

Projektbericht

Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten

Projekt Nr. 047/16

im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Köln, 26. April 2021

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

Unter Angemessenheit der Ressourcen (aus dem Englischen: ‚resource adequacy‘) als einem Aspekt von Versorgungssicherheit wird in diesem Bericht die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines ständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt verstanden.

Die Charakterisierung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgt primär anhand der sogenannten Lastüberhangwahrscheinlichkeit. Diese gibt die Wahrscheinlichkeit dafür an, dass nicht alle Verbraucher entsprechend ihrer preislichen Präferenzen über den Strommarkt versorgt werden können.

Die vorliegende Analyse ergibt durchweg ein sehr hohes Niveau der Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland. In allen hier untersuchten Szenarien bis 2030 ist die Angemessenheit der Ressourcen gewährleistet. Dies gilt auch in allen Sensitivitäten, d. h. bei einem hypothetischen Energy-Only-Markt in allen untersuchten Ländern sowie bei einer, über das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) hinausgehenden, marktgetriebenen Stilllegung von Kohlekraftwerken infolge eines deutlich ambitionierteren europäischen Klimaschutzes in Verbindung mit verstärkter Sektorkopplung. Beschlüsse zum sogenannten „EU Green Deal“ lagen zum Termin der Finalisierung der Annahmen noch nicht vor.¹ Zentrale diesbezügliche Entwicklungen haben jedoch in den Sensitivitäten zur verstärkten Sektorkopplung Eingang gefunden. Nach heutiger Einschätzung sollte deshalb besonderes Augenmerk auf die Sensitivitäten zur verstärkten Sektorkopplung gelegt werden, die bereits ehrgeizigere Klimaziele berücksichtigen. Die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit hat im Referenzszenario einen Betrag von null und in den als Sensitivitäten untersuchten alternativen Szenarien höchstens einen geringen Betrag von 0,003 Prozent, der um den Faktor 20 unter dem als Standard der Angemessenheit der Ressourcen abgeleiteten Schwellenwert von 0,06 Prozent liegt. Umgerechnet in die international häufig

¹ Vgl. Europäische Kommission (2019).

verwendete Kennzahl „Loss of Load Expectation“ (LoLE) , bei der die Lastüberhangwahrscheinlichkeit in Stunden pro Jahr ausgedrückt wird, ergibt dies 0 Stunden pro Jahr im Referenzszenario und höchstens 0,25 Stunden pro Jahr in den untersuchten Sensitivitäten. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 Prozent im Referenzszenario und mindestens 99,997 Prozent in den untersuchten Sensitivitäten. Der Erwartungswert der nicht gelieferten Energie (engl. „Expected Energy Not Supplied“, EENS) beträgt null im Referenzszenario und höchstens 0,4 GWh pro Jahr in den Sensitivitäten.

Zusammenfassung

Auftrag

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) war nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bis Ende 2020 verpflichtet, fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen. Das vorliegende Gutachten und dessen Entstehung bilden ein wesentliches Element für dieses Monitoring im Bereich der europäischen Strommärkte mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes. Außerdem dient dieser Bericht dem BMWi als eine Grundlage zur Erfüllung seiner Berichtspflicht nach § 63 Abs. 2 EnWG.

Bei den Analysen, die diesem 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 Netzesatzanlagen)

berücksichtigt werden.

Dabei sollte ein wahrscheinlichkeitsbasierter (probabilistischer, d. h. die Stochastik berücksichtigender) methodischer Ansatz gewählt werden, und die Messung und Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt als einem Aspekt von Versorgungssicherheit sollte anhand geeignet definierter Indikatoren und deren Schwellenwerten erfolgen.

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

Der vorliegende Bericht ist der zweite und letzte Projektbericht im Rahmen dieses Projekts. Gegenüber dem ersten Bericht² haben wir folgende Erweiterungen vorgenommen:

- Aufnahme des Wetterjahres 2017, so dass im vorliegenden Bericht in Summe sechs Wetterjahre inklusive des in Deutschland im Zusammenhang mit sog. Dunkelflauten oft diskutierten Jahres 2017 oder die Kältewelle von 2012 betrachtet werden
- Abbildung neuer Sektorkopplungstechnologien (im Umwandlungssektor) wie bspw. Elektrodenkessel und Großwärmepumpen (PtX) sowie Wasserstoffelektrolyseure (PtG)
- Darstellung zweier Sensitivitäten zu verstärkter Marktdurchdringung aller Sektorkopplungstechnologien in Deutschland und Europa mit entsprechend steigendem Jahresstromverbrauch mit zwei unterschiedlichen alternativen Primärenergieträger- und CO₂-Preisszenarien (im Folgenden Energiepreisszenarien)
- Weitgehende Berücksichtigung der Vorgaben der EU-Strommarktverordnung, z. B. im Bereich der Öffnung der Interkonnektoren für den grenzüberschreitenden Handel
- Ausweisung einer weiteren Kennzahl, des sogenannten Spielraum-Status, bei den quantitativen Analysen der Angemessenheit der Ressourcen, um ein besseres Bild der Wahrscheinlichkeit unterschiedlicher Systemzustände zu vermitteln

Nachfolgend fassen wir zunächst die Ergebnisse der Analysen der Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt zusammen. Anschließend beschreiben wir die wichtigsten Aspekte der angewandten Methodik, der Erstellung der Szenarien sowie flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung der Angemessenheit der Ressourcen, bevor wir mit einem Ausblick schließen.

² Vgl. r2b / Consentec (2019).

Die dem vorliegenden Bericht zugrunde liegenden Modellberechnungen wurden in der zweiten Hälfte des Jahres 2020 durchgeführt. „Annahmeschluss“ hinsichtlich der Annahmen, Eingangsdaten und Parametrierung war dementsprechend Anfang August 2020. Die zugrunde liegenden Annahmen sowie methodische Aspekte wurden mit Vertretern der Bundesnetzagentur (BNetzA), der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der 16 zuständigen Landesministerien sowie des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), des Verbands Kommunaler Unternehmen (VKU), der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) umfassend konsultiert.

Analyse der Angemessenheit der Ressourcen

Die dem Bericht zugrunde liegenden Analysen ergeben durchweg ein sehr hohes Niveau der Angemessenheit der Ressourcen 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 ist die Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt in Deutschland gewährleistet, d. h. auch bei einem hypothetischen Energy-Only-Markt in allen untersuchten Ländern sowie bei einer, über das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) hinausgehenden, marktgetriebenen Stilllegung von infolge eines deutlich ambitionierteren europäischen Klimaschutzes mit verstärkter Sektorkopplung. Beschlüsse zum sogenannten „EU Green Deal“ lagen zum Termin der Finalisierung der Annahmen noch nicht vor.³ Zudem muss auf EU-Ebene noch entschieden werden, mit welchen Instrumenten in welchen Sektoren die neuen Klimaziele erreicht werden sollen. Nichtsdestoweniger wurden im Rahmen dieses Berichtes Sensitivitäten zu einer verstärkten Sektorkopplung untersucht, die eine mögliche Variante der Umsetzung des Green Deal darstellen. Nach heutiger Einschätzung sollte deshalb ein besonderes Augenmerk auf diese Sensitivitäten gelegt werden.⁴ Die Verbraucher können auch in diesen

³ Vgl. Europäische Kommission (2019).

⁴ Die Erreichung der zum Zeitpunkt der Finalisierung der Annahmen noch nicht neu definierten europäischen und deutschen Klimaschutzziele vor dem Hintergrund des „EU Green Deal“ wurde in den beiden Sensitivitäten zur verstärkten Sektorkopplung nicht geprüft.

Szenarien sicher versorgt werden. Die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit (im Englischen wird hierfür der Begriff „Loss of Load Probability“, kurz LoLP, verwendet) hat für Deutschland im Referenzszenario einen Betrag von null und in den als Sensitivitäten untersuchten alternativen Szenarien einen geringen Betrag von höchstens 0,003 %, der somit um mindestens den Faktor 20 unter dem im ersten Projektbericht als Standard für die Angemessenheit der Ressourcen abgeleiteten Schwellenwert liegt (s. u. Abschnitt „Begriffsdefinition „der Angemessenheit der Ressourcen“ und Beschreibung der Methodik“). Umgerechnet in die international häufig verwendete Kennzahl „Loss of Load Expectation“, bei der die Lastüberhangwahrscheinlichkeit in Stunden pro Jahr ausgedrückt wird, ergibt dies 0 Stunden pro Jahr im Referenzszenario und höchstens 0,25 Stunden pro Jahr in den untersuchten Sensitivitäten. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 % im Referenzszenario und mindestens 99,997 % in den untersuchten Szenarien. Der Erwartungswert der nicht gelieferten Energie (engl. „Expected Energy Not Supplied“, EENS) beträgt null im Referenzszenario und höchstens 0,4 GWh pro Jahr in den Sensitivitäten. Außerhalb der Strommärkte stehende Reserven, wie die deutsche Kapazitätsreserve, sind hierbei nicht berücksichtigt und stünden in der Praxis zusätzlich zur Verfügung.

Die Szenarien unterscheiden sich vorrangig in der Entwicklung der Sektorkopplungstechnologien, den zugrunde gelegten Energiepreisszenarien, dem Marktde-sign, der Entwicklung des Erzeugungssystems, der Erschließung von Flexibilitäts-optionen sowie der für die Angemessenheit der Ressourcen notwendigen Importe – wobei letztere für Deutschland stets deutlich unter den (künftig) verfügbaren Netzkapazitäten bleiben.

Für das ermittelte sehr hohe Niveau der Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland 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 Erzeugung- und / oder Flexibilitätskapazität abzusichern, was unmittelbar oder mittelbar entsprechende Investitionsanreize auslöst.

- Das deutsche und europäische Stromversorgungssystem weist derzeit teilweise Überkapazitäten⁵ auf. Bei marktlichen Anpassungen durch Abbau dieser Überkapazitäten über Stilllegungen von Bestandsanlagen aus Wirtschaftlichkeitsgründen bestehen gewisse Trägheiten.
- Neue Kapazitäten entstehen auch durch den Ersatz von KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung sowie durch den geförderten Zubau von EE-Anlagen.
- Kapazitätsmärkte im Ausland (hier berücksichtigt: Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien) schaffen neue Kapazitäten, die im Markt auch das Niveau der Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland positiv beeinflussen.⁶
- Im Strombinnenmarkt bestehen erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.
- Und schließlich besteht großes Potenzial zur Flexibilisierung des Verbrauchs (einschließlich „neuer“ Verbraucher und wirtschaftlich erschließbarer Flexibilitätsoptionen im Bereich von freiwilligem Lastverzicht in der Industrie), der öffentlichen Wärmesysteme (inklusive KWK) und der Bioenergie sowie bei Netzersatzanlagen.

Diese Ursachen für das durchweg hohe Niveau können sich grundsätzlich gegenseitig ersetzen: Eine Schwächung oder gar ein Wegfall einer Ursache stellt die Angemessenheit der Ressourcen nicht in Frage, sondern würde im Strommarkt durch Anpassungsreaktionen⁷ an anderer Stelle kompensiert. Aufgrund dieser Substitu-

⁵ Unter Überkapazitäten werden in diesem Bericht Kapazitäten verstanden, die mit gewissem zeitlichem Vorlauf stillgelegt werden können, ohne dass *ceteris paribus* die Angemessenheit der Ressourcen im Sinne des identifizierten Standards (Schwellenwert) gefährdet wird.

⁶ Ohne Kapazitätsmärkte im Ausland (vgl. betrachtete Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“ in Abschnitt 4.1) bleibt die Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland jedoch ebenfalls durchweg hoch.

⁷ Die Anpassungsreaktionen werden durch veränderte Preisstrukturen am Großhandelsmarkt für Strom angereizt.

tionsmöglichkeiten gibt es viele mögliche Entwicklungspfade, die die Angemessenheit der Ressourcen und damit einen nahezu jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt gewährleisten.

Begriffsdefinition „der Angemessenheit der Ressourcen“ und Beschreibung der Methodik

Unter Angemessenheit der Ressourcen (aus dem Englischen: ‚resource adequacy‘) als einem Aspekt von Versorgungssicherheit wird in diesem Bericht die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines ständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt verstanden. Demnach ist der Angemessenheit der Ressourcen auf dem Strommarkt 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 die Angemessenheit der Ressourcen 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 und der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien, die sich positiv auf die Gewährleistung der Angemessenheit der Ressourcen auswirken. 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 Ausfalleistungen in mehreren Ländern unwahrscheinlicher ist als bei nationaler Betrachtung.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde eine konsistente Methodik, orientiert an den rechtlichen Anforderungen des EnWG an das Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt, entwickelt und für den Betrachtungshorizont bis 2030 umgesetzt. Diese Methodik entspricht auch in wesentlichen Teilen den Anforderungen der EU-Strommarktverordnung 2019/943.

Hierzu wurde im ersten Projektbericht zunächst ein Standard definiert. Es wurde herausgearbeitet, dass sich unter den verschiedenen möglichen Kenngrößen, mit denen die Angemessenheit der Ressourcen charakterisiert werden kann, die

Lastüberhangwahrscheinlichkeit (LoLP) am besten zur Formulierung eines Standards eignet. Diese gibt die Wahrscheinlichkeit dafür an, dass nicht alle Verbraucher entsprechend ihrer preislichen Präferenzen über den Strommarkt versorgt werden können. Weitere Kenngrößen, wie zum Beispiel der Erwartungswert der nicht gelieferten Energie (EENS), sind flankierend hilfreich, um zur Einordnung eines ermittelten Niveaus der Angemessenheit der Ressourcen beizutragen.

Auf Basis konzeptioneller Analysen und Literaturrecherchen wurde ein Schwellenwert für die Lastüberhangwahrscheinlichkeit als Standard für Deutschland in Höhe von $\widehat{LoLP} = 0,06\%$ abgeleitet, was einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,94 % entspricht.⁸

Der Schwellenwert kann wie folgt interpretiert werden: Wird der Schwellenwert vom zu prüfenden Stromversorgungssystem für ein künftiges Betrachtungsjahr überschritten, dann ist dies ein Indiz dafür, dass eine wirtschaftlich effiziente Investition in Erzeugungs- oder Flexibilitätsressourcen unterblieben ist, d. h. dass die in der Stromversorgung tätigen professionellen Akteure im aktuellen Marktumfeld die Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition nicht erkannt oder sie jedenfalls nicht ausgenutzt haben.⁹ Je weiter die Lastüberhangwahrscheinlichkeit dagegen unterhalb des Schwellenwerts liegt, desto mehr würden ihre Kosten den Nutzen auf der Verbraucherseite (durch vermiedenen Lastüberhang) übersteigen.

Der o. g. Schwellenwert ist ein vertretbarer Wert, sowohl im Sinne eines handhabbaren Maßstabs als auch dadurch, dass er im Vergleich zu anderen Ländern im üblichen Rahmen liegt. Dennoch ist er mit unvermeidlichen Unschärfen behaftet, speziell aufgrund der Unsicherheit der zu seiner Bestimmung anzusetzenden Zahlungsbereitschaft der von Lastüberhang betroffenen Verbraucher (Value of Lost Load, VoLL).

Die konkrete Höhe des Schwellenwerts erweist sich auch in den aktuell vorgenommenen Untersuchungen als nicht entscheidend, da die Angemessenheit der

⁸ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 2.3.1.

⁹ 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.

Ressourcen in Deutschland in allen Szenarien dieses Projektberichts deutlich oberhalb dieses Maßstabs liegt.

Unser methodischer Ansatz orientiert sich im Weiteren an den folgenden beiden Kernfragen des Monitorings der Angemessenheit der Ressourcen:

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

Die erste Frage entsteht dadurch, dass das Monitoring viele Jahre in die Zukunft schauen muss, um je nach Ergebnis des gesetzlichen Prüfauftrags gegebenenfalls ausreichend Zeit für Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen Niveaus der Angemessenheit der Ressourcen 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 Niveau der Angemessenheit der Ressourcen für das jeweilige Szenario bestimmt und durch Vergleich mit dem definierten 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 Konsultation der im Abschnitt „Auftrag“ genannten Akteure der methodische Ansatz einer konsistenten integrierten Modellierung der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in 15 Ländern Europas mittels eines dynamischen Strommarktmodells und einer darauf aufbauenden probabilistischen Analyse der Angemessenheit der Ressourcen entwickelt und angewandt. Die konsistente Kopplung der beiden Modelle erfolgt insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung von Ausgleichseffekten und Unsicherheiten.

Das methodische Grundprinzip ist im Einklang mit der internationalen Praxis, insbesondere entspricht es in wesentlichen Teilen den Anforderungen der EU-Strommarktverordnung. In den letzten Jahren wurden verschiedene methodische Ansätze zum Monitoring und zur Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen

unter adäquater Berücksichtigung von Stochastik und Berücksichtigung der Einbettung von nationalen Strommärkten in den europäischen Strombinnenmarkt entwickelt. In zahlreichen Analysen zur Angemessenheit der Ressourcen werden bzw. wurden solche Ansätze bereits genutzt.¹⁰ Im Rahmen dieses Grundprinzips geht die vorliegende Studie jedoch einen wesentlichen Schritt weiter: Ökonomische Marktanpassungsprozesse auf dem europäischen Strombinnenmarkt werden mittels endogener Modellierung der Entwicklung der Stromversorgungssysteme (erste Modellstufe) abgebildet und die Szenarien mit einer konsistenten stochastischen Analyse der Angemessenheit der Ressourcen (zweite Modellstufe) untersucht.

Die Wirkung und Bedeutung der Marktanpassungsprozesse nimmt über den Betrachtungszeitraum zu. Da die erste Modellstufe die Marktregeln und die von diesen hervorgerufenen Investitionsanreize abbildet, wird die Entwicklung des Stromversorgungssystems zunehmend durch modellendogen ermittelte Anteile bestimmt. Angesichts der im Modell abgebildeten marktlichen Anreize für Versorger und Verbraucher aufgrund des bestehenden Bilanzkreis- und Ausgleichenergiesystems ist grundsätzlich zu erwarten, dass das System jedenfalls am Ende des Betrachtungszeitraums versorgungssicher im marktlichen Sinne ist.¹¹ Das zentrale Ergebnis ist in der langen Frist also ein wahrscheinlicher und zu den bei der Szenariengenerierung getroffenen Annahmen konsistenter Entwicklungspfad des Stromversorgungssystems.

Vor dem Hintergrund der Aufgabe, eine etwaige Gefährdung der Angemessenheit der Ressourcen und gegebenenfalls vorliegende Hemmnisse zur Nutzung verfügbarer Flexibilitäten vorausschauend zu erkennen, bedeutet dies Folgendes:

¹⁰ Vgl. z. B. Consentec /r2b (2015), PLEF (2015), PLEF (2018), ENTSO-E (2016), ENTSO-E (2017a), ENTSO-E (2018b), ENTSO-E (2019), ENTSO-E (2020d).

¹¹ Abweichungen hiervon können auftreten, wenn an der Schnittstelle der beiden Modellstufen aus Rechenzeitgründen erforderliche Anpassungen zur Angleichung unterschiedlicher Modellierungstiefen aufgrund implizit oder explizit konservativer Parametrierung zu einer Überschätzung des Ressourcenbedarfs in der zweiten Modellstufe und/oder Unterschätzung des Bedarfs in der ersten Modellstufe führen. Dies betrifft vorrangig die Randländer mit im Verhältnis zur Last geringen Importkapazitäten zur Kernregion.

- Für den Beginn des Betrachtungszeitraums liefert die zweite Modellstufe mit den entsprechenden Indikatoren eine unmittelbare Grundlage zur Einschätzung der Angemessenheit der Ressourcen.
- Für den späteren Bereich des Betrachtungszeitraums ist dagegen grundsätzlich zu erwarten, dass die Indikatoren im unkritischen Bereich liegen, wenn die Anreize im Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem richtig gesetzt sind und entsprechende Marktanpassungsprozesse wirken. Eine Einschätzung der Angemessenheit der Ressourcen in diesem Zeitbereich erfordert es, insbesondere die endogenen Anteile des Entwicklungspfads des Stromversorgungssystems im Hinblick auf ihre Plausibilität und Realisierbarkeit einzuschätzen und dabei auf gegebenenfalls vorliegende Hemmnisse zu analysieren. Die Ergebnisse der zweiten Modellstufe sind ein weiterer Baustein zur Plausibilisierung des Entwicklungspfads, da sie Hinweise darauf geben, wie weit sich das System den Schwellenwerten annähert.

Szenarien

Das Referenzszenario (*best guess*-Szenario¹²) wurde auf Grundlage detaillierter Recherchen / Vorabanalysen¹³ und Abgleich mit anderen Studien / Experten bei Abbildung der in der Realität gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen und Ziele generiert. Mittels Sensitivitätsanalysen wurden vom Referenzszenario abweichend mögliche Entwicklungen 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 ÜNB¹⁴ zeigt, dass das Referenzszenario in Deutschland geringfügig niedrigere steuerbare Ressourcen (d. h. Kapazitäten von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen) aufweist. In der

¹² Die Berechnungen für diesen Bericht erfolgten ab dem 15.09.2020, so dass sich Bezeichnung „best-guess“-Szenario auf die Informationslage zwischen Ende April und Ende August 2020 bezieht, da in diesem Zeitraum die Recherchen / Aktualisierungen für den vorliegenden 2. Projektbericht erfolgt sind.

¹³ Zu einer detaillierten Beschreibung der Vorabanalysen vgl. Abschnitt 3 in r2b / Consentec (2019).

¹⁴ Vgl. ENTSO-E (2020d).

Summe über alle betrachteten Länder weist das Referenzszenario teilweise deutlich geringere Ressourcen auf. Es stellt damit eine realistische und – aufgrund der niedrigeren steuerbaren Ressourcen – im Vergleich zu den Szenarien der deutschen und europäischen ÜNB eher konservative Entwicklung des Stromversorgungssystems auf Basis des aktuellen Marktdesigns und bekannter Entwicklungen in Europa dar.

Flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung der Angemessenheit der Ressourcen

Es sind einige Maßnahmen notwendig oder empfehlenswert, um das ermittelte hohe Niveau der Angemessenheit der Ressourcen sicherzustellen bzw. abzusichern. Die Umsetzung notwendiger Maßnahmen, beispielsweise zur Sicherstellung des Niveaus der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten gemäß EU-Strommarktverordnung, wurde in den Analysen vorausgesetzt, weil dies in der Kombination aus rechtlichen Verpflichtungen und entsprechender Vorlaufzeit als realistisch anzusehen ist.

So ist das für die Gewährleistung der Angemessenheit der Ressourcen erforderliche Niveau an Importleistung im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität zwar grundsätzlich als niedrig einzustufen. Dennoch sind gewisse Vorbereitungen zu treffen, um die künftig stärkere Rolle der grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte für die Angemessenheit der Ressourcen im europäischen Kontext nutzbar zu machen.

Abstimmungs- und ggf. Handlungsbedarf besteht darüber hinaus hinsichtlich der internationalen Koordination sowie Verbindlichkeit 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 rechtlich zu regeln.

Die Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch wird zudem maßgeblich auch von regulatorischen Rahmenbedingungen, Fördersystemen sowie Verfügbarkeit intelligenter Mess- und Steuersysteme und Kommunikationstechnik beeinflusst. Insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen können eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen, wenn sie kommunikativ gut eingebunden sind und entsprechende Anreize zur Flexibilität erhalten. Dies ist jedoch Gegenstand separater

Forschungsvorhaben. Weiterer Handlungsbedarf ergibt sich z. B. im Bereich der Netznutzungsentgelte und dort insbesondere hinsichtlich der Ausnahmeregelungen für die atypische und die intensive Netznutzung, die Hemmnisse für die Flexibilisierung industrieller Verbraucher darstellen.

Darüber hinaus können Maßnahmen zur Absicherung ungewisser Extremereignisse¹⁵ 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 Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt nicht berücksichtigt werden, wenn dort geprüft wird, ob ein effizientes Niveau der Angemessenheit der Ressourcen erreicht wird. Die Absicherung ungewisser Extremereignisse unter Inkaufnahme der damit einhergehenden Kosten fällt in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge und sollte daher im politischen Prozess organisiert werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber, dass die Organisation und Umsetzung dieser zusätzlichen Absicherung außerhalb des regulatorischen Rahmens der wettbewerblichen Strommärkte ('Marktdesign') und damit außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Studie erfolgt. Die Auswirkungen von ungewissen Extremereignissen können insbesondere mit außerhalb des Strommarkts stehenden Reserven, wie der deutschen Kapazitätsreserve, verringert werden. Daher sollen diese ungewissen Ereignisse auch bei der Dimensionierung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.

Ausblick

Mit regelmäßigen Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems und des VS-Niveaus kann 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 Marktanpas-

¹⁵ 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.

sungsprozesse erwartet werden kann. Das vorausschauende VS-Monitoring gewährleistet somit, dass ausreichend Zeit für gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen VS-Niveaus besteht.

Mit dem Erlass des KVBG geht die Verantwortlichkeit für das Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen ab dem Jahr 2021 vom BMWi an die BNetzA über. Zudem wurde auf europäischer Ebene auf Basis des EU-Paketes „Saubere Energie für alle Europäer“ (Clean Energy for all Europeans - CEP¹⁶) durch die European Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) eine Methode zur Durchführung des europäischen sowie nationaler Monitorings zur Angemessenheit der Ressourcen erarbeitet und am 5.10.2020 von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) genehmigt.¹⁷ Zukünftige Analysen zur Angemessenheit der Ressourcen an den Strommärkten – insbesondere das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) von ENTSO-E – müssen auf dieser Methode aufbauen. Das ERAA löst ab dem Jahr 2021 den aktuellen Mid-Term-Adequacy Forecast (MAF) von ENTSO-E ab.

¹⁶ Vgl. EU-Strommarktverordnung 2019/943.

¹⁷ Vgl. ACER-Entscheidung 24-2020.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung.....	3
Zusammenfassung.....	5
1 Hintergrund und Überblick	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Aufgabenstellung und Untersuchungsziele.....	5
1.3 Konsultationsprozess.....	7
1.4 Überblick zum gewählten methodischen Ansatz.....	7
1.5 Einordnung des Bewertungsansatzes und Interpretierbarkeit der Ergebnisse.....	10
1.6 Aufbau der Studie	12
2 Annahmen Referenzszenario.....	14
2.1 Annahmen zum Marktdesign	15
2.2 Annahmen zur (exogenen) Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	21
2.2.1 Annahmen zur Entwicklung der Kernenergie	26
2.2.2 Annahmen zur Entwicklung der Kohlekraftwerke.....	30
2.2.3 Annahmen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung.....	37
2.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Pumpspeicherkraftwerke	46
2.3.1 Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland	47
2.3.2 Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Deutschland	50
2.3.3 Entwicklung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und deren Bilanzierung DE / AT.....	52
2.3.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa.....	52
2.4 Entwicklung von Flexibilitätsoptionen.....	55
2.4.1 Netzersatzanlagen.....	56
2.4.2 Freiwilliger Lastverzicht in der Industrie.....	58
2.5 Entwicklung der Stromnachfrage.....	61

2.5.1	Entwicklung des Endstromverbrauchs	62
2.5.2	Entwicklung des Umwandlungssektors	73
2.5.3	Entwicklung der stündlichen Nachfrage	82
2.5.4	Modellierung der Last neuer Verbraucher	85
2.6	Technische und ökonomische Charakteristika von konventionellen Kraftwerken.....	89
2.6.1	Investitions- und Betriebskosten	90
2.6.2	Brennstoff- und CO ₂ -Preise.....	91
2.6.3	Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke.....	98
2.7	Entwicklung der Regelleistung.....	100
2.8	Entwicklung der grenzüberschreitenden Im- und Exportmöglichkeiten.....	107
2.8.1	Grundsätzliches.....	107
2.8.2	Annahmen zu grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten	109
2.8.3	Berücksichtigung der Vorgaben des Clean Energy Package zu Stromhandelskapazitäten	114
2.8.4	Entwicklung der Import-/Exportmöglichkeiten.....	116
2.9	Annahmen zur Verteilung von Lastüberhang unter den Gebotszonen	118
3	Ergebnisse Referenzszenario.....	121
3.1	Ergebnisse Strommarktsimulationen.....	121
3.1.1	Entwicklung der Ressourcen in Deutschland	122
3.1.2	Entwicklung der Ressourcen in den berücksichtigten ausländischen Strommärkten	130
3.1.3	Einordnung des Referenzszenarios.....	137
3.2	Ausgleichseffekte im gemeinsamen Strombinnenmarkt	139
3.3	Ergebnisse VS-Analysen	145
3.4	Zwischenfazit Ergebnisse Referenzszenario.....	156
4	Sensitivitäten	159
4.1	Hypothetische Sensitivität: „EOM - keine Kapazitätsmärkte“	161

4.1.1	Charakterisierung der Sensitivität.....	161
4.1.2	Ergebnisse Strommarktsimulationen.....	161
4.1.3	Ergebnisse VS-Analysen.....	165
4.2	Sensitivität: „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“ 175	
4.2.1	Charakterisierung der Sensitivität.....	175
4.2.2	Ergebnisse Strommarktsimulationen.....	182
4.2.3	Ergebnisse VS-Analysen.....	188
4.3	Sensitivität: „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“	195
4.3.1	Charakterisierung der Sensitivität.....	195
4.3.2	Ergebnisse Strommarktsimulationen.....	198
4.3.3	Ergebnisse VS-Analysen.....	204
4.4	Fazit Ergebnisse einschließlich Sensitivitäten	211
5	Flankierende Maßnahmen und Ausblick.....	213
6	Literaturverzeichnis.....	216

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Konsistenter zweistufiger Modellierungsansatz	9
Abbildung 2-1: Berücksichtigte Marktdesigns in den betrachteten Ländern.	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 2-2: Exogener Modellierungsinpuzur Entwicklung der Installierten Leistung (netto) konventioneller kraftwerke im Jahr 2021 und tabellarischer Ausblick bis zum Jahr 2030 (vorgegebene Entwicklung ohne Endogene Zu- / Rückbauten).	24
Abbildung 2-3: Exogener Modellierungsinpuzur Entwicklung der Installierten Leistung (netto) in kernkraftwerken im Jahr 2021 und tabellarischer Ausblick bis zum Jahr 2030 (Entwicklung ohne endogene Zu- / Rückbauten).	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 2-4: Geplante Ausstiegsdaten aus der Kohleverstromung in den betrachteten Modellregionen.....	31
Abbildung 2-5: Exogener Modellierungsinpuzur Entwicklung der Installierten Leistung (netto, ohne strategische Reserven) in kohlekraftwerken Anfang 2021 und tabellarischer Ausblick bis zum Jahr 2030 (Entwicklung ohne endogene Zu- / Rückbauten).	33
Abbildung 2-6: Entwicklung des KWK-fähigen Wärmebedarfs	40
Abbildung 2-7: Struktur der Wärmeerzeugung in der Fernwärme	41
Abbildung 2-8: Annahmen zur Entwicklung der (residualen) KWK-Wärmenachfrage in Deutschland ggü. 2020 („Bestand“).....	42
Abbildung 2-9: Zubau von Neuen Erdgas-KWK-Ersatz-Anlagen gegenüber dem Jahr 2020 in Deutschland (Im Referenzszenario, kumuliert).....	43
Abbildung 2-10: Kumulierter Zubau von Neuen KWK-Ersatz-Anlagen gegenüber 2020 in den übrigen berücksichtigten Ländern	46
Abbildung 2-11: Entwicklung der aggregierten installierten Leistung erneuerbarer Energien in den betrachteten Ländern ohne Deutschland.....	54
Abbildung 2-12: Entwicklung der aggregierten Stromerzeugung erneuerbarer Energien in den betrachteten Ländern ohne Deutschland.....	55
Abbildung 2-13: Wirtschaftlich erschließbares NEA-Potenzial 2021 im berücksichtigten Ausland .	57
Abbildung 2-14: Wirtschaftlich erschließbare Lastreduktionspotenziale der Industrie in Deutschland	59
Abbildung 2-15: Wirtschaftlich erschließbare Lastreduktions-Potenziale 2021 und 2030 in den berücksichtigten Ländern (ohne Deutschland).....	61

Abbildung 2-16: Sektorübergreifende Treiber der Energienachfrage (Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt in Deutschland) für den Zeitraum 2005 bis 2050 (EU 2017).	63
Abbildung 2-17: Sektorale Stromnachfrage für den Zeitraum 2015 bis 2050 (eigene Berechnungen).	66
Abbildung 2-18: Stromnachfrage Industrie nach Subsektoren für den Zeitraum 2015 bis 2030 (eigene Berechnung).	68
Abbildung 2-19: Stromnachfrage Haushalte nach Anwendungen für den Zeitraum 2015 bis 2030 (eigene Berechnung).	69
Abbildung 2-20: Stromnachfrage GHD nach Branchen für den Zeitraum 2015 bis 2030 (eigene Berechnung).	70
Abbildung 2-21: Stromnachfrage Verkehr für den Zeitraum 2015 bis 2030 (eigene Berechnungen).	71
Abbildung 2-22: Entwicklung der Sektoralen Stromnachfrage in den Anrainerstaaten zwischen 2015 und 2050	73
Abbildung 2-23: Entwicklung des Stromverbrauchs der Tagebaue in Deutschland	75
Abbildung 2-24: Entwicklung der installierten Leistung von PtH (E-Heizer und Großwärmepumpen) für Deutschland und das berücksichtigte Ausland.	76
Abbildung 2-25: Entwicklung der installierten Leistung und des Stromverbrauchs von PtG für Deutschland und das berücksichtigte Ausland.	78
Abbildung 2-26: Entwicklung der installierten Leistung Großbatteriespeicher für Deutschland und das berücksichtigte Ausland.	79
Abbildung 2-27: Entwicklung der Netzverluste für Deutschland und das berücksichtigte Ausland.	80
Abbildung 2-28: Entwicklung des Verbrauchs in Raffinerien und weiteren Umwandlungsbereichen für Deutschland und das berücksichtigte Ausland.	81
Abbildung 2-29: Entwicklung des Endstromverbrauchs und des Verbrauchs des GESAMTEN Umwandlungssektors für Deutschland und das berücksichtigte Ausland.	82
Abbildung 2-30: Vorgehensweise im Modell zur Generierung stündlicher Lastprognosen auf Basis Analytischer Verbrauchsprofile (schematische Darstellung)	84
Abbildung 2-31: Preisprognosen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle: gewählte Annahmen nach WEO2019 (Stated Policies) im Vergleich zu alternativen Preispfaden	94
Abbildung 2-32: Preisprognosen für CO2-Zertifikate (EUA): gewählte Annahmen nach WEO_2019 (Stated Policies) im Vergleich zu alternativen Preispfaden	97

Abbildung 2-33: Vorgehaltene positive Regelleistung	100
Abbildung 2-34: Schematische Darstellung des Einsatzes positiver Regelleistung in einer Situation ohne Knappheit an den Fahrplanmärkten.....	103
Abbildung 2-35: Schematische Darstellung des Einsatzes positiver Regelleistung in Situationen mit Knappheit an den Fahrplanmärkten	104
Abbildung 2-36: Positive hochfrequente Anteile der Regelleistung je Land (2021).....	107
Abbildung 2-37: Vergleich der maximalen (=Export) und minimalen (=Import) Nettopositionen der Gebotszone Deutschland/Luxemburg zwischen erstem und zweitem Projektbericht	118
Abbildung 3-1: Entwicklung der Ressourcen in Deutschland	122
Abbildung 3-2: Entwicklung der über alle Wetterjahre gemittelten Jahresbase-Preise in Deutschland im Referenzszenario	125
Abbildung 3-3: Vergleich der Stunde der Jahreshöchstlast mit der der residualen Jahreshöchstlast; Jahr 2030; Wetterjahr 2010.....	126
Abbildung 3-4: Exogen vorgegebene kumulierte Zu- und Rückbauten ggü. 2021 in Deutschland	128
Abbildung 3-5: Exogen vorgegebene vs. endogen erfolgte kumulierte Rückbauten ggü. 2021 in Deutschland.....	129
Abbildung 3-6: Entwicklung der Ressourcen im berücksichtigten Ausland	131
Abbildung 3-7: Exogen vorgegebene Zu- und Rückbauten im berücksichtigten Ausland als Veränderung ggü. dem Jahr 2021	133
Abbildung 3-8: Exogen vorgegebene vs. endogen erfolgte kumulierte Rückbauten ggü. 2021 von Erdgas- und Mineralölkraftwerken im berücksichtigten Ausland.....	134
Abbildung 3-9: Exogen vorgegebene vs. endogen erfolgte kumulierte Rückbauten ggü. 2021 von Kohlekraftwerken im berücksichtigten Ausland.....	135
Abbildung 3-10: Entwicklung der Ressourcen in Deutschland	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 3-11: Entwicklung der Ressourcen in den 14 betrachteten Ländern (ohne Deutschland)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 3-12: Exemplarische Darstellung der zeitungleichheit der Jahreshöchst-lasten (Prognosejahr 2025; Wetterjahr 2010)	140
Abbildung 3-13: Ausgleichseffekte der Last: Zeitgleiche vs. zeitungleiche Jahreshöchstlast aller berücksichtigten Länder.....	141

Abbildung 3-14: Exemplarische Darstellung der zeitungleichheit der residualen Jahreshöchstlasten in den betrachteten Ländern (Prognosejahr 2025; Wetterjahr 2010).....	142
Abbildung 3-15: Ausgleichseffekte der residualen Last: Zeitgleiche vs. zeitungleiche residuale Jahreshöchstlast aller berücksichtigten Länder	143
Abbildung 3-16: VS-Kennzahlen im Referenzszenario für Länder mit Kennzahlen größer null und Deutschland/Luxemburg.....	146
Abbildung 3-17: Erforderliche* Importe nach DE/LU im Referenzszenario.....	148
Abbildung 3-18: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU im Referenzszenario, Betrachtungsjahre 2021 und 2023	153
Abbildung 3-19: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU im Referenzszenario, Betrachtungsjahre 2025 und 2030	154
Abbildung 4-1: Ausbau der erneuerbaren Energien im berücksichtigten Ausland in den Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“	160
Abbildung 4-2: Absolut- sowie Differenzbetrachtung der Entwicklung der Ressourcen in Deutschland: Sensitivität „EOM“ vs. Referenzszenario.....	162
Abbildung 4-3: Entwicklung des über alle Wetterjahre gemittelten Base-Preises in Deutschland im Referenzszenario und in der Sensitivität „EOM“	163
Abbildung 4-4: Differenzbetrachtung der Entwicklung der Ressourcen im berücksichtigten Ausland: Sensitivität „EOM“ abzüglich Referenzszenario.....	164
Abbildung 4-5: LoLP und EENS in Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“ für Länder mit Kennzahlen > 0 im Vergleich zum Referenzszenario	166
Abbildung 4-6: Erforderliche* Importe nach DE/LU in Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“	170
Abbildung 4-7: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU in Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“, Betrachtungsjahre 2021 und 2023	171
Abbildung 4-8: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU in Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“, Betrachtungsj. 2025 und 2030	172
Abbildung 4-9: Typisches Austauschmuster in Situationen mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg in Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“	174
Abbildung 4-10: Energiepreisszenarien im Vergleich: Referez vs. Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung TYNDP - Distributed Energy“	176
Abbildung 4-11: Sensitivität „Beschleunigte Sektorkopplung“: Entwicklung Stromnachfrage von Elektromobilität (<3,5t), Wärmepumpen und Oberleitungs-LKW (HO-LKW).....	178

Abbildung 4-12: Veränderte Struktur der Wärmeerzeugung in der Fernwärme	182
Abbildung 4-13: Absolut- sowie Differenzbetrachtung der Entwicklung der Ressourcen in Deutschland: Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – TYNDP“ vs. Referenzszenario.....	183
Abbildung 4-14: Vergleich der Zusammensetzung der Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zwischen Sektorkopplungs-Sensitivität und Referenzszenario in Deutschland; Jahr 2030; Wetterjahr 2010.....	185
Abbildung 4-15: Entwicklung des über Wetterjahre gemittelten JahresBase-Preises in Deutschland im Referenzszenario und in der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – TYNDP Distributed Energy“.....	186
Abbildung 4-16: Vergleich der Entwicklung der Ressourcen zwischen Sektorkopplungs-Sensitivität und Referenzszenario im berücksichtigten Ausland	187
Abbildung 4-17: LoLP im Szenario „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“ für Länder mit Kennzahlen > 0 und Deutschland/Luxemburg im Vergleich zum Referenzszenario	188
Abbildung 4-18: Erforderliche* Importe nach DE/LU in Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“	189
Abbildung 4-19: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU in Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“, Betrachtungsjahre 2021 und 2023	191
Abbildung 4-20: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU in Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“, Betrachtungsj. 2025 und 2030.....	192
Abbildung 4-21: Typische Austauschmuster in Situationen mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg in Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“	194
Abbildung 4-22: Energiepreisszenarien im Vergleich: Referez vs. Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung WEO – Sustainable Development“	196
Abbildung 4-23: Absolut- sowie Differenzbetrachtung der Entwicklung der Ressourcen in Deutschland: Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – WEO ST“ vs. Referenzszenario.....	199
Abbildung 4-24: Vergleich der Zusammensetzung der Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zwischen Sektorkopplungs-Sensitivität und Referenzszenario in Deutschland; Jahr 2030; Wetterjahr 2010.....	201

Abbildung 4-25: Entwicklung des über alle Wetterjahre gemittelten JahresBase-Preises in Deutschland im Referenzszenario und in der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – WEO Sustainable Development“	202
Abbildung 4-26: Vergleich der Entwicklung der Ressourcen zwischen der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – WEO Sustainable Development“ und Referenzszenario im berücksichtigten Ausland (ohne Deutschland)	203
Abbildung 4-27: LoLP im Szenario „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“ für Länder mit Kennzahlen > 0 im Vergleich zum Referenzszenario	204
Abbildung 4-28: Erforderliche* Importe nach DE/LU im Szenario „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“	205
Abbildung 4-29: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU im Szenario „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“, Betrachtungsjahre 2021 und 2023	207
Abbildung 4-30: Statistische Verteilung des Spielraum-Status von DE/LU im Szenario „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“, Betrachtungsjahre 2025 und 2030	208
Abbildung 4-31: Austauschmuster in Situationen mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg im Szenario „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“ (2030)	210

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Annahmen zu Erdgas-KWK-Ersatz-Anlagen in den unterschiedlichen Anwendungsfeldern.....	44
Tabelle 2-2:	Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland (Jeweils Ende des Jahres).....	48
Tabelle 2-3:	Entwicklung der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland	51
Tabelle 2-4:	Sektorale Stromnachfrage im Jahr 2020 und 2030, sowie Aufteilung nach klassischen und neuen Anwendungen (Wärmepumpe und Elektromobilität).	67
Tabelle 2-5:	Entwicklung der Treiber Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt in den europäischen Ländern bis 2030	72
Tabelle 2-6:	Annahmen zur Entwicklung der Anteile der drei Ladestrategien bis zum Jahr 2030.	87
Tabelle 2-7:	Annahmen zu Kosten neuer konventioneller Kraftwerke.....	91
Tabelle 2-8:	Annahmen zu Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke	99
Tabelle 2-9:	Berücksichtigte grenzüberschreitende Netzausbauprojekte, Stützjahre, ab dem diese im Modell berücksichtigt werden, und bewirkte Kapazitätserhöhung im Vergleich zwischen erstem und zweitem Projektbericht	112
Tabelle 3-1:	Klassifikation zur Auswertung des Spielraum-Status.....	151
Tabelle 3-2:	Annahmen zur Höhe der strategischen Reserven (2021-2030) in der Variantenrechnung zur technischen Versorgungssicherheit.....	156
Tabelle 4-1:	Entwicklung Installierter Leistungen und Stromverbrauch großtechnischer PtX-Technologien im Jahr 2030: Referenz vs. Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“:.....	180
Tabelle 4-2:	Durchschnittlich erforderliche Importenergie von DE/LU bezogen auf den Bruttostromverbrauch in Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“	190
Tabelle 4-3:	Durchschnittlich erforderliche Importenergie von DE/LU bezogen auf den Bruttostromverbrauch in Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“	206

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien
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
COP	Coefficient of Performance
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
GTC	Grid Transfer Capacity
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
KVBG	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung
KWSB	Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung
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
NTC	Net Transfer Capacity
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

1.1 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 Angemessenheit der Ressourcen als wichtigem Baustein der Versorgungssicherheit.¹⁸

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 (und dabei insbesondere die Frage der Angemessenheit der Ressourcen) europäisch und unter Berücksichtigung dynamischer Marktanpassungsprozesse betrachtet werden. In diesem überregionalen Markt ergeben sich erheb-

¹⁸ Unter Angemessenheit der Ressourcen wird in diesem Bericht die Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt verstanden. Im Folgenden wird hierfür der Begriff „Versorgungssicherheit am Strommarkt“ oder auch kurz „Versorgungssicherheit“ verwendet.

liche Ausgleichseffekte bei der Last, der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und ungeplanten Ausfällen von Kraftwerken, die sich positiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die damit verbundenen Kosten 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 stochastisch 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 anvisierten weiteren Transformation des Stromversorgungssystems hin zu dargebotsabhängigen EE-Technologien sowie einem weiteren Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur. Gerade der Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur und die verstärkte Öffnung der grenzüberschreitenden Leitungen im sogenannten Market-Coupling bieten 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 Überkapazitäten¹⁹ 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 hingegen würden Kraftwerke im Markt gehalten bzw. nach vorübergehenden Stilllegungen wieder in Betrieb genommen. Zusätzlich würden 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 Rahmenbedingungen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt beitragen können. Zu-

¹⁹ Unter Überkapazitäten werden in diesem Bericht Kapazitäten verstanden, die mit gewissem zeitlichem Vorlauf stillgelegt werden können, ohne dass *ceteris paribus* die Angemessenheit der Ressourcen im Sinne des identifizierten Standards (Schwellenwert) gefährdet wird.

dem können diese Potenziale auch zur (finanziellen) Absicherung der Einhaltung von eingegangenen Lieferverpflichtungen von Marktteilnehmern genutzt werden.

1.2 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.²⁰

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) war bis Ende 2020 verpflichtet, fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen ; das vorliegende Gutachten und dessen Entstehung bilden ein wesentliches Element für dieses Monitoring im Bereich der europäischen Strommärkte mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes. Außerdem dient dieser Bericht dem BMWi als eine Grundlage zur Erfüllung seiner Berichtspflicht nach § 63 Abs. 2 EnWG.

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,

²⁰ Vgl. z. B. Consentec /r2b (2015), PLEF (2015), PLEF (2018), ENTSO-E (2016), ENTSO-E (2017a), ENTSO-E (2018b), ENTSO-E (2020d).

- 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 EU-Strommarktverordnung²¹ schreibt gem. Artikel 24 (Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene) i.V.m. Artikel 23 (Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene) eine länderübergreifende und probabilistische Vorgehensweise beim Monitoring der Versorgungssicherheit ab dem Jahr 2021 verbindlich vor. Zentrale Anforderungen EU-Strommarktverordnung sind – obgleich im Zeitraum der Durchführung der Berechnungen (noch) nicht rechtlich bindend – in vorliegendem Bericht bereits erfüllt:

- Die Analyse beruht durch die Berücksichtigung von Marktanpassungsprozessen mittels endogener Modellierung bei der Szenariengenerierung auf *„angemessenen zentralen Referenzszenarien für das voraussichtliche Angebot und die voraussichtliche Nachfrage [...], einschließlich einer wirtschaftlichen Beurteilung der Wahrscheinlichkeit für die Abschaltung, die vorübergehende Stilllegung und den Neubau von Erzeugungsanlagen“*
- Berücksichtigung der *„Beiträge aller Ressourcen, einschließlich der bestehenden und künftigen Möglichkeiten der Erzeugung, Energiespeicherung, branchenbezogener Integration und Laststeuerung“*

²¹ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2019).

- Antizipation der wahrscheinlichen Auswirkungen (ausländischer) Kapazitätsmechanismen
- Nutzung eines Marktmodells und einer lastflussgestützten Modellierung der Interkonnektoren

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

Der vorliegende Bericht ist der zweite und abschließende Projektbericht im Rahmen dieses Projekts.

1.3 Konsultationsprozess

Die den Berechnungen und Analysen zugrunde liegenden Annahmen sowie weite Teile der angewandten Methodik wurden umfassend mit Vertretern der Bundesnetzagentur (BNetzA), der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der 16 zuständigen Landesministerien sowie des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), des Verbands Kommunaler Unternehmen (VKU), der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) konsultiert. Zu den seitens der Arbeitsgemeinschaft vorgeschlagenen Annahmen gab es die Möglichkeit einer schriftlichen Eingabe aller Konsultationsteilnehmer. Davon haben sechs Parteien Gebrauch gemacht: ÜNB, BNetzA, Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Sachsen, BDEW und VKU.

1.4 Überblick zum gewählten methodischen Ansatz

Im ersten Schritt erfolgte die Weiterentwicklung der Definition von und des Bewertungsmaßstabs für Versorgungssicherheit am Strommarkt sowie die Weiterentwicklungen der Methodik zur Modellierung und zum Monitoring von Versor-

gungssicherheit am europäischen Strommarkt auf Grundlage bestehender Konzepte.²² 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**“ sind wie folgt definiert:

- Definition eines oder mehrerer geeigneter Indikatoren sowie entsprechender Schwellenwerte zum Monitoring und zur Bewertung der Versorgungssicherheit des Elektrizitätsversorgungsystems;²³
- Ableitung von Szenarien der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems aufbauend auf detaillierten Vorabanalysen²⁴ 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.

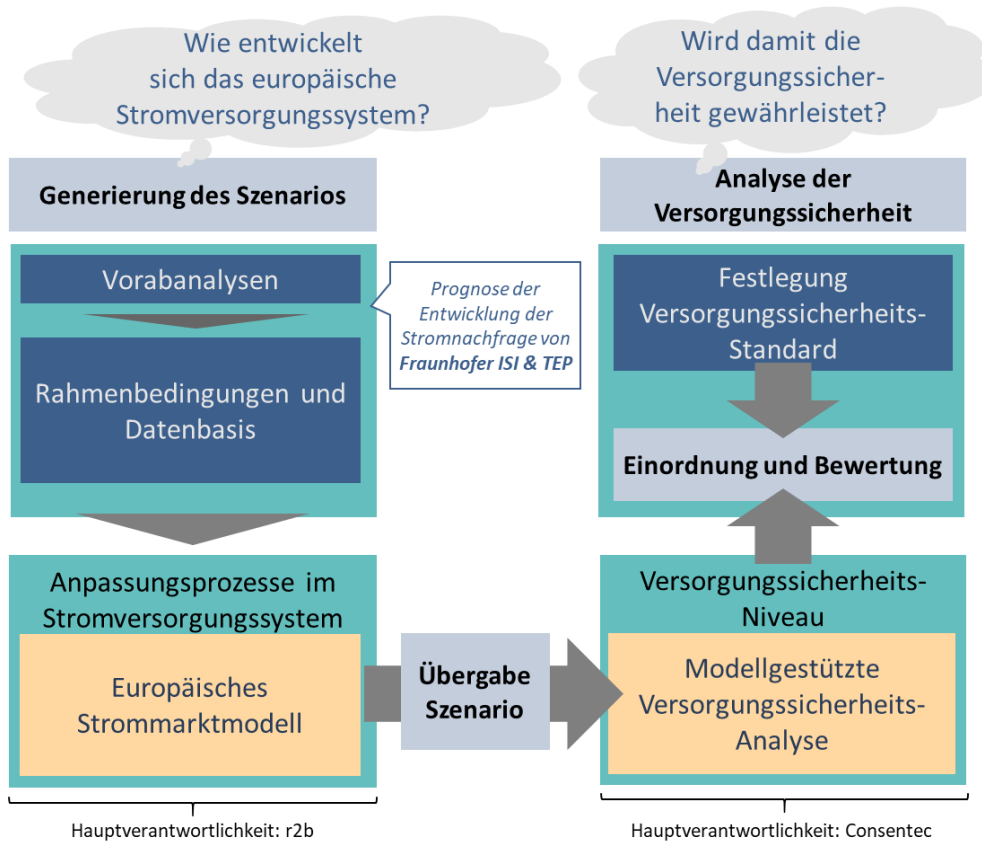
Im Rahmen dieses Projektes sind wir den zuvor aufgezeigten, neuen Anforderungen gerecht geworden, indem das Monitoring der Versorgungssicherheit auf Basis eines konsistenten zweistufigen Ansatzes erfolgt. Hierzu haben wir beide Modelle methodisch konsistent weiterentwickelt und aufeinander abgestimmt.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

²² Für eine detaillierte Darstellung der Untersuchung zu Definition und Bewertungsmaßstab für Versorgungssicherheit vgl. Kapitel 2, zur verwendeten Methodik vgl. Kapitel 3 in r2b / Consentec (2019).

²³ Vgl. Abschnitt 2 in r2b / Consentec (2019).

²⁴ Für eine detaillierte Beschreibung der den Berechnungen zugrunde liegenden Vorabanalysen vgl. Abschnitt 3 in r2b / Consentec (2019).

ABBILDUNG 1-1: ÜBERSICHT ÜBER DEN AUFBAU DES ZWEISTUFIGEN MODELLIERUNGSANSATZES



Quelle: Eigene Darstellung.

In der ersten Stufe simulieren wir ausgehend von umfangreichen Vorabanalysen, 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 Eintrittswahrscheinlichkeiten verschiedener Systemzustände, des europäischen Strombinnenmarktes und dynamischer Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten.

ten 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.²⁵

1.5 Einordnung des Bewertungsansatzes und Interpretierbarkeit der Ergebnisse

Entsprechend der Aufgabenstellung ist die gewählte Methodik darauf ausgelegt und dazu geeignet, die Versorgungssicherheit am Strommarkt zu bestimmen. 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. Demnach ist die Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt gegeben, wenn stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) größer als oder gleich groß wie der Marktpreis (Kosten) ist.

Dabei haben in der kurzen Frist, zu Beginn des Betrachtungszeitraums, die Anpassungsprozesse des Marktes aufgrund inhärenter Trägheiten nur begrenzte Auswirkungen. Im Modell tragen wir dem Rechnung, indem in der ersten Modellstufe für die kurzfristige Perspektive die Entwicklung des Stromversorgungssystems weitgehend exogen vorgegeben wird (zum Beispiel durch den Ausschluss modellendogener Neubauten von Erzeugungsanlagen). Dementsprechend stellt die zweite Modellstufe als zentrales Ergebnis für diesen kurzfristigen Horizont tendenziell eine Messung der marktlichen Versorgungssicherheit bereit.

Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums können die Anpassungsprozesse des Marktes dann mehr und mehr Wirkung entfalten. Da die erste Modellstufe die Marktregeln und die von diesen hervorgerufenen Investitionsanreize abbildet, wird die Entwicklung des Stromversorgungssystems zunehmend durch modellenendogen ermittelte Anteile bestimmt. Angesichts der im Modell abgebildeten markt-

²⁵ Vgl. hierzu Abschnitt 2 in r2b / Consentec (2019).

lichen Anreize für Versorger und Verbraucher aufgrund des bestehenden Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems ist grundsätzlich zu erwarten, dass das System jedenfalls am Ende des Betrachtungszeitraums versorgungssicher im marktlichen Sinne ist.²⁶ Das zentrale Ergebnis ist in der langen Frist also ein wahrscheinlicher und zu den bei der Szenariengenerierung getroffenen Annahmen konsistenter Entwicklungspfad des Stromversorgungssystems.

Vor dem Hintergrund der Aufgabe, eine etwaige Gefährdung der Versorgungssicherheit am Strommarkt und gegebenenfalls vorliegende Hemmnisse zur Nutzung verfügbarer Flexibilitäten vorausschauend zu erkennen, bedeutet dies Folgendes:

- Für den Beginn des Betrachtungszeitraums liefert die zweite Modellstufe mit den entsprechenden Versorgungssicherheits-Indikatoren eine unmittelbare Grundlage zur Einschätzung der Versorgungssicherheit am Strommarkt.
- Für den späteren Bereich des Betrachtungszeitraums ist dagegen grundsätzlich zu erwarten, dass die Versorgungssicherheits-Indikatoren im unkritischen Bereich liegen, wenn die Anreize im Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem richtig gesetzt sind und entsprechende Marktanpassungsprozesse wirken. Eine Einschätzung der Versorgungssicherheit in diesem Zeitbereich erfordert es, insbesondere die endogenen Anteile des Entwicklungspfads des Stromversorgungssystems aus der ersten Modellstufe im Hinblick auf ihre Plausibilität und Realisierbarkeit einzuschätzen und dabei auf gegebenenfalls vorliegende Hemmnisse zu analysieren. Die Ergebnisse der zweiten Modellstufe sind ein weiterer Baustein zur Plausibilisierung des Entwicklungspfads, da sie Hinweise darauf geben, wie weit sich das System den Schwellenwerten annähert.

Zur Einordnung der Versorgungssicherheit am Strommarkt gehört auch, dass den Übertragungsnetzbetreibern verschiedene weitere Maßnahmen zur Verfügung

²⁶ Abweichungen hiervon können dann auftreten, wenn an der Schnittstelle der beiden Modellstufen aus Rechenzeitgründen erforderliche Anpassungen zur Angleichung unterschiedlicher Modellierungstiefen aufgrund implizit oder explizit konservativer Parametrierung zu einer Überschätzung des Ressourcenbedarfs in der zweiten Modellstufe und/oder Unterschätzung des Bedarfs in der ersten Modellstufe führen. Dies betrifft vorrangig die Randländer mit im Verhältnis zur Last geringen Importkapazitäten zur Kernregion.

stehen, um die Versorgung selbst dann zu sichern, wenn Angebot und Nachfrage auseinanderfallen sollten. Hierzu gehören insbesondere strategische Reserven außerhalb des Strommarkts wie zum Beispiel die deutsche Kapazitätsreserve. Daher schätzen wir in Variantenrechnungen exemplarisch die technische Versorgungssicherheit ab, indem wir in der zweiten Modellstufe die Möglichkeit des Einsatzes strategischer Reserven zusätzlich berücksichtigen.

1.6 Aufbau der Studie

Der vorliegende zweite Projektbericht ist im Wesentlichen eine Aktualisierung und partielle Erweiterung des ersten Projektberichtes vom Januar 2019 und beschreibt Ergebnisse zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland und seinen Nachbarländern²⁷ auf Grundlage von im Rahmen des Projekts entwickelten Szenarien für die Jahre 2021, 2023, 2025 und 2030.

Bei der Erstellung des vorliegenden Berichts haben wir, soweit sinnvoll möglich, auf Dopplungen zum ersten Bericht verzichtet. Stattdessen geben wir dort, wo Bezüge zu bereits durchgeführten Analysen und unverändert gültigen Ausführungen bestehen, entsprechende Hinweise auf die relevanten Abschnitte des ersten Projektberichts. Die Ausführungen in den Kapiteln 2 und 3 des ersten Berichts, insbesondere zu den methodischen Grundlagen, haben weiterhin Bestand, auch wenn sie hier nicht erneut dargestellt werden.

In **Kapitel 2** 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 abzubilden. In diesem Kapitel beschreiben wir

²⁷ Der Fokus der Analyse liegt auf Deutschland – dementsprechend ist hier auch die Genauigkeit am größten. Zudem wird der Austausch mit Satellitenregionen im Strommarktmodell in vereinfachter Weise über aggregierte Im- und Exportfunktionen unter Beachtung der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten modelliert; vgl. r2b / Consentec (2019) Anhang A.3. Das so für jedes Wetter- und Betrachtungsjahr fixierte Austauschprofil ist in der nachfolgend durchgeführten VS-Bewertung fixiert. Daher sind die Ergebnisse für das Ausland und insbesondere für Länder mit nicht explizit modellierten Satellitenregionen nur eingeschränkt robust.

auch die methodische Vorgehensweise und die Grundlagen zur Ableitung der Rahmenannahmen des Referenzszenarios.

In **Kapitel 3** 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 Absicherung der Versorgungssicherheit durch Erzeugungskapazitäten oder andere flexible Ressourcen reduzieren. Anschließend stellen wir die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zur Ableitung der Indikatoren zum Monitoring und zur Bewertung der Versorgungssicherheit dar.

In **Kapitel 4** beschreiben wir Rahmenannahmen und Ergebnisse von in dieser Studie erarbeiteten und analysierten alternativen Szenarien (Sensitivitäten zum Referenzszenario). Bei den alternativen Szenarien / Sensitivitäten haben wir jeweils eine zentrale Änderung der Rahmenannahmen des Referenzszenarios vorgenommen. In einer ersten hypothetischen Sensitivität haben wir im Unterschied zum Referenzszenario die fiktive Situation unterstellt, dass in allen untersuchten Ländern ein „Energy-Only-Markt“ implementiert ist, d. h. keine länderspezifischen Kapazitätsmärkte berücksichtigt werden. In der zweiten und dritten Sensitivität haben wir eine verstärkte Sektorkopplung, also eine schnellere Marktdurchdringung von Elektromobilität und elektrischen Wärmepumpen sowie mehr „Power-to-X“ in Deutschland und dem berücksichtigten Ausland im Sinne einer „Was-wäre-wenn-Analyse“ untersucht. Die beiden Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“ unterscheiden sich einerseits im Ausmaß der Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs gegenüber dem Referenzszenario aufgrund verstärkter Sektorkopplung und andererseits in den jeweils zugrunde liegenden Energiepreisszenarien.

In **Kapitel 5** geben wir Hinweise auf flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie einen Ausblick zum künftigen deutschen und europäischen Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den Strommärkten.

2 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.²⁸ 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. Ausnahmen zum ‚best guess‘-Ansatz bildet die im VS-Sinne konservative Kostenparametrierung der Flexibilitätsoptionen „freiwilliger Lastverzicht der Industrie“ und „Netzersatzanlagen“ aus dem ersten Projektbericht. Diese haben wir beibehalten. Die Auswirkungen dieser Annahmen haben wir im Rahmen des ersten Projektberichtes in einer Sensitivität untersucht.²⁹

Beschlüsse zum sogenannten „EU Green Deal“ lagen zum Termin der Finalisierung der Annahmen noch nicht vor.³⁰ Ihre Stoßrichtung war allerdings in Grundzügen erkennbar, so dass zentrale diesbezügliche Entwicklungen in die Sensitivitäten zur verstärkten Sektorkopplung (siehe Abschnitte 4.2 und 4.3) Eingang finden konnten. Nach heutiger Einschätzung sollte deshalb ein besonderes Augenmerk auf die

²⁸ Die Berechnungen für diesen Bericht erfolgten ab dem 17.09.2020, so dass sich Bezeichnung „best-guess“-Szenario auf die Informationslage zwischen Ende Mai und Ende August 2020 bezieht, da in diesem Zeitraum die Recherchen / Aktualisierungen für den vorliegenden Projektbericht erfolgt sind.

²⁹ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitte 4.1 und 4.2.

³⁰ Vgl. Europäische Kommission (2019).

Sensitivitäten zur verstärkten Sektorkopplung gelegt werden, die bereits einen ambitionierteren Klimaschutz berücksichtigen.³¹

Im folgenden Abschnitt 2.1 beschreiben wir bzgl. des Referenzszenarios 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 2.2 und 2.3 exogene Annahmen zur Entwicklung des Erzeugungssystems: In Abschnitt 2.2 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 2.3 stellen wir die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in den berücksichtigten Modellregionen vor. Anschließend erläutern wir in den Abschnitten 2.4.1 und 2.4.2 die Annahmen hinsichtlich bestehender und zukünftig erschließbarer Flexibilitätsoptionen (Netzersatzanlagen und freiwilliger Lastverzicht in der Industrie). In Abschnitt 2.5 beschreiben wir die angenommene Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Herleitung der stündlichen Struktur der Stromlast unter Berücksichtigung teilweise flexibler neuer Verbraucher. In Abschnitt 2.6 erläutern wir die Annahmen zu technischen und ökonomischen Charakteristika von konventionellen Kraftwerken. In Abschnitt 2.7 gehen wir auf die Modellierung der Regelleistungsvorhaltung ein, bevor wir in Abschnitt 2.8 schließlich die Annahmen zur Entwicklung der grenzüberschreitenden Import- und Exportmöglichkeiten beschreiben.

2.1 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

³¹ Die Erreichung der zum Zeitpunkt der Finalisierung der Annahmen noch nicht neu definierten europäischen und deutschen Klimaschutzziele vor dem Hintergrund des „EU Green Deal“ wurde in den beiden Sensitivitäten zur Verstärkten Sektorkopplung nicht geprüft.

haben. Wir unterscheiden hierbei zwischen einem *Energy-Only-Markt* (EOM), einem Strommarktdesign mit (zentralen und dezentralen) 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 sowie die Erschließung von lastseitigen Flexibilitätsoptionen 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, Polen), bei denen durch eine zentrale Planungsinstanz 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).³² 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, sondern nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber in Extremsituationen eingesetzt werden. Letztgenannte Mechanismen außerhalb des Strommarktes verfolgen das Ziel, die Investitions- und Dispatchentscheidungen auf dem Strommarkt vom Kapazitätsmechanismus so weit

³² 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 Kapazitätzahlungen gewährt werden.

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 Kapazitätsmechanismen im bestehenden europäischen Rechtsrahmen immer als sog. *second best*-Lösungen zu betrachten, die nur als vorübergehende Lösungen bis zum Abbau vorhandener Hemmnisse oder Fehlanreize eines EOM dienen sollen.³³

In **Deutschland** wurde mit der *Kapazitätsreserve* eine strategische Reserve implementiert.³⁴ Die Kapazitätsreserve wurde am 07.02.2018 von der europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt.³⁵ Die Genehmigung von bis zu 2 GW Reserveleistung gilt für den Zeitraum von 2019 bis 2025. Die Beschaffung der Reserveleistung wurde von den ÜNB in Ausschreibungen organisiert und steht seit Oktober 2020 bereit.³⁶

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. In Belgien wird die Möglichkeit zur Beschaffung einer strategischen Reserve allerdings im zur Erstellung dieses Berichts absehbaren Zeitraum nicht genutzt. Zudem ist Belgien bestrebt eine Kapazitätsmarkt einzuführen. Hierzu hat die Europäische Kommission eine vertiefte Prüfung eingeleitet, deren Ausgang offen ist. Daher wurde von der Annahme eines Kapazitätsmarktes in Belgien abgesehen. Eine Besonderheit der strategischen Reserven in Finnland und Schweden ist deren gemeinsame Nutzung durch die beiden Länder: Zwar wird die notwendige Reserveleistung je Land einzeln festgelegt

³³ Artikel 21 und 22 der EU-Strommarktverordnung veröffentlicht im Amtsblatt der Europäischen Union, vgl. Europäischer Rat und Parlament (2019).

³⁴ Neben dieser marktseitig genutzten Reserve wird zudem Leistung in der Netzreserve vorgehalten, die zum Management von Engpässen im Übertragungsnetz (Redispatch) dient.

³⁵ Vgl. Europäische Kommission (2018a).

³⁶ Vgl. BMWi (2018) / ÜNB (2019)

und beschafft (zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie 611 MW in Finnland und 562 MW in Schweden), 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.³⁷ Dessen Design war das erste, das unter den neuen „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ von der EU-Kommission genehmigt wurde.³⁸ **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.³⁹

Polen verfügt aktuell ebenfalls über eine strategische Reserve, die jedoch mit Beginn der ersten Lieferperiode des zentralen Kapazitätsmarktes im Jahr 2021 aufgelöst wird. Neben der strategischen Reserve werden in Polen derzeit auch Kapazitätszahlungen 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.⁴⁰ Ähnliche Kapazitätszahlungen 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 das Jahr 2022 ist und die bisherigen Kapazitätszahlungen ablösen wird.⁴¹ 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 der **Tschechischen Republik** bestehen aktuell keine Kapazitätsmechanismen. Einen Überblick über das in der Modellparametrierung umgesetzte

³⁷ Die erste Lieferperiode war der Oktober 2018.

³⁸ Vgl. Europäische Kommission (2014).

