Kalenderdaten. Darüber hinaus werden spezifische Annahmen zur zukünftigen Entwicklung einzelner Anwendungen verwendet, wie z.B. einer zunehmenden Klimatisierung von Wohn- und Geschäftsräumen oder dem Ausbau der Elektromobilität in unterschiedlichen Formen.

Die Annahmen zu jährlichen Endenergieverbräuchen der abgebildeten Sektoren, Anwendungen und Wirtschaftszweige für das Basisjahr 2011 sowie deren Entwicklungen im Prognosezeitraum werden dem Modell vorgegeben und stammen im vorliegen Vorhaben aus Analysen des Fraunhofer ISI (vgl. Abschnitt 4.5.1).

E.1 Vorgehensweise im Modell

Es werden für eine Reihe an ausgewählten Anwendungen und Wirtschaftszweigen für die Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie für eine Restgröße stündliche Lastprofile je Wetter- und Prognosejahr generiert. Eine schematische

Darstellung der Vorgehensweise bietet die nachfolgende Abbildung E-1.²¹³

Grundsätzlich kann die Erstellung der Lastprofile in drei Schritte unterteilt werden.

Schritt 1, Lastprofile für das Basisjahr 2011: Für jede(n) der gesondert betrachteten Anwendungen bzw. Wirtschaftszweig werden (für jedes Land) normierte Typtag-basierte Laststrukturen auf Basis analytischer Verfahren erstellt (s. unten). Diese werden anschließend mit dem jeweiligen Endenergieverbrauch je Anwendung für das Basis-Wetterjahr 2011 multipliziert. Als Resultat generiert das Modell dadurch absolute Typtag-basierte Laststrukturen je Anwendung für das Basisjahr 2011. Diese Typtag-basierten Laststrukturen beinhalten Leistungsaufnahmen in MW in Abhängigkeit der Kombination von Typtag-Parametern (Typtag-Parameter-Kombination). Eine Typtag-Parameter-Kombination ist die Kombination der Ausprägungen von einen Zeitpunkt beschreibenden, relevanten Parametern, wie z.B. eine gewisse Uhrzeit an einem Samstag mit einer Tagesmitteltemperatur von 20 Grad Celsius. Letztlich bestimmt die Typtag-Parameter-Kombination das Nutzerverhalten und damit die Lastaufnahme einer Endenergie verbrauchenden Anwendung.

Schritt 2, Lastprofile für die weiteren Wetter- bzw. Lastjahre (2009 – 2013):

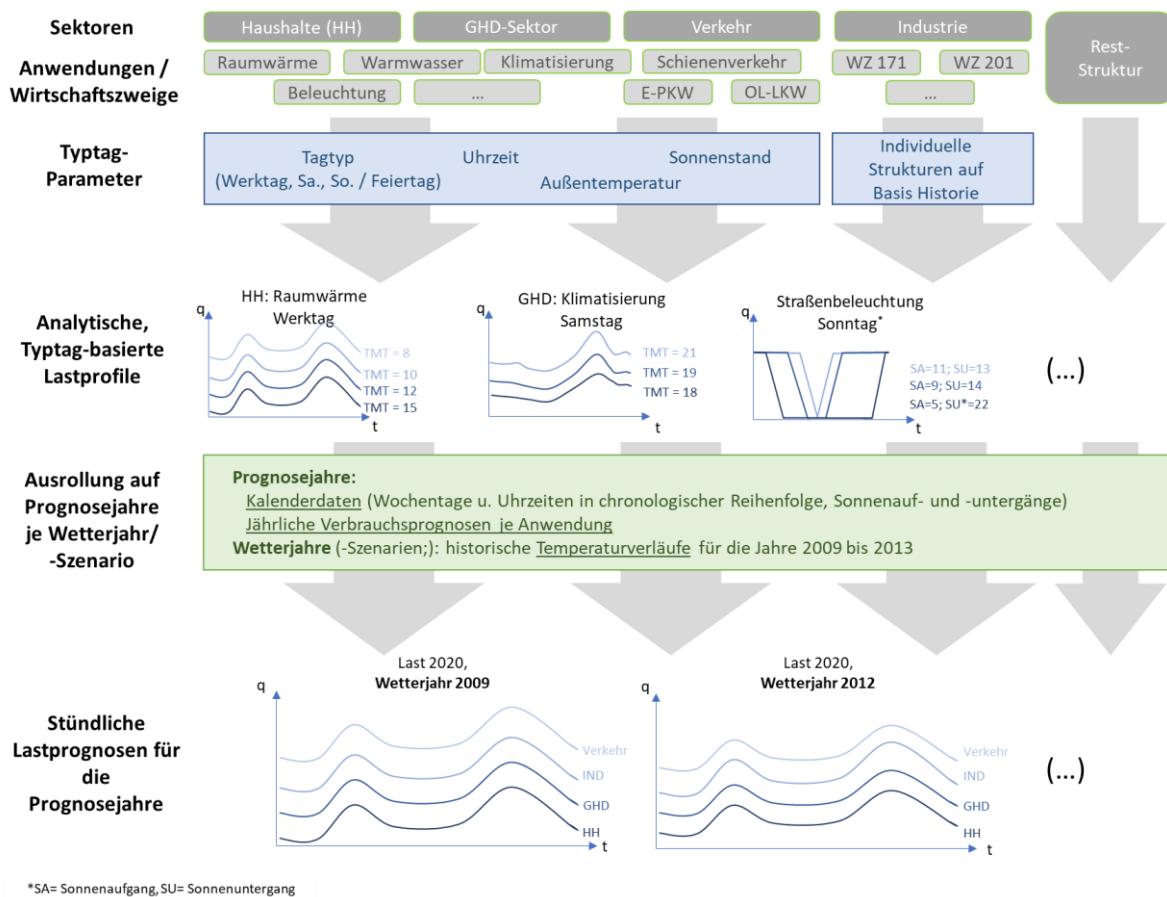
Die elektrischen Endenergieverbräuche der gesondert betrachteten Anwendungen für die anderen Wetterjahre werden dadurch generiert, dass die absoluten Typtag-basierten Laststrukturen (hergeleitet auf Basis des Jahres 2011, s. oben) auf die, im Vergleich zum Basisjahr 2011 veränderten, Typtag-Parameter-Kombinationen des jeweiligen Wetterjahres angewendet bzw. ausgerollt werden.

