

Kurzstudie

Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt

Bewertung der Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2030
der Szenarien KN2050 und KN2045 aus der Studie
„Klimaneutrales Deutschland“



Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie – unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft – durch Forschung, Beratung und Begleitung. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit rund 150 Experteninnen und Experten ist das Unternehmen an acht Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München und Stuttgart. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Gründungsjahr

1959

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer

DE 122787052

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Tel.: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Tel: +32 280 89-947

Prognos AG

Hermannstraße 13
(C/O WeWork)
20095 Hamburg | Deutschland
Tel.: +49 40 554 37 00-28

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Tel.: +49 30 5200 59-210
Fax: +49 30 5200 59-201

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf | Deutschland
Tel.: +49 211 913 16-110
Fax: +49 211 913 16-141

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Tel.: +49 89 954 1586-710
Fax: +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Tel.: +49 421 845 16-410
Fax: +49 421 845 16-428

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg | Deutschland
Tel.: +49 761 766 1164-810
Fax: +49 761 766 1164-820

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Tel.: +49 711 3209-610
Fax: +49 711 3209-609

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
Zusammenfassung	VII
1 Einleitung	1
2 Versorgungssicherheit erklärt	2
2.1 Versorgungssicherheit und weitere Aspekte der sicheren Stromversorgung	2
2.2 Methodik	4
2.3 Ergebnisse der Versorgungssicherheits-Analysen	7
3 Versorgungssicherheit in den KNDE-Szenarien	8
3.1 Die Szenarien KN2050 und KN2045	8
3.2 Szenarienvergleich	9
3.2.1 Stromnachfrage	9
3.2.2 Stromerzeugung	12
3.2.3 Flexibilitätsoptionen	14
3.2.4 Ausland	15
3.3 Versorgungssicherheit in der stündlichen Strommarktmodellierung	16
3.3.1 Modellierung der KNDE-Szenarien	16
3.3.2 Detailbetrachtung zu schwierigen Versorgungssituationen	18
3.4 Einschätzungen zur Systemsicherheit	20
3.4.1 Netzausbau	20
3.4.2 Systemdienstleistungen	21
4 Versorgungssicherheit gewährleisten: Systemische Maßnahmen	24
4.1 Marktregeln des Strommarkts 2.0	24
4.2 Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0	27

4.2.1	Refinanzierungsmöglichkeiten von Investitionen in Stromerzeugungsanlagen	27
4.2.2	Flexibilisierung des Stromverbrauchs	29
4.3	Empfehlungen	30
5	Fazit	31
	Literaturverzeichnis	VIII
	Impressum	XI

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Systemdienstleistungen	3
Tabelle 2:	Annahmen zur Finanzierung von Gasturbinen über ‚peak load pricing‘	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Grundsätzlicher Zusammenhang zwischen LoLP und EENS	5
Abbildung 2:	Entwicklung der Nettostromnachfrage	10
Abbildung 3:	Stromnachfrage je Stunde	12
Abbildung 4:	Ausbau Erneuerbarer Energien	13
Abbildung 5:	Entwicklung der regelbaren Kraftwerksleistung im Vergleich	14
Abbildung 6:	Entwicklung der Importkapazitäten in DE	16
Abbildung 7:	7-Tages-Mittelwert der Residuallast im Szenario „Klimaneutrales Deutschland“ (2030)	18
Abbildung 8:	Stromerzeugung während einer kalten Dunkelflaute 2030	20

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (de: Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
AEP	Ausgleichsenergiepreis
Bnetza	Bundesnetzagentur
BkartA	Bundeskartellamt
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Carbon capture and storage (de: Kohlenstoffabscheidung und -speicherung)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EENS	Expected energy not supplied (de: Erwartete, nicht-gelieferte Energie)
EEX	European Energy Exchange (de: Europäische Strombörse)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (de: Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	„Energy Only“-Markt
E-Pkw	Personenkraftwagen mit Elektroantrieb
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
KNDE	Klimaneutrales Deutschland
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LED	Light-emitting diode (de: Leuchtdiode)
LoLP	Loss of load probability (de: Lastüberhangswahrscheinlichkeit)
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NRV	Netzregelverbund
NTC	Net transfer capacity (de: Netto-Transferkapazität)
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (de: Index der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer des Systems)
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Zusammenfassung

Die Szenarien KN2050 und KN2045 zeigen einen Weg auf, das Energiesystem in Deutschland im Einklang mit Klimaneutralität bis 2050 bzw. 2045 zu verändern. Vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems stellt sich die Frage, wie in einem sich derart stark verändernden Stromsystem die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Die vorliegende Studie beleuchtet die Bewertung der Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt (Kap. 2), stellt Analysen zur Versorgungssicherheit in den KNDE-Szenarien dar (Kap. 3) und gibt einen Ausblick auf systemische Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Kap. 4).

Die Versorgungssicherheit ist neben der Systemsicherheit und der Versorgungszuverlässigkeit ein wichtiges Konzept in der Bewertung der sicheren Versorgung der Marktteilnehmer mit Energie. Die Versorgungssicherheit beschreibt die Fähigkeit, den gesamten Strombedarf decken zu können – mit Blick auf Einklang von Angebot und Nachfrage („Generation Adequacy“) oder das Gesamtsystem („System Adequacy“). Bisher wurde die Versorgungssicherheit in einem sogenannten deterministischen Verfahren über eine Leistungsbilanz, sprich Gegenüberstellung von Last und gesicherter Leistung zu einer gegebenen Stunde im Jahr, analysiert. Neuere Beurteilungen der Versorgungssicherheit verwenden ein probabilistisches Verfahren, in dem die Stromversorgung stündlich unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Parametersensitivitäten simuliert wird. Eine vom BMWi in Auftrag gegebene Studie zur Bewertung der Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt bis 2030 aus dem Jahr 2019 kommt zu dem Schluss, dass diese sehr hoch ist. Für Deutschland liegt die Lastüberhangswahrscheinlichkeit bis 2030 in allen von der Studie betrachteten Szenarien bei 0,0%.

Die KNDE-Szenarien weisen einen ambitionierteren Transformationspfad als die von der BMWi-Studie betrachteten Szenarien auf. Es lässt sich zeigen, dass die KNDE-Szenarien ebenfalls eine stabile Versorgung ohne Lastüberhang in Deutschland und dem Europäischen Netzverbund aufweisen. Zum einen lässt sich zeigen, dass die Entwicklung der wesentlichen Parameter, welchen einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben, in den KNDE-Szenarien und im Klimaschutz-Szenario von r2b et al (2019) sehr ähnlich sind. Des Weiteren ist die Strommarktmodellierung, wie sie in diesem Projekt durchgeführt wurde, eine sehr detaillierte Simulation, welche unter der Parametrierung des Szenarios keinen Lastüberhang hervorruft. Auch unter restriktiveren Importbedingungen erfolgt in der Simulation keine Unterdeckung der Stromnachfrage in den kritischsten Stunden in Deutschland im Jahr 2030. Letztlich können Parallelen zwischen dem Szenario und den dem Netzentwicklungsplan Strom zugrundeliegenden Annahmen gezogen werden, um aufzuzeigen, dass neben der Versorgungssicherheit im Sinne der „Generation Adequacy“ auch die Systemsicherheit gewahrt werden kann.

Das hohe Maß an Versorgungssicherheit, in dem in KNDE dargestellten zukünftigen Stromsystem, beruht im Wesentlichen auf genügend hoher regelbarer Kraftwerksleistung und der Flexibilisierung der Nachfrage. Der regulatorische Rahmen, um die notwendigen Veränderungen herbeizuführen, ist in Bezug auf die Kraftwerksleistung mit dem „Energy Only“-Marktdesign gegeben. Investitionen in regelbare Kraftwerksleistungen können über Preisspitzen oberhalb der Grenzkosten refinanziert werden. Für die Flexibilisierung der Nachfrage sollten weiterhin Anreize wie zeitvariable Tarife für größere Anteile des Stromverbrauchs geschaffen werden. Zudem sollten Netzentgelte in Zukunft die jeweilige Knappheit der Netzsituation abbilden.

1 Einleitung

Auf der UN-Klimakonferenz von Paris wurde 2015 von seinerzeit 195 Staaten und der Europäischen Union das Ziel verabschiedet, die menschengemachte globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C, und möglichst auf 1,5 °C zu begrenzen. Einer der gewichtigsten menschlichen Aktivitäten, durch die Treibhausgase in die Atmosphäre gelangen, ist die Umwandlung und Nutzung von Energie, die in fossilen Energieträgern gebunden ist. Eine Veränderung der Nutzung von Energie, die sogenannte Transformation des Energiesystems, ist daher der wichtigste Teil in der Begrenzung der menschengemachten globalen Erderwärmung. Die Veränderung beinhaltet zum einen eine starke Reduktion unseres Energiebedarfs. Zum anderen wird zur Versorgung des Energiebedarfs Energie aus erneuerbaren Energiequellen umgewandelt.

Die Stromversorgung in Deutschland und Europa steht daher vor großen Veränderungen. Die Dekarbonisierung des Stromsystems und der damit verbundene Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung erfordert einen zeitnahen Umbau des regelbaren Kraftwerksparks. Viele Kraftwerke, die heute zur Versorgungssicherheit beitragen, gehen in den kommenden Jahren vom Netz, da sie Strom mithilfe fossiler Energieträger erzeugen. Gleichzeitig werden große Kapazitäten an Windenergie und Photovoltaik ausgebaut. Diese Stromerzeugung folgt dem natürlichen Dargebot an Energie und wird damit weniger regelbar sein als der heutige Kraftwerkspark. Zudem wird sich auch die Stromnachfrage verändern. Mit Wärmepumpen, E-PKW und -Lkw, Elektrokesseln in der Industrie und Wasserelektrolyseuren werden neue Verbraucher das Stromsystem prägen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie in einem sich derart stark verändernden Stromsystem die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann – und wie die Versorgungssicherheit eines solchen Stromsystems überhaupt bewertet werden kann. Der bisherige deterministische Ansatz, der ausschließlich zu einem Stichpunkt die Nachfragelast der verfügbaren Erzeugungslast gegenüberstellt, ist in einem Stromsystem mit viel erneuerbare Energien und steigender Flexibilität nicht mehr zeitgemäß. Die Diskussion, wann ein Versorgungsgesichtspunkt als sicher gilt, wird bislang nur von wenigen Experten geführt.

In der vorliegenden Studie werden die Szenarien KN2050 und KN2045 der kürzlich veröffentlichten Studie „Klimaneutrales Deutschland“ unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit detailliert beleuchtet. Hierbei konzentrieren sich die Autoren in der vorliegenden Studie darauf, argumentativ aufzuzeigen, dass die Transformation des Stromsystems, wie sie in KNDE dargestellt wird, nicht weniger versorgungssicher ist als Szenarien, denen mit Hilfe des probabilistischen Ansatzes ebendies bescheinigt wurde.

In Kapitel 2 der Studie werden die Ansätze der Versorgungssicherheit erklärt. Die Autoren stützen sich insbesondere auf die durch das BMWi im Rahmen von § 51 EnWG in Auftrag gegebene Studie zur Berechnung der Versorgungssicherheit des Stromsystems in Deutschland.¹ In Kapitel 3 wird aufgezeigt, dass ein ambitionierter Transformationspfad, wie er in KNDE beschrieben wird, im Einklang mit dem Ziel der Versorgungssicherheit steht. Dabei wird die Versorgung in 2030 aus verschiedenen Aspekten beleuchtet. In Kapitel 4 wird beschrieben, welche flankierenden Maßnahmen die Versorgungssicherheit in Deutschland auch in Zukunft gewährleisten.

¹ Mit Beginn des Jahres 2021 ist die Zuständigkeit für das Versorgungssicherheitsmonitoring auf die Bundesnetzagentur übergegangen.

2 Versorgungssicherheit erklärt

In diesem Kapitel werden zunächst die unterschiedlichen Dimensionen der sicheren Energieversorgung erläutert. Der Fokus liegt dabei auf die Versorgungssicherheit im Strommarkt. Anschließend wird dargelegt, wie die Versorgungssicherheit am Strommarkt für Stromsysteme mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien mit Hilfe des probabilistischen Ansatzes bewertet werden kann. Dieser Ansatz wird anhand von konkreten Modellergebnissen erläutert, die aus der Studie r2b et al (2019) über Versorgungssicherheit stammen. Diese Studie, welche vom BMWi bei r2b, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy in Auftrag gegeben wurde, bildet dann auch die Grundlage für die Einordnung der KNDE-Szenarien aus der Studie Klimaneutrales Deutschland (vgl. Kapitel 3).

2.1 Versorgungssicherheit und weitere Aspekte der sicheren Stromversorgung

Die sichere Versorgung der Verbraucher mit Energie ist auf europäischer und nationaler Ebene ein ausgewiesenes politisches Ziel (EU-Verordnung 2019/943, § 1 EnWG). Die sichere Versorgung umfasst dabei ganz unterschiedliche Dimensionen:

- **Versorgungszuverlässigkeit** (englisch: Reliability): beschreibt die Fähigkeit, die Verbraucher mit Strom zu versorgen. Ein typischer Indikator zur Bestimmung der Versorgungszuverlässigkeit ist der SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Dieser gibt in Minuten pro Kalenderjahr, an wie lange und häufig Versorgungsunterbrechungen bei den Letztverbrauchern auftreten. Die Zuverlässigkeit ist in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern sehr hoch – und konnte in den letzten Jahren kontinuierlich gesteigert werden. Im Jahr 2019 betrug der SAIDI rund 12 Minuten und war damit der niedrigste Wert in den vergangenen 15 Jahren (BMWi 2020).
- **Systemsicherheit** (englisch: Security): beschreibt die Fähigkeit, das Stromsystem nach Störungen wieder in einen sichereren und stabilen Betrieb zu überführen. Die Systemsicherheit bezieht sich damit auf die kurzfristige Perspektive der Stromversorgung. Für diese Störungen kann es verschiedene Ursachen geben, wie beispielsweise spontan auftretende Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -nachfrage, Spannungsschwankungen oder Überlastung einzelner Netzabschnitte. Um diese Störungen zu beheben, stehen den Netzbetreibern verschiedene sogenannte Systemdienstleistungsmaßnahmen zur Verfügung, wie z. B. der Einsatz von Regel- und Blindleistung (vgl. Tabelle 1).

Bei Verlust der Systemsicherheit können weitreichende Kettenreaktionen auftreten. Beispielsweise kann die Abschaltung eines überlasteten Netzelementes zu einer Überlastung weiterer Netzabschnitte führen. Die Folge kann sein, dass gezielt Verbraucher vom Netz genommen werden müssen (Lastabwurf bzw. Brownout) oder dass es im schlimmsten Fall zu einem unkontrollierten Blackout kommt (Consentec 2021).