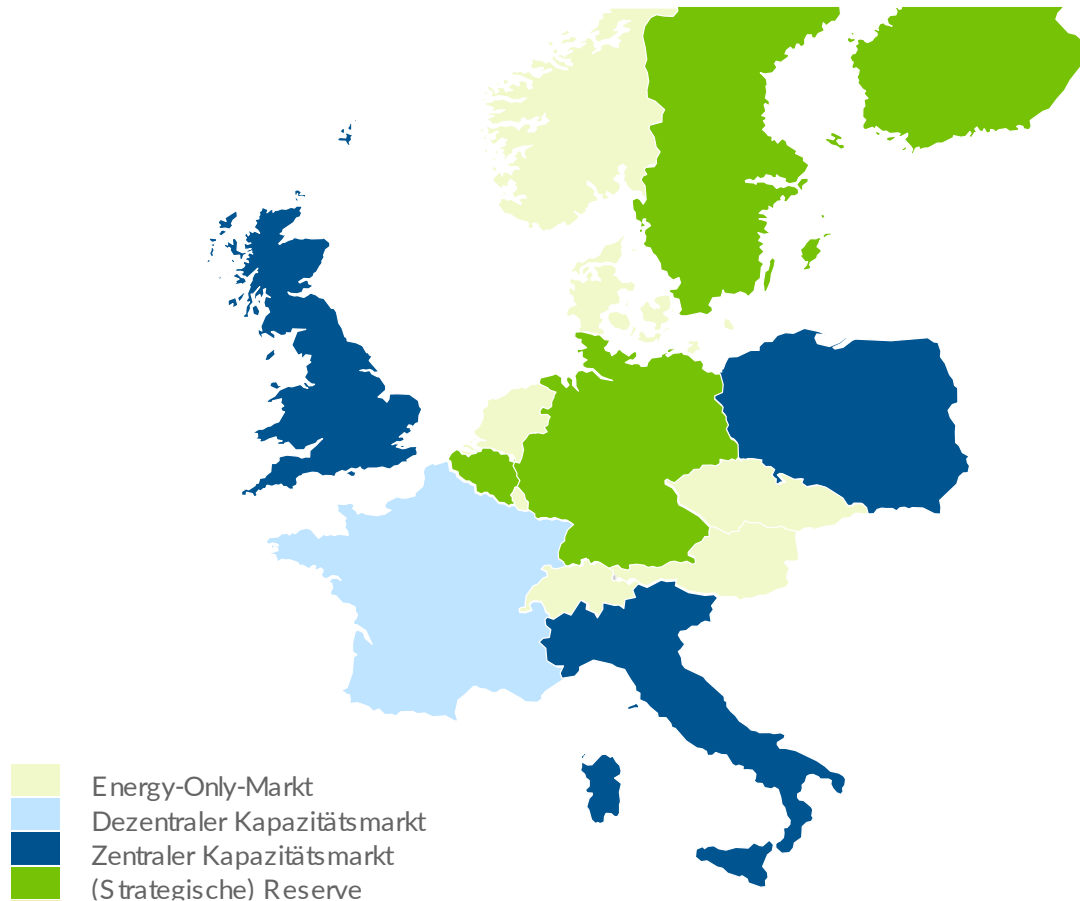
³⁹ Vgl. Europäische Kommission (2016b).

⁴⁰ Vgl. Europäische Kommission (2018b).

⁴¹ Vgl. Europäische Kommission (2018c).

Marktdesign (mit Ausnahme der Sensitivität „Energy-Only-Markt“) der modellierten Länder gibt Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..

ABBILDUNG 2-1: ÜBERSICHT ÜBER IMPLEMENTIERTE KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN DEN 14 BETRACHTETEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN



Quelle: Eigene Darstellung.

Die in den betrachteten Ländern bestehenden (strategischen) Reserven wurden bei der Erstellung der Szenarien zur Analyse der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit dem europäischen Strommarktmodell nicht (explizit) berücksichtigt, weil sich die darin enthaltenen Kapazitäten außerhalb des

Strommarktes befinden.⁴² Nur die am Strommarkt verfügbare Leistung wird abgebildet. Auch in den quantitativen Versorgungssicherheitsanalysen (VS⁴³-Analysen) wird standardmäßig ohne strategische Reserven gerechnet, um die Versorgungssicherheit am Strommarkt auszuweisen. In exemplarischen Variantenrechnungen zur Abschätzung der technischen Versorgungssicherheit werden davon abweichend die strategischen Reserven mitberücksichtigt.

Die in Großbritannien, Frankreich, Polen und Italien bestehenden 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 ersten Prognosejahr 2021 im Modell berücksichtigt. Beide wirken letztmalig unmittelbar im Prognosejahr 2025. Der polnische Kapazitätsmarkt wirkt ab dem Prognosejahr 2021 und bis nach 2030, wobei große Anlagen, die bereits mehrjährige Verträge im Kapazitätsmarkt erhalten haben, in den Simulationsrechnungen nicht aus Wirtschaftlichkeitsgründen endogen stillgelegt werden dürfen. Die erste Lieferperiode des italienischen Kapazitätsmarkts ist das Jahr 2022, daher haben wir angenommen, dass der italienische Kapazitätsmarkt ab dem ersten Stichjahr nach 2021 (also im Prognosejahr 2023) wirkt. Alle vier Kapazitätsmärkte wurden von der EU-Kommission zunächst für pauschal zehn Jahre genehmigt. Aufgrund der Möglichkeit einer Bezuschlagung von längerfristigen Verträgen in den Kapazitätsmärkten gehen wir zusätzlich davon aus, dass die Wirkung der zentralen Kapazitätsmärkte in Großbritannien, Polen und Italien teilweise 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 – aus technischer Umsetzungsperspektive – im Strommarktmodell eine Kapazitätsgleichung erfüllt werden. Diese haben wir anhand der Residuallast aller sechs Wetterjahre, der *de-rated*

⁴² Die im weiteren Verlauf dieses Kapitels dargestellten installierten Kapazitäten unterschiedlicher Energieträger verstehen sich in diesen Ländern daher immer ohne Strategische Reserven.

⁴³ Im Folgenden wird „Versorgungssicherheit“ als Teil von zusammengesetzten Begriffen mit „VS“ abgekürzt.

capacities der Interkonnektoren⁴⁴ sowie des definierten nationalen VS-Niveaus (alle hier betrachteten Länder haben einen LoLP von 0,034 %) parametrisiert.⁴⁵ Die so abgeleiteten Kapazitätsgleichungen müssen dann im Modell mittels der *de-rated capacity* der nationalen Ressourcen erfüllt werden. 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 einer dauerhaften 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.⁴⁶

2.2 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, d. h. im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse, 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 im 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 einerseits öffentlich verfügbare, sowohl kommerzielle als auch nicht-kommerzielle

⁴⁴ Als *de-rated capacity* bezeichnet man die um einen Abschlag reduzierte Importkapazität der Interkonnektoren, die für die Teilnahme ausländischer Kapazitäten am Kapazitätsmarkt zur Verfügung steht.

⁴⁵ Die Residuallast haben wir hierbei definiert als die Last abzüglich der Einspeisung aus Windenergie an Land und auf See, PV und Laufwasser.

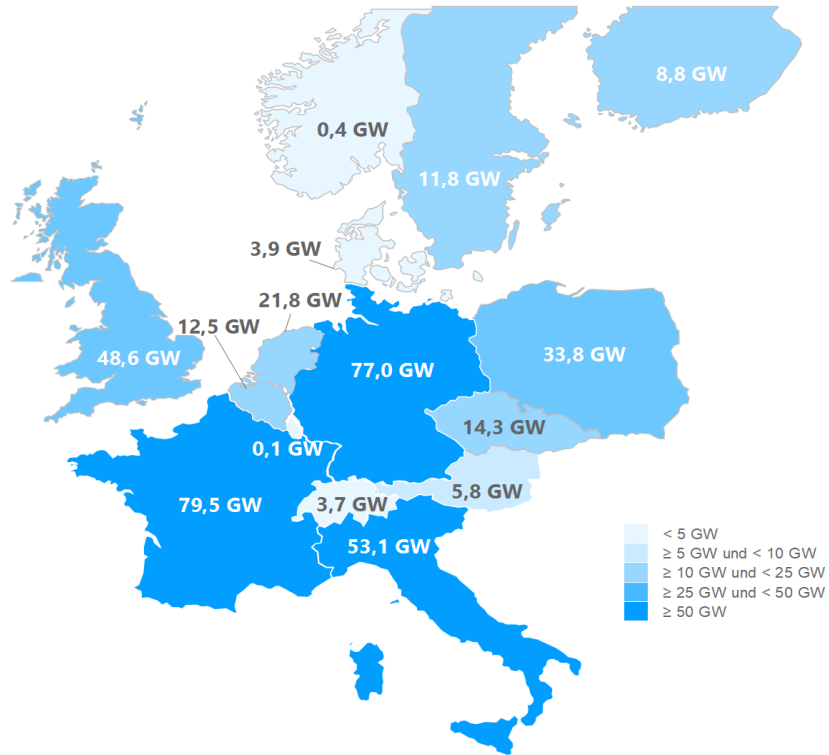
⁴⁶ Am dezentralen Kapazitätsmarkt in Frankreich können Versorger auch über eine Reduktion ihrer Last mittels flexibler Lasten ihren Bedarf an Zertifikaten verringern, weshalb wir annehmen, dass keine zusätzlichen Kosten für die dauerhafte Leistungsbereitstellung am Kapazitätsmarkt oder Probeabrufe anfallen.

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 *Resource 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 auf Basis zum Teil modellgestützt-quantitativer Vorabanalysen 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 2.2.1 bis 2.2.3). Zunächst geben wir in Abbildung 2-2 jedoch einen Überblick über die Brennstoffe aggregiert.

gierten 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 spätest-möglichen Stilllegungszeitpunkt determinieren. Im Modell können davon abweichend gegenüber dem spätest-möglichen Stilllegungszeitpunkt vorgezogene Stilllegungen sowie modellendogener Zubau erfolgen.

ABBILDUNG 2-2: EXOGENER MODELLIERUNGSPINPUT ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG (NETTO) KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IM JAHR 2021 UND TABELLARISCHER AUSBLICK BIS ZUM JAHR 2030 (VORGEGEBENE ENTWICKLUNG OHNE ENODGENE ZU- / RÜCKBAUTEN).



[MW]	2021	2023	2025	2030
Deutschland	77.000	61.446	66.053	60.200
Belgien	12.520	10.480	8.985	6.548
Dänemark	3.933	4.054	3.994	3.833
Finnland	8.836	10.446	10.413	10.409
Frankreich	79.472	78.220	77.016	73.355
Großbritannien	48.606	45.064	41.029	42.135
Italien	53.120	53.832	52.839	46.112
Luxemburg	104	102	91	73
Niederlande	21.796	21.769	20.978	15.860
Norwegen	365	365	365	365
Österreich	5.793	5.775	5.853	5.835
Polen	33.812	31.060	31.441	25.000
Schweden	11.825	10.939	10.272	10.199
Schweiz	3.682	3.682	3.682	2.952
Tschechien	14.316	14.239	13.957	13.689
Summe	375.180	351.473	346.968	316.565

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 Anlagen⁴⁷ von ca. 370 GW im Jahr 2020 sukzessive auf ca. 271 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 Stille-

⁴⁷ Hierzu zählen: Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Konvertergas, Hochofengas und Abfall (nicht-biogener Teil).

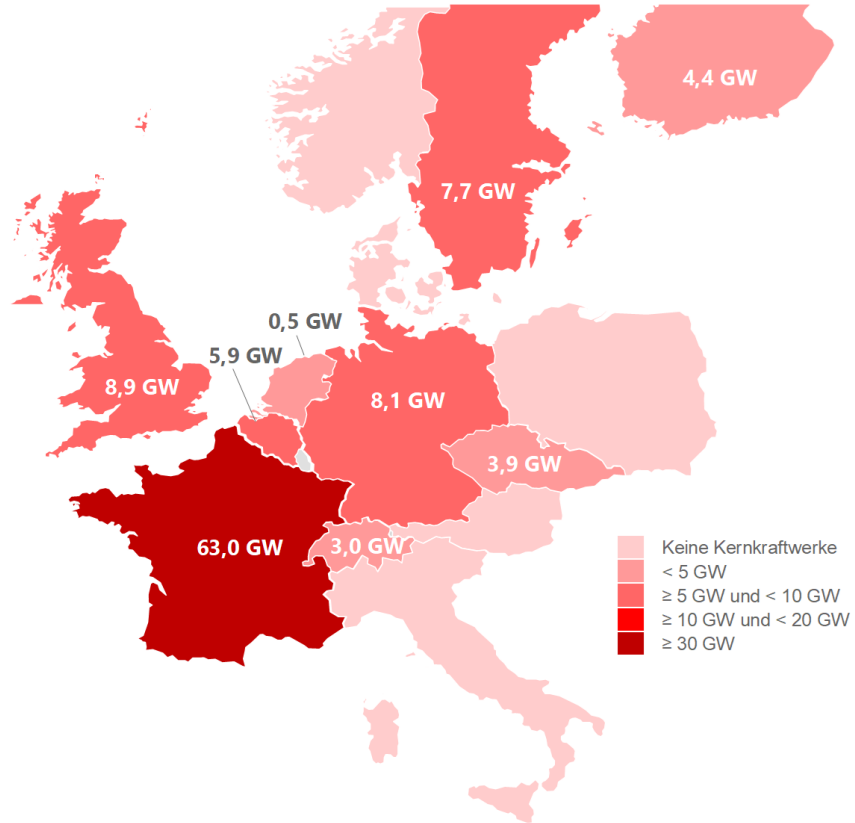
gungen sowie kurz- und mittelfristig auch politische Festlegungen. Letztere beziehen sich bspw. auf die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland oder von Kohlekraftwerken in Ländern, die einen Kohleausstieg in der Stromerzeugung beschlossen haben (vgl. hierzu die Abschnitte 2.2.1 und 2.2.2). Bereits heute in Bau oder in weit fortgeschrittener Planung befindliche konventionelle Kraftwerksblöcke werden in dieser Darstellung der exogenen Leistungsentwicklung ebenfalls berücksichtigt, genauso wie ein auf Basis von modellbasierten Vorab-Analysen ermittelter, exogen vorgegebener, szenarienspezifischer Ersatz von KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas (für Details vgl. Abschnitt 2.2.3). Die Zubauten können die angenommenen exogenen Stilllegungen jedoch bei weitem nicht kompensieren.

2.2.1 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 2021 (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). 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.⁴⁸

⁴⁸ Die Datenbasis unserer europäischen Kraftwerksdatenbank wird im Rahmen fortlaufender Recherchen regelmäßig aktualisiert und ständig auf dem aktuellen Stand gehalten.

ABBILDUNG 2-3: EXOGENER MODELLIERUNGSPINPOT ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG (NETTO) DER KERNENERGIE IM JAHR 2021 UND TABELLARISCHER AUSBLICK BIS ZUM JAHR 2030 (VORGEGEBENE ENTWICKLUNG OHNE ENODGENE ZU- / RÜCKBAUTEN).



[MW]	2021	2023	2025	2030
Deutschland	8.113	0	0	0
Belgien	5.918	3.904	2.433	0
Finnland	2.779	4.379	4.379	4.570
Frankreich	61.370	62.110	61.200	57.640
Großbritannien	8.883	5.803	6.293	7.798
Niederlande	482	482	482	482
Schweden	7.716	6.835	6.835	6.835
Schweiz	2.960	2.960	2.960	2.230
Tschechien	3.930	3.930	3.930	3.930
Summe	102.151	90.411	88.512	83.185

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E (2020a), BEIS (2019) für GB 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 European Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) aus dem Szenario *National Trends* des TYNDP 2020⁴⁹ verwendet. Sofern es aktuellere, verlässliche Informationen zur Laufzeit einzelner Kernkraftwerke oder aber neuere politische Beschlüsse bzw. Gesetze gibt, die in den Annahmen der ENTSO-E noch nicht berücksichtigt sind, setzen wir abweichende Annahmen für einzelne Länder oder einzelnen Prognosejahre. Im Einzelnen sind folgende Grundlagen für die Annahmen verwendet, die von denen der ENTSO-E abweichen:

1. **Großbritannien:** Hier verwenden wir die Prognosen der britischen Regierung aus dem Referenzszenario der *Updated energy and emissions projections 2018* des *Department for Business, Energy & Industrial Strategy*.⁵⁰

⁴⁹ Vgl. ENTSO-E (2020a).

⁵⁰ BEIS (2019).

2. **Schweiz:** Auf Basis eigener Recherchen zu aktuellen Laufzeiten der Schweizer Kernkraftwerke wird eine weniger schneller Leistungsreduktion angenommen als im TYNDP 2020. Insbesondere gibt es bis heute keinen Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie, sondern laut Energiestrategie 2050 lediglich ein Neubau-Verbot.⁵¹
3. **Schweden:** Hier haben wir die Leistungsentwicklung aus dem TYNDP 2020 übernommen, mit der einzigen Abweichung, dass die ersten Stilllegungen in unseren Annahmen erst nach dem Jahr 2030 stattfinden. ENTSO-E geht im Jahr 2030 bereits von einer Leistungsreduktion von 0,9 GW aus. Übereinstimmend mit ENTSO-E nehmen wir den schwedischen Ausstieg aus der Kernkraft und bis zum 2040 an. Grundlage für den angenommenen Atomausstieg ist die Zielsetzung im NECP Schwedens bis 2040 auf 100 % erneuerbare Stromerzeugung umzustellen.⁵²
4. **Belgien:** In Belgien werden gemäß aktuellen Vorgaben die letzten drei Kernkraftwerke in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2025⁵³ vom Netz gehen. In unserem Modell sind sie daher für das Stichjahr 2025 noch aktiv.⁵⁴

In **Deutschland** wird die Leistungsentwicklung gemäß § 7 Atomgesetz⁵⁵ abgebildet und geht von 9,5 GW Anfang 2019 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 2022.

⁵¹ Vgl. UVEK (2019).

⁵² Ministry of the Environment and Energy (2017).

⁵³ Doel 2: Schließung am 01.12.2025; Thiangen 3: Schließung am 01.09.2025; Thiangen 1: Schließung am 01.10.2025.

⁵⁴ In den Annahmen des MAF/TYNDP wird die Kernenergie-Leistung Belgiens für das Jahr 2025 bereits mit 0 angegeben.

⁵⁵ AtG (2017).

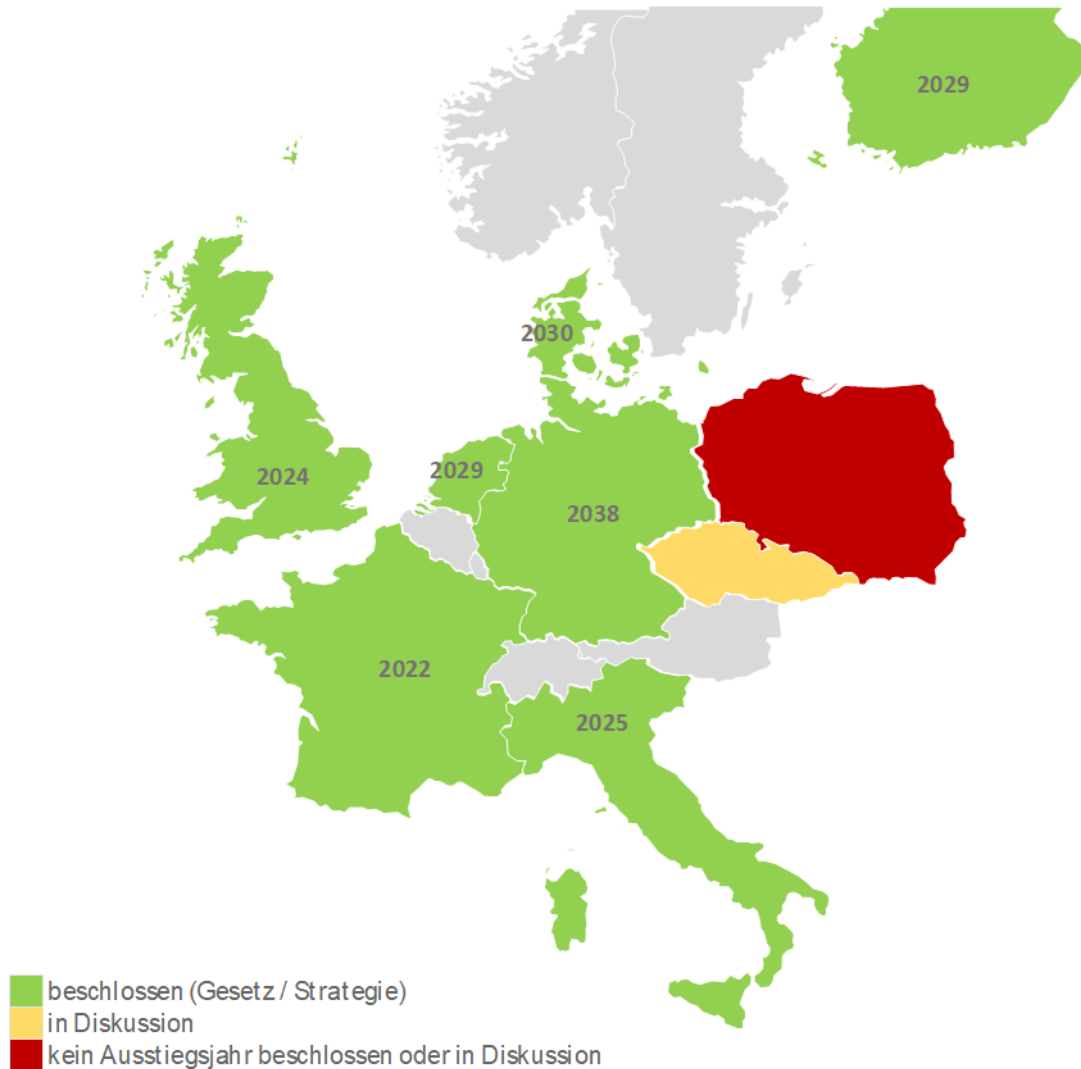
Ergänzende Plausibilisierungen haben wir auf Grundlage eigener Internetrecherchen zu einzelnen Kraftwerken, bspw. auf Basis von Presseartikeln oder Angaben der Betreiber vorgenommen.

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 Informationen zu Laufzeitgenehmigungen oder aber das Kraftwerksalter zugrunde. Die resultierenden installierten Leistungen für die Jahre 2021 bis 2030 sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** angegeben.

2.2.2 Annahmen zur Entwicklung der Kohlekraftwerke

Der bereits im ersten Projektbericht dargestellte Trend zur politisch angestrebten Verringerung des Anteils der Kohleverstromung am Stromerzeugungsmix in weiten Teilen Europas hat sich in der Zwischenzeit in den betrachteten europäischen Regionen fortgesetzt. Die nachfolgende Abbildung 2-4 zeigt für die in unserem Modell parametrisierten Regionen jeweils das geplante Jahr der Abschaltung des letzten Kohleblocks.

ABBILDUNG 2-4: GEPLANTE AUSSTIEGSDATEN AUS DER KOHLEVERSTROMUNG IN DEN BETRACHTETEN MODELLREGIONEN.



Quelle: Eigene Recherchen. Abgebildet ist jeweils das geplante Jahr der Abschaltung des letzten Kohleblocks.

Im Frühjahr 2020 wurden sowohl in **Österreich** als auch in **Schweden** die letzten Kohleblöcke stillgelegt.⁵⁶ **Großbritannien**, die **Niederlande**, **Frankreich**, **Dänemark**, **Italien**, **Finnland** und **Deutschland** haben politische Strategien veröffentlicht bzw.

⁵⁶ Vgl. Verbund (2020), Stockholm Exergi (2020).

Gesetze beschlossen, in denen ein Ausstiegsdatum aus der konventionellen Kohleverstromung definiert wird.⁵⁷ Die in diesen Ländern derzeit noch in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke werden daher spätestens bis zu den jeweils angekündigten Enddaten der Kohleverstromung stillgelegt. Für die Niederlande und für Italien haben wir dabei abweichend von den Annahmen des ersten Projektberichts nicht mehr angenommen, dass die erst nach dem Jahr 2000 in Betrieb genommenen Steinkohlekraftwerke auf Bioenergie umgerüstet und über das Enddatum der Kohleverstromung hinaus weiterbetrieben werden, da diese Annahmen im Lichte aktueller Diskussionen in den Ländern zunehmend unrealistischer erscheinen. Zudem haben die Niederlande zum Zeitpunkt der Analysen einen Gesetzesentwurf vorgebracht, der die Laufzeit der niederländischen Kohlekraftwerke in den Kalenderjahren 2021, 2022 und 2023 auf ca. 25%-35% ihrer maximal möglichen Volllaststunden begrenzt.⁵⁸ Dieser Gesetzesentwurf wurde in der Modellparametrierung umgesetzt. In der **Tschechischen Republik** wurde im Sommer 2019 eine Kohlekommission eingerichtet, die bis zum 4. Quartal 2020 erste Empfehlungen für eine Verringerung der Kohleverstromung erarbeiten soll und die eine offizielle Diskussion zum Kohleausstieg führt.⁵⁹ **Polen** verfolgte zum Zeitpunkt der Modellparametrisierung keine offiziellen Pläne einer Beendigung der Kohleverstromung. In Summe über die betrachteten Länder nimmt die installierte Leistung von Kohlekraftwerken von ca. 93 GW zu Beginn des Jahres 2021 sukzessive ab und liegt im Jahr 2030 bei knapp 44 GW. Aktuell bzw. per Modellannahme Anfang 2021 verfügen Deutschland und Polen mit etwa 35 GW bzw. 27 GW über die größten Kohlekraftwerksparks in Europa.⁶⁰ Mit einigem Abstand folgen darauf Großbritannien, Italien und die Tschechische Republik mit jeweils etwa 6 GW bis 8 GW installierter Leistung an Kohlekraftwerken (vgl. Abbildung 2-5).

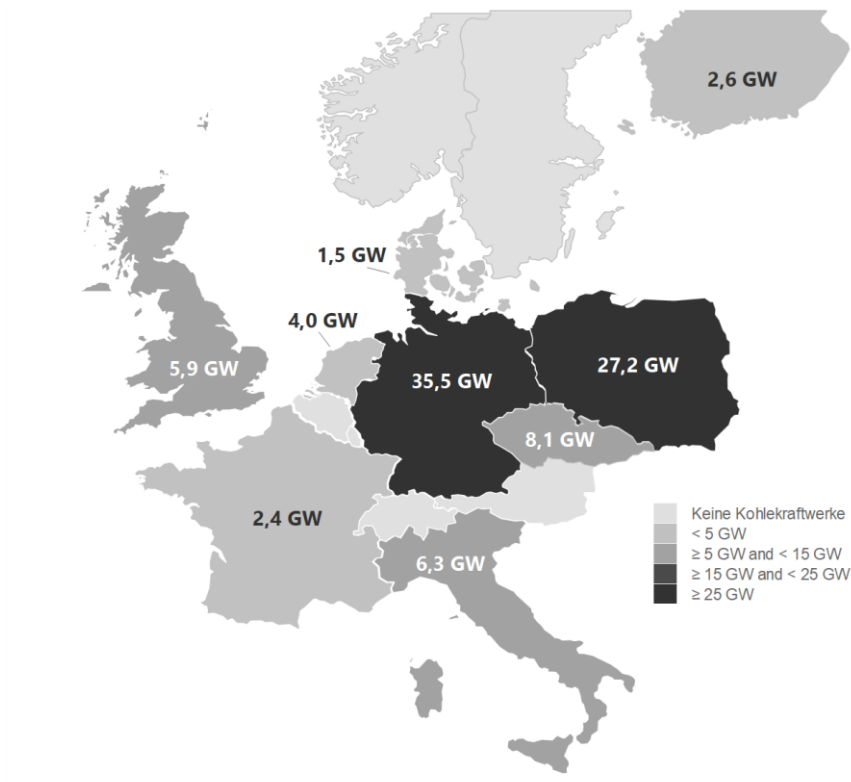
⁵⁷ Vgl. BEIS (2018), BEIS (2020); Ministry of Economic Development, Ministry of the Environment and Protection of Natural Resources and the Sea and Ministry of Infrastructure and Transport of Italy (2019), S. 8; Ministry of Economic Affairs and Climate Policy of the Netherlands (2019), S. 53; Gouvernement.fr (2018); Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2019), S. 26; Ministry of Economic Affairs and Employment (2019), S. 12.

⁵⁸ Vgl. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2020).

⁵⁹ Vgl. Wysokienapiecie.pl (2018), S&P Global (2019).

⁶⁰ Für Deutschland ist die Leistungsentwicklung der Kohlekraftwerke auf Basis des KWSB-Berichtes exogen fixiert. Vgl. Ausführungen weiter unten.

ABBILDUNG 2-5: EXOGENER MODELLIERUNGSPINTEUR ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG (NETTO, OHNE STRATEGISCHE RESERVEN) IN KOHLEKRAFTWERKEN ANFANG 2021 UND TABELLARISCHER AUSBLICK BIS ZUM JAHR 2030 (ENTWICKLUNG OHNE ENDOGENE ZU- / RÜCKBAUTEN).



[MW]	2021	2023	2025	2030
Deutschland	35.470	25.876	23.143	16.938
Dänemark	1.486	752	752	372
Finnland	2.551	2.476	2.266	1.693
Frankreich	2.988	0	0	0
Großbritannien	5.882	4.592	0	0
Italien	6.345	6.345	6.345	0
Niederlande	4.024	4.024	3.381	0
Polen	27.248	24.461	23.409	16.891
Tschechien	8.071	8.037	7.901	7.815
Summe	93.465	76.562	67.197	43.709

Quelle: Eigene Annahmen.

In den vorliegenden Analysen wurden zum Zeitpunkt der Modellparametrisierung in weit fortgeschrittenem Bau befindliche Kohlekraftwerksblöcke als exogen angenommene Zubauten berücksichtigt. Dies betrifft jedoch lediglich Neubauten in Polen. Darüber hinaus werden modellendogene Neubauten von Kohlekraftwerken zukünftig in allen berücksichtigten Ländern aufgrund politischer Aussagen bzw. Vorgaben oder gesellschaftlichem Konsens als äußerst unwahrscheinlich angenommen und entsprechend nicht zugelassen.

Kraftwerksstilllegungen erfolgen entweder modellendogen aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit oder nach Ablauf einer angenommenen maximalen technischen Lebensdauer von in der Regel 45 Jahren.⁶¹ Sofern vorhanden, wurden zusätzlich Stilllegungsankündigungen von Kraftwerksbetreibern, ÜNB und Regulierungsbehörden berücksichtigt.

In **Deutschland** hat die KWSB in ihrem im Januar 2019 vorgelegten Abschlussbericht einen Pfad zur schrittweisen Reduzierung einschließlich eines Abschlussdatums der deutschen Kohleverstromung empfohlen. Im August 2020 wurde dann von der Bundesregierung das *Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze* (kurz: KVBG oder Kohleausstiegsgesetz) erlassen, das die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland bis zum Jahr 2038 verbindlich festschreibt. Während für die Braunkohlekraftwerke blockscharfe Stilllegungszeitpunkte gesetzlich verankert sind, wird die Reduktion der Leistung aus Steinkohleanlagen bis einschließlich 2026 über Ausschreibungen umgesetzt, bei denen die Kraftwerke mit den geringsten CO₂-Vermeidungskosten ermittelt und für die Stilllegung entsprechend Ihres Gebots entschädigt werden.⁶² Ab 2027 erfolgt die Stilllegung schließlich entschädigungsfrei ordnungsrechtlich nach Alter (d.h. Aufnahme des kommerziellen Betriebs).

⁶¹ 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).

⁶² In der angegebenen Steinkohleleistung bis einschließlich 2025 sind die Kraftwerke Weiher III und Bexbach, die vorläufig bei der BNetzA zur Stilllegung angezeigt sind, nicht enthalten, da diese nicht am Markt teilnehmen. Da die Anlagen jedoch aus rechtlicher Sicht jederzeit wieder an den Strommarkt zurückkehren dürften, müssen sie in der Zielmenge zur Reduzierung der Kohleverstromung gemäß KVBG berücksichtigt werden. Die dem Markt theoretisch zur Verfügung stehende Leistung liegt somit knapp 1,4 GW oberhalb der Angaben bis einschließlich zum Jahr 2025.

Dieser Pfad wird im Referenzszenario wie folgt umgesetzt: Während zu Beginn des Jahres 2021 noch insgesamt 35,5 GW in Stein- und Braunkohlekraftwerken installiert sind, reduziert sich die installierte Leistung bis zum Jahr 2030 auf 17 GW. Darüber hinaus wurde für die Modellierung in Deutschland im Referenzszenario angenommen, dass bis zum avisierten Ende der Kohleverstromung im Jahr 2038 keine endogenen Stilllegungen von Braun- und Steinkohleanlagen (aus Wirtschaftlichkeitsgründen) erfolgen. Der unterstellte Kohlepfad bildet die Ziel- und Daten des KVBG im Sinne einer maximalen Betriebsdauer der Kohlekraftwerke ab.

In **Polen** nimmt die Nutzung von Kohle in der Energieversorgung einen außerordentlich hohen Stellenwert ein (im Jahr 2019 stammten etwa 48 % der gesamten polnischen Stromerzeugung i. H. v. 161 TWh aus Steinkohle (77 TWh), weitere 27 % aus Braunkohle (43 TWh).⁶³ Die polnische Regierung strebt in ihrem im November 2018 veröffentlichten Entwurf der Polish Energy Policy 2040 (PEP2040) erstmals offiziell einen langfristigen Rückgang des Anteils von Kohlestrom am Gesamtstrommix an.⁶⁴ Ein Ausstiegsziel aus der Kohleverstromung wird jedoch nicht genannt.

Der polnische Kohlekraftwerkspark umfasst per Annahme zu Beginn des Jahres 2021 eine am Markt verfügbare Leistung von insgesamt 27 GW. Dabei haben wir für das Jahr 2020 auf Basis von Informationen des polnischen Übertragungsnetzbetreibers PSE noch die Inbetriebnahme von zwei neuen Kohleblöcken hinterlegt (910 MW Steinkohleblock in Jaworzno und ein neuer Braunkohleblock am Standort Turów mit einer Nettoleistung von 447,5 MW).⁶⁵ Nachdem der Bau von Ostrołęka C, einem ursprünglich auf Basis von Steinkohle geplanten 900 MW Block der von politischer Seite bereits als der letzte Kohlekraftwerksneubau in Polen angesehen wurde⁶⁶, im Frühjahr 2020 vom Betreiber abgebrochen wurde, gehen wir davon aus, dass es auch in Polen keine Kohlekraftwerkszubauten mehr geben

⁶³ Vgl. Agora Energiewende und Sandbag (2020).

⁶⁴ Vgl. Ministry of Energy of Poland (2018a).

⁶⁵ Vgl. PSE (2019).

⁶⁶ Vgl. Ministry of Energy of Poland (2018b).

wird.⁶⁷ Vor diesem Hintergrund haben wir modellendogene Zubauten von Kohlekraftwerken in Polen nicht mehr zugelassen.

In **Großbritannien** befinden sich Anfang des Jahres 2021 noch Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt knapp 6 GW am Markt. Mit dem britischen *Carbon Price Floor*, einem bereits bestehenden Emissionsstandard, der den Neubau von Kohlekraftwerken ohne die Nutzung von Carbon-Capture-and-Storage (CCS) in Großbritannien *de facto* ausschließt und der zusätzlich geplanten Einführung eines weiteren, ebenfalls für die konventionelle Kohleverstromung nicht erreichbaren Emissionsstandards, der für bestehende Kraftwerke ab dem Jahr 2025 gelten soll, sind mittlerweile drei wirksame Politikmaßnahmen zur Reduzierung der Kohleverstromung in Kraft bzw. in Planung.⁶⁸ Bereits in den letzten Jahren hat sich der Anteil der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken in Großbritannien deutlich verringert und lag im Jahr 2019 nur noch bei 2 %.⁶⁹ Für die Modellierung wird in Übereinstimmung mit diesen Entwicklungen die sukzessive Stilllegung aller Kohlekraftwerke in Großbritannien bis spätestens Ende des Jahres 2024 angenommen.⁷⁰ Ein Neubau oder die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit CCS wird nicht als Option berücksichtigt.

Die **Tschechische Republik** verfügt Anfang 2021 per Annahme über ca. 8 GW an installierter Leistung von Kohlekraftwerken, davon etwa 80 % in Braunkohlekraftwerken. Die Betreiber der zu drei Vierteln bereits 30 Jahre oder noch älteren Kraftwerksblöcke sehen sich aufgrund strengerer Emissionsvorschriften, deutlich gestiegenen CO₂- sowie niedrigen Großhandelsstrompreisen einem insgesamt schwierigen Marktumfeld gegenüber. Vor diesem Hintergrund geht der tschechische ÜNB CEPS davon aus, dass Anfang der 2020er Jahre relativ viel Leistung und bis 2030 insg. etwa 4 GW alte Kohleblöcke stillgelegt werden.⁷¹

⁶⁷ Vgl. Energate Messenger (2020).

⁶⁸ Vgl. BEIS (2018).

⁶⁹ Vgl. Agora Energiewende und Sandbag (2020).

⁷⁰ Sofern entsprechende Planungen zu einzelnen Kraftwerksblöcken bekannt sind, haben wir eine Umrüstung auf Bioenergie unterstellt.

⁷¹ Vgl. CEPS (2018), CEPS (2019).

In ihrem Energiekonzept *State Energy Policy of the Czech Republic (SEK)* aus dem Jahr 2015, auf dem auch die Analysen zum tschechischen NECP aufbauen, avisiert die tschechische Regierung, dass der Kohleanteil zur Strom- und Wärmegewinnung bis 2040 sukzessive fällt und dann bei 11 % bis 21 % liegen soll (von aktuell mehr als 40 %).⁷² Zudem wurde im Sommer 2019 eine Kohlekommission eingesetzt, die bis September 2020 Transformationspfade hin zu einer Diversifizierung der Energieversorgung und damit zur Reduktion der Kohleverstromung aufzeigen soll.⁷³ Vor diesem Hintergrund schließen wir Neubauten von Großkraftwerken auf Basis Kohle im Modell aus.

In **Italien** befinden sich zu Beginn des Jahres 2021 per Annahme insgesamt 6,3 GW installierte Leistung in Steinkohlekraftwerken in Betrieb. Die italienische Regierung kündigte im November 2017 an, bis zum Jahr 2025 aus der Kohleverstromung auszusteigen.⁷⁴ Zwar waren zum Zeitpunkt der Festsetzung der Modellannahmen noch keine konkreten Maßnahmen zur Umsetzung dieses Ziels bekannt, jedoch wird das Ziel des Kohleausstiegs bis Ende des Jahres 2025 im finalen italienischen NECP bekräftigt und entsprechend im Modell umgesetzt.⁷⁵

2.2.3 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 einigen anderen im Rahmen der Analysen berücksichtigten Ländern eine hohe Bedeutung. Im Jahr 2018 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.

⁷² Vgl. Agora Energiewende und Sandbag (2020) und Ministry of Industry and Trade (2015).

⁷³ Vgl. Government of the Czech Republic (2019), S. 315.

⁷⁴ Vgl. Ministero dello Sviluppo Economico und Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (2017).

⁷⁵ Vgl. Ministry of Economic Development, Ministry of the Environment and Protection of Natural Resources and the Sea and Ministry of Infrastructure and Transport of Italy (2019).

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 die Betreiber dieser Anlagen ihre vertraglichen Verpflichtungen zur Lieferung von Wärme einhalten bzw. die Betreiber den 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 gleichen 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

Für die zukünftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland haben wir Rahmenannahmen entwickelt, die mit den folgenden, aktuellen energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung in diesem Bereich konsistent sind:

- Erreichung eines Anteils erneuerbarer Energien an der Fernwärmeversorgung von 30 % bis zum Jahr 2030 gemäß dem Nationalen Energie- und Klimaschutzplan (NECP)⁷⁶ der Bundesregierung

⁷⁶ Vgl. BMWi (2019b).

- Erreichung einer KWK-Stromerzeugungsmenge von mindestens 120 TWh_{el} bis zum Jahr 2025 gemäß Zielsetzung im aktuellen KWKG
- Erreichung eines Anteils der KWK-Stromerzeugung an der regelbaren Stromerzeugung von 40 bis 45 % bis zum Jahr 2030 gemäß Zielempfehlung im Bericht zur Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung⁷⁷

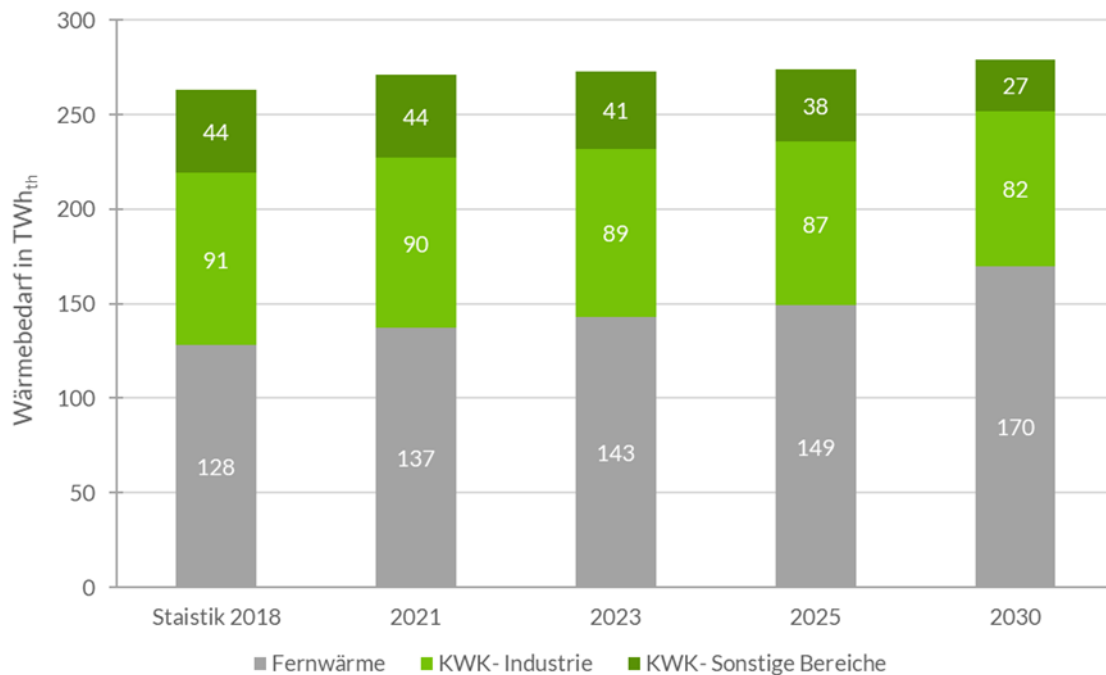
Zunächst haben wir dazu, auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche, einen Entwicklungspfad für zukünftige „KWK-fähige“ Wärmebedarfe abgeleitet.⁷⁸ Dazu zählen der Fernwärmebedarf in Systemen der öffentlichen Versorgung, industrielle KWK-Wärme sowie KWK-Wärme in anderen Bereichen, insbesondere aus dezentralen Objekt-BHKW (Blockheizkraftwerken) und dezentralen Bioenergieanlagen. Im Ergebnis zeigt Abbildung 2-6 eine Entwicklung, die in der Summe aus Fernwärme, KWK-Wärmeerzeugung in der Industrie und KWK in sonstigen Bereichen gegenüber dem heutigen Niveau bis 2030 moderat ansteigt.

Während die KWK-Wärmeerzeugung der Industrie bis zum Jahr 2030 moderat und die KWK-Wärmeerzeugung in sonstigen Bereichen deutlich abnimmt, steigt der Wärmebedarf in der Fernwärme bis zum Jahr 2030 gegenüber dem historischen Jahr 2018 deutlich an.

⁷⁷ Vgl. Prognos et al. (2019).

⁷⁸ Dabei wurden u.a. folgenden Quellen berücksichtigt: AGFW (2018), BCG/Prognos (2018), FfE (2017), Fraunhofer ISI et al. (2017), Prognos et al. (2019).

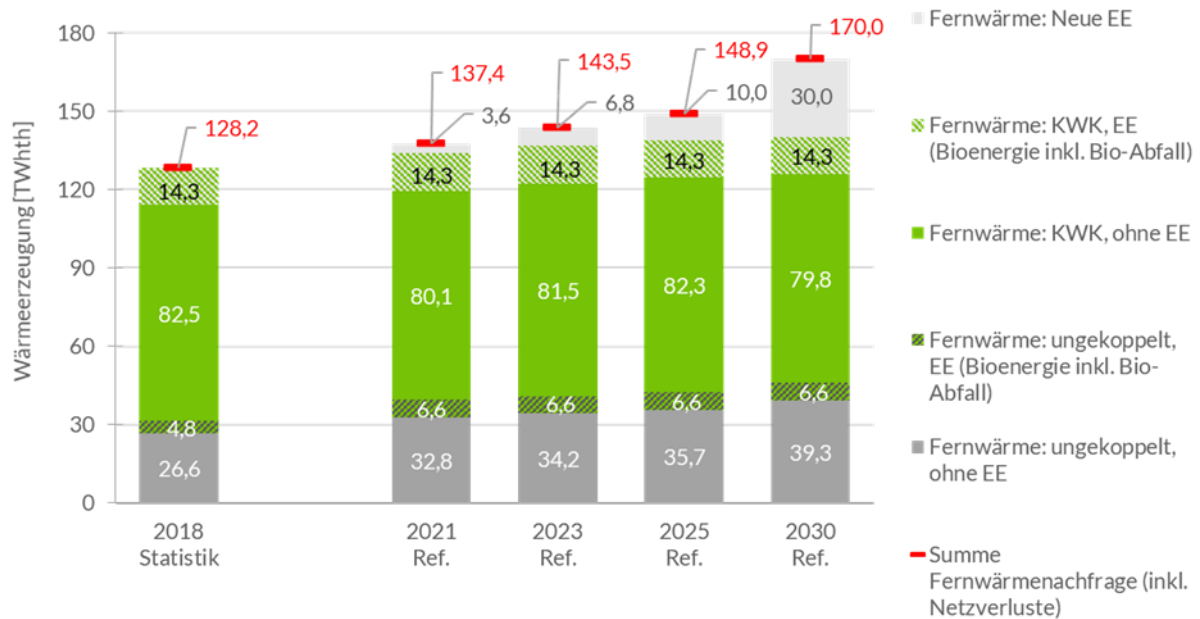
ABBILDUNG 2-6: ENTWICKLUNG DES KWK-FÄHIGEN WÄRMEBEDARFS



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

Um sowohl die Erreichung des EE-Ausbauziels von 30 % in der Fernwärme als auch die Mengen- und Anteilsziele für KWK-Strom abzubilden, haben wir einen vergleichsweise starken Ausbau der Fernwärmesysteme unterstellt. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die resultierende Entwicklung sowie Struktur der Wärmeerzeugung in der Fernwärme dargestellt. Demnach nimmt die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen trotz des Ausbaus der EE- Erzeugung in der Fernwärme nur geringfügig ab.

ABBILDUNG 2-7: ENTWICKLUNG DER FERNWÄRMEERZEUGUNG NACH TECHNOLOGIEN



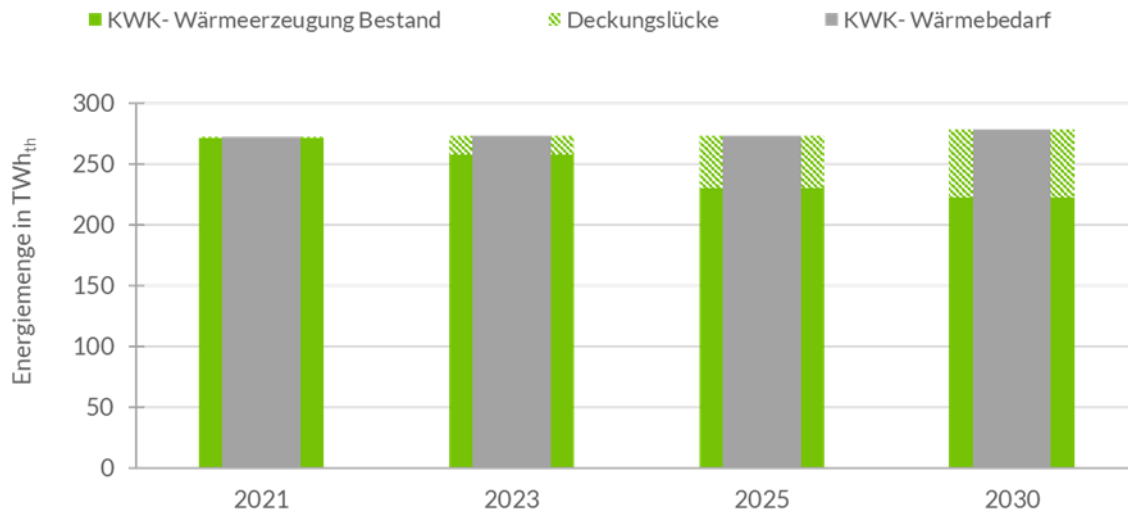
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Recherchen und Berechnungen.

Ausgehend davon 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 der getroffenen Annahmen zu Stilllegungen von KWK-Anlagen ermitteln wir die KWK-Wärmeerzeugung der Bestandsanlagen im Zeitverlauf. Startpunkt ist dabei die Statistik 2018 zur Gesamtmenge der KWK-Wärmeerzeugung je Brennstoff und Anwendungsgebiet (Fernwärme/Industrie).

Aufgrund der Stilllegungen entsteht eine Wärme-Deckungslücke, die im Modell durch neu zugebaute Ersatz-KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas gedeckt wird (vgl. Abbildung 2-8).

ABBILDUNG 2-8: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER (RESIDUALEN) KWK-WÄRMENACHFRAGE IN DEUTSCHLAND GGÜ. 2020 („BESTAND“)

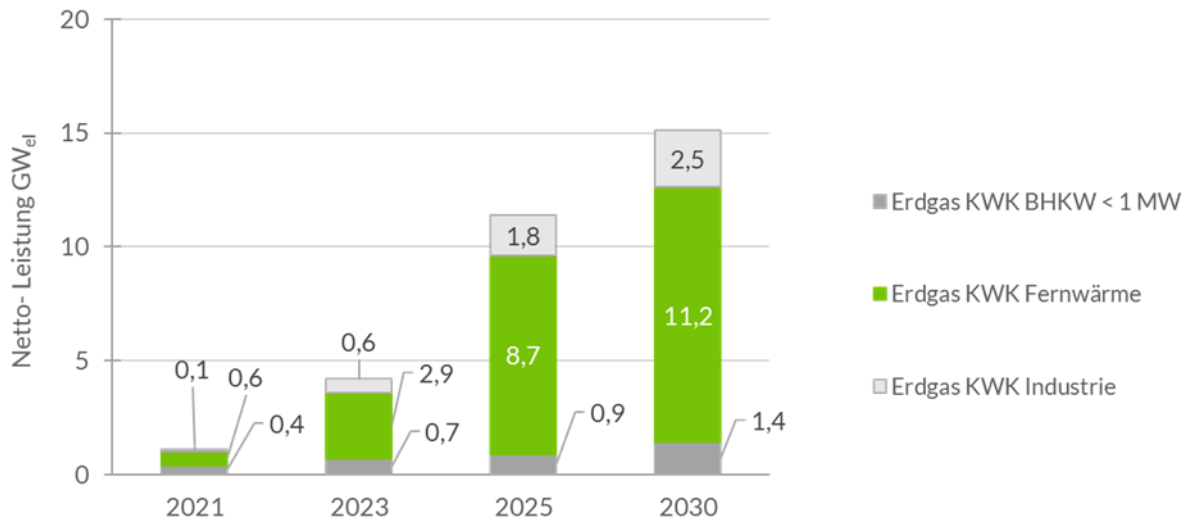


Quelle: Eigene Berechnungen.

Die den einzelnen Kraftwerksblöcken zugeordneten Wärmeerzeugungsmengen 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 / Ökoinstitut⁷⁹ zurückgegriffen, nachdem wir die Daten plausibilisiert haben. Aus der Deckungslücke der KWK-Wärmeerzeugung resultiert unter der Annahme eines realistischen Technologiemix, typischer leistungsbezogener Stromkennziffern und Auslastungen der Anlagen in unterschiedlichen Bereichen der in Abbildung 2-9 dargestellte Zubau, der zur Gewährleistung einer sicheren Wärmeversorgung erforderlich ist. Bis 2023 haben wir ausschließlich konkret bekannte KWK-Neubauprojekte berücksichtigt. Gegenüber 2020 ergibt sich bis 2030 ein kumulierter Brutto-Zubau von 15.1 GW Erdgas-KWK Anlagen.

⁷⁹ Vgl. Ökoinstitut (2017).

ABBILDUNG 2-9: ZUBAU VON NEUEN ERDGAS-KWK-ERSATZ-ANLAGEN GEGENÜBER DEM JAHR 2020 IN DEUTSCHLAND (IM REFERENZSZENARIO, KUMULIERT)



Quelle: Eigene Berechnungen.

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

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

Für die neuen KWK-Ersatzanlagen unterstellen wir einen realistischen Technologiemix unter der Annahme von Stromkennziffern und jährlichen Volllaststunden der Wärmeerzeugung. In Tabelle 2-1 ist der angenommene Technologiemix für KWK-Ersatzanlagen auf Basis von Erdgas für die unterschiedlichen Anwendungsgebiete dargestellt.

TABELLE 2-1: ANNAHMEN ZU ERDGAS-KWK-ERSATZ-ANLAGEN IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN ANWENDUNGSFELDERN⁸⁰

	Leistungsbe- zogene Strom- kennzahl	Leistungsbe- zogene KWK – Stromkenn- zahl	Arbeitsbezo- gene KWK – Stromkenn- zahl	Volllaststun- den KWK - Wärme in h/a
Fernwärme	1,12	1,05	0,92	3750
Erdgas KWK Industrie	0,65	0,65	0,65	5000
Objekt BHKW	0,65	0,65	0,65	3500

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
- die bekannten KWK-Neubauten berücksichtigt
- ein realistisches Szenario für Ersatz-KWK-Technologien darstellt.

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

⁸⁰ 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.

der thermischen KWK-Leistung) genutzt werden, andererseits bei besonders hohen und geringen bzw. negativen Strompreisen eine zusätzliche Flexibilisierung der KWK-Anlagen ermöglichen.⁸¹

Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Europa

Für das europäische Ausland haben wir eine grundsätzlich gleiche Methodik zur Ermittlung des KWK-Ersatzes wie für Deutschland 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.⁸²

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.

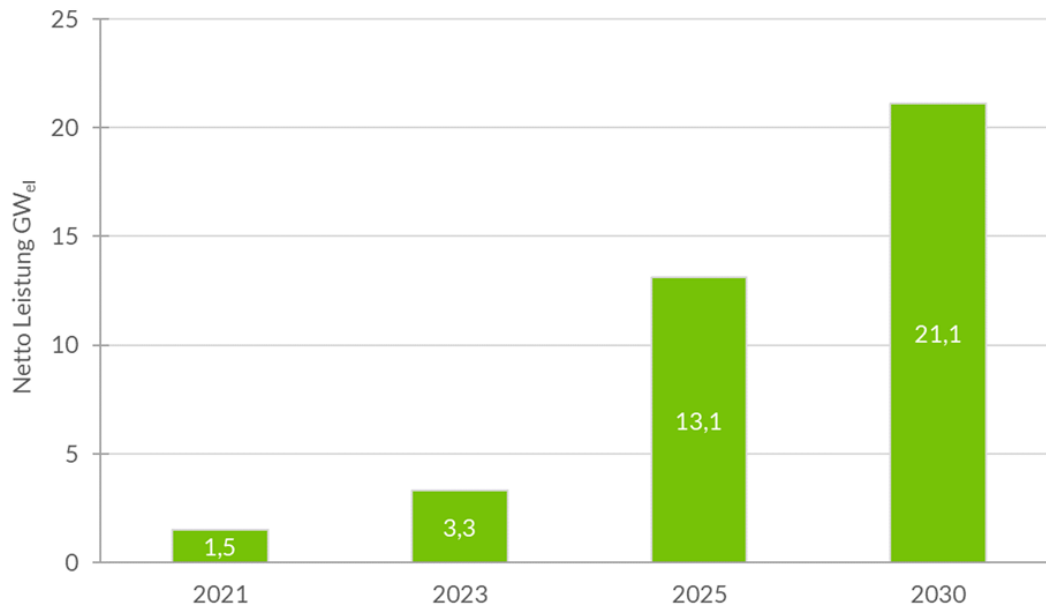
Als KWK-Zubau- und KWK-Ersatz-Technologie haben wir in allen Ländern eine repräsentative Erdgas-KWK-Technologie unterstellt. In Polen und Tschechien hatten wir im ersten Bericht noch angenommen, dass auch künftig teilweise Kohle-befeuerte KWK-Anlagen zugebaut werden. Aufgrund einer Verschlechterung des wirtschaftlichen und politischen Umfelds für Kohle gehen wir im vorliegenden Bericht davon aus, dass auch in Polen und Tschechien stillgelegte KWK-Anlagen ausschließlich durch erdgasbefeuerte Anlagen ersetzt 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 in Abbildung 2-10 dargestellt.

⁸¹ 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 Wärmespeicher.

⁸² Vgl. Europäische Kommission (2016c).

ABBILDUNG 2-10: KUMULIERTER ZUBAU VON NEUEN KWK-ERSATZ-ANLAGEN GEGENÜBER 2020 IN DEN ÜBRIGEN BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDERN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Es resultiert ein Brutto-Zubau an Erdgas befeuerten KWK-Anlagen im europäischen Ausland von 21,1 GW bis zum Jahr 2030.

Auch im europäischen Ausland haben wir eine Flexibilisierung von KWK-Systemen auf Basis von Erdgaskesseln unterstellt und gehen von einem Zubau von PtH Anlagen aus; Wärmespeicher wurden im Ausland nicht modelliert.

2.3 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 modellexogen vor. In den folgenden Abschnitten 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.⁸³

2.3.1 Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland

Das Szenario bzgl. des Ausbaus der EE in Deutschland wurde gemeinsam mit dem BMWi erarbeitet. Die Entwicklung der installierten Leistung bis 2030 entspricht den Angaben des Klimaschutzprogramms 2030⁸⁴ der Bundesregierung (Annahmen für nach 2030 basieren auf dem Szenario B des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2021-35.⁸⁵ Dabei wurde insbesondere das im Koalitionsvertrag⁸⁶ für die 19. Legislaturperiode definierte Ausbauziel bis zum Jahr 2030 unterstellt. Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von ca. 42 % im Jahr 2019⁸⁷ auf 65 % bis zum Jahr 2030 steigen.

Die Entwicklung der installierten Leistung der einzelnen EE-Technologien in Deutschland ist Tabelle 2-2 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 2019 und 2030 um ca. 30 % an. Der Ausbau von Windenergie an Land basiert in den nächsten Jahren auf dem im EEG vorgegebenen Ausschreibungsregime. Aufgrund des Auslaufens der Förderung für ältere Bestandsanlagen werden ab dem Jahr

⁸³ In Pumpspeicherkraftwerken erzeugter Strom gilt lediglich dann als erneuerbare Energie, sofern dieser aus natürlichem Zufluss erfolgt. Im folgenden Abschnitt 2.3.2 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.

⁸⁴ Vgl. BMWi (2020a).

⁸⁵ Vgl. BNetzA (2020a).

⁸⁶ Vgl. CDU, CSU und SPD (2018).

⁸⁷ Vgl. BMU (2019).

2021 zunehmende Stilllegungen von Windenergieanlagen in Deutschland unterstellt. Ab dem Jahr 2021 wird für Windenergie an Land ein durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau⁸⁸ von 3,5 GW angenommen.

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

Erwartete Stromerzeugung [TWh]	2019*	2021	2023	2025	2030
Windenergie Onshore	53,3	54,1	54,4	57,1	69,0
Windenergie Offshore	7,5	8,3	9,5	10,8	20,0
PV	49,0	58,2	67,1	76,0	98,0
Biomasse	9,3	9,1	8,7	8,5	9,5
- davon feste / flüssige / gasförmige Biomasse	8,3	8,1	7,8	7,5	7,4
- davon biog. Anteil Müll	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
- davon biog. Anteil Müll	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Wasser	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Sonstige EE	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Summe	125,2	135,9	145,9	158,5	202,6

Quelle: Eigene Darstellung. *Statistischer Wert gemäß BMWi (2020a).

Die installierte Leistung von **Windenergie auf See** steigt annahmegemäß ebenfalls deutlich und erreicht 20 GW im Jahr 2030. Dabei wird unterstellt, dass neben dem im EEG 2017 vorgesehenen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 15 GW bis zum Jahr 2030 ein weiterer Zubau von 5 GW erfolgen wird.

Neben der Windenergie wird auch für die **Photovoltaik** im Laufe des Betrachtungszeitraums ein deutlicher Zubau angenommen. Bis zum Jahr 2030 wird ein

⁸⁸ Der Bruttozubau 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 Nettozubau auch die Stilllegungen. Der Nettozubau spiegelt somit die Veränderung der installierten Leistung wider.

Zubau von rund 50 GW gegenüber dem Jahr 2019 unterstellt. Analog zur Windenergie an Land werden auch für Photovoltaik die im Koalitionsvertrag vorgesehenen Zusatzausschreibungen angenommen. Ab dem Jahr 2021 wird ein jährlicher Bruttozubau von 4,5 GW unterstellt.

Die installierte Leistung von **Bioenergieanlagen** beträgt im Jahr 2019 ca. 9,3 GW (inkl. biog. Anteil Müll i.H.v. 1 GW). In den Jahren 2023 und 2025 erfolgen aufgrund des verstärkten Auslaufens der EEG-Förderung für alte Bestandsanlagen mit einer Betriebszeit von mehr als 20 Jahren vermehrt Stilllegungen. Gleichzeitig berücksichtigen wir eine zunehmende Flexibilisierung der Biomassestromerzeugung bei neu gebauten Anlagen. Umgesetzt ist dies durch die Annahme einer sog. „Leistungsüberbauung“ in Höhe von zusätzlich 50 % des ursprünglich unterstellten Zubaus. Diese Überbauung unterstellen wir ab 2024. Addiert man alle Effekte ergibt dies eine installierte Leistung von 8,5 GW an Bioenergieanlagen in 2025 (inkl. Anteil biog. Müll). Bis zum Jahr 2030 steigt die installierte Leistung der Bioenergie wieder leicht an und beträgt dann ca. 9,5 GW.

Die installierte Leistung von **Wasserkraft**⁸⁹ bleibt über die gesamte Betrachtungsperiode mit 5,6 GW weitgehend konstant. Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund hoher genehmigungsrechtlicher Hürden, mangelnder Wirtschaftlichkeit, Akzeptanzproblemen und beschränkter Potenziale keine zusätzlichen Anlagen in relevantem Umfang in Deutschland gebaut werden. Gleichzeitig nehmen wir an, dass sanierungsbedürftige Anlagen ertüchtigt werden.

Die sonstigen erneuerbaren Energien beinhalten Deponie- und Klärgas sowie geothermische Anlagen und biogener Abfall. Während für Deponiegasanlagen aufgrund der zunehmenden Ausgasung der Deponien vermehrte Stilllegungen zu erwarten sind, wird für Klärgas und Geothermie ein moderater Zuwachs unterstellt. Insgesamt bleibt die Summe der installierten Leistung der sonstigen EE in Deutschland bis zum Jahr 2030 konstant.

⁸⁹ Die hier angegebenen Werte für Wasserkraft beinhalten Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke mit natürlichem Zufluss.

2.3.2 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 Jahren⁹⁰ 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.⁹¹ Als Datengrundlage wurden die historischen Wetterjahre 2009 bis 2013 und 2017 hinterlegt.

In Tabelle 2-3 ist die Entwicklung der Stromerzeugung auf Basis EE in Deutschland dargestellt. Demnach steigt die EE-Stromerzeugung von rund 243 TWh im Jahr 2019 um rund 53 % auf 372 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. eine steigende Nabenhöhe 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.

⁹⁰ Grundsätzlich können im Rahmen des Simulationsmodells Prognosen bis zum Jahr 2050 durchgeführt werden.

⁹¹ Für eine detaillierte Beschreibung der Berechnung von Erzeugungsganglinien der dargebotsabhängigen Technologien vgl. r2b / Consentec (2019) Anhang D.

TABELLE 2-3: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND

Erwartete Stromerzeugung [TWh]	2019*	2021	2023	2025	2030
Windenergie Onshore	101,1	95,4	97,2	105,3	134,6
Windenergie Offshore	24,7	32,4	37,5	42,9	77,9
PV	46,4	52,8	61,2	69,6	90,5
Biomasse	48,2	50,1	48,4	46,9	45,1
- davon feste / flüssige / gasförmige Bio- masse	42,4	44,1	42,4	40,9	39,1
- davon biog. Anteil Müll	5,8	6,0	6,0	6,0	6,0
Wasser	20,5	22,3	22,3	22,3	22,3
Sonstige EE	2,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Abgeschätzte EE-Abregelung	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7
Summe	242,9	255,5	269,2	289,6	372,3

Quelle: Werte 2023-2030 auf Basis eigener Berechnungen für Wetterjahre 2009-2013 und 2017.

*Statistischer Wert gemäß BMWi (2020a).

Die Auslastung von **Bioenergie** sinkt hingegen aufgrund der Annahme, dass neu zugebaute Bioenergieanlagen auf Grund der angenommenen „Leistungsüberbauung“ gegenüber den Bestandsanlagen eine geringere 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**⁹² bleibt im Zeitverlauf konstant, da wir keinen Anstieg der installierten Leistung erwarten. Die niedrigere Stromerzeugung in

⁹² Die hier angegebenen Werte für Wasserkraft beinhalten Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss.

Tabelle 2-3 im Jahr 2019 liegt darin begründet, dass dies ein historisch gemessener Wert ist, während für die Prognosejahre die mittlere Stromerzeugung über die sechs betrachteten Wasserjahre 2009 bis 2013 und 2017 ausgewiesen ist.

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

2.3.3 Entwicklung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und deren Bilanzierung DE / AT

Auf dem Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland sind im Jahr 2020 rd. 6,7 GW Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke installiert⁹³. Im Rahmen diese Analysen gehen wir davon aus, dass dieser Wert bis 2030 konstant bleibt. Für die Modellierung im Rahmen dieses Projektberichtes und abweichend zum ersten Projektbericht berücksichtigen wir neuerdings eine regionale Abgrenzung auf Basis von Zuschnitten der europäischen Marktgebiete und nicht eine Bilanzierung auf Basis von nationalen Landesgrenzen. Dies bedeutet insbesondere, dass wir in diesem Bericht 3,3 GW Speicher- und Pumpkraftwerke aus Österreich, die aber in das deutsche Netz einspeisen, dem deutschen Marktgebiet zuordnen. Dementsprechend weisen wir ggü. dem ersten Projektbericht 3,3 GW weniger Speicher- und Pumpspeicherleistung in Österreich aus.

2.3.4 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)⁹⁴ basieren für die dargebotsabhängigen EE-Technologien Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See auf dem Szenario „National Trends“ der ENTSO-E zum TYNDP 2020.⁹⁵

⁹³ Vgl. BNetzA (2020b).

⁹⁴ 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.

⁹⁵ Vgl. ENTSO-E (2020a).