Schritt 3, Übertragung auf die Prognosejahre: Auf die Prognosejahre werden die so erstellten (Typtag-basierten) Laststrukturen ausgerollt, in dem die typtag-basierten Strukturen des Basis-Wetterjahres 2011 auf den (vorgegebenen) prognostizierten Jahresverbrauch der Anwendung im jeweiligen Prognosejahr skaliert

²¹³ Die Vorgehensweise zur Ableitung und Prognose der Reststruktur wird gesondert in Abschnitt E.4 behandelt.

werden. Anschließend werden die dadurch generierten absoluten typtag-basierten Laststrukturen für das Prognosejahr (und Wetterjahr 2011) auf die Typtag-Parameter-Kombinationen desselben Prognosejahres in Kombination mit den anderen Wetterjahren ausgerollt. Im Resultat werden also für jede gesondert abgebildete Anwendung und jedes Prognosejahr 5 stündliche Laststrukturprognosen (in Abhängigkeit der fünf Wetterjahre) erstellt.

ABBILDUNG E-1: VORGEHENSWEISE IM MODELL ZUR GENERIERUNG STÜNDLICHER LAST-PROGNOSEN AUF BASIS ANALYTISCHER VERBRAUCHSPROFILE (SCHEMATISCHE DARSTELLUNG)



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Struktur und die Jahressumme der Restgröße wird schließlich als Differenz der stündlichen Summen der anwendungsspezifischen Laststrukturen und der Gesamtlast (Basis ENTSO-E) hergeleitet. Auch die Restgröße wird zunächst für das

Basisjahr 2011 hergeleitet und anschließend in geeigneter Weise auf die weiteren Jahre übertragen (s. unten).

Als „Wetterjahre“ können derzeit die Jahre 2009 bis 2013 verwendet werden, für die regional und zeitlich hoch aufgelöste Wetterdaten für ganz Europa vorliegen.

E.2 Berücksichtigte Sektoren, Wirtschaftszweige und Anwendungen

Die Prognose der stündlichen Last erfolgt für alle modellierten Länder auf Basis der Sektoren private Haushalte (HH), Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr. Für jeden Sektor wiederum werden ausgewählte Wirtschaftszweige und Anwendungen mit besonderer Relevanz genauer untersucht, für die stündliche Laststrukturen analysiert und prognostiziert werden.

Die gesondert berücksichtigten Wirtschaftszweige und Anwendungen wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt:

- relevante Änderung der unterjährigen stündlichen Struktur über die Prognosejahre,
- relevante Änderung des Anteils des Stromverbrauchs der Anwendung bzw. des Wirtschaftszweigs innerhalb des Sektors,
- relevante Auswirkung auf Verschiebungen zwischen den Sektoren,
- Wetterabhängigkeit.