Tabelle 1: Systemdienstleistungen

Systemdienstleistung	Problem	Maßnahmen
Frequenzhaltung	Erzeugung und Nachfrage sind kurzfristig nicht im Einklang – z.B. aufgrund von Windprognosefehlern oder ungeplanten Kraftwerksausfällen. Es kommt zu einer Abweichung der Frequenz von der Normfrequenz 50 Hz.	Einsatz von positiver und negativer Regelleistung, um das Leistungsungleichgewicht auszugleichen: Hierfür stehen verschiedene Produkte zur Verfügung: Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve.
Spannungshaltung	Die Spannung in einem Stromnetz muss innerhalb enger Grenzen gehalten werden. Durch innere Widerstände in Stromleitungen kommt es über lange Distanzen zu Spannungsungleichgewichten.	Durch gezielte Zu- und Abfuhr von Blindleistung können die Ungleichgewichte ausgeglichen werden. Verschiedene Technologien können Blindleistung bereitstellen, darunter sowohl konventionelle Kraftwerke als auch erneuerbare Energien.
Versorgungswiederaufbau	Durch Störungen kommt es zu einem großflächigen Zusammenbruch der Stromversorgung.	Der Wiederaufbau wird durch sog. schwarzstartfähige Kraftwerke gewährleistet. Diese können unabhängig vom Netz eigenständig hochgefahren werden und damit System wieder aufbauen.
Engpassmanagement	Am Strommarkt (z.B. Day Ahead-Markt) entscheidet sich anhand der Stromerzeugungskosten, welches Kraftwerk zu welcher Zeit Strom produziert. Der Strom muss aber auch transportiert werden können. Hierbei kommt es aufgrund von Netzengpässen regelmäßig zu Überlastungen einzelner Netzabschnitte.	Netzseitige Maßnahmen (z.B. Steuerung von Phasenschiebertransformatoren); Marktseitige Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ■ Redispatch: Gezieltes Drosseln von Kraftwerken vor dem Engpass und Hochfahren von Kraftwerken nach dem Engpass (z.B. durch Einsatz von Netzreserve). ■ Einspeisemanagement: Abregelung von Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen ■ Countertrading: ÜNB kaufen und verkaufen kurzfristig am Intraday-Markt Strom

- **Versorgungssicherheit** (englisch: Adequacy): Die dritte Dimension der sicheren Stromversorgung umfasst die Versorgungssicherheit. Im Unterschied zur Systemsicherheit geht es hierbei um die längere Frist. Die Versorgungssicherheit beschreibt die Fähigkeit, den gesamten Strombedarf decken zu können. Blickt man dabei ausschließlich auf den Strommarkt und damit auf den Einklang von Angebot und Nachfrage, so spricht man von „Generation Adequacy“. Betrachtet man das Gesamtsystem und berücksichtigt man neben der Angebots- und Nachfragesituation auch mögliche Netzrestriktionen, so spricht man von „System Adequacy“.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt gilt es sowohl die Erzeugungskapazitäten als auch die Nachfrage zu berücksichtigen. Denn die Nachfrage ist nicht starr, sondern kann über Preissignale auf die Angebotssituation reagieren. Stromintensive Industriebetriebe beispielsweise können jederzeit entscheiden, ob sie bei aktuellem Strompreis ihre Produktion in Zeiten günstigeren Stroms verschieben oder den angebotenen Strom nutzen möchten. Auch bei Ablehnung der Versorgung ist also die Versorgungssicherheit gegeben, da rein finanzielle Aspekte für die Nichtnutzung des Stroms verantwortlich sind. Auch private Haushalte, die größere Verbraucher, wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, einsetzen, werden in Zukunft auf Preissignale am Strommarkt reagieren können.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfordert somit keine dauerhafte Versorgung aller Verbraucher. Verbrauchsreduktionen und -kürzungen aufgrund von preislicher Präferenz befinden sich nicht nur im Einklang mit dem Begriff der Versorgungssicherheit, sondern sind ihr äußerst dienlich. Diese Flexibilität der Nachfrage – ist neben der Erzeugung und anderen Flexibilitäten im In- und Ausland - ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit und muss angemessen berücksichtigt werden.

i

Versorgungssicherheit am Strommarkt

„Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist gegeben, wenn stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) größer als oder gleich groß wie der Marktpreis (Kosten) ist.“ (r2b et al, 2019)

Schwerpunkt dieser Studie ist die Versorgungssicherheit am Strommarkt (Generation Adequacy). Darüber hinaus wird andiskutiert, inwieweit ein Stromsystem mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien auch unter Aspekten der Systemsicherheit stabil betrieben werden kann.

2.2 Methodik

Zur Bestimmung der Versorgungssicherheit am Strommarkt gibt es zwei wesentliche Ansätze: den deterministischen und den probabilistischen Ansatz.

Der deterministische Ansatz ist der konventionelle Ansatz, der bislang angewendet worden ist. Hierbei wird für einen Referenzzeitpunkt – z. B. der dritte Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr – eine Leistungsbilanz erstellt, bei der die erwartete Höchstlast mit der gesicherten Leistung verglichen wird. Ist die gesicherte Leistung höher als die Höchstlast, gilt die Stromversorgung als weitgehend gesichert.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit von zukünftigen Stromsystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien stößt dieser Ansatz jedoch an seine Grenzen. Zum einen wird die Nachfrage weitestgehend als starr betrachtet. Es wird nicht berücksichtigt, dass die Stromnachfrage zu einem gewissen Grad flexibel ist – und sich über Preissignale auch nach dem Stromangebot orientiert. Zum anderen werden erneuerbare Energien nur zu einem sehr geringen Teil für gesicherte Leistung herangezogen – Windkraft wird z. B. in der Regel nur mit 1 % der installierten Leistung als gesicherte Leistung berücksichtigt (ÜNB 2020). Zudem wird hierbei in der Regel nur das Inland betrachtet. Ausgleichende Effekte durch die elektrischen Nachbarn werden nicht einbezogen.

In den vergangenen Jahren wurde deshalb nach einem neuen Verfahren gesucht, welches auch für zukünftige Stromsysteme geeignet ist. Hierzu wurden verschiedene Studien in Auftrag gegeben, die dieses Thema untersucht haben. Zentral ist hierbei die Studie von r2b, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy, die die Versorgungssicherheit mit einer probabilistischen Methode im Auftrag des BMWi untersucht haben (r2b et al, 2019).

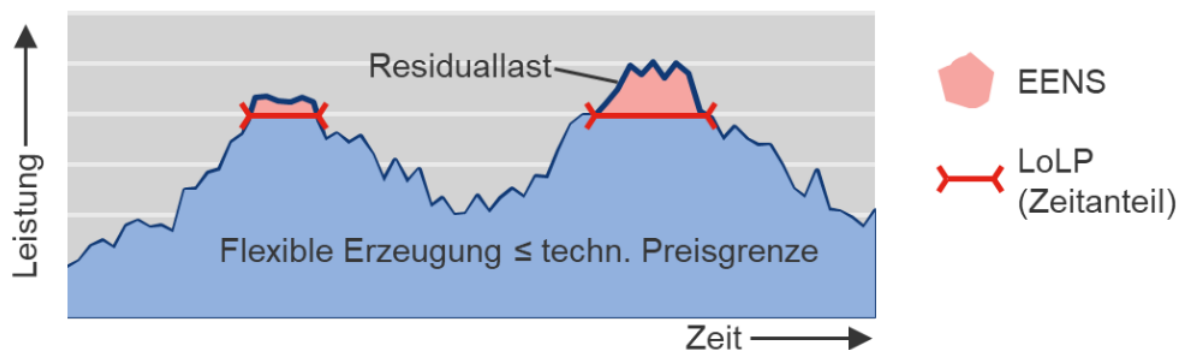
Der sogenannte probabilistische Ansatz betrachtet die Versorgungssicherheit anhand von Wahrscheinlichkeiten, da viele Faktoren nicht allgemeingültig festgestellt werden können. Die Erzeugung ist von Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeiten, Temperatur und vielen anderen Faktoren abhängig und auch die Nachfrage wird stark von der Witterung beeinträchtigt. Durch den Einbezug der Wahrscheinlichkeiten in Stromerzeugung und Verbrauch kann simulatorisch ermittelt werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Stromnachfrage im europäischen Verbundsystem nicht gedeckt werden kann. Der probabilistische Ansatz wird unter anderem im Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des BMWi und im Mid-Term Adequacy Forecast von ENTSO-E zur Bewertung der Versorgungssicherheit herangezogen (BMWi 2019, ENTSOE 2020).

Zur Einschätzung der Versorgungssicherheit mithilfe der probabilistischen Methode dienen im Wesentlichen zwei Kenngrößen:

- **Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LoLP [%]):** gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass am Strommarkt nicht alle Verbraucher gemäß ihren preislichen Präferenzen versorgt werden können. Im englischen wird von der „Loss of Load Probability“ gesprochen. Bestünden keine weiteren Reserven im Strommarkt, gäbe die LoLP die Wahrscheinlichkeit für eine unfreiwillige Abschaltung an. In Deutschland entspricht sie der Wahrscheinlichkeit für eine Aktivierung der Reserven – wie z. B. der Kapazitätsreserve oder der Sicherheitsbereitschaft. Die LoLP wird in der Regel als Prozent angegeben und stellt den Anteil an den Gesamtstunden eines Jahres dar. Eine Lastüberhangswahrscheinlichkeit von 1 % würde beispielsweise bedeuten, dass in 87,6 Stunden die Stromnachfrage nicht gedeckt werden kann.
- **Expected Energy not supplied (EENS [GWh]):** gibt die Summe der Stromnachfrage an, die am Strommarkt nicht gedeckt werden kann. Sie ergibt sich als Integral der LoLP. Werden, um das vorrangende Beispiel aufzugreifen, bei den 87,6 Stunden im Durchschnitt 2 GW nicht gedeckt, spricht man von einer EENS von 175,2 GWh.

Der grundsätzliche Zusammenhang der beiden Kenngrößen ist in Abbildung 1 abgebildet. Als blaue Linie ist die zu deckende Last abgebildet. Insofern die zur Verfügung stehenden Kapazitäten ausreichen, um die Last zu decken, ist die Fläche unter der Linie blau gefärbt. Reichen die Kapazitäten nicht aus (in dem Beispiel in den Lastspitzen), ist die Fläche rot gefärbt. Die Lastüberhangswahrscheinlichkeit LoLP beschreibt den reinen Zeitanteil der nicht gedeckten Stunden. Die Kenngröße EENS beschreibt die Menge der nicht gedeckten Last.

Abbildung 1: Grundsätzlicher Zusammenhang zwischen LoLP und EENS



Quelle: r2b et al, 2019

Um LoLP und EENS eines Szenarios mit einem bestimmten Stromverbrauch und Kraftwerkskapazitäten berechnen zu können, werden so genannte Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Hierbei werden eine Vielzahl von synthetischen Wetterkonstellationen erzeugt und diese mit zufällig generierten Kraftwerksausfällen kombiniert. Daraus entstehen dann eine Vielzahl von Kombinationen, für die jeweils eine eigene stündlichen Strommarktmodellierung durchgeführt wird. Hierbei wird in jeder einzelnen Stunde des Jahres berechnet, wie hoch die Stromnachfrage und wie diese durch die erneuerbaren Energien und den vorhandenen Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke, Speicher, Nachfrageflexibilität) gedeckt werden kann. Dabei wird nicht nur das betrachtete Land berechnet, sondern auch die anderen elektrischen Nachbarländer und deren Stromaustausch über die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten.

Um als versorgungssicher zu gelten, muss die Lastüberhangwahrscheinlichkeit gering sein. Eine Lastüberhangwahrscheinlichkeit von 0 bedeutet, dass die Last zu jeder Zeit und in allen Simulationen gedeckt werden kann. Ein System mit einer Lastüberhangwahrscheinlichkeit von 0 kann allerdings aus ökonomischen Gesichtspunkten ineffizient sein, da das Risiko der Lastüberhangwahrscheinlichkeit mit zu viel vorgehaltener Leistung abgesichert wird. Die Kosten der Leistungsvorhaltung würden in diesem Fall den Nutzen der geringeren Wahrscheinlichkeit übertreffen. Es kann deshalb volkswirtschaftlich effizient sein, ein geringes Risiko der Lastüberhangwahrscheinlichkeit einzugehen, als sich mit Leistungsvorhaltung gegen ein letztes Restrisiko abzusichern. Nach r2b et al (2019) gilt ein System mit einem LoLP von 0,06 % als ökonomisch effizient.²

Im Ergebnis kann dann ermittelt werden, in wieviel Stunden des Jahres der Strombedarf nicht gedeckt werden kann – bzw. wie hoch die nicht gedeckte Stromnachfrage ist.



Methodik zur Bestimmung der probabilistischen Versorgungssicherheits-Indikatoren anhand von Monte-Carlo-Simulationen

Die zukünftige Stromversorgung ist von unvorhersehbaren Faktoren abhängig. Hervorzuheben sind hier zwei Einflüsse: das Wetter und stochastische Kraftwerksausfälle. Dem Einfluss des Wetters wird durch die Simulation mit verschiedenen, unabhängigen Wetterdaten (Anzahl: M) gerecht. Um zufällige Kraftwerksausfälle darzustellen, wird eine Liste mit den Wahrscheinlichkeiten von Kraftwerksausfällen für jede Kraftwerksart auf Basis vergangener Daten erstellt. Durch vielfache Anwendung dieser Wahrscheinlichkeiten (Anzahl: N) entstehen N zufällige „Ausfallzeitreihen“. Bei Kombination der Wetterdaten und der simulierten Ausfallzeitreihen entstehen also M*N simulierte Jahre. Unter Berücksichtigung der Erzeugung, Nachfrage, aller Flexibilitäten und Handelskapazitäten wird für diese Jahre anschließend die Lastdeckung zu jeder Stunde des Jahres ermittelt. Mittels dieser simulierten Lastdeckung für alle M*N erzeugten virtuellen Jahre ist anschließend die Ermittlung einer generellen Lastüberhangwahrscheinlichkeit (LoLP) für das Zieljahr möglich. Diese Vorgehensweise wird als Monte-Carlo-Simulation bezeichnet.

² Der Wert ergibt sich aus dem Verhältnis von den Kosten der Leistungsvorhaltung zur Deckung zusätzlicher Nachfrage gegenüber der Zahlungsbereitschaft von Verbrauchern, die von der Abschaltung betroffen wären. In r2b et al. (2019) wurden eine Zahlungsbereitschaft von 10.000 €/MWh und Kosten zusätzlicher Leistung von 50 €/kW/a angenommen.

2.3 Ergebnisse der Versorgungssicherheits-Analysen

In der Studie von r2b et al (2019) wurde detailliert mit Hilfe von probabilistischen Ansätzen untersucht, inwieweit die Versorgungssicherheit im Jahr 2030 anhand von konkreten Szenarien bewertet werden kann. Diese Berechnungen sind grundlegend für den nach § 63 Abs. 2 EnWG veröffentlichten Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des BMWi (BMWi 2019).

In der beschriebenen r2b Studie wird ein Referenzszenario und verschiedene Sensitivitäten betrachtet. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit in Stromsystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien ist insbesondere das berechnete Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ (Klimaschutz-Szenario) interessant. Dieses Szenario unterstellt, dass im Jahr 2030 die Energiewirtschaft maximal 180 bis 188 Mio. t CO₂-Äquivalente emittieren wird. Erreicht wird dieses durch eine Reduzierung der Kohlekapazitäten auf 17 GW und einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien.

Die Ergebnisse zur Versorgungssicherheit sind in Form der Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LoLP) dargestellt. Die Ergebnisse der r2b Studie zeigen für ganz Europa geringe LoLP Werte und damit ein hohes Maß an Versorgungssicherheit. Für Deutschland liegt die Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LoLP) für alle Szenarien bei 0,0 %. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 % und ist gleichbedeutend mit einer jederzeit sicheren Versorgung im betrachteten Zeitraum bis 2030. Mit Ausnahme von Polen, Großbritannien und Belgien liegt der LoLP für alle europäischen Länder und alle Szenarien und Sensibilitäten bei 0,0 %.

3 Versorgungssicherheit in den KNDE-Szenarien

In diesem Kapitel werden die KNDE-Szenarien KN2050 und KN2045 aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos et al, 2020) hinsichtlich der Versorgungssicherheit im Jahr 2030 dargestellt. Die Szenarien weisen die gleiche Entwicklung bis 2030 auf und werden daher als „KNDE-Szenarien“ zusammen genannt. Die Szenarien zeigen auf, wie Deutschland bis zum Jahr 2050, bzw. 2045 klimaneutral werden kann. Bei der Modellierung der KNDE-Szenarien musste aufgrund von zeitlichen Begrenzungen auf eine aufwändige Monte-Carlo-Simulation verzichtet werden. Es liegen somit keine Analysen nach der probabilistischen Methode, wie in Kapitel 2 beschrieben, vor. Dennoch lässt sich zeigen, dass die KNDE-Szenarien ebenfalls eine stabile Versorgung ohne Lastüberhang in Deutschland und dem Europäischen Netzverbund aufweisen. Dies geschieht argumentativ in 3 Schritten:

1. lässt sich zeigen, dass die Entwicklung der wesentlichen Parameter, welchen einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben, in den KNDE-Szenarien und im Klimaschutz-Szenario von r2b et al (2019) sehr ähnlich sind (Kapitel 3.2),
2. ist die Strommarktmodellierung, wie sie in diesem Projekt durchgeführt wurde, eine sehr detaillierte Simulation, welche unter der Parametrierung des Szenarios keinen Lastüberhang hervorruft. Auch unter restriktiveren Importbedingungen erfolgt in der Simulation keine Unterdeckung der Stromnachfrage in den kritischsten Stunden in Deutschland im Jahr 2030 (Kapitel 3.3),
3. können Parallelen zwischen dem Szenario und dem Netzentwicklungsplan Strom zugrundeliegenden Annahmen gezogen werden, um aufzuzeigen, dass neben der Versorgungssicherheit im Sinne der „Generation Adequacy“ auch die Systemsicherheit gewahrt werden kann (Kapitel 3.4).