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. Der Zubau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken basiert auf der *TYNDP 2020 Project-List* der ENTSO-E⁹⁶ sowie eigenen Recherchen.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Bioenergie sowie sonstigen erneuerbaren Energien basiert ebenfalls auf dem „*TYNDP 2020 National Trends*“ von ENTSO-E sowie ergänzenden eigenen Recherchen.⁹⁷

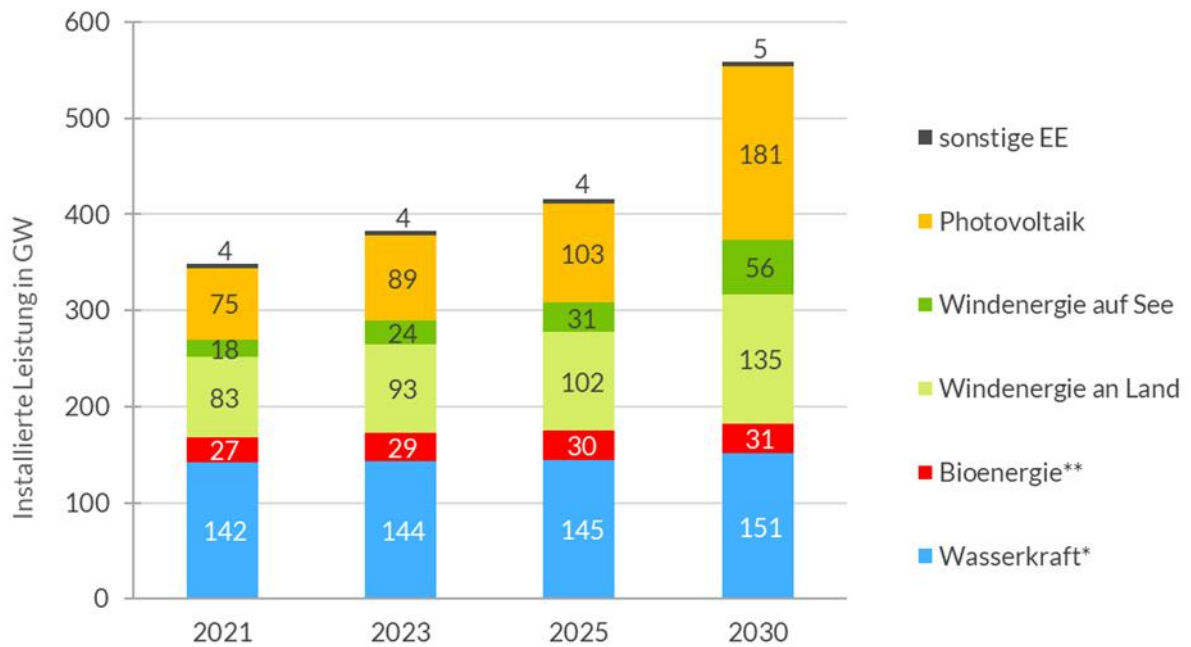
In Abbildung 2-11 ist die Entwicklung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien⁹⁸ und der Pumpspeicher aggregiert über die betrachteten Länder außerhalb Deutschlands dargestellt. Demnach steigt die installierte Leistung der erneuerbaren Energien inkl. Pumpspeicherkraftwerken von rund 348 GW im Jahr 2021 auf 558 GW im Jahr 2030 an. Absolut betrachtet steigen insbesondere die installierten Kapazitäten von Photovoltaik und Windenergie an Land. Daneben können aber auch insbesondere die Energieträger Wind auf See und Bioenergie deutliche Zuwächse verzeichnen.

⁹⁶ Vgl. ENTSO-E (2020b).

⁹⁷ Vgl. Europäische Kommission (2016d).

⁹⁸ In Abbildung 2-10 ist neben erneuerbaren Energien zusätzlich die installierte Leistung für Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss enthalten.

ABBILDUNG 2-11: ENTWICKLUNG DER AGGREGIERTEN INSTALLIERTEN LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEN BETRACHTETEN LÄNDERN OHNE DEUTSCHLAND



* inkl. aller Pumpspeicherkraftwerke
 ** inkl. biogener Abfall

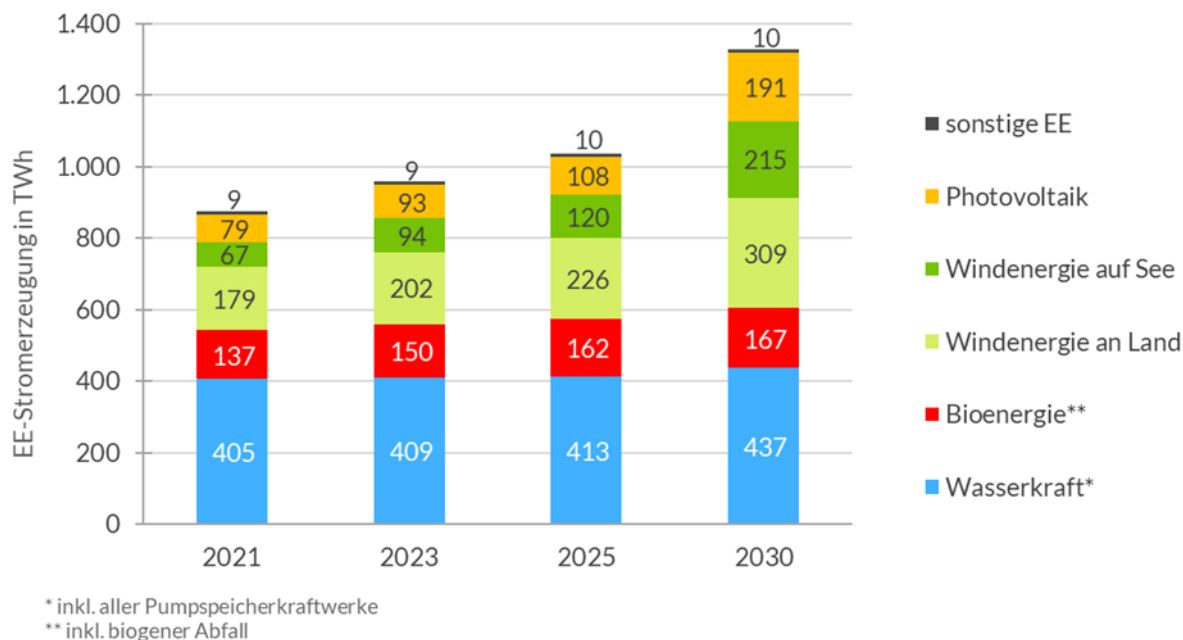
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E (2020a) und eigenen Berechnungen.

Abbildung 2-12 zeigt die sich auf Basis der installierten Leistung ergebende Entwicklung der Stromerzeugungsmengen EE aggregiert über die betrachteten Länder ohne Deutschland. 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.⁹⁹ Bei der Wasserkraft umfassen die Angaben die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss der Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Diese basiert auf den durchschnittlichen historischen Erzeugungs-

⁹⁹ Für eine detaillierte Beschreibung der Berechnung von Erzeugungsganglinien der dargebotsabhängigen Technologien siehe r2b / Consentec (2019), Anhang D.

mengen der Laufwasserkraftwerke sowie auf der auf natürlichen Zuflüssen beruhenden Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Jahre 2009 bis 2013 und 2017.

ABBILDUNG 2-12: ENTWICKLUNG DER AGGREGIERTEN STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEN BETRACHTETEN LÄNDERN OHNE DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugungsmengen in den betrachteten Ländern ohne Deutschland steigen demnach von rund 876 TWh im Jahr 2021 auf 1.329 TWh im Jahr 2030 an. Der Zuwachs erfolgt analog zur installierten Leistung insbesondere durch den Ausbau Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Bioenergie.

2.4 Entwicklung von Flexibilitätsoptionen

Im Strommarktmodell werden analog zu den Ausführungen im ersten Projektbericht neben den unterschiedlichen Erzeugungsanlagen (konventionell, KWK, erneuerbar) auch unterschiedliche Flexibilitätsoptionen berücksichtigt.¹⁰⁰ Neben

¹⁰⁰ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 4.4.

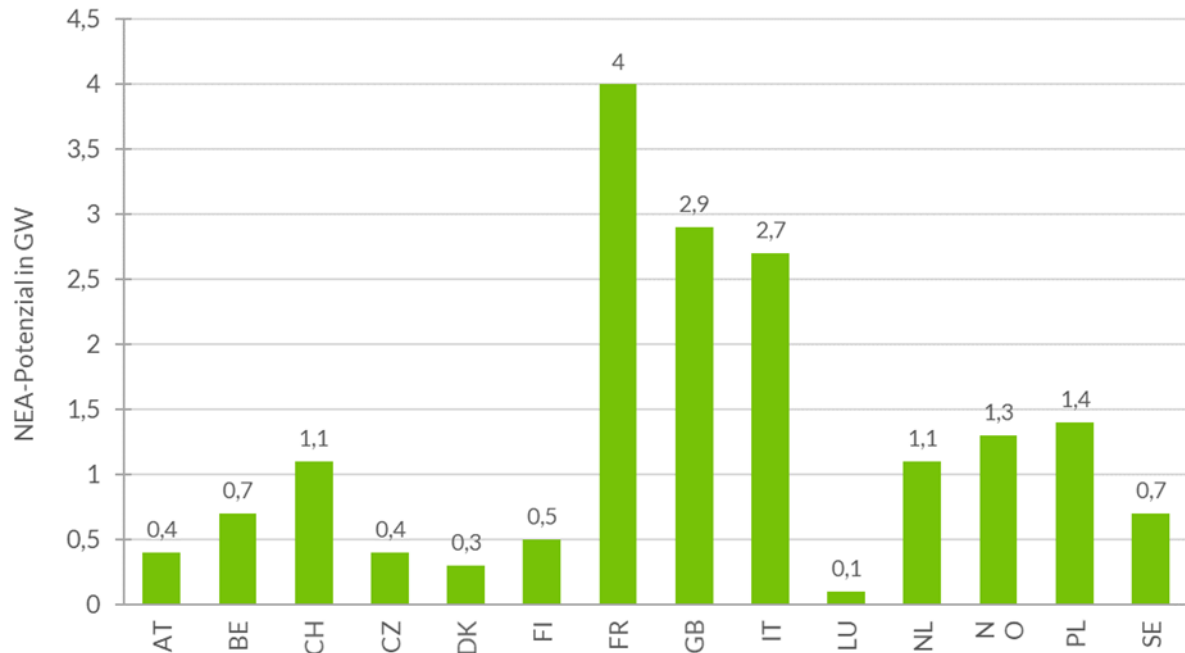
der Abbildung teilweise flexibler „neuer Verbraucher“ (vgl. Abschnitt 2.5.4) gehören hierzu auf der Erzeugungsseite nutzbare Potenziale von Netzersatzanlagen, die zur Absicherung besonders schützenswerter Verbraucher gegenüber lokalen Netzausfällen in vielen Verbrauchseinrichtungen vorgehalten werden (vgl. Abschnitt 2.4.1). Als verbrauchsseitige Flexibilitätsoption berücksichtigen wir auch freiwillige Lastverzichtspotenziale in der Industrie (vgl. Abschnitt 2.4.2.).

2.4.1 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. Analog zu den Ausführungen im ersten Projektbericht haben wir die in Deutschland wirtschaftlich erschließbare installierte Leistung in NEA in einer Größenordnung in Höhe von 4,5 GW angenommen.

Eine Übersicht der Annahmen zu den wirtschaftlich erschließbaren Potenzialen in im berücksichtigten Ausland, die wiederum analog zu den Ausführungen im ersten Projektbericht angesetzt wurden, gibt die folgende Abbildung. In Summe über alle betrachteten Länder (ohne Deutschland) beläuft sich die erschließbare Leistung an NEA auf 17,7 GW.

ABBILDUNG 2-13: WIRTSCHAFTLICH ERSCHLIEßBARES POTENZIAL VON NETZERSATZANLAGEN FÜR 2021 IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



Quellen: Eigene Recherchen und Annahmen.

Für Netzersatzanlagen haben wir dabei analog zu ersten Projektbericht in konservativer Herangehensweise 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.
- **Fixe jährliche Betriebskosten:** 5.000 € p.a. je MW¹⁰¹

¹⁰¹ Diese Annahme entspricht nicht unserem *best-guess*, den wir auf Basis von Informationen aus Gesprächen mit Vermarktern von Netzersatzanlagen entwickelt haben. Im Referenzszenario des ersten Projektberichtes (vgl. r2b / Consentec 2019) 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 im ersten Projektbericht in einer Sensitivität untersucht haben, betragen die fixen jährlichen Betriebskosten 3.000 € je MW. Vgl. hierzu auch r2b / Consentec (2019) Abschnitt 4.1.

- **Erschließungskosten:** 20.000 € je MW¹⁰²

2.4.2 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. Zudem kann auf potenzielle Preisspitzen reagiert werden oder deren Kostenrisiken abgesichert werden.

Die Potenziale für freiwilligen Lastverzicht der Industrie berücksichtigen wir analog zum ersten Projektbericht.¹⁰³ Wir gehen auch im zweiten Projektbericht 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 nehmen wir rund 57 % in 2021, 75 % in 2023, 84 % in 2025 und 90 % ab dem Jahr 2030 an.¹⁰⁴

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 Industrien¹⁰⁵ im Zeitverlauf angepasst. D. h. die Lastreduktionspotenziale steigen oder fallen auf Jahresbasis mit der Gesamtnachfrage eines Wirtschaftszweigs. Im Resultat nehmen wir Gesamtpotenziale in Abbildung 2-14 an, die das

¹⁰² 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.

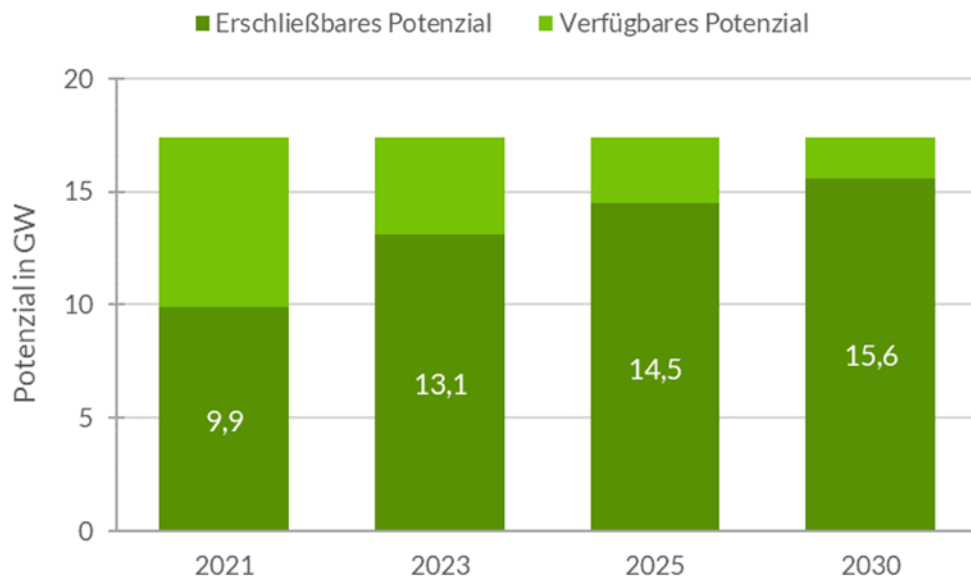
¹⁰³ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 4.4.2.

¹⁰⁴ Dies sind die maximalen Anteile an den technisch verfügbaren Potenzialen, die im Strommarktmodell im Rahmen der Simulationsrechnungen aus wirtschaftlichen Gründen erschlossen werden können.

¹⁰⁵ Zur Herleitung der Stromnachfragen vgl. Abschnitt 2.5.

Elektrizitätsmarktmodell im Rahmen der Simulationsrechnungen wirtschaftlich erschließen kann.

ABBILDUNG 2-14: WIRTSCHAFTLICH ERSCHLIEßBARE LASTREDUKTIONSPOTENZIALE DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND FÜR 2021, 2023, 2025 UND 2030



Quellen: Eigene Darstellung.

Auch die vorläufigen Ergebnisse des durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit dem BMWi durchgeführten Monitoring des Beitrags von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität stützt diese Annahmen zum Lastverzicht der Industrie. Im Rahmen dieses Monitorings nach § 51a EnWG werden 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 Befragungsrunden aus den Jahren 2017, 2018 und 2019 liegen uns vor.¹⁰⁶

Die vorläufigen Ergebnisse für die Jahre 2017 und 2018 der Auswertung hinsichtlich einer Lastreduktion für eine Stunde zeigen, dass umfangreiche Potenziale für

¹⁰⁶ Eine ausführliche Darstellung der Methodik und der endgültigen Ergebnisse der Auswertung der Befragungsrunden der Jahre 2017, 2018 und 2019 wird voraussichtlich in der ersten Jahreshälfte 2021 veröffentlicht.

freiwilligen, marktbasieren Lastverzicht der Industrie erschlossen, aber noch ungenutzt sind. Die erschlossenen, aber ungenutzten Potenziale flexibler Unternehmensstandorte¹⁰⁷ betragen je nach betrachtetem Befragungsjahr ca. 2 GW.¹⁰⁸ Darüber hinaus haben wir diejenigen Potenziale abgeschätzt, die bislang noch nicht erschlossen sind. Die unerschlossenen Potenziale noch inflexibler Unternehmensstandorte¹⁰⁹ betragen nach unserer Abschätzung je nach betrachtetem Befragungsjahr ca. 4,7 bis 4,9 GW. Über die Ermittlung von Abdeckungsgraden der befragten Unternehmensstandorte haben wir die ermittelten Potenziale approximativ auf die gesamte Branche hochgerechnet.¹¹⁰ Die Hochrechnung auf die gesamten Branchen erhöht das erschlossene, aber noch ungenutzte Potenzial flexibler Unternehmensstandorte von etwa 2 GW (sicher erschlossenes Potenzial) auf ca. 3,4 bis 3,6 GW (wahrscheinlich erschlossenes Potenzial). Zudem erhöht sich die Abschätzung des nicht erschlossenen Potenzials noch inflexibler Unternehmensstandorte bei der Hochrechnung von etwa 4,7 bis 4,9 GW auf 14,6 bis 16 GW.

In Abstimmung mit dem BMWi haben wir auch im vorliegenden Projektbericht gegenüber unseren „best guess“-Annahmen **konservativere Kosten-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.¹¹¹

¹⁰⁷ Diese Potenziale sind noch ungenutzt, da die derzeitigen Großhandelspreise am Strommarkt eine Nutzung nicht anreizen.

¹⁰⁸ Im ersten Projektbericht zum Monitoring VS haben wir leicht abweichende Potenziale i.H.v. ca. 2,5 GW abgeschätzt. Die Unterschiede sind auf eine methodische Verfeinerung zurückzuführen. Vgl. hierzu r2b / Consentec (2019).

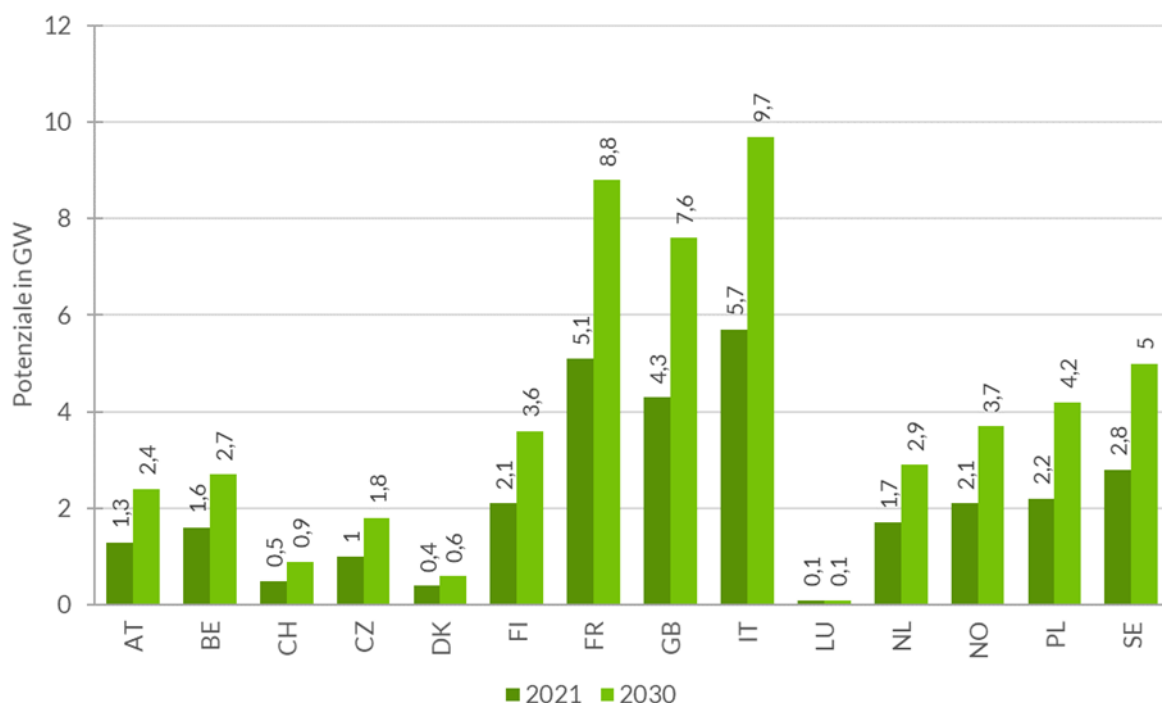
¹⁰⁹ Inflexible Unternehmensstandorte sind solche Standorte, für die angegeben wurde, dass sie aktuell nicht lastflexibel in Bezug auf den Stromgroßhandelspreis sind.

¹¹⁰ Hierbei haben wir die Annahme strukturell identischer Lastmanagementpotenziale bei den nicht in der Datenabfrage erfassten Unternehmens(-standorten) getroffen.

¹¹¹ 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 € / MW_a.

Die in unseren quantitativen Analysen zum vorliegenden zweiten Projektbericht verwendeten Annahmen zu wirtschaftlich erschließbaren Lastreduktionspotenzialen in den berücksichtigten europäischen Ländern für die Jahre 2021 und 2030 sind identisch zu denen des ersten Projektberichtes und sind Abbildung 2-15 zu entnehmen.¹¹² In Summe über alle betrachteten Länder (ohne Deutschland) beläuft sich die erschließbare Leistung der freiwilligen Lastreduktion auf 31 GW im Jahr 2021 und 54 GW im Jahr 2030.

ABBILDUNG 2-15: WIRTSCHAFTLICH ERSCHLIEßBARE LASTREDUKTIONSPOTENZIALE 2021 UND 2030 IN DEN BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDERN (OHNE DEUTSCHLAND)



Quellen: Eigene Recherchen und Annahmen.

2.5 Entwicklung der Stromnachfrage

Neben einer möglichst realitätsnahen Abbildung der erzeugungsseitigen Angebotsoptionen und lastseitigen Flexibilitätsoptionen ist eine möglichst realistische Abschätzung der Entwicklung der Stromnachfrage für die Analyse von Bedeutung. Ausgehend von einer Prognose der Entwicklung des nach Anwendungsbereichen

¹¹² Vgl. r2b / consentec (2019).

differenzierten jährlichen Stromverbrauchs (vgl. Abschnitt 2.5.1) und der Entwicklung des Umwandlungssektors (vgl. Abschnitt 2.5.2) leiten wir die Entwicklung der stündlichen Stromnachfrage ab (vgl. Abschnitt 2.5.3). Der Umwandlungssektor beinhaltet auch die großtechnischen Sektorkopplungstechnologien im Bereich *Power-to-X*, also *Power-to-Gas* (PtG) sowie *Power-to-Heat* (PtH). Anschließend stellen wir in Abschnitt 2.5.4 dar, welche Annahmen wir bei der Entwicklung der Stromnachfrage sog. *neuer Verbraucher* getroffen haben (lastseitige Flexibilität). 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.

2.5.1 Entwicklung des Endstromverbrauchs

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 Sektorkopplungsoptionen dieser Untersuchung sind Wärmepumpen, Elektromobilität im Personenverkehr und Oberleitungs-LKW.

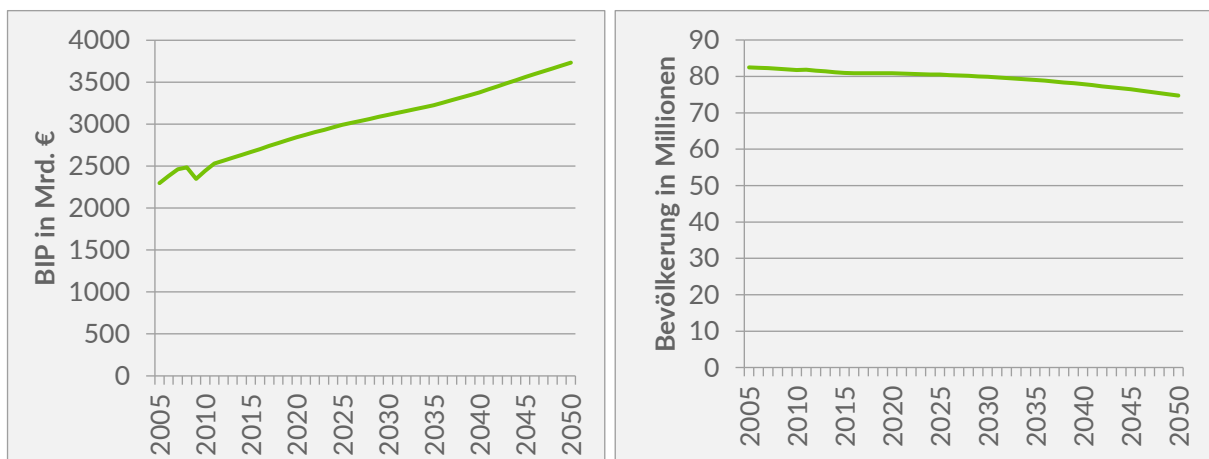
Hinsichtlich der methodischen Ausgestaltung ist FORECAST charakterisiert durch eine umfangreiche Berücksichtigung des strukturellen und technologischen Wandels. Der strukturelle Wandel wird anhand von exogenen Rahmenparametern (z. B. sektorale Bruttowertschöpfung) abgebildet, während der technologische 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 des ersten Projektberichts 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 2-16 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 2.6.2 diskutiert werden.

ABBILDUNG 2-16: 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 beinhalten 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 (z.B. EEWärmeG) und einer weiteren Förderung von Sanierungsmaßnahmen (z.B. 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 Autobahnen in Europa gebaut, was im Güterverkehr zur Diffusion von Hybrid-OberleitungslKWs (HO-LKW) führt. Die Auslastung des Güter- und Personenverkehrs auf der Schiene steigt moderat an, entsprechend zur weiteren Elektrifizierung neuer Strecken.

Ergebnisse

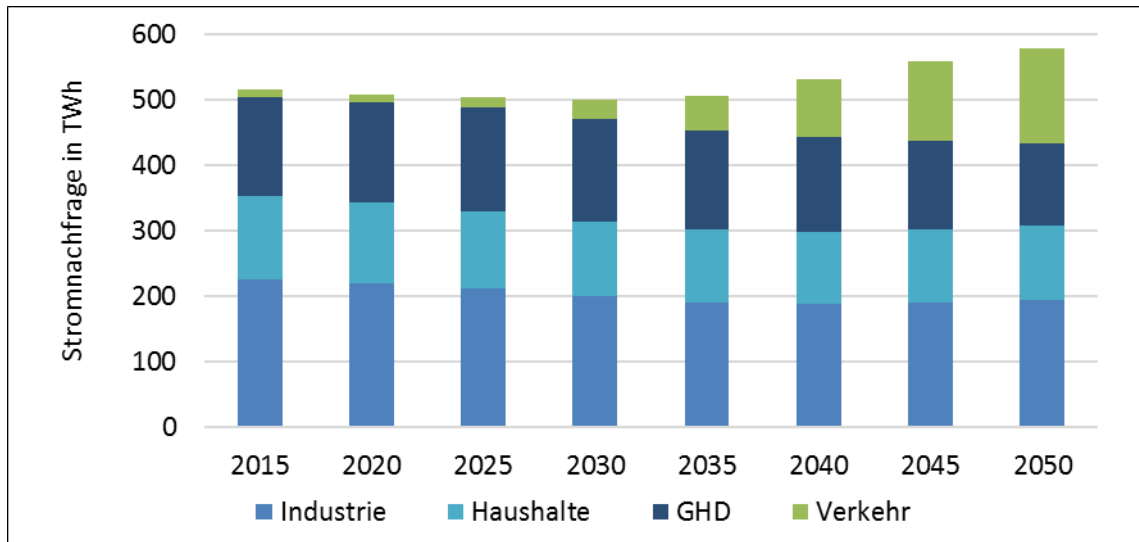
Als Ausgangspunkt für die explorative Analyse dient die historische Entwicklung der Stromnachfrage, die als Kalibrierungsgrundlage zugrunde gelegt wird: Für Deutschland werden die Statistiken der AG Energiebilanzen (AGEB 2019) und für die Nachbarländer von Eurostat (Eurostat 2019a) herangezogen. Die Systemgrenze stellt dabei stets die Nachfrage in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr dar.

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 2-17 dargestellt. Bis zum Jahr 2030 ist ein Rückgang der Stromnachfrage zu verzeichnen (- 3 % ggü. 2015 / 499 TWh in 2030), 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 (+ 12 % ggü. 2015 / 578 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 2-17: SEKTORALE STROMNACHFRAGE FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2050 (EIGENE BERECHNUNGEN).



Quellen: Eigene Berechnungen.

In Tabelle 2-4 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.

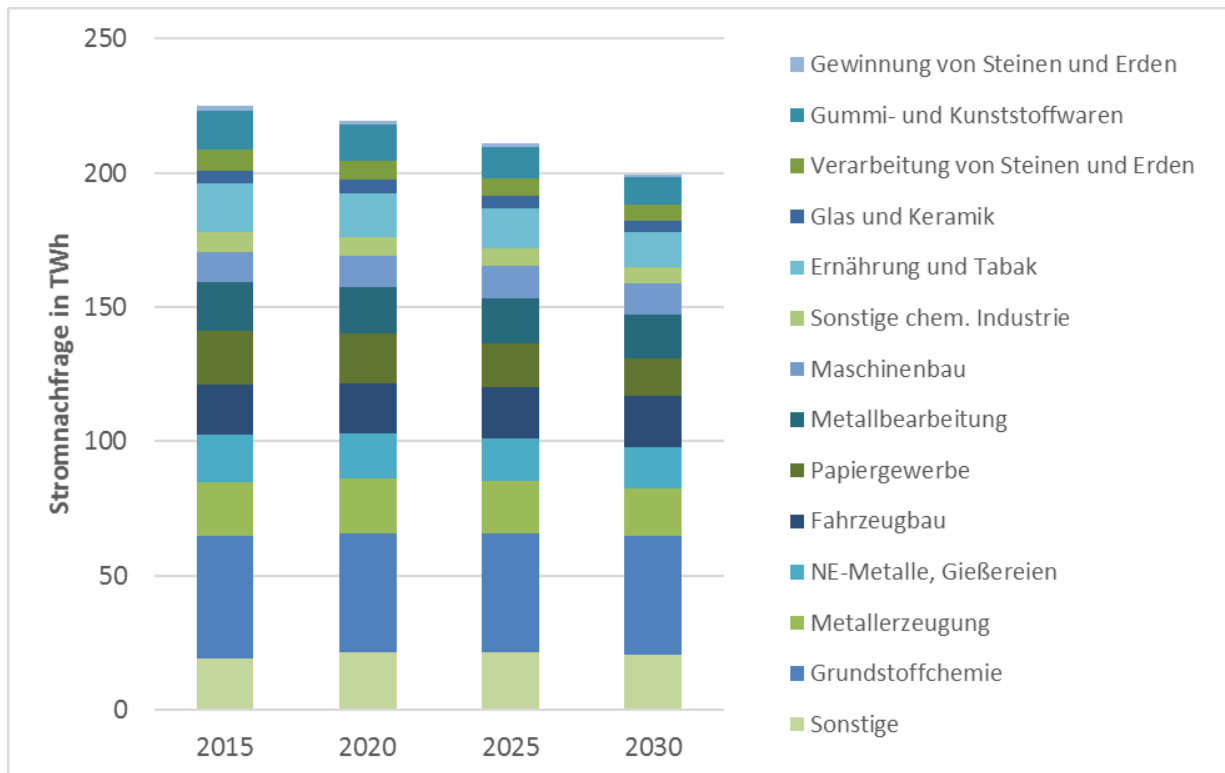
TABELLE 2-4: SEKTORALE STROMNACHFRAGE IM JAHR 2020 UND 2030, SOWIE AUFTEILUNG NACH KLASSISCHEN UND NEUEN ANWENDUNGEN (WÄRMEPUMPE UND ELEKTROMOBILITÄT).

TWh	2020			2030		
	Gesamt	Klassische Anwendungen	Neue Anwendungen	Gesamt	Klassische Anwendungen	Neue Anwendungen
Haushalte	123,2	110,8	12,4	114,6	98,4	16,3
GHD	152,6	148,4	4,3	156,1	149,7	6,4
Industrie	219,6	219,6	0	199,5	199,5	0
Verkehr	12,2	11,5	0,8	28,5	11,4	17,1
Gesamt	507,6	490,2	17,4	498,8	458,9	39,8

Stromnachfrage Industrie

Die Stromnachfrage sinkt kontinuierlich bis zum Jahr 2030 (Abbildung 2-18). 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 2-18: STROMNACHFRAGE INDUSTRIE NACH SUBSEKTOREN FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNG).



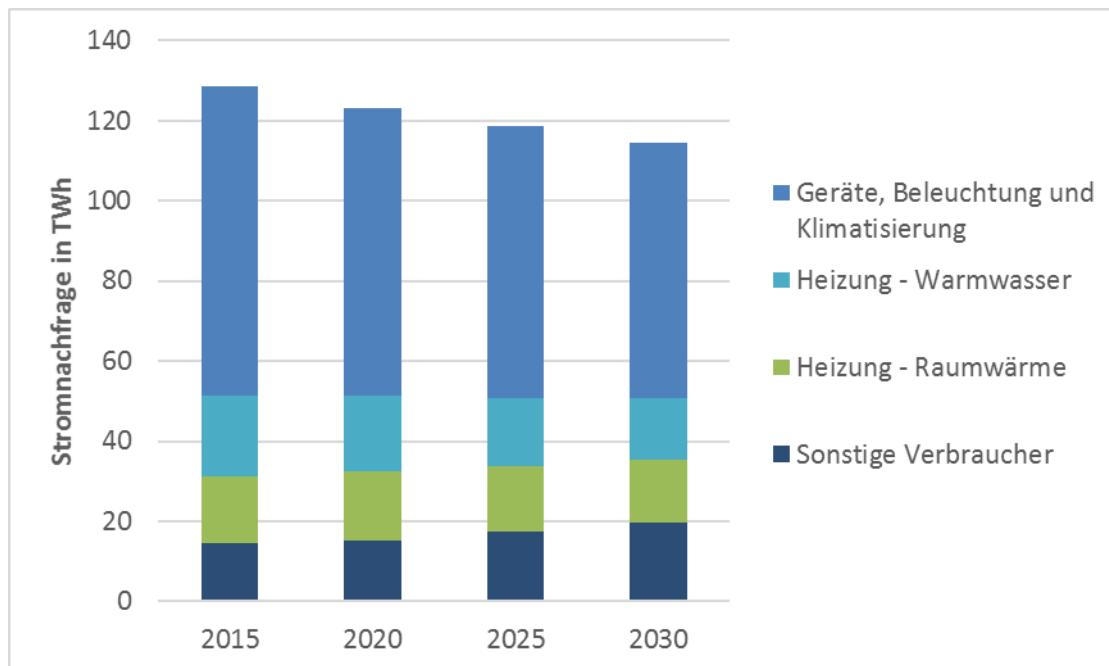
Quellen: Eigene Berechnungen.

Stromnachfrage Haushalte

Die Stromnachfrage im Haushaltssektor ist kontinuierlich rückläufig bis 2030. Der größte Anteil der Stromnachfrage ist auf große Geräte und Beleuchtung zurückzuführen (Abbildung 2-19). Durch die bereits implementierten und geplanten Richtlinien zu Mindesteffizienzstandards sinkt deren spezifischer Stromverbrauch. Da Geräte, insbesondere Weiße Ware, sich bereits nahezu im Bereich der Marktsättigung 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 2-19: STROMNACHFRAGE HAUSHALTE NACH ANWENDUNGEN FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNG).

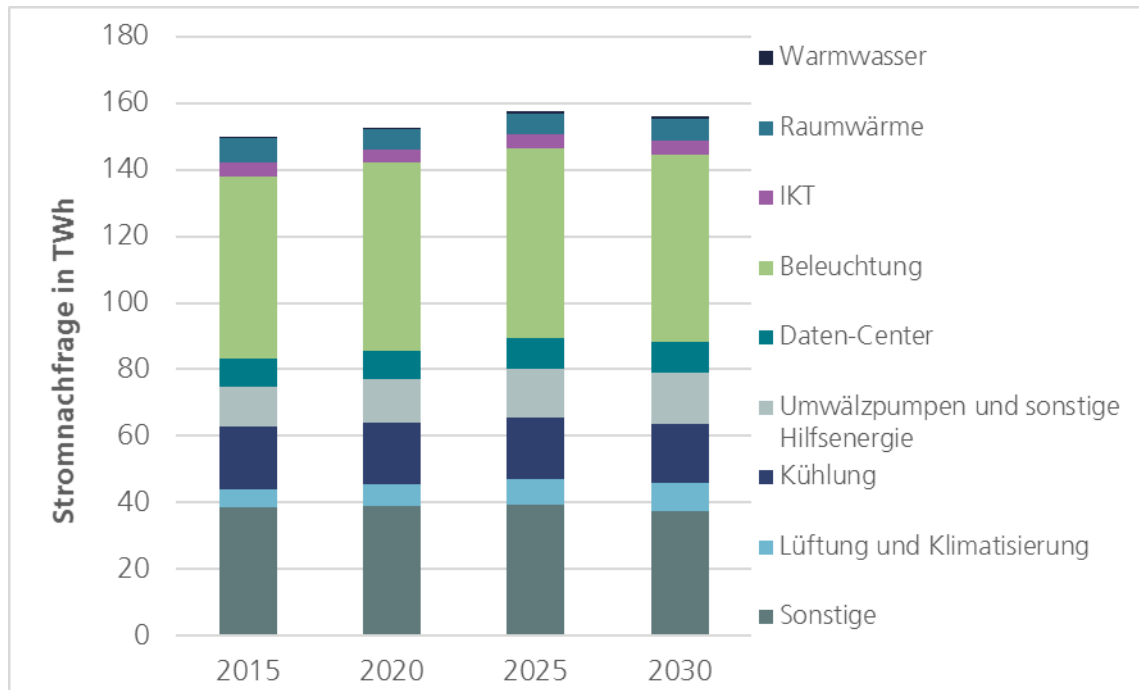


Quellen: Eigene Berechnungen.

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 2-20). 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 6,5 TWh in 2030.

ABBILDUNG 2-20: STROMNACHFRAGE GHD NACH BRANCHEN FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNG).

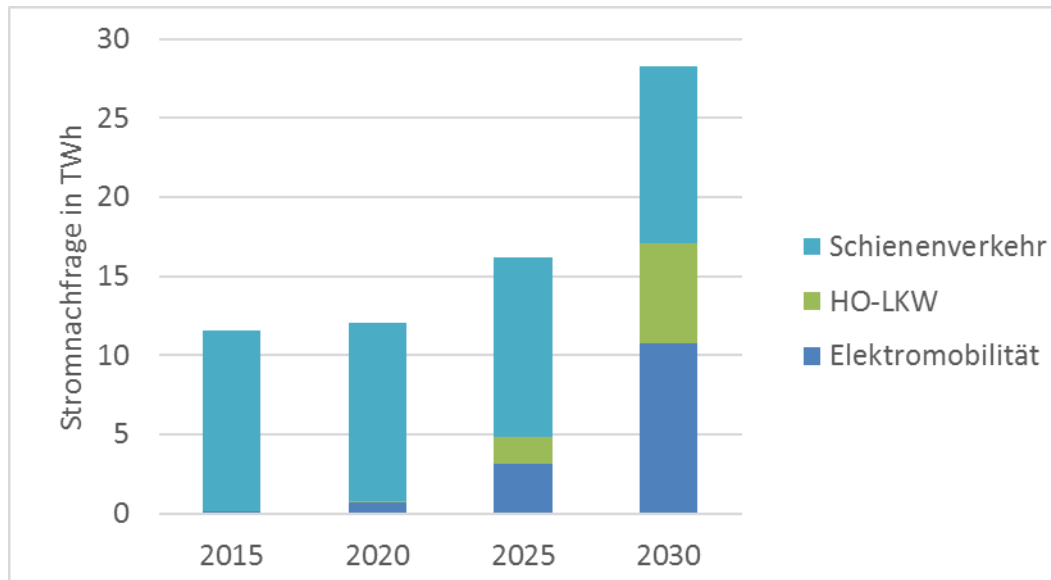


Quellen: Eigene Berechnungen.

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 4,5 Mio. Elektroautos, mit nahezu gleichen Marktanteilen von batterieelektrischen (BEV) und Plug-in hybriden (PHEV) Fahrzeugen (Abbildung 2-18). Im Güterverkehr führen Oberleitungs-LKW (HO-LKW) zu einer Stromnachfrage-Erhöhung von 6 TWh.

ABBILDUNG 2-21: STROMNACHFRAGE VERKEHR FÜR DEN ZEITRAUM 2015 BIS 2030 (EIGENE BERECHNUNGEN).



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 des ersten Berichts). 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 2-4 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.

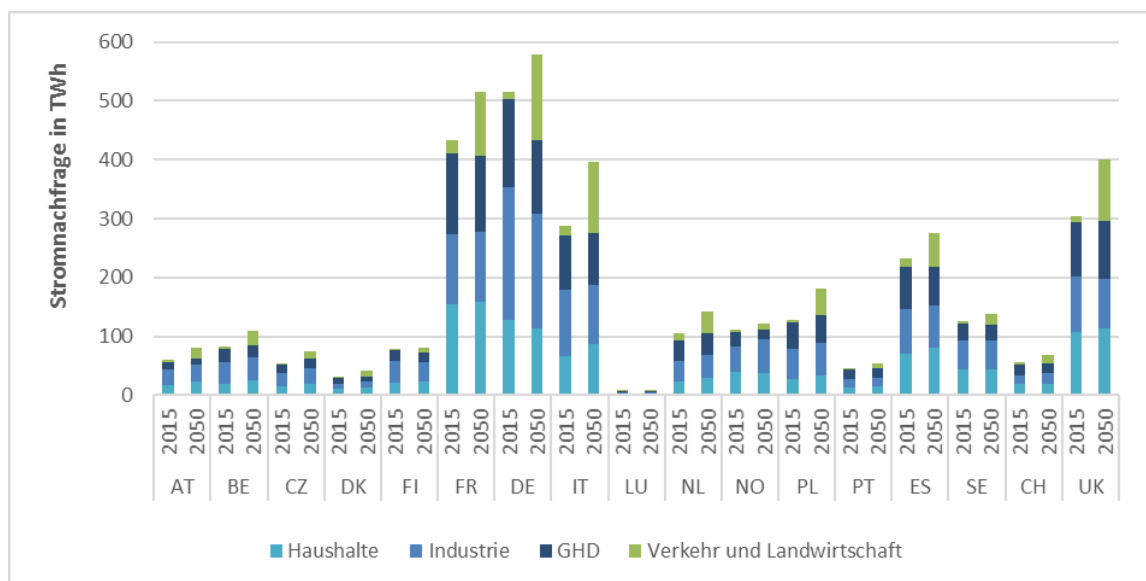
TABELLE 2-5: ENTWICKLUNG DER TREIBER BEVÖLKERUNG UND BRUTTOINLANDSPRODUKT IN DEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN BIS 2030

	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 2-22 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 2-22: ENTWICKLUNG DER SEKTORALEN STROMNACHFRAGE IN DEN ANRAINERSTAATEN ZWISCHEN 2015 UND 2050



Quellen: Eigene Berechnungen.

2.5.2 Entwicklung des Umwandlungssektors

Während im vorhergehenden Absatz die Entwicklung der Endstromnachfrage beschrieben wurde, wird im Folgenden die Entwicklung des Stromverbrauchs im

Umwandlungssektors beschrieben. Der Verbrauch des Umwandlungssektors, in dem Energie verbraucht wird, um eine andere Energieform zu erzeugen, entfällt insbesondere auf folgende Umwandlungsbranchen:

- Braunkohletagebaue
- Großtechnische elektrische Wärmeerzeugung (PtH) in Form von Elektrokesseln und Großwärmepumpen
- Power-to-gas (power-to-hydrogen und power-to-methan)
- Großbatteriespeicher
- Netzverluste beim Transport elektrischer Energie (Verteil- und Übertragungsnetz)
- Raffinerien und weitere Umwandlungsbereiche

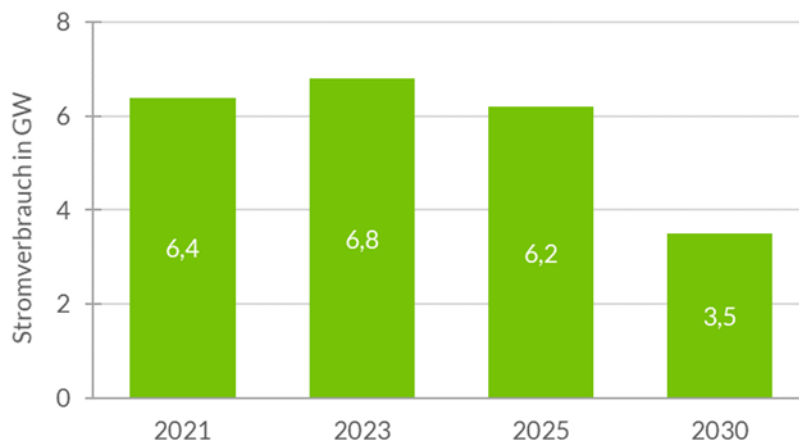
Die Entwicklung des Stromverbrauches in diesen Branchen des Umwandlungssektors sind nachfolgend einzeln beschrieben. Abschließend wird die Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs unter Berücksichtigung des Umwandlungssektors dargestellt.

Entwicklung der Braunkohletagebaue

Braunkohletagebaue weisen einen relativ hohen Stromverbrauch auf. Neben dem Strom, der für das Abbaggern und den Transport der Kohle zu den Kraftwerken benötigt wird, sind in der Regel umfängliche Pumpsysteme zur Abführung des Grundwassers erforderlich, die kontinuierlich Strom verbrauchen. Mit dem gemäß KWSB-Abschlussbericht empfohlenen Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 wird dementsprechend auch der Stromverbrauch der Tagebaue rückläufig sein und schließlich entfallen. Da Tagebaue nach dem Abbau der Kohle zur Verfeuerung in der Regel noch relativ aufwändig renaturiert werden müssen und hierzu der Pumpenbetrieb sowie Bodenbewegungen mit den Baggern weiterhin erforderlich sind, haben wir vereinfacht einen Zeitverzug von je fünf Jahren zwischen Ende des Kohlenabbaus und tatsächlichem Ende des Stromverbrauches in einem Tagebau unterstellt. Den Anteil des Stromverbrauchs der Tagebaue an der Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke haben wir auf Basis der Agora-Studie „Die deutsche

Braunkohlenwirtschaft“ ermittelt und für die Zukunft fortgeschrieben.¹¹³ Die resultierende Entwicklung des Stromverbrauchs der Tagebaue in Deutschland ist in Abbildung 2-23 dargestellt.

ABBILDUNG 2-23: ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS DER TAGEBAUE IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung.

Entwicklung der großtechnischen elektrischen Wärmeerzeugung

Auch wird bereits vermehrt in großtechnischem Maßstab Strom zur Bereitstellung von Wärme genutzt. Hierbei differenzieren wir in der Betrachtung zwischen direkter Wärmeerzeugung mittels elektrischer Heizkessel (E-Heizer) und indirekter Wärmeerzeugung unter Nutzung der Umweltwärme mittels Großwärmepumpen. In der Modellierung haben wir die Annahmen zu diesen beiden Technologien auf Basis des Szenario B des genehmigten Szenariorahmens des NEP 2021-35 zunächst für Deutschland abgeleitet.¹¹⁴

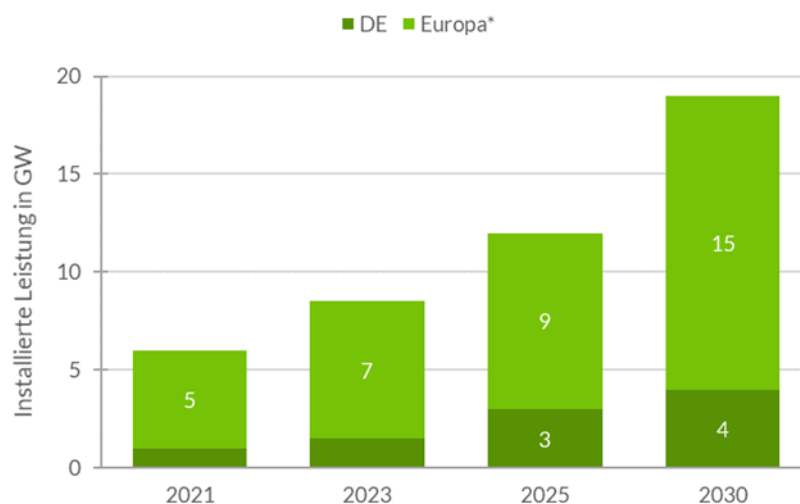
Der Stromverbrauch der E-Heizer wird modellendogen ermittelt. Hierbei wird ein stromgeführter Betrieb unterstellt, bei dem die Opportunität vereinfacht dem Wärmepreis entspricht, der sich beim Betrieb eines erdgasbefeuerten Heizkessels ergäbe. Der jährliche Stromverbrauch der Großwärmepumpen wird dem Modell

¹¹³ Vgl. Agora (2017) „Die deutsche Braunkohlenwirtschaft“.

¹¹⁴ Vgl. BNetzA (2020a).

hingegen für das Ausland vollständig exogen vorgegeben.¹¹⁵ Für Deutschland ist hingegen nur eine Obergrenze implementiert – es kann also auch weniger Strom verbraucht werden. Die Großwärmepumpen in Deutschland werden im Modell optimiert gegen KWK- Kraftwerke, Heizkessel, E- Heizer und Wärmespeicher gefahren. Die installierte Leistung von E-Heizern und Großwärmepumpen ist in Abbildung 2-24 dargestellt. Die Leistung der Großwärmepumpen in Deutschland steigt hierbei im Betrachtungshorizont von 2021 mit wenigen hundert MW (Pilotanlagen und Innovationsprojekte) im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 kontinuierlich auf 2,7 GW an. Die in Deutschland installierte Leistung von E-Heizern erhöht sich moderat von ca. 900 MW im Jahr 2021 auf ca. 1.600 MW im Jahr 2030.

ABBILDUNG 2-24: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON PTH (E-HEIZER UND GROßWÄRMEPUMPEN) FÜR DEUTSCHLAND UND DAS BERÜCKSICHTIGTE AUSLAND.



* Europa: AT, DK, NL, BE, LU, FR, CH, CZ, PL, GB, IT, NO, SE, FI

Quelle: Eigene Darstellung.

Die entsprechenden Annahmen zur installierten Leistung beider Technologien und zum Stromverbrauch der Großwärmepumpen für das berücksichtigte Ausland

¹¹⁵ Für die Großwärmepumpen sind 2.200 Vollbenutzungsstunden (für Deutschland als Obergrenze implementiert) angenommen. Hierbei haben wir uns an die Angabe des genehmigten NEP Szenariorahmens 2021-35 orientiert, wo 3.000 VBS für Großwärmepumpen angesetzt werden. Aufgrund der geringeren EE-Einspeisung im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2035, haben wir auf Basis interner Berechnungen 2.200 VBS angesetzt.

haben wir auf Basis der Annahmen für Deutschland abgeleitet. Hierzu haben wir das historische Verhältnis (Statistik 2017) des Fernwärmeverbrauchs des jeweiligen Landes zum deutschen Fernwärmeverbrauch genutzt.

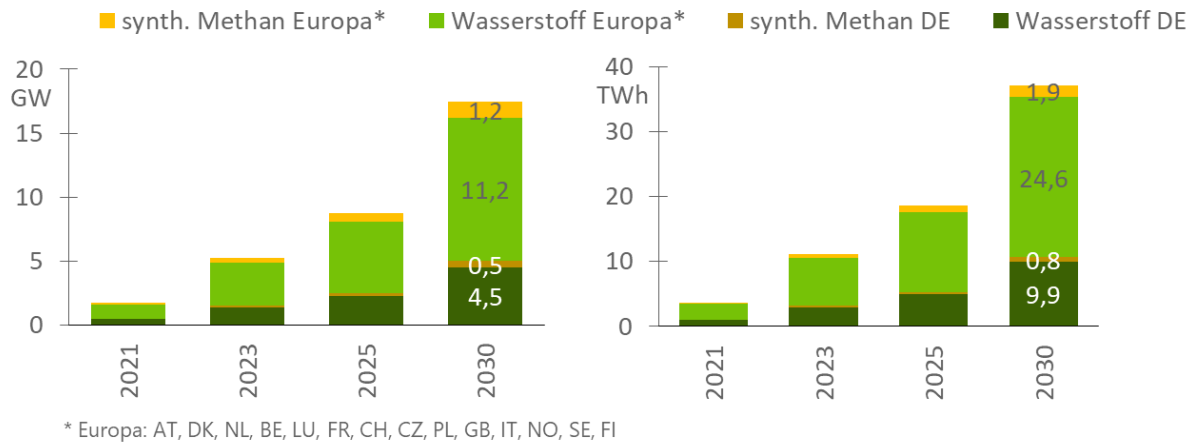
Entwicklung von Power-to-Gas (Power-to-Hydrogen und Power-to-Methane)

Auch im Bereich der Verwendung von Strom zur Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan für die Sektoren Verkehr und Industrie sowie ggf. zur Rückverstromung sind in den letzten Jahren einerseits verstärkte Investitionstätigkeiten zu beobachten und, andererseits gewinnen diese Technologien auch im politischen und gesellschaftlichen Diskurs zur langfristigen Dekarbonisierung der Energieversorgung zuletzt stark an Bedeutung. Am 10.06.2020 hat die Bundesregierung die *Nationale Wasserstoffstrategie*¹¹⁶ beschlossen, in der Ziele und Maßnahmen für die Entwicklung von Wasserstoff zur weiteren Dekarbonisierung verankert sind. Die Entwicklung der installierten Leistung sowie die jährlichen Verbrauchsmengen geben wir dem Modell exogen vor. Der Dispatch dieser Technologien erfolgt endogen. Für Deutschland berücksichtigen wir die Angaben zur installierten Leistung und zum Stromverbrauch von PtG differenziert nach power-to-hydrogen (PtH₂) und power-to-methan (PtM) der *Nationalen Wasserstoffstrategie* sowie des Szenario B des genehmigten Szenariorahmens des NEP 2021 – 2035.¹¹⁷ Zwischenjahre wurden interpoliert.

¹¹⁶ Vgl. BMWi (2020b)

¹¹⁷ Vgl. BNetzA (2020a)

ABBILDUNG 2-25: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG UND DES STROMVERBRAUCHS VON PTG FÜR DEUTSCHLAND UND DAS BERÜCKSICHTIGTE AUSLAND.



Quelle: Eigene Darstellung.

Für das berücksichtigte Ausland haben wir die Annahmen für Deutschland übertragen. Für PtG (PtM, PtH₂) haben wir die Annahme für Deutschland des historischen Verhältnisses (Statistik 2017) des Erdgasverbrauchs der Industrie und des GHD-Sektors auf das berücksichtigte Ausland übertragen.

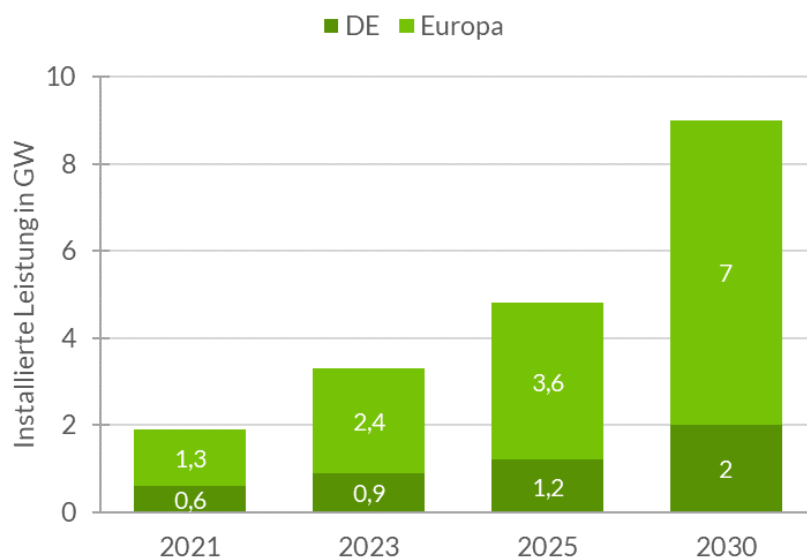
Entwicklung der Großbatteriespeicher

Seit einigen Jahren werden vermehrt großtechnische Batterien errichtet und an den Strommärkten vermarktet. Die Anwendungsbereiche erstrecken sich von Systemdienstleistungen, die direkte Teilnahme an den wettbewerblichen Großhandelsmärkten für Strom sowie sog. „behind the meter“ Anwendungen, bei denen die Speicher genutzt werden, um den Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu flexibilisieren und / oder Eigenverbrauchsanteile zu erhöhen.

Die Entwicklung der installierten Leistung geben wir dem Modell exogen vor, während der Einsatz der Anlagen modellendogen ermittelt wird. Unsere Annahmen für Deutschland stützen sich in diesem Bereich auf die Angabe zu Großbatteriespeichern (> 150 kW) des Szenario B des genehmigten Szenariorahmens des NEP 2021 – 2035, in dem im Jahr 2035 von einer installierten Leistung von

3,4 GW ausgegangen wird.¹¹⁸ Im Zeitverlauf von 2020 bis 2030 steigt die installierte Leistung von ca. 600 MW im Jahr 2020 sukzessive auf 2 GW an.¹¹⁹ Die Entwicklung der installierten Leistung der Großbatteriespeicher für Deutschland und das berücksichtigte Ausland ist in Abbildung 2-26 dargestellt.

ABBILDUNG 2-26: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG GROßBATTERIESPEICHER FÜR DEUTSCHLAND UND DAS BERÜCKSICHTIGTE AUSLAND.



Quelle: Eigene Darstellung.

Für das berücksichtigte Ausland haben wir zunächst die aktuell installierte Leistung auf Basis einer weltweiten Datenbank ermittelt.¹²⁰ Für die zukünftige Entwicklung installierten Leistung haben wir die Entwicklung des Verhältnisses des Endstromverbrauchs des jeweiligen Landes ins Verhältnis zur Entwicklung des deutschen Endstromverbrauches gesetzt.

¹¹⁸ Die Leistung privater PV-Speicher im Haushaltsbereich und gewerblicher Anwendungen haben wir hierbei nicht berücksichtigt, da hier nicht davon auszugehen ist, dass diese marktdienlich (also anhand der Großhandelspreise) eingesetzt werden.

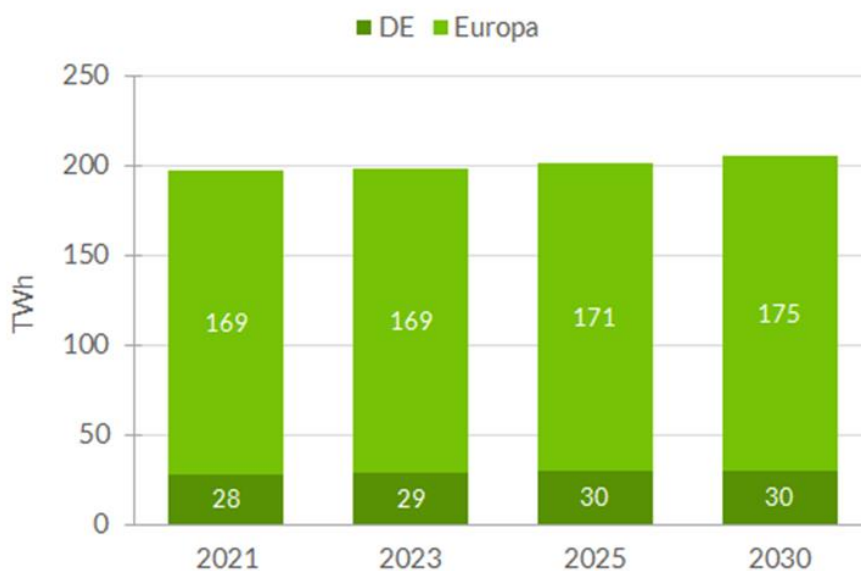
¹¹⁹ Die installierte Leistung i. H. v. ca. 600 MW im Jahr 2021 basiert auf einer Interpolation des Wertes für das Jahr 2020 (446 MW) der aktuellen Kraftwerkliste der BNetzA (Stand 1.4.2020) auf 2 GW im Jahr 2030.

¹²⁰ Vgl. DOE Global Energy Storage Database, zuletzt abgerufen am 8.7.2020. Es wurden nur Anlagen größer 1 MW berücksichtigt, deren Status „in Betrieb“ war.

Entwicklung der Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz

Bei der Übertragung und Verteilung des Stroms zu den Endverbrauchern entstehen sowohl im Verteil- als auch im Übertragungsnetz Verluste. Diese Netzverluste geben wir dem Modell exogen vor. Die jährlichen Mengen der Netzverluste haben wir für Deutschland dem Szenario B des genehmigten Szenariorahmens des NEP 2019 – 2030 entnommen. Für die Zwischenjahre sowie das berücksichtigt Ausland haben wir diese Annahmen anhand des Endstromverbrauches skaliert. Die resultierenden Netzverluste für Deutschland und das berücksichtigte Ausland sind in Abbildung 2-27 dargestellt.

ABBILDUNG 2-27: ENTWICKLUNG DER NETZVERLUSTE FÜR DEUTSCHLAND UND DAS BERÜCKSICHTIGTE AUSLAND.



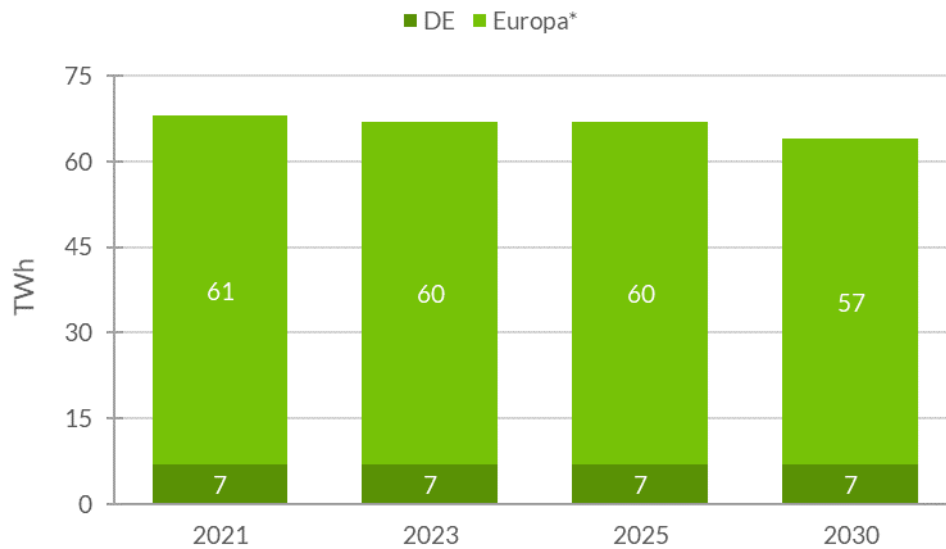
* Europa: AT, DK, NL, BE, LU, FR, CH, CZ, PL, GB, IT, NO, SE, FI

Quelle: Eigene Darstellung.

Entwicklung der Raffinerien und weiterer Umwandlungsbereiche

Den Stromverbrauch von Raffinerien und weiterer anderer Umwandlungsbereiche in Deutschland und im berücksichtigten Ausland haben wir auf Basis der Statistik (Jahr 2017) ermittelt und anhand der Prognose des industriellen Stromverbrauchs in die Zukunft fortgeschrieben. Die resultierende Entwicklung des Verbrauchs in Raffinerien und weiteren Umwandlungsbereichen für Deutschland und Europa ist in Abbildung 2-28 dargestellt.

ABBILDUNG 2-28: ENTWICKLUNG DES VERBRAUCHS IN RAFFINERIEEN UND WEITEREN UMWANDLUNGSBEREICHEN FÜR DEUTSCHLAND UND DAS BERÜCKSICHTIGTE AUSLAND.



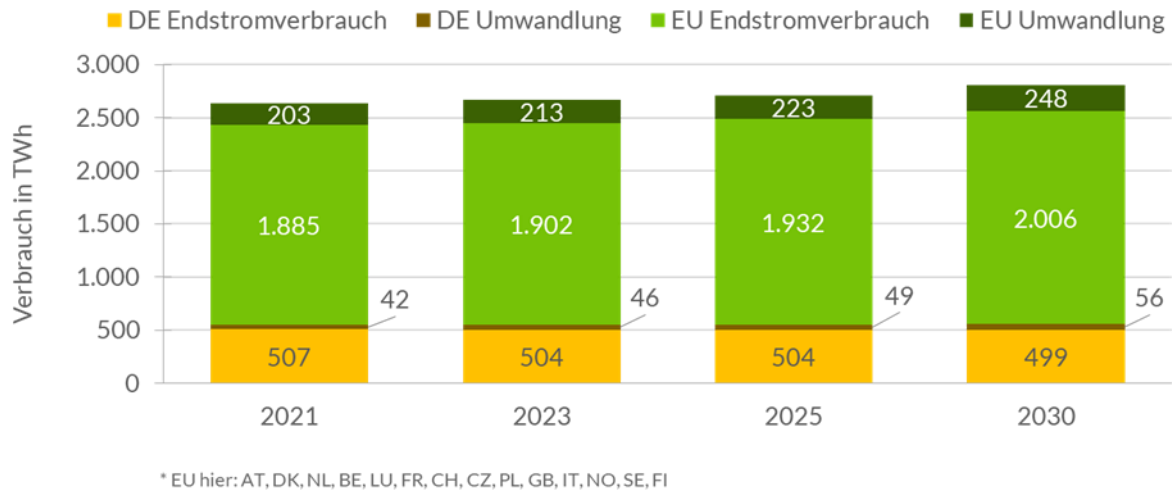
* Europa: AT, DK, NL, BE, LU, FR, CH, CZ, PL, GB, IT, NO, SE, FI

Quelle: Eigene Darstellung.

Entwicklung des Stromverbrauchs aller Bereiche des Umwandlungssektors

Abschließend ist in Abbildung 2-29 die Aggregation aller zuvor dargestellten Stromverbräuche des Umwandlungssektors sowie die Entwicklung des Endstromverbrauchs (vgl. Abschnitt 2.5.1) gesamthaft dargestellt.

ABBILDUNG 2-29: ENTWICKLUNG DES ENDSTROMVERBRAUCHS UND DES VERBRAUCHS DES GESAMTEN UMWANDLUNGSSEKTORS FÜR DEUTSCHLAND UND DAS BERÜCKSICHTIGTE AUSLAND.



Quelle: Eigene Darstellung.

Diese Summe entspricht nahezu der Modellstromnachfrage in unserem europäischen Strommarktmodell für das Wetterjahr 2011. Die Stromnachfrage temperatursensitiver Anwendungszwecke variiert entsprechend in anderen Wetterjahren. Zudem kommen noch die modellendogen ermittelten Verbräuche von Pumpspeichern und PtH (nur E-Heizer) hinzu.