In Abbildung E-2 sind die gesondert betrachteten Anwendungen bzgl. der stündlichen Struktur und der Jahresmengen dargestellt. Anwendungen und Wirtschaftszweige, auf die diese Kriterien nicht oder nur im zu vernachlässigenden

Ausmaß zutreffen, müssen nicht gesondert betrachtet werden und werden stattdessen in einer Restgröße durch eine gemeinsame Jahresstromnachfrage und eine gemeinsame Reststruktur abgebildet.²¹⁴

ABBILDUNG E-2: GESONDERT BETRACHTETE ANWENDUNGEN JE SEKTOR ZUR ERSTELLUNG STÜNDLICHER LASTSTRUKTUREN

HH			Industrie		
Warmwasser Stromheizung				WZ 171: Hrst. v. Holz- u. Zellstoff, Papier, Karton u. Pappe	
Warmwasser el. Wärmepumpe				WZ 201: Hrst. v. chemischen Gru.stoffen u. a.	
		GHD		WZ 22: Hrst. v. Gummi- u. Kunststoffwaren	
Raumwärme Stromdirektheizung	Straßenbeleuchtung			WZ 23: Hrst. v. Glas, -waren, Keramik, Verarb. V. Steinen u. Erden	
Raumwärme Stromspeicherheizung	Stromspeicherheizung		Verkehr	WZ 241: Erzeugung v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	
Raumwärme el. Wärmepumpe	el. Wärmepumpe		Oberleitungs-LKW	WZ 28: Maschinenbau	
Klimatisierung	Klimatisierung		E-Mobility	WZ 291: Hrst. v. Kraftwagen u. Kraftwagenmotoren	Rest
Beleuchtung	Beleuchtung		Schienenverkehr	WZ 293: Hrst. v. Teilen u. Zubehör für Kraftwagen	Restgröße

Quelle: Eigene Darstellung.

E.3 Erstellung der anwendungsspezifischen, Typtag-basierten Laststrukturen

Bei der Erstellung der Laststrukturen werden analytische Verfahren auf Basis sogenannter Typtag-spezifischer Parameter angewendet. Dabei werden als Parameter insbes. z. B. Tagtypen (Werktag, Samstag, Sonn- und Feiertage), Uhrzeiten, Sonnenstände und Temperaturen berücksichtigt. Die Kombinationen unterschiedlicher Ausprägungen der genannten Parameter definieren gemeinsam Typische Tage, sog. ‚Typtage‘. Ein Typtag kann bspw. ein Werktag (im Monat A) mit

²¹⁴ Für Frankreich werden gesonderte Strukturen für Stromheizung Raumwärme im Sektor Haushalt und für Norwegen im Sektor GHD bestimmt.

Sonnenaufgang zur Stunde X und Sonnenuntergang zur Stunde Y sowie einer Tagesmitteltemperatur von Z°C sein. Eine Übersicht über die verwendeten Parameter je Anwendung in den Sektoren gibt Abbildung E-3.

ABBILDUNG E-3: EINFLUSSPARAMETER AUF DIE LASTSTRUKTUREN JE ANWENDUNG

Sektor	Anwendung	Berücksichtigte Einflussparameter				
		Monat	Typtag	Uhrzeit	Temperatur	Sonnenstand
Haushalte (HH)	Beleuchtung		x	x		x
	Klimatisierung		x	x	x	
	Raumwärme					
	Direktheizung			x	x	
	Nachtspeicherheizung		x	x	x	
	Stromheizung (Direkt + Speicher), nur Frankreich		x	x	x	
	Wärmepumpe			x	x	
	Warmwasser					
	Stromheizung		x	x	x	
Wärmepumpe		x	x	x		
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	Beleuchtung	x	x	x		
	Staßenbeleuchtung		x	x		x
	Klimatisierung		x	x	x	
	Raumwärme und Warmwasser Wärmepumpe			x	x	
	Stromheizung		x	x	x	
	Stromheizung (nur Norwegen)		x	x	x	
Verkehr	Schienenverkehr	x	x	x		
	Elektromobilität					
	PKW		x	x		
	Oberleitungs-LKW		x	x		
Industrie	Industrielle Prozesse / Wirtschaftszweige	x	x	x		

Quelle: Eigene Darstellung.

Die verwendeten (Typtag-) Parameter werden für alle Kalendertage des Basisjahres 2011 sowie für alle weiteren Wetterjahre bestimmt. Darauf basierend werden die Typtag-spezifischen, je Anwendung ermittelten Lastverläufe (in MWh/h)²¹⁵ zunächst auf das Basisjahr 2011 übertragen. Anschließend werden die Typtag-spezifischen Laststrukturen per Skalierung anhand der jährlichen Gesamtstromverbräuche der Anwendungen auf die anderen Wetterjahre übertragen.