3.1 Die Szenarien KN2050 und KN2045

Die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ wurde 2020 von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität bei den Instituten Prognos, Öko-Institut und Wuppertal Institut in Auftrag gegeben und veröffentlicht (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020). In den dort dargestellten Szenarien wird aufgezeigt, wie Deutschland bis zum Jahr 2050 klimaneutral werden kann. Das Szenario fußt dabei auf drei Säulen: der weiteren Senkung des Energiebedarfs und Erhöhung der Energieeffizienz, Fortführung der Elektrifizierung in den Nachfragesektoren und dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff. Die verbleibenden Emissionen, wie beispielsweise aus der Landwirtschaft und den Industrieprozessen, werden über negative Emissionen aus Biomasse-CCS und Direct Air-Capture and Storage kompensiert.

Für die Senkung der Treibhausgasemissionen sind nicht nur die Zieljahre relevant, sondern die Emissionen über die Zeit. In den KNDE-Szenarien werden die Treibhausgase in Deutschland bis 2030 um 65 Prozent gemindert – also 10 Prozentpunkte über dem aktuellen Ziel.

Eine besondere Rolle für die Transformation des Energiesystems nimmt dabei die Energiewirtschaft ein. Mit der Beendigung der Kohleverstromung, einem deutlichen Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor und in den Wärmenetzen sowie einem Einstieg in die Wasserstoffnutzung in Gaskraftwerken können die Emissionen bis zum Jahr 2030 von 305 (2018) auf 98

Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten gedrittelt werden. Zudem werden Batteriespeicher ausgebaut und andere Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen genutzt, um Stromnachfrage und -angebot zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Die Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt langfristig zu größeren Anteilen durch Erneuerbare Energien, Speicher und die Stromverbraucher. Zudem stehen auch langfristig – zunehmend mit Wasserstoff gefeuerte – Gaskraftwerke zur Verfügung und übernehmen einen Teil der Systemdienstleistungen.

Eine detaillierte Beschreibung des Szenarios findet sich in der Publikation „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

3.2 Szenarienvergleich

In Kapitel 3.2 werden die Annahmen und Ergebnissen aus den KNDE-Szenarien dargestellt und mit der Entwicklung des Szenarios „Zielerreichung Klimaschutz“ (Klimaschutz-Szenario) aus r2b et al (2019) verglichen. Beide Szenarien gehen bis 2030 von verstärkten Klimaschutzmaßnahmen im Vergleich zu heute aus. Das Klimaschutz-Szenario von r2b et al geht jedoch von deutlich höheren Treibhausgasemissionen bis 2030 aus. Die Energiewirtschaft emittiert hier bis 2030 noch rund 180 Mt. CO₂-Äquivalente. Im Gegensatz dazu sinken die Emissionen der Energiewirtschaft in den KNDE-Szenarien auf knapp unter 100 Mt CO₂-Äquivalente. Damit verbunden sind auch deutliche Unterschiede bei der Stromnachfrage und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Trotz dieser Unterschiede zeigen die beiden Szenarien doch auch viele Ähnlichkeiten auf, die eine Übertragung der Ergebnisse der Versorgungssicherheitsanalysen im Klimaschutz-Szenario auf die KNDE-Szenarien ermöglichen. Im Folgenden werden die beiden Szenarien hinsichtlich der Faktoren verglichen, die für die Versorgungssicherheit am Strommarkt relevant sind: die Entwicklung der Stromnachfrage und -erzeugung, der Einsatz von Flexibilitätsoptionen und die Rolle des Auslands.

3.2.1 Stromnachfrage

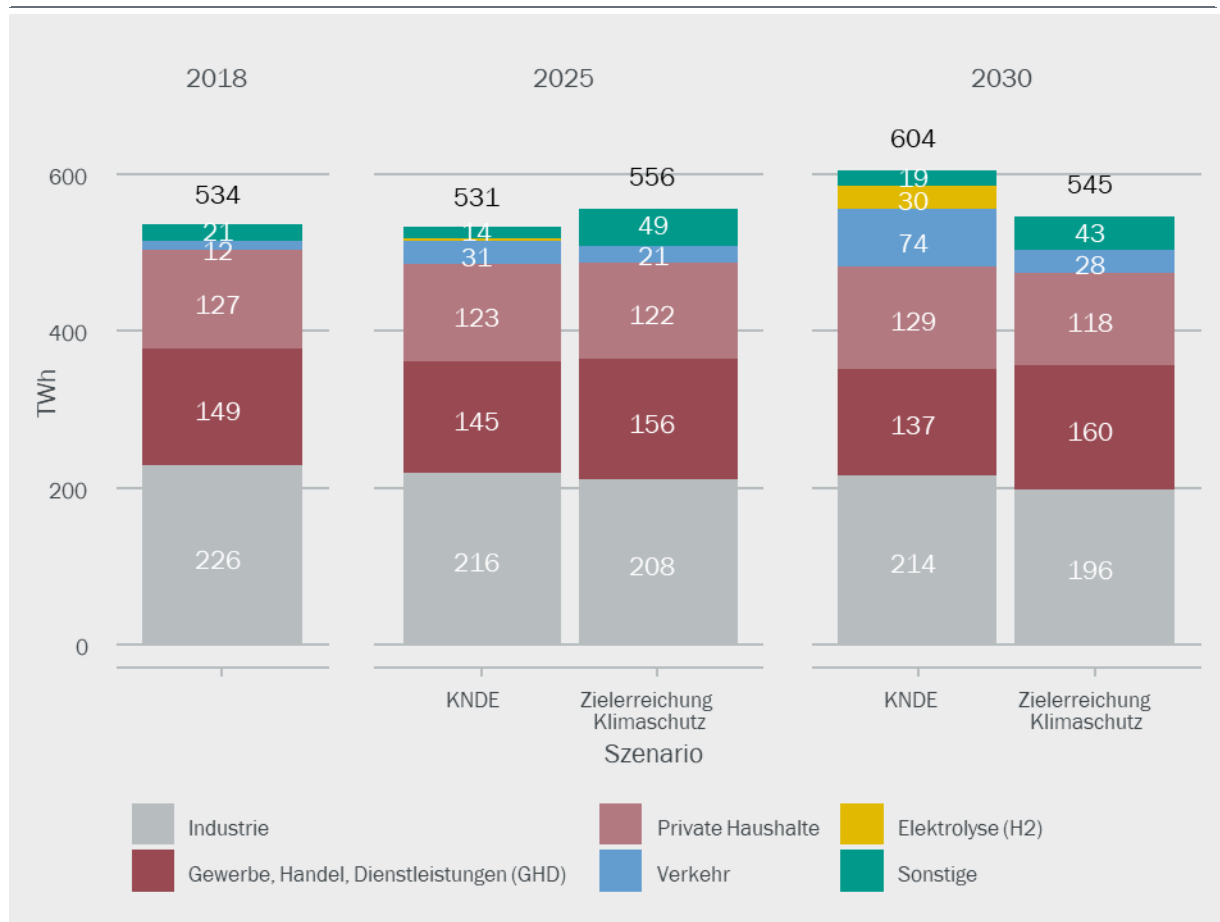
Zentral für die Entwicklung des Stromsystems ist die Höhe und Struktur des Stromverbrauchs. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland schwankte in den letzten Jahren weitgehend konstant um 600 TWh. Die Nettostromnachfrage (Bruttostromerzeugung abzüglich Eigenverbrauch der Kraftwerke und Netzverluste) liegt um etwa 530 TWh. In den KNDE-Szenarien wird der Stromverbrauch insgesamt in Zukunft stark steigen. Denn der Einsatz von Strom ist in den Nachfragesektoren eine vergleichsweise günstige Option, die Treibhausgase zu senken.

Blickt man im Detail auf den Stromverbrauch, so ergibt sich ein differenziertes Bild. In den so genannten klassischen Stromanwendungen nimmt der Verbrauch durch weiter steigende Energieeffizienz weiter ab. Dies betrifft insbesondere Beleuchtung und Elektrogeräte bei den privaten Haushalten und im GHD-Sektor, aber auch Stromanwendungen in der Industrie – wie Pumpen, Ventilatoren und Kompressoren. Einzig im Verkehrssektor nimmt mit dem Strombedarf für Schienenbahnen eine klassische Stromanwendung in Zukunft weiter zu. Demgegenüber steht eine steigende Stromnachfrage für die sogenannten neuen Stromanwendungen, wie Elektromobilität im Verkehrssektor und Wärmepumpen im Gebäudebereich sowie Wasserstoffproduktion durch Wasserelektrolyse.

Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist nicht nur die Höhe der Stromnachfrage, sondern auch die Frage, wie flexibel die Nachfrage ist. Der Strombedarf der klassischen Anwendungen ist heute kaum flexibel und damit nicht steuerbar. Die so genannten neuen Stromanwendungen

hingegen sind größtenteils flexibel und könnten so eingesetzt werden, dass sie genau dann Strom nachfragen, wenn der restliche Strombedarf niedrig und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hoch ist. Entscheidend ist hierbei ein richtiger regulatorischer Rahmen, der den flexiblen Einsatz der Stromanwendungen anreizt und somit das technische Potenzial einer flexiblen Nachfrage genutzt werden kann. Eine Flexibilisierung der Nachfrage hat zur Folge, dass eine Erhöhung der neuen Stromnachfrage kaum Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat – also insbesondere auf die kritischen Stunden mit hoher konventioneller Stromnachfrage und geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

Abbildung 2: Entwicklung der Nettostromnachfrage



Bei r2b et al (2019) sind sektorale Stromnachfrage und Nettostromverbrauch angegeben. Die Kategorie „Sonstige“ ist von Prognos für die Darstellung berechnet und beläuft sich auf die Differenz der Angaben.
Eigene Darstellung, Datenquellen: Prognos et al (2020), r2b et al (2019).

Ein Vergleich der Stromnachfrage zwischen den KNDE-Szenarien und dem Klimaschutz-Szenario von r2b et al (2019) findet sich in Abbildung 2. Im Jahr 2030 liegt der Nettostromverbrauch vom Klimaschutz-Szenario bei 545 TWh und verändert sich kaum im Vergleich zu heute. In den KNDE-Szenarien liegt er mit 604 TWh rund 60 TWh höher als beim ersten Szenario. Grund hierfür sind die ambitionierteren Klimaziele und dem damit verbundenen stärkere Markthochlauf von elektrischen Fahrzeugen, Wärmepumpen und Wasserstoff-Elektrolyseuren. Da diese weitestgehend regelbare Anwendungen sind, ist der Einfluss auf die Versorgungssicherheit gering.

In den KNDE-Szenarien sind im Jahr 2030 insgesamt rund 100 TWh flexibel steuerbar. Bei den flexiblen Stromanwendungen kann zwischen vollständig flexiblen und partiell flexiblen Stromanwendungen unterschieden werden. Elektrolyseure haben 2030 eine Stromnachfrage von etwa 30 TWh. Diese sind vollständig flexibel und werden in den KNDE-Szenarien so gefahren, dass sie genau in den Stunden Wasserstoff produzieren, in denen die Stromnachfrage niedrig ist und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien hoch. Ebenso kann auch der Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen – in den KNDE-Szenarien sind dieses im Jahr 2030 rund 40 TWh – flexibel gesteuert werden. Durchschnittlich kann davon ausgegangen werden, dass Elektro-Autos eine Fahrleistung von knapp einer Woche pro Akkuladung überbrücken können. Die durchschnittliche tägliche Fahrleistung eines Pkw in Deutschland liegt bei etwa 40 km. Bei einem Verbrauch von 20 kWh/100 km liegt der Verbrauch pro Woche rechnerisch bei rund 60 kWh – und damit einer üblichen Batteriegröße³.

Auch im Wärmemarkt bestehen gewisse Flexibilitätspotenziale beim Einsatz der Wärmepumpen durch unter anderem die thermische Trägheit der Gebäude und die Nutzung von Wärmespeichern. In den extremkalten Stunden in den Wintermonaten ist die Flexibilität begrenzt, da sie dort weitgehend im Dauerbetrieb laufen, an den durchschnittlichen Wintertagen können die Wärmepumpen teilweise flexibel betrieben werden. In den KNDE-Szenarien haben die Wärmepumpen im Jahr 2030 eine Stromnachfrage von etwa 30 TWh.

Die genauen Zahlen zur Flexibilität der Stromnachfrage sind im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ von r2b et al (2019) nicht ausgewiesen. Die Zahlen zum Markthochlauf neuer Energieanwendungen lässt jedoch darauf schließen, dass die etwa konstant bleibende Nettostromnachfrage zu weiten Teilen noch nicht die gleiche Flexibilität ausweist, wie sie in den KNDE-Szenarien angenommen wurde. Im Szenario von r2b et al (2019) sind bis 2030 etwa 4,3 Mio. elektrisch betriebene Fahrzeuge im Stromsystem, wogegen es in den KNDE-Szenarien 14 Mio. sind. Auch wurden im Szenario von r2b et al (2019) mit 4 Mio. zu 6 Mio. in den KNDE-Szenarien etwas weniger Wärmepumpen hinterlegt.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist entscheidend, wie sich die Stromnachfrage in den einzelnen Stunden verteilt. Auskunft darüber gibt der Blick auf die Last – bzw. auf die Höchstlast. Die Höchstlast liegt heute bei knapp über 85 GW (ÜNB 2020). In Zukunft wird sich ein Teil der Stromnachfrage nach dem Dargebot an erneuerbaren Energien richten. Die Last verschiebt sich beispielsweise in Stunden mit hoher PV Einspeisung. Für die Bewertung der Versorgungssicherheit ist der reine Blick auf die Höchstlast in den Szenarien aus diesem Grund irreführend. Es sollte daher zwischen Höchstlast mit und ohne flexiblem Verbrauch differenziert werden.

In den KNDE-Szenarien beträgt die Höchstlast heute etwa 87 GW, wogegen r2b et al (2019) von ca. 90 GW ausgeht. In den KNDE-Szenarien sinkt die Höchstlast bis 2030 auf etwa 84 GW, bei r2b et al (2019) bleibt sie bis 2030 konstant. Der Grund für den leichten Rückgang in KNDE ist, dass die konventionelle und inflexible Stromnachfrage durch Effizienzmaßnahmen deutlich gesenkt werden kann. Insbesondere der Austausch von Glühbirnen durch LEDs hat einen entscheidenden Einfluss, da die Beleuchtung in den Winterabendstunden rund 15 GW der Spitzenlast ausmacht (Ess, 2018).