2.5.3 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. Dabei ist nicht nur die stündliche Gesamtlast eines Landes von Relevanz, sondern insbesondere sind auch Entwicklungen in den einzelnen Sektoren und Anwendungen zu differenzieren. 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 gehö-

ren neben den in Abschnitt 2.4.2 beschriebenen Flexibilitätsoptionen, deren Potenziale mit der stündlichen Last variieren, in erster Linie Anwendungen mit Speichermöglichkeiten, wie Elektromobilität und Wärmepumpen.¹²¹

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 stündlicher Lastprognosen.¹²² 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. Für die einzelnen Anwendungen werden zunächst Laststrukturen pro Typtag und Wetterausprägung (wenn Abhängigkeit vorhanden) entwickelt. Dabei handelt es sich um typische Verbrauchsmuster in Abhängigkeit davon, an welchem Wochentag, zu welcher Uhrzeit (und bei welcher Temperatur oder welchem Sonnenstand) der Strom für die jeweilige Anwendung bezogen wird.¹²³ Anschließend werden die Typtag-basierten Lastprofile auf die

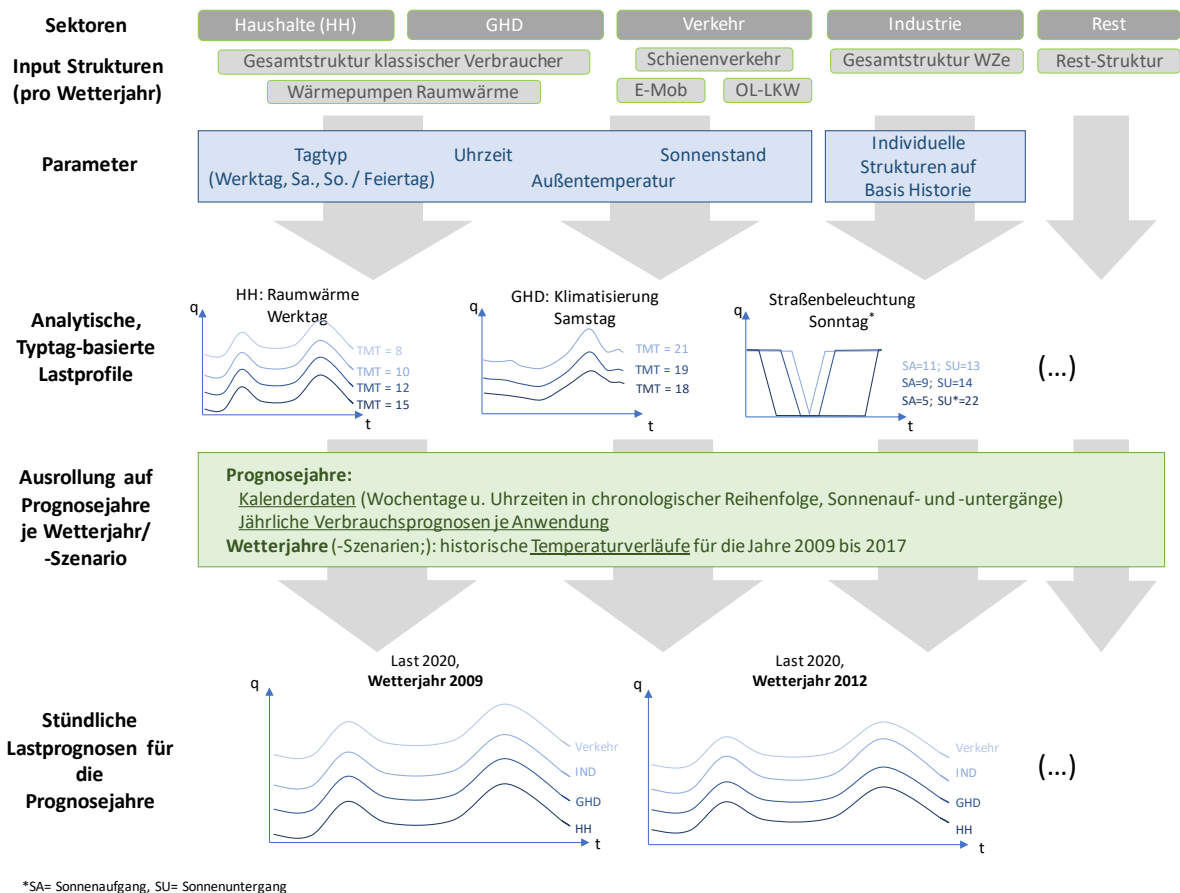
¹²¹ Zur Modellierung neuer Verbraucher siehe gesonderte Darstellungen im Folgeabschnitt 2.5.4.

¹²² Eine detaillierte Beschreibung unseres Modells zur Generierung stündlicher Laststrukturen findet sich in Anhang E in r2b / Consentec (2019).

¹²³ 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.

Prognose- und Wetterjahre unter Einbezug der jeweiligen Tages- und Wetterstruktur ausgerollt. Eine schematische Darstellung der Vorgehensweise ist in Abbildung 2-30 gegeben.

ABBILDUNG 2-30: VORGEHENSWEISE IM MODELL ZUR GENERIERUNG STÜNDLICHER LASTPROGNOSEN AUF BASIS ANALYTISCHER VERBRAUCHSPROFILE (SCHEMATISCHE DARSTELLUNG)



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Annahmen zu jährlichen Endenergieverbräuchen der abgebildeten Sektoren, Anwendungen und Wirtschaftszweigen 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 2.5.1). 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.

2.5.4 Modellierung der Last neuer Verbraucher

Modellierung im Strommarktmodell

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 Lastverschiebe- oder -reduktionspotenziale 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.

Für die Abbildung der **Elektromobilität im Personen- und Güterverkehr mit leichten Nutzfahrzeugen** führen wir zunächst gesonderte Vorabanalysen in dem bei der r2b energy consulting vorliegenden „Lasttool Elektromobilität“ durch, in dem die Generierung synthetischer Ladeprofile für unterschiedliche Nutzergruppen erfolgt: In dem Tool wird zunächst zwischen öffentlichem und nichtöffentlichem Laden sowie nach den Wochentagen „Montag“, „sonstiger Werktag“, „Samstag“ und „Sonntag = Feiertag“ unterschieden.¹²⁴ Während wir für die Darstellung des öffentlichen Normal- und Schnellladens auf Profilen aus Literaturangaben aufbauen, greifen wir für die Modellierung des nichtöffentlichen Ladens auf Basis von Literaturangaben auf das typische Fahrverhalten unterschiedlicher Nutzergruppen zurück:¹²⁵ Nicht-Berufstätige, Berufstätige mit unterschiedlichem Pendelverhalten, unterschiedliche Freizeit- und Einkaufsgewohnheiten, Dienstwagen, usw. Für jede dieser Nutzergruppen werden Start- und Ankunftszeiten sowie tägliche Fahrleistungen jeweils unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren hinterlegt. Darauf aufbauend erfolgt eine Simulation des täglichen Fahrverhaltens und der Standzeiten für die einzelnen Nutzergruppen. Auf Basis dieser Informationen und auf Basis von Annahmen zum Verbrauch, zu Ladeleistungen an unterschiedlichen Abstellorten („zu Hause“ bzw. „am Arbeitsplatz“) und zu durchschnittlichen

¹²⁴ Bei der Simulation des Fahr- und Ladeverhaltens wird für das nächtliche Ladeverhalten das Fahrverhalten des Vortages berücksichtigt; deswegen ist es notwendig, den Montag gesondert zu modellieren.

¹²⁵ Vgl. Hacker et al. (2011), Morrissey et al. (2016) und Schröder und Traber (2012).

Batteriekapazitäten der Fahrzeuge werden für unterschiedliche Nutzergruppen, Typtage und Stichjahre Laststrukturen entwickelt. Hierbei wird auch zwischen rein batterieelektrischen Fahrzeugen und Plug-in-Hybridfahrzeugen unterschieden.¹²⁶ Die resultierenden Strukturen pro Nutzergruppe werden basierend auf Literaturangaben gewichtet und zu den Gesamtprofilen „nichtöffentliches Laden privat“, „nichtöffentliches Laden gewerblich“ und „öffentliches Laden“ aggregiert.

Für das nichtöffentliche Laden von PKW und leichten Nutzfahrzeugen haben wir zusätzlich angenommen, dass die Fahrzeuge in drei unterschiedlichen Modi geladen werden können:

- *Ungesteuertes Laden:* Nach Ankunft am Abstellort wird solange mit voller Ladeleistung aufgeladen, bis die Fahrzeugbatterie wieder vollständig aufgeladen ist.
- *Reduziertes Laden:* Es wird angenommen, dass das Fahrzeug über die gesamte Standzeit mit reduzierter Leistung geladen wird, so dass die Fahrzeugbatterie am Ende der Standzeit wieder vollständig aufgeladen ist.
- *Intelligentes Laden:* Innerhalb der Standzeit wird entsprechend der Großhandelspreise am Strommarkt optimiert geladen. Für die Modellierung werden dabei jeweils stündliche Strukturen wie „Verbrauch beim Fahren“, „Akkufüllstand“ sowie „maximal mögliche Bezugsleistung“ bestimmt, welche als Inputparameter in das fundamentale Strommarktmodell eingehen. Entsprechend der Großhandelspreise am Strommarkt wird dann optimiert geladen, sodass der Speicher nie „leerläuft“ oder „überläuft“ und die geladene Strommenge in einer Stunde auf die verfügbare Ladekapazität der am Stromnetz befindlichen Fahrzeuge begrenzt ist.

Die angenommenen 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 2-6). Dieser Entwicklung liegt die Annahme zu Grunde, dass bei steigenden Anteilen an

¹²⁶ Vgl. Gnann et al. (2015) und IEA (2018b).

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 2-6: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER ANTEILE DER DREI LADESTRATEGIEN BIS ZUM JAHR 2030.

Verteilung zwischen Ladestrategien				
	2021	2023	2025	2030
Ungesteuert	91%	82%	73%	50%
Reduziert	6%	11%	17%	30%
Intelligent	4%	7%	11%	20%

Quelle: Eigene Annahmen.

Sowohl beim *ungesteuerten Laden* als auch beim *reduzierten Laden* modellieren wir im Ergebnis innerhalb des „Lasttools Elektromobilität“ jeweils eine Laststruktur, die anschließend in das Lasttool eingeht und dort auf die in den vorliegenden Analysen berücksichtigten Basisjahre ausgerollt wird. Dem Strommarktmodell wird für diese beiden Ladestrategien also jeweils ein strukturiertes, nicht veränderbares Verbrauchsprofil vorgegeben. Im Falle des *intelligenten Ladens* erfolgt die Übergabe der für die Optimierung relevanten Zeitreihen direkt an das fundamentale Strommarktmodell.

In unseren Analysen gehen wir davon aus, dass beginnend mit dem Stichjahr 2021 auch **Oberleitungs-LKW** genutzt werden. Um die hieraus resultierende Stromnachfrage innerhalb eines stündlichen Verbrauchsprofils abzubilden haben wir zunächst auf Basis von Literaturangaben zu Verkehrsmengendaten ein strukturiertes Verbrauchsprofil hergeleitet.¹²⁷ Bei den Oberleitungs-LKW handelt es sich um Hybridfahrzeuge, die neben einem elektrischen Antrieb auch einen Diesel-Antrieb nutzen und somit auch längere Zeit unabhängig von einer Oberleitung fahren können. Die LKW können daher das abgeleitete strukturierte Verbrauchsprofil ent-

¹²⁷ Vgl. Hacker et al. (2014).

weder unter Strombezug im Leitungsbetrieb „abfahren“ oder – bei hohen Strompreisen – auf Dieselbetrieb umstellen.¹²⁸ Die zur Verfügung gestellte Flexibilität besteht in diesem Fall also in der entsprechenden Lastreduktion, der im Strombetrieb fahrenden LKW.

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 Technologiemit in den unterschiedlichen Einsatzregionen Annahmen zum Verbrauchsverhalten und Leistungszahlen (COPs) hergeleitet. Darauf aufbauend modellieren wir – analog zur Modellierung des intelligenten Ladens bei Elektrofahrzeugen – die Möglichkeit einer Verbrauchsverschiebung um bis zu vier 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.

Modellierung in der VS-Bewertung

Die Flexibilität der neuen Verbraucher im Sinne der vorgenannten Definition wird auch im Modellschritt der VS-Bewertung nachgebildet. Gegenüber dem ersten Bericht wurde diesbezüglich eine Modellerweiterung umgesetzt, um der zunehmenden Relevanz dieser Flexibilitätsoptionen Rechnung zu tragen.

Aus Gründen der Handhabbarkeit findet gegenüber dem Strommarktmodell eine Aggregation statt. So werden flexible Verbräuche von E-Mobilität und Wärmepumpen zusammengefasst¹²⁹ und sind in der VS-Bewertung innerhalb einer maximalen Verschiebedauer¹³⁰ zu decken. Dabei werden lediglich diejenigen Elektrofahrzeuge bzw. Wärmepumpen herangezogen, die tatsächlich auch in der

¹²⁸ 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.

¹²⁹ Modelltechnisch werden diese durch Speicher mit negativem Zufluss abgebildet.

¹³⁰ Diese wird modelltechnisch durch eine Begrenzung des Speicherfüllstands abgebildet.

Strommarktsimulation einen preissensitiven Verbrauch aufweisen. Alle anderen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen werden weiterhin inflexibel in der Residuallastganglinie berücksichtigt.

Auch PtG-Anlagen (vgl. Abschnitt 2.5.2) werden mit ihrer Flexibilität in der VS-Bewertung berücksichtigt. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass deren Anlagenbetreiber den Verbrauch dann „einplanen“, wenn er zu günstigen Strompreisen am Markt gedeckt werden kann. Insofern ist davon auszugehen, dass die von diesen Anlagen verbrauchte Energiemenge im Jahresverlauf flexibel nachgefragt wird und insbesondere in Knappheitssituationen auf diesen Verbrauch verzichtet würde. Daher wird diese Energiemenge ohne Restriktionen der Verschiebedauer in die VS-Bewertung aufgenommen.¹³¹ Eine technische Restriktion bildet indes die maximale installierte Leistung dieser Anlagen, die auch in der VS-Bewertung nicht überschritten werden darf.

2.6 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 2.6.1) sowie variablen Betriebskosten für den Brennstoffeinsatz und für CO₂-Zertifikate (vgl. Abschnitt 2.6.2). 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 2.6.3 sind die Annahmen zu den geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten thermischer

¹³¹ Modelltechnisch erfolgt dies durch Speicher mit einem Anfangsfüllstand von null und einem Endfüllstand in Höhe des Jahresverbrauchs.

Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerken dargestellt. Bei KWK-Anlagen kommen darüber hinaus insbesondere Brennstoffausnutzungsgrade, Stromkennziffern und Stromverlustkennziffern ergänzend hinzu.

2.6.1 Investitions- und Betriebskosten

Bei einem dynamischen Modellierungsansatz, bei dem Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen 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 analog zum ersten Projektbericht die in Tabelle 2-7 dargestellte Kostenparametrierung für konventionelle Kraftwerke vorgenommen.¹³² Da wir annahmegemäß im vorliegenden zweiten Projektbericht in keinem der betrachteten Länder einen endogenen Zubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken mehr zulassen, haben die hier dargestellten Kosten für diese Technologien keine Relevanz für die Ergebnisse im vorliegenden zweiten Projektbericht.

¹³² Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 4.6.1.

TABELLE 2-7: ANNAHMEN ZU KOSTEN NEUER KONVENTIONELLER KRAFTWERKE

Parameter	Einheit	GuD - Kond.	Offene Gasturbine	Motor-kraftwerk	Braun-kohle	Stein-kohle
Elektrische Leistung (netto)	MW _{el}	>400	>100	>20	>800	>700
Investitionskosten (Gesamtkosten ohne Bauzeitinsen)	€ ₂₀₂₀ je KW _{el}	786	430	409	1.781	1.519
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₂₀ je KW _{el} p.a.	21	9	6	47	44
Sonstige variable Betriebskosten	€ ₂₀₂₀ je MWh _{el}	2	1,0	0,1	2	1,4

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

2.6.2 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.

Die Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle stellen sich in Abhängigkeit von den globalen Energiemärkten ein, da diese Energieträger weltweit transportiert und gehandelt 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 (z. B. für LNG) und hohe Kosten der erforderlichen Gasnetzinfrastruktur stehen

bei unterschiedlichen Förderkosten auch in der längeren Frist einem gänzlich harmonisierten Weltmarktpreis entgegen. Für Deutschland ist der Grenzübergangspreis für Erdgas in Europa ausschlaggebend.

Bei unseren Analysen im Rahmen dieser Studie stützen wir unsere Annahmen zu den zukünftigen Entwicklungen der Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in der mittleren und langen Frist (ab 2030) auf das *Stated Policies Scenario* des *World Energy Outlook (WEO 2019)* der *Internationalen Energieagentur (IEA)*.¹³³ Für die kurze Frist (bis zum Jahr 2023) ziehen wir aktuelle Terminmarktnotierung für Erdgas, Rohöl und Steinkohle an den relevanten Handelsplätzen heran.¹³⁴ Für den Zeitraum zwischen 2023 und 2030 verwenden wir linear (zwischen 2023 und 2030) interpolierte Preisprognosen. Zwar bietet die IEA im WEO 2019 bereits Preisprognosen für das Jahr 2025. Da die für 2025 von der IEA prognostizierten Preise allerdings teilweise stark oberhalb des aktuellen Niveaus an den Terminmärkten liegen, schließen wir darauf, dass die Prognosen der IEA für das Jahr 2025 bereits als überholt zu betrachten sind. Um unplausible Preissprünge von 2023 auf 2025 zu vermeiden, verwenden wir schließlich die WEO-Preisprognosen erst ab dem Jahr 2030.

Das *Stated-Policies-Szenario* stellt im WEO 2019 das aktuelle ‚best guess‘-Szenario der IEA dar und bildet in den relevanten Bereichen die Entwicklungen ab, die bei der Erstellung der Studie für am wahrscheinlichsten gehalten wurden.¹³⁵ In dem Szenario berücksichtigen die Autoren alle zum Zeitpunkt der Studienerstellung (bis Mitte 2019) bereits beschlossenen (teilweise noch nicht in Kraft getretenen) nationalen und internationalen Politikmaßnahmen und Regularien in den Bereichen Umwelt-, Klimaschutz- und Energiepolitik sowie angekündigte Maßnahmen und Beschlüsse, deren Umsetzung für sehr wahrscheinlich erachtet werden.

¹³³ Vgl. IEA (2019).

¹³⁴ Es wurde jeweils der Mittelwert der Tagespreise aller Handelstage im Zeitraum vom 31.01.2020 bis zum 29.02.2020 für die folgenden Produkte und Handelsplätze herangezogen: Rohöl: Brent Crude Oil Futures („Last“) der ICE (vgl. CME Group, 2020a); Erdgas: mit dem handelstäglichen Handelsvolumen gewichteter Mittelwert aus NCG- und GPL- Base-Jahresfutures (G0BY und G2BY, „Settlement“) der EEX (vgl. EEX, 2020a); Steinkohle: API2 CIF ARA Monatsfutures (Settlement) der CME (vgl. CME Group, 2020b).

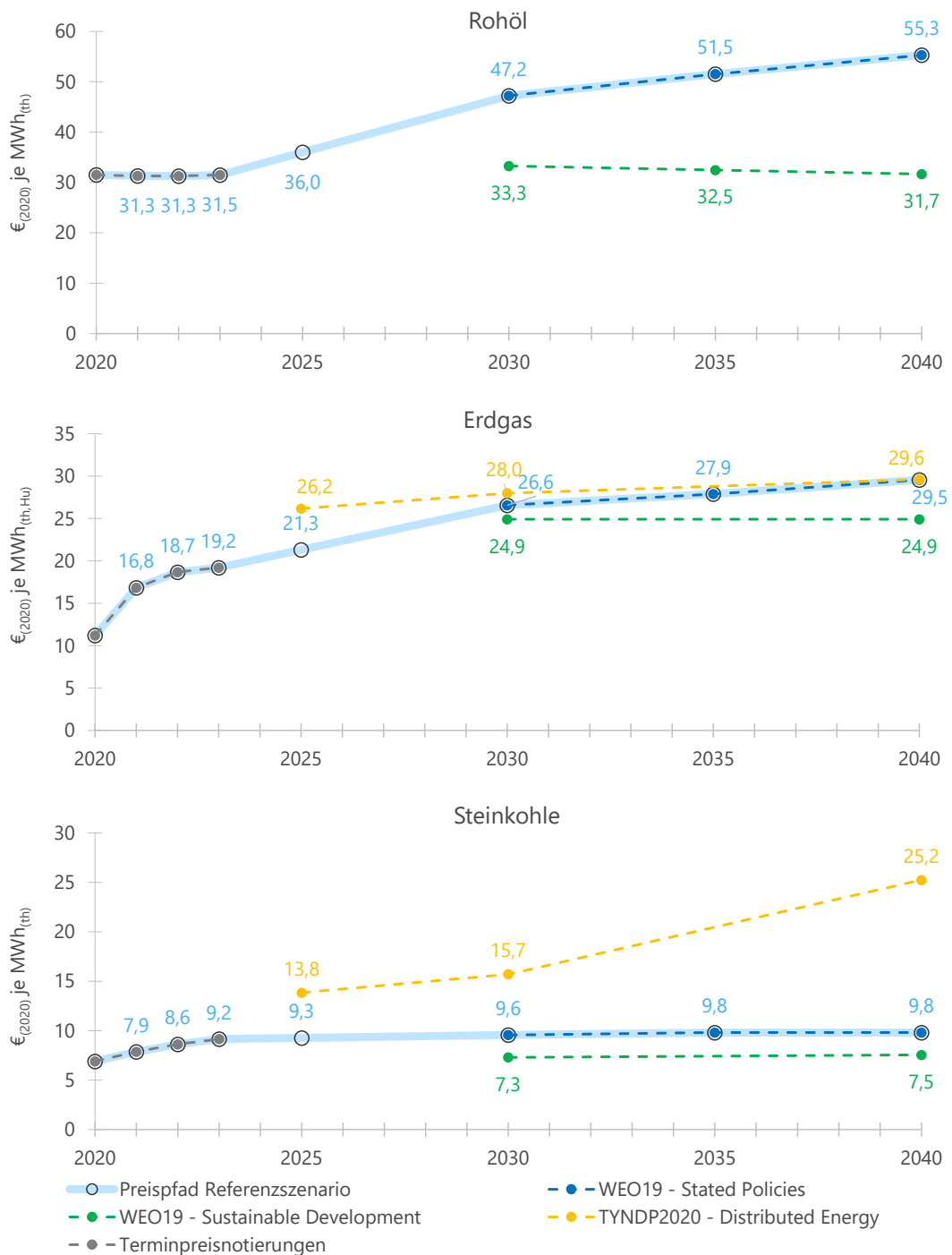
¹³⁵ Das *Stated Policies-* Szenario löst im WEO 19 das *New Policies-* Szenario ab, das in den vergangenen Versionen des WEO, bis einschließlich zum WEO 18 als ‚best guess‘-Szenario verwendet wurde.

Die herangezogenen Preispfade sind in Abbildung 2-31 im Vergleich zu alternativen Preispfaden des WEO 2019 sowie zu den Preispfaden der ENTSO-E im TYNDP 2020¹³⁶ abgetragen. Dabei ist im jeweiligen Diagramm der gewählte Preispfad ist durch eine eigene Datenreihe (blaue, durchgezogene Linie) 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.

¹³⁶ Vgl. ENTSO-E (2020a)

ABBILDUNG 2-31: PREISPROGNOSEN FÜR ROHÖL, ERDGAS UND STEINKOHLE: GEWÄHLTE ANNAHMEN NACH WEO2019 (STATED POLICIES) IM VERGLEICH ZU ALTERNATIVEN PREISPFADEN



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf: Terminpreise Erdgas: EEX (2020a), Terminpreise Kohle: CME Group (2020b), Terminpreise Rohöl: CME Group (2020a), WEO19: IEA (2019), TYNDP2020: ENTSO-E (2020¹³⁷); eigene Umrechnung der Originalwerte in €/2020 je MWh_{th} als europ. Großhandelspreise ohne Aufschläge für Transport 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. $6,5 \text{ €}_{2017}$ 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:

- Zunächst werden ca. $1,0 \text{ €}_{2017}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$ (als Anteil an den oben genannten Vollkosten i. H. v. $6,5 \text{ €}_{2017}$ je $\text{MWh}_{\text{Br,th}}$) als vollständig versunkene Kosten betrachtet. Diese Kosten beinhalten Refinanzierungskosten für bereits getätigte Investitionen sowie Rekultivierungskosten.
- Ein zweiter Anteil von $1,5 \text{ €}_{2017}$ 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 weiterer Anteil, ebenfalls in Höhe von $1,5 \text{ €}_{2017}$ 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.^{138,139}
- Schließlich sind $2,5 \text{ €}_{2017}$ 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

¹³⁷ Im Diagramm für Rohöl ist kein Preispfad für den TYNDP 2020 abgetragen, da ein solcher im TYNDP 2020 nicht angegeben wird.

¹³⁸ Für die Umlage der $1,5 \text{ €}_{2017} / \text{MWh}_{\text{Br,th}}$ 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.

¹³⁹ Der hier beschriebene Fixkostenaufschlag ist in den in Abschnitt 2.6.1 ausgewiesenen fixen Betriebskosten für Braunkohlekraftwerke noch nicht enthalten.

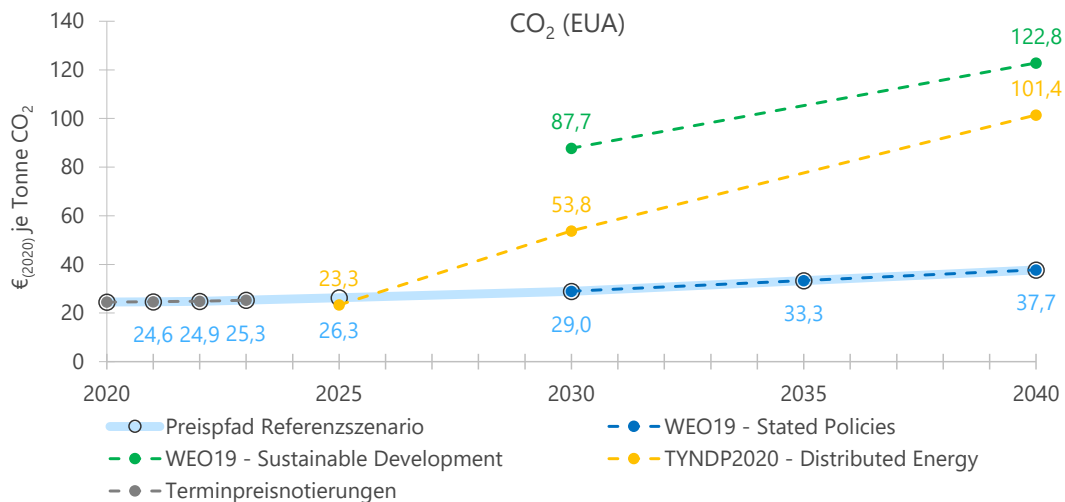
werden können. Diese mögliche Fixkosteneinsparung ist aus heutiger Sicht, mit ausreichendem Planungsvorlauf, über eine Reduktion der maximalen jährlichen Fördermenge ab dem Jahr 2025 zu realisieren. In der Modellierung wird die Umlage dieser Kosten auf die variablen Brennstoffbezugskosten der Braunkohlekraftwerke 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 Rohöl, Erdgas und Steinkohle vor. Während wir für die Jahre bis 2023 Handelsnotierungen für EEX-Futures heranziehen,¹⁴⁰ verwenden wir für die Jahre ab 2030 die Prognosen des *New Policies*- Szenarios des *WEO 2019*. In den Zwischenjahren werden interpolierte Preise verwendet. Der gewählte Preispfad ist in der folgenden Abbildung 2-32 im Vergleich mit den alternativen Preispfaden des *WEO 2019* sowie der Prognosen *im TYNDP 2020* abgetragen. Der gewählte Preispfad ist als eigene Zeitreihe (grüne Linie) gekennzeichnet.

¹⁴⁰ Es wurde der Mittelwert der Preisnotierungen vom 31.01.2020 bis zum 29.02.2020 für das Produkt FEUA (Settlement) der EEX herangezogen, vgl. EEX (2019b).

ABBILDUNG 2-32: PREISPROGNOSEN FÜR CO₂-ZERTIFIKATE (EUA): GEWÄHLTE ANNAHMEN NACH WEO2019 (STATED POLICIES) IM VERGLEICH ZU ALTERNATIVEN PREISPFADEN



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf: Terminpreise: EEX (2020b), WEO19: IEA (2019), TYNDP2020: ENTSO-E (2020); eigene Umrechnung der Originalwerte in €₂₀₂₀ je tCO₂

Zusätzlich zum CO₂-Preis des EU ETS haben wir für Großbritannien und die Niederlande zusätzlich geltende bzw. aktuell in Einführung befindliche **nationale CO₂-Preise** berücksichtigt:

Großbritannien hat im Jahr 2013 mit dem Carbon Price Floor (CPF) einen nationalen CO₂-Mindestpreis für den Kraftwerkssektor in Form einer CO₂-Komponente der Energiesteuersätze für den Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung festgelegt. Der CPF setzt sich dabei aus zwei Komponenten zusammen: (i) dem EU ETS-Preis und (ii) einer zusätzlichen CO₂-Preiskomponente, die den EU ETS-Preis aufstockt, um das CPF-Ziel zu erreichen. Entsprechend geltender Maßgaben haben wir im Modell die nationale Carbon Support Rate (CSR) (nationaler Aufschlag auf den ETS Preis) bis 2021/22 auf 18 GBP/tCO₂ fixiert. Anschließend haben wir die Weiterführung der nationalen CSR entsprechend dem ursprünglichen Pfad des CPF-Preisziels angenommen. Im Jahr 2030 liegt dieses bei nominal 70 GBP/tCO₂.¹⁴¹

¹⁴¹ Vgl. Hirst (2018).

Da die Mitgliedschaft Großbritanniens im EU ETS zum Ende der BREXIT-Übergangsperiode am 31.12.2020 enden wird, hat die britische Regierung die Einführung eines eigenen UK ETS ab 2021 angekündigt, dessen geplante Regelungen sich jedoch stark an den Regelungen des EU ETS orientieren. Die CO₂-Preisbelastung der britischen Kraftwerke dürfte sich durch das Ausscheiden Großbritanniens aus der Europäischen Union somit nicht wesentlich ändern.¹⁴²

Auch die niederländische Regierung ist aktuell im Prozess, einen nationalen CO₂-Mindestpreis für die Stromerzeugung einzuführen, der den Preis des EU ETS aufstocken soll, sobald dieser unter die national festgelegte Grenze fällt. Für die Modellierung haben wir den im NECP der niederländischen Regierung avisierten Preispfad von nominal anfangs 12,30 €/tCO₂ mit anschließend sukzessivem Anstieg bis auf 31,90 €/tCO₂ im Jahr 2030 angesetzt.¹⁴³

2.6.3 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.

Im Rahmen des vorliegenden zweiten Projektberichtes haben wir analoge Annahmen zu den geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken unterstellt. Diese sind in Tabelle 2-8 dargestellt.

¹⁴² Vgl. Pinsent Masons (2020).

¹⁴³ Vgl. Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (2019).

TABELLE 2-8: ANNAHMEN ZU NICHTVERFÜGBARKEITEN KONVENTIONELLER KRAFTWERKE UND PUMPSPEICHER FÜR 2012-2016

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 Nicht-verfügbarkeiten in die Komponenten durchschnittliche Ausfallhäufigkeit und

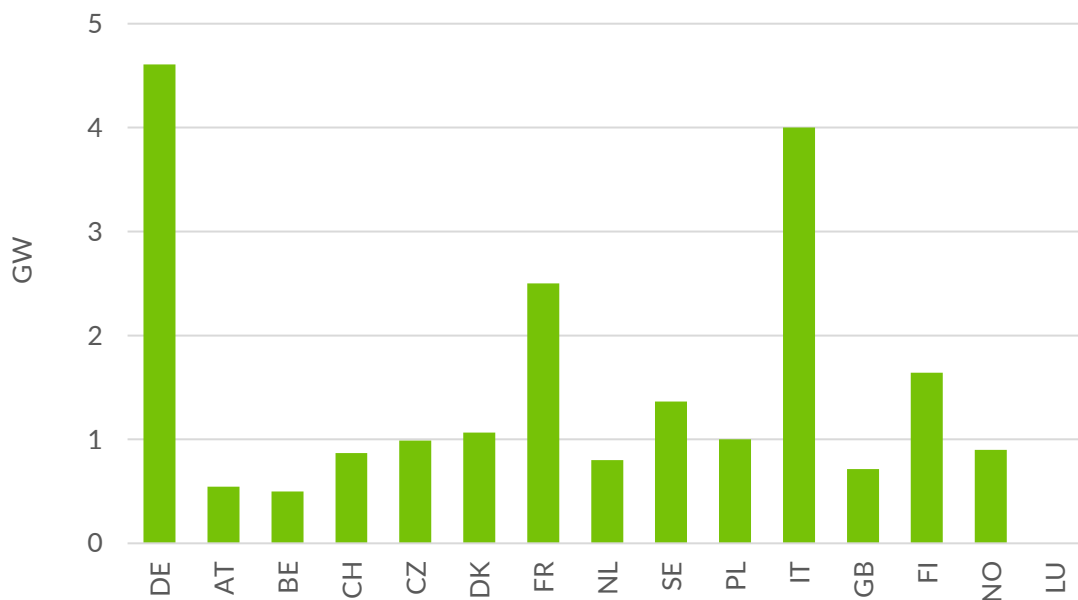
durchschnittliche Ausfalldauer¹⁴⁴ haben wir analog zum ersten Bericht Ausfallhäufigkeiten gemäß Haubrich und Consentec (2008) angesetzt.¹⁴⁵ Die Ausfalldauern wurden berechnet, indem die in Tabelle 2-8 angegebenen ungeplanten Nichtverfügbarkeiten durch diese Häufigkeiten dividiert wurden.

2.7 Entwicklung der Regelleistung

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

In unseren Analysen gehen wir von einem im Zeitverlauf konstanten Regelleistungsbedarf aus. Die Höhe der vorgehaltenen positiven Regelleistung ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, die Werte des ersten Berichts wurden hier beibehalten.

ABBILDUNG 2-33: VORGEHALTENE POSITIVE REGELLEISTUNG IN DEN 14 BETRACHTETEN LÄNDERN (OHNE DEUTSCHLAND)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ENTSO-E (2020a) und ENTSO-E (2020c).

¹⁴⁴ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.5.

¹⁴⁵ Dabei wurden Teilausfälle anteilig der Häufigkeit von Totalausfällen zugeschlagen.

Wie im ersten Projektbericht¹⁴⁶ 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 für den übrigen Anteil der Regelleistung vorgehaltenen Erzeugungsanlagen stehen dem Modell hingegen zur Deckung der Residuallast zur Verfügung und werden in der VS-Analyse entsprechend berücksichtigt.

Diese Trennung ergibt sich folgerichtig aus der Aufgabe, die Versorgungssicherheit am Strommarkt zu beurteilen. Diese ist dann gegeben, wenn als Resultat sämtlicher Marktprozesse ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage gelingt. Es wird also geprüft, ob die Lastdeckung mit Flexibilitäten gelingt, die ihre Wirtschaftlichkeit aus Erlösen der unterschiedlichen Strommarktsegmente sicherstellen müssen. Dazu ist keine getrennte Berücksichtigung der einzelnen Segmente erforderlich.

Bei der Trennung zwischen Marktprozessen einerseits und außerhalb des Marktes stehenden Prozessen andererseits ist daher auch nicht auf die zeitliche Abfolge technischer Vorgänge abzustellen, sondern darauf, in welcher Weise der Einsatz von Erzeugungsanlagen und sonstigen Flexibilitäten bestimmt wird. Insbesondere wird Regelleistung zwar technisch in Echtzeit von den ÜNB eingesetzt, jedoch geschieht dies nach (preislichen) Kriterien, die zuvor im marktbasieren Prozess der Regelleistungsausschreibung ermittelt wurden.¹⁴⁷ Unter Marktprozesse fallen somit ausdrücklich nicht nur Prozesse des sogenannten Fahrplanmarktes, also z. B. Day-ahead- und Intraday-Märkte, die in Fahrplannominierungen der Bilanzkreisverantwortlichen münden.

In aus VS-Sicht unkritischen Situationen, in denen keine Knappheit von Flexibilitäten besteht, ist denn auch die Inanspruchnahme von Regelleistung ein regelmäßiger und normaler Vorgang. Die den Marktakteuren durch die Verrechnung als

¹⁴⁶ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.3.

¹⁴⁷ Dies wurde im ersten Projektbericht mit „Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage nach Abschluss aller Marktprozesse“ beschrieben, vgl. r2b / Consentec (2019) S. 67.

Ausgleichsenergie entstehenden Kosten des Regelleistungseinsatzes werden von diesen ins wirtschaftliche Kalkül einbezogen.¹⁴⁸

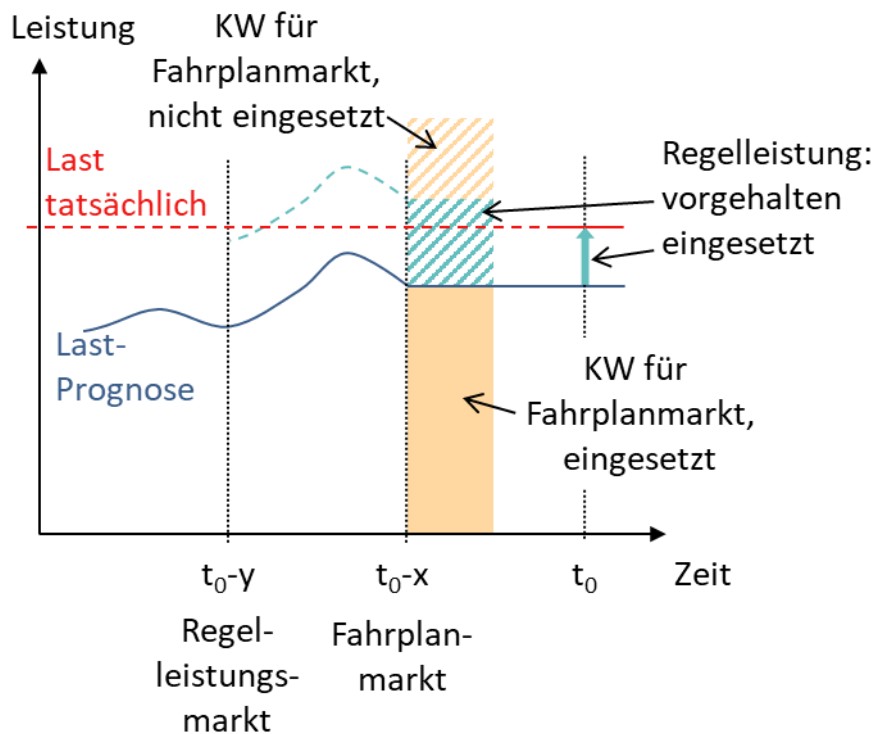
Eine solche „normale“ Situation für den Einsatz positiver Regelleistung ist in Abbildung 2-34 schematisch dargestellt. Die x-Achse zeigt die Vorlaufzeit vor dem Betriebszeitpunkt t_0 . Auf der y-Achse sind verschiedene Leistungen dargestellt. Eine davon ist die tatsächliche Last (rot), die natürlich erst zum Zeitpunkt t_0 in Echtzeit bekannt ist.¹⁴⁹ Davon zu unterscheiden ist die Lastprognose (blau), mit der hier die kollektive (summarische) Lastprognose aller Marktteilnehmer gemeint ist. Diese hat auch schon vor dem Betriebszeitpunkt t_0 einen Wert, der sich im Zeitverlauf ändert, weil Prognosen immer wieder aktualisiert werden. Zum Zeitpunkt t_0-x , also eine gewisse Zeit vor dem Betriebszeitpunkt, schließt das letzte Segment der Fahrplanmärkte (der nationale Intraday-Markt). Dies ist der letzte Zeitpunkt, zu dem die Marktteilnehmer die Erzeugung durch Kaufen oder Verkaufen am Fahrplanmarkt an ihre Lastprognose anpassen können.¹⁵⁰ Im Beispiel liegt die Lastprognose unter der tatsächlichen Last, und dementsprechend werden auch nur im Umfang der letzten Prognose Kraftwerke für den Fahrplanmarkt eingesetzt (gefüllte gelbe Säule). Es hätte im Beispiel durchaus noch mehr Kraftwerkskapazität für den Fahrplanmarkt gegeben (schraffierte gelbe Säule), doch diese kommt aufgrund des Prognosefehlers nicht zum Einsatz.

¹⁴⁸ Hiermit ist die Abwägung der Bilanzkreisverantwortlichen zwischen dem Aufwand zur Verbesserung ihrer Prognosegüte und der dadurch möglichen Verringerung ihrer Ausgleichsenergiekosten gemeint. Davon strikt abzugrenzen ist eine nicht zulässige systematische Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie.

¹⁴⁹ Genau genommen ist auch dies nur eine vereinfachte Formulierung, denn tatsächlich ist nicht die Last in absoluter Höhe in Echtzeit bekannt, sondern die Systembilanz als Differenz von Last und Erzeugung. Dies ist aber für die hier diskutierte Fragestellung unerheblich.

¹⁵⁰ Die Erzeugung in eigenen Anlagen kann auch noch in Echtzeit angepasst werden, da die Abrechnung der Ausgleichsenergie im Nachhinein auf Grundlage von Zählwerten erfolgt.

ABBILDUNG 2-34: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES EINSATZES POSITIVER REGELLEISTUNG IN EINER SITUATION OHNE KNAPPHEIT AN DEN FAHRPLANMÄRKTEN

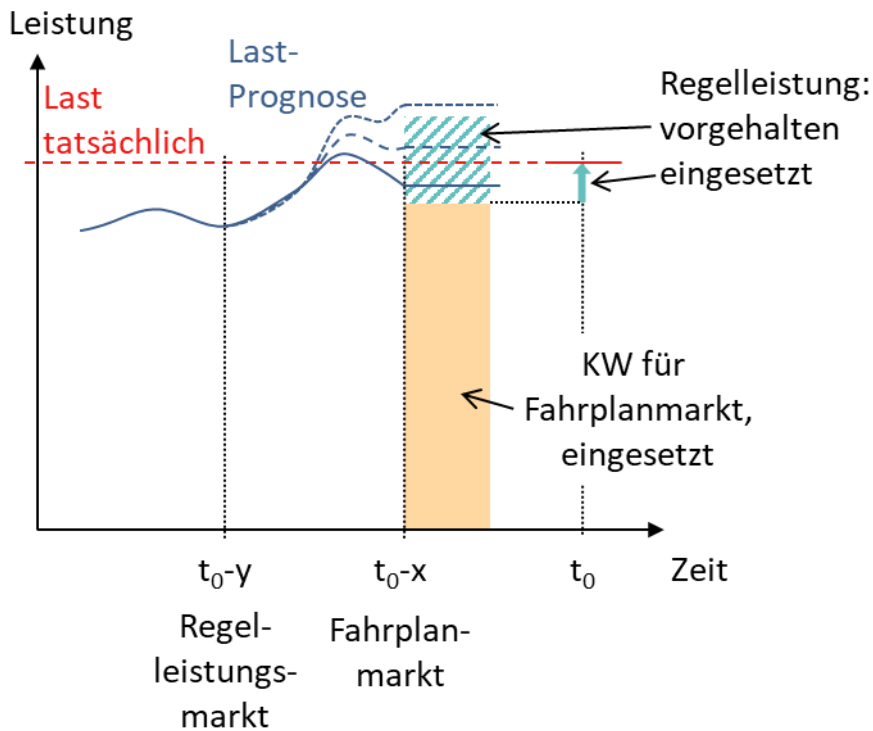


Quelle: Eigene Darstellung.

Stattdessen setzt der ÜNB einen Teil der vorgehaltenen Regelleistung ein, um die Lücke zwischen Lastprognose und tatsächlicher Last zu schließen. Dieser Einsatz der Regelleistung erfolgt technisch zum Zeitpunkt t_0 . Die Beschaffung der Regelleistung erfolgte aber bereits vorher zum Zeitpunkt t_0-y , der noch vor dem Schluss des Fahrplanmarktes lag. Somit erfolgt die Lastdeckung schlussendlich ausschließlich durch marktbasierend eingesetzte Kraftwerke.

Gleiches gilt aber auch dann, wenn an den Fahrplanmärkten Knappheit herrscht, sofern die Regelleistung diese ausgleichen kann. Diesen Fall zeigt Abbildung 2-35 in schematischer Form. Hier liegt die Lastprognose bei Schließen des Fahrplanmarktes (t_0-x) höher als die für den Fahrplanmarkt zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität. Letztere wird daher vollständig eingesetzt (gelbe Säule). Wie schon im „normalen“ Fall wird die Lücke zwischen den eingesetzten Fahrplankraftwerken und der tatsächlichen Last durch Einsatz von Regelleistung gedeckt.

ABBILDUNG 2-35: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES EINSATZES POSITIVER REGELLEISTUNG IN SITUATIONEN MIT KNAPPHEIT AN DEN FAHRPLANMÄRKTEN



Quelle: Eigene Darstellung.

Dabei ist es unerheblich, wie weit die Lastprognose über der für Fahrplaneinsatz verfügbaren Kraftwerkskapazität liegt (s. strichlierte blaue Linien mit alternativen Prognoseverläufen). Selbst wenn die Prognose größer ist als die Summe aus Fahrplankraftwerken und Regelleistung, entsteht weder technisch noch marktlich ein Lastüberhang. Denn hierfür ist ausschließlich entscheidend, dass die tatsächliche Last durch die Summe aus Fahrplankraftwerken und Regelleistung gedeckt werden kann.¹⁵¹ Dies wird durch den türkisfarbenen Pfeil in der Abbildung veranschaulicht, denn dieser ist unabhängig von den hypothetischen Lastprognoseverläufen gleich groß.

¹⁵¹ Hieraus folgt auch, dass die Beurteilung der Versorgungssicherheit sich nicht ändert, wenn *ceteris paribus* eine Umwidmung von Kraftwerken zwischen „für den Fahrplanmarkt verfügbar“ und „für Regelleistung vorgehalten“ erfolgt.

Hieraus lässt sich folgern, dass auch in Knappheitssituationen an den Fahrplanmärkten die bloße Inanspruchnahme von Regelleistung¹⁵² noch nicht als fehlender Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt (als Ganzes) interpretiert werden darf. Dies wird in Deutschland auch daran deutlich, dass die Regel, wonach der Ausgleichsenergiepreis mindestens 20 T€/MWh betragen muss, erst bei tatsächlichem Einsatz der Kapazitätsreserve greift. Eine etwaige vorsorgliche Aktivierung der Kapazitätsreserve ist hierfür nicht maßgeblich. Denn wenn bei aktivierter Kapazitätsreserve die Regelleistung doch zur Lastdeckung ausreicht, bleibt es bei den normalen Regeln zur Ausgleichsenergiebepreisung auf Basis der Regelleistungspreise. Selbst bei fehlender Markträumung im Fahrplanmarkt kann es also zu „normalen“ Ausgleichsenergiepreisen kommen. Eine aus VS-Sicht im Sinne dieser Studie kritische Situation liegt also erst dann vor, wenn die tatsächliche Last größer ist als die Summe aus den Kraftwerken am Fahrplanmarkt und der vorgehaltenen Regelleistung (so dass zum Beispiel die Kapazitätsreserve eingesetzt werden müsste).

Die Differenzierung zwischen Lastprognose und tatsächlicher Last findet in der Abstraktion der hier durchgeführten VS-Analyse (wie bei derartigen Simulationen üblich) nicht statt. Von der Abfolge von Marktprozessen abstrahierend wird vielmehr ausschließlich die tatsächliche (Residual-)Last betrachtet. Prognosefehler, zu deren Ausgleich die Regelleistung vorgehalten wird, sind darin bereits enthalten. Ebenso werden Unsicherheiten der Verfügbarkeit von Kraftwerken für den Fahrplanmarkt durch explizite Modellierung der Kraftwerksausfälle abgebildet. Folgerichtig wird in der VS-Analyse die Deckung der Residuallast grundsätzlich durch die Summe aus Fahrplan- und Regelleistungskraftwerken¹⁵³ analysiert – in der schematischen Darstellung der o. g. Abbildungen also das Verhältnis der Summe aus gelben und türkisen Erzeugungskapazitäten zur roten Linie.

¹⁵² Im Beispiel unterdecken sich die Bilanzkreisverantwortlichen (bzw. ein Teil davon) nicht aus strategischem Kalkül, sondern, weil sie nicht genügend Leistung am Fahrplanmarkt beschaffen können.

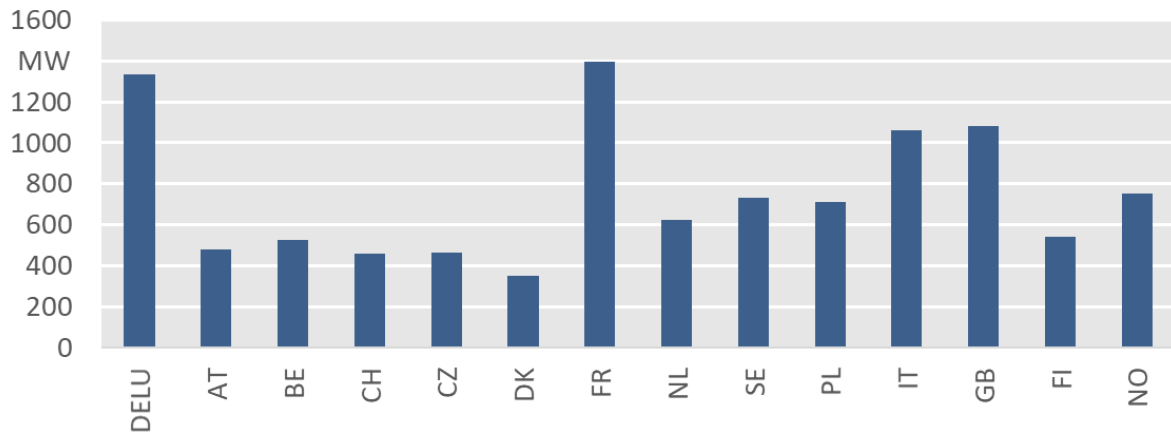
¹⁵³ Die Inkaufnahme einer teilweisen Deckung von Last durch Regelleistung wie im genannten Beispiel, wo eine Unterdeckung von Bilanzkreisen am Fahrplanmarkt vorliegt, wird im VS-Modell also als Möglichkeit berücksichtigt. Faktisch tritt dieser Fall extrem selten ein, so dass nicht allein deshalb eine systematische oder gar strategische Inanspruchnahme von Regelleistung vorliegt oder im Modell als zulässig angenommen wird.

Eine Ausnahme hiervon bilden lediglich diejenigen Anteile der Regelleistung, die zum Ausgleich hochfrequenter Unsicherheiten (wie Last- und EE-Rauschen, Rampen, Fahrplansprünge) vorgehalten werden. Solche Unsicherheiten führen zu kurzfristigen Schwankungen der Last um den Stundenmittelwert und sind in der stündlichen Residuallast der VS-Analyse nicht berücksichtigt. Insbesondere positive 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 zur Deckung der Residuallast herangezogen werden. Dies ist in der VS-Analyse berücksichtigt.

Die hochfrequenten positiven Anteile des Regelleistungsbedarfs wurden gemäß der im ersten Projektbericht beschriebenen Methodik auf Basis von Daten aus 2016 für Deutschland/Luxemburg ermittelt und proportional zum Verhältnis der Wurzeln der Jahreshöchstlasten auf die anderen Gebotszonen übertragen. Ergänzend zum Vorgehen im ersten Bericht erfolgte für den vorliegenden Bericht in analoger Weise eine Anpassung an die Betrachtungsjahre¹⁵⁴. Da sich daraus aber lediglich Änderungen um wenige Prozent ergeben, beschränkt sich die folgende Abbildung auf die Annahmen für 2021.

¹⁵⁴ Dabei wurde je Betrachtungsjahr und Gebotszone der Mittelwert der Jahreshöchstlast (vor einer möglichen Aktivierung von Lastflexibilität) über alle Wetterjahre gebildet.

ABBILDUNG 2-36: POSITIVE HOCHFREQUENTE ANTEILE DER REGELLEISTUNG JE LAND (2021)



Quelle: Eigene Darstellung.

2.8 Entwicklung der grenzüberschreitenden Im- und Exportmöglichkeiten

2.8.1 Grundsätzliches

Der weiträumige Transport von Elektrizität ist in seiner Höhe durch die Übertragungsfähigkeit der Netze begrenzt. Im europäischen Strombinnenmarkt wird dem dadurch Rechnung getragen, dass Europa in sogenannte Gebotszonen - die in den meisten Fällen je ein Land¹⁵⁵ umfassen - unterteilt ist. Der Stromaustausch zwischen Gebotszonen wird durch sogenannte Austauschkapazitäten begrenzt, die jeweils im Vorhinein durch die ÜNB ermittelt werden. Auf diese Weise entsteht je Gebotszone ein einheitlicher Marktpreis für Strom, während zwischen Gebotszonen Preisunterschiede auftreten können, wenn die grenzüberschreitende (d. h. gebotszonenüberschreitende) Austauschkapazität für eine vollständige Preisangleichung nicht ausreicht.

Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit am Strommarkt muss dessen Struktur geeignet abgebildet werden. Dies gilt auch für die Berücksichtigung der

¹⁵⁵ Deutschland und Luxemburg bilden eine gemeinsame Gebotszone. In Schweden, Norwegen, Dänemark und Italien bestehen jeweils mehrere Gebotszonen.

Übertragungsfähigkeit. Folglich gilt es, die künftige Entwicklung der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten abzubilden. Diese beeinflusst einerseits das internationale Marktpreisgefüge, das Marktakteure bei Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen ins Kalkül ziehen, und bestimmt andererseits die mögliche Höhe grenzüberschreitender Aushilfe, wenn diese zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich und unter Ausnutzung von Ausgleichseffekten möglich ist.

Innerhalb von Gebotszonen wird im Strombinnenmarkt hingegen von etwaigen Beschränkungen der Übertragungsfähigkeit abstrahiert. Insofern, als es tatsächlich doch zu innerzonalen Engpässen kommt, werden diese durch die ÜNB außerhalb des Marktes behoben, beispielsweise durch sogenannten Redispatch, ggf. unter Einsatz von Netzreserve. Solche Eingriffe sind aus Sicht des Strommarkts neutral, d. h. sie beeinflussen weder den Strompreis noch die marktlichen grenzüberschreitenden Austausche. Daher müssen sie auch bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit am Strommarkt nicht berücksichtigt werden. Vielmehr ist die Sicherstellung ausreichender innerzonaler Übertragungsfähigkeit Gegenstand anderer Prozesse, die unterschiedliche Zeithorizonte von der Netzausbauplanung über die jährlichen Bedarfsanalysen zur Netzreserve bis hin zur operativen Vorbereitung und Durchführung des Redispatches abdecken.

Im ersten Projektbericht haben wir die Vorgehensweise zur Modellierung und Parametrierung der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten umfangreich dokumentiert.¹⁵⁶ Kurz zusammengefasst, bilden wir für die Grenzen zwischen Deutschland/Luxemburg, Belgien, Frankreich, Italien, Niederlande, Polen, Österreich, Schweiz und Tschechien ein Flow-based-Modell unter Berücksichtigung der Anforderungen bzgl. der Netzsicherheit (N-1-Kriterium) und geforderter Mindestkapazitäten. An den übrigen Grenzen werden die Austauschkapazitäten durch NTC-Werte beschrieben.

¹⁵⁶ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.4 und Anhang B

Für den vorliegenden zweiten Bericht bleiben das Konzept der Modellierung der Austauschkapazitäten und somit auch die Struktur und Auflösung des Netzkapazitätsmodells grundsätzlich bestehen. Änderungen nehmen wir in zweierlei Hinsicht vor:

1. Wir aktualisieren die Annahmen zu grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten auf Grundlage zwischenzeitlich vorliegender Aktualisierungen der entsprechenden Informationsgrundlagen.
2. Wir passen die Modelle an die Vorgaben des zwischenzeitlich in Kraft getretenen Clean Energy Package an, insb. an die Einführung sogenannter Aktionspläne.

Auf die beiden genannten Anpassungen gehen wir in den nachfolgenden Abschnitten 2.8.2 bzw. 2.8.3 ein. In Abschnitt 2.8.4 zeigen wir auf, welche Änderungen der Export- und Importkapazitäten sich hieraus gegenüber dem ersten Bericht ergeben.

2.8.2 Annahmen zu grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten

Die Annahmen zu grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten folgen im Wesentlichen dem Vorgehen im ersten Bericht. Ausgehend vom identischen Basisjahr 2016 werden Modelle für die zukünftigen Betrachtungsjahre parametrisiert, indem die Wirkung grenzüberschreitender Netzausbauprojekte auf die Austauschkapazitäten nachgebildet wird. Hierzu wird die Datengrundlage auf den neusten Stand gebracht, was im Folgenden näher ausgeführt wird. Anschließend folgt ein Überblick über alle relevanten Netzausbauprojekte und konkrete Änderungen zum ersten Bericht.

Aktualisierung der Datengrundlage

Für die Recherche grenzüberschreitender Netzausbauprojekte wurden im Wesentlichen zwei Datenquellen verwendet. Dies ist zum einen der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E sowie zum anderen der Netzentwicklungsplan (NEP) der deutschen ÜNB. War im Zuge des ersten Berichts die aktuelle Version des TYNDP noch die von 2016, so lag bei Durchführung der Untersuchungen für den vorliegenden zweiten Bericht die Version 2018 vor. Auf de-

ren Basis haben wir alle ausgewiesenen grenzüberschreitenden Netzausbauprojekte einer Aktualisierung unterzogen. Hieraus resultieren insb. Anpassungen zu Inbetriebnahmejahren. Aber auch die Wirkung auf die Höhe der Austauschkapazitäten wurden überprüft. Hierbei gibt es einen grundsätzlichen Unterschied zum TYNDP 2016. In diesem wurde für die Wirkung jedes Netzausbauprojekts eine Erhöhung der Grid Transfer Capacity (GTC) angegeben, welche die Wirkung des Projekts auf die zulässigen physischen Leistungsflüsse je Gebotszonengrenze beschreiben. Im Unterschied dazu wird im TYNDP 2018 die jeweilige Erhöhung der Net Transfer Capacity (NTC) ausgewiesen, die die Obergrenze des bilateralen kommerziellen Leistungsaustauschs zwischen zwei benachbarten Gebotszonen beschreibt. Ein Vergleich anhand unveränderter Netzausbauprojekte zeigt jedoch, dass in beiden Fällen die gleichen Zahlenwerte angegeben werden. Dementsprechend gehen wir davon aus, dass geänderte Kapazitäten zwischen TYNDP 2016 und TYNDP 2018 nicht auf eine Änderung der Definition der Kapazitätsmaßzahl zurückzuführen ist, sondern auf eine tatsächliche Veränderung der Einschätzung hinsichtlich der Wirkung des betreffenden Netzausbauprojekts.

Darüber hinaus gibt es auch Projekte, die im ersten Bericht nicht berücksichtigt wurden, aber deren Status sich so verändert hat, dass wir es nun für angezeigt halten, ihre Realisierung im zweiten Bericht zu berücksichtigen.

Auch vom NEP liegt nun eine neuere Version (2019) als die im ersten Bericht verwendete (2017) vor. Daher haben wir auch hier nochmals die Inbetriebnahmejahre verglichen. Im Falle eines Unterschiedes zwischen TYNDP und NEP wird weiterhin der NEP als führend angenommen.

Im Rahmen der Konsultation wurden die Annahmen zu Inbetriebnahmejahren von der BNetzA und den ÜNB geprüft und weitgehend bestätigt. Lediglich für ein Projekt ergab sich bei einem Abgleich mit dem Monitoring der BNetzA¹⁵⁷ eine Diskrepanz; hier wurden die aktuelleren Informationen aus dem Monitoring übernommen.

¹⁵⁷ www.netzausbau.de

Berücksichtigte Netzausbauprojekte

In der nachfolgenden Tabelle sind alle Netzausbauprojekte aufgeführt, die im ersten und/oder im vorliegenden zweiten Projektbericht berücksichtigt wurden bzw. werden. Es sind sowohl das Betrachtungsjahr, ab dem wir den Ausbau im Modell berücksichtigen, als auch die für den vorliegenden Bericht angenommene Auswirkung auf den NTC der jeweiligen Grenze darstellt. Zum Vergleich sind jeweils rechts daneben das Betrachtungsjahr sowie die GTC-Erhöhung angeben, die im ersten Bericht angenommen wurden. Alle Änderungen zum ersten Bericht (auch Projektnummern oder -namen) sind fett hervorgehoben.

TABELLE 2-9: BERÜCKSICHTIGTE GRENZÜBERSCHREITENDE NETZAUSBAUPROJEKTE; STÜTZJAHRE, AB DEM DIESE IM MODELL BERÜCKSICHTIGT WERDEN, UND BEWIRKTE KAPAZITÄTSERHÖHUNG IM VERGLEICH ZWISCHEN ERSTEM UND ZWEITEM PROJEKTBERICHT

TYNDP Pro- jekt Nr.	Bezeichner	Land 1	Land 2	Berücksichtigt ab		NTC increase		GTC increase	
				Bericht 2	Bericht 1	2. Bericht		1. Bericht	
						1->2 [MW]	2<-1 [MW]	1->2 [MW]	2<-1 [MW]
36	Kriegers Flak CGS	DE	DKE	2021	2018	400	400	150	400
113	Doetinchem - Nieder- rhein	DE	NL	2018	2018	1500	1500	1100	1100
172	ElecLink	FR	GB	2021	2018	1000	1000	1000	1000
21	Italy-France	IT	FR	2021	2020	1000	1200	1000	1200
25	IFA2	FR	GB	2021	2020	1000	1000	1000	1000
37	NordLink	DE	NO	Phase-in: 2021 2023 2025	2020	700 1050 1400	700 1050 1400	1400	1400
39	DKW-DE, step 3	DE	DKW	2021	2020	1000	720	1000	720
71	COBRA cable	DKW	NL	2021	2020	700	700	700	700
74	Thames Estuary Cluster (NEMO)	GB	BE	2021	2020	1000	1000	1000	1000
92	ALEGrO	DE	BE	2021	2020	1000	1000	1000	1000
94	GerPol Improve- ments	DE	PL	2023	2020	500	1500	2000	1000
245	Upgrade Meeden - Diele	DE	NL	2021	2020	300	300	300	k.A.
26	Reschenpass Inter- connector Project	IT	AT	2021	2020	300	300	1000	1100
313	Isar-St. Peter	DE	AT	2028	2020	2000	2000	in Projekt 47 enthalten	
250	Merchant line "Castasegna (CH) - Mese (IT)	IT	CH	2021	2020	100	100	100	100
23	France-Belgium Phase 1	FR	BE	2023	2023	1000	1000	800	800
31	Italy-Switzerland	CH	IT	2025	2023	750	750	1100	600
40	Belgium-Luxem- burg-Germany: long-term per- spective	LU	BE	nicht be- rücksich- tigt	2023	500	500	900	900

TYNDP Pro- jekt Nr.	Bezeichner	Land 1	Land 2	Berücksichtigt ab (Referenzszenario)		NTC increase		GTC increase	
				Bericht 2	Be- richt 1	2. Bericht		1. Bericht	
						1->2 [MW]	2<-1 [MW]	1->2 [MW]	2<-1 [MW]
47	Vöhringen-Westti- rol	DE	AT	nicht berück- sichtigt	2023	600	600	2900	2900
110	Norway-Great Britain North Sea Link	NO	GB	2021	2023	1400	1400	1400	1400
150	Italy-Slovenia	AT	IT	2025	2023	1000	1000	1000	800
153	France-Alderney- Britain	FR	GB	2023	2023	1400	1400	1400	1400
167	Viking DKW-GB	DKW	GB	2023	2023	1400	1400	1400	1400
174	Greenconnector	CH	IT	2023	2023	850	850	800	800
183	DKW-DE, West- coast	DE	DKW	2021	2023	500	500	500	500
190	NorthConnect	GB	NO	2023	2023	1400	1400	1400	1400
198	Area of Lake Constance	AT	CH	nicht berück- sichtigt	2025	in Projekt Nr. 263 enthalten		1000	1000
263	Lake Constance East	DE/ CH	AT/ CH	nicht berück- sichtigt	2023	CH-AT 200/100 DE-CH 250/600 DE-AT 1000/1000		0	
16	Biscay Gulf	FR	ES	2025	2025	2200	2200	2200	2600
111	3rd AC Finland- Sweden north	FI	SE	2025	2025	800	900	800	500
176	Hansa Power- Bridge 1	DE	SE	2028	2025	700	700	700	700
187	St. Peter - Plein- ting	DE	AT	2025	2025	1500	1500	1500	1500
225	2nd interconnec- tor Belgium - Ger- many	DE	BE	nicht berück- sichtigt	2025	1000	1000	1000	1000
228	Muhlbach - Eichstetten	DE	FR	2025	2025	300	300	300	300
231	Concept Project DE-CH	DE	CH	nicht berück- sichtigt	2025	1000	1000	700	700
270	FR-ES project -Ara- gon-Atlantic Pyre- nees	FR	ES	2028	2025	1500	1500	1500	1500
276	FR-ES project -Na- varra-Landes	FR	ES	2028	2025	1500	1500	1500	1500
229	GerPol Power Bridge II	DE	PL	nicht berück- sichtigt	2030	1500	0	1500	0
244	Vigy - Uchtelfan- gen area	DE	FR	nicht berück- sichtigt	2030	1500	1500	1500	1500

TYNDP Pro- jekt Nr.	Bezeichner	Land 1	Land 2	Berücksichtigt ab (Referenzszenario)		NTC increase		GTC increase	
				Bericht 2	Bericht 1	2. Bericht		1. Bericht	
						1->2 [MW]	2<-1 [MW]	1->2 [MW]	2<-1 [MW]
Neue Projekte									
247	AQUIND Inter- connector	GB	FR	2023	nicht berück- sichtigt	2000	2000	2000	2000
262	Belgium-Nether- lands: Zandvliet- Rilland	NL	BE	2023		1000	1000	1000	1000
285	GridLink	FR	GB	2023		1400	1400	1500	1500
309	NeuConnect	DE	GB	2023		1400	1400	1400	1400
375	Lienz (AT) - Veneto region (IT) 220 kV	AT	IT	2025		150	150	in Projekt 26 enthalten	

Quelle: Eigene Darstellung.

2.8.3 Berücksichtigung der Vorgaben des Clean Energy Package zu Stromhandelskapazitäten

Für den ersten Bericht hatten wir anhand des damaligen Entwurfsstands der Strommarktverordnung des Clean Energy Package (CEP) angenommen, dass künftig, vereinfacht formuliert, eine Mindestkapazität von 75 % der Übertragungskapazität der Kuppelleitungen für grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden sollen.

Eine solche Mindestkapazität ist auch in der zwischenzeitlich in Kraft getretenen Fassung des CEP (genauer: der Strommarktverordnung¹⁵⁸) vorgesehen. Sie ist formal nun als Zahlenwert von 70 % formuliert, allerdings hat sich gleichzeitig die Definition leicht geändert, weil die sogenannte Flow Reliability Margin nun nicht mehr auf die Mindestkapazität angerechnet werden darf. Im Rahmen der hier erreichbaren Genauigkeit führt dies zu näherungsweise identischen Vorgaben.

Im ersten Bericht hatten wir diese allerdings für alle Betrachtungsjahre ab 2020 angesetzt. Im Gegensatz dazu ist im endgültigen CEP für die Mitgliedsstaaten die

¹⁵⁸ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2019).

Möglichkeit vorgesehen, durch Einführen von Aktionsplänen eine schrittweise Erhöhung auf die 70-%-Vorgabe vorzunehmen.

In Deutschland ist seit 2020 ein Aktionsplan in Kraft, so dass die Mindestkapazität in jährlichen Schritten von einem Startwert auf den Endwert von 70 % angehoben wird, der gemäß CEP ab 2026 gilt.

Für die Nachbildung dieser sogenannten Trajektorie in unserem Modell berücksichtigen wir, dass seit 2018 in der Region Zentralwesteuropa (Central West Europe, CWE) bereits eine Mindestkapazität von 20 % gilt. In die Definition der Strommarktverordnung übersetzt stellt dies sogar einen höheren Wert als 20 % dar, weil in CWE die Leistungsflüsse aus nicht-CWE-Austauschen in den 20 % nicht enthalten sind. Die Vorgabe gemäß Strommarktverordnung gilt dagegen für die Gesamtflüsse aus allen grenzüberschreitenden Kapazitäten.

Weiterhin berücksichtigen wir die Tatsache, dass wir unser Modell von 2016 aus aufgebaut haben, d. h. die historischen NTC-Werte aus 2016 sind weiterhin der „Anker“ des Modells.