Haushalte

Für den Sektor Haushalte werden anwendungsspezifische Laststrukturen für folgende Anwendungen erstellt:

²¹⁵ Vgl. nachfolgende Unterkapitel

- Beleuchtung,
- Klimatisierung
- Raumwärme Direktheizung, Raumwärme Nachspeicherheizung, Raumwärme Stromheizung (Direkt + Speicher) und Raumwärme Wärmepumpe
- Warmwasser Wärmepumpe und Warmwasser Stromheizung

Für die Anwendung **Beleuchtung** bspw. wird der Gesamtstromverbrauch in (MWh/h) im Sektor Haushalte in Abhängigkeit

- vom Tagtyp (Werktag (WTG), Samstag (SAM), Sonn- oder Feiertag (SON)),
- von der Uhrzeit am jeweiligen Tag sowie
- von den Zeiten des Sonnenauf- und Untergangs

modelliert. Dem Modell werden demnach für die Anwendung Beleuchtung im Sektor Haushalte typische, stündliche Tagesverläufe des Stromverbrauchs vorgegeben, die jeweils auf alle Tage mit identischen Ausprägungen der Parameter ‚Tagtyp‘, ‚Sonnenaufgang‘ und ‚Sonnenuntergang‘ angewendet werden. D.h. dass beispielsweise alle Werktage mit Sonnenaufgang in Stunde X und Sonnenuntergang in Stunde Y einen identischen, stündlichen Lastverlauf der Anwendung Beleuchtung aufweisen.

Im Bereich **Klimatisierung** werden die Typtage zur Herleitung der Laststrukturen (im Sektor Haushalte) über die Parameter

- Tagtyp,
- Temperatur (Tagesmitteltemperatur) und
- Uhrzeit

bestimmt. Da für Klimatisierung die Uhrzeiten von Sonnenaufgang und -untergang keine Rolle spielen, findet der entsprechende Parameter hier keine Berücksichtigung. Der wichtigste Parameter ist die Tagesmitteltemperatur, in Verbindung mit der Uhrzeit. Es wird davon ausgegangen, dass Klimaanlage typischer

Weise erst ab einer Tagesmitteltemperatur von ca. 12 °C in privaten Haushalten eingeschaltet werden. Im Haushaltssektor beginnen diese bei noch nicht sehr hohen Tagesmitteltemperaturen zunächst am Nachmittag und Abend zu arbeiten. Bei höheren Tagesmitteltemperaturen weisen sie ganztägige Lastaufnahmen auf. Bei der Stromnachfrage zur Erzeugung von **Raumwärme** im Sektor Haushalte sind zunächst ebenfalls die Einflussparameter

- Uhrzeit und
- Temperatur (verwendet wird hier prinzipiell die Temperaturmaßzahl als Parameter sowie für Stromheizungen in Frankreich die Tagesmitteltemperatur)

maßgeblich, unabhängig von der eingesetzten, konkreten Anwendung zur Wärmeerzeugung (Direktheizung, Speicherheizung, Stromheizung oder Wärmepumpe). Bei den Anwendungen (Nacht-) Speicherheizung und Stromheizung (in Frankreich) findet zusätzlich der Einflussparameter *Typtag* Anwendung.

Die Verläufe der Lastaufnahmen bei der Direktheizung sind bei Temperaturmaßzahlen im Bereich von -3 bis 26 (dies entspricht Tagesmitteltemperaturen zwischen 26 und 1 Grad Celsius) zu jeder Zeit positiv. In den Morgen- und Abendstunden erreichen sie ihre höchsten Werte, in den Stunden um Mitternacht die niedrigsten.

Ähnliche Lastverläufe weisen Stromheizungen in Frankreich auf, mit hohen Last zu den klassischen Verbrauchszeiten in privaten Haushalten (morgens und abends). Ab Tagesmitteltemperaturen von ca. 17 Grad Celsius gehen ihre Lasten gegen Null.

Speicherheizungen nehmen in der Regel nur nachts Last auf. Bei Tagesmitteltemperaturen unterhalb von 2 Grad Celsius (TMZ größer oder gleich 25) nehmen sie zusätzlich in den Mittagsstunden Last auf. Bei Speicherheizungen unterscheiden sich die Lastaufnahmen zusätzlich in Abhängigkeit davon, ob es sich um einen Werktag, Samstag oder Sonntag (oder Feiertag) handelt (s. oben).

Die Wärmebedarfe von **Wärmepumpen** nehmen typischerweise dieselben Verläufe an wie bei anderen Anwendungen, wobei die elektrischen Lastaufnahmen der Wärmepumpen, über ihren flexibilisierten Einsatz, abweichen können. Diese Abweichungen ergeben sich im Rahmen der Strommarktmodellierung, bei der die Trägheit der Wärmeversorgung aus ökonomischem Kalkül als Speicher genutzt wird (vgl. Abschnitt 4.5.3).

Für Wärmepumpen werden zusätzlich zu den aufgezeigten Einflussparametern auf die kurzfristigen Lastverläufe Annahmen zur Entwicklung von Jahresarbeitszahlen getroffen, die aufgrund noch vorhandener Lernkurveneffekte in den nächsten Jahren noch steigen werden, sowie zu den Marktanteilen von aerothermischen und geothermischen Wärmepumpen.