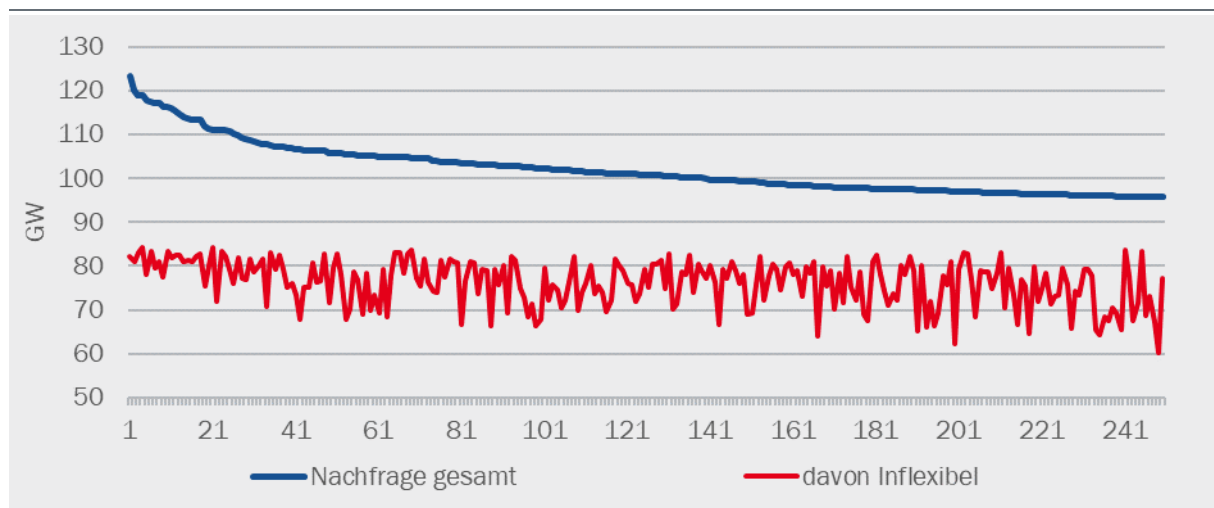
³ In der Realität wird ein Akkustand von unter 20% jedoch die Ausnahme sein. Daher wird in den KNDE-Szenarien dies als minimaler Ladestand angenommen. Ebenso sind die Fahrten weder zeitlich noch in ihrer Entfernung gleichverteilt, daher werden die E-Autos in den KNDE-Szenarien in verschiedene Kohorten eingeteilt, die sich sowohl in ihrem Fahrverhalten als auch in ihrem Ladeverhalten unterscheiden. Dadurch ergibt sich eine Aufteilung der Ladevorgänge auf Schnellladesäulen, öffentliche und halböffentliche Ladesäulen sowie private Ladepunkte. Fünf Prozent des jährlichen Strombedarfs der E-Autos werden als völlig inflexibel angenommen und sind als festes Profil hinterlegt.

Die Höchstlast inklusive flexiblem Verbrauch beträgt in den KNDE-Szenarien hingegen rund 120 GW. In dieser Stunde wird aber auch viel Strom aus erneuerbaren Energien produziert – mit der Folge, dass die Großhandelspreise in dieser Stunde vergleichsweise niedrig sind und die Stromnachfrage in diesen Stunden deshalb finanziell attraktiver als in anderen Stunden ist. Da ein Teil der Stromnachfrage auf flexible Verbraucher entfällt, würde diese – falls die Einspeisung aus erneuerbaren Energien geringer wäre – in andere Stunden verlagert werden. Sie ist damit für die Versorgungssicherheit weitgehend irrelevant.

Abbildung 3 zeigt die Last der höchsten 250 Stunden inkl. flexibler Stromnachfrage in den KNDE-Szenarien für 2030. Die obere Linie zeigt die Gesamtstromnachfrage in den jeweiligen Stunden. Die untere Linie zeigt die darin enthaltene inflexible Stromnachfrage aus klassischen Stromwendungen.

Abbildung 3: Stromnachfrage je Stunde

sortiert nach den 250 Stunden mit der höchsten Gesamlast



Eigene Darstellung, Datenquelle: Prognos et al (2020)

Im Klimaschutz-Szenario von r2b et al (2019) wird für das Jahr 2030 eine Spitzenlast in Höhe von knapp unter 90 GW angegeben. Allerdings wird für das Jahr 2020 auch bereits von 90 GW ausgegangen. Damit sind sich beide Szenarien hinsichtlich dem für die Versorgungssicherheit wichtigen Parameter sehr ähnlich.

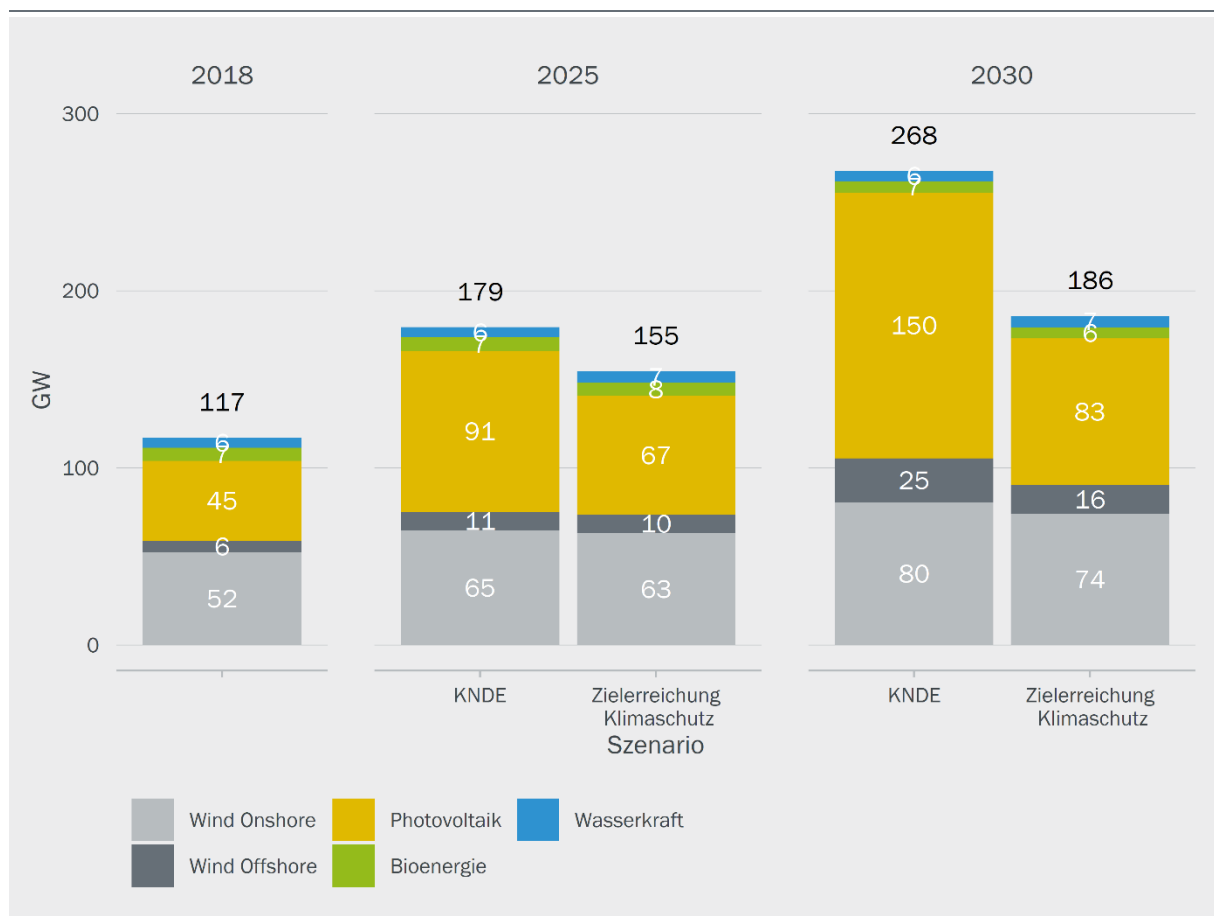
3.2.2 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung setzt sich aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung und der Stromerzeugung aus regelbaren Kraftwerken zusammen. Die Leistung der erneuerbaren Stromerzeugung wird in den kommenden Jahren stark ausgebaut, um eine Stromversorgung abseits von fossilen Brennstoffen zu ermöglichen. Insbesondere Wind an Land sowie Photovoltaik zählen in Bezug auf Leistung zu den wichtigsten Stromerzeugungstechnologien in Deutschland.

Um einen möglichen Weg zur Erreichung der Klimaneutralität sowie aller gesetzter Zwischenziele aufzuzeigen, wird in den KNDE-Szenarien die Leistung der erneuerbaren Energien von ca.

117 GW in 2018 auf ca. 268 GW in 2030 erhöht. Damit stehen in diesem Szenario deutlich mehr erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten als im Szenario von r2b et al (2019) zu Verfügung. Hintergrund des stärkeren Ausbaus ist die höhere Stromnachfrage im Jahr 2030 aufgrund beschleunigter Sektorkopplung. Der stärkere Ausbau betrifft insbesondere die Leistung zur solaren Stromerzeugung, die in den KNDE-Szenarien rund 67 GW höher liegt als in dem vergleichbaren Szenario. Eine Gegenüberstellung der Leistung erneuerbarer Stromerzeugung in den zwei Szenarien findet sich in Abbildung 4.

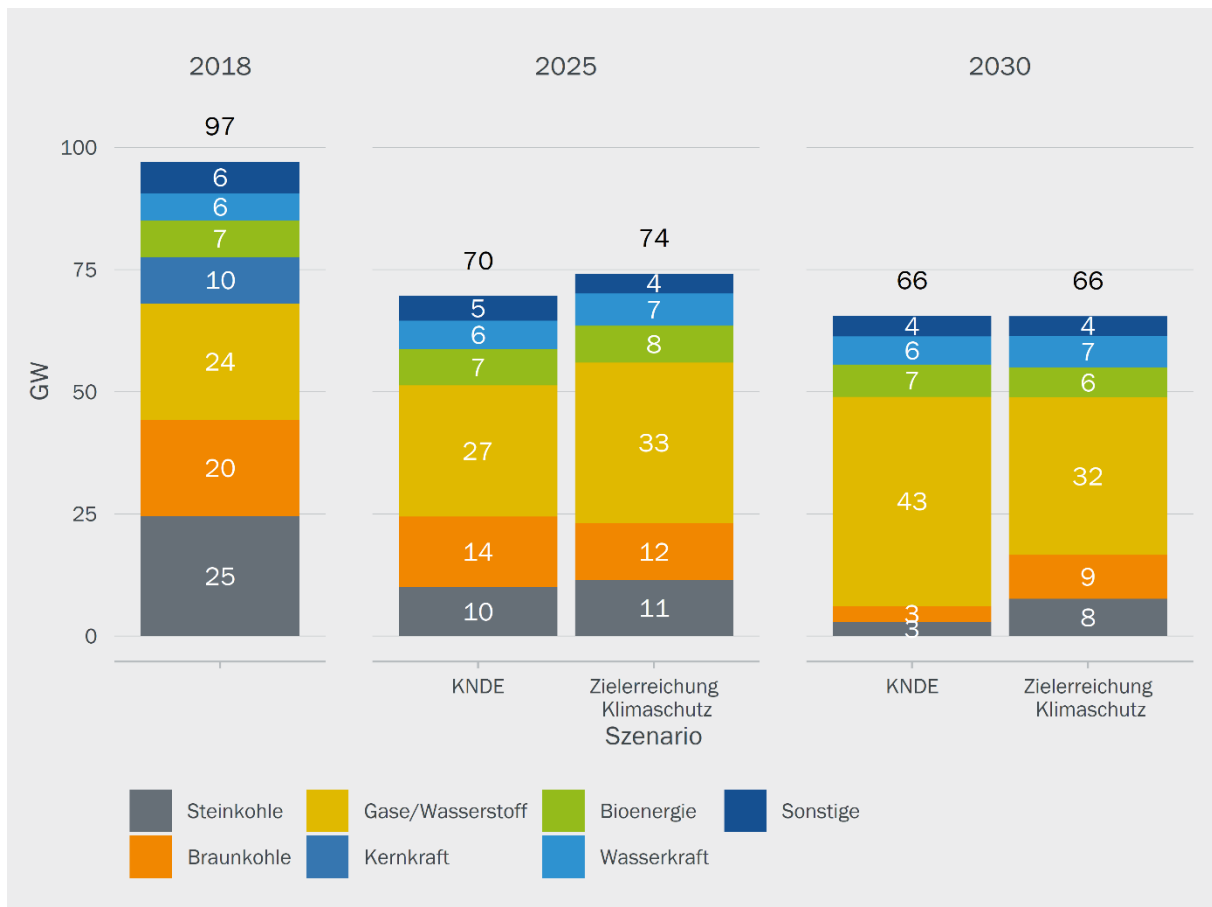
Abbildung 4: Ausbau Erneuerbarer Energien



Eigene Darstellung, Datenquellen: Prognos et al (2020), r2b et al (2019).

Die regelbare Kraftwerksleistung beträgt heute etwa knapp 100 GW. Da weniger Leistung notwendig ist, um die Stromversorgung zu gewährleisten, weist das Stromsystem derzeit deutliche Überkapazitäten auf (r2b et al 2019). Bis zum Jahr 2030 entwickelt sich die Summe der regelbaren Leistung sehr ähnlich. Sie beträgt in beiden Szenarien rund 65 GW. Wesentlicher Unterschied zwischen den Szenarien ist, dass in den KNDE-Szenarien weniger Kohlekapazitäten am Netz sind. Diese werden durch den Neubau von Gaskraftwerken kompensiert. Eine Gegenüberstellung der regulären Kraftwerksleistung ist in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5: Entwicklung der regelbaren Kraftwerksleistung im Vergleich



Eigene Darstellung, Datenquellen: Prognos et al (2020), r2b et al (2019).

3.2.3 Flexibilitätsoptionen

Um in jeder Stunde einen Ausgleich zwischen Stromnachfrage und -erzeugung zu ermöglichen, sind in einem System mit geringerer regelbarer Kraftwerksleistung und höherem Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien weitere Flexibilitätsoptionen notwendig. Hierzu zählen – neben flexiblen Verbrauchern (vgl. Kapitel 3.2.1) – insbesondere zentrale Batteriespeicher und Heimspeicher in Kombination mit PV-Anlagen in Haushalten. In den KNDE-Szenarien werden im Jahr 2030 insgesamt 2 GW stationäre Großbatteriespeicher eingesetzt und 10 GW in PV-Anlagen. Hinzu kommen noch 7 GW Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken und 4 GW Lastmanagement in der Industrie. Darüber hinaus stehen indirekt die Speicher der 14 Millionen elektrisch betriebenen Pkw zur Verfügung, welche eine maximale stündliche Ladeleistung von 14 GW sowie einer Speicherkapazität von ca. 500 GWh verfügen und damit wesentlich zur Vergrößerung der Speichermöglichkeiten im Stromsystem beitragen. In den KNDE-Szenarien werden diese nur unidirektional betrieben. De facto ist aber auch ein bidirektionaler Einsatz der Speicher denkbar – das heißt, dass die Akkus nicht nur Strom laden können, sondern den nicht benötigten Strom in knappen Stunden auch wieder in das Stromsystem zurückgeben können.

Im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ von r2b et al (2019) werden nur 4 Millionen E-Pkw eingesetzt – und damit steht in diesem Szenario ein deutlich geringeres Flexibilitätspotenzial zur Verfügung. Demgegenüber werden in r2b et al (2019) höhere Annahmen zum nutzbaren industriellen Lastmanagement angenommen. Hier sehen die Autoren der Studie eine Zunahme des heutigen Potenzials von 4,5 GW auf 15,5 GW in 2030.