Als Anhaltsgröße zur Parametrierung des Modells verwenden wir wie beim ersten Bericht die maximale und minimale Nettoposition der Gebotszone Deutschland/Luxemburg.

Freiheitsgrade für die Parametrierung sind die beiden Skalierungsfaktoren, die wir auch beim ersten Bericht verwendet haben, also

- die Skalierung der Maximum Border Flows (MBF)¹⁵⁹ und
- die Skalierung der eingepassten NTCs¹⁶⁰ so, dass die maximal möglichen Export- bzw. Importkapazitäten der Gebotszone Deutschland/Luxemburg auf einen vorgegebenen Anteil des Wertes sinken, der sich ohne die Beschränkung durch die eingepassten NTCs ergäbe.

Beide Faktoren betragen für den ersten Projektbericht 0,9. Die Identität je Betrachtungsjahr behalten wir bei, lassen nun aber zu, dass die Faktoren sich von Jahr zu Jahr unterscheiden. Das Flow-Based-Modell für unsere Analyse wird also

¹⁵⁹ Vgl. r2b / Consentec (2019) Anhang B.1.

¹⁶⁰ Vgl. r2b / Consentec (2019) Anhang B.2.

mit Skalierungsfaktoren „geschrumpft“, die für jedes Betrachtungsjahr individuell sind.

Es ergibt sich folgender Ablauf:

- Die Skalierungsfaktoren werden für 2016 so gewählt, dass der Mittelwert der Beträge von maximaler und minimaler Nettoposition im Flow-based-Modell gerade dem Mittelwert der maximalen und minimalen Nettopositionen entspricht, der sich aus den historischen NTCs in 2016 ergab.
- Die Skalierungsfaktoren werden für die Folgejahre linear angehoben, so dass sie rechnerisch in 2026 den Wert erreichen, der im ersten Bericht angesetzt wurde.

Somit nehmen wir also an, dass das Flow-based-Modell, wenn es in 2016 schon gegolten hätte, gerade die maximalen/minimalen Nettopositionen der tatsächlichen NTCs erreicht hätte, und von dort aus linear bis 2026 auf den Zielwert von 70 % Mindestkapazität angehoben würde. Somit würden auch 2018 bereits gewisse Mindestkapazitäten gelten, was in der Realität ja auch der Fall war. Letztlich relevant für diese Untersuchung sind die Kapazitäten für die Betrachtungsjahre 2021, 2023, 2025 und 2030.

2.8.4 Entwicklung der Import-/Exportmöglichkeiten

Als Vergleichsmaßstab zur Darstellung der Wirkung der veränderten Annahmen ziehen wir die auch schon im ersten Projektbericht verwendete Kenngröße der maximal möglichen Import- bzw. Exportkapazität heran.¹⁶¹

In Abbildung 2-37 sind für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg je Richtung drei Linien eingetragen. Die jeweils dunklere gibt die Werte des ersten Berichts wieder, die hellere durchgezogene Linie die des zweiten Berichts. Die strichlierte helle Linie stellt die Export-/Importkapazitäten dar, die sich ergäben, wenn man

¹⁶¹ 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. Siehe auch r2b / Consentec (2019) Anhang B.2.

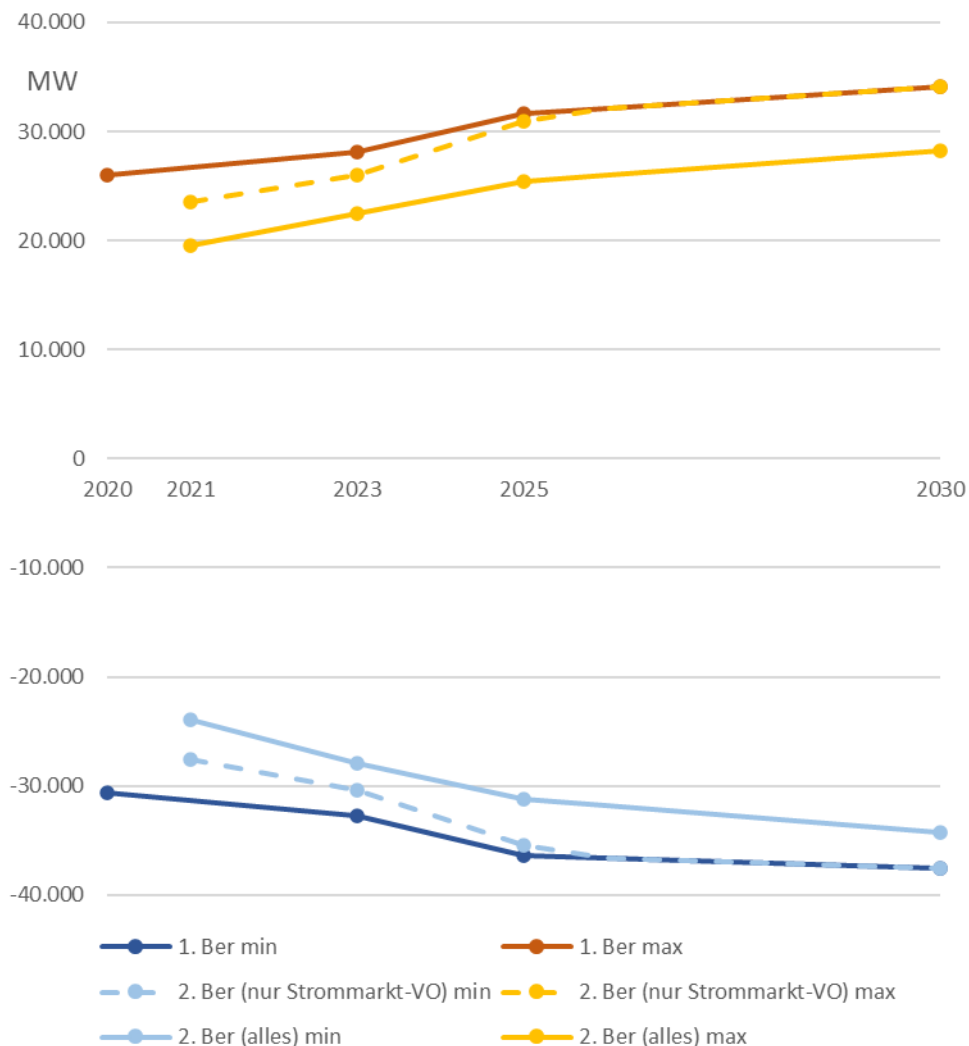
gegenüber dem ersten Bericht nur die Annahmen zur Strommarktverordnung (Trajektorie) ändern würde.

Anhand der strichlierten Linien ist gut zu erkennen, dass die schrittweise Erhöhung der Mindestkapazität sich auf die früheren Jahre stärker auswirkt als auf die späteren. In 2030 laufen die strichlierten hellen und durchgezogenen dunklen Linien definitionsgemäß zusammen.

Die zusätzliche Berücksichtigung der aktualisierten Netzausbaupläne zeigt, dass sich dadurch, abgesehen von wenigen Ausnahmen, in denen die Werte gleich bleiben, im Wesentlichen weitere Reduktionen der Export-/Importkapazitäten ergeben. Dies ist auf die Verzögerung einer nennenswerten Zahl von Netzausbauprojekten zurückzuführen.

Insgesamt ergibt sich so im Jahr 2023 gegenüber dem ersten Bericht eine Reduktion um 5,5 GW (Export) bzw. 4,8 GW (Import), die bis 2030 auf 5,8 GW (Export) ansteigt bzw. auf 3,3 GW (Import) zurückgeht.

ABBILDUNG 2-37: VERGLEICH DER MAXIMALEN (=EXPORT) UND MINIMALEN (=IMPORT) NETTOPOSITIONEN DER GEBOTSSZONE DEUTSCHLAND/LUXEMBURG ZWISCHEN ERSTEM UND ZWEITEM PROJEKTBERICHT



Quelle: Eigene Darstellung

2.9 Annahmen zur Verteilung von Lastüberhang unter den Gebotszonen

Bei der Durchführung der VS-Analyse 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. Im ersten Bericht haben wir ausgeführt, dass in diesem Vorhaben

grenzüberschreitende Aushilfe nur insoweit zugelassen wird, als dadurch kein (zusätzlicher) Lastüberhang in der aushelfenden Gebotszone auftritt.¹⁶² Diese Spezifikation trägt dazu bei, die Ursache des Lastüberhangs zu lokalisieren. Modelltechnisch wurde dies so umgesetzt, dass grenzüberschreitende Stromaustausche geringfügig pönalisiert wurden, so dass sie nur insoweit durchgeführt werden, als sich dadurch die Gesamtsumme des Lastüberhangs reduzieren lässt.

Allerdings kann es dadurch im Berechnungsmodell theoretisch zu Indifferenzen kommen, wodurch in bestimmten Konstellationen arbiträre Ergebnisbeiträge entstehen könnten. Dies haben wir durch eine Verfeinerung des Modells behoben, wie nachfolgend erläutert wird.

Falls eine Gebotszone zwei (oder mehr) anderen Gebotszonen, die zur Vermeidung von Lastüberhang gleichzeitig auf Importe angewiesen sind, in begrenztem Umfang, jedoch nicht vollständig aushelfen kann, dann konnte bisher die Aufteilung der Aushilfe auf die Gebotszonen mit Importbedarf arbiträr sein.

Beispielhaft werde ein Zeitpunkt betrachtet, zu dem Deutschland/Luxemburg bei 70 GW Last einen Importbedarf von 4 GW habe. Gleichzeitig habe Belgien bei 10 GW Last einen Importbedarf von 2 GW. Es wird angenommen, dass Frankreich (unter Beachtung der Netzrestriktionen) Belgien und/oder Deutschland/Luxemburg mit insgesamt maximal 4 GW an Exporten aushelfen kann. Somit besteht per Saldo ein Lastüberhang von insgesamt 2 GW.

In der Realität würde die letztliche Verteilung der Aushilfe vom Akteursverhalten in allen sukzessiven Marktstufen (insbesondere vor- und untertäglich) abhängen. Da dieses aufgrund fehlender internationaler Harmonisierung der Regeln relevanter Marktprozesse und deren möglicher Anpassung nach Auftreten entsprechender Knappheitssituationen nicht präzise modellierbar ist, wird in diesem Vorhaben, wie oben erwähnt, darauf abgestellt, die geografische Ursache des Lastüberhangs zu identifizieren. Diese liegt im betrachteten Beispiel sowohl in Deutschland/Luxemburg als auch in Belgien.

¹⁶² Siehe r2b / Consentec (2019), Abschnitt 3.3.6.

In der bisherigen Modellierung wären in einer solchen Situation mehrere Lösungen formal gleichwertig gewesen: Nach dem vollständigen Ausschöpfen der französischen Aushilfe hätte ein Lastüberhang nur in Deutschland/Luxemburg, nur in Belgien oder in jeweils geringerer Höhe in beiden Gebotszonen verbleiben können, weil alle diese Situationen sowohl einen gleichen summarischen Lastüberhang von 2 GW als auch dieselbe Höhe grenzüberschreitender Austausche von 4 GW aufweisen.

Um eine solche Indifferenz auszuschließen, wurde das Modell für den vorliegenden Bericht so angepasst, dass eine Aufteilung des insgesamt verbleibenden Lastüberhangs unter den Gebotszonen mit Importbedarf proportional zur Last je Gebotszone erfolgt. Im Beispiel verbleiben in Deutschland/Luxemburg $2 \text{ GW} * 70 / (70+10) = 1,75 \text{ GW}$ und in Belgien $2 \text{ GW} * 10 / (70+10) = 0,25 \text{ GW}$ an Lastüberhang. Es wird also sichergestellt, dass in solchen Fällen stets alle Gebotszonen mit Importbedarf einen Lastüberhang aufweisen und dass dessen Anteil an der Last in diesen Gebotszonen identisch ist (im Beispiel 2,5 %).

Die modelltechnische Umsetzung erfolgt in Anlehnung an das Design der europäischen vortäglichen Marktkopplung¹⁶³ – nicht, weil diese in Realität das Endergebnis bestimmen würde (vgl. obige Aussage zu zeitlich nachgelagerten Marktprozessen), sondern weil dort eine etablierte Methode zur Verteilung von Nachfrageüberhang vorliegt – und besteht aus zwei Elementen: Sicherstellen, dass ein Lastüberhang nur Gebotszonen mit Importbedarf zugewiesen wird, und Vergleichmäßigen des Anteils des Lastüberhangs an der Last unter diesen Gebotszonen.

¹⁶³ NEMO Committee (2019)

3 Ergebnisse Referenzszenario

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 Betrachtungsjahre sind 2021, 2023, 2025 und 2030.

Anschließend stellen wir in Abschnitt 3.2 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 3.3 stellen wir die Ergebnisse der VS-Analysen für das Referenzszenario vor. Den Abschluss des Kapitels bildet ein kurzes Zwischenfazit in Abschnitt 3.4.

Die dem vorliegenden Bericht zugrunde liegenden Modellberechnungen wurden in der zweiten Hälfte des Jahres 2020 durchgeführt.

[Hier werden wir nach erfolgter Konsultation der Ergebnisse noch eine Zusammenfassung des Stimmungsbildes der Konsultationsteilnehmer integrieren]

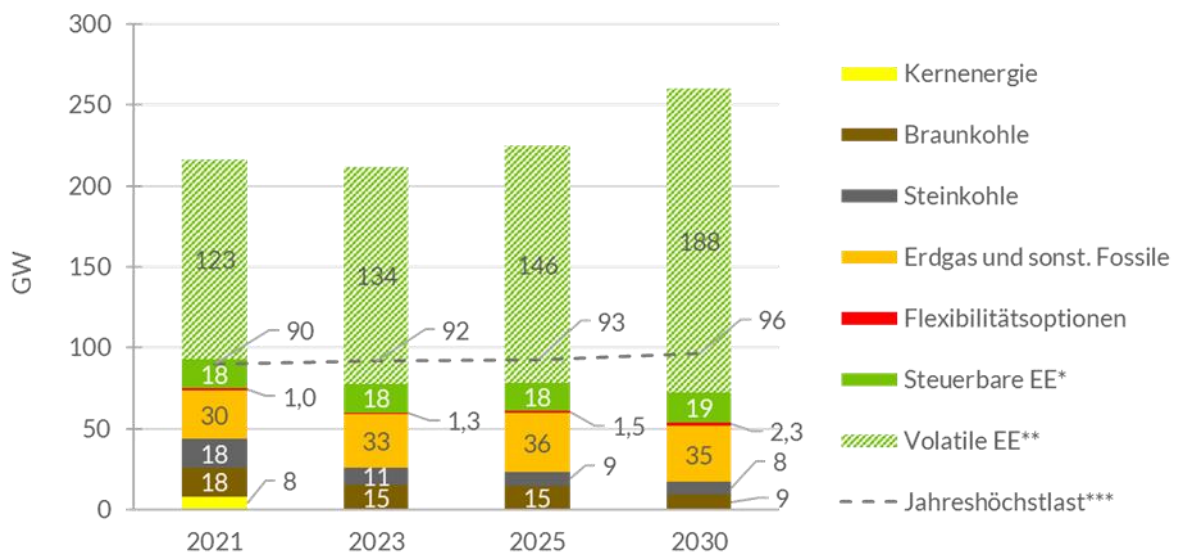
3.1 Ergebnisse Strommarktsimulationen

In diesem Abschnitt legen wir zunächst in Abschnitt 3.1.1 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 durch Preissignale am Großhandelsmarkt für Strom ergeben. In Abschnitt 3.1.2 zeigen wir anschließend die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in den berücksichtigten ausländischen Märkten auf.

3.1.1 Entwicklung der Ressourcen in Deutschland

Die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen sind zentrales Ergebnis der dynamischen und stochastischen Simulationsrechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH und sind in Abbildung 3-1 dargestellt. Dabei sind immer nur die Leistungen dargestellt, die tatsächlich für den Markt verfügbar sind. Sowohl regulatorische Reserven als auch längerfristig konservierte Kraftwerksleistung (sog. Kaltreserven) sind in den Angaben zur Leistungsentwicklung sowie in den nachgelagerten quantitativen VS-Analysen nicht berücksichtigt.¹⁶⁴ In der Abbildung haben wir zwischen steuerbarer Leistung und der Leistung der volatil einspeisenden erneuerbaren Energien differenziert.

ABBILDUNG 3-1: ENTWICKLUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS, DER JAHRESHÖCHSTLAST UND STEUERBARER SOWIE VOLATIL EINSPEISENDER ERNEUERBARER ENERGIEN



* Wind an Land und auf See, PV, Laufwasser

** Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. Anteil biogener Müll) und sonstige EE

***Maximum aller 6 Wetterjahre inkl. aller Flexibilitäten (ohne Pumpstrom)

Quelle: Eigene Berechnungen.

¹⁶⁴ In der Praxis wirken sich beide positiv auf die VS aus, da dies Reserven sind, die mit geringem zeitlichem Vorlauf zusätzlich verfügbare Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage darstellen.

Die volatil einspeisende Leistung aus Windenergie an Land und auf See, PV und Laufwasser in Summe von 123 GW im Jahr 2021 steigt, im Einklang mit den Beschlüssen der Bundesregierung zu einem Anteil der EE am Bruttostromverbrauch von 65 % auf ca. 188 GW im Jahr 2030, kontinuierlich an.¹⁶⁵ Die installierte Leistung steuerbarer Stromerzeugungsanlagen geht hingegen in Summe zurück. Im Vergleich zu der Sensitivität „Zielerreichung Klimaschutz“ aus dem ersten Projektbericht¹⁶⁶ ergeben sich nur geringfügige Unterschiede bei der Entwicklung der Ressourcen in Deutschland, wie z. B. bei der installierten Leistung volatil einspeisender Erneuerbarer Energien oder der zeitlichen Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ gegenüber dem inzwischen verabschiedeten KVBG.

Die installierte Leistung aus Speichern und Pumpspeichern, Bioenergie und sonstiger erneuerbarer Energien bleibt dabei in Summe bis 2030 mit ca. 18 bis 19 GW weitgehend konstant. Die installierte Kraftwerksleistung mit einer Befuerung auf Basis von Erdgas, Öl und sonstigen nicht erneuerbaren Energieträgern steigt nach einem Rückgang auf gut 30 GW im Jahr 2021, da ca. 4,9 GW aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit vorübergehend in Kaltreserve genommen werden und dem Markt zumindest vorübergehend nicht mehr zur Verfügung stehen, auf ca. 33 GW in Jahr 2025 und ca. 35 GW im Jahr 2030 hauptsächlich getrieben durch den Erdgas- KWK- Zubau (siehe Abbildung 2-9). Die Leistung der Kohlekraftwerke nimmt hingegen im Zeitverlauf deutlich ab. In Deutschland haben im wir Referenzszenario in Anbetracht der Steinkohle-Stilllegungsausschreibungen gemäß KVBG und der gesetzlich festgelegten spätesten Stilllegungsdaten für Braunkohle die Situation, dass Kohlekraftwerke nicht aus Wirtschaftlichkeitsgründen, d. h. vor Erreichen des exogen vorgegebenen Stilllegungszeitpunktes, stillgelegt werden können. Die Stilllegungszeitpunkte der deutschen Kohlekraftwerke sind dem Modell

¹⁶⁵ Zu den detaillierten Annahmen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland vgl. Abschnitte 2.3.1 und 2.3.2.

¹⁶⁶ Vgl. r2b / Consentec (2019).

somit im Referenzszenario exogen vorgegeben.¹⁶⁷ Hierbei haben wir uns an den Regelungen des KVBG orientiert.¹⁶⁸

Bei der Steinkohle und bei der Braunkohle beträgt die installierte Leistung im Jahr 2021 noch jeweils ca. 18 GW und sinkt dann gemäß KWSB-Beschluss auf jeweils ca. 15 GW Braunkohle und ca. 11 GW Steinkohle im Jahr 2023. Im Jahr 2025 beträgt die am Markt befindliche Leistung aus Braunkohleanlagen ca. 15 GW und die aus Steinkohle ca. 9 GW. In der angegebenen Steinkohleleistung bis einschließlich zum Jahr 2025 sind die Kraftwerke Weiher III und Bexbach, die vorläufig bei der BNetzA zur Stilllegung angezeigt sind, nicht enthalten, da diese nicht am Markt teilnehmen. Da die Anlagen jedoch aus rechtlicher Sicht jederzeit wieder an den Strommarkt zurückkehren dürften, müssen sie in die Zielmengen zur Reduzierung der Kohleverstromung gemäß KVBG berücksichtigt werden.¹⁶⁹ Die dem Markt theoretisch zur Verfügung stehende Leistung liegt somit knapp 1,4 GW oberhalb der Angaben dieses Berichtes bis einschließlich zum Jahr 2025 (z. B. in Abbildung 3-1). Bis zum Jahr 2030 geht die installierte Leistung von Steinkohlekraftwerken weiter zurück auf knapp 8 GW und bei der Braunkohle auf knapp 9 GW. Die installierte Leistung der Kernenergie ist gemäß Kernenergieausstiegsgesetz bereits im Jahr 2023 vollständig vom Netz. Die Flexibilitätsoptionen DSM (freiwilliger Lastverzicht der Industrie), NEA (Netzersatzanlagen) und Großbatteriespeicher werden in Deutschland nur in moderatem, aber im Zeitverlauf ansteigenden Umfang erschlossen. Die erschlossene Leistung dieser Flexibilitätsoptionen beträgt ca. 1,0 GW im Jahr 2021 und steigt dann auf ca. 1,5 GW im Jahr 2025 und bis 2030 weiter auf ca. 2,3 GW.

Der Base-Preis (durchschnittlicher stündlicher Preis eines Jahres; Mittelwert über alle Wetterjahre 2009-2013 und 2017) steigt, wie in **Fehler! Verweisquelle**

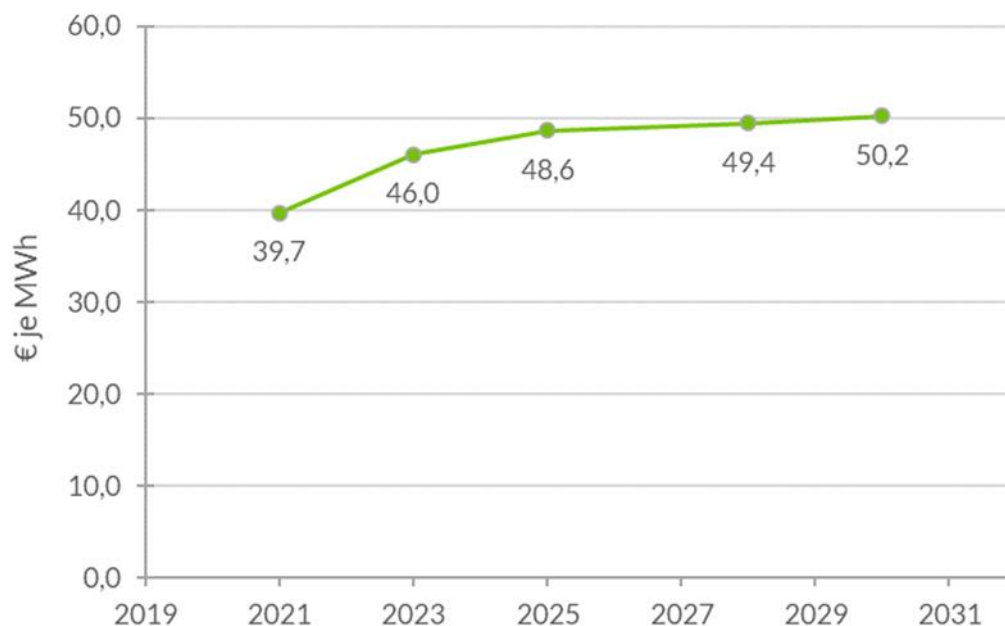
¹⁶⁷ In den beiden Szenarien zur „Verstärkten Sektorkopplung“ sind vorzeitige endogene Stilllegungen hingegen zulässig, da vorzeitige Kohlestilllegungen insbesondere bei dort angenommenen ambitionierteren CO₂-Preisentwicklungen als nicht unwahrscheinlich erachtet werden können (vgl. hierzu auch Abschnitte 4.2 und 4.3).

¹⁶⁸ Die Annahme, dass Kohlekraftwerke in Deutschland nicht aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit stillgelegt werden können, spiegelt die aktuelle Situation nach dem Erlass des KVBG adäquat wider, da im Rahmen von einvernehmlichen Kraftwerksstilllegungen Entschädigungszahlungen für die Betreiber in Aussicht stehen.

¹⁶⁹ Dieses Vorgehen stellt zudem die aus VS-Sicht konservative Herangehensweise dar, da dem Markt in den Simulationsrechnungen die Leistung aus diesen beiden Kraftwerken nicht zur Verfügung steht, obgleich diese in Realität kurzfristig wieder an den Markt zurückkehren können.

konnte nicht gefunden werden. dargestellt, im Zeitverlauf leicht an und liegt im Jahr 2030 bei 50 € je MWh.

ABBILDUNG 3-2: ENTWICKLUNG DER ÜBER ALLE WETTERJAHRE GEMITTELTEN JAHRESBASE-PREISE IN DEUTSCHLAND IM REFERENZSZENARIO IN DEUTSCHLAND

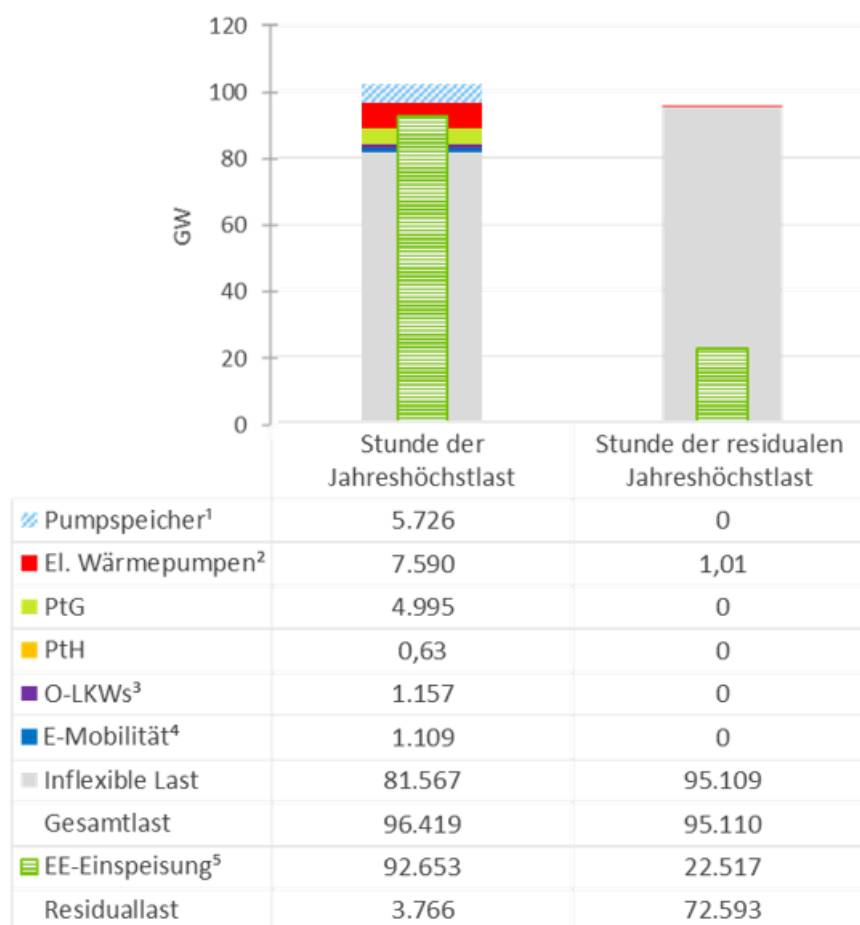


Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Jahreshöchstlast weist nun – auch im Unterschied zum ersten Projektbericht – eine steigende Entwicklung im Zeitverlauf auf. Dies ist insbesondere auf die Hinzunahme weiterer Sektorkopplungstechnologien in Form von PtH (E-Heizer und Großwärmepumpen) und PtG (PtH₂ und PtG_{Methan}) zurückzuführen. Wie in Abbildung 3-3 für das Betrachtungsjahr 2030 exemplarisch ersichtlich, ist allerdings der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast keine Knappheitssituation am Strommarkt, da zu diesem Zeitpunkt auch umfangreich dargebotsabhängige EE-Anlagen einspeisen. Auch die in dieser Stunde maximal auftretenden ungeplanten Kraftwerksausfälle in Höhe von ca. 11,6 GW, die im Rahmen der VS-Analyse in einer von 350 Monte-Carlo-Simulationsstunden dieser Stunde auftritt, führen keineswegs zu einer angespannten Versorgungssituation. Der Grund für dieses Ergebnis liegt darin, weil der Anteil an flexiblen Stromwendungen an der Gesamtlast vergleichsweise hoch ist, obgleich diese Bezugslasten zumindest teilweise verschoben hätten werden können. Auch die bivalent betriebenen Oberleitungs-LKW

schalten in dieser Stunde nicht auf Diesel-Betrieb um, um die Stromlast im Netz zu reduzieren. Die Jahreshöchstlast im Jahr 2030 ist somit ein ökonomisches auf Grund von niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt resultierendes Marktergebnis und daher nicht herausfordernd im Sinne der Deckung der Nachfrage.

ABBILDUNG 3-3: VERGLEICH DER STUNDE DER JAHRESHÖCHSTLAST MIT DER DER RESIDUALEN JAHRESHÖCHSTLAST IN DEUTSCHLAND; JAHR 2030; WETTERJAHR 2010.



- 1) Der Verbrauch der Pumpen der Pumpspeicher (PSP) wird klassischer Weise nicht auf die Jahreshöchstlast angerechnet und ist hier informativ mit ausgewiesen. Dieser ist auch nicht im Wert der Gesamtlast enthalten.
- 2) Nur der flexible Anteil der Wärmepumpenlast ist ausgewiesen.
- 3) Oberleitungs-LKW sind hybride LKW, die bei sehr hohen Strompreisen aus Dieselbetrieb umschalten.
- 4) Nur der gesteuert ladende Anteil der E-Fahrzeuge ist dargestellt.
- 5) Volatile EE: Wind, PV und Laufwasser.

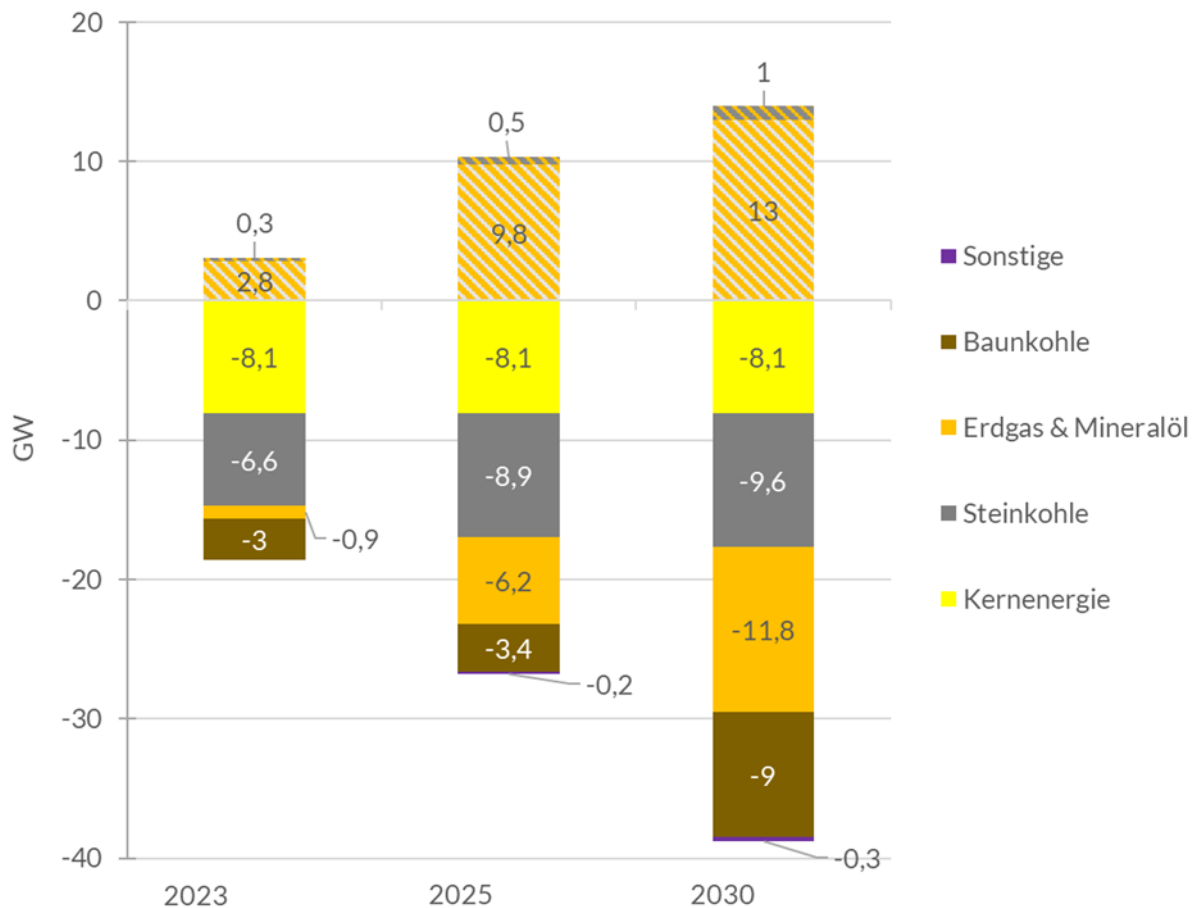
Quelle: Eigene Berechnungen.

Entscheidender für die Beurteilung der Angemessenheit der Ressourcen ist die Höhe der residualen Spitzenlast, welche ebenfalls in der Abbildung (rechts) dargestellt ist und im relevanten Wetterjahr 2010 mit 72,6 GW hoch ist. Die residuale Jahreshöchstlast ist definiert als die maximal verbleibende Last bei Abzug der Einspeisung aus volatilen Erneuerbaren Energien (Im Vergleich dazu: Die residuale Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ist mit knapp 4 GW sehr niedrig).

Der Zeitpunkt der residualen Jahreshöchstlast ist somit geprägt durch einen hohen Anteil von nicht-steuerbarer (inflexibler) Last bei gleichzeitig sehr geringer Einspeisung aus volatilen EE. Definitionsgemäß ist dann die Bezugslast der flexiblen neuen Verbraucher nur sehr gering. Der intelligent ladende Anteil der Elektroautos bezieht in dieser Stunde keinen Strom, die elektrischen Wärmepumpen sind nur in sehr geringem Umfang in Betrieb und die Oberleitungs-LKW haben auf Dieselbetrieb umgestellt. Damit entspricht die inflexible Last in dieser Stunde fast der Gesamtlast. Auch in dieser Knappheitssituation führen ungeplante maximal auftretenden ungeplanten Kraftwerksausfälle in Höhe von ca. 11,5 GW, die im Rahmen der VS-Analyse in einer von 350 Monte-Carlo-Simulationsstunden dieser Stunde auftritt, nicht zu einem Lastüberhang.

Aufgrund der Annahmen zu technischen Lebensdauern der Kraftwerke, zum Ersatz stillgelegter KWK-Anlagen (vgl. Abschnitt 2.2), des Kohleausstiegs gemäß KVVG und des Kernenergieausstiegs berücksichtigen die Ergebnisse folgende Stilllegungen und Zubauten, die dem Modell exogen vorgegeben werden (vgl. Abbildung 3-4).

ABBILDUNG 3-4: EXOGEN VORGEGBENE KUMULIERTE ZU- UND RÜCKBAUTEN KONVENTIONELLER KRAFTWERKE FÜR 2023, 2025 UND 2030 GGÜ. 2021 IN DEUTSCHLAND



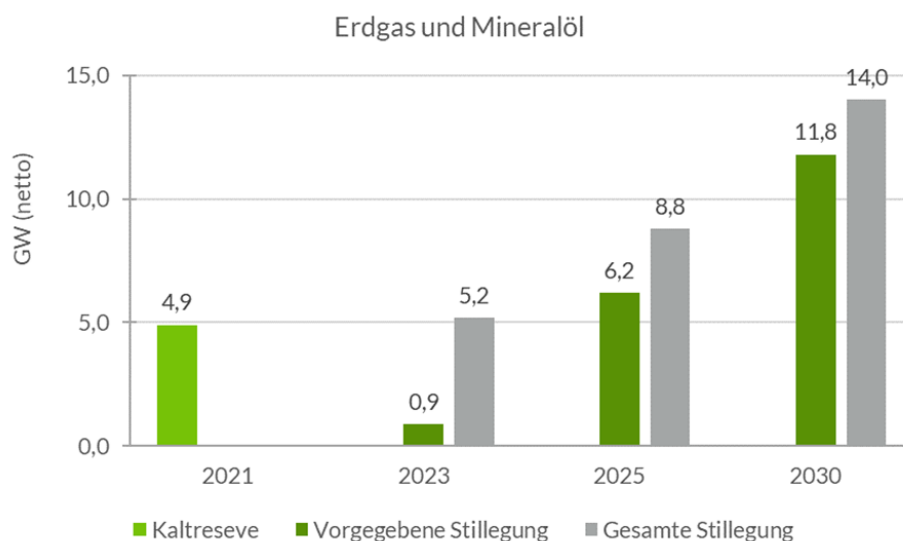
Quelle: Eigene Annahmen.

Im Jahr 2023 geben wir dem Modell gegenüber dem Jahr 2021 in Summe ca. 18,7 GW zur Stilllegung und 3,1 GW Zubau vor. Die Stilllegungen setzen sich zusammen aus 8,1 GW Kernenergie, 3,0 GW Braunkohle, 6,6 GW Steinkohle, 0,9 GW Erdgas & Mineralöl und 50 MW von Anlagen, die mit sonstigen fossilen Energieträgern betrieben werden. Der Zubau beinhaltet 300 MW BHKW (je kleiner 1 MW) sowie 2,8 GW Erdgas-KWK in Industrie und der Fernwärmeversorgung. Die kumulierten Stilllegungen nehmen im Zeitverlauf naturgemäß sukzessive weiter zu. Sie betragen ca. 26,8 GW im Jahr 2025 und 38,7 GW im Jahr 2030. Auch der kumulierte exogen vorgegebene Zubau auf Basis von Erdgas-KWK nimmt im Zeitverlauf weiter zu. Dieser beträgt ca. 10,3 GW im Jahr 2025 und ca.

14 GW im Jahr 2030. Der exogen vorgegebene Netto-Leistungsrückgang gegenüber 2021 beträgt im Jahr 2030 damit ca. 24.7 GW.

Im Gegensatz zum Referenzszenario aus dem ersten Bericht sind die Stilllegungsdaten der Kohlekraftwerke in Deutschland in diesem Bericht im Referenzszenario gemäß KVVG exogen vorgegeben.¹⁷⁰ Im Modell sind vorgezogene, wirtschaftlich bedingte, Stilllegungen dementsprechend im Referenzszenario nur bei gas- und ölbefeuerten Anlagen möglich. Für diese Anlagen werden an Stelle von exakten Stilllegungsdaten späteste Außerbetriebnahmedaten insbesondere auf Basis von Annahmen zur maximalen technischen Lebensdauer vorgegeben. Die Kraftwerksblöcke können somit modellendogen entweder bereits früher (Desinvestition) oder vorübergehend (Kaltreserve) stillgelegt werden, wenn der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen nicht mehr oder übergangsweise nicht mehr gegeben ist (vgl. Abbildung 3-5).¹⁷¹

ABBILDUNG 3-5: EXOGEN VORGEGEBENE VS. ENDOGEN ERFOLGTE STILLLEGUNGEN FÜR 2023, 2025 UND 2030 GGÜ. 2021 IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Berechnungen.

¹⁷⁰ Vgl. hierzu Abschnitt 2.2.2.

¹⁷¹ Zur Modelllogik von vorübergehenden Stilllegungen (*Kaltreserve*) und endgültigen Stilllegungen vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.2.2.

Im Jahr 2021 sind endgültige endogene Stilllegungen im Modell nicht zugelassen.¹⁷² Jedoch werden 4,9 GW in die Kaltreserve überführt. Bis 2023 werden 0,9 GW exogen aufgrund vorgegebener technischer Lebensdauern stillgelegt, darüber hinaus kommt es endogen zu vorgezogenen Stilllegungen im Umfang von ca. 4,3 GW. Auch in den Stichjahren 2025 und 2030 sind aufgrund der endogen vorgezogenen Stilllegungen weniger erdgas- und mineralölbefeuerte Anlagen im Markt. Die stillgelegten Anlagen sind offene Gasturbinen und ältere gasbefeuerte Dampfkraftwerke. Moderne GuD-Kraftwerke werden nicht endogen stillgelegt.

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.

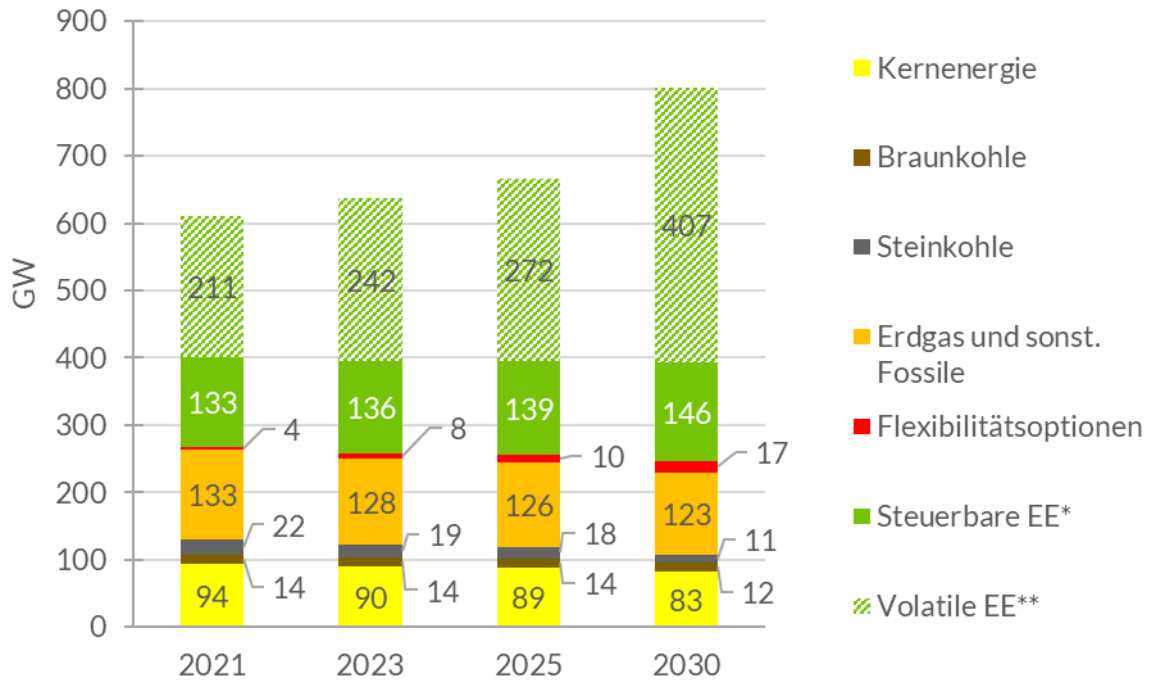
3.1.2 Entwicklung der Ressourcen in den berücksichtigten ausländischen Strommärkten

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 und PV. In Summe steigt die installierte Leistung volatil einspeisender erneuerbarer Energien (Wind, PV, Laufwasser) von 211 GW im Jahr 2021 auf 407 GW im Jahr 2030 deutlich an.¹⁷³

¹⁷² Streng genommen hätte das Modell einen Teil der Kaltreserve in 2021 bereits im Jahr 2021 stillgelegt. Aber während wir im Stichjahr 2021 in Abstimmung mit dem BMWi zwar vorübergehende Stilllegungen zulassen, sind endgültige Stilllegungen erst im Stichjahr 2023 zugelassen. Daher wird ein Teil Erdgas-Kaltreserve im Stichjahr 2021 zunächst vorübergehend und dann im Stichjahr 2023 endgültig stillgelegt. Unabhängig davon berücksichtigen wir Anlagen in der Kaltreserve im Sinne eines konservativen Ansatzes nicht in den nachgelagerten quantitativen Versorgungssicherheitsanalysen.

¹⁷³ Für detaillierte Informationen zur Entwicklung der erneuerbaren Energie im betrachteten Ausland vgl. Abschnitt 2.3.4.

ABBILDUNG 3-6: ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS IN DEN 14 BETRACHTETEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN (OHNE DEUTSCHLAND).



* Wind an Land und auf See, PV, Laufwasser

** Speicher- und Pumpspeicher, Bioenergie (inkl. Anteil biogener Müll) und sonstige EE

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die installierte Leistung steuerbarer erneuerbarer Energien (Speicher- und Pumpspeicher sowie Bioenergie) steigt im Zeitverlauf zwischen den Jahren 2021 und 2030 um ca. 13 GW an und beträgt 146 GW im Jahr 2030. Von diesen 146 GW entfallen 115 GW auf Speicher- und Pumpspeicherwerke und weitere 31 GW auf Bioenergieanlagen.

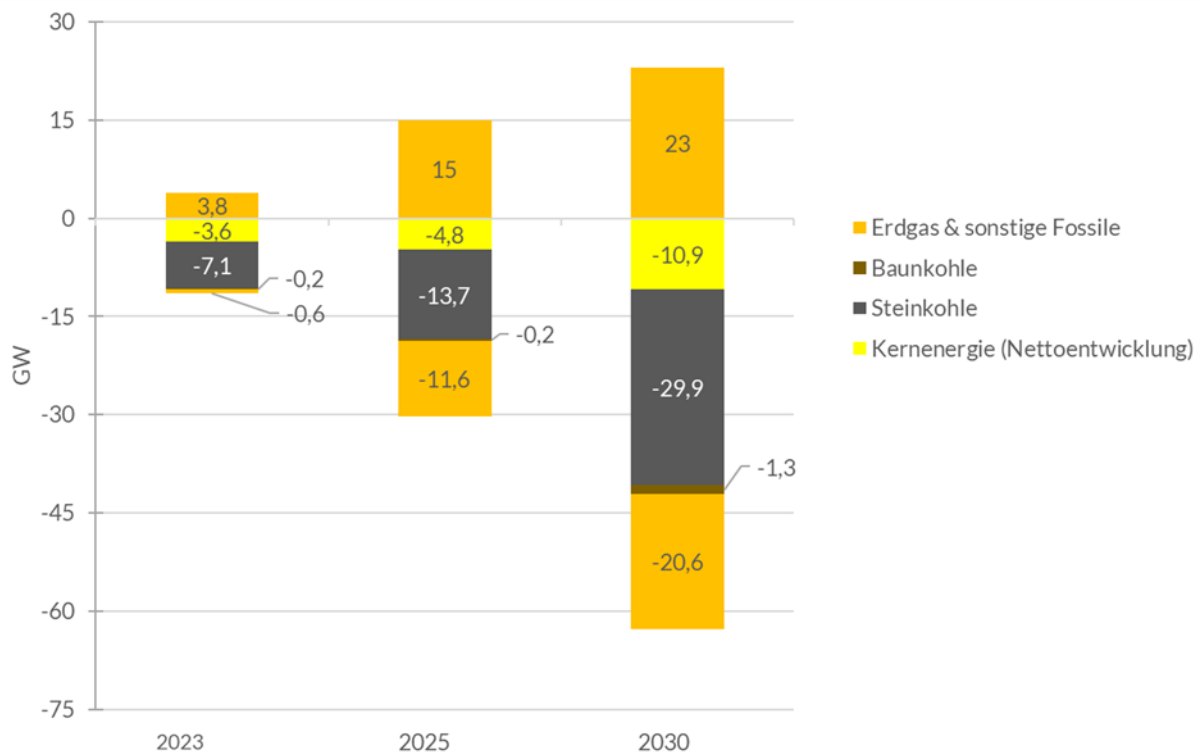
Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien sinkt die installierte Leistung der konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Zeitverlauf auch in den anderen betrachteten, europäischen Ländern deutlich ab. So beträgt die installierte Leistung am Markt befindlicher Kraftwerke auf Basis von Kohle, Erdgas, Öl und sonstigen fossilen Brennstoffen sowie Kernkraftwerke im Jahr 2021 noch ca. 287 GW und

geht dann im Zeitverlauf in Summe kontinuierlich zurück.¹⁷⁴ Im Jahr 2030 beträgt die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke nur noch ca. 216 GW. 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 freiwilligem Lastverzicht der Industrie (DSM). Die erschlossene Leistung dieser Flexibilitätsoptionen beträgt zzgl. der Leistung von Großbatterien im Jahr 2021 ca. 3,6 GW und steigt bis zum Jahr 2030 auf 17,4 GW an. Im Vergleich zum ersten Projektbericht ergeben sich insbesondere Unterschiede bei der Entwicklung der Ressourcen durch mehr Kernenergieleistung in Frankreich, weniger endogene Stilllegungen / Kaltreserven bei Kohle- und Erdgaskraftwerken im Jahr 2021 oder der installierten Leistung Erneuerbarer Energien im Jahr 2030, die im vorliegenden Bericht mit ca. 553 GW gegenüber 476 GW in erstem Bericht deutlich stärker ausgebaut werden.

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 2.2.1). Diese exogenen Vorgaben sind in Abbildung 3-7 als Veränderung gegenüber dem Jahr 2021 abgetragen. Für die Kernenergie ist abweichend von den anderen Technologien / Brennstoffen lediglich die Netzentwicklung der installierten Leistung angegeben.

¹⁷⁴ Zusätzlich sind im Jahr 2021 noch ca. 38 GW dieser Technologien in Kaltreserve, da das Modell kurzfristig, d.h. im ersten Stichjahr 2021, nicht endogen vorzeitig stilllegen darf. Die Anlagen werden im nächsten Stichjahr stillgelegt.

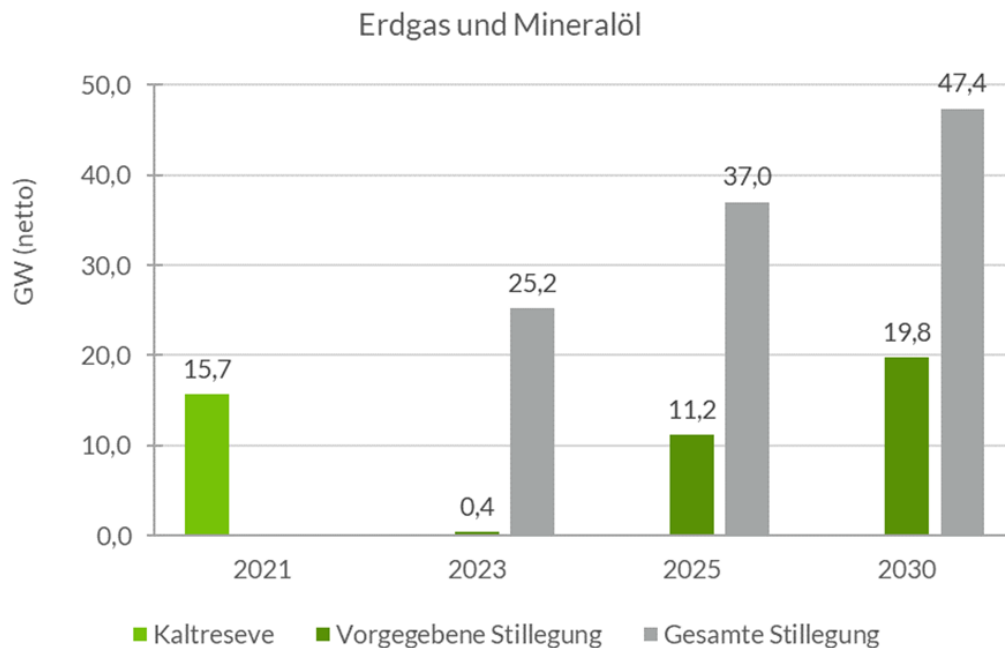
ABBILDUNG 3-7: EXOGEN VORGEGBENE ZU- UND RÜCKBAUTEN DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS FÜR DIE 14 BETRACHTETEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN (OHNE DEUTSCHLAND) FÜR 2023, 2025 UND 2030 GGÜ. 2021



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 2021 vorgegebenen und die vorgenommenen kumulierten Stilllegungen sowie die Kaltreserven sind in Summe über alle berücksichtigten Länder im Ausland in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** für Erdgas- und Mineralölkraftwerke und in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerk abgetragen.

ABBILDUNG 3-8: EXOGEN VORGEGEBENE VS. ENDOGEN ERFOLGTE KUMULIERTE RÜCKBAUTEN VON ERDGAS- UND MINERALÖLKRAFTWERKEN IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND FÜR 2021, 2023, 2025 UND 2030 GGÜ. 2021

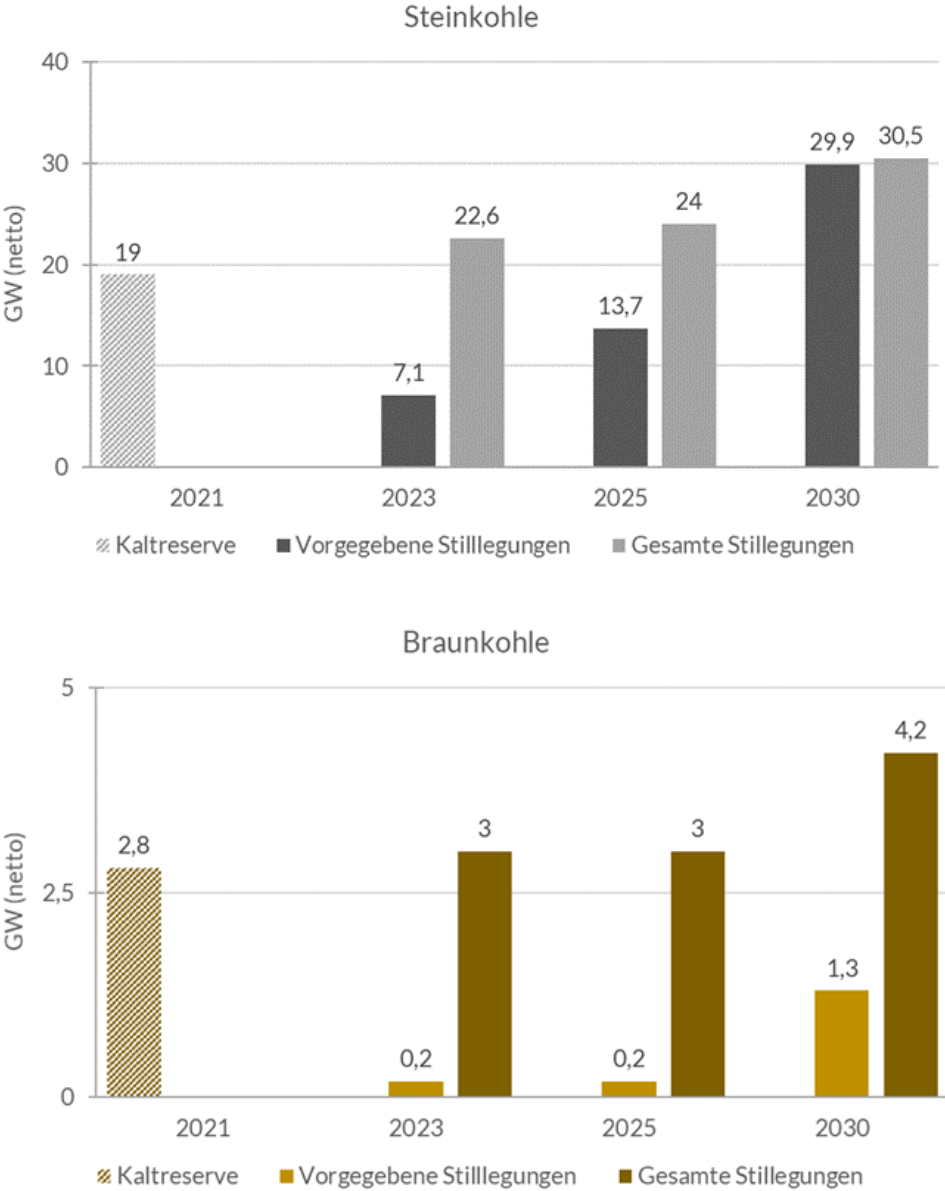


Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei den Braunkohlekraftwerken im berücksichtigten Ausland (in Polen und Tschechien) werden 2,8 GW im Jahr 2021 in die Kaltreserve genommen und ab 2023 dann endogen stillgelegt. Im Jahr 2030 sind durch endogene Stilllegungen 2,9 GW weniger Braunkohlekraftwerke am Markt als exogen vorgegeben. Bei den Steinkohlekraftwerken werden aufgrund unzureichender Wirtschaftlichkeit in 2021 ca. 19 GW in Kaltreserve genommen und 2023 ca. 15,5 GW endogen stillgelegt. Im Jahr 2030 sind nur noch marginal (0,6 GW) weniger Steinkohlekraftwerke im Markt als exogen vorgegeben, da bis dahin der Großteil der endogen stillgelegten Kraftwerke durch das Erreichen des Endes ihrer technischen Lebensdauern oder aufgrund von heute bekannten politischen Vorgaben auch exogen stillgelegt worden wären. Bei Kraftwerken auf Basis von Erdgas und Mineralöl werden zunächst im Jahr 2021 ca. 15,7 GW in Kaltreserve überführt.¹⁷⁵ Dann erfolgen im Jahr 2023

¹⁷⁵ Hier ist wieder zu berücksichtigen, dass im Stichtag 2020 in Abstimmung mit dem BMWi zwar vorübergehende Stilllegungen zugelassen sind, endgültige Stilllegungen jedoch erst im Stichtag 2023 erfolgen können.

Abbildung 3-9: EXOGEN VORGEGBENE VS. ENDOGEN ERFOLGTE KUMULIERTE RÜCKBAUTEN VON KOHLEKRAFTWERKEN IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND FÜR 2023, 2025 UND 2030 GGÜ. 2021



Quelle: Eigene Berechnungen.

erhebliche vorgezogene endogene Stilllegungen im Umfang von ca. 24,8 GW, die bis zum Jahr 2025 auf 25,8 GW zunahmen. Im Jahr 2030 betragen die vorzeitigen endogenen Stilllegungen dann rd. 27,6 GW.¹⁷⁶

Neben der Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Form von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen (vgl. Abbildung 3-6) erfolgt im berücksichtigten Ausland im Referenzszenario kein modellendogener Zubau von konventionellen Kraftwerken.

Dies ist eine ökonomische Optimierung des Systems durch die endogene Modellierung bei der Marktanpassungsreaktionen erfolgen: Die Einmottung von Bestandskraftwerken mit vergleichsweise hohen fixen Betriebskosten und gleichzeitiger Erschließung von Flexibilitätsoptionen mit wesentlich geringeren fixen Betriebskosten führen demnach zu geringeren Gesamtkosten. Den endogenen Einmottungen (Kaltreserven) in den betrachteten Ländern (ohne Deutschland) in Höhe von ca. 37,5 GW sowie 4,9 GW in Deutschland stehen neu erschlossene Flexibilitätsoptionen in der Höhe von 4 GW im europäischen Ausland sowie 1 GW in Deutschland gegenüber. Zusätzlich stehen in der gesamten betrachteten Region noch weitere umfangreiche erschließbare Potenziale für freiwilligen Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen zur Verfügung. Die erschlossenen Kapazitäten dieser Flexibilitätsoptionen entsprechen im Jahr 2023 lediglich knapp 8 Prozent der erschließbaren Potenziale der gesamten betrachteten Region. Aufgrund dieser Substitutionsmöglichkeiten gibt es viele verschiedene mögliche Entwicklungspfade, die eine sichere Stromversorgung gewährleisten.

¹⁷⁶ Bei den Endogenen Stilllegungen ist zu berücksichtigen, dass wir sehr kurzfristige Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen im Jahr 2021 im Modell untersagt haben. Die Anlagen werden dann zunächst in die Kaltreserve überführt und dann im nächsten Prognosejahr 2023 erst stillgelegt. Daher sind keine endgültigen vorgezogenen endogenen Stilllegungen im Jahr 2021 zu berichten – sehr wohl sind aber beträchtliche Leistungen im Jahr 2021 in Kaltreserve. Für die angewandte Des-/Investitionslogik im Modell vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.2.2.

3.1.3 Einordnung des Referenzszenarios

Bei der modellbasierten Szenariogenerierung werden die erwarteten Marktanpassungsprozesse analysiert und nachgebildet.¹⁷⁷ 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:

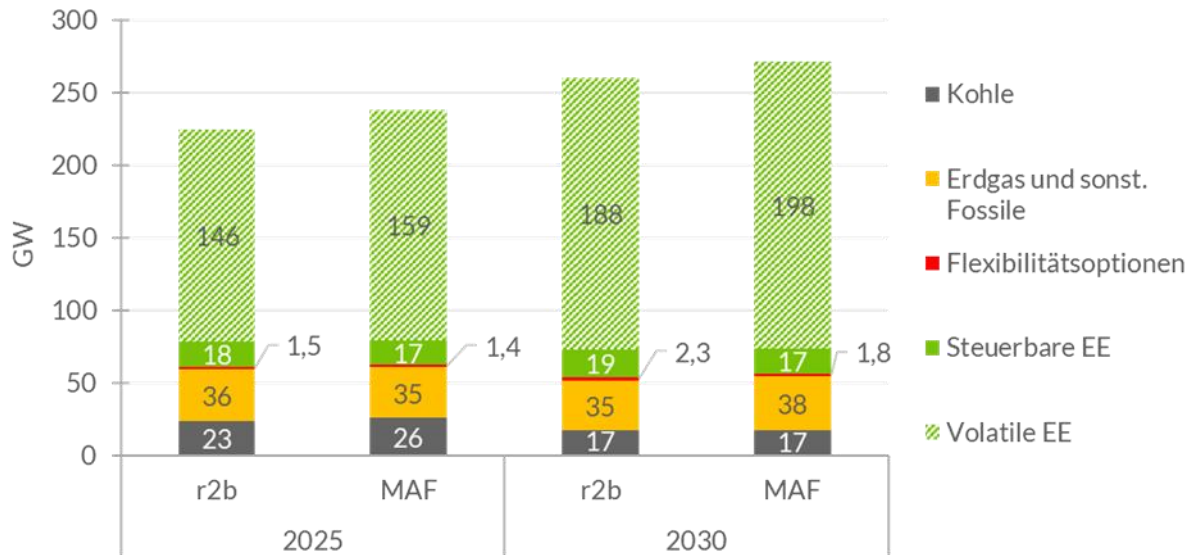
- Kurzfristig bestimmen weitgehende exogene Vorgaben auf Basis umfangreicher Vorabanalysen die Szenarien.
- Endogene Freiheitsgrade gewinnen erst für spätere Betrachtungsjahre an Relevanz, bei denen ausreichende Vorlaufzeiten für Anpassungsprozesse gegeben sind.

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 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** die Entwicklung der installierten Leistung aller steuerbarer Erzeugungsanlagen (ohne Laufwasser) und erschlossenen Flexibilitätsoptionen sowie die volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien des Referenzszenarios dem Szenario „National Trends“ des *Mid-term Adequacy Forecast 2020 (MAF2020)* der ENTSO-E für die Jahre 2025 und 2030 gegenüber gestellt.¹⁷⁸

¹⁷⁷ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.2.2.

¹⁷⁸ 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.

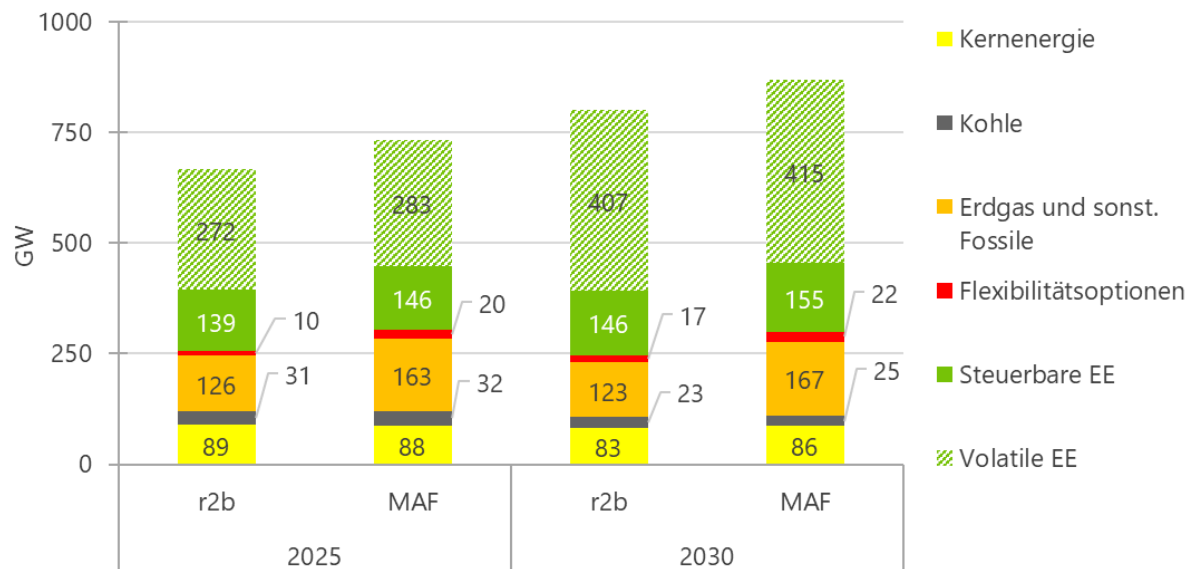
ABBILDUNG 3-10: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNGEN IN DEUTSCHLAND FÜR 2025 UND 2030 IM VERGLEICH ZU DENEN AUS DEM SZENARIO „NATIONAL TRENDS“ DES MIDTERM ADEQUACY FORECAST 2020



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen und ENTSO-E (2020d).

Das im Rahmen dieser Studie entwickelte Referenzszenario weist eine geringere bis gleich hohe installierte Erzeugungsleistung (inkl. der Flexibilitätsoptionen freiwilliger Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen sowie Großbatterien) im Vergleich zu den Szenarien von ENTSO-E auf. Mit um 0,9 GW geringeren Leistungen der steuerbaren Ressourcen im Jahr 2025 und im Jahr 2030 stellt das Referenzszenario eine realistische bis konservative Entwicklung des Stromversorgungssystems in Deutschland dar.

ABBILDUNG 3-11: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNGEN FÜR 2025 UND 2030 IN DEN 14 BETRACHTETEN LÄNDERN (OHNE DEUTSCHLAND) IM VERGLEICH ZU DENEN AUS DEM SZENARIO „NATIONAL TRENDS“ DES MIDTERM ADEQUACY FORECAST 2020



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen und ENTSO-E (2020).

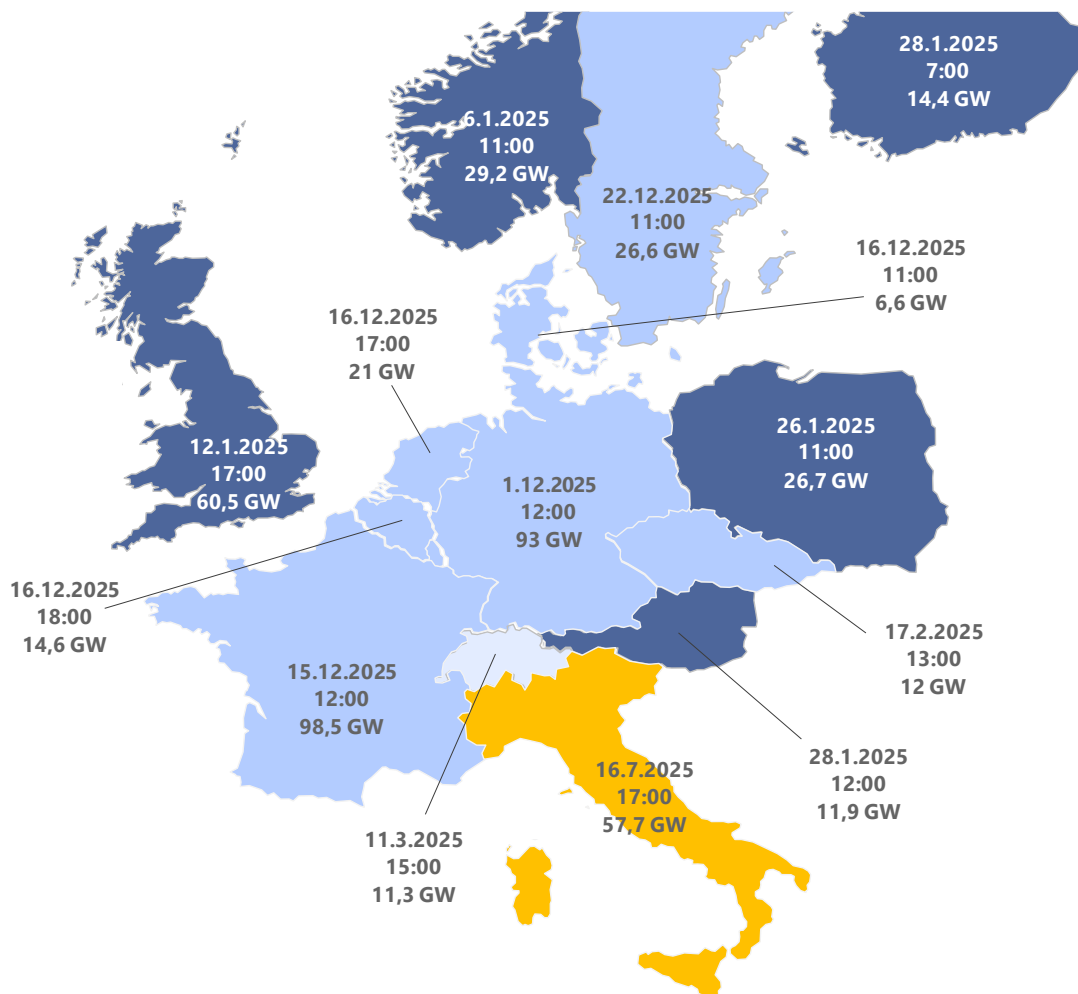
Im Vergleich des berücksichtigten Auslands zeigen sich deutlichere Unterschiede in den installierten Leistungen. Dies ist vermutlich insbesondere darauf zurückzuführen, dass in den modellbasiert entwickelten Szenarien teilweise erhebliche modellendogene Stilllegungen erfolgen. Mit um ca. 54 GW geringeren Leistungen der steuerbaren Ressourcen im Jahr 2025 und ca. 61 GW stellt das Referenzszenario im Vergleich zu ENTSO-E eine eher konservative Entwicklung des Stromversorgungssystems in den betrachteten Ländern auf Basis des aktuellen Marktdesigns und bekannter Entwicklungen in Europa dar.

3.2 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 nachfolgend 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. Zunächst wird dies in **Fehler!**

Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. veranschaulicht, indem exemplarisch die Zeitpunkte der Jahreshöchstlast für das Prognosejahr 2025 (Wetterjahr 2010) abgetragen sind.

ABBILDUNG 3-12: EXEMPLARISCHE DARSTELLUNG DER ZEITUNGLEICHHEIT DER JAHRESHÖCHST-LASTEN IN DEN 14 BETRACHTETEN LÄNDERN (PROGNOSEJAHR 2025; WETTERJAHR 2010)

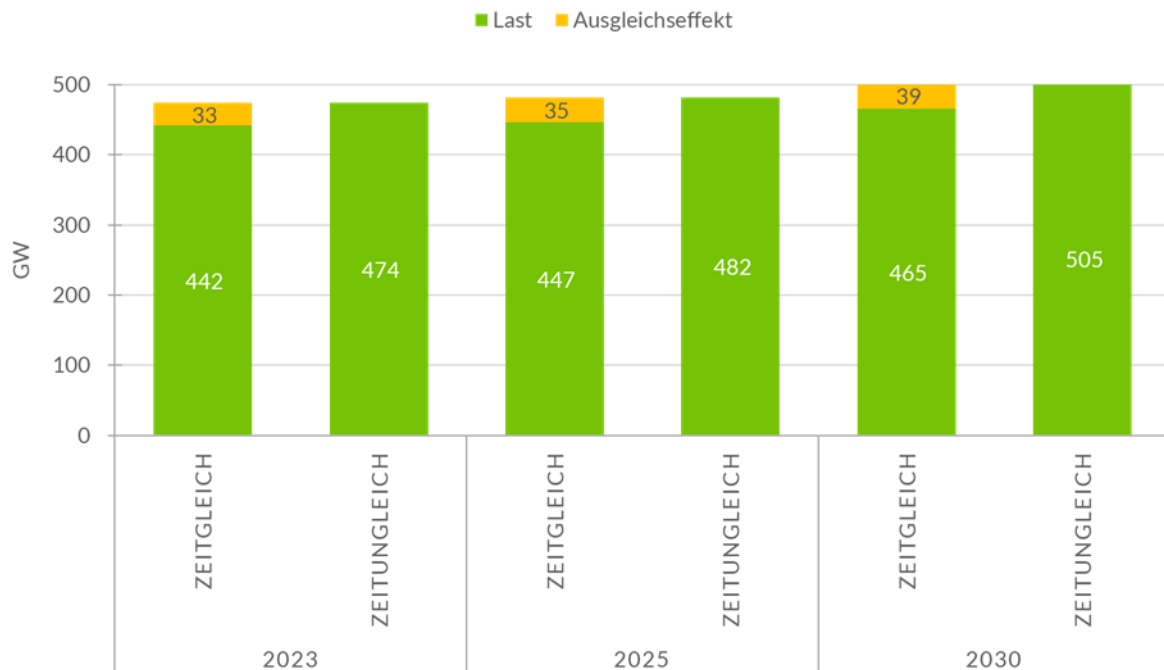


Quelle: Eigene Berechnungen;

Farbgebung: Hellblau: Erste Winterhälfte; Dunkelblau: Zweite Winterhälfte; Gelb: Sommer.

Die Ausgleichseffekte der Last sind in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. 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 33 und 39 GW beträgt.

ABBILDUNG 3-13: AUSGLEICHSEFFEKTE DER LAST: ZEITGLEICHE VS. ZEITUNGLEICHE JAHRESHÖCHSTLAST ALLER 14 BETRACHTETEN LÄNDER FÜR 2023, 2025 UND 2030

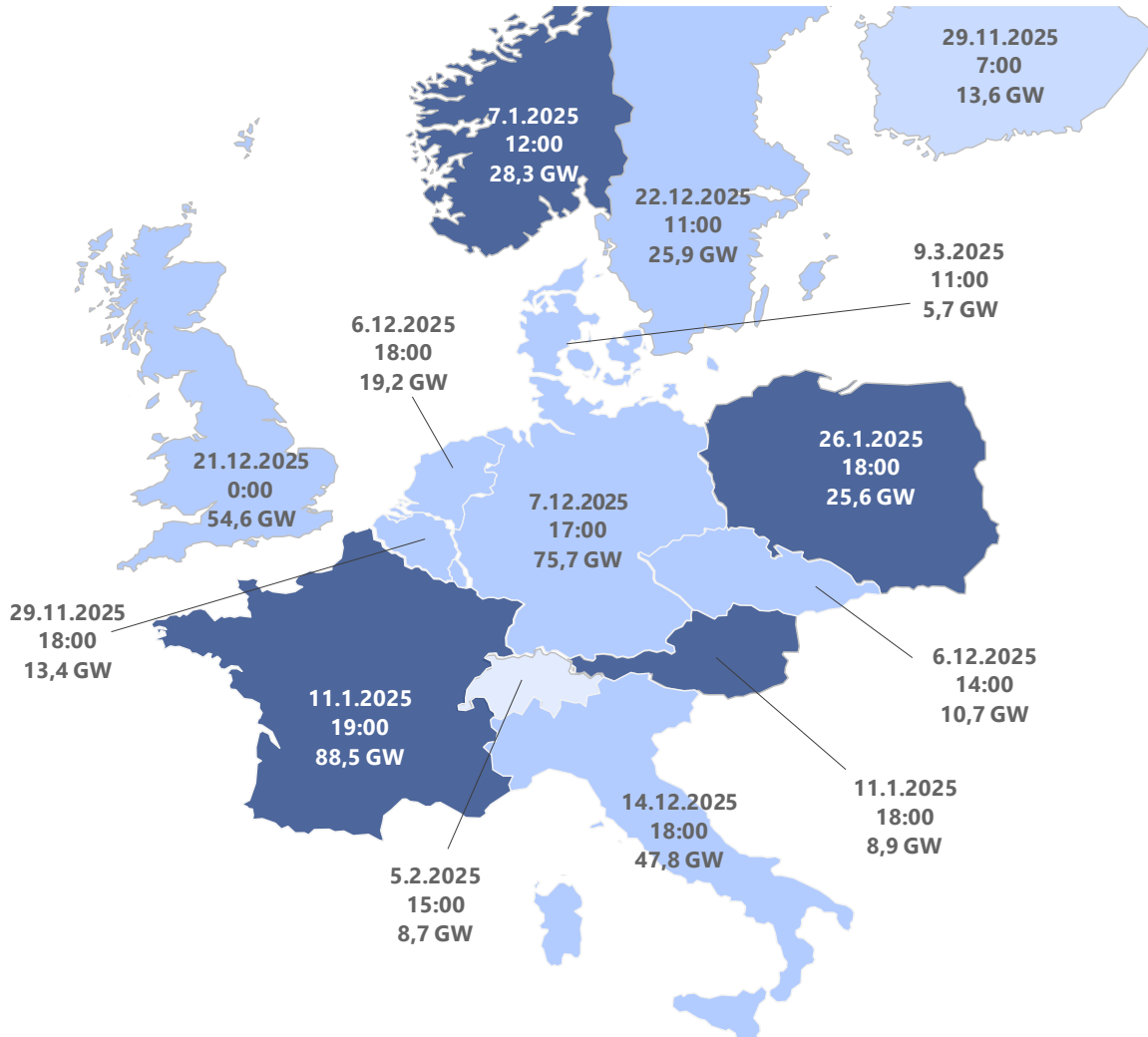


Quelle: Eigene Berechnungen; gemittelt über alle 6 Wetterjahre.

Deutschland trägt als das Land mit dem höchsten Stromverbrauch substantiell zur zeitgleichen und zur zeitungleichen Jahreshöchstlast bei. Die Jahreshöchstlast in Deutschland liegt im Maximum über alle sechs Basisjahre im Jahr 2021 bei ca. 90 GW und weist dann eine im Zeitverlauf leicht steigende Entwicklung auf. Im Jahr 2023 beträgt sie ca. 92 GW, im Jahr 2025 ca. 93 GW und im Jahr 2030 ca. 96 GW.

Die dargebotsabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien (Wind, PV und Laufwasser) führt zu einer weiteren Verstärkung dieser Ausgleichseffekte, da geringe Einspeiseniveaus weder zeitgleich in allen Ländern noch zeitlich zur jeweiligen Höchstlast auftreten. Zunächst ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** exemplarisch die Zeitungleichheit der residualen Jahreshöchstlast der betrachteten Länder für das Jahr 2025 (Wetterjahr 2010) dargestellt.

ABBILDUNG 3-14: EXEMPLARISCHE DARSTELLUNG DER ZEITUNGLEICHHEIT DER RESIDUALEN JAHRESHÖCHSTLASTEN IN DEN 14 BETRACHTETEN LÄNDERN (PROGNOSEJAHR 2025; WETTERJAHR 2010)



Quelle: Eigene Berechnungen; Farbgebung: Hellblau: Erste Winterhälfte; Dunkelblau: Zweite Winterhälfte.

Um den Effekt der Zeitungleichheit zu quantifizieren, stellen wir in Abbildung 3-15 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 41 und 54 GW beträgt.

ABBILDUNG 3-15: AUSGLEICHSEFFEKTE DER RESIDUALEN LAST: ZEITGLEICHE VS. ZEITUNGLEICHE RESIDUALE JAHRESHÖCHSTLAST ALLER 14 BERÜCKSICHTIGTEN LÄNDER FÜR 2023, 2025 UND 2030



Quelle: Eigene Berechnungen; gemittelt über alle 6 Wetterjahre.

Die absolute residuale Jahreshöchstlast in Deutschland liegt (im Mittel über alle sechs Wetterjahre) im Jahr 2021 bei ca. 78 GW und weist dann eine im Zeitverlauf leicht abnehmende Entwicklung auf. In den Jahren 2023 und 2025 beträgt sie ca. 77 GW und im Jahr 2030 ca. 75 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 2023¹⁷⁹ die 350 simulierten Jahreszeitreihen der stündlichen Ausfalleistungen ausgewertet.

Wenn man beispielsweise für jedes Land die kumulierte Ausfalleistung 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 Ausfalleistung 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 Ausfalleistungen 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 Ausfalleistung 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.¹⁸⁰

Die obigen Ausführungen zeigen, dass die europäischen Ausgleichseffekte einen erheblichen Umfang haben. Ihr Nutzen in Bezug auf die Versorgungssicherheit besteht darin, dass in Zeiten mit Importbedarf eines Landes (bzw. einer Gebotszone) Länder mit momentanem Überschuss an Erzeugungskapazität aushelfen

¹⁷⁹ Die Zahlenauswertung erfolgte für den ersten Projektbericht auf Basis des dortigen Referenzszenarios. Für andere Szenarien und Betrachtungsjahre treten Ausgleichseffekte in gleicher Größenordnung auf.

¹⁸⁰ 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 Ausfalleistung 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 Ausfalleistung über alle Länder diesen Wert überschritten hat.

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 beachtet¹⁸¹ und zweitens erfolgt Aushilfe nur insoweit, als dadurch kein (zusätzlicher) Lastüberhang in der aushelfenden Gebotszone auftritt¹⁸².

In der Praxis ist das Erbringen solch grenzüberschreitender Aushilfe im technisch möglichen Umfang übrigens sicher zu erwarten, weil es für die Marktakteure 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 Ergebniskenngröße beschrieben, nämlich den erforderlichen Import zur Vermeidung von Lastüberhängen¹⁸³.

3.3 Ergebnisse VS-Analysen

Loss of Load Probability und Expected Energy Not Supplied

Die Charakterisierung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgt primär anhand der sogenannten Lastüberhangwahrscheinlichkeit. Im Englischen wird hierfür der Begriff „Loss of Load Probability“, kurz LoLP, verwendet. LoLP wird einheitenlos oder in Prozent angegeben. Sie gibt die Wahrscheinlichkeit dafür an, dass nicht alle Verbraucher entsprechend ihrer preislichen Präferenzen über den Strom-

¹⁸¹ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.4.

¹⁸² Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.6 einschließlich der dortigen Diskussion zu möglichen Alternativen.

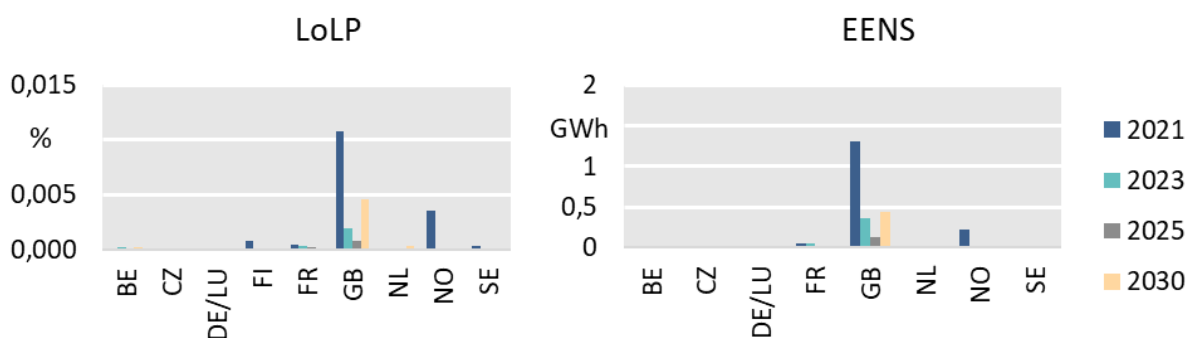
¹⁸³ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 2.2.3.

markt versorgt werden können. Der im ersten Projektbericht als VS-Standard abgeleitete Schwellenwert der Angemessenheit der Ressourcen ist in Form von $\overline{LoLP} = 0,06\%$ formuliert.¹⁸⁴

Neben der LoLP wird im Folgenden als sekundäre Kenngröße die Expected Energy not Supplied (EENS) ausgewiesen. Diese gibt den Erwartungswert der Nachfrageenergie an, die am Strommarkt nicht gedeckt werden kann, und wird als Energiemenge (z. B. GWh) pro Jahr ausgedrückt.

In Abbildung 3-16 sind die Kenngrößen LoLP und EENS für die vier Betrachtungsjahre dargestellt. Die Darstellung beschränkt sich aus Gründen der Übersichtlichkeit auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt, sowie Deutschland/Luxemburg.¹⁸⁵

ABBILDUNG 3-16: ENTWICKLUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEITS-KENNZAHLEN IM REFERENZSZENARIO FÜR LÄNDER MIT KENNGRÖßEN GRÖßER NULL UND DEUTSCHLAND/LUXEMBURG



Quelle: Eigene Darstellung.

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

¹⁸⁴ Der Schwellenwert kann wie folgt interpretiert werden: Wird der Schwellenwert vom zu prüfenden Stromversorgungssystem für ein künftiges Betrachtungsjahr überschritten, dann ist dies ein Indiz dafür, dass eine wirtschaftlich effiziente Investition in Erzeugungs- oder Flexibilitätsressourcen unterblieben ist, d. h. dass die in der Stromversorgung tätigen 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.

Je weiter die Lastüberhangwahrscheinlichkeit dagegen unterhalb des Schwellenwerts liegt, desto mehr würden ihre Kosten den Nutzen auf der Verbraucherseite (durch vermiedenen Lastüberhang) übersteigen.

¹⁸⁵ Einige der von Null verschiedenen Werte sind so klein, dass sie in der grafischen Darstellung kaum oder gar nicht von Null zu unterscheiden sind.

Es zeigt sich, dass in der vorliegenden Untersuchung deutsche Verbraucher jederzeit sicher versorgt werden können. LoLP und EENS haben Werte von null in allen Betrachtungsjahren. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %.

Nennenswerte, wenngleich unkritische LoLP- und EENS-Werte treten nur für Großbritannien (2021 und 2030) und Norwegen (2021) auf.¹⁸⁶ Die durchschnittliche Höhe des Lastüberhangs, die sich aus dem Verhältnis von EENS und LoLP ermitteln lässt¹⁸⁷, beträgt dort ca. 0,75-1,5 GW.

Erforderliche Importe

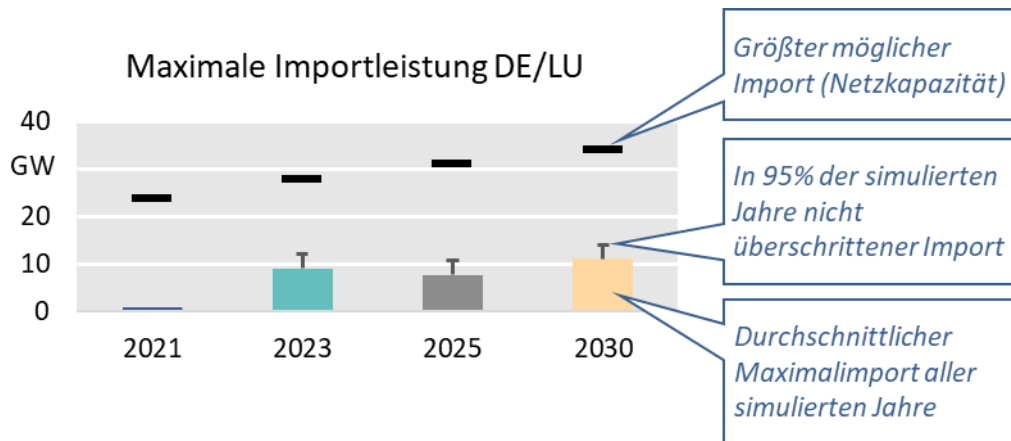
Abbildung 3-17 zeigt die Höhe der Importe nach Deutschland/Luxemburg, die erforderlich sind, um dort Lastüberhänge zu vermeiden. Grundlage der Darstellung sind die Maximalwerte der erforderlichen Importleistung, die in jeweils einem simulierten Jahresverlauf auftreten. Dabei gibt die Höhe der Säulen je Betrachtungsjahr an, welcher Maximalimport im Durchschnitt über alle jeweils 2.100 Simulationsjahre¹⁸⁸ 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 2.8).

¹⁸⁶ Die Ergebniskennzahlen für das Ausland sind allerdings aufgrund der Randlage im Modell mit Unsicherheiten behaftet, vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.2.

¹⁸⁷ Durchschnittlicher Lastüberhang = $EENS / (LoLP \cdot 8760 \text{ h/a})$.

¹⁸⁸ Zur Erläuterung des Konzepts, ein Betrachtungsjahr durch viele Simulationsjahre zu untersuchen, siehe r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.6.

ABBILDUNG 3-17: ENTWICKLUNG ERFORDERLICHER* IMPORTE NACH DE/LU IM REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung.

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

Im Vergleich zum ersten Bericht fällt auf, dass die erforderlichen Importe nach Deutschland/Luxemburg im Betrachtungsjahr 2021 gegenüber dem dort als erstes betrachteten Jahr 2020 deutlich zurückgehen. Die Reduktion der erforderlichen Importe gegenüber dem ersten Projektbericht ist auf verschiedene Ursachen zurückzuführen:

- Die korrigierte Zuordnung von 3,3 GW österreichischer Wasserkraftanlagen zur Gebotszone Deutschland/Luxemburg
- In erstem Bericht waren im Stichjahr 2020 zusätzlich ca. 4 GW GuD in Deutschland in Kaltreserve genommen worden
- Ambitionierterer EE-Ausbau in Deutschland (d.h. geringere Residuallast)

Ab 2023 sind – jedenfalls in einzelnen Stunden und je nach Zusammentreffen der modellierten Unsicherheiten – nennenswerte Importleistungen erforderlich. Diese liegen höher als derzeit beobachtete Importmaxima; beispielsweise betrug die maximale Importleistung nach Deutschland/Luxemburg im Jahr 2019 ca. 11,7 GW.¹⁸⁹ Gründe hierfür sind zum einen die Tatsache, dass die Bandbreite der in der VS-Analyse modellierten Unsicherheiten größer ist als die der in jenem Jahr

¹⁸⁹ Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von Daten von smard.de

tatsächlich eingetretenen Situationen, und zum anderen der in Abschnitt 3.1.1 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 stärker zunimmt als die erforderlichen Importleistungen.

Auch sind Importe nur kurzzeitig im hier dargestellten Umfang erforderlich: Die durchschnittlich erforderliche Importenergie – das ist das Jahresintegral über die stündlichen erforderlichen Importleistungen – liegt in allen Betrachtungsjahren unter 0,1 % des Bruttostromverbrauchs.¹⁹⁰

Die zeitweise Notwendigkeit von Importen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist im Strombinnenmarkt konzeptgemäß und steht im Zusammenhang mit der gewollten Nutzung von Ausgleichseffekten (vgl. Abschnitt 3.2). Folglich betrifft dies auch keineswegs nur Deutschland/Luxemburg. Vielmehr treten in allen betrachteten Ländern notwendige Importe auf, d. h. es findet wechselseitige Aushilfe statt. Die Importleistung, die in 95 % der Simulationsjahre in keiner Stunde überschritten wird (entsprechend den „Antennen“ in Abbildung 3-17) liegt je nach Betrachtungsjahr beispielsweise für Frankreich bei ca. 8 bis 14 GW, für Belgien bei ca. 4 bis 9 GW und für die Niederlande bei ca. 4 bis 6 GW. Während die Werte für die meisten Länder über den Betrachtungszeitraum ansteigen, ist in Frankreich eine rückläufige Tendenz zu verzeichnen.

Wie oben erwähnt, ist das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau an Importen nach Deutschland/Luxemburg 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 EU-Strommarktverordnung verpflichtenden und in dieser Untersuchung angenommenen Austauschkapazitäten

¹⁹⁰ 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.

unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit zu realisieren¹⁹¹. Zum anderen sollte eine Vorbereitung auf zwar heute bereits (im Rahmen der Allokation grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten) zulässige¹⁹², 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.¹⁹³

Spielraum-Status

Die beiden wesentlichen Kenngrößen zur Beurteilung des VS-Niveaus, LoLP und EENS, beziehen sich auf solche Situationen (Stunden), in denen Lastüberhang auftritt. Für eine generellere, qualitative Beurteilung des VS-Niveaus ist es darüber hinaus von Interesse, wie weit das Stromversorgungssystem in den übrigen Stunden von einem Lastüberhang noch „entfernt“ ist, inwieweit also Spielraum besteht, durch den auch bei noch gravierenderen Ereignissen als den in der stochastischen Simulation explizit abgebildeten kein Lastüberhang aufträte. Beispielsweise besteht in einer Stunde, in der im Inland die konventionelle Erzeugungsleistung nicht vollständig eingesetzt wird, mehr Spielraum als in einer Stunde, in der dies der Fall ist. Noch weniger Spielraum herrscht in einer Stunde, in der Import zur Vermeidung eines Lastüberhangs erforderlich ist.

Die im vorigen Unterabschnitt vorgestellten Auswertungen der erforderlichen Importe sind somit bereits ein wichtiger Baustein zur generellen Beurteilung des VS-Niveaus. Sie sind jedoch auf Stunden mit Importbedarf beschränkt. Im Folgenden wird eine verallgemeinerte Klassifizierung vorgenommen, mittels derer allen Simulationsstunden ein sogenannter Spielraum-Status zugewiesen werden kann.

¹⁹¹ Vgl. r2b / Consentec (2019) Abschnitt 3.3.4.

¹⁹² 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).

¹⁹³ Einen Beitrag zur Vorbereitung auf künftige veränderte Stromhandelsmuster liefern bereits die von den deutschen ÜNB jährlich durchgeführten Bedarfsanalysen zur Netzreserve.

Das Prinzip einer solchen Klassifizierung ist angelehnt an eine ähnliche Auswertung des Pentalateralen Energieforums¹⁹⁴. Für die konkrete Klasseneinteilung nutzen wir jedoch die Tatsache, dass in der hier erfolgten VS-Analyse das zur Vermeidung von Lastüberhang erforderliche Niveau von Importen bestimmt werden kann. Auf dieser Grundlage wird für eine betrachtete Gebotszone jeder Simulationsstunde einer der in der folgenden Tabelle genannten Status zugewiesen.

TABELLE 3-1: KLASSIFIKATION ZUR AUSWERTUNG DES SPIELRAUM-STATUS ZUR BEURTEILUNG DES VERSORGUNGSSICHERHEITS-NIVEAUS

Klassifikation in aufsteigender Kritikalität	Beschreibung
A	Weder notwendiger Import noch Export <u>oder</u> ¹⁹⁵ Export und noch freie konventionelle Leistung
B	Export und keine freie konventionelle Leistung
C	Notwendiger Import ohne Lastüberhang
D	Lastüberhang

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Differenzierung der Exportstunden erfolgt ausschließlich nach freier konventioneller Leistung, d. h. Flexibilitäten mit Energiemengenrestriktionen (z. B. Speicherkraftwerke) werden nicht berücksichtigt. Dies ist eine konservative Defini-

¹⁹⁴ Vgl. PLEF (2018), S. 58f.

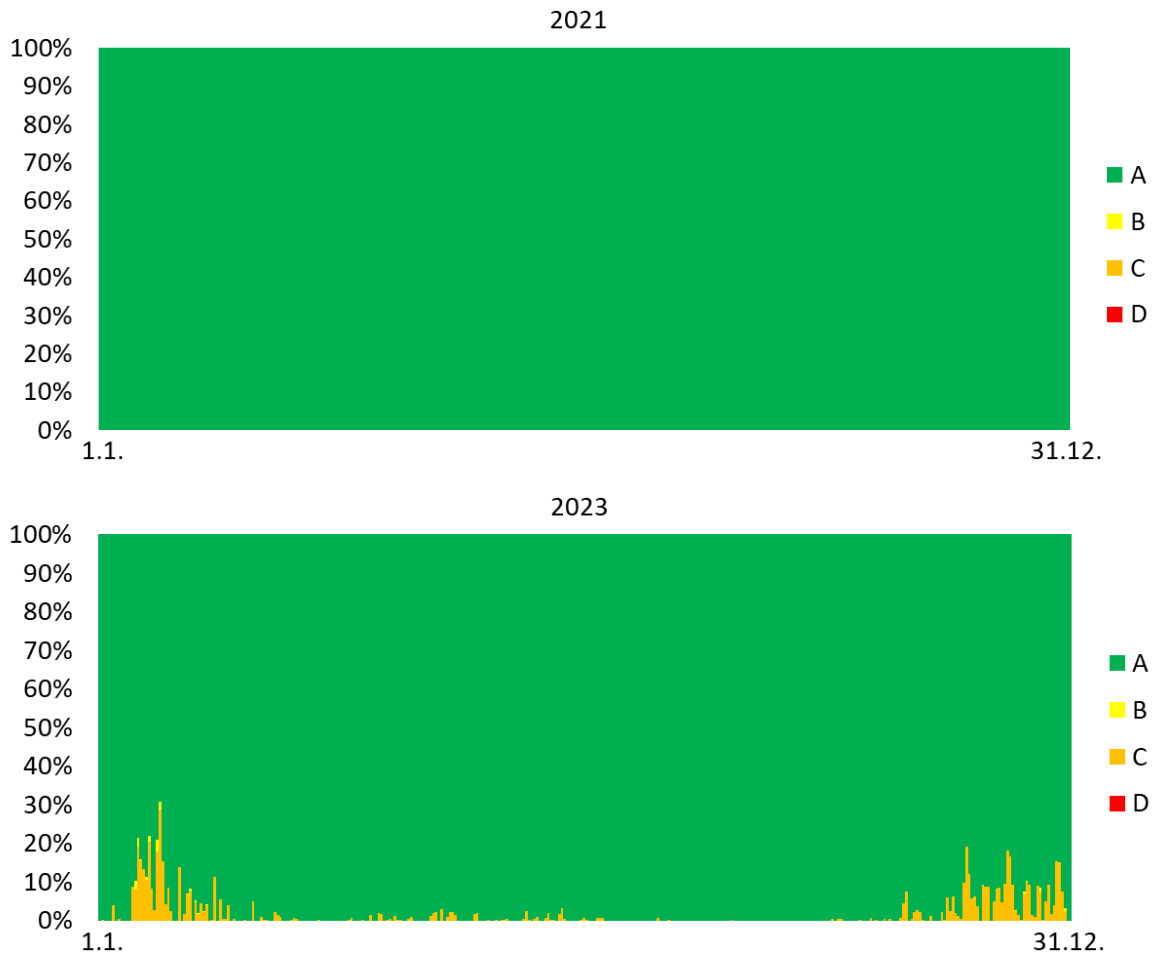
¹⁹⁵ Auf den ersten Blick könnte es naheliegend erscheinen, Stunden mit Export als eigene Kategorie von Stunden ohne jeden Ex- oder Import abzutrennen. Allerdings ist im Simulationsergebnis nicht eindeutig feststellbar, ob das Auftreten eines Exports aus einer bestimmten Gebotszone A in einer gegebenen Simulationsstunde zwingend erforderlich war. Das liegt daran, dass der Export zwar aus dem notwendigen Import (mindestens) einer anderen Gebotszone B resultiert, um dort Lastüberhang zu vermeiden oder zu reduzieren. Es könnte aber sein, dass alternativ zu A auch eine dritte Gebotszone C den Export nach B leisten könnte. In einer solchen Stunde ist zwar irgendein Export erforderlich, aber nicht unbedingt ein Export aus A. Man kann also nicht eindeutig differenzieren zwischen einer Situation ohne Im- oder Export und einer Situation mit Export (weil dieser möglicherweise alternativ auch von einer anderen Gebotszone übernommen werden könnte).

Stunden, in denen bei Export die konventionelle Kapazität voll ausgeschöpft wird (Kategorie B), weisen wir dennoch aus, um die Häufigkeit dieses Ausschöpfens markieren zu können. Aufgrund der vorgenannten Indifferenz ist dies eine ober Abschätzung der Häufigkeit, mit der die inländische konventionelle Leistung ausgeschöpft werden muss, um anderen Gebotszonen auszuweichen.

tion, da natürlich grundsätzlich auch diese Flexibilitäten zur Lastdeckung beitragen können und damit den Spielraum in Bezug auf das VS-Niveau erhöhen. Allerdings ist es angesichts des begrenzten Speichervolumens nicht eindeutig, inwieweit die Kapazität dieser Ressourcen den einzelnen Stunden zugerechnet werden kann. Wenn beispielsweise der Speicherinhalt in drei aufeinanderfolgenden Stunden jeweils für eine Volllaststunde ausreicht, dann könnte zwar in jeder einzelnen dieser drei Stunden die volle Leistung erzeugt werden, nicht aber in allen drei Stunden.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen das Ergebnis der Auswertung des Spielraum-Status von Deutschland/Luxemburg für die vier Betrachtungsjahre. In jedem Diagramm sind von links nach rechts die 365 Tage des Jahres aufgetragen. Für jeden Tag ist anhand der Farben dargestellt, wie sich die Simulationsstunden dieses Tages auf die Kategorien des Spielraum-Status gemäß Tabelle **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** verteilen. Jedem Tag liegen 50.400 Datenpunkte (24 Stunden, 6 Wetterjahre, jeweils 350 Simulationsjahre) zugrunde.

ABBILDUNG 3-18: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IM REFERENZSZENARIO, BETRACHTUNGSGEJAHRE 2021 UND 2023



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

ABBILDUNG 3-19: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IM REFERENZSZENARIO, BETRACHTUNGSAHRE 2025 UND 2030



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

Im Jahr 2021 liegt, wie schon zuvor erörtert, praktisch kein Importbedarf vor, so dass optisch ausschließlich Kategorie A wahrzunehmen ist. Im Jahr 2023 treten nennenswerte Anteile von Stunden mit Importbedarf (Kategorie C) nur im Winterhalbjahr auf. Der höchste Wert beträgt 29 %, d. h. es gibt einen Tag im Jahr, an dem die Wahrscheinlichkeit für einen Importbedarf 29 % beträgt. Den weitaus überwiegenden Anteil der Stunden machen jedoch auch in 2023 solche mit freier konventioneller Leistung und/oder keinerlei Ex- oder Importbedarf aus (Kategorie A). Stunden der Kategorie B, in denen die konventionelle Leistung durch grenzüberschreitende Aushilfe (Export) voll ausgeschöpft wird, sind sehr selten, und Stunden mit Lastüberhang treten, wie in allen Betrachtungsjahren, nicht auf.

In 2025 und 2030 ähnelt die Verteilung des Spielraumstatus der für 2023. In 2030 beträgt der höchste tägliche Anteil von Stunden mit Importbedarf (Kategorie C) 31 %.

Technische Versorgungssicherheit (inklusive strategischer Reserven)

Zur Abschätzung der technischen Versorgungssicherheit (in Abgrenzung zur Versorgungssicherheit am Strommarkt, vgl. Kapitel 1.5) führen wir eine Variantenrechnung durch, bei der wir in der Modellstufe der VS-Analyse die Möglichkeit des Einsatzes strategischer Reserven (wie zum Beispiel der deutschen Kapazitätsreserve) zusätzlich berücksichtigen. Die ausschließliche Berücksichtigung in der VS-Analyse trägt dem Umstand Rechnung, dass strategische Reserven keine Rückwirkung auf den Markt haben und somit im Investitionskalkül (das in der Modellstufe der Strommarktsimulation nachgebildet wird) keine Rolle spielen.

Für die Modellierung der strategischen Reserven unterstellen wir, dass diese nur bei einem marktlichen Lastüberhang in der jeweiligen Gebotszone zum Einsatz kommen und in einem solchen Fall nach Abschluss aller Marktsegmente eingesetzt werden. Sie reduzieren somit ausschließlich den Lastüberhang der eigenen Gebotszone. Im Modell der VS-Analyse wird dies so umgesetzt, dass die ermittelten Lastüberhänge je Simulationsstunde in einem nachgelagerten Schritt bis zur Höhe der jeweils angenommenen strategischen Reserve reduziert werden können. Nur Simulationsstunden, in denen dies reicht, um den Lastüberhang auf null zu senken, haben dann noch einen Beitrag zur technischen Lastüberhangswahrscheinlichkeit.

Die Höhe der strategischen Reserven haben wir in den vier Ländern bzw. Gebotszonen, in denen diese vorkommen, wie folgt parametrisiert: Im Sinne einer „Was wäre, wenn“-Analyse wird erstens berücksichtigt, dass grundsätzlich eine Verlängerung der Genehmigung über die aktuellen Genehmigungszeiträume hinaus denkbar ist. Zweitens wird als plausible (grobe) Schätzung unterstellt, dass die derzeitige Höhe der strategischen Reserve (vgl. Abschnitt 2.1) dabei jeweils konstant bleibt. Die angesetzten Zahlenwerte sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

TABELLE 3-2: ANNAHMEN ZUR HÖHE DER STRATEGISCHEN RESERVEN (2021-2030) IN DER VARIANTENRECHNUNG ZUR TECHNISCHEN VERSORGUNGSSICHERHEIT FÜR DE, BE, FI UND SE

DE/LU	BE	FI	SE
2.000 MW	0 MW	611 MW	562 MW

Quelle: Eigene Darstellung.

Da in Deutschland/Luxemburg im Referenzszenario kein Lastüberhang auftritt, ist der Einsatz der Kapazitätsreserve unter den getroffenen Annahmen nicht erforderlich. In Schweden und Finnland zeigt die Simulation, dass die dortigen strategischen Reserven die für das Betrachtungsjahr 2021 ermittelten (geringen) LoLP- und EENS-Werte um ca. eine Größenordnung reduzieren und die noch geringeren Werte in späteren Betrachtungsjahren (hier nur Schweden) auf null reduzieren können.

3.4 Zwischenfazit Ergebnisse Referenzszenario

Das Referenzszenario stellt den Ansatz einer *best-guess*-Analyse dar.¹⁹⁶ Aktuelle Entwicklungen und politische Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa werden abgebildet. 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 öffentlichen Wärmeversorgung und Prozesswärmeversorgung durch KWK-Anlagen werden Kohle-KWK-Anlagen in Deutschland und Europa im Wesentlichen durch Erdgas-KWK-Kraftwerke ersetzt. Überkapazitäten¹⁹⁷ 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

¹⁹⁶ Die Berechnungen für diesen Bericht erfolgten ab dem 15.09.2020, so dass sich Bezeichnung „best-guess“-Szenario auf die Informationslage zwischen Ende April und Ende August 2020 bezieht, da in diesem Zeitraum die Recherchen / Aktualisierungen für den vorliegenden 2. Projektbericht erfolgt sind.

¹⁹⁷ Siehe Fußnote 19.

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. Die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit (LoLP) hat im gesamten Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2030 einen Betrag von null.

Für das ermittelte sehr hohe VS-Niveau sind die bereits im ersten Projektbericht erörterten 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.
- Neue Kapazitäten entstehen auch durch den Ersatz von KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung sowie durch den geförderten Zubau von EE-Anlagen.
- Kapazitätsmärkte im Ausland (hier berücksichtigt: Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien) schaffen neue Überkapazitäten, die im Markt auch das VS-Niveau in Deutschland positiv beeinflussen.¹⁹⁸
- Im Strombinnenmarkt bestehen erhebliche Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.

¹⁹⁸ Ohne Kapazitätsmärkte im Ausland (vgl. betrachtete Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“ in Abschnitt 4.1) bleibt die Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland jedoch ebenfalls durchweg hoch.

- Und schließlich besteht großes 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 viele mögliche Entwicklungspfade, die eine sichere Stromversorgung gewährleisten.

4 Sensitivitäten

Ausgehend vom Referenzszenario haben wir verschiedene Sensitivitäten (alternative Szenarien zur Referenz) berechnet, um die Auswirkungen abweichender Annahmen auf die Entwicklung des Stromversorgungssystems und die resultierenden Veränderungen in den jeweils nachgeschalteten VS-Analysen im Sinne von „Was-wäre-Wenn-Analysen“ zu quantifizieren. Hierbei haben wir vier Sensitivitätsrechnungen durchgeführt:

- 1) Hypothetische Sensitivität „EOM – Keine Kapazitätsmärkte“
- 2) Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“
- 3) Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“

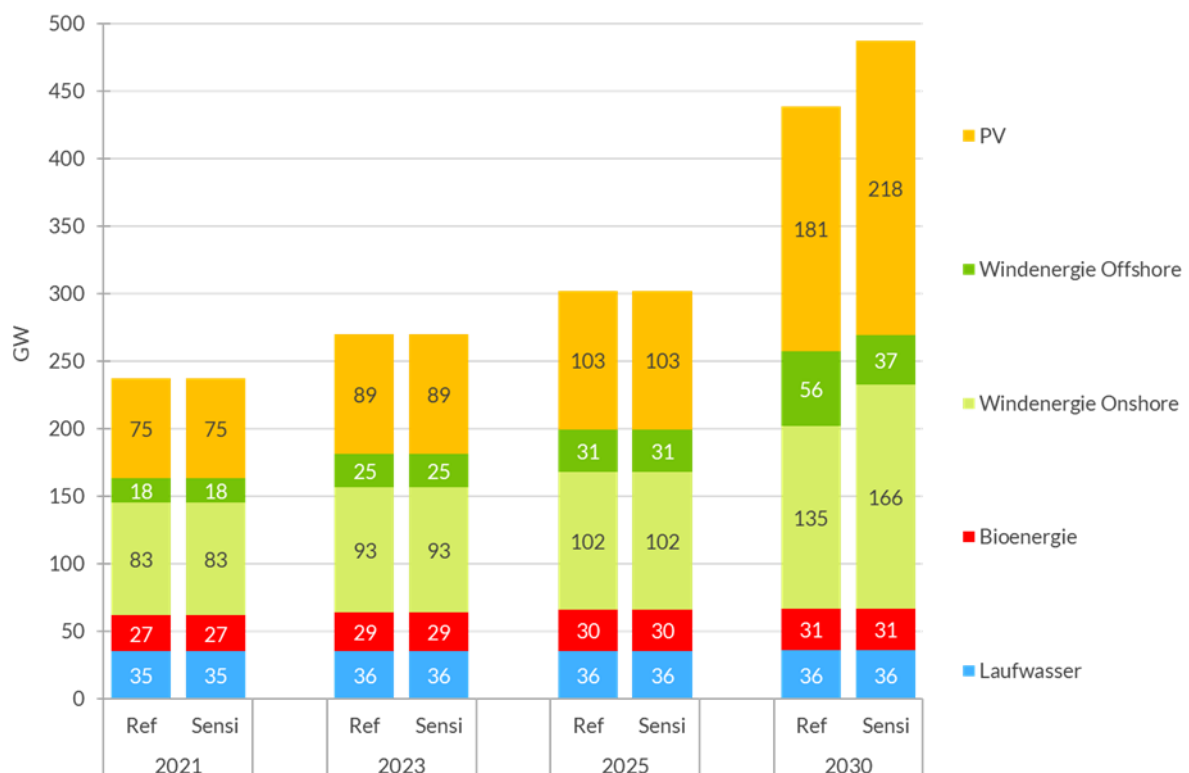
In der ersten hypothetischen Sensitivität wird untersucht, wie sich die Abwesenheit von Kapazitätsmechanismen in Europa auf die Versorgungssicherheit in Deutschland und die Entwicklung der Ressourcen auswirkt – also welche Anpassungsreaktionen der Märkte ohne diese zu erwarten wären. In den beiden Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“ wird hingegen untersucht, wie sich die Versorgungssicherheit bei einer verstärkten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in zwei unterschiedlichen, zur Referenz alternativen Energiepreisszenarien¹⁹⁹ sowie einem ambitionierteren europäischen EE-Ausbau entwickelt und auf die Entwicklung der Ressourcen auswirkt. Die angenommenen Energiepreisszenarien sind insbesondere durch einen ambitionierteren CO₂-Preispfad charakterisiert. Da ambitioniertere CO₂-Preisentwicklungen die Wirtschaftlichkeit der CO₂-freien Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verbessert, wird abweichend von der Referenz einerseits auch die endogene vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland sowie der polnischen Kraftwerken mit Langzeitkontrakten im Kapazitätsmarkt zugelassen.²⁰⁰ Andererseits wird aufgrund des

¹⁹⁹ Energiepreisszenario ist in diesem Kontext definiert als die dem Szenario zugrunde liegenden Preise für Primärenergieträger und CO₂-Zertifikate.

²⁰⁰ Hierbei wird jedoch nicht wie in der Sensitivität „EOM“ vom polnischen Kapazitätsmarkt abstrahiert.

ambitionierteren CO₂-Preispfades auch beim EE-Ausbau in Europa in den beiden Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“ auf das diesbezüglich ambitioniertere TYNDP Szenario „Distributed Energy“ abgestellt – anstatt auf das Szenario „Stated Policies“, das dem europäischen EE-Ausbau in der Referenz zugrunde liegt. Der EE-Ausbau in Deutschland wurde in den Sensitivitäten hingegen nicht angepasst. In der Folgenden Abbildung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien im berücksichtigten Ausland für die beiden Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“ dargestellt.

ABBILDUNG 4-1: AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND IN DEN SENSITIVITÄTEN ZUR „VERSTÄRKTEN SEKTORKOPPLUNG“



Quelle: Eigene Darstellung.

Die beiden unterschiedlichen, zur Referenz alternativen Energiepreisszenarien der beiden Sensitivitäten zu „Verstärkten Sektorkopplung“ werden in den jeweiligen spezifischen Abschnitten 4.2 und 4.3 dargelegt.

4.1 Hypothetische Sensitivität: „EOM - keine Kapazitätsmärkte“

4.1.1 Charakterisierung der Sensitivität

In der hypothetischen Sensitivität „EOM - keine Kapazitätsmärkte“ haben wir gegenüber dem Referenzszenario abweichend fiktiv unterstellt, dass die im Referenzszenario berücksichtigten umfassenden Kapazitätsmärkte in Frankreich, Großbritannien, Polen und Italien nicht existieren.²⁰¹ Auch vom Einsatz Strategischen Reserven, wie der deutschen Kapazitätsreserve, wird in den quantitativen VS-Analysen in diesem hypothetischen Szenario abstrahiert. So fordert die EU-Strommarktverordnung, die zwar für dieses Monitoring noch keine rechtliche Grundlage darstellt, in Artikel 24 i.V.m. Artikel 23 die Versorgungssicherheit mit und ohne die existierenden Kapazitätsmärkte zu untersuchen. Im Rahmen dieses Projektes dient diese Sensitivität ausschließlich zur Darstellung, ob und wie weit die Versorgungssicherheit in Deutschland von ausländischen Kapazitätsmärkten beeinflusst wird und welche Marktanpassungsreaktionen sich ohne diese Instrumente ergeben würden.

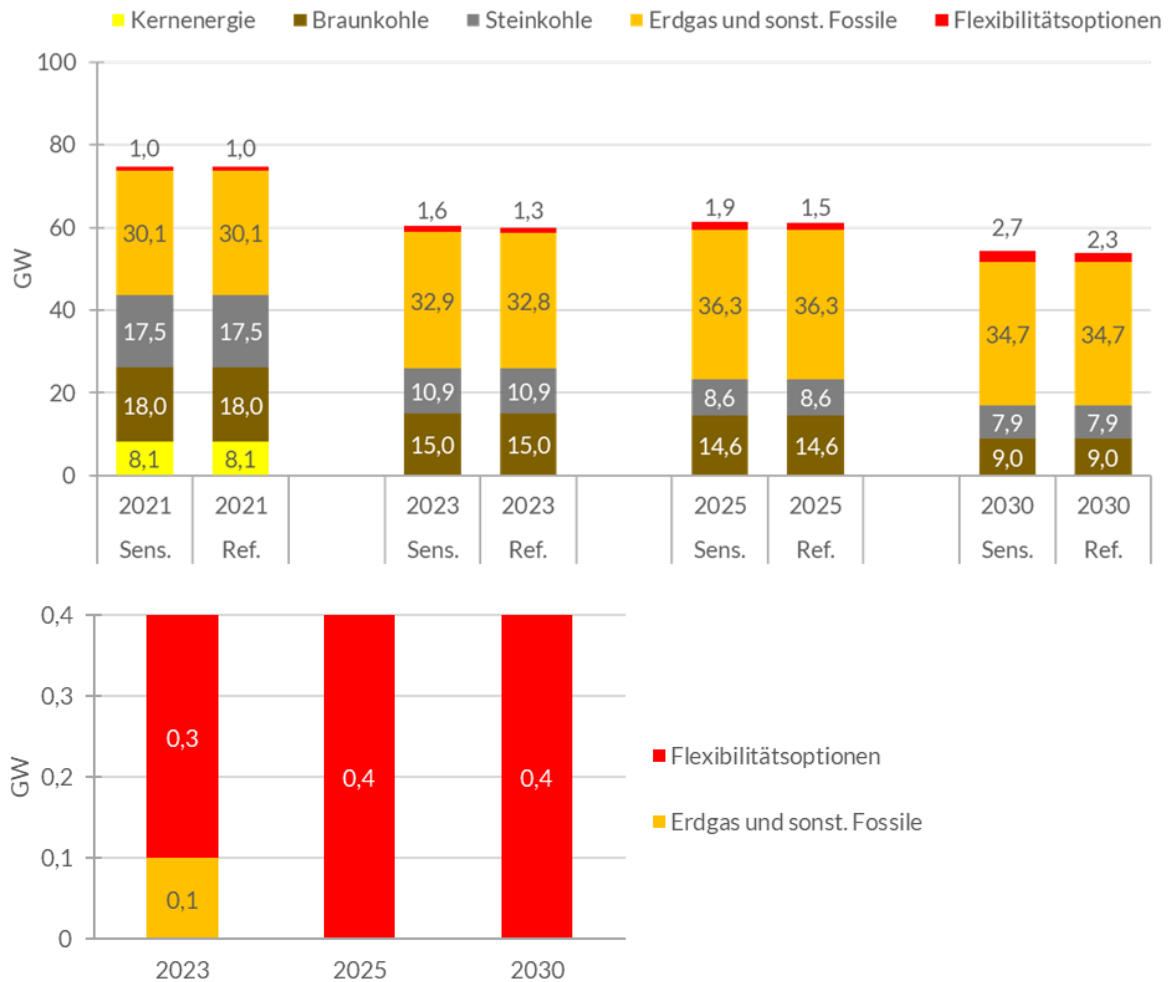
4.1.2 Ergebnisse Strommarktsimulationen

In diesem Abschnitt zeigen wir auf, wie sich die gegenüber dem Referenzszenario abweichende Annahme von reinen „Energy-Only-Märkten“ (EOM) 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 sind in Abbildung 4-2 die Unterschiede der Entwicklung der installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen gegenüber dem Referenzszenario dargestellt.²⁰²

²⁰¹ Dabei wird ebenfalls von bereits geschlossenen Langfristverträgen mit Großkraftwerken abstrahiert, so dass diese in der hypothetischen Sensitivität EOM vorzeitig modellendogen stillgelegt werden (können), wenn sie nicht wirtschaftlich sind.

²⁰² In Deutschland resultieren keine Veränderungen in der Sensitivität „EOM“ im Stichtag 2021, da in Deutschland kein umfassender Kapazitätsmechanismus installiert ist. Für das berücksichtigte Ausland (teilweise mit umfassenden Kapazitätsmechanismen) sind auch die resultierenden Anpassungen im ersten Stichtag 2021 abgetragen (vgl. Abbildung 4-4).

ABBILDUNG 4-2: ABSOLUT- SOWIE DIFFERENZBETRACHTUNG DER ENTWICKLUNG DER RESSOURCEN IN DEUTSCHLAND: SENSITIVITÄT „EOM“ VS. REFERENZSZENARIO



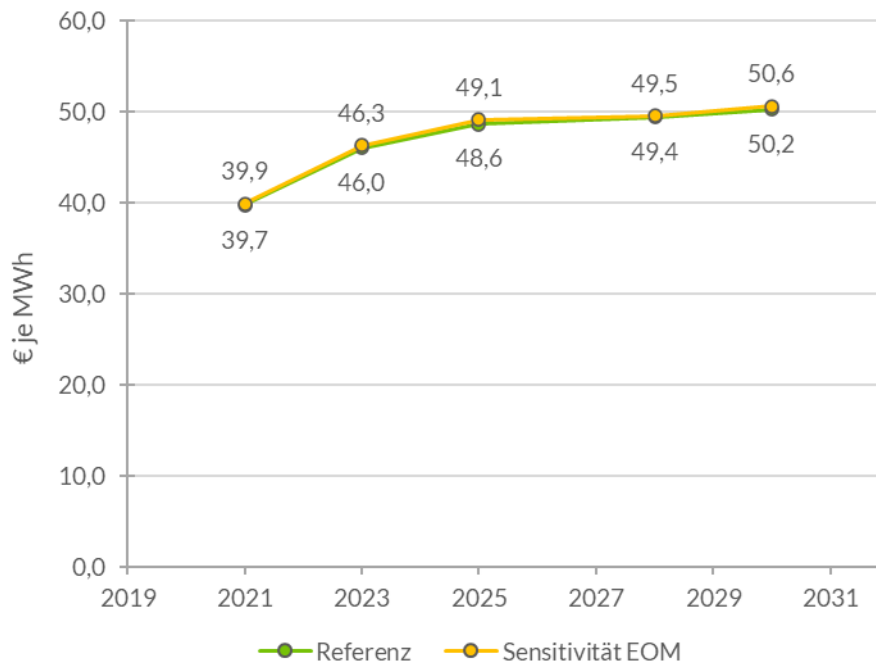
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Annahme eines EOM in allen untersuchten Ländern 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. 0,1 GW oberhalb der Leistung im Referenzszenario. Zudem werden in den Prognosejahren 2023, 2025 und 2030 ca. 0,3 bis 0,4 GW mehr Flexibilitätsoptionen in Form von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen erschlossen.

Der über alle Wetterjahre (2009-2013, 2017) gemittelte Jahresbase-Preis steigt, wie in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. dargestellt, im Zeitverlauf leicht an und liegt im Jahr 2030 bei 50,6 € je MWh. Im Vergleich mit dem

Referenzszenario liegt der Base-Preis in der Sensitivität in allen Stichjahren minimal oberhalb.

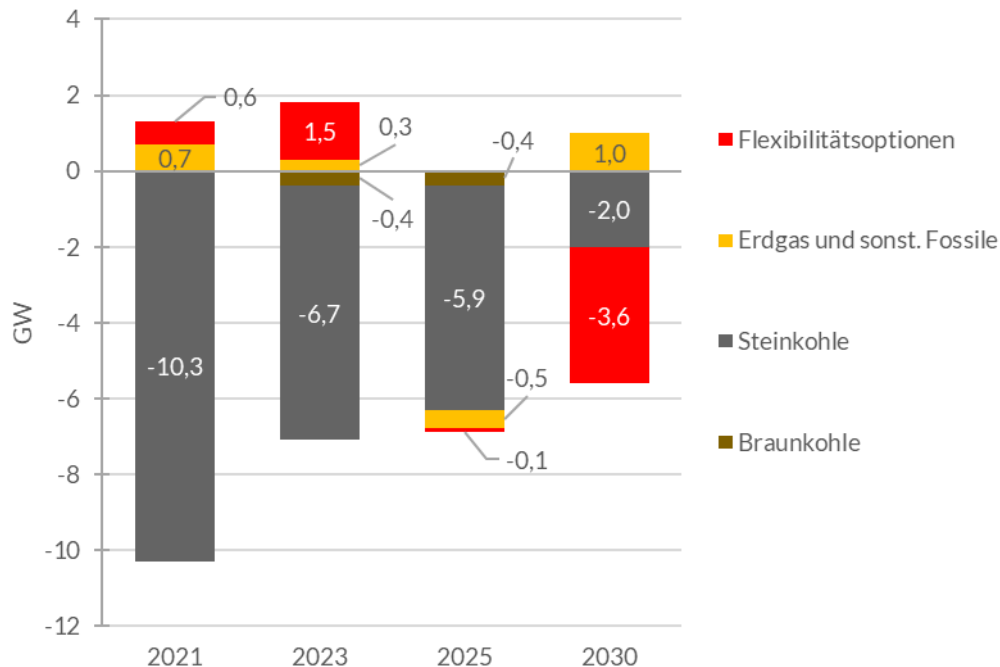
ABBILDUNG 4-3: ENTWICKLUNG DES ÜBER ALLE WETTERJAHRE GEMITTELTEN BASEPREISES IN DEUTSCHLAND IM REFERENZSZENARIO UND IN DER SENSITIVITÄT „EOM“



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Auswirkungen der Annahme eines EOM in allen betrachteten Ländern auf die Erschließung von Flexibilitätsoptionen sowie die Entwicklung des Kraftwerksparks im berücksichtigten Ausland sind in Abbildung 4-4 dargestellt.

ABBILDUNG 4-4: DIFFERENZBETRACHTUNG DER ENTWICKLUNG DER RESSOURCEN IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND: SENSITIVITÄT „EOM“ ABZÜGLICH REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Im berücksichtigten Ausland werden in dieser hypothetischen Sensitivität gegenüber dem Referenzszenario insbesondere deutlich mehr Kohlekraftwerke endogen vorzeitig stillgelegt. Die am Markt befindliche Kohleleistung liegt im Jahr 2021 ca. 10,3 GW unterhalb der Leistung im Referenzszenario. Dies ist fast vollständig auf zusätzliche Stilllegungen in Polen zurückzuführen, wo in Abweichung zum Referenzszenario auch Kraftwerke (Kohle), die in der Referenz im polnischen Kapazitätsmarkt gebunden sind, stillgelegt werden dürfen.²⁰³ Im ersten Stichjahr 2021 sind dem Modell endogene Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen untersagt, weshalb diese Leistung zunächst in die Kaltreserve überführt wird. Im Zeitverlauf nimmt die Minderkapazität der Kohlekraftwerke im Vergleich zur Referenz ab, da auch in der Referenz Kohleanlagen den Markt verlassen. Die Mehrleistung an Kohlekraftwerken im Referenzszenario nimmt in den Jahren 2023, 2025 und 2030 kontinuierlich ab und beträgt im Jahr 2023 bereits nur noch 6,7 GW, im Jahr

²⁰³ Im Referenzszenario ist die modell-endogene Stilllegung von Kraftwerken in Polen, die einen Kontrakt im Kapazitätsmarkt aufweisen untersagt.

2025 dann 5,9 GW und 2030 schließlich nur noch ca. 2 GW. Im Jahr 2023 werden ca. 1,5 GW mehr Flexibilitätsoptionen erschlossen und die Erdgas-Leistung liegt ca. 300 MW über derer der Referenz. Zudem sind im Jahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario ca. 1 GW mehr Erdgaskraftwerke am Markt. Weiterhin sind in den Jahren 2023 und 2025 in Polen ca. 0,4 GW weniger Braunkohlekraftwerke am Markt als in der Referenz.

Während bis einschließlich 2023 bis zu 1,5 GW mehr Flexibilitätsoptionen in Form von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und Netzersatzanlagen erschlossen werden als in der Referenz, werden im Jahr 2030 hingegen im EOM ca. 3,6 GW weniger dieser Flexibilitätsoptionen erschlossen, wenn der britische und der französische Kapazitätsmarkt ausgelaufen sind bzw. keine Wirkung mehr entfalten.²⁰⁴

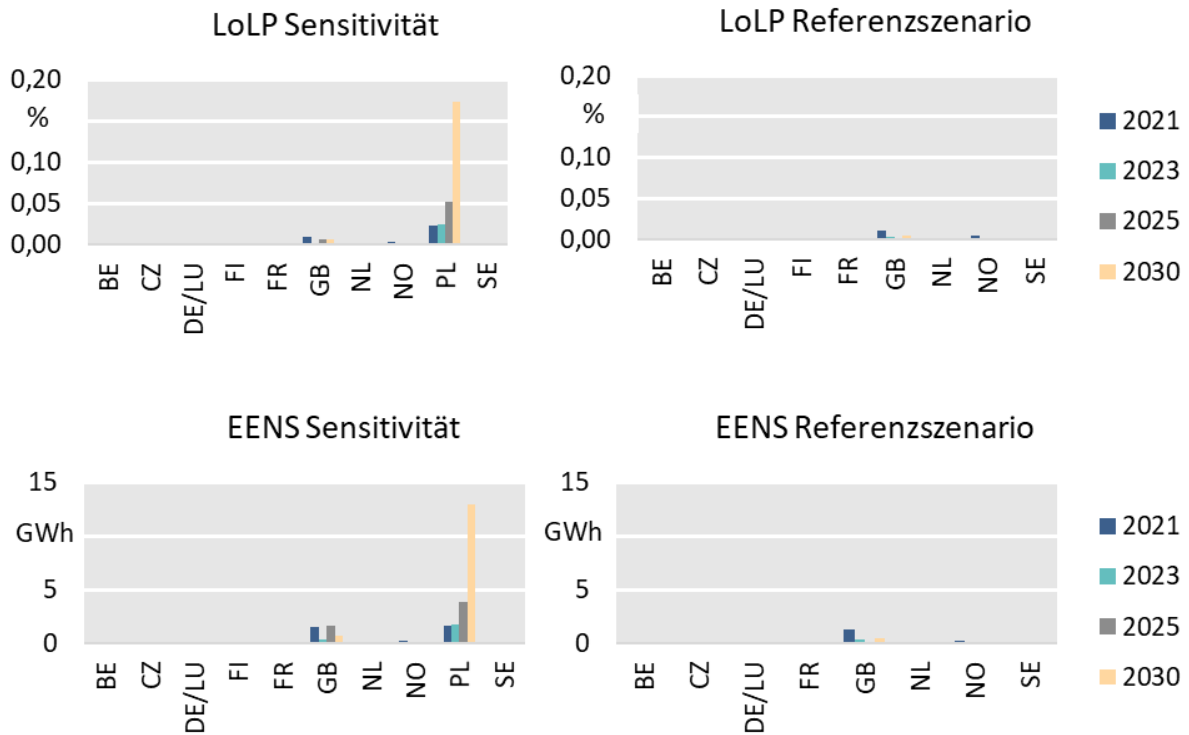
4.1.3 Ergebnisse VS-Analysen

Loss of Load Probability und Expected Energy Not Supplied

In Abbildung 4-5 sind die LoLP- und EENS-Werte der Sensitivität „EOM – keine Kapazitätsmärkte“ jeweils denen des Referenzszenarios gegenübergestellt. Wie schon bei der Diskussion des Referenzszenarios beschränkt sich die Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt. Um den Vergleich zu erleichtern, wurde die Skalierung der y-Achsen für das Referenzszenario an den Wertebereich der Ergebnisse der Sensitivität angepasst.

²⁰⁴ Wir haben angenommen, dass die Kontrakte für Großkraftwerke im Rahmen von zentralen umfassenden (marktweiten) Kapazitätsmärkten noch 5 Jahre nach Auslaufen des jeweiligen Kapazitätsmarktes wirken.

ABBILDUNG 4-5: LOLP UND EENS IN SENSITIVITÄT „EOM - KEINE KAPAZITÄTSMÄRKTE“ 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 betragen für Deutschland/Luxemburg im Betrachtungszeitraum bis 2025 weiterhin null, entsprechend einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 %. Für 2030 wird eine sehr geringe LoLP von 0,00015 % ermittelt. Dies liegt um den Faktor 400 unter dem im ersten Projektbericht als VS-Standard abgeleiteten Schwellenwert \widehat{LoLP} von 0,06 % und entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,99985 %.

In Norwegen und Großbritannien bleiben die in der Referenz beobachteten geringfügigen LoLP- und EENS-Werte in der Sensitivität grundsätzlich auf ähnlichem Niveau, mit Ausnahme eines Anstiegs (auf jedoch weiterhin geringem Niveau) in Großbritannien im Betrachtungsjahr 2025. Ein Grund hierfür könnte der modellierte Verzicht auf den Kapazitätsmarkt im elektrischen Nachbarland Frankreich sein.

Auch für Polen wäre eine Erhöhung der LoLP aufgrund des modellierten Wegfalls des dortigen Kapazitätsmarkts grundsätzlich plausibel. Allerdings erscheint der Anstieg insbesondere in 2030 überraschend hoch, weil gerade zum Ende des Betrachtungszeitraums aufgrund der endogenen Abbildung von Investitionsanreizen im Strommarktmodell grundsätzlich ein zumindest zufriedenstellendes VS-Niveau zu erwarten wäre (vgl. Abschnitt 1.5).

Eine Analyse der Detailergebnisse der beiden Modellstufen - Strommarktmodell zur Szenarienerstellung und VS-Modell zur Ermittlung der VS-Kenngrößen - zeigt, dass hier die Kombination aus mehreren Effekten eine Rolle spielt, die bewirken, dass das für Polen ermittelte VS-Niveau deutlich weniger belastbar als die Ergebnisse für Deutschland/Luxemburg ist.

Erstens ist die Modellgenauigkeit an den Rändern des Betrachtungsgebiets geringer als in Deutschland, das im Fokus dieser Studie liegt. Dies betrifft insbesondere die Modellierung von Stromaustausch zwischen der Kernregion (Deutschland und seine Nachbarländer, Skandinavien, Großbritannien, und Italien) und den daran angrenzenden Ländern, den sogenannten Satellitenregionen.²⁰⁵ Im Strommarktmodell wird der Austausch mit Satellitenregionen (im Falle von Polen: Slowakei und Litauen) anhand von Preiselastizitäten und NTCs für Import-/Exportkapazitäten ermittelt. In der nachfolgenden VS-Analyse wird der Austausch je Wetterjahr und Betrachtungsjahr auf das so ermittelte zeitliche Profil fixiert. In der VS-Analyse kann aber aufgrund der eigenständigen Modellierung der stochastischen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten (350 Jahressimulationen je Wetter- und Betrachtungsjahr) ein hoher Importbedarf aus einer Satellitenregion in ein Randland der Kernregion in anderen Stunden auftreten als in der Strommarktsimulation. Die im VS-Modell fehlende Flexibilität der Importe aus Satellitenregionen kann insofern zu einer Überschätzung der Ressourcenknappheit im Randland (hier: Polen) führen. Ebenso ist aber auch denkbar, dass im Strommarktmodell eine Überschätzung der Importmöglichkeiten aus Satellitenregionen auftreten kann, da entsprechende

²⁰⁵ Bei den Strommarktsimulationen zur Szenariengenerierung wurde die iberische Halbinsel mit ihren Interkonnektoren zu Frankreich aufgrund der hohen Abhängigkeiten zwischen dem französischen und dem deutschen Strommarkt als zusätzliche Kernregion abgebildet.

Ressourcen in den Satellitenregionen zu diesem Zeitpunkt als gegeben vorausgesetzt werden. Dies führt in Randländern mit angrenzenden Satellitenregionen insgesamt zu einer verminderten Belastbarkeit der VS-Ergebnisse, wobei offen ist, ob der Nettoeffekt zu einer Über- oder Unterschätzung des dortigen VS-Niveaus führt. Diese Parametrierung ohne A-priori-Vorgabe einer Tendenz ist eine bewusste Modellentscheidung: Alternativ wäre es möglich, die jederzeitige Machbarkeit eines Imports aus den Satellitenregionen in Höhe des jeweiligen NTCs zu unterstellen. Dies würde das VS-Niveau in den Randländern jedoch eindeutig überschätzen, da implizit eine unbegrenzte Verfügbarkeit von Ressourcen in den Satellitenregionen unterstellt würde. Variantenrechnungen anhand von Zwischenergebnissen haben gezeigt, dass eine solche Freigabe der möglichen Importe aus Satellitenregionen ausreicht, um die für Polen ermittelte LoLP deutlich - nämlich unter den für Deutschland vorgeschlagenen Schwellenwert von 0,06 % - zu senken.

Zweitens ist an der Schnittstelle zwischen den beiden Modellstufen ein Kompromiss hinsichtlich der Modelltiefe zeitlich variabler Flexibilitäten einschließlich dynamischer Sektorkopplungstechnologien erforderlich. Im VS-Modell werden diese Flexibilitäten gegenüber dem Strommarktmodell stärker aggregiert. Bei der hierfür erforderlichen Umrechnung wurde ein konservativer Ansatz gewählt, um eine Überschätzung der Wirkung solcher Flexibilitäten in der VS-Analyse zu vermeiden.

Und drittens wird im VS-Modell eine breitere Verteilung der Kraftwerksnichtverfügbarkeit in allen Gebotszonen abgebildet.²⁰⁶ Dies bedeutet, dass auch größere Beträge nicht verfügbarer Erzeugungskapazität als im Strommarktmodell simuliert werden, wenngleich diese mit entsprechend geringer Auftretenswahrscheinlichkeit in die Ergebnisse eingehen. Ebenso werden auch geringere Nichtverfügbarkeiten als im Strommarktmodell modelliert, so dass die Nichtverfügbarkeiten im VS-Modell und im Strommarktmodell im Durchschnitt gleich sind. Für die meisten

²⁰⁶ Die Modellierung einer geringeren Stochastik von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten im Strommarktmodell ist erforderlich, um die Komplexität in einem für das Strommarktmodell noch technisch beherrschbaren Umfang mit vertretbaren Rechenzeiten zu begrenzen.

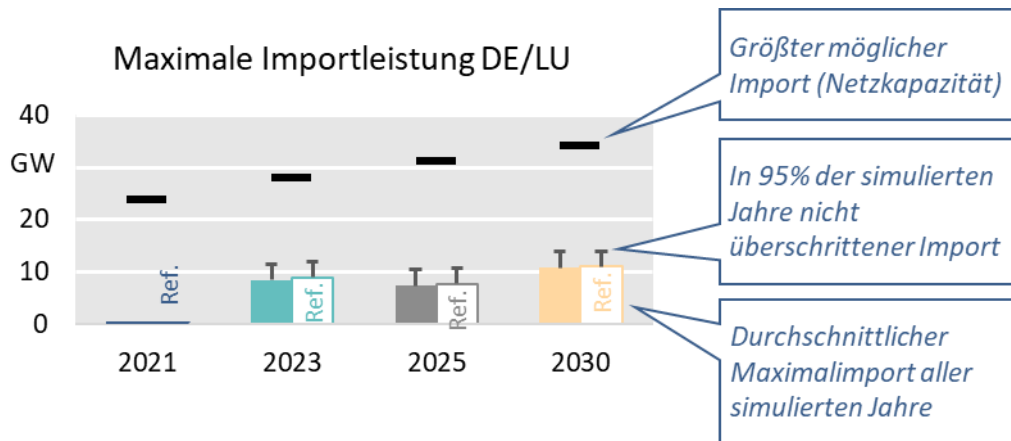
Gebotszonen hat die breitere berücksichtigte Verteilung der Nichtverfügbarkeiten nur geringe Auswirkungen auf die Fähigkeit zur Lastdeckung, weil eine höhere Nichtverfügbarkeit im Inland mit hoher Wahrscheinlichkeit durch geringere Nichtverfügbarkeit im Ausland oder zumindest durch insgesamt genügend verfügbare Erzeugungskapazität im Ausland kompensiert werden kann. Ein gleichzeitiges Auftreten von hohen Nichtverfügbarkeiten in vielen Gebotszonen ist, wie im VS-Modell realistisch abgebildet, so selten, dass es die Ergebnisse in Bezug auf die LoLP kaum beeinflusst. Dies ist die bereits mehrfach angesprochene Wirkung von Ausgleichseffekten. In Polen ist die Konstellation aber insofern speziell, als dass die im VS-Modell modellierte Importkapazität aus Ländern der Kernregion (ohne Satellitenländer, s. o.), insbesondere gemessen an der Höhe der Last, dort deutlich geringer als in den übrigen Gebotszonen der Kernregion ist. Dies führt dazu, dass im VS-Modell in Simulationsstunden mit hoher lokaler Kraftwerksnichtverfügbarkeit zwar, wie oben erwähnt, mit hoher Wahrscheinlichkeit genügend ausländische Ressourcen zur Aushilfe verfügbar wären, die Aushilfe aber aufgrund von Netzrestriktionen nicht immer in der benötigten Höhe nach Polen importiert werden kann, um einen Lastüberhang zu verhindern. Die relativ geringen grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten verhindern hier also eine vollständige Nutzung von Ausgleichseffekten.

Die in dieser Sensitivität ermittelten hohen LoLP-Werte für Polen sind also die Folge einer generell geringeren Belastbarkeit der Ergebnisse in Randländern des Betrachtungsbereichs mit angrenzenden Satellitenregionen sowie zweier Effekte durch an der Schnittstelle der beiden Modellstufen erforderliche Anpassungen, die aufgrund unterschiedlicher Modellierungsschwerpunkte und -tiefe in den beiden Modellstufen zu einer insgesamt konservativen Parametrierung der Modellkette und damit zu einer Unterschätzung des VS-Niveaus beitragen.

Erforderliche Importe

Die zur Vermeidung von Lastüberhang erforderlichen maximalen Importleistungen nach Deutschland/Luxemburg bleiben gegenüber dem Referenzszenario praktisch gleich (Abbildung 4-6). Ihr geringfügiger Rückgang ist konsistent zur leichten Erhöhung der Ressourcen in Deutschland (vgl. Abschnitt 4.1.2).

ABBILDUNG 4-6: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IN SENSITIVITÄT „EOM - KEINE KAPAZITÄTSMÄRKTE“



Quelle: Eigene Darstellung.

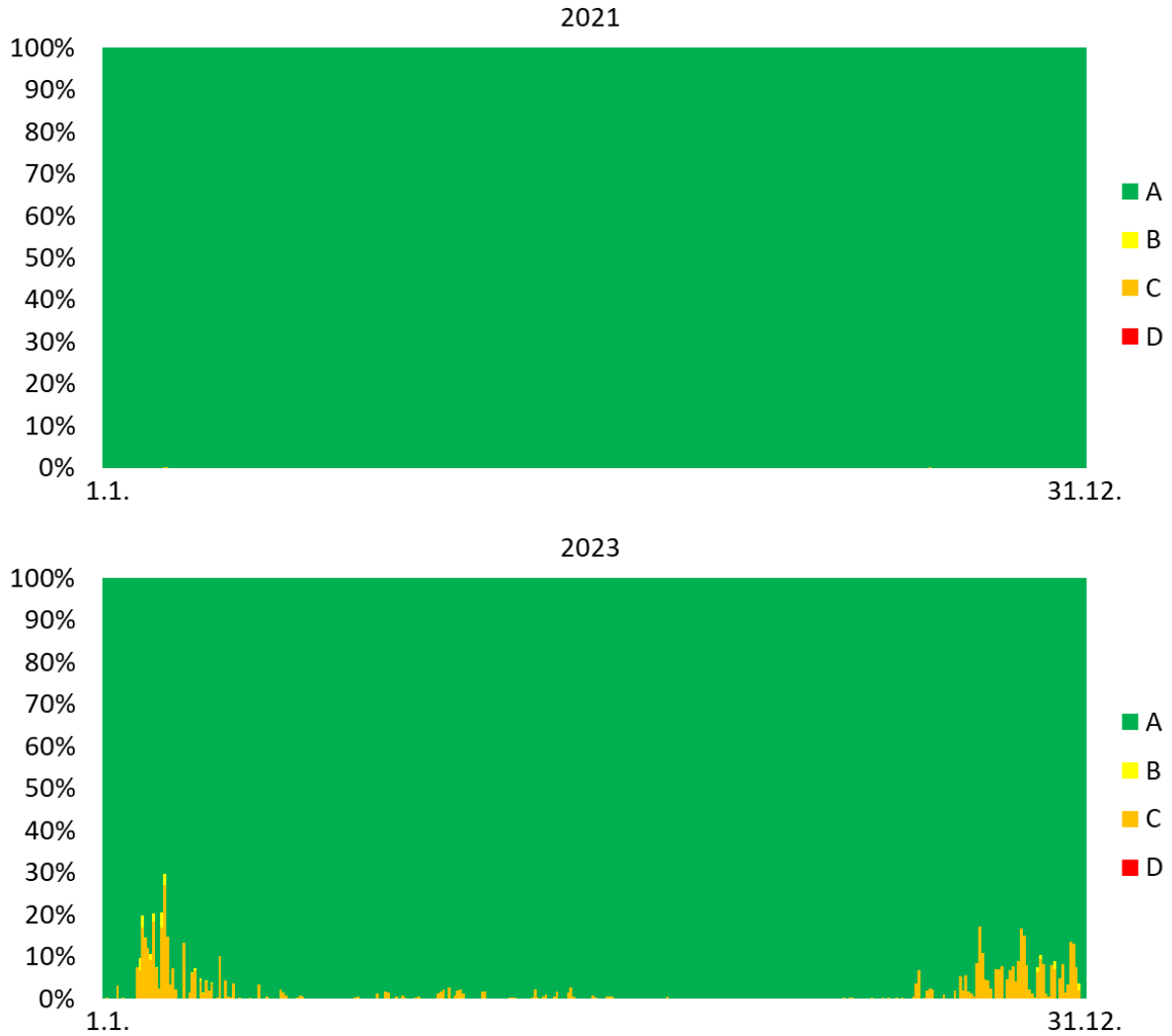
* Erforderliche Importe, um Lastüberhang zu vermeiden. Marktliche Importe können hiervon abweichen.

Insgesamt bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch, und deutsche Verbraucher können praktisch jederzeit sicher versorgt werden.

Spielraum-Status

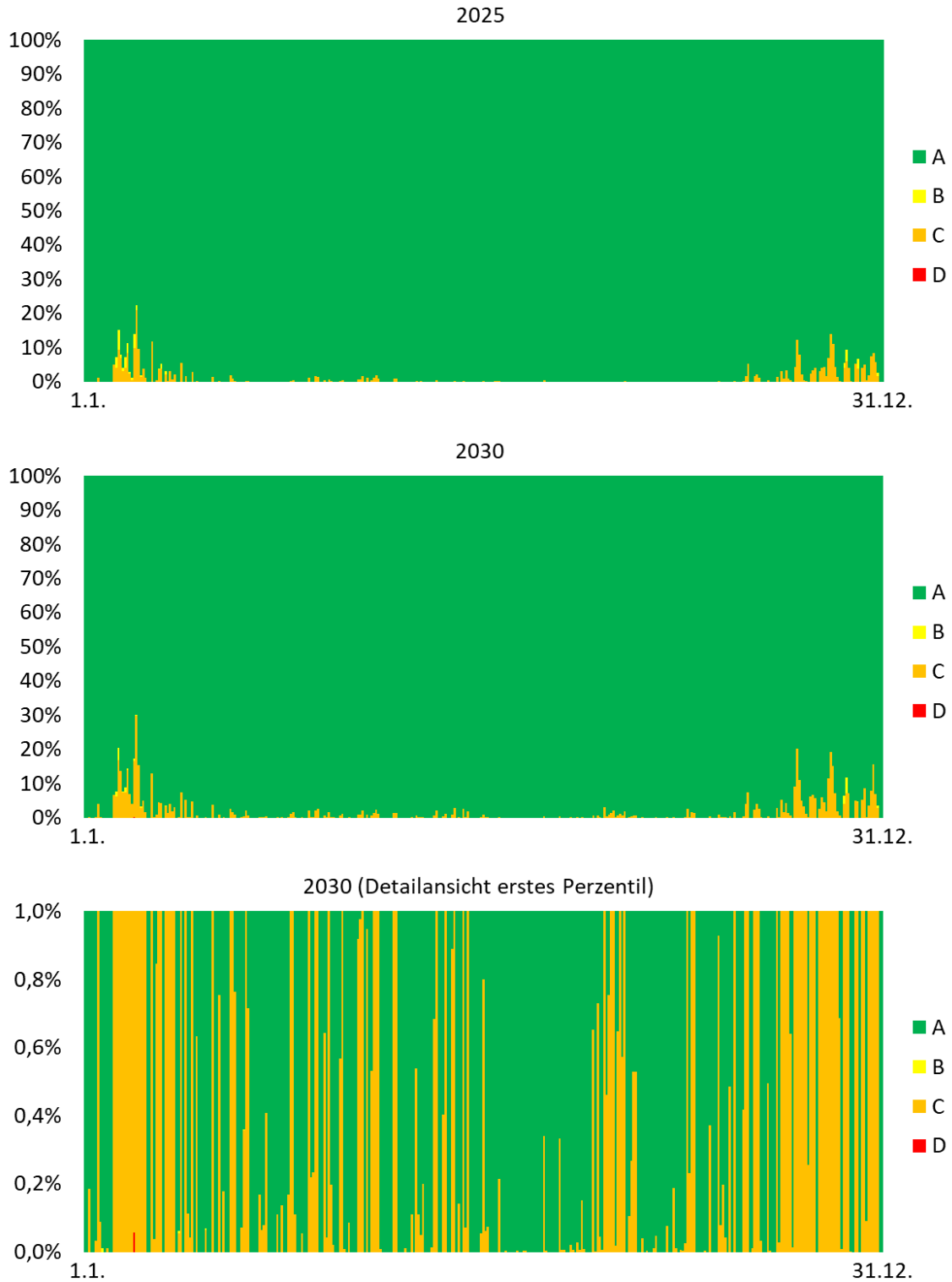
Analog zum Referenzszenario werten wir auch für diese Sensitivität den Spielraum-Status aus, der angibt, wie weit das Stromversorgungssystem in den übrigen Stunden von einem Lastüberhang noch „entfernt“ ist (vgl. Einführung in Abschnitt 3.3, Unterabschnitt „Spielraum-Status“). Die folgenden beiden Abbildungen zeigen das Ergebnis der Auswertung des Spielraum-Status von Deutschland/Luxemburg für die vier Betrachtungsjahre. In jedem Diagramm sind von links nach rechts die 365 Tage des Jahres aufgetragen.

ABBILDUNG 4-7: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IN SENSITIVITÄT „EOM - KEINE KAPAZITÄTSMÄRKTE“, BETRACHTUNGSJAHRE 2021 UND 2023



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

ABBILDUNG 4-8: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IN SENSITIVITÄT „EOM - KEINE KAPAZITÄTSMÄRKTE“, BETRACHTUNGSJ. 2025 UND 2030



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

Die Ergebnisse unterscheiden sich rein optisch nur geringfügig vom Referenzszenario, was konsistent zur geringen Änderung der erforderlichen Importe ist (siehe oben). Um den in 2030 auftretenden Lastüberhang, der in der Sensitivität in diesem Jahr zu einem sehr geringen LoLP-Wert größer null führt, in dieser Darstellung erkennbar zu machen, ist in Abbildung 4-8 unten eine Ausschnittvergrößerung dargestellt, in der nur das erste Perzentil, also der unterste „Rand“ des darüber abgebildeten Diagramms abgebildet ist. Selbst in dieser hundertfachen Vergrößerung nimmt die Kategorie A nur einen sehr kleinen Teil der Diagrammfläche ein. Dies verdeutlicht die geringe Wahrscheinlichkeit für das Auftretens eines Lastüberhangs.

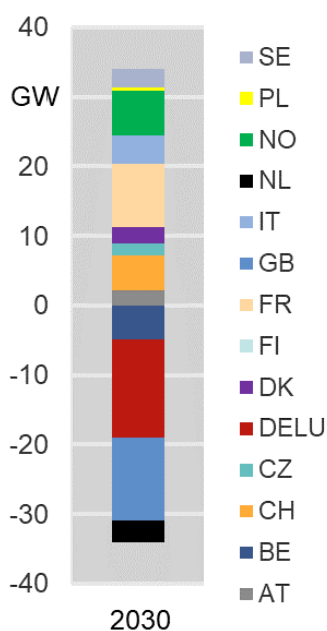
Detailanalyse von (Simulations-)Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg

Trotz dieser geringen Auftretenswahrscheinlichkeit kann es von Interesse sein, die in der Simulation für 2030 auftretenden Situationen mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg näher zu charakterisieren. Beispielsweise stellt sich die Frage, wie hoch die Importleistungen in solchen Situationen sind und von welchen ausländischen Gebotszonen die entsprechenden Exporte aufgebracht werden.

Die Importleistung liegt in Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg um mindestens 16 GW unter der maximalen Importkapazität. Ihr Median liegt um ca. 20 GW unter der maximalen Importkapazität und damit noch einmal deutlich niedriger. Dies deutet darauf hin, dass Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg vorrangig in Situationen mit länderübergreifender momentaner Ressourcenknappheit und nicht aufgrund von begrenzter Netzkapazität auftritt.

Durch Clusteranalyse kann das für Simulationsstunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg typische Muster der grenzüberschreitenden Leistungsaustausche ermittelt werden, das in der folgenden Abbildung dargestellt ist.²⁰⁷

ABBILDUNG 4-9: TYPISCHES AUSTAUSCHMUSTER IN SITUATIONEN MIT LASTÜBERHANG IN DEUTSCHLAND/LUXEMBURG IN SENSITIVITÄT „EOM - KEINE KAPAZITÄTSMÄRKTE“



Quelle: Eigene Darstellung.

Es zeigt sich, dass in Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg typischerweise Belgien, Großbritannien und die Niederlande gleichzeitig mit Deutschland/Luxemburg importieren, während die übrigen Länder Exporte aufbringen.

Technische Versorgungssicherheit (inklusive strategischer Reserven)

In dieser Sensitivität tritt im Gegensatz zum Referenzszenario in Deutschland/Luxemburg ein LoLP ungleich null auf. Dieser hat ein unkritisches Niveau. Dennoch quantifizieren wir für diese Sensitivität die technische Versorgungssicherheit.

²⁰⁷ Hierzu werden je Stunde mit Lastüberhang die Nettopositionen (Export- bzw. Importsalden) aller Gebotszonen als Vektor dargestellt. Dann wird derjenige Vektor ermittelt, der die Gruppe aller Vektoren am besten charakterisiert. Dabei wird zunächst ein sogenanntes k-means-Clustering durchgeführt. Anschließend wird der reale Vektor ermittelt, der dem rechnerischen Clustermittelpunkt am nächsten liegt. Hierfür wird als Kriterium die Euklidische Distanz der Nettopositionsvektoren herangezogen.

Unter Einsatz der Kapazitätsreserve kann die LoLP in Deutschland/Luxemburg ausgehend vom bereits sehr geringen Ausgangsniveau nochmals um mehr als eine Größenordnung gesenkt werden, was im Rahmen der Modellgenauigkeit praktisch mit null gleichzusetzen ist.

4.2 Sensitivität: „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TY-NDP Distributed Energy“

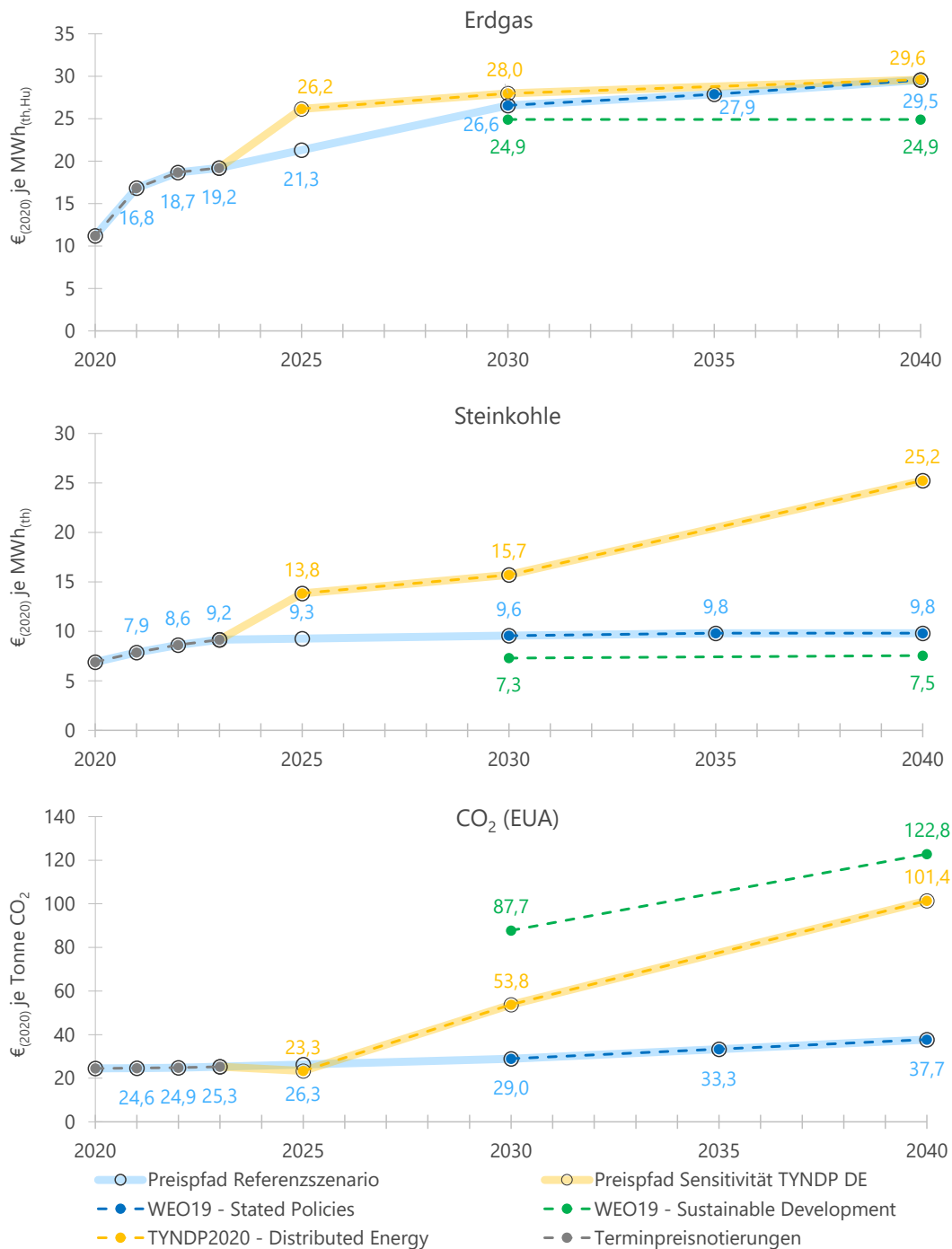
4.2.1 Charakterisierung der Sensitivität

In dieser Sensitivität untersuchen wir eine beschleunigte Marktdurchdringung von Technologien zur Sektorkopplung im Rahmen des dem Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2020 der ENTSO-E unterstellten Energiepreisszenarios und EE-Ausbaus im berücksichtigten Ausland. Das Energiepreisszenario ist insbesondere charakterisiert durch einen gegenüber der Referenz ambitionierteren CO₂-Preisfad in Kombination mit einer mit der Referenz vergleichbaren Preisentwicklung für Erdgas, aber deutlich höheren Preise für Steinkohleimporte nach Europa. Auch der EE-Ausbau im europäischen Ausland ist ambitionierter als im Referenzszenario.²⁰⁸ In der folgenden Abbildung sind die Entwicklungen der Primärenergieträger- und CO₂-Preise dieser Sensitivität der der Referenz gegenübergestellt.²⁰⁹

²⁰⁸ Für eine Darstellung des in den beiden Szenarien zur „Verstärkten Sektorkopplung identischen EE-Ausbaus im berücksichtigten Ausland gegenüber dem des Referenzszenarios vgl. Abschnitt 1684.

²⁰⁹ Für Rohöl werden im TYNDP keine Preisfade angegeben. Die Preise für leichtes und schweres Heizöl haben wir für dieses Szenario direkt dem TYNDP 2020 entnommen. Da sowohl Rohöl als auch leichtes und schweres Heizöl in den Stromversorgungssystemen Europas eine nur noch sehr untergeordnete Rolle spielen, wird auf eine gesonderte Betrachtung an dieser Stelle verzichtet.

ABBILDUNG 4-10: ENERGIEPREISSZENARIEN IM VERGLEICH: REFERENZ VS. SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG TYNDP - DISTRIBUTED ENERGY“



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf: Terminpreise Erdgas: EEX (2020a), Terminpreise Kohle: CME Group (2020b), Terminpreise EUA: EEX (2020b), WEO19: IEA (2019), TYNDP2020: ENTSO-E (2020); eigene Umrechnung der Originalwerte in €/2020 je MWh_{th} als europ. Großhandelspreise ohne Aufschläge für Transport o.ä.

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Technologien zur Sektorkopplung sind einerseits sog. „Neue Verbraucher“ (vgl. Abschnitt 2.5.4) Elektromobilität (< 3,5 t), Oberleitungs-LKW, elektrische Wärmepumpen in Deutschland und dem betrachteten Ausland im Bereich der privaten Haushalte und des GHD-Sektors. Andererseits gewinnen die großtechnischen PtX-Technologien Großwärmepumpen, E-Heizer und Power-to-Gas in Deutschland und Europa in einem solchen Szenario an Bedeutung im Rahmen der Dekarbonisierung weiterer Bereiche (neben der Stromerzeugung). Darüber hinaus haben wir in Anlehnung an den genehmigten Szenariorahmen des NEP 2021-35 zusätzlichen Stromverbrauch zur „Digitalisierung und Dekarbonisierung von Gewerbe und Industrie angenommen.

Der schnellere Hochlauf der oben beschriebenen Sektorkopplungstechnologien wird getrieben durch die zunehmende Wettbewerbsfähigkeit und Marktreife elektrifizierter Technologien in den Bereichen Wärme und Verkehr in einem solchen Energiepreisszenario sowie nationale (Förder-)Politiken im Bereich privater, gewerblicher und industrieller PtX-Anwendungen.

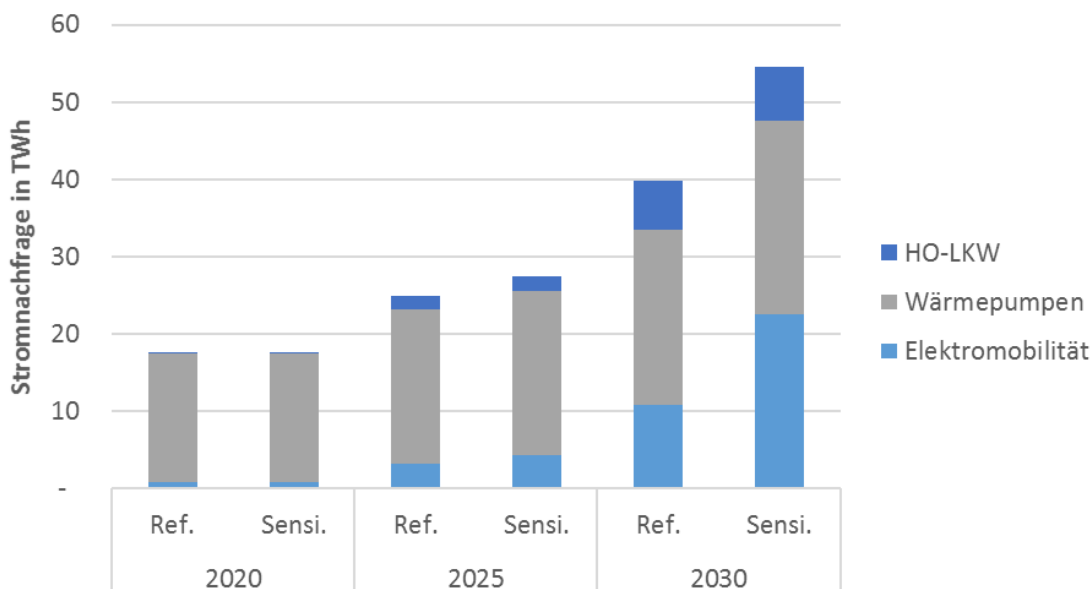
Die Sensitivität für Elektromobilität (<3,5 t), elektrische Wärmepumpen und Oberleitungs-LKW wird anhand einer zunehmenden Marktdurchdringung abgebildet. Dabei wurden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- **Elektromobilität (<3,5 t):** Den Rahmen für die zusätzliche Marktdurchdringung stellt die Einhaltung der Flottengrenzwerte dar. Bis zum Jahr 2025 kommt es zu einem zunehmenden Anstieg der von 440.000 Fahrzeugen gegenüber der Referenzentwicklung, da davon ausgegangen wird, dass die Infrastruktur bis 2025 noch nicht substantiell besser ausgebaut ist. Bis zum Jahr 2030 steigt die Anzahl der Flotte schließlich auf 9,4 Mio. (gegenüber 4,5 Mio. in der Referenz).
- **Wärmepumpen:** Die wesentlichen Rahmenbedingungen für die zusätzliche Marktdurchdringung von installierten Wärmepumpen stellt der Wärmebedarf der Gebäude, das Alter des Heizungsbestandes und die Verfügbarkeit an ausgebildeten Handwerkern dar. Dies spiegelt sich durch die Abbildung von Pfadabhängigkeiten und durch eine gewisse Systemträgheit wider. Für das Jahr 2030 führt dies zu einer Anzahl an Wärmepumpen auf 4.9 Mio. (gegenüber 4,5 Mio. in der Referenz).

- **Oberleitungs-LKW:** Mit dem zunehmenden Ausbau der Oberleistungs-LKW-Infrastruktur geht auch eine zunehmende Nutzung der Infrastruktur einher, da dies für die Wirtschaftlichkeit erforderlich ist. Es wird von einem zusätzlichen Anstieg der Flotte an Oberleistungs-LKW ausgegangen auf eine Anzahl von 72.600 im Jahr 2030 (gegenüber 66.000 in der Referenz).

Diese Annahmen haben zur Folge, dass sich für das Jahr 2025 die deutsche Stromnachfrage um 2,5 TWh und für das Jahr 2030 um 14,7 TWh erhöht. In der nachfolgenden Abbildung ist die Entwicklung dargestellt.

ABBILDUNG 4-11: SENSITIVITÄT „BESCHLEUNIGTE SEKTORKOPPLUNG“: ENTWICKLUNG STROMNACHFRAGE VON ELEKTROMOBILITÄT (<3,5T), WÄRMEPUMPEN UND OBERLEITUNGS-LKW (HO-LKW)



Quelle: Eigene Darstellung.

Ergänzend zu diesen Sektorkopplungstechnologien wurden zusätzlich die Strommengen neu geplanter Stromgroßverbraucher berücksichtigt. Hierbei handelt es sich um den Stromverbrauch geplanter Projekte aus Industrie und Gewerbe, die sich auf die zunehmende Digitalisierung von Prozessen sowie Dekarbonisierungsmaßnahmen fokussieren und die eine Anschlussleistung größer 5 MW besitzen. Die Datengrundlage hierfür basiert auf der Verbrauchsgruppe „Dekarbonisierung und Digitalisierung in Industrie und Gewerbe“ des genehmigten Szenariorahmens 2021-2035 des Netzentwicklungsplan Strom.

Die Datenerhebung dieser Verbrauchsgruppe erfolgte über die Verteilnetzbetreiber und die Validierung wurde durch die zugeordneten Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Die Daten zu den einzelnen Projekten liegen differenziert nach den folgenden Parametern vor: Status der Umsetzung, Zeitpunkt der Inbetriebnahme, gemeldetem Stromverbrauch, gemeldeter Nennlast und einer Einschätzung zur Realisierungswahrscheinlichkeit des Projektes.

Bei der Verbrauchsgruppe „Dekarbonisierung und Digitalisierung in Industrie und Gewerbe“ handelt es sich um die Berücksichtigung zusätzlicher Stromverbräuche, die nicht explizit über die endogene Entscheidungslogik des Energienachfrage-Modells abgebildet werden und somit exogen in die Bilanzierung einfließen. Die Abschätzung für diese Sensitivität orientiert sich am Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom und führt zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 8 TWh in 2030.

Die Ausgestaltung der Sensitivitäten von Elektromobilität (<3,5 t), Wärmepumpen, Oberleitungs-LKW und für zusätzliche Dekarbonisierungs- sowie Digitalisierungsbestrebungen wurden für die betrachteten Anrainer-Staaten ebenfalls über eine schnellere Marktdurchdringung bzw. über Analogieschlüsse abgebildet. Entsprechend zur Untersuchung der Referenz, wurde dabei den strukturellen Unterschieden in den einzelnen Ländern Rechnung getragen. Somit wurde für die heute bereits etablierten Sektorkopplungstechnologien ein konsistentes Bündel an Rahmenparametern für die Sensitivitäts-Analyse zugrunde gelegt.

Auch für den Umwandlungssektor werden in der Sensitivität erhöhte Stromverbräuche unterstellt. Die wesentlichen Sektorkopplungs-Technologien im Umwandlungssektor sind die großtechnischen PtX-Technologien Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel zur Einbindung in die Fernwärmeversorgung sowie Power-to-Gas-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff oder Methan.

Im Referenzszenario haben wir unsere Annahmen zur Entwicklung dieser Technologien weitgehend auf das Szenario B des genehmigten Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2021-35 sowie die „Nationale Wasserstoff-Strategie“ (NWS) der Bundesregierung gestützt (vgl. Abschnitt 2.5.2). Für die Sensitivität „Beschleunigte Sektorkopplung“ lehnen wir die Annahmen hingegen unter Berücksichtigung der NWS an das Szenario C des genehmigten Szenariorahmens des

Netzentwicklungsplans 2021-35 an.²¹⁰ Die Annahmen wurden wie folgt angepasst:

- **Power-to-Heat (PtH) in der Fernwärme:** Für die Leistungsentwicklung von PtH in Form von Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel in der großtechnischen Wärmebereitstellung haben wir einen beschleunigten Ausbau gemäß Szenario C des NEP 2021-35 angenommen.
- **Power-to-Gas: Bei Power-to-Methan und Power-to-Hydrogen (Wasserstoff)** haben wir uns bei der Leistungsentwicklung ebenfalls auf das Szenario C des NEP 2021-35 sowie die NWS gestützt und einen beschleunigten Ausbau nach dem Jahr 2030 unterstellt. Bis 2030 ist die Entwicklung der installierten Leistung identisch angenommen – jedoch gehen wir aufgrund der höheren EE-Ausbauten gegenüber der Referenz von höheren Auslastungen aus.

In Tabelle 4-1 sind die Annahmen für die beiden Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“ gegenüber den im Referenzszenario verwendeten Annahmen zu den großtechnischen PtX-Technologien dargestellt.

TABELLE 4-1: ENTWICKLUNG INSTALLIERTER LEISTUNGEN UND STROMVERBRAUCH GROßTECHNISCHER PTX-TECHNOLOGIEN IM JAHR 2030: REFERENZ VS. SENSITIVITÄTEN ZUR „VERSTÄRKTEN SEKTORKOPPLUNG“:

Technologie	Referenz	Sensitivitäten zur "Verstärkten Sektorkopplung"
PtG	5 GW	5 GW
	10,7 TWh	16,5 TWh
PtH	4,3 GW	5,7 GW
	12,2 TWh	14,2 TWh

Quelle: Eigene Darstellung.

²¹⁰ Da der genehmigte Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2021-35 nur das Jahr 2035 ausweist, wurden die Angaben für das Jahr 2030 interpoliert bzw. Annahmen zum Hochlauf der Technologien getroffen.

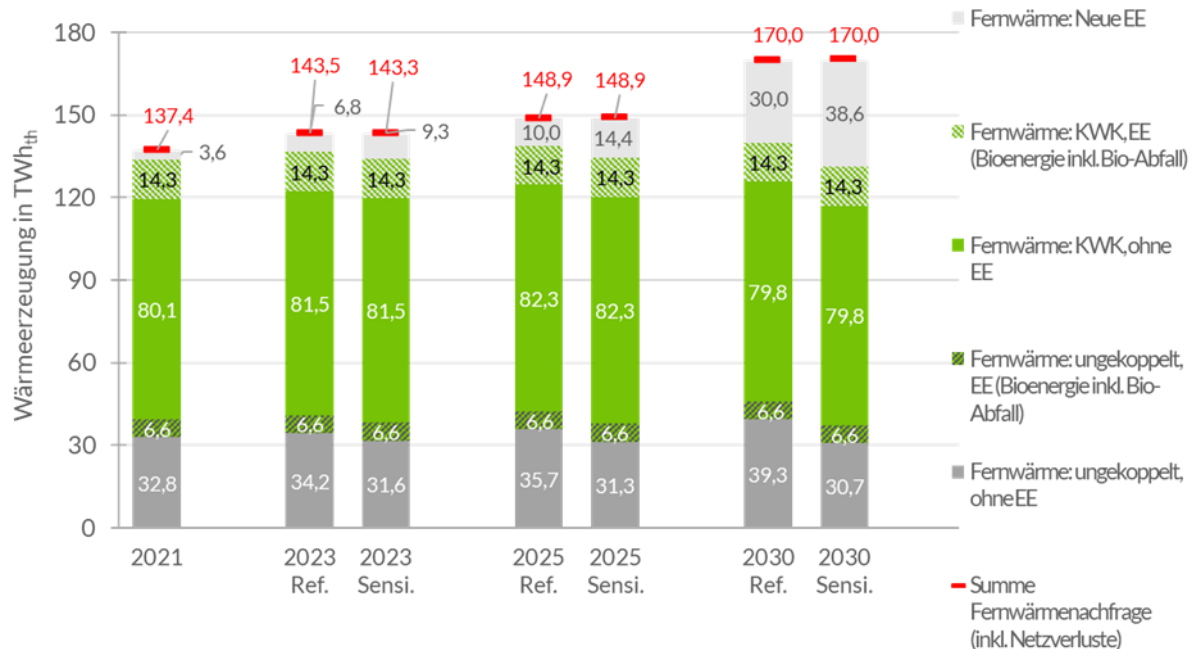
In Summe liegt der Stromverbrauch für großtechnische PtX-Technologien in den Sensitivitäten zur verstärkten Sektorkopplung ca. 8 TWh über dem Referenzszenario. Weitere Anpassungen im Umwandlungssektor sind nicht erfolgt.

Der Bruttostromverbrauch insgesamt in Deutschland liegt in dieser Sensitivität im Jahr 2030 bei ca. 615 TWh – im Vergleich zum Referenzszenario liegt der Stromverbrauch in dieser Sensitivität damit um ca. 33 TWh höher.

Um Konsistenz zu den veränderten Annahmen bei den Sektorkopplungstechnologien herzustellen haben wir die vorzugebende Entwicklung der durch konventionelle KWK-Anlagen zu deckenden öffentlichen Wärmenachfrage („Wärmeszenario“) in Deutschland angepasst. Während im Referenzszenario die Erreichung des Ziels des „Nationalen Energie- und Klimaplan“ (NECP) von 30 % erneuerbarer Wärme in der Fernwärme im Jahr 2030 vorgegeben wird, wurde dieser in den beiden Sensitivitäten zur „Verstärkten Sektorkopplung“ auf 35 % erhöht.²¹¹ Die zusätzlichen 5 % setzen sich aus den zusätzlichen Wärmemengen aus den PtH-Sektorkopplungstechnologien Großwärmepumpen und E-Heizer sowie einem verstärkten Ausbau von Solarthermie und Geothermie zusammen. Die zusätzliche EE- Wärme reduziert die nötige Wärmebereitstellung aus fossiler ungekoppelter Erzeugung (Wärmeerzeugung aus Gaskesseln) um den gleichen Betrag. Der Gesamtfernwärmebedarf und die Fernwärme aus KWK-Kraftwerken sind somit in beiden Szenarien gleich (siehe Abbildung 4-12). Außerdem nehmen wir an, dass die Anreizstruktur des KWKG sich langfristig dahingehend verändert, dass Betreiber von KWK-Anlagen zu einer flexiblen Betriebsweise gemäß Marktpreissignalen angereizt werden. Umgesetzt haben wir dies, durch eine Reduktion der geförderten Vollbenutzungsstunden für Neubauanlagen ab 2025 um jährlich um 2,5 %. Dies führt bei gleichbleibender Wärmeauskopplung aus KWK-Kraftwerken zu einem leicht höheren Leistungszubau von KWK- Kraftwerken in der Höhe von 0,8 GW im Jahr 2030.

²¹¹ Zum Referenzszenario vgl. Abschnitt 2.2.3.

ABBILDUNG 4-12: VERÄNDERTE STRUKTUR DER WÄRMEERZEUGUNG IN DER FERNWÄRME

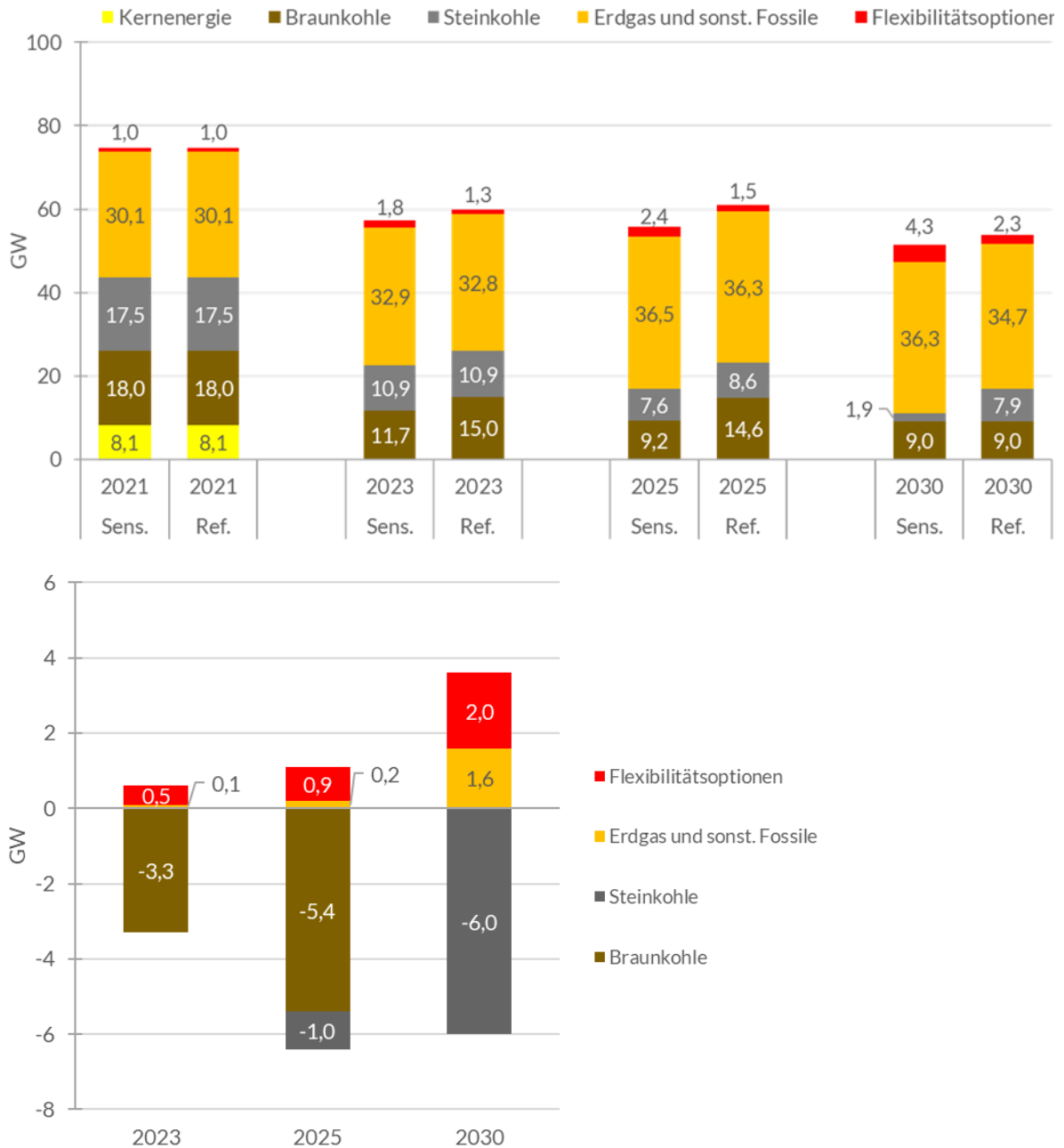


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Recherchen und Berechnungen.

4.2.2 Ergebnisse Strommarktsimulationen

In diesem Abschnitt zeigen wir auf, wie sich die Annahmen einer verstärkten Marktdurchdringung von Sektorkopplungstechnologien, eines alternativen Energiepreisszenarios und eines ambitionierteren EE-Ausbaus im berücksichtigten Ausland auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen am Strommarkt in Deutschland und an den Strommärkten in den anderen berücksichtigten Ländern auswirkt. Zunächst ist in Abbildung 4-13 die Entwicklung der installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Vergleich mit dem Referenzszenario dargestellt.

ABBILDUNG 4-13: ABSOLUT- SOWIE DIFFERENZBETRACHTUNG DER ENTWICKLUNG DER RESSOURCEN IN DEUTSCHLAND: SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – TYNDP“ VS. REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

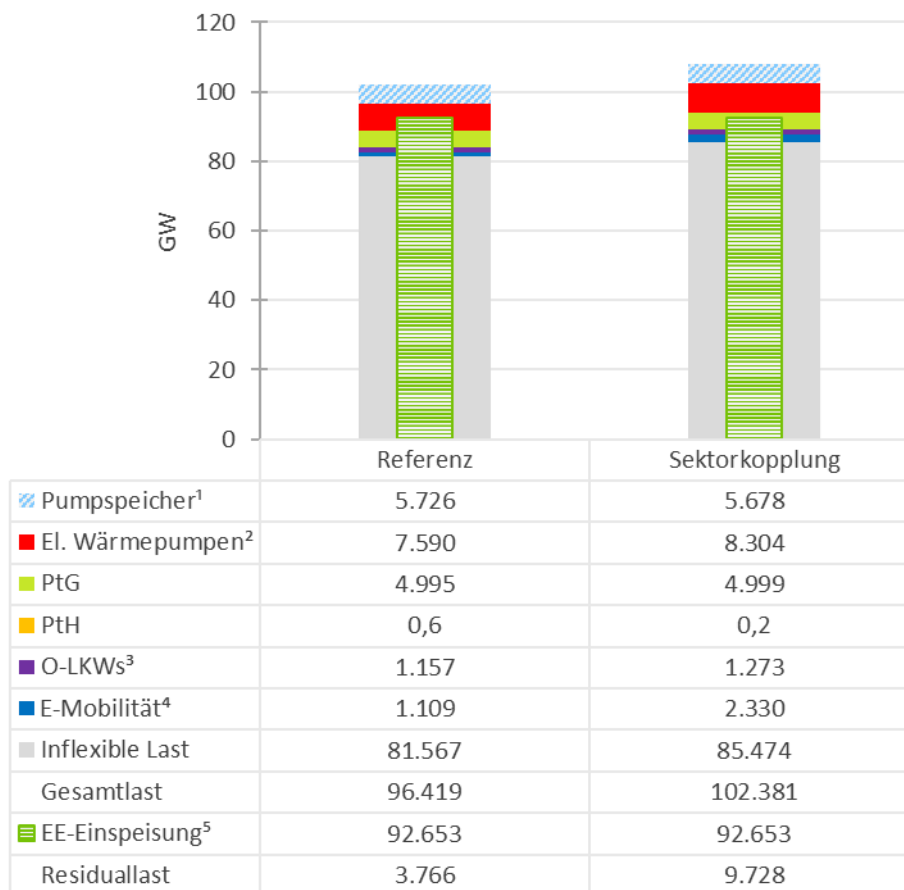
Gegenüber dem Referenzszenario liegt die Leistung von Braunkohlekraftwerken im Jahr 2023 bereits ca. 3,3 GW unterhalb derer des Referenzszenarios. Dies liegt in der gegenüber der Referenz geringeren Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraft-

werke aufgrund der im Vergleich höchsten CO₂-Intensität aller relevanten Primärenergieträger bei deutlich höheren CO₂-Preisentwicklungen begründet – mit der Folge modell-endogener Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen. Im Jahr 2025 beträgt die Minderleistung der Braunkohle dann ca. 5,4 GW. Im Jahr 2030 ist die installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken in Referenz und dieser Sensitivität dann identisch. Bei der Steinkohle zeigt sich, dass in der Sensitivität im Jahr 2025 ca. 1 GW und im Jahr 2030 ca. 6 GW weniger Leistung am Markt wären als in der Referenz. Auch dies ist auf modell-endogene Stilllegungen aufgrund des ambitionierterem CO₂-Preisfad sowie deutlich höherer Preise für Steinkohle gegenüber dem Referenzszenario zurückzuführen. Gegenläufige Effekte zeigen sich bei mit Erdgas befeuerten Kraftwerken und bei den Flexibilitätsoptionen freiwilliger Lastverzicht der Industrie sowie Netzersatzanlagen. So beträgt die zusätzliche Leistung aus Erdgas-Kraftwerken in der Sensitivität ca. 200 MW im Jahr 2025 und ca. 1,6 GW im Jahr 2030. Bei den Flexibilitätsoptionen werden gegenüber der Referenz im Jahr 2023 ca. 500 MW, im Jahr 2025 knapp 1 GW und im Jahr 2030 ca. 2 GW mehr erschlossen. Zudem liegt die Jahreshöchstlast im Jahr 2030 mit gut 102 GW ca. 6 GW oberhalb der Jahreshöchstlast im Referenzszenario.²¹²

Dieser Anstieg der Jahreshöchstlast stellt jedoch keine Knappheitssituation dar. Wie in Abbildung 4-14 dargestellt beträgt die Einspeisung volatil einspeisender Technologien in dieser Stunde knapp 93 GW und die Sektorkopplungstechnologien weisen vergleichsweise hohe Lasten auf. Da die Leistung der Sektorkopplungstechnologien in der Sensitivität höher sind, steigt hier auch die Jahreshöchstlast gegenüber der Referenz an.

²¹² Für eine Analyse der Situationen der Jahreshöchstlast und der residualen Jahreshöchstlast vgl. Abschnitt 3.1.1.

ABBILDUNG 4-14: VERGLEICH DER ZUSAMMENSETZUNG DER LAST ZUM ZEITPUNKT DER JAHRESHÖCHSTLAST ZWISCHEN SEKTORKOPPLUNGS-SENSITIVITÄT UND REFERENZSZENARIO IN DEUTSCHLAND; JAHR 2030; WETTERJAHR 2010



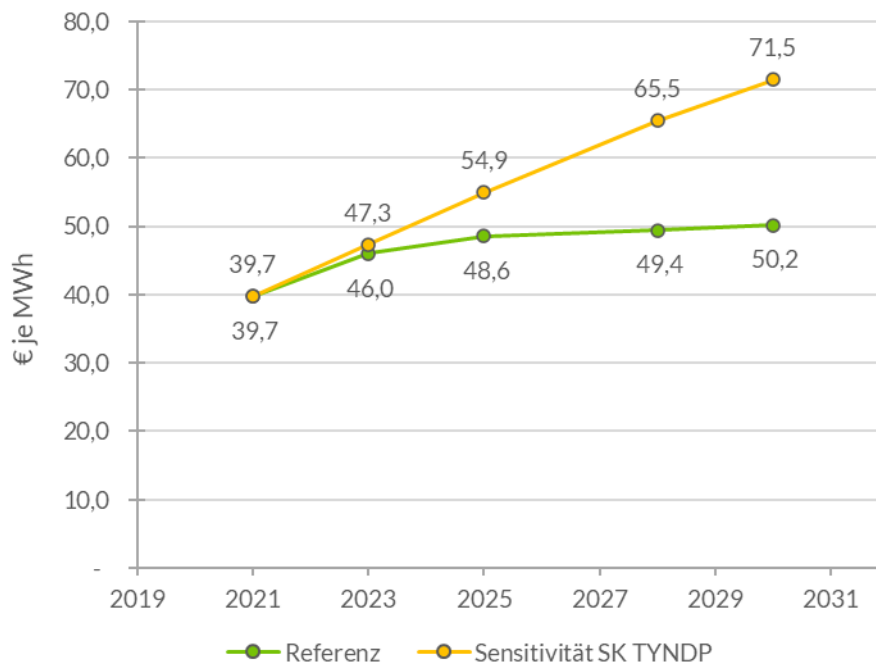
- 1) Der Verbrauch der Pumpen der Pumpspeicher (PSP) wird klassischer Weise nicht auf die Jahreshöchstlast angerechnet und ist hier informativ mit ausgewiesen. Dieser ist auch nicht im Wert der Gesamtlast enthalten.
- 2) Nur der flexible Anteil der Wärmepumpenlast ist ausgewiesen.
- 3) Oberleitungs-LKW sind hybride LKW, die bei sehr hohen Strompreisen aus Dieselbetrieb umschalten.
- 4) Nur der gesteuert ladende Anteil der E-Fahrzeuge ist dargestellt.
- 5) Volatile EE: Wind, PV und Laufwasser.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die veränderten Annahmen in dieser Sensitivität haben auch Auswirkungen auf die Strompreise. Der über alle Wetterjahre gleichgewichtig gemittelte Jahresbase-Preis steigt, wie in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. dargestellt, im Zeitverlauf an und liegt im Jahr 2030 bei 71,5 € je MWh. Im Vergleich mit dem Referenzszenario liegt der Base-Preis in der Sensitivität im Jahr 2030 ca. 21€ je MWh oberhalb. Dies ist insbesondere auf die Annahmen zur Entwicklung

der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie den höheren Stromverbrauch durch die verstärkte Sektorkopplung zurückzuführen.

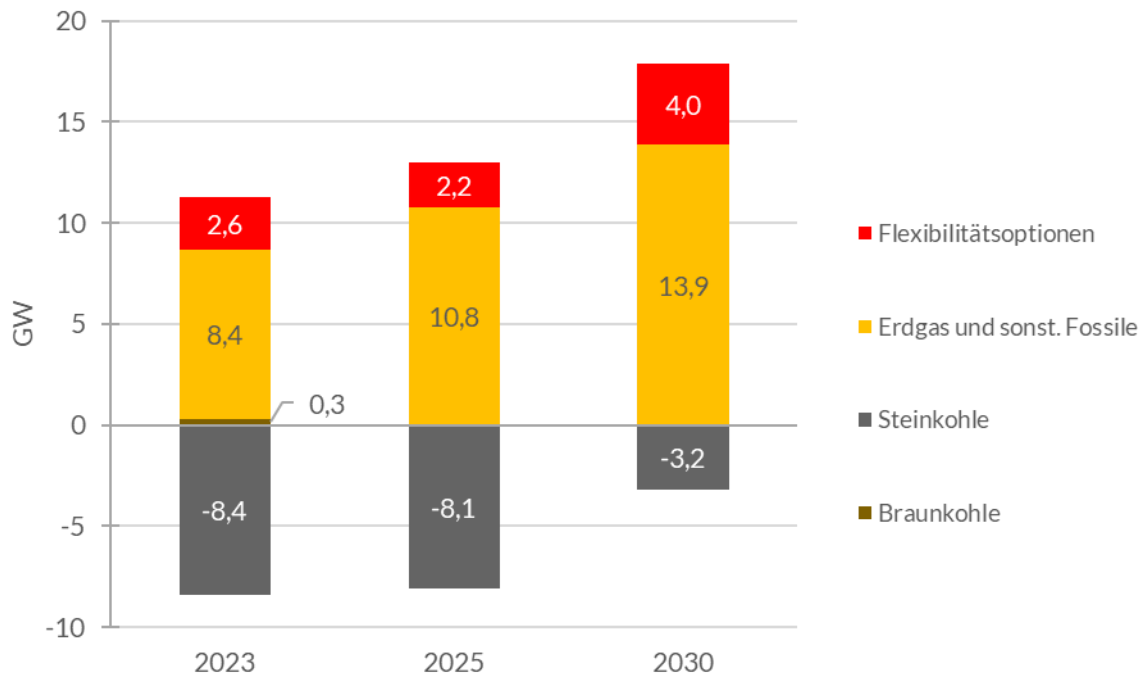
ABBILDUNG 4-15: ENTWICKLUNG DES ÜBER WETTERJAHRE GEMITTELTEN JAHRESBASEPREISES IN DEUTSCHLAND IM REFERENZSZENARIO UND IN DER SENSITIVITÄT „VERSTÄRKT SEKTORKOPPLUNG – TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Auswirkungen der Annahme einer verstärkten Sektorkopplung, eines alternativen Energiepreisszenarios und eines ambitionierteren EE-Ausbaus im berücksichtigten Ausland auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen am Strommarkt in den betrachteten Ländern (ohne Deutschland) sind in Abbildung 4-16 dargestellt.

ABBILDUNG 4-16: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DER RESSOURCEN ZWISCHEN SEKTORKOPPLUNGS-SENSITIVITÄT UND REFERENZSZENARIO IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND



Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch im berücksichtigten Ausland werden gegenüber der Referenz mehr Steinkohlekapazitäten endogen vorzeitig stillgelegt. Im Jahr 2023 beträgt die Minderleistung aus Steinkohle ca. 8,4 GW, im Jahr 2025 noch 8,1 GW und im Jahr 2030 noch 3,2 GW. Dies liegt weitestgehend in dem ambitionierteren CO₂-Preispfad begründet. Dieser trägt auch dazu bei, dass Erdgaskraftwerke gegenüber der Stein- und Braunkohle in der Sensitivität wirtschaftlicher werden, was in Kombination mit dem höheren Bruttostromverbrauch aufgrund verstärkter Sektorkopplung zu höheren installierten Leistungen von Erdgaskraftwerken sowie einer höheren Erschließung von Flexibilitätsoptionen führt. Die zusätzliche Leistung aus mit Erdgas betriebenen Anlagen beträgt in 2023 ca. 8,4 GW, in 2025 ca. 10,8 GW und in 2030 knapp 14 GW. Die gegenüber der Referenz zusätzlich erschlossenen Flexibilitätsoptionen summieren sich auf etwa 2,5 GW bis zum Jahr 2025 und auf ca. 4 GW bis 2030. Zudem verbleib im Stichtag 2023 ca. 300 MW mehr Braunkohleleistung am Markt.

Auch in Summe über Deutschland und alle anderen betrachteten Länder sind die Auswirkungen einer verstärkten Sektorkopplung eher moderat. Die steuerbare

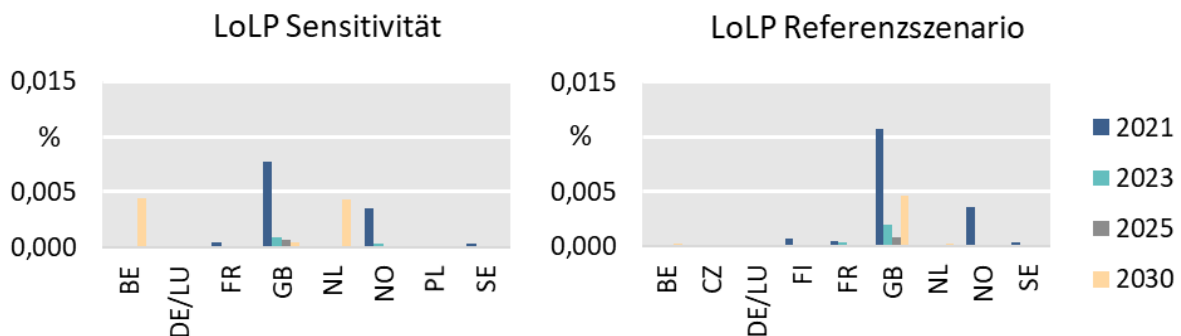
Leistung in der gesamten Modellregion (also inkl. Deutschland) liegt im Jahr 2030 ca. 13 GW über der des Referenzszenarios.

4.2.3 Ergebnisse VS-Analysen

Loss of Load Probability

In Abbildung 4-17 sind die LoLP-Werte der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“ denen des Referenzszenarios gegenübergestellt. Wiederum beschränkt sich die Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt, sowie Deutschland/Luxemburg.

ABBILDUNG 4-17: LOLP IM SZENARIO „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“ FÜR LÄNDER MIT KENNZAHLEN > 0 UND DEUTSCHLAND/LUXEMBURG 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 wird für 2023 eine sehr geringe von null abweichende LoLP von unter 0,0001 % ermittelt. Im Betrachtungsjahr 2030 tritt eine LoLP von 0,0013 % auf. Diese liegt um mehr als den Faktor 40 unter dem im ersten Projektbericht als VS-Standard abgeleiteten Schwellenwert \widehat{LoLP} von 0,06 % und entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von mindestens 99,9986 % im gesamten Betrachtungszeitraum.

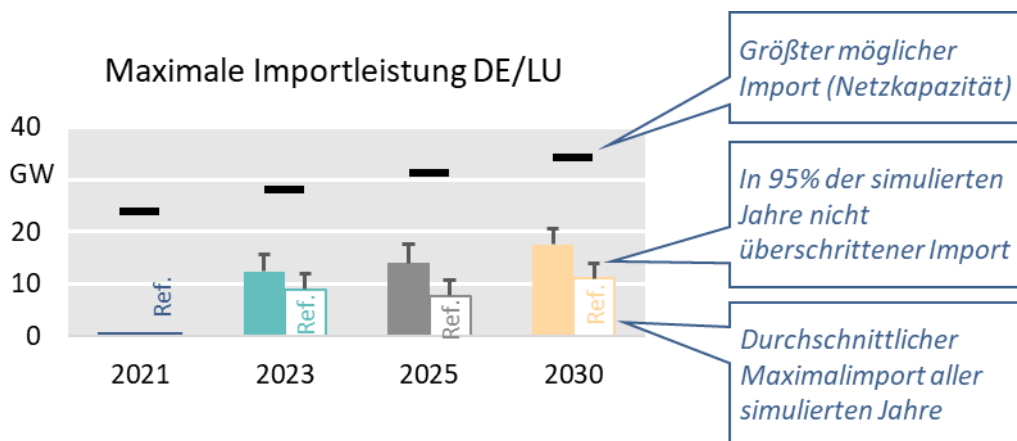
Im Ausland bleiben die Werte weitgehend stabil. Lediglich in Belgien und den Niederlanden zeigen sich im Betrachtungsjahr 2030 Anstiege der LoLP auf ein nach wie vor unkritisches Niveau.

Ursache für die recht begrenzte Änderung der LoLP ist, dass zwar die Nachfrage in dieser Sensitivität gegenüber dem Referenzszenario erhöht ist, dies jedoch weitgehend auf flexible Verbraucher entfällt. Die modell-endogen leicht sinkende Gesamtkapazität der flexiblen Ressourcen muss also keine starre, sondern eine zeitlich stark flexibilisierte Nachfrageerhöhung ausgleichen. Die stabilen bzw. in einigen Ländern lediglich leicht steigenden LoLP-Werte zeigen, dass dies eine angemessene Anpassung der Kapazitäten darstellt.

Erforderliche Importe

Die zur Vermeidung von Lastüberhang erforderlichen maximalen Importleistungen nach Deutschland/Luxemburg steigen gegenüber dem Referenzszenario deutlich an (Abbildung 4-18). Sie liegen aber auch in dieser Sensitivität durchweg deutlich unter der maximalen Importkapazität. Der Abstand bleibt im Zeitverlauf ungefähr gleich, weil die Importkapazität aufgrund des Netzausbaus ebenso zunimmt wie die erforderlichen Importleistungen.

ABBILDUNG 4-18: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IN SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“



Quelle: Eigene Darstellung.

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

Auch die durchschnittliche erforderliche Importenergie steigt gegenüber dem Referenzszenario (wo sie im gesamten Betrachtungszeitraum unter 0,1 % des Bruttostromverbrauchs liegt) an, ist aber weiterhin gering (Tabelle 4-2).

TABELLE 4-2: DURCHSCHNITTLICH ERFORDERLICHE IMPORTENERGIE VON DE/LU BEZOGEN AUF DEN BRUTTOSTROMVERBRAUCH IN SENSITIVITÄT „VERSTÄRKT SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“

2021	2023	2025	2030
<0,01%	0,22%	0,28%	0,34%

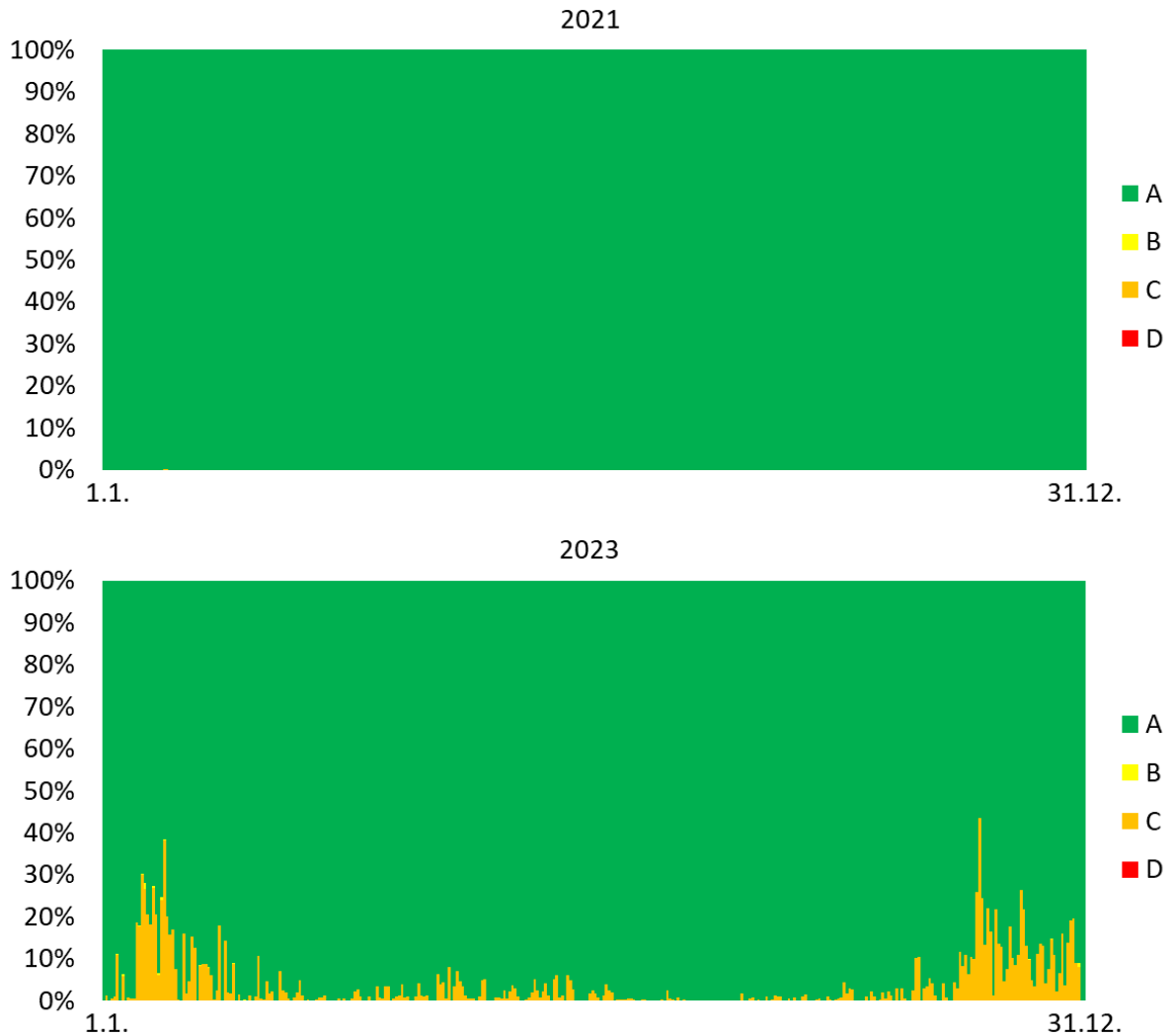
Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch, und deutsche Verbraucher können praktisch jederzeit sicher versorgt werden.

Spielraum-Status

Auch für diese Sensitivität werten wir den Spielraum-Status aus, der angibt, wie weit das Stromversorgungssystem in den übrigen Stunden von einem Lastüberhang noch „entfernt“ ist (vgl. Einführung in Abschnitt 3.3, Unterabschnitt „Spielraum-Status“). Die folgenden beiden Abbildungen zeigen das Ergebnis der Auswertung des Spielraum-Status von Deutschland/Luxemburg für die vier Betrachtungsjahre. In jedem Diagramm sind von links nach rechts die 365 Tage des Jahres aufgetragen.

ABBILDUNG 4-19: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IN SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“, BETRACHTUNGSJAHRE 2021 UND 2023



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

ABBILDUNG 4-20: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IN SENSITIVITÄT „VERSTÄRKT SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“, BETRACHTUNGSJ. 2025 UND 2030



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

Der in dieser Sensitivität beobachtete Anstieg der erforderlichen Importe gegenüber dem Referenzszenario (siehe oben) schlägt sich beim Spielraum-Status in größeren Anteilen von Stunden mit Importbedarf (Kategorie C) nieder. Anders als im Referenzszenario sind nun auch in den Sommermonaten ab dem Betrachtungsjahr 2023 solche Stunden gut erkennbar, wenngleich die Wahrscheinlichkeit für Importbedarf in diesen Zeiten stets unter 10 % bleibt. Die höchsten Wahrscheinlichkeiten für Importbedarf treten erneut im Winter auf und betragen in dieser Sensitivität 44 % (2023) bis 51 % (2030) gegenüber 29 % bis 31 % im Referenzszenario.

Um den in 2030 auftretenden Lastüberhang, der in der Sensitivität in diesem Jahr zu einem sehr geringen LoLP-Wert größer null führt, in dieser Darstellung erkennbar zu machen, ist in Abbildung 4-20 unten eine Ausschnittvergrößerung dargestellt, in der nur das erste Perzentil, also der unterste „Rand“ des darüber abgebildeten Diagramms abgebildet ist. Selbst in dieser hundertfachen Vergrößerung nimmt die Kategorie A nur einen sehr kleinen Teil der Diagrammfläche ein. Dies verdeutlicht die auch in dieser Sensitivität nur geringe Wahrscheinlichkeit für das Auftretens eines Lastüberhangs.

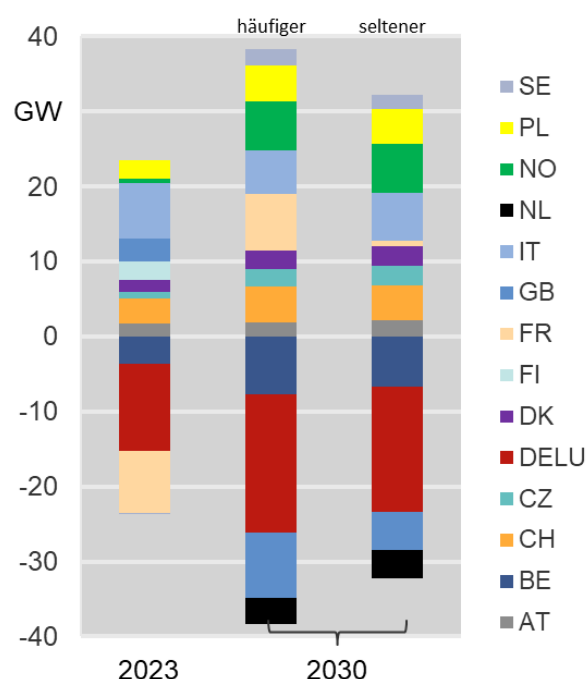
Detailanalyse von (Simulations-)Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg

Trotz dieser geringen Auftretenswahrscheinlichkeit kann es auch bei dieser Sensitivität von Interesse sein, die in der Simulation für 2030 (und noch deutlich seltener für 2023) auftretenden Situationen mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg näher zu charakterisieren.

Die Importleistung liegt in Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg um mindestens 12 GW unter der maximalen Importkapazität aus Netzperspektive. Ihr Median liegt um ca. 17 GW (2023) bzw. 16 GW (2030) unter der jeweiligen maximalen Importkapazität und damit noch einmal deutlich niedriger. Dies deutet, wie schon bei der zuvor diskutierten Sensitivität, darauf hin, dass Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg vorrangig in Situationen mit länderübergreifender momentaner Ressourcenknappheit und nicht aufgrund von begrenzter Netzkapazität auftritt.

Die folgende Abbildung zeigt die für Simulationsstunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg typischen Muster der grenzüberschreitenden Leistungsaustausche, die mittels Clusteranalyse ermittelt wurden.²¹³ Positive Werte bedeuten dabei Export, negative Import.

ABBILDUNG 4-21: TYPISCHE AUSTAUSCHMUSTER IN SITUATIONEN MIT LASTÜBERHANG IN DEUTSCHLAND/LUXEMBURG IN SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Betrachtungsjahr 2023 besteht in Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg typischerweise gleichzeitig Importbedarf nach Belgien und Frankreich.

Im Betrachtungsjahr 2030 ist Frankreich dagegen in Stunden, die einen Lastüberhang von Deutschland/Luxemburg aufweisen, typischerweise unter den exportierenden, also aushelfenden Ländern, während Großbritannien, die Niederlande und weiterhin Belgien zeitgleich mit Deutschland/Luxemburg importieren. Dabei lassen sich, anders als für die zuvor betrachtete Sensitivität, zwei unterschiedliche

²¹³ Zur Methodik siehe Fußnote 207.

Gruppen von Austauschmustern abgrenzen. Diese unterscheiden sich vorrangig hinsichtlich der Höhe der Importe von Deutschland/Luxemburg und Großbritannien und der Exportleistung Frankreichs.

Technische Versorgungssicherheit (inklusive strategischer Reserven)

Obgleich das Niveau der in dieser Sensitivität für Deutschland/Luxemburg ermittelten LoLP-Werte unkritisch ist, quantifizieren wir erneut die technische Versorgungssicherheit.

Unter Einsatz der Kapazitätsreserve kann die LoLP in Deutschland/Luxemburg ausgehend vom bereits sehr geringen Ausgangsniveau nochmals um mehr als einen Faktor sechs gesenkt werden.

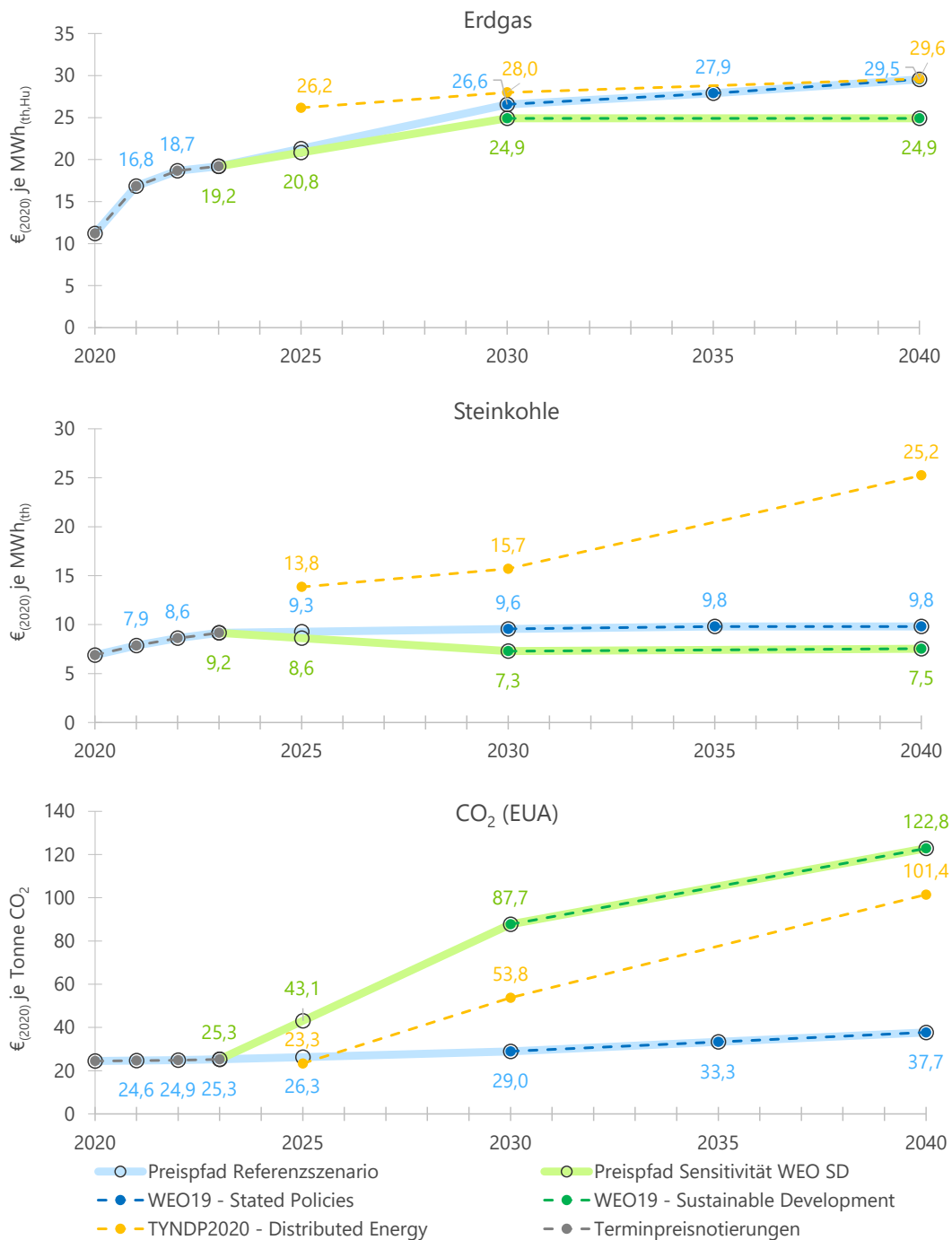
4.3 Sensitivität: „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: WEO Sustainable Development“

4.3.1 Charakterisierung der Sensitivität

In dieser Sensitivität wird gegenüber der ersten Sensitivität zur „Verstärkten Sektorkopplung“ mit TYNDP-Preisen nun auf das Energiepreisszenario des Szenarios „Sustainable Development“ des WEO 2019 abgestellt. Dieses ist gegenüber der Referenz durch eine noch ambitioniertere CO₂-Preisentwicklung als die erste Sensitivität zur Sektorkopplung gekennzeichnet, während die Preise für Erdgas etwas unter der Referenz und der ersten Sensitivität zur Sektorkopplung liegt. Der Steinkohlepreis liegt in dieser Sensitivität ebenfalls leicht unterhalb des Preispfades der Referenz und sehr deutlich unter den Preisen der Sensitivität auf Basis TYNDP 2020 Distributed Energy. Die Preisentwicklung für Primärenergie und CO₂-Zertifikate dieser Sensitivität wird der des Referenzszenarios in folgender Abbildung gegenübergestellt.²¹⁴

²¹⁴ Da sowohl Rohöl als auch leichtes und schweres Heizöl in den Stromversorgungssystemen Europas eine nur noch sehr untergeordnete Rolle spielen, wird auf eine gesonderte Betrachtung an dieser Stelle verzichtet.

ABBILDUNG 4-22: ENERGIEPREISZENARIO IM VERGLEICH: REFERENZ VS. SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPLUNG WEO – SUSTAINABLE DEVELOPMENT“



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf: Terminpreise Erdgas: EEX (2020a), Terminpreise Kohle: CME Group (2020b), Terminpreise EUA: EEX (2020b), WEO19: IEA (2019), TYNDP2020: ENTSO-E (2020); eigene Umrechnung der Originalwerte in €/MWh_{th} als europ. Großhandelspreise ohne Aufschläge für Transport o.ä.

Die Verbräuche in den Bereichen PtX im Umwandlungssektor sowie die der neuen Verbraucher, d.h. Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen und Oberleitungs-LKW, sind gegenüber der ersten Sensitivität zur „Verstärkten Sektorkopplung“ unverändert.²¹⁵

Durch den deutlich ambitionierteren CO₂-Preisfad werden in dieser Sensitivität zusätzliche Anreize zur Dekarbonisierung und Digitalisierung in Industrie und Gewerbe geschaffen. In Anlehnung an die Abschätzung der Verbrauchsgruppe „Dekarbonisierung und Digitalisierung in Industrie und Gewerbe“ des Netzentwicklungsplans Strom wird bei dieser Sensitivität von einer höheren Realisierungswahrscheinlich geplanter Projekte und damit einhergehenden Kapazitätserweiterungen ausgegangen, die sich an dem Szenario C des Netzentwicklungsplans Strom orientieren.

Dies führt zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 12,8 TWh im Jahr 2030. Unter Berücksichtigung der Strommengen der Sensitivität des Preisszenarios „TYNDP Distributed Energy“ (8 TWh in 2030) führt dies insgesamt zu einem Stromverbrauch von 20,8 TWh im Jahr 2030 für die Verbrauchsgruppe „Dekarbonisierung und Digitalisierung in Industrie und Gewerbe“.

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland liegt in dieser Sensitivität im Jahr 2030 bei 628 TWh – im Vergleich zum Referenzszenario liegt der Stromverbrauch in dieser Sensitivität damit ca. 47 TWh höher sowie ca. 14 TWh über dem der ersten Sensitivität zur Verstärkten Sektorkopplung.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im berücksichtigten Ausland entspricht dem der ersten Sensitivität zur „Verstärkten Sektorkopplung“ und damit dem Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2020.²¹⁶ Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland entspricht auch in dieser Sensitivität dem des Referenzszenarios.²¹⁷

²¹⁵ Vgl. hierzu Abschnitt 4.2.

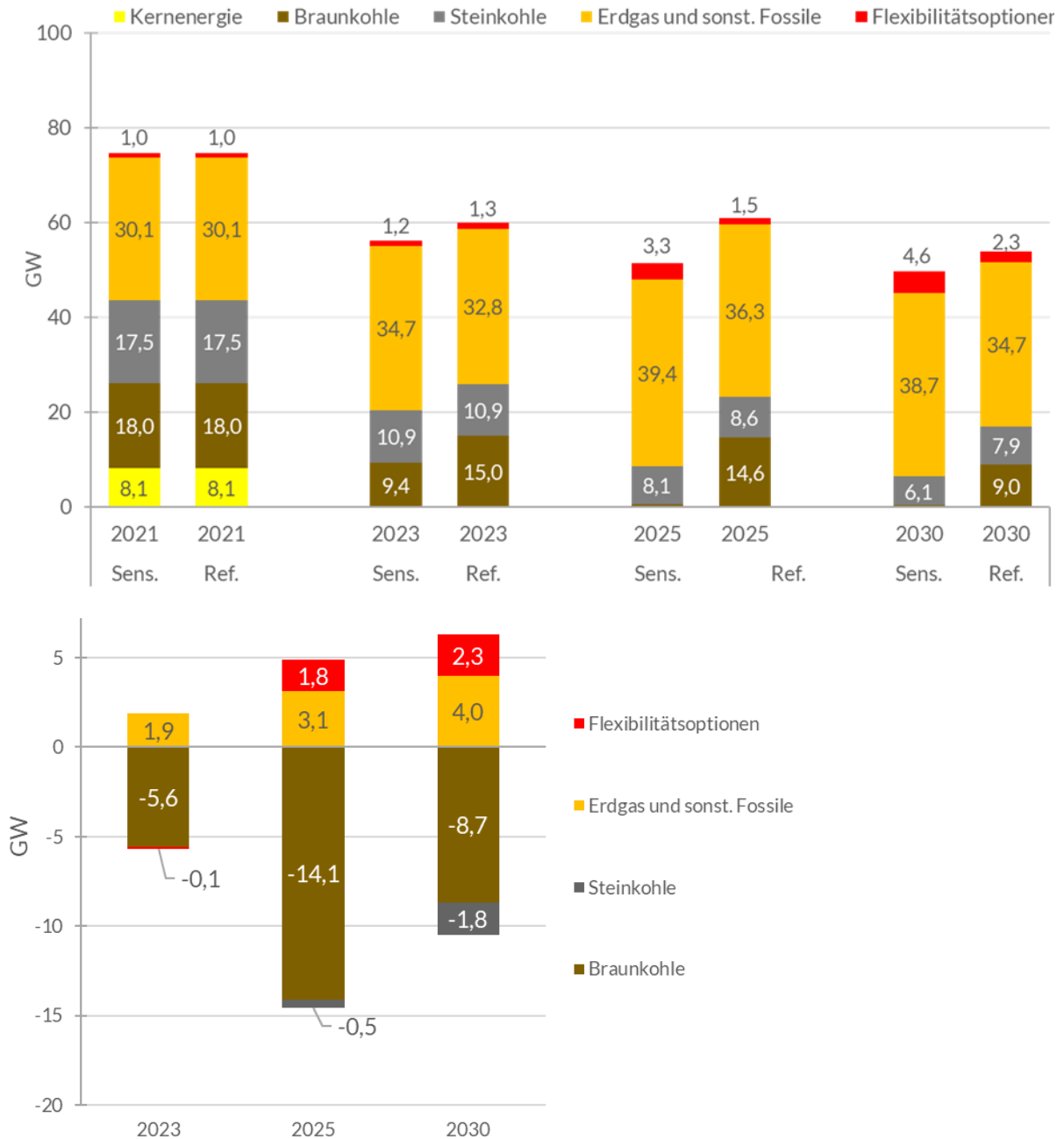
²¹⁶ Vgl. hierzu Abschnitt 4.2.

²¹⁷ Vgl. hierzu Abschnitte 2.3.1 und 2.3.2.

4.3.2 Ergebnisse Strommarktsimulationen

Auch in der zweiten Sensitivität zur „Verstärkten Sektorkopplung“ führen die gegenüber der Referenz variierten Annahmen zum Stromverbrauch, dem Energiepreisszenario und dem im Ausland variierten EE-Ausbau zur Marktanpassungsreaktionen im europäischen Strommarktmodell. So resultieren Unterschiede bei der Entwicklung des Kraftwerksparks und Erschließung von Flexibilitätsoptionen. In Abbildung 4-23 legen wir zunächst die Auswirkungen der variierten Annahmen auf den deutschen Kraftwerkspark und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland dar.

ABBILDUNG 4-23: ABSOLUT- SOWIE DIFFERENZBETRACHTUNG DER ENTWICKLUNG DER RESSOURCEN IN DEUTSCHLAND: SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – WEO ST“ VS. REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

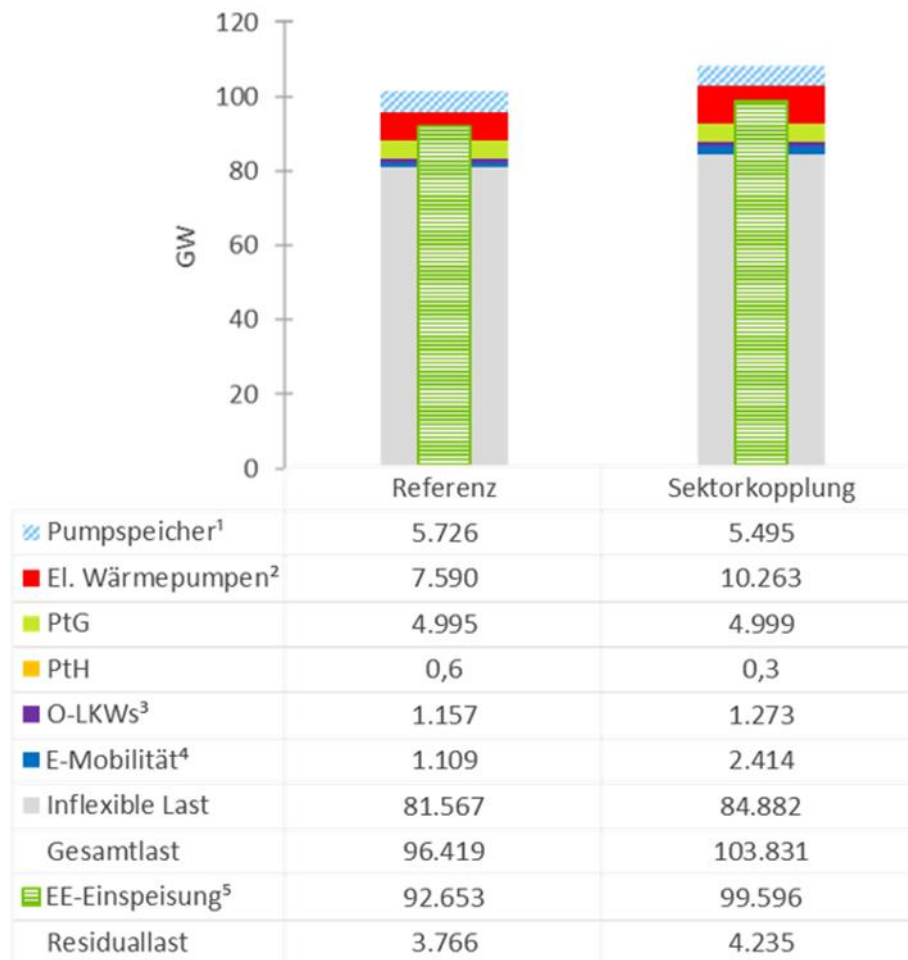
Die Rückwirkungen der veränderten Annahmen auf den Kraftwerkspark und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen ist in dieser Sensitivität zur Verstärkten Sektorkopplung erheblich. Insbesondere wirken die deutlich höheren Preise für

CO₂-Emissionen sowie der sich moderat entwickelnde Preis für Steinkohle in dieser Sensitivität auf die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraftwerke aus. Die Minderleistung bei der Braunkohle gegenüber der Referenz beträgt im Jahr 2023 ca. 5,6 GW, im Jahr 2025 knapp über 14 GW und im Jahr 2030 immer noch ca. 8,7 GW. Auch bei der Steinkohle ergeben sich geringfügige Minderleistungen gegenüber dem Referenzszenario aufgrund vorzeitiger Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen. Diese betragen ca. 0,5 GW im Jahr 2025 und ca. 1,8 GW im Jahr 2030. Gleichzeitig erfolgen weniger endogene Stilllegungen von Erdgas-Kraftwerken (ohne KWK) sowie gegenüber der Referenz früherer Erdgas-Ersatz der vorzeitig endogen stillgelegten Kohle-KWK-Anlagen. Im Jahr 2023 sind ca. 1,9 GW mehr Erdgas-Leistung am Markt. Gleichzeitig werden im Jahr 2023 ca. 100 MW weniger Flexibilitätsoptionen erschlossen. In den Jahren 2025 und 2030 nimmt die Leistung von Erdgas-Kraftwerken gegenüber der Referenz weiter zu. Im Jahr 2025 beträgt die Mehrleistung gegenüber der Referenz ca. 3,1 GW und im Jahr 2030 ca. 4 GW. Auch die erschlossene Leistung aus Flexibilitätsoptionen liegt oberhalb der Referenz. Im Jahr 2025 beträgt die gegenüber der Referenz mehr erschlossene Leistung aus Netzersatzanlagen und freiwilligem industriellem Lastverzicht ca. 1,8 GW und im Jahr 2030 ca. 2,3 GW.

Zudem steigt die Jahreshöchstlast in dieser Sensitivität auf ca. 104 GW im Jahr 2030 an, was wiederum – wie auch im Referenzszenario – keine VS-kritische Situation darstellt, sondern marktgetrieben entsteht. Damit liegt die Jahreshöchstlast in der zweiten Sensitivität zur Verstärkten Sektorkopplung nochmals ca. 1,4 GW über der der ersten Sensitivität zur Verstärkten Sektorkopplung. Ein Vergleich der Stunde der Jahreshöchstlast im Referenzszenario und dieser Sensitivität ist in folgender Abbildung gegeben.²¹⁸

²¹⁸ Für einen Vergleich der Stunde Jahreshöchstlast mit der der residualen Jahreshöchstlast siehe Abschnitt 3.1.1.

ABBILDUNG 4-24: VERGLEICH DER ZUSAMMENSETZUNG DER LAST ZUM ZEITPUNKT DER JAHRESHÖCHSTLAST ZWISCHEN SEKTORKOPPLUNGS-SENSITIVITÄT UND REFERENZSZENARIO IN DEUTSCHLAND; JAHR 2030; WETTERJAHR 2010



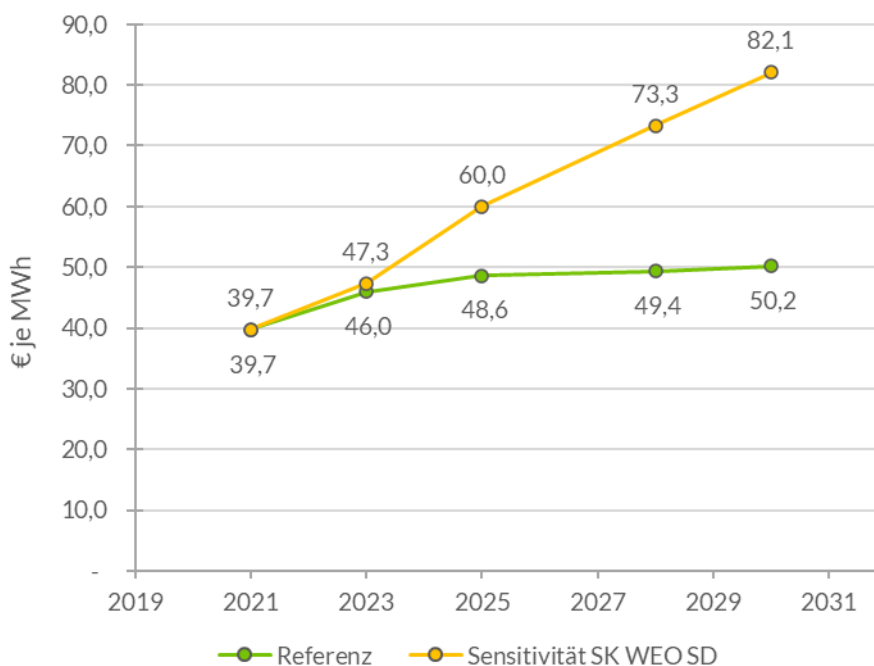
- 1) Der Verbrauch der Pumpen der Pumpspeicher (PSP) wird klassischer Weise nicht auf die Jahreshöchstlast angerechnet und ist hier informativ ausgewiesen. Dieser ist auch nicht im Wert der Gesamtlast enthalten.
- 2) Nur der flexible Anteil der Wärmepumpenlast ist ausgewiesen.
- 3) Oberleitungs-LKW sind hybride LKW, die bei sehr hohen Strompreisen aus Dieselbetrieb umschalten.
- 4) Nur der gesteuert ladende Anteil der E-Fahrzeuge ist dargestellt.
- 5) Volatile EE: Wind, PV und Laufwasser.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die veränderten Annahmen in dieser Sensitivität haben auch Auswirkungen auf die Strompreise. Der über alle Wetterjahre gemittelte Base-Preis steigt, wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, im Zeitverlauf an und liegt im Jahr 2030 bei 82,1 € je MWh. Im Vergleich mit dem Referenzszenario

nario liegt der Base-Preis in der Sensitivität im Jahr 2030 ca. 32 € je MWh oberhalb. Dies ist insbesondere auf die Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie den höheren Stromverbrauch durch die verstärkte Sektorkopplung zurückzuführen. Damit liegt der Preis in der zweiten Sensitivität zur Verstärkten Sektorkopplung nochmals knapp 10 € je MWh oberhalb dessen der ersten Sensitivität zur Verstärkten Sektorkopplung, was insbesondere in dem noch ambitionierteren CO₂-Preisfad begründet liegt.

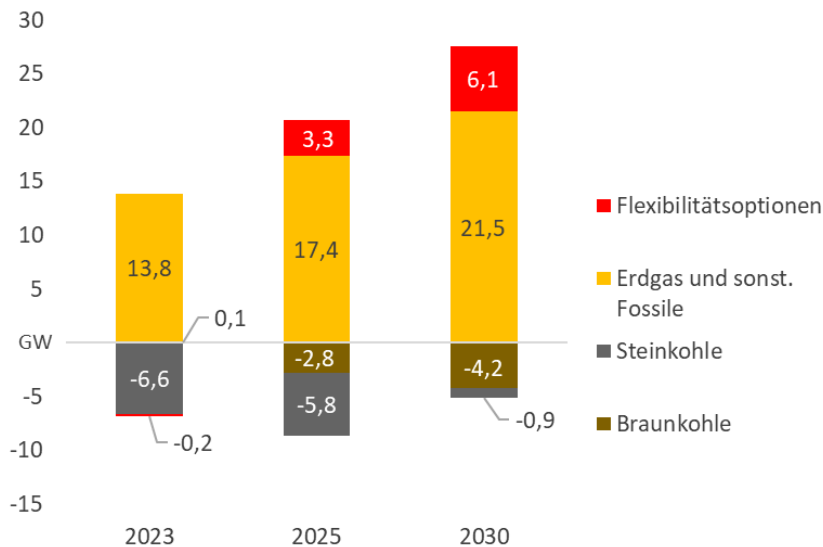
ABBILDUNG 4-25: ENTWICKLUNG DES ÜBER ALLE WETTERJAHRE GEMITTELTEN JAHRESBASE-PREISES IN DEUTSCHLAND IM REFERENZSZENARIO UND IN DER SENSITIVITÄT „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG – WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“



Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 4-26 legen wir die Auswirkungen der Verstärkten Sektorkopplung mit WEO-Preisszenario auf die Entwicklung des Kraftwerksparks in den anderen berücksichtigten Ländern sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen dar.

ABBILDUNG 4-26: VERGLEICH DER ENTWICKLUNG DER RESSOURCEN ZWISCHEN DER SENSITIVITÄT „VERSTÄRKT SEKTORKOPPLUNG – WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“ UND REFERENZSZENARIO IM BERÜCKSICHTIGTEN AUSLAND (OHNE DEUTSCHLAND)



Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch im berücksichtigten Ausland ergeben sich umfassendere Markt Anpassungsreaktionen im Rahmen der zweiten Sensitivität zur „Verstärkten Sektorkopplung“. Auf der einen Seite führen die veränderten Annahmen auch in den europäischen Ländern dazu, dass vermehrt Kohlekraftwerke vorzeitig endogen stillgelegt werden. Im Jahr 2023 werden gegenüber der Referenz ca. 6,6 GW mehr Steinkohle-Kraftwerke vorzeitig aus Wirtschaftlichkeitsgründen stillgelegt. Im Jahr 2025 reduziert sich die Minderleistung aus Steinkohleanlagen auf ca. 5,8 GW und zusätzlich werden weitere 2,8 GW Braunkohle-Kraftwerke vorzeitig stillgelegt. Im Jahr 2030 liegt die Leistung aus Steinkohleanlagen nur noch ca. 900 MW und die aus Braunkohle ca. 4,2 GW unterhalb derer der Referenz. Auf der anderen Seite führen die veränderten Annahmen zur „Verstärkten Sektorkopplung“ zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit von Erdgas-betriebenen Anlagen verbunden mit weniger endogenen vorzeitigen Stilllegungen sowie ab dem Jahr 2025 zu einer stärkeren Erschließung von Flexibilitätsoptionen. So beträgt die Mehrleistung an Erdgas-Kraftwerken im Jahr 2023 ca. 13,7 GW, im Jahr 2025 ca. 17,4 GW und im Jahr 2030 ca. 21,54 GW. Darin enthalten sind auch 2,1 GW erdgasbetriebene Motorkraftwerke (ohne KWK) im Jahr 2030 neu gebaut werden. Zudem werden

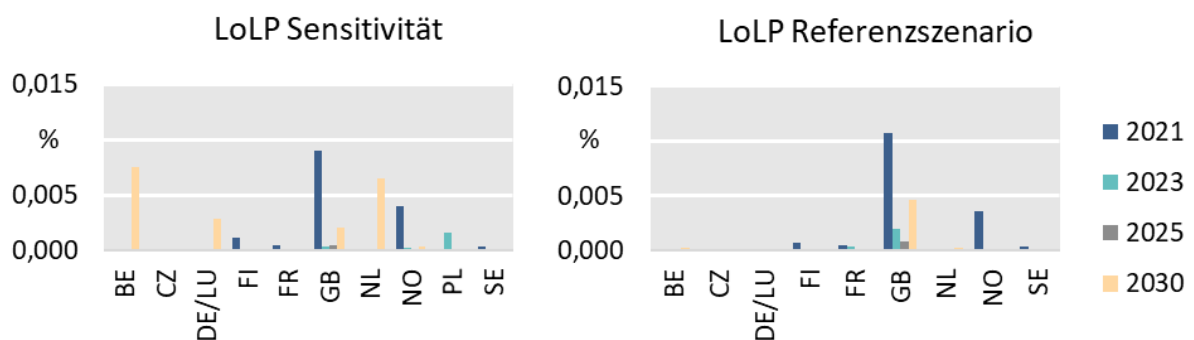
im Jahr 2025 ca. 3,3 GW und im Jahr 2030 ca. 6,1 GW mehr Flexibilitätsoptionen erschlossen als in der Referenz.

4.3.3 Ergebnisse VS-Analysen

Loss of Load Probability

In Abbildung 4-27 sind die LoLP-Werte der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung - Preisszenario: WEO Sustainable Development“ denen des Referenzszenarios gegenübergestellt. Wiederum beschränkt sich die Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit auf diejenigen Länder, in denen in mindestens einem Betrachtungsjahr ein Wert größer null auftritt.

ABBILDUNG 4-27: LoLP IM SZENARIO „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG - PREISSZENARIO: WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“ 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 in 2021. In 2023 und 2025 treten sehr geringe LoLP-Werte von unter 0,0001 % auf. Im Betrachtungsjahr 2030 steigt die LoLP auf 0,003 %, was freilich immer noch um einen Faktor 20 unter dem im ersten Projektbericht als VS-Standard abgeleiteten Schwellenwert \widehat{LoLP} von 0,06 % liegt und daher unkritisch ist. Dieses VS-Niveau entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von mindestens 99,997 %. Dass im Vergleich zur vorigen Sektorkopplungs-Sensitivität („Verstärkte Sektorkopplung - Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“) die LoLP in Deutschland/Luxemburg etwas stärker ansteigt, ist konsistent zu den Rahmenbedingungen des Szenarios.

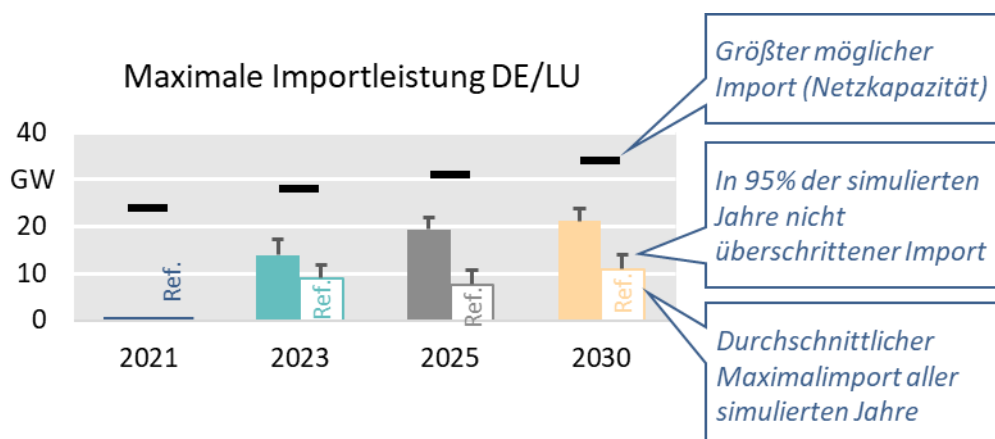
So entfällt der Lastanstieg nun teilweise auf inflexible Nachfrage, und es ist ein stärkerer Nettorückgang der Ressourcen in Deutschland zu verzeichnen (Abbildung 4-23) als in der vorigen Sensitivität (Abbildung 4-13).

Im Ausland treten zum Teil - aus denselben Gründen - ähnliche Veränderungen wie für Deutschland/Luxemburg auf. So weisen auch Belgien und die Niederlande in 2030 einen erkennbaren Anstieg der LoLP auf ein ebenfalls weiterhin unkritisches Niveau auf.

Erforderliche Importe

Die zur Vermeidung von Lastüberhang erforderlichen maximalen Importleistungen nach Deutschland/Luxemburg steigen gegenüber dem Referenzszenario deutlich an und liegen auch höher als in der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung - Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“ (Abbildung 4-28). Sie liegen aber auch in der hier untersuchten Sensitivität durchweg deutlich unter der maximalen Importkapazität. Der Abstand bleibt im Zeitverlauf ungefähr gleich, weil die Importkapazität aufgrund des Netzausbaus ebenso zunimmt wie die erforderlichen Importleistungen.

ABBILDUNG 4-28: ERFORDERLICHE* IMPORTE NACH DE/LU IM SZENARIO „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG - PREISSZENARIO: WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“



Quelle: Eigene Darstellung.

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

Auch die durchschnittliche erforderliche Importenergie steigt gegenüber dem Referenzszenario (wo sie im gesamten Betrachtungszeitraum unter 0,1 % des Bruttostromverbrauchs liegt) und auch gegenüber der Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“ an, ist aber weiterhin gering (Tabelle 4-3).

TABELLE 4-3: DURCHSCHNITTLICH ERFORDERLICHE IMPORTENERGIE VON DE/LU BEZOGEN AUF DEN BRUTTOSTROMVERBRAUCH IN SENSITIVITÄT „VERSTÄRKT SEKTORKOPPLUNG – PREISSZENARIO: TYNDP DISTRIBUTED ENERGY“

2021	2023	2025	2030
<0,01%	0,32%	0,95%	0,70%

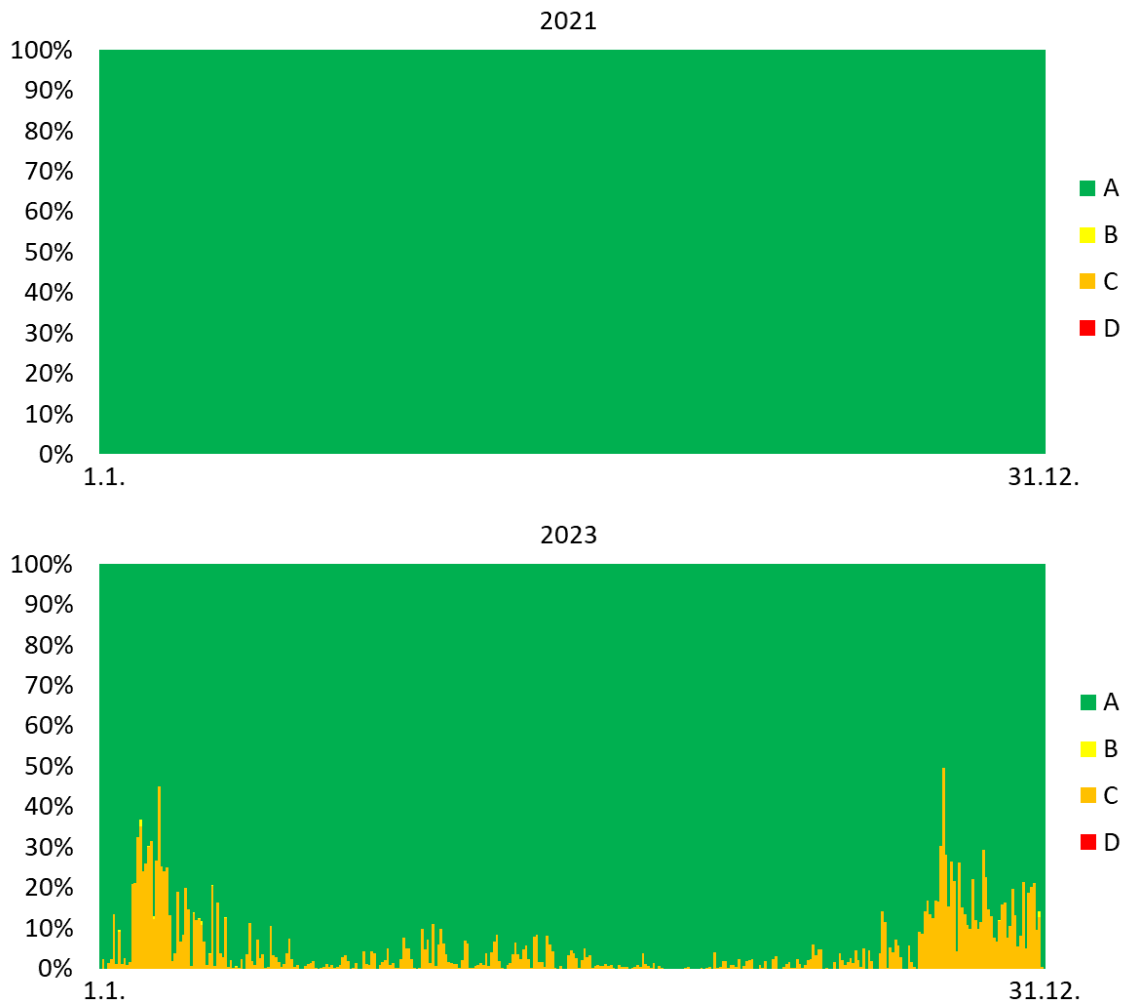
Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt bleibt das VS-Niveau am Strommarkt in Deutschland auch in dieser Sensitivität im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 sehr hoch, und deutsche Verbraucher können praktisch jederzeit sicher versorgt werden.

Spielraum-Status

Auch für diese Sensitivität werten wir den Spielraum-Status aus, der angibt, wie weit das Stromversorgungssystem in den übrigen Stunden von einem Lastüberhang noch „entfernt“ ist (vgl. Einführung in Abschnitt 3.3, Unterabschnitt „Spielraum-Status“). Die folgenden beiden Abbildungen zeigen das Ergebnis der Auswertung des Spielraum-Status von Deutschland/Luxemburg für die vier Betrachtungsjahre. In jedem Diagramm sind von links nach rechts die 365 Tage des Jahres aufgetragen.

ABBILDUNG 4-29: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IM SZENARIO „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG - PREISSZENARIO: WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“, BETRACHTUNGSJAHRE 2021 UND 2023



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

ABBILDUNG 4-30: STATISTISCHE VERTEILUNG DES SPIELRAUM-STATUS VON DE/LU IM SZENARIO „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG - PREISSZENARIO: WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“, BETRACHTUNGSJAHRE 2025 UND 2030



Quelle: Eigene Darstellung. Kategorien A bis D entsprechend Tabelle *Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.*

Der in dieser Sensitivität beobachtete Anstieg der erforderlichen Importe gegenüber der zuvor betrachteten Sensitivität „Verstärkte Sektorkopplung – Preisszenario: TYNDP Distributed Energy“ schlägt sich beim Spielraum-Status ab 2025 in merklich größeren Anteilen von Stunden mit Importbedarf (Kategorie C) nieder. Dies betrifft alle Jahreszeiten. Die höchsten Wahrscheinlichkeiten für Importbedarf treten erneut im Winter auf und betragen in dieser Sensitivität 50 % (2023), 66 % (2025) bzw. 67 % (2030).

Im Betrachtungsjahr 2030 geht die durchschnittliche Wahrscheinlichkeit für Importbedarf gegenüber 2025 zurück, analog zur Auswertung der Höhe erforderlicher Importenergie weiter oben in diesem Abschnitt (vgl. Tabelle 4-3).

Stunden mit Lastüberhang treten in den Betrachtungsjahren 2023 und 2025 mit so geringer Wahrscheinlichkeit auf, dass sie hier optisch nicht erkennbar sind. Um den in 2030 auftretenden Lastüberhang, der in der Sensitivität in diesem Jahr zu einem LoLP-Wert von 0,003 % führt, in dieser Darstellung erkennbar zu machen, ist in Abbildung 4-30 unten eine Ausschnittvergrößerung dargestellt, in der nur das erste Perzentil, also der unterste „Rand“ des darüber abgebildeten Diagramms abgebildet ist. Selbst in dieser hundertfachen Vergrößerung nimmt die Kategorie A nur einen sehr kleinen Teil der Diagrammfläche ein. Dies verdeutlicht die auch in dieser Sensitivität nur geringe Wahrscheinlichkeit für das Auftretens eines Lastüberhangs.

Detailanalyse von (Simulations-)Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg

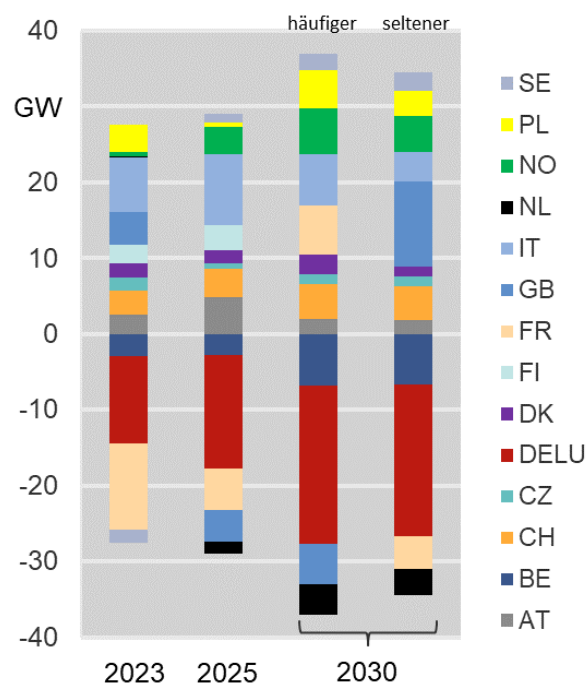
Trotz dieser geringen Auftretenswahrscheinlichkeit kann es auch bei dieser Sensitivität von Interesse sein, die in der Simulation auftretenden Situationen mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg näher zu charakterisieren.

Die Importleistung liegt in Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg um mindestens 8 GW unter der maximal möglichen Importkapazität aus Netzperspektive. Ihr Median liegt um ca. 12 GW (2023), 14 GW (2025) bzw. 21 GW (2030) unter der jeweiligen maximalen Importkapazität und damit noch einmal

deutlich niedriger. Diese deutet, wie schon bei den zuvor diskutierten Sensitivitäten, darauf hin, dass Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg vorrangig in Situationen mit länderübergreifender momentaner Ressourcenknappheit und nicht aufgrund von begrenzter Netzkapazität auftritt.

In der nachfolgenden Abbildung sind die durch Clustering ermittelten typischen Austauschmuster in Simulationsstunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg dargestellt.²¹⁹ Positive Werte bedeuten dabei Export, negative Import. Für 2023 und 2025 wurde jeweils ein Cluster gebildet, für 2030 mit seiner etwas höheren Anzahl betroffener Simulationsstunden können zwei unterschiedliche typische Austauschmuster identifiziert werden.

ABBILDUNG 4-31: AUSTAUSCHMUSTER IN SITUATIONEN MIT LASTÜBERHANG IN DEUTSCHLAND/LUXEMBURG IM SZENARIO „VERSTÄRKTE SEKTORKOPPLUNG - PREISSZENARIO: WEO SUSTAINABLE DEVELOPMENT“ (2030)



Quelle: Eigene Darstellung.

²¹⁹ Zur Methodik siehe Fußnote 207.

In 2023 und 2025 haben in den Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg typischerweise auch Frankreich und Belgien Importbedarf. Für Belgien gilt dies auch für 2030. Frankreich gehört dagegen 2030 im deutlich überwiegen- den Teil der Stunden mit Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg (linkes Aus- tauschmuster 2030) zu den aushelfenden Ländern und nur seltener (rechtes Aus- tauschmuster 2030) zu den gleichzeitig importierenden. Auch Großbritannien wechselt – mit umgekehrtem Vorzeichen – zwischen gleichzeitigem Import und Bereitstellung von Exportleistung. Zu den Ländern, die bei Lastüberhang in Deutschland/Luxemburg durchweg Exporte bereitstellen können, gehören in die- sem Szenario Österreich, die Schweiz, Italien, Norwegen, Polen und Dänemark.

Technische Versorgungssicherheit (inklusive strategischer Reserven)

Obleich das Niveau der in dieser Sensitivität für Deutschland/Luxemburg ermit- telten LoLP-Werte unkritisch ist, quantifizieren wir erneut die technische Versor- gungssicherheit.

Unter Einsatz der Kapazitätsreserve kann die LoLP in Deutschland/Luxemburg ausgehend vom bereits sehr geringen Ausgangsniveau in den Betrachtungsjahren 2023 und 2025 auf null und für 2030 um mehr als zwei Drittel auf einen Betrag von unter 0,001 % gesenkt werden.

4.4 Fazit Ergebnisse einschließlich Sensitivitäten

Die Analysen ergeben 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 ist die Angemessenheit der Ressour- cen am Strommarkt in Deutschland gewährleistet – auch bei einer, über das KVBG hinausgehenden, marktgetriebenen Stilllegung von Kohlekraftwerken infolge ei- nes ambitionierten europäischen Klimaschutzes. Die Verbraucher können sicher versorgt werden. Die für Deutschland ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit (im Referenzszenario mit einem Betrag von null) hat auch in den als Sensitivitäten untersuchten alternativen Szenarien einen geringen Betrag von höchstens 0,003 %, der somit um mindestens den Faktor 20 unter dem im ersten Projektbe-

richt als VS-Standard abgeleiteten Schwellenwert liegt. Umgerechnet in die international häufig verwendete Kennzahl „Loss of Load Expectation“, bei der die Lastüberhangwahrscheinlichkeit in Stunden pro Jahr ausgedrückt wird, ergibt dies 0 Stunden pro Jahr im Referenzszenario und höchstens 0,25 Stunden pro Jahr in den untersuchten Sensitivitäten. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 % im Referenzszenario und mindestens 99,997 % in den untersuchten Szenarien. Der Erwartungswert der nicht gelieferten Energie (engl. „Expected Energy Not Supplied“, EENS) beträgt null im Referenzszenario und höchstens 0,4 GWh pro Jahr in den Sensitivitäten.

5 Flankierende Maßnahmen und Ausblick

Flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Es sind einige Maßnahmen notwendig oder empfehlenswert, um das ermittelte hohe Niveau der Angemessenheit der Ressourcen sicherzustellen bzw. abzusichern. Die Umsetzung notwendiger Maßnahmen, beispielsweise zur Sicherstellung des Niveaus der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten gemäß EU-Strommarktverordnung, wurde in den Analysen vorausgesetzt, weil dies in der Kombination aus rechtlichen Verpflichtungen und entsprechender Vorlaufzeit als realistisch anzusehen ist.

So ist das für die Gewährleistung der Angemessenheit der Ressourcen erforderliche Niveau an Importleistung im Vergleich zur (künftig) vorhandenen Netzkapazität zwar grundsätzlich als niedrig einzustufen. Dennoch sind gewisse Vorbereitungen zu treffen, um die künftig stärkere Rolle der grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte für die Angemessenheit der Ressourcen im europäischen Kontext nutzbar zu machen.

Abstimmungs- und ggf. Handlungsbedarf besteht darüber hinaus hinsichtlich der internationalen Koordination und Verbindlichkeit 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 rechtlich zu regeln.

Die Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch wird zudem maßgeblich auch von regulatorischen Rahmenbedingungen, Fördersystemen sowie Verfügbarkeit intelligenter Mess- und Steuersysteme und Kommunikationstechnik beeinflusst. Insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen können eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen, wenn sie kommunikativ gut eingebunden sind und entsprechende Anreize zur Flexibilität erhalten. Dies ist jedoch Gegenstand separater Forschungsvorhaben. Weiterer Handlungsbedarf ergibt sich z. B. im Bereich der Netznutzungsentgelte und dort insbesondere hinsichtlich der Ausnahmeregelungen für die atypische und die intensive Netznutzung, die Hemmnisse für die Flexibilisierung industrieller Verbraucher darstellen.

Darüber hinaus können Maßnahmen zur Absicherung ungewisser Extremereignisse in Betracht gezogen werden. 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. 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 Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt nicht berücksichtigt werden, wenn dort geprüft wird, ob ein effizientes Niveau der Angemessenheit der Ressourcen erreicht wird. Die Absicherung ungewisser Extremereignisse unter Inkaufnahme der damit einhergehenden Kosten fällt in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge und sollte daher im politischen Prozess organisiert werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber, dass die Organisation und Umsetzung dieser zusätzlichen Absicherung außerhalb des regulatorischen Rahmens der wettbewerblichen Strommärkte ('Marktdesign') und damit außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Studie erfolgt. Die Auswirkungen von ungewissen Extremereignissen können insbesondere mit außerhalb des Strommarkts stehenden Reserven, wie der deutschen Kapazitätsreserve, verringert werden. Daher sollen diese ungewissen Ereignisse auch bei der Dimensionierung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.

Ausblick

Der vorliegende Bericht markiert den Abschluss des Projekts „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“.

Mit regelmäßigen Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems und des VS-Niveaus kann 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 Markt Anpassungsprozesse erwartet werden kann. Das vorausschauende VS-Monitoring gewährleistet somit, dass ausreichend Zeit für gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zur Sicherstellung eines angemessenen VS-Niveaus besteht.

Mit dem Erlass des KVVG geht die Verantwortlichkeit für das Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen ab dem Jahr 2021 vom BMWi an die BNetzA über. Zudem wurde auf europäischer Ebene auf Basis des EU-Paketes „Saubere Energie für alle Europäer“ (Clean Energy for all Europeans - CEP²²⁰) durch ENTSO-E eine Methode zur Durchführung des europäischen sowie nationaler Monitorings zur Angemessenheit der Ressourcen erarbeitet und am 5.10.2020 von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) genehmigt.²²¹ Zukünftige Analysen zur Angemessenheit der Ressourcen an den Strommärkten – insbesondere das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) von ENTSO-E – müssen auf dieser Methode aufbauen. Das ERAA löst ab dem Jahr 2020 den Mid-Term-Adequacy Forecast (MAF) ab.

Die Autoren sind zuversichtlich, im Rahmen des nun zum Abschluss kommenden Projekts methodische Grundlagen gelegt, erweitert und in die Fachdiskussion eingebracht zu haben, die bereits weitgehend die von nun an geltenden Vorgaben an europäische und nationale Analysen zur Angemessenheit der Ressourcen an den Strommärkten erfüllen.

²²⁰ Vgl. EU-Strommarktverordnung 2019/943.

²²¹ Vgl. ACER-Entscheidung 24-2020.

6 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH et al. (2019): Netzentwicklungsplan 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Zuletzt abgerufen am 17.06.2020 unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>.

ACER (2020): DECISION No 24/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. Zuletzt abgerufen am 03.12.2020 unter: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA.pdf.

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.

AGFW (2018): 70/70-Strategie, Konzept und Ergebnisse, Zuletzt abgerufen am 05.11.2019 unter <https://www.agfw.de/energiekonzepte/7070-4040-strategie/>.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2017): Bilanzen 1990 - 2016, letzter Zugriff 10.08.2017.

Agora Energiewende und Sandbag (2020): The European Power Sector in 2019 - Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition. Zuletzt abgerufen am

02.09.2020 unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/172_A-EW_EU-Annual-Report-2019_Web.pdf.

AtG (2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. Vom 31. Juli 2011. Zuletzt abgerufen am 22.07.2020 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 03.08.2020 unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/atg/AtG.pdf>.

BCG/Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des BDI, Zuletzt abgerufen am 21.07.2020 unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.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 25.06.2020 unter: <https://www.gov.uk/government/publications/beis-electricity-generation-costs-november-2016>.

BEIS (2018): 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 30.11.2020 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.

BEIS (2019): Department for Business, Energy and Industrial Strategy: Updated energy and emissions projections 2018. Zuletzt aktualisiert am 16.05.2019, Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: <https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2018>.

BEIS (2020): Department for Business, Energy and Industrial Strategy: End of coal power to be brought forward in drive towards net zero. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: <https://www.gov.uk/government/news/end-of-coal-power-to-be-brought-forward-in-drive-towards-net-zero>.

BMU (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Zuletzt abgerufen am 03.08.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33.

BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Zuletzt abgerufen am 02.07.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33.

BMWi (2018): EU-Kommission genehmigt Reserve zur Absicherung des Strommarktes. Pressemitteilung vom 07.02.2018. Zuletzt abgerufen am 12.06.2020 unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2018/20180207-eu-kommission-genehmigt-reserve-zur-absicherung-des-strommarktes.html>.

BMWi (2019): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand: August 2019). Zuletzt abgerufen am 05.11.2019 unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2018-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=20.

BMWi (2019b): Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NECP). Zuletzt abgerufen am 03.07.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-des-integrierten-nationalen-energie-und-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=12.

BMWi (2020a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Zuletzt abgerufen am 03.11.2020 unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi (2020b): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Zuletzt abgerufen am 03.11.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16.

BNetzA (2019): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Zuletzt abgerufen am 01.07.2020 unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf;jsessionid=3339E09243860130B9015AC6D095C338?__blob=publicationFile.

BNetzA (2020a): Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Zuletzt abgerufen am 03.11.2020 unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile.

BNetzA (2020b): Kraftwerkliste. Zuletzt abgerufen am 03.11.2020 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.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 14.07.2020 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 Loast 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>.

CEPS (2018): Assessment of Generation Adequacy of the CR Electricity System until 2030. Zuletzt abgerufen am 10.07.2020 unter: <https://www.ceps.cz/en/generation-adequacy>.

CEPS (2019): Resource Adequacy Assessment of the Czech Power System until 2040 (MAF CZ). Zuletzt abgerufen am 03.06.2020 unter:

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/jaderna-energetika-a-nove-jaderne-zdroje/rozvoj-novych-jadernych-zdroju/2020/10/Hodnoceni-zdrojove-primere-nosti-ES-CR-do-roku-2040-MAF-CZ_.pdf.

CEP (2019): Clean Energy for all Europeans. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchres-ult&WT.ria_c=null&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search.

CME Group (2020a): Brent Crude Oil Futures Settlement. Zuletzt abgerufen am 01.03.2020 unter: https://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/brent-crude-oil_quotes_settlements_futures.html#tradeDate=06%2F22%2F2020.

CME Group (2020b): Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures Settlements. Zuletzt abgerufen am 01.03.2020 unter: https://www.cme-group.com/trading/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey_quotes_settlements_futures.html?optionProductId=8394#tradeDate=11%2F25%2F2020.

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 12.06.2020 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 10.06.2020 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.

Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2019): Denmark's Integrated National Energy and Climate Plan. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/denmark_draftnecp.pdf.

Department of Energy & Climate Change (2013): Annex C: Reliability Standard Methodology. Zuletzt abgerufen am 11.06.2020 unter: <https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-the-draft-electricity-market-reform-delivery>.

EEX (2020a): Marktdaten Erdgas-Futures (GasFuturesDEHistory_EURO_2020.xls). Download via SFTP-Server. Zuletzt abgerufen am 01.03.2020.

EEX (2020b): Marktdaten European Emission Allowances (EUA)-Futures (EmissionFuturesHistory_2020.xls). Download via SFTP-Server. Zuletzt abgerufen am 01.03.2020.

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) (2019): Energiestrategie 2050. Zuletzt abgerufen am 28.07.2020 unter: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/energie/energiestrategie-2050.html>.

Energate Messenger (2020): Aus für Steinkohle-Kraftwerksblock "Ostroleka C". Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: <https://www.energate-messenger.de/news/200338/aus-fuer-steinkohle-kraftwerksblock-ostroleka-c>.

ENTSO-E (2016): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2016 Edition. Zuletzt abgerufen am 19.06.2020 unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf.

ENTSO-E (2016): TYNDP. Zuletzt abgerufen am 18.06.2020 unter: <https://tyndp.entsoe.eu/2016/>.

ENTSO-E (2017a): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2017 Edition. Zuletzt abgerufen am 29.06.2020 unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf.

ENTSO-E (2017b): Winter Outlook Report 2017 / 18. Zuletzt abgerufen am 18.06.2020 unter: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter_Outlook_2017-18.pdf.

ENTSO-E (2018a): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Ten Year Network Development Plan 2018. Zuletzt abgerufen am 08.06.2020 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 09.06.2020 unter: <https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2018/MAF%202018%20Methodology%20and%20Detailed%20Results.pdf>.

ENTSO-E (2018c): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Ten Year Network Development Plan 2018 – TYNDP Project List 2018 (Februar 2018). Zuletzt abgerufen am 11.06.2020 unter: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/TYNDP_2018_Project_List.xlsx.

ENTSO-E (2019): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2019. Zuletzt abgerufen am 19.11.2019 unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>.

ENTSO-E (2020a): European Network of Transmission System Operators for Electricity: TYNDP 2020 – Scenario Report. Zuletzt abgerufen am 02.12.2020 unter: <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>.

ENTSO-E (2020b): European Network of Transmission System Operators for Electricity: TYNDP 2020 Project Portfolio (February 2020). Zuletzt abgerufen am 27.11.2020 unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/200226_TYNDP2020_projects_portfolio.xlsx.

ENTSO-E (2020c): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Summer Outlook 2020 and Winter Review 2019/20. Zuletzt abgerufen am 26.11.2020 unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.

ENTSO-E (2020d): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Mid-term Adequacy Forecast 2020. Zuletzt abgerufen am 03.12.2020 unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>.

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 17.07.2020 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. Zuletzt abgerufen am 18.06.2020 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 22.06.2020 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 28.05.2020 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 22.05.2020 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 27.05.2020 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 28.05.2020 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 01.06.2020 unter: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42011.

Europäische Kommission (2019): Ein europäischer Grüner Deal - Erster klimaneutraler Kontinent werden, vom 11. Dezember 2019. Zuletzt abgerufen am 31.03.2021 unter: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de.

Europäisches Parlament und Rat (2019): VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung). Zuletzt abgerufen am 23.06.2020 unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=HR>.

EWI / gws / Prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Zuletzt abgerufen am 21.07.2020 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 30.07.2020 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/polynomial_mix_2050.html.

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 27.05.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publication-file&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 29.05.2020 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 21.07.2014. Datum des Inkrafttretens: 01.08.2014, zuletzt geändert am 08.08.2020. 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: 08.08.2020. Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/.

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): Neufassung vom 07.07.2005. Datum des Inkrafttretens: 13.07.2005, zuletzt geändert: 22.11.2020. Online verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html.

Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz): Datum des Inkrafttretens: 14.08.2020. Online verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/kohleausstiegsgesetz.html>.

Government of the Czech Republic (2019): National Energy and Climate Plan of the Czech Republic. Zuletzt abgerufen am 03.06.2020 unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cs_final_necp_main_en.pdf.

Gouvernement.fr (2018): Programmation pluriannuelle de l'énergie : quelle ambition?. Zuletzt abgerufen am 30.11.2020 unter: <https://www.gouvernement.fr/programmation-pluriannuelle-de-l-energie-quelle-ambition>.

Gnann, Till, Patrick Plötz, André Kühn und Martin Wietschel (2015): Modelling 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 30.06.2020 unter: <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>.

IAEA (2016): International Atomic Energy Agency: 47th Annual Report

IEA (2018b): Global EV Outlook 2018 – Towards cross-modal electrification. Zuletzt abgerufen am 11.10.2019 unter: https://webstore.iea.org/download/direct/1045?fileName=Global_EV_Outlook_2018.pdf.

IEA (2019): International Energy Agency: World Energy Outlook 2019. Zuletzt abgerufen am 30.09.2020 unter: <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2019>.

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 20.05.2020 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. Zuletzt abgerufen am 02.07.2020 unter: <https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-the-draft-electricity-market-reform-delivery>.

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.

Ministère de la Transition écologique et solidaire (2019a): Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). Zuletzt abgerufen am 09.07.2020 unter: <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>.

Ministère de la Transition écologique et solidaire (2019b): Cadre européen énergie-climat. Zuletzt abgerufen am 14.07.2020 unter: <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/cadre-europeen-energie-climat#e4>.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2020): wijziging van de Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie in verband met beperking van de CO₂-emissie - VOORSTEL VAN WET. Zuletzt abgerufen am 20.07.2020 unter: <https://www.internetconsultatie.nl/productiebeperkingkolen/document/6049>.

Ministero dello Sviluppo Economico und Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (2017): Italy's National Energy Strategy 2017. Zuletzt abgerufen am 21.05.2020 unter: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_SEN.PDF.

Ministry of Economic Affairs and Climate Policy of the Netherlands (2019): Integrated National Energy and Climate Plan 2021 - 2030. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/nl_final_necp_main_en.pdf.

Ministry of Economic Affairs and Employment (2019): Finland's Integrated Energy and Climate Plan. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_final_necp_main_en.pdf.

Ministry of Economic Development, Ministry of the Environment and Protection of Natural Resources and the Sea and Ministry of Infrastructure and Transport of Italy (2019): Integrated National Energy and Climate Plan. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_en.pdf.

Ministry of Energy of Poland (2018a): Energy Policy of Poland until 2040 - Abstract. Zuletzt abgerufen am 10.06.2020 unter <https://www.gov.pl/attachment/376a6254-2b6d-4406-a3a5-a0435d18be0f>.

Ministry of Energy of Poland (2018b): Energy Policy of Poland until 2040 - FAQ. Zuletzt abgerufen am 10.06.2020 unter: <https://www.gov.pl/attachment/b921ca74-cc46-484c-b71d-d650831684e4>.

Ministry of Industry and Trade (2015): State Energy Policy of the Czech Republic. Zuletzt abgerufen am 13.07.2020 unter: https://www.mpo.cz/as-sets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy-2015_EN.pdf.

Ministry of the Environment and Energy (2017): Sweden's draft integrated national energy and climate plan. Zuletzt abgerufen am 29.05.2020 unter: <https://www.government.se/48ee21/contentassets/e731726022cd4e0b8ffa0f8229893115/swedens-draft-integrated-national-energy-and-climate-plan>.

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.

NEMO Committee (2019): EUPHEMIA Public Description, Single Price Coupling Algorithm, 10.04.2019. Zuletzt abgerufen am 28.05.2020 unter: <https://www.bsp-southpool.com/files/documents/Zacasno/Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf>.

NPE – Nationale Plattform Elektromobilität (2018): Themen: Ladeinfrastruktur. Zuletzt abgerufen am 02.07.2020 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 29.06.2020 unter: https://www.agora-energiewende.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 03.08.2020 unter:

https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Be-richt_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 08.07.2020 unter:

<https://www.gov.uk/government/publications/parsons-brinckerhoff-electricity-generation-model-2013-update-of-non-renewable-technologies>.

Pinsent Masons (2020): The UK's emissions trading scheme from 2021. Zuletzt abgerufen am 03.09.2020 unter: <https://www.pinsentmasons.com/out-law/guides/uk-emissions-trading-scheme-2021>.

PCR (2016): EUPHEMIA Public Description, PCR Market Coupling Algorithm, Version 1.5, 05/12/2016, zuletzt abgerufen am 24.9.2018 unter <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-documentation.pdf>.

PLEF (2015): Pentalateral Energy Forum SG2: Generation Adequacy Assessment. Zuletzt abgerufen am 01.07.2020 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 01.07.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Prognos et al. (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung, Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Bericht im Auftrag des BMWi. Zuletzt abgerufen am 30.06.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

PSE (2019): Informacje o zasobach wytwórczych KSE (wg stanu na 29.11.2019). Zuletzt abgerufen am 02.06.2020 unter: <https://www.pse.pl/documents/20182/f6bcb852-387b-4158-be1c->

[8ef58d25adb0?sa-feargs=646f776e6c6f61643d74727565https://www.pse.pl/documents/20182/e2ab899a-0cc3-4610-b95e-083d695db4e7?sa-feargs=646f776e6c6f61643d74727565.](https://www.pse.pl/documents/20182/e2ab899a-0cc3-4610-b95e-083d695db4e7?sa-feargs=646f776e6c6f61643d74727565)

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.

r2b / Consentec (2019): Erster Projektbericht im Projekt „Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“, Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

Schröder, Andreas und Thure Traber (2012): The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. Energy Policy 43. S. 136–144.

Stockholm Exergi (2020): Värtaverket. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: <https://www.stockholmexergi.se/nyheter/kvv6/>.

S&P Global (2019): Czech coal commission targets phaseout plan by Q4 2020. Zuletzt abgerufen am 10.06.2020 unter: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/082719-czech-coal-commission-targets-phaseout-plan-by-q4-2020>.

URE (2019): Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 10 /2019. Zuletzt abgerufen am 08.07.2020 unter: <https://www.ure.gov.pl/download/9/9800/InformacjaPrezesaUrzeduRegulacjiEnergetykinr102019.pdf>.

NB (2019): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransnetBW GmbH: Kapazitätsreserve. Zuletzt abgerufen am 24.07.2020 unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve>.

Verbund (2020): Kraftwerks-Standort Mellach um innovative Systemlösungen erweitert. Zuletzt abgerufen am 12.08.2020 unter: <https://www.verbund.com/de-de/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/04/17/letzte-kohle-mellach>.

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.

Wysokienapiecie.pl (2018): Minister Energii: Ostrołęka to ostatnia taka inwestycja węglowa w Polsce. Zuletzt abgerufen am 31.07.2020 unter: <https://wysokienapiecie.pl/2529-minister-ostroleka-to-ostatnia-elektrownia-weglowa>.