Im Bereich **Warmwasseraufbereitung** werden die Anwendungen Stromheizung und Wärmepumpe abgebildet, deren Lastaufnahmen in beiden Fällen in Abhängigkeit der Parameter

- Tagtyp,
- Uhrzeit und
- Temperatur (-maßzahl)

modelliert wird. Typischer Weise weisen die Lastaufnahmen bei der Warmwasseraufbereitung (auch hier handelt es sich bei Wärmepumpen lediglich um die Wärmebedarfe²¹⁶) eine hohe Korrelation mit den typischen Verbrauchszeiten auf. Die höchsten Lasten fallen hier morgens und abends an. In den Stunden um Mitternacht geht die Last gegen Null.

Als **Datenquellen** zur Herleitung der Verbrauchsprofile im Haushaltsbereich wurde u.a. auf RTE (2016) zurückgegriffen. Daraus wurden Verbrauchsprofile für Anwendungen in den Bereichen Klimatisierung, Beleuchtung und Heizung sowie Warmwasser für Frankreich analysiert und nach Typtag-Parametern ausgewertet.

²¹⁶ Zur Modellierung von Wärmepumpen s. oben und Abschnitt 4.5.3 im Haupttext

Zur Übertragung auf andere Länder wurden zusätzlich Länder-spezifische Daten herangezogen, wie z. B. statistische Daten zu Marktanteilen unterschiedlicher Heizungstechnologien (Nachtspeicherheizungen, Direktheizungen etc.).²¹⁷

Zusätzlich sind im Bereich von Heizprofilen (Raumwärme und Warmwasser) und insbes. Wärmepumpen gängige Standardlastprofile bei der Generierung der Kennzahlen für die analytischen Profile eingeflossen. Bspw. wurden Verfahrensspezifische Parameter des SLP-Verfahrens der Westnetz GmbH²¹⁸ berücksichtigt worden.

Im Bereich der Wärmepumpen wurde darüber hinaus weitere Literatur, insbesondere zur Entwicklung von Marktanteilen und des anzusetzenden Technologiemixes verwendet. Zu nennen sind hier u. a. eine Studie der Europäischen Kommission (2016c)²¹⁹ sowie die *BWP-Branchenstudie 2015*²²⁰ zu nennen.

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) (inkl. öffentlicher Sektor)

Für den GHD-Sektor erstellt das Modell anwendungsspezifische Laststrukturen für die Anwendungen:

- Beleuchtung (Bürogebäude etc.)
- Straßenbeleuchtung
- Raumwärme und Warmwasser (Wärmepumpen)
- Stromheizung

²¹⁷ Bei den Quellen in diesen Bereichen handelt es sich um eine Vielzahl an öffentlich zugänglichen Datenquellen, wie bspw. nationale Statistiken, Veröffentlichungen von Behörden oder aber Verbänden. Für Deutschland sind u.a. Daten aus Monitoringberichten der Bundesnetzagentur, Anwendungsbilanzen der AGEB, BDEW (2015, Wie heizt Deutschland) und SHELL/BDH (2013, Klimaschutz im Wohnungssektor – Wie Heizen Wir morgen?) berücksichtigt worden.

²¹⁸ Vgl. <https://iam.westnetz.de/>

²¹⁹ Europäischen Kommission (2016c)

²²⁰ Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.v. (2016), BWP-Branchenstudie 2015 – Daten zum Wärmepumpenmarkt bis 2015 und Prognosen bis 2030, online abrufbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/2016-04-08_Branchenprognose_2015_web.pdf; letzter Abruf am 20.09.2018

Die Einflussfaktoren sind im GHD-Sektor bei den einzelnen Anwendungen grundsätzlich sehr ähnlich zu denen im Haushaltssektor. Unterschiede ergeben sich in abweichenden typischen Ausprägungen der Lastverläufe zu Uhrzeiten und Tagstypen, die teilweise stark von typischen Geschäfts- bzw. Arbeitszeiten abhängig sind. Bei der Beleuchtung spielt anstelle des Sonnenstandes im GHD-Sektor der Monat vereinfachend als Parameter herangezogen. Bei der Straßenbeleuchtung kommt hingegen der Sonnenstand zum Einsatz.

Die verwendeten **Datenquellen** zur Herleitung der spezifischen, analytischen Profile deckt sich im tertiären Sektor weitestgehend mit den Datenquellen bei privaten Haushalten (s. oben).

Industrie

Für die gesondert abgebildeten Wirtschaftszweige im Sektor Industrie wurden zur Ableitung typischer Lastaufnahmen in Abhängigkeit

- des Monats,
- der Tagtyps (Werktag, Samstag oder Sonn-/Feiertag) und
- der Uhrzeit

historische, gemessene Lastprofilie einer Reihe von Unternehmen und Standorten je Wirtschaftszweig ausgewertet. Bei den betrachteten Wirtschaftszweigen handelt es sich um energieintensive Industrien, deren Strombezug sich weitestgehend Temperatur- und Wetterunabhängig darstellt und lediglich von den aufgezeigten Kalenderdaten und Uhrzeiten abhängt.