3.2.4 Ausland

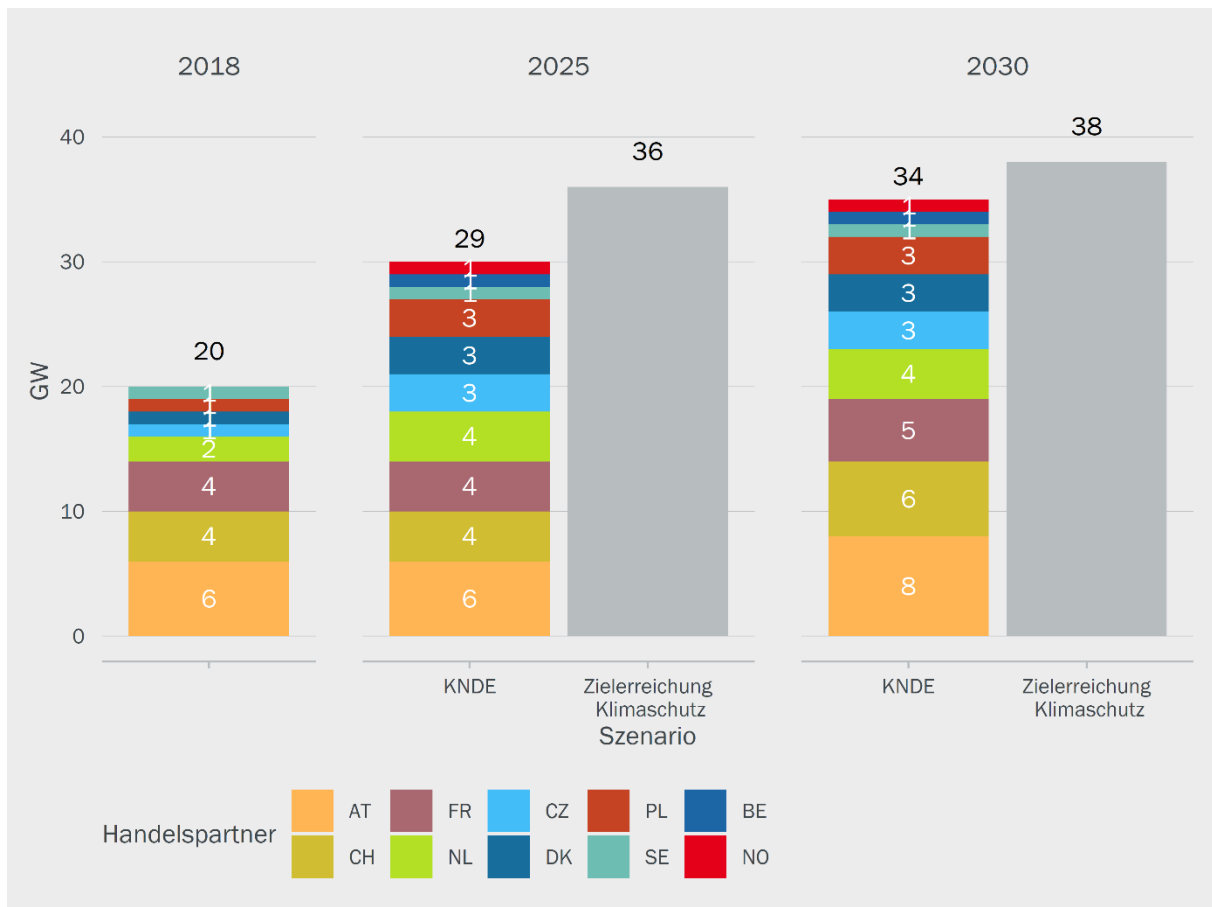
Ein weiterer Aspekt zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland ist die Einbindung in das Europäische Verbundnetz und die Möglichkeit, innerhalb eines bestimmten Rahmens Strombedarfe und -überschüsse über den Handel mit dem Ausland auszugleichen. Durch den überregionalen Ausgleich im Verbundnetz kann neben der Stromerzeugung aus regelbaren Kraftwerken im Ausland auch Leistung in Form von Pumpspeicherkraftwerken und Speicherwasserkraftwerken der Flexibilisierung des deutschen Stromsystems zugutekommen. Zudem besteht ein indirekter Ausgleich auch bereits dadurch, dass es Ungleichzeitigkeiten bei der Stromnachfrage und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den einzelnen Ländern gibt.

In den KNDE-Szenarien wird angenommen, dass das europäische Ausland aufgrund nationaler oder EU-weiter Ziele ebenfalls Klimaneutralität bis 2050 anstrebt und dementsprechend seine Stromerzeugung klimaneutral gestaltet. Dadurch kommt es zu keiner Verlagerung von THG-Emissionen durch Stromimporte. Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Ausland orientiert sich bis 2030 im Wesentlichen am Nationalen Energie- und Klimaplan der jeweiligen Länder. Der Stromaustausch zwischen den einzelnen europäischen Ländern wurde mit einer stündlichen Auflösung modellendogen simuliert.

Die Handelskapazitäten werden langfristig im Rahmen der Europäischen Energieunion weiter ausgebaut werden, um damit die Grundlage für einen gemeinsamen europäischen Strommarkt zu schaffen. Wie auch im Monitoringbericht der Agentur Europäischer Energieregulatoren (ACER) von 2019 beschrieben, kann durch die steigenden Austauschkapazitäten teils auf ineffiziente Leistungsvorhaltung im Inland verzichtet werden, da diese über die Handelskapazitäten ausgeglichen werden (ACER, 2020). Beispielsweise ist durch die Inbetriebnahme des Unterseekabels NordLink zwischen Deutschland und Norwegen mit einer Übertragungsleistung von 1,4 GW eine weitere Möglichkeit gegeben, schwankende Stromerzeugung in Deutschland durch die Nutzung von Wasserspeicherkapazitäten in Norwegen teilweise auszugleichen (Der Spiegel, 2021).

In den KNDE-Szenarien steigt die Importkapazität Deutschlands von heute rund 20 GW auf knapp 35 GW in 2030. Im Szenario von r2b et al (2019) wird insgesamt von einer Importkapazität von 38 GW ausgegangen, also von einer ähnlichen Größenordnung.

Abbildung 6: Entwicklung der Importkapazitäten in DE



Eigene Darstellung, Datenquellen: Prognos et al (2020), r2b et al (2019).

3.3 Versorgungssicherheit in der stündlichen Strommarktmodellierung

Neben dem Vergleich der Annahmen in der Szenario-Entwicklung bescheinigen auch die Resultate der Strommarktmodellierung sowie ein künstlicher rechnerischer Stresstest dem klimaneutralen Szenario einen hohen Grad an Versorgungssicherheit.

3.3.1 Modellierung der KNDE-Szenarien

Die Stromversorgung in den KNDE-Szenarien wurde mithilfe des Prognos-Strommarktmodells modelliert. Die Stromversorgung wird dabei stündlich in dem Simulations-Modell abgebildet. Der stündliche Stromverbrauch in Deutschland und 17 weiteren Europäischen Ländern wird zu jeder Stunde unter der Berücksichtigung einer Vielzahl von Parametern und Restriktionen gedeckt.

Der zukünftige Strombedarf Deutschlands basiert auf detaillierten bottom-up Modellierungen in den einzelnen Nachfragesektoren. Der Strombedarf der anderen Länder wird anhand von sozio-ökonomischen Fundamentaldaten bestimmt, wobei auch für diese Länder Klimaneutralität bis

2050 angenommen wird und von einer steigenden Elektrifizierung beim Verkehr, der Wärmeversorgung und der Industrie ausgegangen wird.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausland wurde bis zum Jahr 2030 im Szenario KNDE weitestgehend auf Basis der vorliegenden Nationalen Energie- und Klimapläne vorgenommen.

Auf der Basis von historischen Wetterdaten des Jahres 2012 werden synthetische Einspeisezeitreihen für Wind und PV generiert. Diese ergeben in Verbindung mit historischen Einspeisezeitreihen für Laufwasser eine stündliche erneuerbare Einspeisung, die in das Strommarktmodell eingespeist wird. Aus der Kombination des stündlichen Strombedarfs und der stündlichen Einspeisung der erneuerbaren Energien wird die Residuallast für die im Strommarktmodell abgebildeten Länder berechnet.

Für die Deckung der Residuallast wird der stündliche Einsatz von Kraftwerken über 50 MW bis 2050 stundenscharf simuliert. Hierbei wird eine Vielzahl von Restriktionen und Parametern berücksichtigt:

- Technische und ökonomische Parameter der einzelnen fossil-thermischen Kraftwerksblöcke (Nettonennleistung, Nettowirkungsgrad, Mindestleistung, Brennstofftyp, Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Anfahrbrennstoffkosten, saisonale Verfügbarkeiten, Anforderungen aus Wärmebereitstellungen)
- Jahreslastgang der inflexiblen Verbraucher als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden und der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Indikatoren der einzelnen Sektoren
- Restriktionen für das Ladeverhalten von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der stündlichen Wärmenachfrage, der verschiedenen Fahrprofile sowie den Restriktionen beim Wärmespeicher und der Fahrzeugbatterie
- Einspeisezeitreihen für variable erneuerbare Energien unter Berücksichtigung nationaler Ausbauziele
- Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen, Transportkosten und volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Netztransferkapazitäten (NTC) zwischen den benachbarten Marktregionen
- Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik und den Emissionen des jeweiligen Kraftwerksparks
- Restriktionen bei der Bewirtschaftung von Speicherwasserkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern
- Direct-Air-Capture Anlagen und Elektrolyseure passen ihre Erzeugung basierend auf den stündlichen Strompreisen an

Für die Simulation der Stromversorgung wird die Wettersituation eines bestimmten Jahres gewählt, um so die Kombination witterungsbedingter Stromnachfrage und -angebot realistisch simulieren zu können. Insbesondere witterungsbedingte Extremsituationen, in denen eine hohe Stromnachfrage und eine geringe Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgt sind dabei für die Bewertung der Versorgungssicherheit von Strom interessant. Tritt eine Flaute zeitgleich mit einer wetter- oder jahreszeitbedingten Dunkelheit auf, können sowohl Windkraftanlagen als auch Solaranlagen nur geringfügig Strom produzieren. Eine solche witterungsbedingte Extremsituation wird als „Dunkelflaute“ bezeichnet. Tritt eine solche Situation im Winter auf, in der witterungsbedingt eine hohe Stromnachfrage besteht wird diese Situation „kalte Dunkelflaute“ genannt. Für die Simulation der Stromversorgung in den KNDE-Szenarien wurde das Wetterjahr 2012 ausgewählt, da es eine solche Extremsituation beinhaltet. Laut Analysen von Energy Brainpool (2017) gab es 2012 eine Dunkelflaute, die eine 2-wöchige mittlere Residuallast von 72,6 GW bewirkte. In einem

betrachteten Zeitraum von 2006 bis 2016 kommen Dunkelflauten durchaus vor. In der Größenordnung von 72,6 GW allerdings nur, neben 2012, im Jahr 2006. Das Jahr 2012 stellt somit eine witterungsbedingte starke Belastungssituation dar.

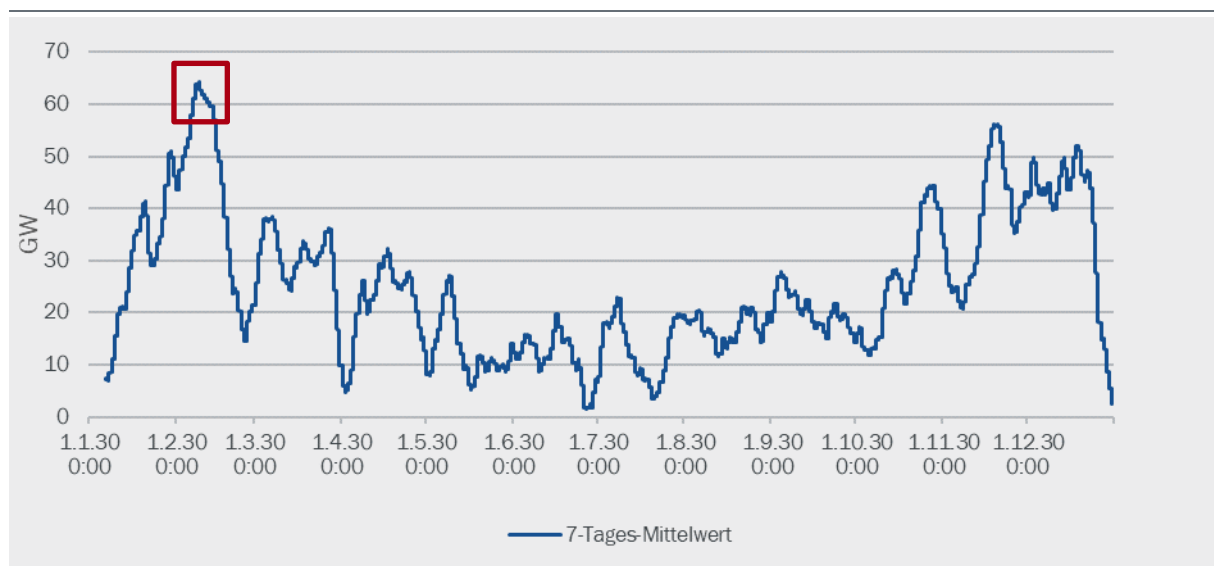
In der stündlichen Modellierung des Stromsystems ist in jeder Stunde die Nachfrage in dem Betrachtungsraum gedeckt. Zwar wird auf eine Monte-Carlo-Simulation verschiedener Eingangsparameter verzichtet, allerdings tritt in dieser Simulation - welche eine witterungsbedingte Extremsituation wie die kalte Dunkelflaute des Februars 2012 abdeckt - keine Situation ein, in der es zu einem Lastüberhang kommt.

3.3.2 Detailbetrachtung zu schwierigen Versorgungssituationen

Neben der allgemeinen Simulation des Strommarktes, dessen Ergebnisse unter 3.3.1 beschrieben sind, wurde eine Detailprüfung der Versorgung während der kritischsten Woche des Jahres mit erschwerten Bedingungen vorgenommen.

Im Februar 2012 kam es zu einer Wettersituation, bei der über mehrere Tage eine geringe Erzeugung durch Erneuerbare Energien und niedrige Temperaturen mit entsprechend hohem Wärmebedarf zusammenfielen. Die Modellierung der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ erfolgte auf Basis dieses Wetterjahres, welche eine solche Extremsituation in der Versorgung vorsieht. In Abbildung 7 ist erkennbar, dass in dieser Situation die Residuallast, über eine Woche gemittelt, im Szenario ihren Höchstwert erreicht (dargestellt ist das Jahr 2030).

Abbildung 7: 7-Tages-Mittelwert der Residuallast im Szenario „Klimaneutrales Deutschland“ (2030)



Eigene Darstellung, Datenquelle: KNDE (2020)

Anders als einzelne Stunden mit niedriger Erneuerbaren Erzeugung, bei der Vorteile der Flexibilität von Wärmepumpen, Ladevorgängen sowie Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeicher komplett genutzt werden können, ist bei einer längeren kalten Dunkelflaute wichtig, dass über

das gesamte Zeitintervall eine ausreichende Stromerzeugung bereitgestellt werden kann. Eine solche Situation gilt damit als Stresstest für ein zukünftiges Stromsystem.

Unter normalen Bedingungen wird in der Strommarkmodellierung eine Situation simuliert, bei der Erzeugung, Verbrauch sowie Importe und Exporte auf ihre Wirtschaftlichkeit optimiert sind. Um die Versorgungssituation zusätzlich zu erschweren, wurde die Stromversorgung während einer kalten Dunkelflaute für das in KNDE berechnete Stromsystem im Jahr 2030 unter zusätzlichen Importrestriktionen simuliert. Bei dieser Variante ist das Ziel somit nicht Wirtschaftlichkeit, sondern eine Minimierung der Importe. Dadurch wird deutlicher, wie hoch die Flexibilität der Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland selbst ist.