Verkehr

Beim Sektor Verkehr werden die Bereiche Schienenverkehr und Elektromobilität unterschieden. Bei der Elektromobilität wird wiederum differenziert nach PKW und leichten Nutzfahrzeugen mit Elektroantrieb sowie Oberleitungs-LKW.

Für die Herleitung der Verbrauchsprofile für den Bereich **Schieneverkehr** wurden stündliche Daten unterschiedlicher Verkehrsbetriebe analysiert. Diese wurden, differenziert nach **Monaten und Wochentagen** ausgewertet und in Tagtypbasierte Laststrukturen überführt.

Im Bereich **Elektromobilität im Personenverkehr und Güterverkehr mit leichten Nutzfahrzeugen** wurden zunächst auf Basis verfügbarer Literatur zur Entwicklung der E-Mobilität²²¹ unterschiedliche Fahr- bzw. Nutzungsprofile definiert. Diese unterscheiden sich im Hinblick auf

- Typen von Fahrzeugnutzern,
- Nutzungsverhalten nach Wochentagen,
- Ladestandorte (zu Hause, am Arbeitsplatz, öffentliches Normalladen, öffentliches Schnellladen) sowie
- nach Ladeleistungen und Standzeiten.

Im Rahmen der Modellierung der Elektromobilität in unserem Strommarktmodell werden für PKW und leichte Nutzfahrzeuge drei unterschiedlichen Lademodi angenommen, nämlich „ungesteuert“, „reduziert“ und „intelligent“. Dabei wird ein E-Fahrzeug bei ungesteuertem Laden sofort nach dem Abstellen mit der maximal möglichen Leistung geladen und beim „reduzierten“ Laden wird der Ladevorgang über die erwartete Standzeit gleichmäßig, mit verringerter Leistung verteilt. In beiden Fällen findet keine Optimierung am Markt statt. Beim „intelligenten“ Laden, werden die Kosten des Ladevorgangs dagegen anhand der Großhandelsstrompreise optimiert.

²²¹ Vgl. u. a. Gnann et al. (2015), Hacker et al. (2011), Hacker et al. (2014), Morrissey et al. (2016), NPE (2017), Schröder und Traber (2012).

Die Annahmen zur Entwicklung der Nutzertypen bzw. Nutzungsverhalten, Ladestandorten und Ladeleistungen sowie Akkukapazitäten werden mit den Annahmen zur Entwicklung der Lademodi kombiniert, um stündliche Lastzeitreihen, einschließlich Flexibilitätspotenzialen beim intelligenten Laden, zu erstellen.

Im Resultat werden **Typtag-basierte Strukturen für folgende 8 Fälle** unterschieden

- privat ungesteuert, privat reduziert und privat intelligent,
- gewerblich ungesteuert, gewerblich reduziert und gewerblich intelligent,
- öffentliches Normalladen und öffentliches Schnellladen.

Beim den ungesteuerten und den reduzierten Lademodi sowie beim öffentlichen (Normal- und Schnell-) Laden werden (lediglich) stündliche Lastaufnahmen in Abhängigkeit der Typtag-Parameter Wochentag und Uhrzeit ermittelt und als Input-Parameter in das Strommarktmodell gegeben. Diese Laststrukturen bilden Lastaufnahmen der je Zeitpunkt und Ladestandort an den Ladestationen befindlichen PKW (und leichten Nutzfahrzeugen) ab, die aus den oben erläuterten, angenommenen Entwicklungen resultierend.

Für den **intelligenten Lademodus** werden, getrennt nach privatem intelligentem Laden und gewerblichem intelligentem Laden, statt ‚einfacher‘ Lastaufnahmestrukturen die folgenden Strukturen ermittelt, die für die Verwendung in der Strommarktmodellierung als Rahmen für die Optimierung dienen (jeweils aggregiert je Land):

- Stromverbrauch beim Fahren
- Ladeleistung
- Speichervolumen (abhängig von Akkufüllständen)

Auch bei diesen Strukturen handelt es sich um Typtag-basierte Strukturen, die ebenfalls von der Uhrzeit und dem Wochentag abhängen.

Im Rahmen der Strommarktmodellierung wird beim intelligenten Laden auf Basis der aufgezeigten Strukturen entsprechend der Großhandelspreise am Strommarkt optimiert geladen. Dabei darf der (aggregierte) Speicher nie „leer-“ oder „überlaufen“ und die Ladeleistung ist auf die aggregierte Ladekapazität der Akkus der stehenden Fahrzeuge begrenzt.

Die Anteile dieser drei Ladestrategien am gesamten Aufkommen von Ladevorgängen werden im Laufe der Zeit variiert: Während angenommen wird, dass kurzfristig der größte Teil der Ladevorgänge ungesteuert erfolgt, werden in der mittleren und langen Frist die Anteile des reduzierten und intelligenten Ladens zu nehmen (vgl. Abbildung E-4). Dieser Entwicklung liegt die Annahme zu Grunde, dass bei steigenden Anteilen an Elektrofahrzeugen im Bestand und steigendem Stromverbrauch durch die Elektromobilität davon ausgegangen werden kann, dass diese Nachfrage zunehmend unter Berücksichtigung von Herausforderungen des Verteilnetzes und den Wirkungsmechanismen des Marktes intelligent gesteuert werden muss.

Entsprechend der sich entwickelnden Anteile der drei Lademodi, entwickeln sich auch die jeweiligen Ladestrukturen innerhalb eines Lademodus und -standorts. Dabei verändert sich neben dem Niveau der Lastaufnahmen (auf Jahresbetrachtung) auch die untertägige Struktur. So flachen bspw. „Lastspitzen“ aufgrund der abnehmenden Anzahl an Elektro-PKW im ungesteuerten Fall mit der Zeit ab.

ABBILDUNG E-4: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER ANTEILE DER DREI LADESTRATEGIEN BIS ZUM JAHR 2030.

		2017	2020	2030
Private PKW	Ungesteuert	100%	70%	35%
	Reduziert	0%	20%	40%
	Intelligent	0%	10%	25%
Gewerbliche PKW und leichte Nutzfahrzeuge	Ungesteuert	100%	60%	30%
	Reduziert	0%	40%	70%
	Intelligent	0%	0%	0%

Quelle: Eigene Annahmen.

Für **Oberleitungs-LKW** wird davon ausgegangen, dass diese ab dem Stichjahr 2025 genutzt werden. Wir haben unterstellt, dass es sich hierbei um Hybrid-Fahrzeuge handelt, die neben einem elektrischen Antrieb auch einen Diesel-Antrieb nutzen und somit auch längere Zeit unabhängig von einer Oberleitung fahren können. Auf Basis von Literaturangaben zu Verkehrsmengendaten wurde zunächst ein strukturiertes Verbrauchsprofil hergeleitet. Dieses können Oberleitungs-LKW entweder unter Strombezug im Leitungsbetrieb „abfahren“ oder – bei hohen Strompreisen – auf Dieselbetrieb umstellen.²²² Die Möglichkeit einer Rückspeisung von Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung durch Elektrofahrzeuge und Oberleitungs-LKW modellieren wir nicht.

Die resultierende Typtag-basierte Laststruktur für die Dauern, die die Oberleitungs-LKW Strom aus dem Netz beziehen ist abhängig von den Parametern **Wochentag und Uhrzeit**. Typischerweise geht die Last in Deutschland gegen Ende des Tages an Samstagen gegen Null steigt erst ab Sonntag 22 Uhr wieder an. An Werktagen steigt die Last von den Nachtstunden bis um ca. 6 bis 7 Uhr stark an und bleibt danach bis ca. 18 Uhr auf hohem Niveau. Danach sinkt sie recht gleichmäßig bis in die Nachtstunden ab.

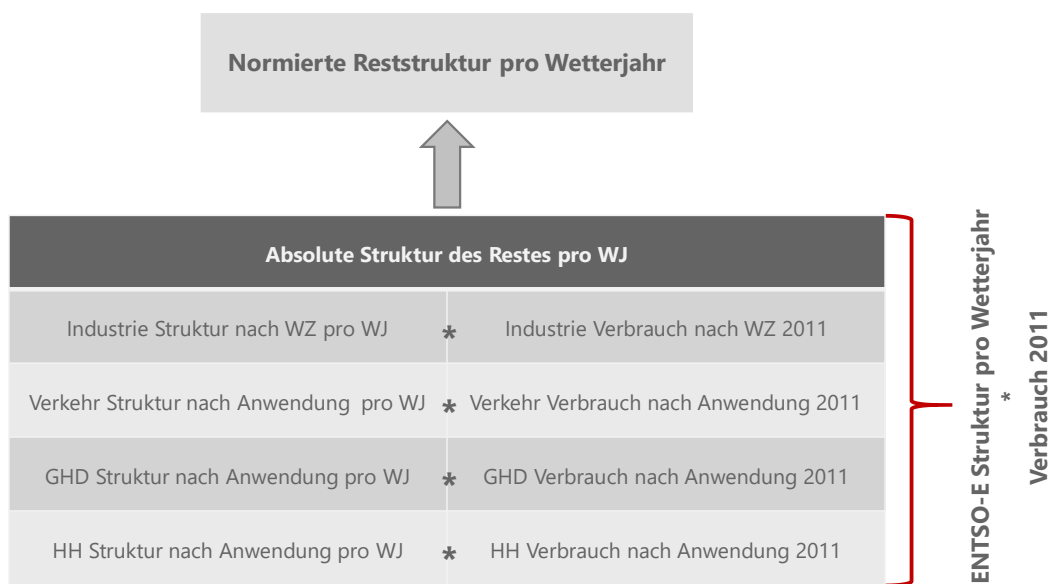
E.4 Ableitung der Reststruktur und der Gesamtlast

Da die gesondert betrachteten Anwendungen nur einen Teil der Gesamtstromlast eines Landes ausmachen, wird im Lastmodell zusätzlich die Struktur einer Restlast bestimmt. Diese wird, zunächst basierend für das Basis-Wetter- und Lastjahr 2011 abgeleitet und anschließend auf die anderen Wetter-/Lastjahre übertragen, bevor sie auf die Prognosejahre ausgerollt wird.