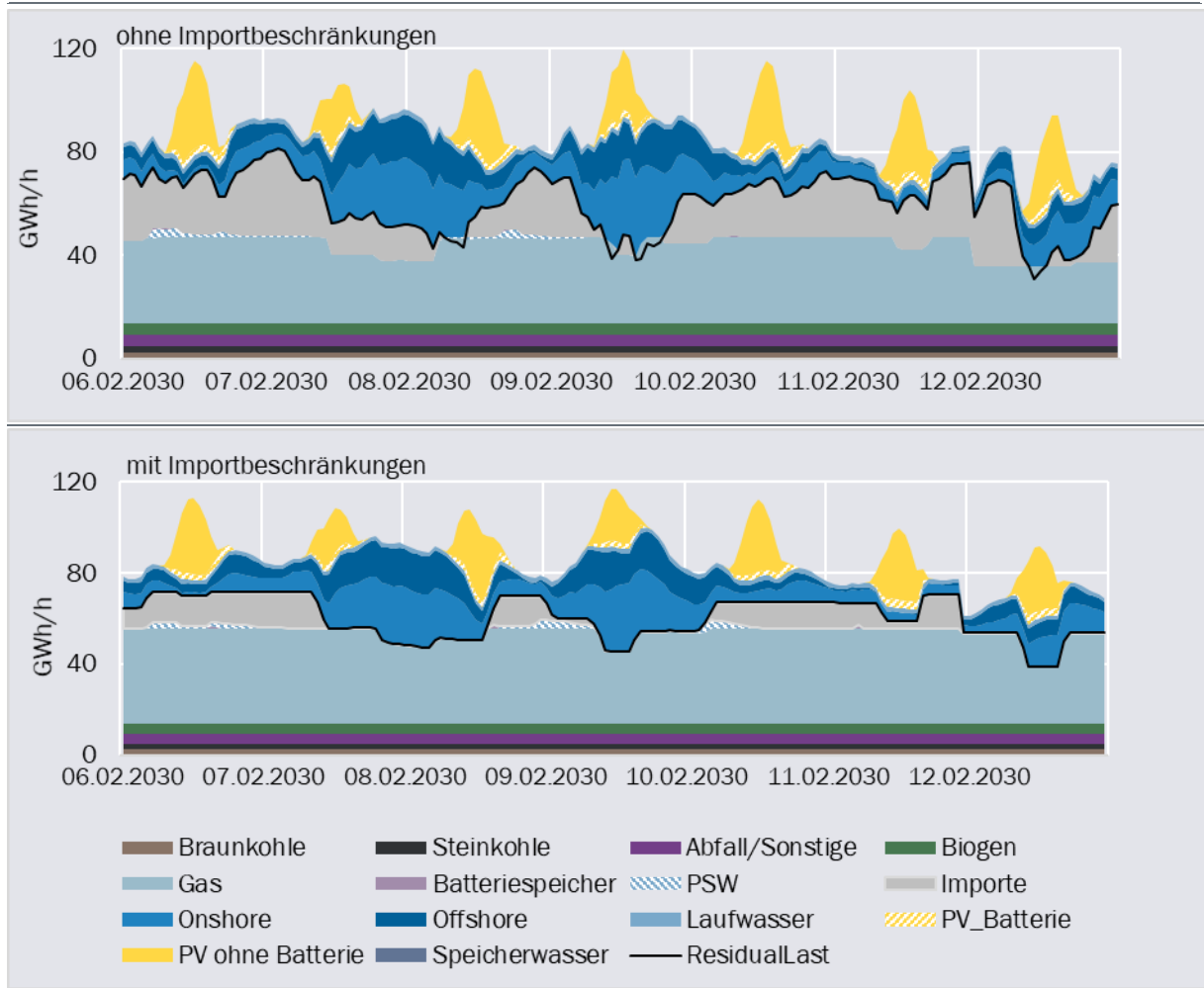
Bei wirtschaftlicher Optimierung werden in dieser Woche 2.800 GWh Strom importiert, das entspricht 18 % der Stromnachfrage in der betrachteten Woche. Bei beschränkten Importen reduzieren sich die Importe auf 1.000 GWh bzw. 6 % der Stromnachfrage in der Woche. Im direkten Vergleich erkennt man, dass die Stromnachfrage der flexiblen Verbraucher sich im Fall mit beschränkten Importen gleichmäßiger über die Zeit verteilt und dass die Erzeugung aus Gaskraftwerken höher ist.

Erzeugungsseitig zeigt sich, dass Gasturbinenkraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad, die eigentlich durch günstigeren Importstrom aus effizienteren ausländischen Gas-Kraftwerken sowie Strom aus Erneuerbaren Energien und Speicherwasserkraftwerken verdrängt würden, durch die angenommene Importbeschränkung zum Einsatz kommen (vgl. Abbildung 8). Insbesondere die Elektromobilität könnte in solchen Situationen noch einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem die Autobesitzer durch Vehicle-To-Grid als Stromanbieter auftreten und aufgrund der hohen Preisen in dieser Situation ihren Akku nur so stark laden wie nötig.

Die Höhe der Importe beträgt in einzelnen Stunden bis zu 31 GW, bzw. bei beschränkten Importen bis zu 16 GW. Vollständig auf die Importe verzichtet wird bei dieser Variante nicht. Bei einer möglichen Importkapazität von 38 GW wird jedoch nur ein Teil der zur Verfügung stehenden Importkapazitäten genutzt. Es zeigt sich, dass die Flexibilitäten auf der Nachfrage- als auch der Angebotsseite die Möglichkeit haben, flexibel auf die Situation zu reagieren. Der regelbare Kraftwerkspark im In- und Ausland genügt, um auch in einer solchen Situation den Stromverbrauch in Deutschland und Europa zu gewährleisten.

Abbildung 8: Stromerzeugung während einer kalten Dunkelflaute 2030

mit und ohne Importbeschränkungen



Quelle: Prognos, eigene Darstellung

3.4 Einschätzungen zur Systemsicherheit

Der Einfluss von Netzrestriktionen, Netzausbaubedarf und Systemdienstleistungen werden in den KNDE-Szenarien nicht gesondert untersucht. Dennoch lässt sich zeigen, dass eine ambitionierte Transformation des Stromsystems zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 in Deutschland im Einklang mit realistischen Ambitionen hinsichtlich des Netzausbaus in Deutschland ist. Der Wandel der Stromversorgung geht mit neuen Anforderungen an das Netz einher. Durch die neuen Marktteilnehmer können aber auch Aufgaben, die bisher von regelbaren Kraftwerken abgedeckt wurden, anders verteilt werden. Somit ist eine Versorgungssicherheit unter Einbezug des Stromtransports und der Systemdienstleistungen auch in einem Transformationsszenario sichergestellt.

3.4.1 Netzausbau

Die Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energiequellen stellt das Stromnetz vor neue Herausforderungen. Konventionelle Kraftwerke erzeugten ihren Strom bislang vornehmlich

in Ballungsräumen und speisten den Strom in das Übertragungsnetz ein. Das Verteilnetz war ausschließlich für die Verteilung zum Endkunden vorgesehen. Durch den Umstieg auf erneuerbare Energien wird der Strom zukünftig stärker dezentral erzeugt und muss oft weite Strecken zum Verbraucher zurücklegen. Insbesondere für die große Ballung der Windenergie im windreichen Norden ist das Übertragungsnetz zu den Verbrauchszentren im Süden noch nicht hinreichend ausgebaut.

Um diese und andere Herausforderungen zu meistern, bestimmt die Bundesnetzagentur zusammen mit den Netzbetreibern im Netzentwicklungsplan (NEP) regelmäßig den zukünftigen Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz. Im Folgenden werden die Netzentwicklungspläne und ihre zugrundeliegenden Szenarien für das Jahr 2030 und 2035 betrachtet und mit den KNDE-Szenarien verglichen (BNA 2019, BNA 2020 und Prognos et al. 2020).

Die größte Übereinstimmung zwischen den NEP-Szenarien und den KNDE-Szenarien ist beim Ausbau der Windkraft an Land zu finden. In den KNDE-Szenarien beträgt die installierte Leistung im Jahr 2030 80 GW. In den Szenarien des NEP wird – je nach Szenario – von einer Erzeugungsleistung von 74 bis 85 GW im Jahr 2030 ausgegangen. Für die Auslastung des Netzes ist dieser Wert ein sehr grundlegender, da sich die Erzeugung im Norden ballt und weit transportiert werden muss.

Deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien hingegen sind beim PV-Ausbau, bei Offshore-Windenergie und im Datum des Kohleausstiegs zu finden. Beim PV-Ausbau gehen die KNDE-Szenarien von einer um etwa 50 GW größeren installierten Kapazität aus. Hier ist jedoch festzuhalten, dass sich die Photovoltaik flächendeckend auf Deutschland verteilt – bzw. sogar eher im Süden errichtet wird, so dass das Übertragungsnetz eher entlastet wird. Zudem werden PV-Anlagen häufig mit Heim-Batteriespeichern gekoppelt, somit ist ihr Einfluss auf die Netzauslastung deutlich geringer als bei der Windkraft.

Auch bei Windkraft auf See wird in den KNDE-Szenarien von einer höheren Leistung ausgegangen. Dieses beträgt 25 GW im Jahr 2030 und damit 5 GW mehr als in den NEP-Szenarien und als im aktuellen EEG vorgesehen. Diese zusätzlichen Kapazitäten werden allerdings zum Großteil vor Ort für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt und wirken somit nicht netzbelastend.

Nicht nur netzneutral, sondern netzentlastend wirkt in den KNDE-Szenarien der frühere Ausstieg aus der Kohleverstromung. Denn ein Teil der Kohlekraftwerke befindet sich in Regionen, die heute schon von Netzengpässen geprägt sind, wie beispielsweise Wilhelmshaven, Bremen und Hamburg. Mit der Beendigung der Kohlestromerzeugung bis 2030 werden hier weitere Kapazitäten für die Übertragung erneuerbaren Stroms geschaffen.

Wenngleich die Szenarien des NEP und die KNDE-Szenarien nicht vollständig identisch sind, so zeigt ein erster Vergleich doch, dass sich beide Szenarien hinsichtlich des Stromnetzausbaus nicht stark unterscheiden. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass ein ambitioniertes Klimaschutzenszenario, wie es die KNDE-Szenarien darstellen, auch mit Blick auf den möglichen Netzausbau bis 2030 umsetzen lässt. Für eine detaillierte Einschätzung ist jedoch eine Netzmodellierung notwendig.

3.4.2 Systemdienstleistungen

Neben den installierten Kapazitäten sind insbesondere Systemdienstleistungen entscheidend für die Stabilität des Netzes (vgl. Kapitel 2.1). Aktuell wird ein Großteil der Systemdienstleistungen

durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. In einem System, welches fast ausschließlich auf erneuerbaren Energien basiert, müssen auch erneuerbare Energien und flexible Verbraucher und Speicher dazu in der Lage sein, diese Systemdienstleistungen zu erbringen. Um ein stabiles Netz zu garantieren, sind folgende Systemdienstleistungen fundamental: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Engpassmanagement (siehe dena 2020).

Die **Frequenz** des Systems ist die zentrale Führungsgröße, um Erzeugung und Last im Gleichgewicht zu halten. Damit ein Stromsystem stabil ist, muss die Erzeugung immer genauso groß sein wie die Last. Ist dies der Fall, liegt die Frequenz in Deutschland bei 50 Hz. Kommt es z. B. durch Prognosefehler der erneuerbaren Energien oder ungeplante Kraftwerksausfälle zu einer Abweichung der beiden Größen, führt dies instantan zu einer Frequenzänderung. Dieser Frequenzänderung kann der Übertragungsnetzbetreiber durch den Einsatz von positiver (Leistung wird erhöht bzw. Last verringert) oder negativer (Leistung wird verringert bzw. Last erhöht) Regelleistung entgegenwirken. Um die Frequenz im tolerierbaren Bereich ($\pm 0,2$ Hz) zu halten, treten verschiedene Mechanismen in Kraft.

Unterschieden wird zwischen Frequenzstabilisierung und Frequenzrückführung. Die Aufgabe der Frequenzstabilisierung besteht darin, bei einem Wirkleistungsungleichgewicht die Änderung der Frequenz auf ein Minimum zu reduzieren. Dies wird zum einen durch die Primärregelleistung bewerkstelligt, welche im Sekundenbereich reagieren kann und die Leistung entsprechend hoch oder runterfährt. Aktuell wird sie insbesondere durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Aber auch beispielsweise Batteriespeicher, Kondensatoren, P2H-Anlagen und Schwungräder sind technisch dazu in der Lage. Vor Aktivierung der Primärregelleistung vergehen Millisekunden bis Sekunden. In dieser Zeit wird die Frequenzänderung aktuell durch die Trägheit rotierender Massen (Momentanreserve) begrenzt, welche synchron an das Netz gekoppelt sind. Dies sind aktuell konventionelle Kraftwerke, welche es zu ersetzen gilt. Zum einen ist dies durch eine Primärregelleistung möglich, welche schneller aktiviert wird als bisher. Technisch wäre dies laut dena (2020) für Speicher, Lasten und Erneuerbare-Energien-Anlagen möglich. Zum anderen kann die Momentanreserve durch Alternativen ersetzt werden. Beispielsweise können stillgelegte Kraftwerke zu rotierende Phasenschieber umgebaut werden. Diese dienen sowohl zur Spannungshaltung als auch als Momentanreserve. Sie sind in Deutschland noch nicht weit verbreitet, aber bereits Stand der Technik und somit problemlos anwendbar. Erste Projekte sind bereits in Betrieb genommen worden (Amprion 2019; Energie 2020). Ebenso können erneuerbare Energieerzeuger mit netzbildenden Umrichtern versehen werden, was ihnen ermöglicht instantan auf Frequenzänderungen zu reagieren. Für den Anschluss von Erzeugern, Lasten und Speichern sind Umrichter ohnehin von Nöten, was ihren Einsatz als Momentanreserve sinnvoll macht. Auch Wasserkraftwerke können als synthetische Schwungmasse dienen (EI 2016).

Die Frequenzrückführung beginnt nach der Primärregelleistung in Form der Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Sie führt die Frequenz durch Anpassung der Erzeugung und Last zurück auf das Ursprungsniveau. Durch die lange Anlaufzeit (>30 s) sind auch die meisten erneuerbaren Erzeuger dazu in der Lage. In verschiedenen Forschungsprojekten (IWES et al. 2017) wurde aufgezeigt, wie PV und Windenergie Regelleistung bereitstellen können. Seit 2017 sind zudem erstmals Windenergieanlagen für den Regelleistungsmarkt präqualifiziert (Amprion 2017). Auch Biomasse und Pumpspeicherkraftwerke werden bereits heute eingesetzt. Für Zeiten geringer erneuerbarer Einspeisung sind auch flexible Gaskraftwerke, welche mit Wasserstoff befeuert werden, denkbar. Durch ihre schnelle An- und Abfahrbarkeit sind sie gut für die Bereitstellung von Regelleistung geeignet.

Neben der Frequenzhaltung ist die **Spannungshaltung** zentral für einen stabilen Betrieb des Stromsystems. Die durch das Netz transportierte Leistung besteht aus zwei Teilen: der

Wirkleistung und der Blindleistung. Während die Wirkleistung der im klassischen Sinne nutzbare Teil der Leistung ist, spielt auch die Blindleistung eine wichtige Rolle. Denn durch den inneren Widerstand in den Leitungen, kommt es beim Transport von Strom über langen Strecken zu Spannungsungleichgewichten. Diese Ungleichgewichte können durch gezielte Zu- und Abfuhr von Blindleistung ausbalanciert werden. Der Blindstrom bringt damit dem Verbraucher keinen Mehrwert, ist für die Stabilität des Netzes aber grundlegend. Sowohl konventionelle Kraftwerke als auch erneuerbare Energien können Blindleistung bereitstellen. Im Verteilnetz nimmt das Potenzial der Blindleistungserzeugung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich zu und der Bedarf kann auch langfristig gedeckt werden. Das Angebot übersteigt den Bedarf sogar, sodass das verbleibende Potenzial auch zum Teil im Übertragungsnetz genutzt werden kann. Durch den großen Blindleistungspotentialverlust im Übertragungsnetz in Form von konventionellen Kraftwerken und den gleichzeitig gesteigerten Blindleistungsbedarf durch größere Transportwege im Netz wird hier allerdings der Zubau weiterer Kompensationsanlagen, wie zum Beispiel rotierender Phasenschieber, nötig werden. Bereits heute werden einige Pilotprojekte verwirklicht und weitere Großprojekte entwickelt (Amprion 2019, Energie 2020).