²²² Für die Ersatzkosten des Dieselbetriebs wurde dabei die Preisentwicklung leichten Heizöls unterstellt, wobei darauf anfallende Steuern und sonstige regulierte Preisbestandteile sowie deren Unterschiede in den verschiedenen betrachteten Ländern berücksichtigt wurden.

Grundsätzlich wird die Reststruktur dabei als Differenz zwischen der Laststruktur des gesamten Stromverbrauchs eines Landes und der Summe der Lasten der gesondert betrachteten Verbrauchsandwendungen und Wirtschaftszweige abgeleitet. Als Gesamtlaststrukturen der Länder für die Wetter-/Lastjahre werden entsprechende Daten der ENTSO-E verwendet.

ABBILDUNG E-5: BESTIMMUNG RESTSTRUKTUR JE WETTERJAHR



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Bestimmung der Reststruktur pro Wetterjahr (und Land) wird in Abbildung E-5 dargestellt. Pro Wetterjahr findet folgende Berechnung statt:

- Zunächst werden die normierten Strukturen der Anwendungen (angepasst an das jeweilige Wetterjahr bzgl. Wochen- und Feiertage) mit dem Stromverbrauch 2011 der Anwendung multipliziert.
- Anschließend werden sämtliche so erhaltenen absoluten Strukturen der Einzelanwendungen aufsummiert um die Summenstruktur aller gesondert betrachteten Anwendungen zu erhalten.
- Diese wird von dem Produkt aus der normierten ENTSO-E Struktur des Wetterjahres und des gesamten Stromverbrauchs des Landes 2011

(Netto-Stromverbrauch zzgl. Netzverluste) subtrahiert. Dadurch ergibt sich die absolute Reststruktur je Wetterjahr.

- Schließlich findet die Normierung der absoluten Reststrukturen pro Wetterjahr statt.

Anhang F: VS-Kenngrößen: Erwartungswert vs. (z.B. 95-%-)Quantile

In Übereinstimmung mit dem stochastischen Charakter der Versorgungssicherheit sind die in Abschnitt 2.2 diskutierten Kenngrößen als Erwartungswerte („Expected value“ bzw. „Probability“) definiert. Damit wird berücksichtigt, dass aufgrund der stochastischen Natur relevanter Einflussgrößen die Dauer und Energie von Unterdeckungen ebenfalls eine statistische Verteilung aufweisen. Der Erwartungswert einer solchen Ergebnisverteilung hat dabei nicht nur den praktischen Vorteil der intuitiven Interpretierbarkeit als „Durchschnitt“. Vielmehr weist er auch eine gewisse Robustheit gegenüber Art und Umfang der bei der Beurteilung berücksichtigten stochastischen Einflüsse auf.

Die Verteilungen der Ergebniskenngrößen werden nämlich grundsätzlich breiter, je mehr Einflussgrößen als stochastisch berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass immer extremere (extrem hohe und extrem niedrige) Werte der Ergebniskenngrößen in deren berechneter Verteilung vorkommen, wenn auch mit sehr geringen Auftretenswahrscheinlichkeiten. Auf den Erwartungswert hat die Berücksichtigung einer weiteren stochastischen Einflussgröße dagegen stets einen geringeren Einfluss. Selbst wenn eine zusätzliche stochastische Einflussgröße den Erwartungswert der Ergebnisverteilung gar nicht verändert, so verändert sie doch stets deren Form.

Folglich sind die Ränder der Verteilungen der Ergebniskenngrößen (z. B. Unterdeckungsdauern und -höhen mit den Erwartungswerten LoLP bzw. EENS) nicht robust gegenüber Art und Umfang der berücksichtigten stochastischen Einflussgrößen. Eine Interpretation dieser Ränder oder, statistisch ausgedrückt, hoher oder niedriger Quantile der Verteilungen, ist daher nicht zulässig. Fragen wie „Mit welcher größten Dauer von Unterdeckung ist zu rechnen?“ oder „Welche Unterdeckungsdauer wird mit 95-prozentiger Sicherheit nicht überschritten?“ sind

nicht robust zu beantworten. Und ebenso wenig ist es daher sachgerecht, für derartige „Kenngrößen“ Grenzwerte festzulegen.