Kommt es zu einem großflächigen Ausfall der Energieversorgung, ist es wichtig einen geordneten und schnellen **Versorgungswiederaufbau** garantieren zu können. Hier spielen sogenannte schwarzstartfähige Kraftwerke eine wichtige Rolle. Sie zeichnet aus, dass sie in der Lage sind, unabhängig vom Netz und vom abgeschalteten Zustand aus hochzufahren. Schwarzstartfähige Kraftwerke sind beispielsweise Wasserkraftwerke und Gasturbinen. Diese Kraftwerke werden einzeln und im Inselbetrieb hochgefahren und sukzessive mit dem Netz synchronisiert, um im Prozess die Frequenz stabil zu halten. Wichtigste Aufgabe der schwarzstartfähigen Kraftwerke war es bisher thermische Kraftwerke (Kohle, Atom) mit dem nötigen Strom zu versorgen, um hochzufahren. In Zukunft wird die Synchronisation der verschiedenen Inselnetze entscheidend sein und die Frage, in welchen Netzebenen die Kraftwerke platziert sind. Eine reibungslose Kommunikation zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist auch hier grundlegend. Laut KNDE-Szenarien wird auch in Zukunft eine hohe Kapazität an Gaskraftwerken und weiteren schwarzstartfähigen Kraftwerken am Netz sein, sodass das grundlegende Prinzip eines zentral vom Übertragungsnetzbetreiber geregelten Netzwiederaufbaus weiterhin Anwendung finden kann. Parallel wird an dezentralen Konzepten geforscht, den Wiederaufbau aus den Verteilnetzen heraus zu ermöglichen. Auch zukünftige HGÜ-Trassen können den Wiederaufbau erleichtern, wenn sie spannungsführende Nachbarnetze mit dem betroffenen Netz verbinden. Entsprechende Vorhaben werden bereits von Übertragungsnetzbetreibern geprüft (dena 2020).

Darüber hinaus muss auch der Transport des Stroms zu jeder Zeit gewährleistet werden. Dies ist die Aufgabe des **Engpassmanagements**. Hierfür stehen dem Netzbetreiber verschiedene Maßnahmen zur Verfügung, wie zum Beispiel das Drosseln von Kraftwerken vor einem überlasteten Netzelement und das parallele Hochfahren von Kraftwerken hinter dem Netzelement. In Summe bleibt die Erzeugung somit gleich. Genannt wird dieser Vorgang Redispatch. Ein ähnlicher Effekt kann durch den gezielten Stromkauf/-verkauf an der Strombörse erreicht werden – dem sogenannten Countertrading. Ebenso kann mittels des Einspeisemanagements die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen abgeregelt werden. Auch eine aktive Beeinflussung des Lastflusses, z. B. durch den Einsatz von Phasenschiebertransformatoren oder einer Änderung der Netztopologie (z. B.: zeitweise Abschaltung einer Leitung), ist möglich. Durch eine zunehmend dezentrale, erneuerbare Erzeugung im Verteilnetz sowie flexible Verbraucher wird die Betriebsführung eine komplexere Aufgabe als zuvor. Systemdienstleistungen werden zunehmend im Verteilnetz erbracht und die Netznutzung wird stetig optimiert. Durch den Einsatz komplexer Mess- und Regelungssysteme, den Aufbau von Kommunikationskonzepten zwischen Verteil- und Übertragungsnetz und eine fortschreitende Digitalisierung und Automatisierung bleibt auch diese neue Komplexität beherrschbar.

4 Versorgungssicherheit gewährleisten: Systemische Maßnahmen

Langfristige Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt im Zuge der Energiewende kann gewährleistet werden, wie die Analysen der Szenarien in Kapitel 3 aufzeigen. Allerdings setzt dies auch Veränderungen voraus, welche in Zukunft umgesetzt werden müssten. Zum einen betrifft dies den Aufbau regelbarer Kraftwerksleistung, zum anderen auf der Flexibilisierung der Nachfrage.

In den KNDE-Szenarien werden auch langfristig über 70 GW an regelbarer Kraftwerksleistung benötigt. Durch den Ausstieg aus der Nutzung der Atomenergie in Deutschland bis 2022 und der schrittweisen Reduktion der Kohleverstromung sinkt die vorhandene gesicherte Kraftwerksleistung in den nächsten Jahren deutlich. Es muss daher sichergestellt werden, dass auch zukünftig genügend gesicherte Leistung vorhanden ist.

Die Flexibilisierung des Stromsystems kann ferner nur funktionieren, wenn zukünftige Verbrauchseinheiten auch flexibel auf dem Strommarkt agieren können. Der Aufbau von Wärmepumpen, Elektroautos und Elektrolyseuren begünstigt die Versorgungssicherheit in einem erneuerbaren Stromsystem nur, wenn hier genügen Anreize bestehen, die Stromnachfrage zeitlich flexibel schieben zu können und von den inhärenten technologischen Möglichkeiten Gebrauch zu machen.

In diesem Kapitel wird die Frage beleuchtet, ob das derzeitige Marktdesign genügend Anreize setzt, um diese Veränderungen zu gewährleisten. Das Marktdesign wurde in einem langjährigen Prozess unter Einbezug der Marktakteure seit der Veröffentlichung des Grünbuches durch das BMWi im Jahr 2014 angestoßen. Die Konsultation über Grün- und Weißbuch, in derer insbesondere die Vor- und Nachteile eines Kapazitätsmarktes gegenüber eines Energy-Only-Marktes diskutiert wurden, kulminierte 2016 in dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, welches dem „Strommarkt 2.0“ als einen Energy-Only-Markt mit flankierenden Maßnahmen einen regulatorischen Rahmen gab.

In diesem Kapitel werden wir unter 4.1 die Marktregeln des Strommarkt 2.0 erläutern. Abschnitt 4.2 beleuchtet die Argumentationen der langfristigen Versorgungssicherheit in einem Energy-Only-Markt. In Abschnitt 4.3 geben wir daraus folgende Empfehlungen bezüglich der Regulatorik, um langfristige Versorgungssicherheit in einem transformierten Stromsystem zu gewährleisten.

4.1 Marktregeln des Strommarkts 2.0

Beim *Energy Only Markt* (EOM) wird - im Gegensatz zu einem Kapazitätsmarkt – nur die produzierte Energiemenge vergütet. Bei einem Kapazitätsmarkt erhalten Stromerzeuger Zahlungen für das Vorhalten von Erzeugungsleistung. Ein EOM ist mit geringen direkten staatlichen Eingriffen in die Kraftwerksleistung verbunden, was – insofern eine Marktlösung die Versorgung von Strom langfristig sicherstellt - eine effiziente Allokation begünstigt. Der Strommarkt 2.0 ist ein EOM, dessen Wirkungsweise auf drei grundlegenden Marktregeln basiert. Dies sind das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem, der Regelleistungsmarkt sowie die Kapazitätsreserve.

Das Bilanzkreissystem ist ein System kleiner Abrechnungseinheiten, um Stromhandel und -versorgung auf der Ebene der Marktteilnehmer nachvollziehbar zu machen. Jeder Erzeuger und Verbraucher ist in einem Bilanzkreis erfasst. Ein Bilanzkreis kann beispielsweise die Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers oder die Erzeugung und Nachfrage eines Energieversorgers umfassen. Der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist verpflichtet, im Rahmen der Fahrplananmeldung für den jeweiligen Folgetag in viertelstündiger Aufteilung seine Einspeisung in das oder seine Entnahme aus dem Netz sowie den Stromaustausch mit anderen Bilanzkreisen anzumelden. Halten sich Marktteilnehmer nicht an die von ihnen eingereichten Fahrpläne, müssen die Abweichungen im Stromentnahme- und -einspeisungssaldo ausgeglichen werden. Die Kosten dieses Eingriffes werden den verursachenden BKV im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems in Rechnung gestellt.

Um Abweichungen der Fahrpläne ausgleichen zu können, wird von den ÜNB zentral Regelleistung über ein Ausschreibungssystem beschafft. Dabei wird zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Negative Regelleistung liefern beispielsweise zusätzliche Stromverbraucher, die bei einem Leistungsüberschuss dem Netz kurzfristig Strom entziehen. Positive Regelleistung kann bei einem Leistungsdefizit dem Netz kurzfristig Strom zur Verfügung stellen.

Die zentrale Aufgabe des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems ist es, einen für die Frequenzhaltung notwendigen Ausgleich zwischen Entnahme und Einspeisung anzureizen, indem der Preis für die zu zahlende Ausgleichsenergie (der „regelzonenübergreifenden Bilanzausgleichsenergiepreis“, kurz: reBap) deutlich über dem Börsenpreis für Strom liegt. Die hohen Kosten für Ausgleichsenergie verhindern, dass Akteure sich in Knappheitssituation mit hohen Preisen auf dem Großhandelsmarkt auf den Ausgleich durch die ÜNB mittels Regelleistung verlassen. Der Ausgleich der Bilanzkreise soll damit über den Spotmarkt erzielt werden. Das Prinzip der Bilanzkreistreue wurde nach Einführung des Ausgleichsenergiesystems durch Beschlüsse der Bnetza seit 2010 kontinuierlich verstärkt. Im Jahre 2012 wurden die Börsenpreiskoppelung und die sogenannte Knappheitskomponente eingeführt, welche jeweils die Kosten der Ausgleichsenergie erhöhen und den Anreiz zur Bilanzkreistreue verstärken (Bnetza 2012). Nach unausgeglichenen Bilanzkreisen im Juni 2019 wurden die Regelungen erneut verändert, um eine noch stärkere Bilanzkreistreue zu erwirken (Bnetza 2019).

Der dritte wesentliche Bestandteil des Strommarkts 2.0 ist die Kapazitätsreserve. Die Kapazitätsreserve wird laut EnWG § 13 von den ÜNB kontrahiert, und bildet eine Sicherheitsreserve an regelbarer Erzeugungsleistung in letzter Instanz, sollte die Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt nicht gewährleistet werden können. Die Anlagen in der Kapazitätsreserve werden alle zwei Jahre von den ÜNB in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt. Anlagen in der Kapazitätsreserve können nicht am Strommarkt teilnehmen (Vermarktungsverbot) und müssen endgültig stillgelegt werden, wenn diese nicht mehr in der Kapazitätsreserve enthalten sind (Rückkehrverbot).

i

Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises (AEP)

Durch verschiedene Beschlüsse zur Bestimmung des AEP (allgemeine Form des reBAP), hat sich seine Berechnung seit 2012 stetig weiterentwickelt. Zum besseren Verständnis wird die Berechnung des AEP im Folgenden in mehrere Schritte unterteilt, welche sich an den Beschlüssen orientieren, aber nicht zwingend in derselben Reihenfolge beschlossen wurden. Entsprechende Indizes geben Orientierung.

Der **AEP₁** wird für den deutschen Netzregelverbund (NRV) für jede Viertelstunde des Jahres bestimmt, indem die Summe der aufgewendeten Geldmittel für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie durch den Saldo der bereitgestellten Energiemenge dividiert wird.

$$AEP_1 = \frac{\sum \text{Kosten}_{NRV} - \sum \text{Erlöse}_{NRV}}{\text{Saldo}_{NRV}} \frac{[\text{€}]}{[\text{MWh}]}$$

Sowohl der finanzielle Saldo als auch der Saldo der Energiemenge (Unterdeckung/Überdeckung der Summe der Bilanzkreise) können positive und negative Werte annehmen, sodass dies auch für den AEP gilt. Der AEP gilt für alle Bilanzkreise, unabhängig davon, ob der Bilanzkreis selbst unter- oder übergedeckt ist. Die Richtung der Ausgleichszahlungen hängt vom Saldo der einzelnen Bilanzkreise und dem Vorzeichen des AEP ab. So zahlt beispielsweise der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an den BKV, wenn der AEP positiv ist und der entsprechende Bilanzkreis überdeckt ist. Bei Unterdeckung des Bilanzkreises und einem positiven AEP erhielte der ÜNB die Zahlung vom BKV.

Kommt es innerhalb einer Viertelstunde zu Ungleichgewichten mit wechselnden Vorzeichen, ist es möglich, dass sich die Ausgleichsströme weitgehend ausgleichen und in der Folge ein sehr geringes Energiesaldo (Saldo_{NRV}) entsteht. Durch den kleinen Wert im Nenner entstünden extreme Ausgleichsenergiepreise. Um diesen Effekt zu verhindern, wird der **AEP₂** begrenzt auf den höchsten Absolutwert aller Arbeitspreise der aktivierten Regelleistung.

Der **AEP₂₀** wurde im Rahmen einer Abstimmung einer Branchenlösung zusätzlich gekappt und für NRV-Salden zwischen |125| MW und |500| MW durch Einführung einer linear ansteigenden/abfallenden Begrenzungsfunktion in Abhängigkeit vom NRV-Saldo weiter begrenzt. Die letzte Begrenzung des **AEP₂₀** erfolgt auf den Wert des Strompreises am Intraday Strommarkt zur betreffenden Stunde mit einem Aufschlag oder Abschlag von zwischen 100 €/MWh und 250 €/MWh.

Eine weitere Börsenpreiskopplung entsteht bei der Bildung des **AEP₃**. Hierzu wird zunächst ein Preisindex ID AEP gebildet. Es werden alle Handelsgeschäfte des Viertelstundenproduktes und Stundenproduktes betrachtet und (mit einigen Nebenbedingungen) ein mengengewichteter Durchschnittspreis gebildet. Anschließend wird zwischen **AEP₃** und dem gebildeten Durchschnittspreis ein Mindestabstand von 25 % bzw. mindestens 10 €/MWh hergestellt, um Anreize zur Bilanzkreistreue zu setzen.

Werden mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung abgerufen, wird die sogenannte Knappheitskomponente aktiviert. In Abhängigkeit vom Vorzeichen des bereits in **AEP₁** eingeführten Energiesaldos (Saldo_{NRV}) wird ein Zuschlag oder ein Abschlag auf den AEP angewendet und so der **AEP₄** gebildet. Bei Unterspeisung des NRV, wird der AEP um 50 %, bzw. mindestens 100 €/MWh angehoben. Bei Überspeisung sinkt er um die gleiche Menge. So werden Bilanzkreise, die den NRV-Saldo ausgleichen, zusätzlich finanziell begünstigt.

Rundet man den so bestimmten **AEP₄** auf zwei Nachkommastellen, erhält man den heute gültigen **reBAP** [ÜNB 2020a].

Durch die Preisanpassungen in den Schritten 2 bis 4, entstehen Differenzen zwischen den Kosten und Erlösen in der Gesamtbilanz. Der resultierende Betrag wird in der Bestimmung der Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Weiterhin kann es durch Fehlerkorrekturen nach Veröffentlichung des reBAPs zu Bilanzfehlern kommen. Diese werden im reBAP des Folgemonats verrechnet.

4.2 Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0

Die langfristige Versorgungssicherheit in den KNDE-Szenarien beruht im wesentlichen auf dem Aufbau regelbarer Kraftwerksleistung und Stromspeichern sowie der Flexibilisierung der Nachfrage. Die jüngsten Ereignisse in Texas vom Februar 2021 (siehe Hogan, 2021) haben gezeigt, dass das reine Vorhandensein gesicherter, regelbarer Kraftwerksleistung keine ausreichende Bedingung für eine sichere Stromversorgung darstellt. Vermeintlich sichere Kraftwerksleistung muss auch in Notsituationen verlässlich mit Brennstoffen versorgt und eingesetzt werden können. In der notwendigen Analyse widmen wir uns jedoch dem Aufbau von regelbarer Kraftwerksleistung als notwendige Bedingung.

Bezüglich des Aufbaus regelbarer Kraftwerksleistung gibt es seit einigen Jahren die Diskussion, ob der Energy-Only-Markt, wie oben beschrieben, genügend Refinanzierungsmöglichkeiten für die nötigen Investitionen bietet und somit ein Marktdesign ist, was die langfristige Versorgungssicherheit gewährleistet. Im Gegensatz zu einem EOM, in dem der erzeugte Strom vermarktet wird, steht im Prinzip die Möglichkeit des Kapazitätsmarktes gegenüber. In dem Marktdesign eines Kapazitätsmarktes würde so ebenfalls die Bereitstellung von Kapazität vergütet.

Viele Studien wie auch Entscheidungen der EU-Kommission sowie die Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) haben aufgezeigt, dass ein Kapazitätsmarkt mit hohem regulatorischem Eingriff sowie hohen Mehrkosten verbunden ist (siehe r2b 2016 und ACER 2020). Dagegen kann gezeigt werden, dass der derzeitige Markt unter dem Aspekt des „peak load pricing“ zusammen mit dem Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem Anreize zur Flexibilisierung der Nachfrage setzt.

4.2.1 Refinanzierungsmöglichkeiten von Investitionen in Stromerzeugungsanlagen

Bisher konnten regelbare Kraftwerke sich typischerweise entweder mit geringen Grenzkosten in der Grundlast finanzieren oder mit hohen Grenzkosten in hinreichend genügend Stunden der Spitzenlast. Durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen wird die Anzahl der Einsatzstunden, in denen regelbare Kraftwerke benötigt werden, geringer. Dies bedeutet, dass die Kraftwerke sich in weniger Stunden refinanzieren müssen.

Die Theorie des „peak load pricing“ besagt, dass es ausreichen kann, mit so geringen Auslastungen wie 1-2 % der Stunden des Jahres bei Preisen von 500 €/MWh eine Refinanzierung von Kraftwerkskapazitäten zu ermöglichen. Tabelle 2 zeigt Kalkulationsbeispiele zur Finanzierung von Gasturbinenkraftwerken bei unterschiedlichen Amortisationszeiten auf. Die Annuitätskosten

betragen je nach Amortisationszeit 60 bis 135 €/kW. Je nach Höhe des Großhandelspreises für Strom wären dabei 20 bis 270 Einsatzstunden pro Jahr notwendig, um die Annuitätskosten zu decken und ein Kraftwerk zu finanzieren.

Tabelle 2: Annahmen zur Finanzierung von Gasturbinen über ‚peak load pricing‘

Annuitätskosten in Abhängigkeit der Amortisationszeit				
Amortisationszeit	Jahre	20	10	5
Annuierte Kapitalkosten (500 EUR/kW, 8%)	EUR/kW/a	50	75	125
Fixe Betriebskosten	EUR/kW/a	10	10	10
Summe	EUR/kW/a	60	85	135
Erforderliche Anzahl der Stunden am Großhandelsmarkt mit Preisen von:				
z.B. 3000 EUR/MWh ₂₀₂₀ *	h	20	30	45
z.B. 500 EUR/MWh ₂₀₂₀ *	h	120	170	270

* Zzgl. Grenzkosten Gasturbine von rund 120 EUR/MWh₂₀₂₀. Annahme: Erdgas Grenzübergangspreis 25 EUR/MWh Ho, 40 EUR/t CO₂)

Quelle: Eigene Berechnung Prognos

Durch das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem besteht auf dem Strommarkt für Marktteilnehmer der Anreiz, genügend Kapazität bereit zu stellen. Auch das Sicherheitsnetz der Kapazitätsreserve wirkt Kostenseitig als Anreiz, genügend Leistung vorzuhalten. Bei einer Aktivierung der sich in der Kapazitätsreserve befindlichen Kraftwerke wäre andernfalls von dem für die Aktivierung verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen 20.000 €/MWh zu zahlen (BMWi 2018). Damit haben Lieferanten, einen starken Anreiz, ihre Lieferverpflichtungen über Termingeschäfte und ähnliche Vereinbarungen langfristig abzusichern. In diesem Rahmen kann es auch unter einem Marktdesign des EOM zu Zahlungsströmen von Marktteilnehmern mit kapazitativen Komponenten zur Absicherung von Investition kommen.

Bei der Investition in Kraftwerke bestehen allerdings Risiken. Administrative Preisobergrenzen auf dem Strommarkt können zu unzureichender Kapazität führen, da Kraftwerksbetreiber in den wenigen Einsatzstunden keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können, die hoch genug wären, um die Kraftwerke zu refinanzieren. In der Literatur wird dieses Problem als „Missing Money“-Problem beschrieben. Preisobergrenzen können insgesamt von der Regulierungsbehörde eingeführt werden, da solche Preisspitzen mitunter auf Marktmissbrauch hinweisen können. Die Preisobergrenze an der Leipziger Strombörse EEX beträgt momentan 3.000 €/MWh. Um dem entgegenzuwirken und Marktteilnehmern eine langfristige Planungssicherheit auch über die Finanzierung regelbarer Kraftwerke bei weniger Einsatzstunden im Jahr zu ermöglichen, sollte die Regulierungsbehörde klare und transparente Kriterien für das Eingreifen in die Preisbildung aufstellen. Einen Leitfaden für die Zulässigkeit von Preisspitzen hat das Bundeskartellamt 2019 herausgegeben (BkartA 2019). Das Bundeskartellamt unterstreicht dabei die Zulässigkeit von wettbewerblich gebildeten Preisspitzen oberhalb der spezifischen Grenzkosten zur Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken. Missbrauch und Kapazitätszurückhaltung müssen von dieser Situation klar gesondert betrachtet werden und bleiben verboten.

Ferner sind auch die Erwartungen von Marktteilnehmern hinsichtlich des Marktdesigns ein Risiko für die Bereitstellung hinreichender Kapazität. Wenn Marktteilnehmer den Eingriff der Regulierungsbehörde sowie eine Veränderung des Marktdesigns unter politischem Druck erwarten, könnten Investitionen strategisch zurückgehalten werden, da der Eingriff in das Marktdesign und eine wirtschaftlich bessere Situation bei der Vergütung von Leistung erwartet wird. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes verringert das Risiko von ungenügender Leistung, ist aber durch den regulatorischen Eingriff deutlich ineffizienter. Wie ACER in dem Monitoringbericht zu Europäischen Strom- und Gasmärkten schreibt, sollte ein Kapazitätsmarkt nur bei ersichtlichen Versorgungsengpässen in Erwägung gezogen werden. Alles in allem muss die Regulierungsbehörde Erwartung bezüglich politischen Drucks gut genug zerstreuen, um Marktteilnehmern nicht die Möglichkeit zu geben, strategisch zu handeln, um auf eine Veränderung des Marktdesigns hinzuwirken.

Alles in allem ist genügend Voraussicht zur Bewertung der Lage notwendig. Bei einem langsamen Auftreten von Knappheitspreisen haben Marktteilnehmer genügend Vorlauf, um sich an die neue Situation anzupassen und in Kraftwerke und verbrauchseitige Flexibilitätsmaßnahmen zu investieren. Bei schnell und mengenmäßig deutlich auftretenden Knappheitspreisen wird es Akteure geben, die davon stark profitieren und andere, die deutliche höhere Kosten haben.

Im Energiewirtschaftsgesetz festgelegte Regelungen, wie die zweijährige Bewertung der Versorgungssicherheit und die Kapazitätsreserve, können in einem EOM-Markt als vorrausschauende Elemente bzw. entspannende Elemente funktionieren. Bei zu schnellem Auftauchen von Unterdeckung kann der Druck auf Politik und Regulierungsbehörde steigen, in den Markt einzugreifen.

4.2.2 Flexibilisierung des Stromverbrauchs

Neben der Möglichkeit, erzeugungsseitig regelbare Kraftwerke bereit zu stellen, ist auch die Flexibilisierung des Stromverbrauchs eine notwendige Komponente zukünftiger Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt. Neue, flexible Verbraucher können in unterschiedlicher Flexibilität mehrere Gigawatt Stromnachfrage zeitlich verschieben, so dass die Versorgungssicherheit erhöht wird, wie in Kapitel 3 gezeigt wurde. Neben finanziellen Anreizen muss auf der Verbrauchsseite vor allen Dingen ermöglicht werden, dass Verbraucher ein Preissignal wahrnehmen, anhand dessen sie ihren Verbrauch zeitlich anpassen können.

Während Elektrolyseure, Wärmepumpen und Elektromobilität durch Förderprogramme zwar ausgebaut werden, ist es notwendig, das volle Potenzial dieser Technologien für die Flexibilisierung der Nachfrage auch regulatorisch einzubinden. Dies gilt ebenso für die Flexibilisierung bereits bestehender Nachfrage und der weiteren Erschließung von Lastmanagement (Demand Response) in der Industrie. Die derzeitigen Netzentgelte beispielsweise sind zeitlich konstant, haben keine zeitliche Lenkungswirkung und hemmen die Flexibilisierung.

Auf Seiten des Stromverbrauchs ist es wichtig, klare Regelungen für den Umgang mit flexiblen Stromnachfrageelementen zu schaffen. Das 2021 vorgestellte, doch vom BMWi zurück gezogene, SteuVerG war zwar der Versuch einer solchen Regelung, der allerdings in seiner Ausgestaltung nicht zu einer Integration und Nutzung von erneuerbarem Strom durch flexible Verbraucher geführt hätte und demnach folgerichtig zurück gezogen wurde. . Möglichkeiten der flexiblen Bewirtschaftung der Nachfrage gibt es viele. Eine abschließende Bewertung der verschiedenen Maßnahmen kann in diesem Rahmen nicht vorgenommen werden und bräuchte zusätzlicher Analysen.

4.3 Empfehlungen

Eine langfristige Versorgungssicherheit unter dem heutigen Marktdesign scheint grundsätzlich gegeben zu sein. Um diese zu erreichen ist es notwendig, dass Politik und Regulierung ein klares Bekenntnis zum EOM machen und Transparenz über Eingriffe bei Knappheitssituationen herstellen, um nicht unter Zugzwang zu geraten.

Die Kapazitätsreserve ist ein sinnvolles Instrument, um mögliche Veränderungen und Knappheiten zu entschleunigen und damit Investitionen einzuleiten. Das Bilanzkreis- und Ausgleichenergiesystem ermöglicht das genaue Zuschreiben unzureichender Leistung auf einzelne Marktteilnehmer und erhöht den finanziellen Anreiz, marktgetrieben genügend Leistung bereit zu stellen.

Nachfrageseitig müssen Knappheitssignale an Endkunden weitergegeben werden, um somit das private Nutzenkalkül auf die Gesamtsituation anzupassen und den Verbrauchseinheiten zu ermöglichen, sich systementlastend und flexibel zu verhalten. Ein Baustein dabei könnten zeitvariable Tarife sein, auch kleinere private und gewerbliche Verbraucher. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten das entsprechend unterstützen. Zukünftig sollten auch die Netzentgelte die Knappheit der Netzsituation abbilden, um bei dieser bedeutenden Preiskomponente einen Anreiz zum zeitlich optimierten Verbrauch zu schaffen.

5 Fazit

Die Szenarien von KNDE weisen bis 2030 und darüber hinaus eine hohe Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt auf. Dies geht zum einen aus den Strommarktmodellierungen von Prognos AG hervor. Zum anderen geht dies ebenfalls aus einem Vergleich der Eingangsparameter mit der detaillierten Untersuchung von r2b et al (2019) hinsichtlich der Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt hervor. Die Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt wird bei einem ambitionierten Energiewende-Szenario insbesondere durch eine Flexibilisierung der Nachfrage über neue Stromverbraucher, das hohe Maß an europäischen Austauschkapazitäten sowie durch den Aufbau regelbarer Kraftwerksleistung ermöglicht.

Das heutige Marktdesign als Energy-Only-Markt ist aufgrund seiner Elemente des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems, der Regelenergie sowie der Kapazitätsreserve prinzipiell geeignet, um den Aufbau von regelbarer Kraftwerksleistung in der langen Frist anzureizen. Zwar sind Kapazitätsmechanismen mit weniger Risiko verbunden, was die Höhe der Leistung anbelangt. Sie sind jedoch mit hohem regulatorischem Eingriff und hohen Kosten verbunden, und sollten nur bei Marktversagen eingesetzt werden. Insbesondere die Stärkung der Bilanzkreistreue und die hohen Kosten bei unzureichender Investition in regelbare Leistung durch die Marktteilnehmer über das Ausgleichsenergiesystem sowie der Kapazitätsreserve stellen im Rahmen des Strommarkts 2.0 einen hohen Anreiz zu Investitionen in regelbare Kraftwerke dar.

Literaturverzeichnis

ACER 2014	Annual report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and NaturalGas Markets in 2013, ACER, 2014
ACER 2020	Annual report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and NaturalGas Markets in 2019, https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/Electricity-wholesale-markets-continue-to-integrate-in-the-EU-but-cross-border-capacity-is-limited.aspx
Amprion 2017	Amprion präqualifiziert erste Windparks für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt, Pressemitteilung, https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_11264.html
Amprion 2019	Amprion nimmt rotierenden Phasenschieber in Illingen in Betrieb, Pressemitteilung, https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_22145.html , 2019
BnetzA 2019	Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212_217_218/BK6-19-212_217_218_Aktuelles.html
BMWi 2014b	Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach §51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (as at July 2014), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014
BMWi 2018	EU-Kommission genehmigt Reserve zur Absicherung des Strommarktes. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2018/20180207-eu-kommission-genehmigt-reserve-zur-absicherung-des-strommarktes.html
BMWi 2019	Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019
BMWi 2020	Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung

	mit Elektrizität, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020
Consentec 2021	Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Kurzgutachten im Auftrag von Oesterreichs Energie, 2021
dena 2020	Systemsicherheit 2050: Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem, 2020
Der Spiegel 2021	Deutschland nutzt Norwegen jetzt als Batterie. https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/erneuerbare-energien-strom-seekabel-nordlink-nach-norwegen-geht-in-betrieb-a-cc67854a-733d-42c9-9d65-1dbd78fcd84
EI 2016	Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke, Elektrotechnik & Informationstechnik, 2016, DOI 10.1007/s00502-016-0445-3
Energie 2020	Amprion und Siemens entwickeln gemeinsam neue Technologie zur Spannungshaltung im Stromnetz, Energie-Blog, 2020
ENTSOE 2020	Mid-Term Adequacy Forecast 2020, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020
Hogan 2021	Real-life drama: lessons for Europe from a Texas tragedy. https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/real-life-drama-lessons-for-europe-from-a-texas-tragedy/
Prognos 2012	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050, commissioned by the Bundesamt für Energie, 2012
Prognos et al. 2020	Klimaneutrales Deutschland, Agora Energiewende, 2020
r2b et al., 2019	Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Projekt Nr. 047/16.
r2b 2016	Ein Strommarktdesign zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele. https://www.r2b-energy.com/uploads/media/05_2016_ein_strommarktdesign_der_zukunft_01.pdf
RL 2020	Präqualifizierte Leistung in Deutschland, Übertragungsnetzbetreiber, 2020, https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity
IWES et al. 2017	Regelleistung durch Wind- und Photovoltaikpark, Auftraggeber BMWi,
Kombi 2013	Kombikraftwerk2, Auftraggeber BMU, 2013

ÜNB 2018	Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, Übertragungsnetzbetreiber, 2018
ÜNB 2019	Netzentwicklungsplan 2030 (2019), Bundesnetzagentur, 2019
ÜNB 2020	Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018 – 2022, Übertragungsnetzbetreiber, 2020
ÜNB 2020a	Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP), Übertragungsnetzbetreiber, gültig ab 01.07.2020
ÜNB 2021	Netzentwicklungsplan 2035 (2021), Bundesnetzagentur, 2020

Impressum

Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt
Bewertung der Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2030 der Szenarien KN2050 und KN2045
aus der Studie
„Klimaneutrales Deutschland“

Herausgeber

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon: +49 30 52 00 59-210
Fax: +49 30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_aG

Autoren

Elias Althoff
Hanno Falkenberg
Aurel Wunsch
Marco Wunsch
Inka Ziegenhagen

Kontakt

Hanno Falkenberg (Projektleitung)
Telefon: +49 30 52 00 59-284
E-Mail: hanno.falkenberg@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis(e):

Stand: April 2021
Copyright: 2021, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG (2021): Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt