

Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0

Im Auftrag des Zukunft Erdgas e.V.

Köln, Februar 2020

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber durch eine institutionelle Förderung des Landes Nordrhein-Westfalen finanziert.

AUTOREN

Dr. Simon Schulte
David Schlund
Amelie Sitzmann

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
Executive Summary	7
1 Motivation und Hintergrund	9
2 Status-quo und Entwicklung des Strommarktes 2.0	11
2.1 Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland	11
2.2 Herausforderungen an die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0	17
2.2.1 Marktmacht und regulatorische Preisobergrenzen	18
2.2.2 Preiselastizität der Nachfrage	19
2.2.3 Versorgungssicherheit im politischen und gesellschaftlichen Kontext	21
2.2.4 Geografische Dimensionen	24
2.3 Quantitative Ergebnisse zu zukünftigen Entwicklungen des Strommarktes in Deutschland	27
3 Konzepte für den langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit	35
3.1 Maßnahmen zur Stärkung des Strommarkts 2.0	36
3.2 Überblick alternativer Kapazitätsmechanismen	39
3.2.1 Strategische Reserve	41
3.2.2 Umfassender zentraler Kapazitätsmechanismus / Versorgungssicherheitsverträge	42
3.2.3 Fokussierter zentraler Mechanismus/ selektiver Mechanismus	45
3.2.4 Dezentraler Kapazitätsmechanismus / Kapazitätsverpflichtungen	46
3.2.5 Kapazitätzahlungen	48
4 Zusammenfassung	49
Literaturverzeichnis	51

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1 Schematische Darstellung der Preisbildung am Energy-Only-Markt.....	12
Abbildung 2 Schematische Darstellung der Preisbildung in Knappheitssituationen.....	12
Abbildung 3 Schematische Darstellung der Preisbildung mit Preisobergrenze	18
Abbildung 4 Schematische Darstellung der Preisbildung mit unelastischer Nachfrage	20
Abbildung 5 Vergleich der angenommenen Entwicklung von Jahreshöchstlast und Stromnachfrage.....	30
Abbildung 6 Vergleich der Ergebnisse zur Installierten Leistung	32
Abbildung 7 Einfluss der Variation maximaler Importkapazitäten auf die gesicherte Leistung	33
Abbildung 8 Mögliche Maßnahmen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit	35
Abbildung 9 Geplante und implementierte Kapazitätsmechanismen in Europa.....	40

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AbLaV	Verordnung über Abschaltbare Lasten
BMWi	Bundeministerium für Wirtschaft und Technologie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
KapResV	Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WSBK	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

EXECUTIVE SUMMARY

Die Grundlage des aktuellen Strommarktdesigns in Deutschland stellt der wettbewerbliche Handel von Strom auf Grundlage eines Energy-Only Marktes dar. Für die Preisbildung am Energy-Only-Markt sind jeweils die kurzfristigen variablen Kosten der Erzeugungseinheiten relevant, während Knappheiten auf der Erzeugungsseite in Form von Preisspitzen signalisiert werden. Diese sind wichtig, damit auch Spitzenlastkraftwerke ihre Kapitalkosten finanzieren können und um Investitionen in neue Kapazitäten anzureizen.

Im Rahmen der Energiewende wurde hinsichtlich der Erzeugungsstruktur zunächst der Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in den Vordergrund gestellt. Durch den Einspeisevorrang der EE-Erzeugung und deren Grenzkosten nahe Null, verringert sich der Anteil der Nachfrage, der auf die übrigen Erzeugungseinheiten entfällt. Dies führte in den vergangenen Jahren insbesondere zur Stilllegung von Spitzenlastkraftwerken, als welche zumeist Gaskraftwerke eingesetzt werden. Neben dem EE-Ausbau hat die Bundesregierung zur Transformation des Energiesektors außerdem weitere Maßnahmen beschlossen, die zum Teil direkt den Anteil der konventionellen Erzeugung betreffen. Dazu zählt neben dem Kernenergieausstieg bis 2022, auch der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK) vorgeschlagene Plan zur Reduzierung der Stein- und Braunkohlekapazitäten.

Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Deckung der Nachfrage in jedem Zeitpunkt abzüglich der dargebotsabhängigen EE-Einspeisung sichergestellt werden. Für eine solche Absicherung eignen sich prinzipiell alle regelbaren Erzeugungstechnologien, wie beispielsweise Gaskraftwerke, aber auch Speichertechnologien und Flexibilitätsmaßnahmen auf der Nachfrageseite (Demand-Side-Management). Ziel ist die Deckung oder Absenkung der verbleibenden Lastspitze, weswegen die zur Absicherung zur Verfügung stehenden Technologien auch als „Back-up“-Kapazitäten bezeichnet werden. Auch bei steigenden Anteilen volatiler EE-Einspeisung, stehen diese bereit, um die Schwankungen der Last auszugleichen. Ihr Einsatz und damit auch ihre Finanzierungsmöglichkeiten können sich in einem Energy-Only-Markt mit einem hohen Anteil an EE-Einspeisung daher auf nur wenige Stunden im Jahr beschränken.

Aus theoretischer Perspektive stellt ein Energy-Only-Markt ausreichend Kapazität bereit, um ein angemessenes Niveau an Versorgungssicherheit und die entsprechende Vorhaltung von Back-up-Kapazitäten zu erreichen. Sind in der Praxis jedoch nicht alle an die Funktionsweise des Energy-Only-Markts gestellten Annahmen hinreichend erfüllt, kann dies zu einer Verzerrung der Marktsignale und -ergebnisse führen. Der Energy-Only-Markt wird daher in der praktischen Umsetzung vor verschiedene Herausforderungen gestellt. In diesem Zusammenhang werden sowohl die Auswirkungen potenzieller Marktmachtausübung und regulatorischer Preisobergrenzen diskutiert sowie die Notwendigkeit einer gewissen Reaktionsfähigkeit der Nachfrageseite in Spitzenlastsituationen.

Weiterhin stellen die Definition und die Vorhersagbarkeit eines Versorgungssicherheitsziels im politischen und gesellschaftlichen Kontext eine Herausforderung dar sowie der grenzüberschreitende Handel von Strom im EU-Binnenmarkt.

In der Praxis steht die Preisbildung am Energy-Only-Markt vor der Frage, ob künftig in Knappheitssituationen adäquate Investitionsanreize auftreten können. Daher wird basierend auf bestehenden Studienergebnissen ausgewertet, welche Anforderungen an die flexibel und steuerbar zur Verfügung stehenden Technologien geknüpft werden. Diese sind von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig. Darunter fallen die mögliche Entwicklung der Nachfrage sowie insbesondere die erwartbare Jahreshöchstlast. Gleichermaßen relevant ist die zu erwartende Entwicklung der Nachfrageflexibilität, die Frage, welche Technologien prinzipiell zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung stehen und in welchem Umfang diese zur gesicherten Leistung beitragen können. Hier gilt es, die Gleichzeitigkeitseffekte zwischen der EE-Einspeisung, der Jahreshöchstlast in Deutschland und der Verfügbarkeit von Interkonnektorkapazitäten zu berücksichtigen. Für Importe aus Nachbarländern ist dabei zusätzlich die Gleichzeitigkeit von Knappheitssituationen in Deutschland und seinen Nachbarländern zu beachten.

Die Sorge, dass der Energy-Only-Markt aufgrund von Marktverzerrungen nicht ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten kann, mündete in Deutschland im Jahr 2016 in der Einführung einer sogenannten Kapazitätsreserve. Die Bundesregierung entschied sich somit mit der Umsetzung des als Strommarkt 2.0 betitelten Reformansatzes gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes, in dem vorgehaltene Leistung explizit vergütet werden würde. Durch den Kernenergieausstieg, die Pläne für einen beschleunigten Kohleausstieg, die Einführung verschiedener Reserveinstrumente und aktuell kaum absehbarer Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten, ist seit Einführung des Strommarkt 2.0 vor allem ein Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten zu beobachten.

Während der aktuelle Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des BMWi dem Strommarkt ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit bescheinigt, erwägt die Monopolkommission die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Zudem spricht sich der Abschlussbericht der WSBK für die Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens aus. Auf Basis der aktuellen Studienlage bedarf es bezüglich der Entscheidung über die Einführung von zusätzlichen Kapazitätsmechanismen weiteren Untersuchungen hinsichtlich der Entwicklungen auf dem deutschen und den europäischen Strommärkten. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Verfügbarkeit steuerbarer Leistung als auch der Möglichkeiten zur Nutzung von Ausgleichseffekten. Dabei sind Eintrittswahrscheinlichkeiten und Ausgleichseffekte sowohl basierend auf historischen Daten als auch hinsichtlich deren verschiedener Entwicklungspfade in der Zukunft zu bestimmen. Inwiefern eine Änderung des Marktdesigns notwendig ist, gilt es daher auf die potenziellen Erzeugungs- und Nachfrageentwicklungen abzustimmen und gegenüber den in dieser Studie aufgezeigten Herausforderungen abzuwägen.

1 MOTIVATION UND HINTERGRUND

Die deutsche Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die nationalen Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55% und bis 2050 um 85-90% gegenüber 1990 zu verringern. Insbesondere im Stromsektor wurden bisher die größten Einsparungen verzeichnet und bis 2018 eine Emissionsminderung von 29% gegenüber 1990 erreicht. Für die kommenden Jahrzehnte sind weitere Maßnahmen notwendig, um die bis 2030 bzw. 2050 gesteckten Ziele zu erreichen. Im Rahmen der Energiewende wurde hinsichtlich der Erzeugungsstruktur zunächst vor allem der Ausbau von Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in den Vordergrund gestellt. Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in 2003 hat sich der Anteil der EE-Einspeisung, insbesondere aus Wind und Solar, deutlich erhöht und lag 2018 bei einem Anteil von 40% an der öffentlichen Nettostromerzeugung.¹

Im gegenwärtigen Marktdesign werden Erzeugungseinheiten am Großhandelsmarkt für erbrachte Arbeit vergütet. Dies entspricht dem theoretischen Ansatz eines Energy-Only-Marktes. Für die Preisbildung am Energy-Only-Markt sind jeweils die kurzfristigen variablen Kosten der Erzeugungseinheiten relevant. Durch den Einspeisevorrang der EE-Erzeugung und deren Grenzkosten nahe Null, verringert sich der Anteil der Nachfrage, der auf die konventionellen Kraftwerke entfällt. Aufgrund dieser geringeren Residuallast, sinkt die Anzahl der Stunden, in denen sich diese Erzeugungseinheiten in einem Energy-Only-Markt refinanzieren können. Dies gilt insbesondere für sogenannte Spitzenlastkraftwerke, als welche zumeist Gaskraftwerke eingesetzt werden und die nur in wenigen Stunden zur vollständigen Deckung der Nachfrage benötigt werden. Auf Seiten der konventionellen Erzeugungseinheiten entstanden dadurch in den letzten Jahren Überkapazitäten, weshalb insbesondere Spitzenlastkraftwerke stillgelegt wurden.

Außerdem hat die Bundesregierung zur Transformation des Energiesektors weitere Maßnahmen beschlossen, die zum Teil direkt den Anteil der konventionellen Erzeugung betreffen. Im Rahmen des in 2011 beschlossenen Kernenergieausstiegs werden bis 2022 die verbleibenden Kernkraftwerke stillgelegt. Dies bedeutet einen Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten um 9,5 GW für den Zeitraum zwischen 2019 und 2022. Zudem setzte die Bundesregierung im Juni 2018 die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK) ein, die einen schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung erarbeiten sollte. Im Januar 2019 legte die Kommission ihren Bericht vor, der eine Reduzierung der Stein- und Braunkohlekapazitäten auf 30 GW bis 2022 und auf 17 GW bis 2030 vorsieht. Dies bedeutet gegenüber Ende 2017 einen Rückgang um etwa 12,5 GW Kohlekapazitäten bis 2022.² Knappheiten auf der Erzeugungsseite, die eine Gefährdung der Versorgungssicherheit bedeuten können, spiegeln sich im Energy-Only-Markt typischerweise als Preisspitzen wider. Diese sind wichtig, damit auch die Spitzenlastkraftwerke ihre Kapitalkosten finanzieren können und um Investitionen in neue Erzeugungseinheiten anzureizen.

¹ Vgl. Fraunhofer (2019), S.20.

² Vgl. WSBK (2019), S. 62f.

Die Preissignale müssen außerdem die Volatilität der wetterabhängigen EE-Einspeisung widerspiegeln, so dass die Versorgungssicherheit durch Deckung der Residuallast zu jedem Zeitpunkt gewährleistet wird. Für eine solche Absicherung eignen sich prinzipiell alle steuerbaren Erzeugungstechnologien, wie beispielsweise flexible Gaskraftwerke, aber auch Speichertechnologien und Flexibilitätsmaßnahmen auf der Nachfrageseite (Demand-Side-Management). Im Vordergrund steht die Absenkung der verbleibenden Residuallast, daher werden die zur Absicherung zur Verfügung stehenden Technologien auch als „Back-up“-Kapazitäten bezeichnet. Diese dienen dazu, auch bei steigenden Anteilen volatiler EE-Einspeisung die systematischen und vorhersagbaren Schwankungen der Residuallast auszugleichen.³

Durch den Kernenergieausstieg, die Pläne für einen beschleunigten Kohleausstieg, die Einführung verschiedener Reserveinstrumente und aktuell kaum absehbarer Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten, ist seit Einführung des Strommarkt 2.0 allerdings vor allem ein Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten zu beobachten. Grundsätzlich sollte der Energy-Only-Markt in der Lage sein daraus entstehende Knappheiten zu signalisieren und Investitionen anzureizen. In der praktischen Umsetzung steht der Energy-Only-Markt jedoch vor Herausforderungen, die zu Marktverzerrungen führen können. Daher empfiehlt beispielsweise der WSBK-Bericht als eine Maßnahme zur Umsetzung des beschleunigten Kohleausstiegs die frühzeitige „Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens“, um Investitionsanreize und damit die Versorgungssicherheit sicherzustellen.⁴

Diese Studie hat daher zum Ziel, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Status-quo sowie die durch den beschleunigten Kohleausstieg erwartbaren Effekte auf die Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in Deutschland zu diskutieren. In Kapitel 2.1 werden daher zunächst die derzeitigen Rahmenbedingungen des Strommarkts 2.0 dargestellt. Kapitel 2.2 diskutiert die Gewährleistung langfristiger Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt und zeigt die zentralen Herausforderungen hinsichtlich des Erhalts und der Vorhaltung ausreichender Kapazitäten auf. Um die durch den Kohleausstieg veränderten Rahmenbedingungen abzuschätzen, werden in Kapitel 2.3 außerdem quantitative Simulationsergebnisse zur Entwicklung der zukünftigen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur analysiert. Anschließend gibt Kapitel 3 einen Überblick über Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarkt 2.0 sowie über die möglichen Maßnahmen, die als Alternativen zum jetzigen Marktdesign diskutiert werden können.

³ Vgl. EWI (2012); IZES (2016).

⁴ Vgl. WSBK (2019), S. 67.

2 STATUS-QUO UND ENTWICKLUNG DES STROMMARKTES 2.0

Mit der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland in 1998 wurde ein einheitlicher Markt zum wettbewerblichen Handel von Strom auf Grundlage eines Energy-Only Marktes geschaffen. Die Folge war die Entflechtung der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Großhandel und Vertrieb, wohingegen die Stromübertragung und -verteilung regulierte natürliche Monopole verblieben. Die Rahmenbedingungen des deutschen Strommarktes haben sich seitdem kontinuierlich weiterentwickelt. Der Status-quo und aktuelle Herausforderungen, werden daher im Folgenden diskutiert und anhand quantitativer Studienergebnisse genauer betrachtet.

2.1 Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland

Das gegenwärtige Strommarktdesign basiert auf dem Grundprinzipien eines Energy-Only-Marktes. Dieser Sammelbegriff umfasst dabei alle Märkte, auf denen ausschließlich tatsächlich zu erbringende Stromlieferungen (Energienmengen) bis kurz vor ihrer physikalischen Lieferung gehandelt werden (siehe Infobox 1). Zurzeit fallen darunter im Wesentlichen der Terminmarkt (Futures-Markt), der Day-Ahead- (Spotmarkt) und der Intraday-Markt. Die Märkte unterscheiden sich vor allem in ihrer Vorlaufzeit, aber auch bezüglich der handelbaren Produkte. Dabei findet der Handel sowohl bilateral (over-the-counter) als auch in zunehmenden Maße an der Strombörse statt. Insbesondere die sich am Day-Ahead-Markt der Strombörse einstellenden Mengen und Preise gelten mittlerweile als Referenzwert und als Indikator für Entwicklungen des deutschen Strommarkts.

INFOBOX 1: THEORRETISCHE FUNKTIONSWEISE DES ENERGY-ONLY MARKTES

Der Handel am Energy-Only-Markt basiert grundsätzlich auf dem ökonomischen Rational des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage. Für die jeweiligen handelbaren Produkte können Gebote bestehend aus einer oder mehreren Preis-Mengen-Angaben Kombinationen abgegeben werden. Der Markträumungspreis („market clearing price“) wird anhand des Schnittpunkts der nach Preisen sortierten Angebots- und Nachfragefunktion bestimmt. In diesem Fall handelt es sich um eine Einheitspreisauktion, da alle bezuschlagten Angebote (links des Schnittpunkts) in Höhe des Gebots des letzten bezuschlagten Anbieters vergütet werden und alle bezuschlagten Nachfrager diesen einheitlichen Preis zahlen.

Abbildung 1 stellt eine vereinfachte Form der Angebots- und Nachfragefunktion dar. Theoretisch setzt sich die Angebotsseite des Marktes zusammen aus den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und ist sortiert nach den jeweiligen Grenzkosten (Merit Order). In den meisten Zeitpunkten bedeutet dies, dass sich der Gleichgewichtspreis entsprechend der variablen Erzeugungskosten der letzten bezuschlagten Erzeugungseinheit einstellt. Inframarginale Anbieter, deren Grenzkosten unter dem Markträumungspreis liegen, erwirtschaften positive Deckungsbeiträge. Dies ermöglicht in der langen Frist die Refinanzierung ihrer Vollkosten, die unter anderem die Investitionskosten beinhalten. Die Nachfragefunktion wiederum enthält die nach Größe sortierten Zahlungsbereitschaften der Stromverbraucher und kann durch eine mit steigendem Preis fallende Funktion dargestellt werden.

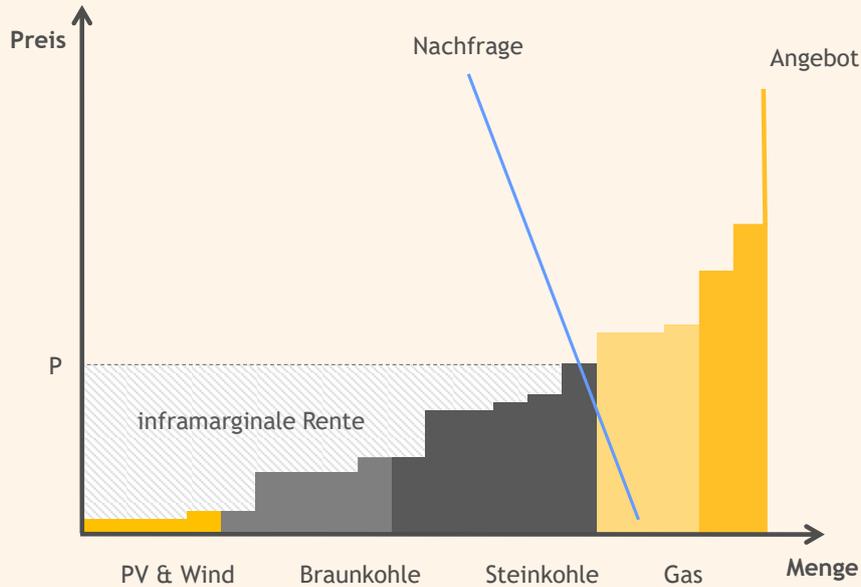


ABBILDUNG 1 SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER PREISBILDUNG AM ENERGY-ONLY-MAKRT

Quelle: Eigene Darstellung

Der Zusammenhang zwischen dem Markträumungspreis und den variablen Kosten der Erzeugungseinheiten besteht grundsätzlich in den Zeiten, in denen die gesamte Nachfrage nach Strom gedeckt werden kann. Als Knappheitssituation werden Zeitpunkte beschrieben, in denen alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten im Einsatz sind. Dies sind in der Regel Situationen mit einer sehr hohen Last (Spitzenlast), in denen zu einem Preis auf Höhe der Grenzkosten der letzten Einheit mehr Nachfrage besteht als Erzeugungseinheiten zur Verfügung stehen. Auch in solchen Situationen ist ein funktionierender Energy-Only-Markt grundsätzlich in der Lage ein Gleichgewicht herbeizuführen, indem sich Preisspitzen oberhalb der Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit einstellen (vgl. Abb. 2).

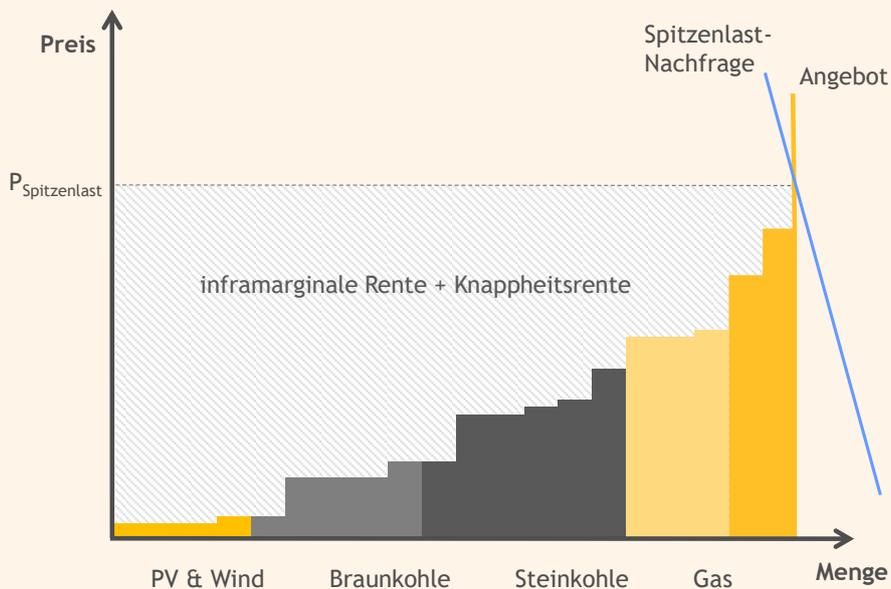


ABBILDUNG 2 SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER PREISBILDUNG IN KNAPPHEITSSITUATIONEN

Quelle: Eigene Darstellung

Diese Preisspitzen, auch Knappheitspreise genannt, werden nicht mehr durch die Grenzkosten der Erzeuger, sondern durch den Grenznutzen der Nachfrage determiniert und ermöglichen es auch der letzten Erzeugungseinheit positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Befindet sich der Markt an der Kapazitätsgrenze aller verfügbaren Einheiten, so kann der Preis theoretisch bis zum sogenannten Value of lost Load (VOLL) ansteigen; jenem Preis, den Verbraucher gerade noch für ihren Strombezug bezahlen würden bevor sie einen Stromausfall in Kauf nehmen. Ein Preis oberhalb der Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit entsteht also dadurch, dass sich die Stromverbraucher im Wettbewerb um die knappe Erzeugung so lange gegenseitig überbieten, bis einzelne Verbraucher ihren Konsum einstellen, statt einen noch höheren Preis zu bezahlen. So kann sich auch in Zeiten eines knappen Stromangebots ein effizientes Marktgleichgewicht einstellen.

Eine weitere zentrale Funktion von Knappheitspreisen ist die Signalwirkung der Preisspitzen in der langen Frist. Treten häufige bzw. ausreichend hohe Preisspitzen auf, signalisiert dies einen Investitionsbedarf. Durch diese Preissignale wird das optimale Niveau an Erzeugungseinheiten betrieben und neue Einheiten zugebaut, um die Deckung der Nachfrage in jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. In der Funktionsweise des Energy-Only-Marktes stellt der Marktpreis somit den zentralen Indikator dar, um die Knappheiten auf Seiten der Erzeugungskapazitäten in der kurzen und in der langen Frist zu signalisieren, wettbewerblich umzusetzen und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Aus theoretischer Perspektive stellt ein Energy-Only-Markt ausreichend Kapazität bereit, um ein angemessenes Niveau an Versorgungssicherheit zu erreichen (siehe Infobox 1). Zu unterscheiden sind dabei die kurzfristige und die langfristige Versorgungssicherheit. Die kurzfristige Versorgungssicherheit adressiert den kurzfristigen Lastausgleich in (nahezu) Echtzeit und wird im deutschen Marktdesign nach dem Handelsschluss am Intraday-Markt über den Regelleistungsmarkt abgesichert. Auf diesem Markt beschaffen sich die für die Systemstabilität verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie, um auf Ein- und Ausspeiseschwankungen zu reagieren und so die Sollfrequenz des Netzes von 50,0 Hz. aufrechtzuerhalten. Die Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung können dabei beispielsweise aus Fehlbeschaffungsmengen der Marktteilnehmer auf dem Energy-Only-Markt resultieren oder aus Fehlprognosen, etwa über den zu erwartenden Stromverbrauch oder die Einspeisemengen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien. In der kurzen Frist sichern somit die Übertragungsnetzbetreiber die Systemstabilität und zugleich die Deckung der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt. In der langen Frist wird Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt auf Basis von Knappheitspreisen gewährleistet. Die in Knappheitssituationen auftretenden Preissignale dienen zunächst der Refinanzierung von bestehenden Erzeugungskapazitäten. Außerdem sollen Knappheitspreise entsprechende Signale senden, um Investitionen in neue Erzeugungseinheiten anzureizen und so die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Historisch bedingt ist das deutsche Energieversorgungssystem seit der Liberalisierung im Jahr 1998 durch Überkapazitäten an Erzeugungsleistung geprägt. Der Ausbau erneuerbarer Energien im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trug seit 2000 zusätzlich zum Aufbau von Überkapazitäten bei. In den letzten beiden Jahrzehnten sorgten die Marktmechanismen folglich hauptsächlich dafür, dass ineffiziente Kraftwerke stillgelegt wurden.⁵ Dies ist neben den historisch gewachsenen Überkapazitäten vor allem auf die Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien (Wind

⁵ Die Überführung von Kraftwerken in die Netzreserve ist für den Strommarkt mit einer Stilllegung gleichzusetzen, da Kraftwerke der Netzreserve nicht am Strommarkt teilnehmen.

und Sonneneinstrahlung) und den sogenannten „Merit-Order-Effekt“ der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien (EE-Einspeisung) zurückzuführen. Da die EE-Einspeisung gesetzlich definierten Einspeisevorrang genießt und zu Grenzkosten nahe Null produzieren kann, bedienen die übrigen steuerbaren Einheiten, wie beispielsweise konventionelle Kraftwerke oder Speicher, lediglich die nach Abzug der EE-Einspeisung verbleibende Nachfrage (sogenannte Residualnachfrage). Durch den stetigen Ausbau erneuerbarer Energien gingen in den letzten Jahren daher vermehrt konventionelle Kraftwerke aus dem Markt und die Auslastung der bestehenden Kraftwerke verringert sich. Denn bei voranschreitendem Ausbau der EE-Einspeisung wird (bei gleichbleibender Nachfrage) die Residualnachfrage im Mittel weiter sinken, wodurch auch die durchschnittliche Auslastung der übrigen, steuerbaren Einheiten weiter zurückgehen wird. Gleichzeitig werden diese jedoch weiterhin benötigt, um die Deckung der Nachfrage in Situationen zu gewährleisten, in denen keine bzw. nicht ausreichend EE-Einspeisung zur Verfügung steht.

Aufgrund der bisher bestehenden Überkapazitäten traten in Deutschland allerdings noch keine Knappheitssituationen auf, auf Basis derer die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes beurteilt werden könnte.⁶ Daher wird bereits seit vielen Jahren darüber diskutiert, inwiefern der Energy-Only-Markt in der Lage ist, unter den in der Praxis existierenden Rahmenbedingungen ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Aus einer ausführlichen Debatte zu Beginn der 2010er Jahre resultierte im Jahr 2014 eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gestartete Konsultation zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Aus Sorge vor einer Gefährdung der Versorgungssicherheit in Deutschland wurde mit dem Grünbuch und der anschließenden öffentlichen Konsultation unter anderem die Einführung eines Kapazitätsmarktes diskutiert. Ein Kapazitätsmarkt verfolgt das Ziel, neben der Vergütung für Arbeit über den Energy-Only Markt, die Bereitstellung von Leistung separat zu vergüten, um zusätzliche Anreize zur Vorkapazität zu schaffen.⁷ Die Konsultationen wurden anschließend im sogenannten Weißbuch aufgearbeitet und veröffentlicht. Darin sprach sich das BMWi für den Energy-Only-Markt aus. Laut BMWi ermögliche dieser durch die freie Preisbildung am Strommarkt die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, agiere dabei kostengünstiger als ein neu zu schaffender Kapazitätsmarkt und ermögliche zudem Innovationen und Nachhaltigkeit.⁸

Die Diskussionen rund um den Grün- und Weißbuchprozess des BMWi stellten die Grundlage für die im Jahr 2016 verabschiedeten Gesetze zur Weiterentwicklung des Strommarktes und zur Digitalisierung der Energiewende dar. Im Rahmen dieser Reform wurden verschiedene Maßnahmen verabschiedet, die die Funktionsweise des bestehenden Strommarktes im Sinne eines Energy-Only-Marktes ohne zusätzliche Leistungsvergütung stärken sollen. Die Bundesregierung vertraut somit grundsätzlich auf die Fähigkeit des Energy-Only-Marktes sowohl kurz- als auch langfristig optimale Marktsignale zu senden. Allerdings wurde gleichzeitig im Rahmen dieses als „Strommarkt 2.0.“

⁶ Eine Ausnahme stellen netzbedingte Knappheitssituationen dar. Diese stehen jedoch nicht mit der Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes in Zusammenhang und werden in der Infobox 3 näher erläutert.

⁷ Vgl. BMWi (2014).

⁸ Eine ausführliche Dokumentation des Grün- und Weißbuchprozesses findet sich u.a. in Monopolkommission (2015), S. 115ff.

bezeichneten Konzeptes eine Kapazitätsreserve eingeführt. Eine Übersicht über die konkrete Ausgestaltung der Kapazitätsreserve im Rahmen des §13e EnWG und der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) findet sich in der Infobox 2.

INFOBOX 2: AUSGESTALTUNG DER KAPAZITÄTSRESERVE NACH §13E ENWG

Grundlage für die Kapazitätsreserve bildet § 13e EnWG. Die Kapazitätsreserve wird zum ersten Mal zum Winterhalbjahr 2020/2021 gebildet. Sie umfasst zunächst eine Leistung von 2 GW und dient der Sicherstellung der Markträumung. In einer Situation, in der an der Strombörse kein Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage hergestellt werden kann, sind Anlagen der Kapazitätsreserve dazu verpflichtet auf Anweisung eines Übertragungsnetzbetreibers Strom einzuspeisen (EnWG, 2019). Die Aktivierung der Reserveanlagen erfolgt nach technischen und ökonomischen Kriterien und wird durch den ÜNB vorgenommen (KapResV, 2019). Die Reserve kann aus Erzeugungsanlagen, Speichern oder regelbarer Last gebildet werden und wird durch ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren beschafft (ÜNB, 2019a). Bezuschlagte Anlagenbetreiber erhalten eine jährliche Vergütung, die gemäß ihres Gebotes in der Ausschreibung festgelegt wird. Zusätzlich erhalten sie im Falle eines Abrufes eine variable Vergütung. Für Erzeugungsanlagen in der Kapazitätsreserve gilt ein Vermarktungsverbot, das heißt, sie dürfen nicht am Strommarkt teilnehmen während sie Teil der Kapazitätsreserve sind. Zusätzlich müssen die Anlagen nach Ablauf der Kapazitätsreserve stillgelegt werden und dürfen nicht in den Markt zurückkehren (Rückkehrverbot). Es ist jedoch möglich, dass Anlagen der Netzreserve (nach §13d EnWG) an der Ausschreibung für die Kapazitätsreserve teilnehmen und damit zugleich Teil der Netz- und der Kapazitätsreserve sind. Die im Gesetz festgelegte parallele Verwendung von Anlagen in der Netz- und der Kapazitätsreserve soll die Kosten für die Beschaffung beider Reserven reduzieren und den Kreis potenzieller Anbieter für die Kapazitätsreserve erhöhen (BMW, 2015). Die Öffnung der Ausschreibung sowohl für Erzeugungsanlagen als auch für Speicher und regelbare Lasten soll Technologieoffenheit gewährleisten. Die Höhe der Kapazitätsreserve wird mindestens alle zwei Jahre durch ein Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWi überprüft und bei Bedarf angepasst (EnWG, 2019). Die Kosten für die Kapazitätsreserve werden über die Netzentgelte an Endverbraucher weitergegeben (EnWG, 2019).

Grundsätzlich wird mit der Kapazitätsreserve eine administrativ festgelegte Reserveleistung außerhalb des Energy-Only-Marktes vorgehalten, um diesen in Zeitpunkten kritischer Kapazitätsprobleme abzusichern. Damit hat die Kapazitätsreserve das Ziel, in unvorhersehbaren Knappheitssituationen die Markträumung und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie soll somit gewissermaßen ein „Sicherheitsnetz für unvorhersehbare und außergewöhnliche Ereignisse“ darstellen.⁹ In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu unterscheiden, ob mögliche Knappheitssituationen markt- oder netzseitig betrachtet werden. Im Rahmen der Kapazitätsreserve werden ausschließlich mögliche marktseitige Knappheiten (an der Strombörse) und damit auch möglicherweise langfristig einhergehende Unterinvestitionen in die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten adressiert. Knappheiten, die auf unzureichende Netzkapazitäten zurückzuführen sind, werden mit der Diskussion um Kapazitätsmechanismen/-märkte nicht adressiert (siehe Infobox 3).

Die Kapazitätsreserve stellt somit das vorrangige Instrument der deutschen Energiepolitik zur marktseitigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar. Der Vorteil der Kapazitätsreserve liegt dabei darin, dass die Eingriffe in den Energy-Only-Markt gering sind. Stellt sich am Markt ein

⁹ Vgl. BMWi (2015).

Gleichgewicht ein, das ausreichend Kapazität zur Sicherung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stellt, kann die Kapazitätsreserve flexibel angepasst oder wieder abgeschafft werden. Wenn die Marktakteure im besten Fall davon ausgehen, dass die Reserve nicht eingesetzt wird und sich ausreichend Kapazitäten über den Markt einstellen, wird der Energy-Only-Markt durch die Kapazitätsreserve nicht verzerrt.¹⁰ Auf der anderen Seite geht jedoch auch die Vorhaltung von Reservekapazitäten außerhalb des Marktes mit möglichen allokativen Ineffizienzen einher. Insbesondere der explizit oder implizit wirkende Auslösungspreis der Reserve, kann zu einer Verzerrung der Marktergebnisse führen (siehe Kapitel 3.2.1). Außerdem soll die Kapazitätsreserve per Definition ausschließlich in Knappheitssituationen eingreifen. Investitionssignale sollen weiterhin ausschließlich über den Energy-Only-Markt generiert werden. Die Kapazitätsreserve selbst setzt keine Anreize für den Zubau von Kapazitäten am Markt. Die den Strommarkt 2.0 flankierende Kapazitätsreserve soll daher als eine Art Versicherungselement für Extremsituationen wirken, während die marktliche Steuerung des Zu- und Abbaus von Kapazitäten auf Erzeugungs- und Nachfrageseite möglichst unbeeinträchtigt sein soll.

In ihrer aktuellen Ausgestaltung wäre die Kapazitätsreserve daher nicht geeignet mögliche Knappheitsprobleme aufgrund von Unterfinanzierung am Energy-Only-Markt zu adressieren. Ob im deutschen Strommarkt ein solches Marktversagen vorliegt ist nach wie vor strittig. Mögliche Ursachen hierfür werden in Kapitel 2.2 hergeleitet und in Kapitel 2.3 diskutiert. Die Frage, ob ein Energy-Only-Markt unter den praktischen Rahmenbedingungen in der Lage ist auch langfristig für ausreichend Versorgungssicherheit zu sorgen, bleibt für den deutschen Markt aufgrund der derzeit noch bestehenden Überkapazitäten unbeantwortet. Derzeit deuten verschiedene Faktoren darauf hin, dass im Hinblick auf den Zubau und Erhalt von steuerbaren Kapazitäten zukünftig mit Knappheiten am Strommarkt zu rechnen sein wird. Genannt seien hier zum einen politische Entscheidungen zum Ausbau der EE-Erzeugung und gleichzeitiger Stilllegung von konventionellen Kraftwerken. Durch den Kernenergieausstieg werden zwischen 2019 und 2022 9,5 GW aus den Markt genommen. Wird außerdem der von der WSBK vorgeschlagene beschleunigte Kohleausstieg umgesetzt, so werden gegenüber Ende 2017 bis 2022 weitere 5 GW Braun- und 7,7 GW Steinkohlekapazitäten stillgelegt. Die empfohlenen Maßnahmen für einen beschleunigten Kohleausstieg sollen einerseits die Planbarkeit der Marktakteure erhöhen, so dass Investitionsentscheidungen unter der Berücksichtigung des vorgeschlagenen Ausstiegspfads getroffen werden können. Andererseits bedeutet dies eine grundlegende Veränderung der Rahmenbedingungen, die die Marktmechanismen vor neue Herausforderungen stellen kann. Die WSBK empfiehlt daher die „Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens, der in der Lage ist, rechtzeitig entsprechende Investitionsanreize zu setzen, bei dem auch die Versorgungssicherheit stets gewährleistet ist“.¹¹ Vor welchen Herausforderungen die Funktionsweise des Energy-Only-Marktes in der praktischen Umsetzung steht und wie sich dies auf Investitionsanreize und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auswirkt, wird in den folgenden Kapiteln 2.2 und 2.3 untersucht.

¹⁰ Vgl. Monopolkommission (2015).

¹¹ Vgl. WSBK (2019), S. 67.

2.2 Herausforderungen an die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0

Die optimale Preisbildung auf einem Energy-Only-Markt beruht auf verschiedenen, zum Teil idealtypischen Annahmen. Nur wenn diese Annahmen entsprechend erfüllt werden, funktioniert der Marktmechanismus wie in der Theorie erwartet. Sind in der Praxis nicht alle an die Funktionsweise des Energy-Only-Markts gestellten Annahmen hinreichend erfüllt, kann dies zu einer Verzerrung der Marktergebnisse führen. Unter Umständen kann dann ein Marktversagen vorliegen, welches langfristig auch das volkswirtschaftlich optimale Versorgungssicherheitsniveau gefährden kann. Es ist dabei sowohl in der wissenschaftlichen, als auch der energiewirtschaftlichen und -politischen Diskussion nicht unumstritten, ob die theoretischen Annahmen in der Praxis in ausreichendem Maße erfüllt werden, um einen funktionierenden Energy-Only-Markt zu gewährleisten. Daher wirken auf den Strommarkt 2.0 in der praktischen Umsetzung gewisse potenzielle Herausforderungen. Die Ursachen können dabei sowohl ökonomischer als auch politischer Herkunft sein. Während erstere allgemeingültig auf verschiedene Energy-Only-Märkte weltweit zutreffen und daher bereits ausführlich in der wissenschaftlichen Literatur diskutiert wurden, ist die Wirkung der oft spezifisch auf Deutschland und den EU-Binnenmarkt bezogenen politischen Herausforderungen auf die theoretische Funktionsweise des Energy-Only-Marktes nicht eindeutig zu klären. Im Folgenden werden daher die im Hinblick auf die Vorhaltung ausreichender Erzeugungskapazitäten relevanten Annahmen aus der ökonomischen Theorie sowie die weiteren Herausforderungen politischer Herkunft erläutert und deren potenzielle Ausprägungen diskutiert. Die Diskussion untergliedert sich in Herausforderungen hinsichtlich:

- der potenziellen Marktmachtausübung und regulatorischer Preisobergrenzen (Kapitel 2.2.1),
- der Preiselastizität der Nachfrage (Kapitel 2.2.2),
- der Versorgungssicherheit im politischen und gesellschaftlichen Kontext (Kapitel 2.2.3)
- sowie der geografischen Dimension im grenzüberschreitenden Stromhandel des EU-Binnenmarkts und unter dem Aspekt zunehmend dezentraler Strukturen innerhalb Deutschlands (Kapitel 2.2.4).¹²

Es ist dabei von zentraler Bedeutung, die einzelnen potenziellen Ursachen einer Marktverzerrung oder eines politischen Eingriffs zu identifizieren. Aus Effizienzgründen sollte darauf geachtet werden, gezielt die Ursachen einer Marktverzerrung zu adressieren und Hemmnisse abzubauen. Vermieden werden sollten hingegen (weitere) Markteingriffe und Einzelmaßnahmen, die auf ein bereits verzerrtes Marktergebnis aufsetzen und gegebenenfalls an anderer Stelle zu weiterer Marktverzerrung führen. Dies kann beispielsweise bei technologiespezifischen Maßnahmen der Fall sein, wenn diese nicht in ein gesamtheitliches Marktdesign eingebettet sind. Daher wird im Folgenden zunächst aufgezeigt, welche Herausforderungen auf den Energy-Only-Markt in seiner praktischen Umsetzung in Deutschland einwirken und welche Ursachen dem zugrunde liegen können.

¹² Weitere idealtypische Annahmen, die in der Theorie an einen Energy-Only-Markt gestellt werden, auf die jedoch in dieser Studie nicht näher eingegangen wird, sind die Annahmen bezüglich des rationalen und risiko-neutralen Verhaltens aller Marktakteure, das Vorliegen perfekter Information sowie die Möglichkeit des freien Marktein- und -austritts.

2.2.1 Marktmacht und regulatorische Preisobergrenzen

Eine zentrale Eigenschaft des Energy-Only-Markts stellt die Annahme des perfekten Wettbewerbs dar. Dabei wird vorausgesetzt, dass am Markt in jedem Zeitpunkt ausreichend Akteure teilnehmen, so dass keiner dieser Akteure Marktmacht ausüben kann. Strategische Entscheidungen einzelner Akteure dürfen zu keinem Zeitpunkt das Marktergebnis beeinflussen. In der Praxis gelten daher zusätzlich gewisse wettbewerbsrechtliche Einschränkungen bezüglich Kartellbildung, Absprachen und Mark-ups (Preisaufschlägen oberhalb der Grenzkosten). Trotzdem spielt die potenzielle Marktmachtausübung in einem Energy-Only-Markt immer eine zentrale Rolle. Denn Erzeugungseinheiten, die typischerweise nur in Zeiten der Spitzenlast zum Einsatz kommen, können sich im Energy-Only-Markt nur dann finanzieren, wenn sich in diesen Stunden ausreichend hohe Preisspitzen einstellen. Unter Umständen können diese Preisspitzen um ein Vielfaches höher ausfallen als die Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit. Dies birgt in Knappheitssituationen einen Anreiz, die Preise über die für die Refinanzierung notwendigen Preise zu erhöhen. Denn in Knappheitssituationen ist nahezu die gesamte Kapazität im Einsatz, so dass natürlicherweise Marktmacht entsteht und somit auch die Gefahr, dass diese missbräuchlich ausgenutzt werden könnte. Somit ist dies auch zu unterscheiden von einer Marktmachtausübung im Sinne einer strategischen Mengenzurückhaltung, die typischerweise nur dann möglich ist, wenn einer oder mehrere Akteure generell den Markt dominieren.

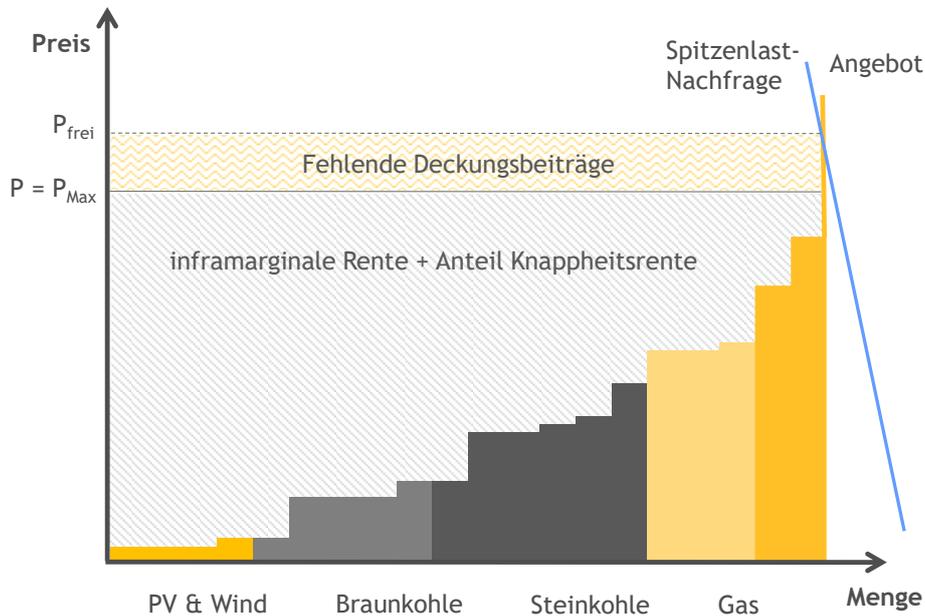


ABBILDUNG 3 SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER PREISBILDUNG MIT PREISOBERGRENZE

Quelle: Eigene Darstellung

Liegt in der Praxis die Möglichkeit zur Marktmachtausübung vor, so ist zunächst einmal weniger eine Unterdeckung an Erzeugungskapazitäten zu erwarten. Vielmehr kommt es zu einer Umverteilung von Renten, von den Konsumenten zu den Produzenten, und durch die höheren Renditen zu einer Überdeckung an Kapazitäten. Allerdings ist die Einführung von regulatorischen Preisobergrenzen ein verbreiteter Eingriff, um die potenzielle Ausübung von Marktmacht (in Knappheitssi-

tuationen) zu reduzieren. Regulatorisch eingesetzte Preisobergrenzen werden administrativ bestimmt und legen somit den höchstmöglichen Preis innerhalb des Marktes fest. Wie in Abbildung 3 dargestellt, können dieser auch unterhalb des Knappheitspreisniveaus liegen, das zur Finanzierung der selten zum Einsatz kommenden Spitzenlasteinheiten notwendig wäre. Dieses Phänomen ist auch als „Missing-Money“-Problematik bekannt und wird in der ökonomischen Literatur bereits seit Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte in den 1990er Jahren ausführlich diskutiert.¹³ Zu niedrige, regulatorisch eingeführte Preisobergrenzen verzerren die Marktpreise und verhindern insbesondere Investitionssignale, so dass dies aufgrund der fehlenden Deckungsbeiträge langfristig zu einer Unterfinanzierung der für die Versorgungssicherheit notwendigen Erzeugungskapazitäten führt.

Außerdem können Preisobergrenzen aus politischen Gründen eingesetzt werden, denn diese stellen ein verhältnismäßig einfaches Instrument dar, um vermeintlich überhöhten Strompreisen zu begegnen. Somit stellt auch die politische und gesellschaftliche (zu erwartende) Akzeptanz von Knappheitspreisen ein relevantes Kriterium dar. Denn unter Umständen kann bereits die Befürchtung von politischen Eingriffen die Investitionsbereitschaft der Marktakteure reduzieren.¹⁴

Die Zulässigkeit von Knappheitspreisen stellt somit ein elementares Effizienzkriterium des Energy-Only-Marktes dar. Gleichzeitig stellt dies den regulatorischen Rahmen vor die Herausforderung zwischen missbräuchlichen Aufschlägen aufgrund von Marktmachausübung und wettbewerbskonformen Knappheitspreisen zu unterscheiden. So sei beispielsweise eine „grundsätzliche Zulässigkeit jeder Form von Mark-ups nach Auffassung der Monopolkommission mit den bestehenden deutschen und europarechtlichen Vorschriften nicht vereinbar. Gleichwohl sind bestimmte Preisaufschläge auf die Grenzkosten Teil eines wirksamen Wettbewerbs“.¹⁵ Um dieser Abwägung im Rahmen des Strommarkt 2.0 Sorge zu tragen, wurde das Prinzip der freien Preisbildung in § 1 Abs. 4 Nr. 1 EnWG gesetzlich verankert.¹⁶ Außerdem wurde in 2019 von Seiten des Bundeskartellamts und der Bundesnetzagentur ein „Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel - Preisspitzen und ihre Zulässigkeit“ vorgelegt (siehe Kapitel 3.1). So soll die Preisbildung basierend auf marktlichen Mechanismen gewährleistet werden und Marktpreissignale unverzerrt wirken können.

2.2.2 Preiselastizität der Nachfrage

Für den Preisbildungsmechanismus am Energy-Only-Markt ist es außerdem von zentraler Bedeutung, dass die Nachfrage in jedem Zeitpunkt hinreichend elastisch ist. Das heißt es ist notwendig, dass die Verbraucher mit einem Nachfragerückgang auf steigende Preise reagieren (können). Ist dies nicht der Fall, so kann kein Preis oberhalb der Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit entstehen. Alle Nachfrager weisen dieselbe Zahlungsbereitschaft auf, da kein preissetzender

¹³ Siehe unter anderem Joskow (2006), Joskow & Tirole (2007), Rodilla & Battle (2012).

¹⁴ Vgl. Monopolkommission (2015).

¹⁵ Vgl. Monopolkommission (2015), S. 132.

¹⁶ Die an der Strombörse geltenden Preisobergrenzen von 3000 EUR/MWh in der Day-Ahead-Auktion sowie 9999 EUR/MWh im Intraday-Handel stellen lediglich technische Preisobergrenzen dar, die bei Bedarf angepasst werden können (EPEX SPOT, 2016).

Grenznutzen zum Ausdruck gebracht wird. In Knappheitssituationen, kann dann ein eindeutiges Gleichgewicht nur mithilfe einer Rationierung der Nachfrage gewährleistet werden. Für manche Verbraucher führt die Rationierung zu einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung. Es wird angenommen, dass diese mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten einhergeht.

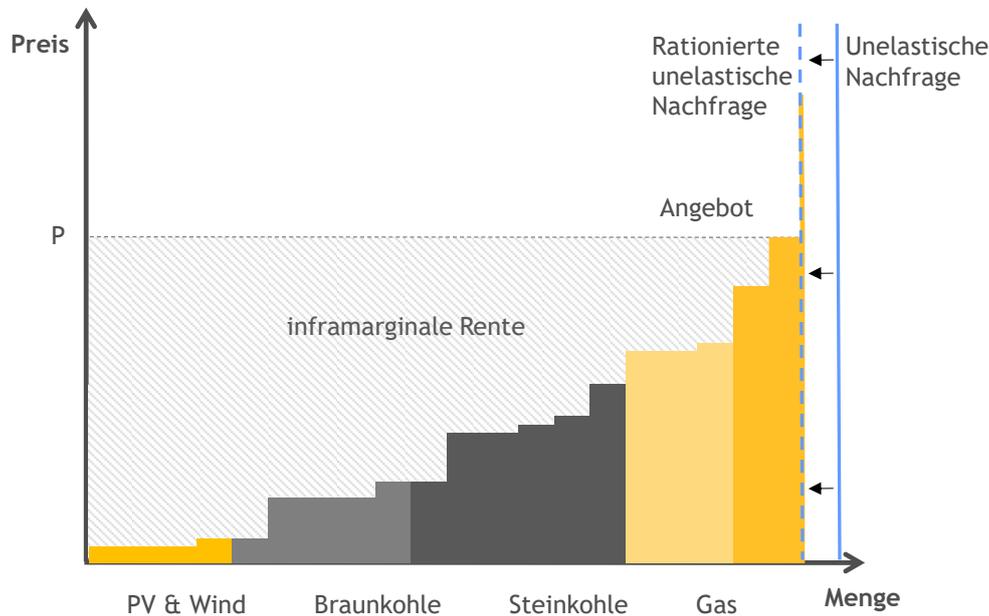


ABBILDUNG 4 SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER PREISBILDUNG MIT UNELASTISCHER NACHFRAGE

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 4 dargestellt, bildet sich der Preis am Strommarkt erst nach der Rationierung im Schnittpunkt zwischen der Angebotskurve und der Nachfrage. Dadurch stellt sich trotz der Knappheitssituation ein Gleichgewichtspreis in Höhe der Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit ein. Es entstehen also aufgrund der unelastischen Nachfrage keine Knappheitspreise und dadurch auch keine Investitionssignale. Es wird kein Markteintritt neuer Erzeugungseinheiten angereizt. Langfristig hätte die letzte Erzeugungseinheit sogar einen Anreiz aus dem Markt auszutreten. Aufgrund der unelastischen Nachfrage kann es daher zu einer Verzerrung der Marktpreise sowie insbesondere der langfristigen Investitionssignale kommen.

Für einen funktionsfähigen Energy-Only-Markt ist es daher unerlässlich, dass die Nachfrage insbesondere in der kurzen Frist in der Lage ist, flexibel auf Preise zu reagieren und die nachgefragte Menge entsprechend anzupassen. Die Reaktionsfähigkeit der Nachfrageseite ist in der Realität jedoch gegenüber der idealtypischen Annahme deutlich eingeschränkt. Dies ist zum einen auf die technischen Restriktionen im Bereich der Lastgangmessung zurückzuführen. Zum anderen spiegeln sich die Preissignale des Großhandels bei der Mehrheit der Endverbraucher verzerrt wider, da sich der Endverbraucherpreis zu einem Großteil aus administrativ festgelegten, meist jährlich fixen Abgaben, Umlagen und Steuern zusammensetzt. Aufgrund dieser Einschränkungen auf der Nachfrageseite, stellt die Flexibilisierung der Nachfrage ein zentrales Ziel dar. Mit den derzeit aufgelegten Programmen zur Stärkung der Nachfrageflexibilität wird versucht, die aus einer unelastischen Nachfrage resultierenden Verzerrungen direkt zu adressieren. So soll vermieden werden,

stattdessen neue Instrumente zu implementieren, die lediglich die Folgen einer nicht ausreichend preiselastischen Nachfrage abfangen sollen (vgl. Kapitel 3.1).

2.2.3 Versorgungssicherheit im politischen und gesellschaftlichen Kontext

Definition und Vorhersagbarkeit eines optimalen Versorgungssicherheitsziels

Die grundsätzliche Logik des Energy-Only-Marktes beruht aufgrund der Systematik von Spitzenlastpreisen auf der impliziten Annahme, dass Überkapazitäten, also Kraftwerke, die ausschließlich für sehr unwahrscheinliche Situationen aufgebaut und vorgehalten werden, nicht notwendig seien.¹⁷ Die Entscheidungen über Marktein- und -austritt, d.h. Investitions- bzw. Stilllegungsentscheidungen werden in einem Energy-Only-Markt basierend auf zukünftigen Markterwartungen getroffen. Treten häufige und ausreichend hohe Knappheitspreise auf, wird der Markteintritt neuer Akteure angereizt. Umgekehrt treten Akteure aus, deren Einheiten am Markt nicht rentabel sind. In der langen Frist stellt sich ein optimales Versorgungssicherheitsniveau basierend auf einer Abschätzung zwischen den Kosten möglicher unfreiwilliger Lastausfälle sowie den Kosten für Zubau und Vorhaltung von Kapazitäten ein. Zukünftige Marktentwicklungen abschätzen zu können, ist daher eine zentrale Voraussetzung, um Entscheidungen in einem dynamischen Umfeld bilden zu können.

Geprägt durch das historisch gewachsene System wurde Versorgungssicherheit in Deutschland in der Vergangenheit vor allem erzeugungsseitig definiert. Dabei wird angenommen, dass ein ausreichendes Versorgungssicherheitsniveau erreicht ist, wenn die Deckung der Nachfrage in jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann. Eine zentrale Messgröße ist daher klassischerweise die gesicherte Leistung. Sie stellt diejenige Erzeugungskapazität dar, die nach Abzug sämtlicher Nicht-Verfügbarkeiten (z.B. aufgrund von Revisionen, Ausfällen, fehlender Energieträger, Systemdienstleistungen) und unter Berücksichtigung weiterer Flexibilitätsoptionen und Importe von der installierten Leistung zur Deckung der Last zur Verfügung steht.¹⁸ Die Vorhersage des optimalen Versorgungssicherheitsniveaus basiert daher auf einer Abschätzung zukünftiger Marktentwicklungen, wobei vor allem die Prognose von Eintritts- bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten und deren Gleichzeitigkeits- und Ausgleicheffekte in der Praxis eine entscheidende Rolle spielen (vgl. Kapitel 2.3). In welcher Höhe gesicherte Leistung für ein optimales Versorgungssicherheitsniveau bereitgestellt werden sollte, hängt somit von den zugrundeliegenden Erwartungen ab. Der Ansatz der gesicherten Leistung, der sich klassischerweise auf die Ausfallwahrscheinlichkeit von Erzeugungseinheiten bezieht, wird daher zunehmend um weitere wahrscheinkeitsbasierte Analysen ergänzt. Etwa beispielsweise, um die Gleichzeitigkeit von wetterabhängiger EE-Einspeisung und Lastspitzen zu bestimmen. Grundsätzlich stellt die Prognose zukünftiger Entwicklungen keine Herausforderung für einen funktionierenden Energy-Only-Markt dar. Es ist aber eine zentrale Voraussetzung, dass Marktakteure ihre Entscheidungen basierend auf vorhersehbaren und kalkulierbaren Eintrittswahrscheinlichkeiten treffen können. Hierunter fallen üblicherweise Unsicherheiten bezüglich fundamentaler Marktfaktoren, wie beispielsweise die Entwicklung der Brennstoffkosten, das Profil der

¹⁷ Vgl. bspw. Monopolkommission (2015).

¹⁸ Vgl. ÜNB (2019b).

Nachfrage oder technologische Veränderungen. Um im Zuge des EE-Ausbaus eine Deckung der Nachfrage in jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können, werden zukünftig zunehmend Kapazitäten benötigt, die flexibel steuerbar sind und in wenigen Stunden des Jahres ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Die Vorhersagbarkeit der Marktentwicklungen über die gesamte Laufzeit einer potenziellen Investition, insbesondere unter Berücksichtigung der zunehmenden Volatilität, wird somit riskanter. Die Unsicherheiten bezüglich des optimalen Versorgungssicherheitsniveaus und der damit einhergehenden Investitionsentscheidungen in gesicherte Leistung, werden zudem durch den Zeitverzug zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme verstärkt.

Versorgungssicherheit als politisches Ziel

Des Weiteren stellt die Versorgungssicherheit innerhalb einer Volkswirtschaft immer auch ein politisches Ziel dar, welches in Deutschland beispielsweise im energiewirtschaftlichen Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit festgehalten wird (§ 1 EnWG). Bis zu welcher Ausfallwahrscheinlichkeit gesicherte Kapazitäten vorgehalten werden sollen, ist daher neben der volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Abwägung auch eine Frage der politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz. Wird das optimale Versorgungssicherheitsniveau durch politische Zielvorgaben ergänzt, können Marktverzerrungen auftreten, die letztlich wiederum die Bereitstellung des gewünschten Versorgungssicherheitsniveaus beeinflussen. Denn eine für den Markt externe Zielvorgabe, kann unter Umständen im Energy-Only-Markt nicht erfüllt werden. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die politischen Zielvorgaben oberhalb des am Energy-Only-Markt signalisierten Kapazitätsbedarfs liegen. So kann beispielsweise die Höhe des politisch bzw. gesellschaftlich akzeptablen Versorgungssicherheitsniveaus auf dem gleichzeitigen Eintritt aller Ausfallwahrscheinlichkeiten beruhen. In diesem Fall werden Überkapazitäten für eine Extremsituation vorgehalten, die unter Umständen nie eintritt und die sich folglich nicht über den Energy-Only-Markt refinanzieren können. Die Diskussion darüber, für welche Extremfälle vorgesorgt werden soll, gewinnt vor allem in den letzten Jahren durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien an Bedeutung. Somit kann sich eine Diskrepanz zwischen politisch und gesellschaftlich erwartetem Versorgungssicherheitsniveau und dem durch Knappheitspreise signalisierten Kapazitätsbedarfs einstellen. Die Berücksichtigung des politischen und gesellschaftlichen Interesses an der Absicherung gegen solche Extremsituationen führte daher im Rahmen des Strommarktgesetzes 2016 zur Einführung der Kapazitätsreserve (vgl. Kapitel 2.1).

Auch aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive kann in der Praxis ein auf Überkapazitäten beruhendes System gerechtfertigt sein. Dies ist dann der Fall, wenn die Kosten für einen Stromausfall höher sind als die Kosten zur Vorhaltung von Überkapazitäten. Zwar wird davon ausgegangen, dass manche Verbraucher (Verbrauchergruppen) im Verhältnis zum Zubau neuer Erzeugungskapazitäten geringere Ausfallkosten hätten, da aber die technischen Voraussetzungen nicht immer gegeben sind exakt diese Verbraucher vom Netz zu trennen, wird in der Praxis von einem im Durchschnitt hohen Schaden bei unfreiwilligen Stromausfällen ausgegangen. In diesem Fall können auch selten zum Einsatz kommende Kapazitäten gerechtfertigt sein. Denn das optimale Versorgungssicherheitsniveau erhält so zumindest teilweise die Charakteristika eines öffentlichen Gutes. Da

nicht alle Verbraucher über die technischen Voraussetzungen einer individuellen Abschaltung verfügen, besteht eine gewisse Rivalität in der Nutzung des Gutes Strom. Insbesondere bei Haushalten und kleineren Gewerbe- und Industriekunden kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese in gewissen Zeiträumen mehr konsumieren als sie vertraglich (implizit) vereinbart haben (Standardlastprofile, fehlende Lastgangmessung etc.). Zudem besteht eine gewisse Nicht-Ausschließbarkeit vom Gut Versorgungssicherheit. Nicht alle Marktakteure tragen zur Vorhaltung gesicherter Leistung bei, gleichzeitig profitieren jedoch alle Akteure im Stromsystem vom vorherrschenden Versorgungssicherheitsniveau. Aufgrund der Charakteristika eines öffentlichen Gutes kann es zu externen Effekten im Marktverhalten der Akteure kommen, wie beispielsweise dem sogenannten Trittbrettfahrerverhalten. Marktakteure haben dann unter Umständen keinen Anreiz ihre Zahlungsbereitschaften für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu offenbaren und profitieren von der Bereitstellung durch andere Akteure. Inwiefern dieser öffentliche Gut-Charakter tatsächlich die Marktergebnisse verzerren kann, ist in der derzeitigen Diskussion unklar, da dies von den Erwartungen der einzelnen Marktakteure abhängig ist. Somit bleibt auch unklar, ob die notwendigen Kapazitäten durch die Preissignale am Energy-Only-Markt angereizt werden.

Politische Markteingriffe und regulatorische Risiken

Die Entscheidungen von Marktakteuren über Investitionen und Stilllegungen unterliegen zudem einem gewissen regulatorischen Risiko. In den vergangenen Jahren haben sich verschiedene Markteingriffe bzw. Änderungen der marktlichen Rahmenbedingungen direkt oder indirekt auf den deutschen Kraftwerkspark und somit insbesondere auf den Betrieb und die Vorhaltung von gesicherter Leistung ausgewirkt. Direkt auf den Umfang der gesicherten Leistung wirken sich das Atomausstiegsgesetz, die Sicherheitsreserve und die Einführung der Kapazitätsreserve aus sowie bei entsprechender Umsetzung der WSBK-Empfehlungen der beschleunigte Kohleausstieg. Konkret bedeuten diese Maßnahmen vor allem einen Rückgang der gesicherten Leistung aufgrund von Stilllegungen. Der Kernenergieausstieg führt zu einer Stilllegung von 9,5 GW Kernenergie zwischen 2019 und 2022. Die Sicherheitsreserve schreibt die Stilllegung von 2,7 GW an Braunkohlekapazitäten bis 2030 vor und der von der WSBK empfohlene beschleunigte Ausstieg aus der Kohleverstromung führt bei einer Umsetzung zu einer Stilllegung von etwa 12 GW Kohlekapazitäten bis 2022 und einer vollständigen Stilllegung aller Kohlekapazitäten bis 2038.¹⁹ Zusätzlich kann die Kapazitätsreserve dazu führen, dass gesicherte Leistung vom Strommarkt genommen wird, wenn Anlagen, die sich am Markt befinden für die Kapazitätsreserve bieten und einen Zuschlag erhalten. Der Umfang hierfür würde maximal 2 GW bis 2021 betragen. Außerdem stellt auch der über das EEG geförderte Ausbau der erneuerbaren Energien einen regulatorischen Eingriff in den Strommarkt dar. Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, führt die zunehmende EE-Einspeisung zu einer geringeren Auslastung von konventionellen Kraftwerken und insbesondere von Spitzenlastkraftwerken. Dadurch reduzieren sich die Erlösmöglichkeiten dieser Erzeugungseinheiten, was wiederum in Stilllegungen resultiert. Die politisch induzierten Stilllegungen von Kernenergie- und Kohlekraftwerken können daher den Rückgang konventioneller Kapazitäten verstärken. Andererseits

¹⁹ Vgl. WSBK (2019), S.63.

kann durch die Neuordnung der Erzeugungsstruktur das Preisniveau künftig ansteigen und entsprechend die Erlösmöglichkeiten für die am Markt verbleibenden Einheiten verbessern. Insbesondere die Stilllegung von Kohlekraftwerken, kann in der kurzen Frist eine höhere Auslastung von Spitzenlastkraftwerken wie Gaskraftwerken und anderen flexiblen Einsatzmöglichkeiten wie Speichern und Demand-Side-Management ermöglichen.²⁰ Die gegenwärtigen Veränderungen in den marktlichen Rahmenbedingungen implizieren somit zum Teil gegenläufige Effekte. Inwiefern durch den Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten die Deckung der Nachfrage auch künftig sichergestellt werden kann, wird in Kapitel 2.3 genauer beleuchtet.

Zusammengefasst zeigt sich, dass die Vorhersagbarkeit der optimalen Bereitstellung von Versorgungssicherheit einer in der Praxis zunehmenden Komplexität unterliegt. Bereits die Definition eines volkswirtschaftlich optimalen Zielniveaus im Spannungsfeld zwischen politischen Entscheidungen und gesellschaftlicher Akzeptanz stellt eine Herausforderung dar, die unter Umständen nicht durch einen Energy-Only-Markt allein adressiert werden kann.

2.2.4 Geografische Dimensionen

EU-Binnenmarktintegration und grenzüberschreitender Stromhandel

Eine weitere Herausforderung zur Bestimmung und Vorhaltung eines sowohl ökonomischen als auch politisch und gesellschaftlich akzeptierten Kapazitätsniveaus ist der Einfluss des EU-Binnenmarkts. Da der Stromhandel innerhalb der EU in zunehmenden Maße länderübergreifend stattfindet und Wettbewerb über die Staatsgrenzen hinweg durch den Ausbau von Interkonnektoren gestärkt wird, entsteht eine Diskrepanz hinsichtlich der national wahrgenommenen Versorgungssicherheitsziele. Die Einsatzentscheidung von Erzeugungskapazitäten am Strommarkt wird durch die fortschreitende Marktkopplung bereits heute länderübergreifend getroffen. Im derzeitigen System stellen sich in den einzelnen durch Leitungen verbundenen Ländern nur dann geografisch differenzierte Preise ein, wenn die Interkonnektorenleistung zwischen den Ländern ausgelastet ist. In allen anderen Fällen stellt sich ein einheitlicher Preis ein. Sollte es zu Knappheitssignalen am länderübergreifenden Strommarkt kommen, würden neue Kapazitäten unabhängig der Staatsgrenzen zugebaut und vorgehalten werden und die Energiemengen bei Bedarf in andere Länder exportiert werden. So kann das optimale Niveau vorgehaltener Leistung auf EU-Ebene von dem auf nationaler Ebene als notwendig wahrgenommenen Niveau gesicherter Leistung abweichen.

Prinzipiell sind aus der nationalen Sichtweise zunächst sowohl eine Über- als auch eine Unterdeckung möglich. Solange ausreichend Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, stellt sich innerhalb des deutschen Marktgebiets ein Preis unter Berücksichtigung von Importen ein. Knappheitssignale treten durch den länderübergreifenden Stromhandel somit seltener auf als in einem nicht gekoppelten Marktgebiet. Im Sinne einer kosteneffizienten Stromerzeugung kann ein Land innerhalb des EU-Binnenmarkts also zunächst einmal aufgrund durchschnittlich niedrigerer Preise von den Kapazitäten in den Nachbarstaaten profitieren. Insbesondere wenn diese dort durch einen

²⁰ Vgl. Monopolkommission, 2019.

Kapazitätsmechanismus gesteuert werden, entstehen sogenannte Spill-over- und Trittbrettfahreffekte, da der Einsatz der Kapazitäten länderübergreifend genutzt wird, während die Vorhaltung national in den Nachbarländern finanziert wird. Andererseits bedeutet ein geringeres Preisniveau auch, dass Preisspitzen und daraus resultierende Knappheitsrenten seltener auftreten. Wenn jedoch Preisspitzen ausbleiben, weil in den Nachbarländern Kapazitätsmechanismen eingeführt wurden, so kann das zu einer Finanzierungslücke derjenigen Kapazitäten führen, die sich im deutschen Markt ohne Leistungsvergütung refinanzieren müssen. So wird in der Praxis häufiger über die Herausforderung einer möglichen Unterdeckung diskutiert. Denn hinzu kommt, dass die länderübergreifende Nutzung von Kapazitäten auch bedeutet, dass das marktlich signalisierte Versorgungssicherheitsniveau innerhalb eines Staates von der Verfügbarkeit von Erzeugung im Ausland und den entsprechenden Importen aus den Nachbarstaaten abhängig ist. Hier stellt sich sowohl die Frage nach Gleichzeitigkeitswirkungen von Knappheitssituationen in den einzelnen Ländern als auch die Verfügbarkeit von Interkonnektorenleistung. Auch die Frage nach politischen Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Ländern spielt hierbei eine relevante Rolle. Die Frage, ob Versorgungssicherheit im nationalen oder im europäischen Kontext diskutiert und bewertet wird, stellt daher eine zentrale politische Entscheidungsvariable dar, welche gleichzeitig weitreichende Auswirkungen auf die Funktionsweise des Strommarkts haben kann.

Regionale Knappheiten und Dezentralisierung

Neben der länderübergreifenden Dimension der EU-Binnenmarktintegration, gewinnt auch die innerdeutsche Diskussion um Dezentralisierung und lokale Knappheiten zunehmend an Bedeutung. Insbesondere wird hier die Frage nach den optimalen Standorten von Erzeugungskapazitäten innerhalb Deutschlands bei einer zunehmend dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur relevant. Durch die derzeit angestrebte Sektorenkopplung zwischen dem Stromsektor und den Sektoren Gebäude und Verkehr, entstehen weitere Abhängigkeiten, wie beispielsweise zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor. Im gegenwärtigen Marktsystem der deutschlandweit einheitlichen Gebotszone können die Preise des Strommarkts allerdings per Definition keinen Aufschluss über die Standortgüte innerhalb Deutschlands geben (siehe hierzu Infobox 3). Denn die Standortgüte einer Erzeugungseinheit wird überwiegend durch die jeweiligen Netzgegebenheiten definiert, die sich aber nicht im Marktpreis widerspiegeln. Daher ist die Frage, ob gesicherte Leistung in der Praxis aufgrund von Netzgegebenheiten an bestimmten Orten sinnvoller eingesetzt werden kann als an anderen, keine Entscheidungsfrage hinsichtlich der Definition eines nationalen Versorgungssicherheitsziels. Gleichwohl sollten die zunehmend dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in der Beurteilung der Versorgungssicherheit nicht vernachlässigt werden.

INFOBOX 3: VERSORGUNGSSICHERHEIT IM NETZ

Neben der Versorgungssicherheit auf den Strommärkten hat ebenso die Systemsicherheit im Stromnetz erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit von Stromendverbrauchern. Innerhalb des gegenwärtigen Systems erfolgt eine Trennung der marktlichen Aktivitäten (Stromhandel zwischen Erzeugung und Verbrauch) und der physikalischen Netzebene. Erzeuger und Verbraucher kennen den Netzzustand nicht und berücksichtigen diesen somit nicht im Marktgleichgewicht. Der Netzzustand wird von den Übertragungsnetzbetreibern überwacht. Sobald sich das Marktgleichgewicht aufgrund von Netzrestriktionen nicht einstellen kann, ergreifen die Übertragungsnetzbetreiber korrigierende

Maßnahmen, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Dies geschieht beispielsweise über den Redispatch. Hierbei weisen die Übertragungsnetzbetreiber Erzeugungskapazitäten vor dem Engpass an ihre Anlagen herunterzufahren und entsprechend hinter dem Engpass hochzufahren.

Im Fall von Netzindestabilitäten sind die Übertragungsnetzbetreiber daher verpflichtet, Maßnahmen zu treffen, die die Systemsicherheit und damit die Versorgungssicherheit gewährleisten (§13 EnWG). Auch hierfür werden ausreichend Kapazitäten benötigt. Im Gegensatz zum Handel an der Strombörse ist hierbei allerdings auch der Standort der Kapazitäten innerhalb Deutschlands relevant. Zur Gewährleistung der Systemsicherheit existieren derzeit mehrere Instrumente, die eine ausreichende Vorhaltung von Leistung für den Netzbetrieb sicherstellen sollen. Hierzu gehört die Netzreserve, die nach § 13d EnWG entweder aus Anlagen gebildet wird, die zur Stilllegung angezeigt bzw. bereits stillgelegt wurden, oder aus geeigneten Anlagen im Ausland. Es handelt sich dabei vor allem um Kraftwerke, die von der Bundesnetzagentur - häufig aufgrund ihres Standorts - als systemrelevant eingestuft werden. Statt einer Stilllegung werden diese in die Netzreserve überführt. Auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber werden die Anlagen zur Engpassbewirtschaftung, Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit eingesetzt. Anlagen der Netzreserve unterliegen einem Vermarktungsverbot. Zusätzlich wird die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG aus acht Braunkohleblöcken gebildet, deren Eintrittsdatum in die Reserve gesetzlich vorgeschrieben und auf vier Jahre begrenzt ist. Die Sicherheitsbereitschaft steht den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls zur Gewährleistung der Systemsicherheit zur Verfügung und wird auf deren Anweisung abgerufen. Außerdem sind die Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 EnWG Absatz 3 dazu befähigt, sogenannte „besondere netztechnische Betriebsmittel“ vorzuhalten, die bei einem Ausfall von Komponenten im Übertragungsnetz zur Wiederherstellung der Systemsicherheit eingesetzt werden können. Diese Betriebsmittel werden durch Erzeugungskapazitäten oder abschaltbare Lasten zur Verfügung gestellt, wobei Erzeugungseinheiten einem Vermarktungsverbot unterliegen. Die Kosten dieser Reserven werden von den Übertragungsnetzbetreibern über die Netzentgelte auf die Stromendverbraucher umgelegt.

Es lässt sich somit festhalten, dass sowohl für die Sicherstellung eines marktseitigen Gleichgewichts als auch für die Netzstabilität jeweils ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen müssen. Während der Standort der Kapazitäten am Strommarkt irrelevant ist, spielt dieser zur Wahrung der Netzstabilität eine wichtige Rolle. Aufgrund des verzögerten Netzausbaus treten in Deutschland bereits heute häufig lokale Knappheitssituationen im Netzbetrieb auf, während sich an der Strombörse bisher keine Probleme hinsichtlich der Markträumung gezeigt haben. So zeigen zum Beispiel die aktuellen Berechnungen des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber, dass bis 2030 ein stark ansteigendes innerdeutsches Erzeugungsgefälle zu erwarten ist. Von mehr als doppelt so viel Erzeugung im Vergleich zur lokalen Nachfrage im Norden und Osten Deutschlands, hin zu einem nahezu umgekehrten Verhältnis in West- und Süddeutschland.²¹ Knappheitssignale am Strommarkt können jedoch im derzeitigen System grundsätzlich keinen Aufschluss über netzseitig geeignete Standorte von Kapazitäten geben, da sie keine innerdeutschen Engpässe abbilden. Um die steigenden Kosten der netzbezogenen Korrekturingriffe zu reduzieren und perspektivisch eine ineffizient hohe Vorhaltung von Kapazitäten zu vermeiden, stellt sich daher die Frage, ob geografisch differenzierte Marktpreise eine kostengünstigere Allokation ermöglichen würden. Die Debatte einer effizienten Bepreisung des Netzzustandes geht jedoch mit grundlegenden Änderungen im heutigen Marktdesign einher, beispielsweise einer Aufteilung der bisher einheitlichen Gebotszone (Market Splitting), so dass diese nicht weiter Gegenstand dieser Studie ist.²²

²¹ Vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) Zweiter Entwurf. Abgerufen unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Basispraesentation_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.pdf.

²² Weiterführende Informationen zu dieser grundlegenden und umfassenden Debatte finden sich unter anderem in Höffler & Wambach (2013) und Hirth & Glismann (2018).

2.3 Quantitative Ergebnisse zu zukünftigen Entwicklungen des Strommarktes in Deutschland

In den vorherigen Kapiteln wurde erläutert, wie der Strommarkt in Deutschland Versorgungssicherheit gewährleistet und welche potenziellen Fälle von Marktversagen zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen können. In diesem Kapitel soll untersucht werden, wie die Versorgungssicherheit quantitativ abgeleitet werden kann und welche fundamentalen Faktoren einen Einfluss auf den Status-quo und die zukünftige Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur haben.

Zur quantitativen Analyse wurden zwei Studien genauer betrachtet: In der Studie „Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien“ untersucht das EWI die Effekte eines beschleunigten Kohleausstiegs auf Basis der WSBK-Empfehlungen (EWI, 2019). Die Studie analysiert unter anderem die Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs auf den Kraftwerkspark und den Großhandelsstrompreis. Die zweite Studie legt die Grundlagen für das Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWi nach § 51 EnWG. Die Methodik und Ergebnisse für das erstmalige Versorgungssicherheitsmonitoring in 2019 wurden von r2b, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy im Projektbericht „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ veröffentlicht (BMW, 2019). Beide Studien führen unter anderem eine Optimierung des europäischen Stromversorgungssystems mit einem Fokus auf den deutschen Markt durch. Die wesentlichen Annahmen werden im folgenden Abschnitt erläutert.

Annahmen

EWI (2019) simuliert den deutschen Kraftwerkspark bis 2050 zur Untersuchung der Effekte eines beschleunigten Kohleausstiegs. Für die Analyse wurden zunächst ein Referenz- und ein Kohleausstiegsszenario definiert, deren Annahmen sich im Wesentlichen in den installierten Kohlekapazitäten unterscheiden. Für beide Szenarien werden Stromerzeugung, installierte Kapazitäten (EE und konventionell), Stromaußenhandel, CO₂-Emissionen und Strompreise berechnet. Die zentralen Annahmen der Studie sind:

- Anpassungen im konventionellen Kraftwerkspark aufgrund politischer Entscheidungen (Kernenergieausstieg und Kohleausstieg) werden modellexogen vorgegeben. Das heißt, in beiden Szenarien wird der Kernenergieausstieg bis 2022 abgebildet und im Kohleausstiegsszenario eine Stilllegung aller Kohlekraftwerke bis 2038. Die Stilllegung von Kohlekraftwerken folgt dem Reduktionspfad, der von der WSBK vorgeschlagen wurde.
- Die Stromnachfrage in Deutschland und im europäischen Ausland basiert auf den Ergebnissen der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Aufgrund zunehmender Elektrifizierung

in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr wird die Stromnachfrage als steigend angenommen, sodass die deutsche Nachfrage in 2030 bei 699 TWh liegt.²³

- Aufgrund der steigenden Elektrifizierung wird ein Anstieg der Jahreshöchstlast von 83 GW in 2017 auf 99 GW in 2030 angenommen. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der maximalen Nachfrage, der Gleichzeitigkeit der Nachfrageprofile verschiedener Endanwendungen und möglichen Lastabwurfs.²⁴
- Interkonnektorkapazitäten entwickeln sich gemäß des vorgegebenen Ausbaupfades im Ten-Year-Network-Development-Plan. Im Spitzenlastfall stehen per Annahme maximal 10% der Importkapazitäten zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung.
- Backup-Kapazitäten werden definiert als gesicherte Leistung, die nur sehr wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommt und durch Steinkohle- und Gaskraftwerke, sowie durch Gasturbinen, Dieselgeneratoren, Speicher und Lastabwurf bereitgestellt werden kann. Kapazitätsmechanismen in Deutschland (d.h. die Kapazitätsreserve) und in anderen Ländern werden nicht betrachtet; die Netzreserve und die Sicherheitsbereitschaft werden jedoch berücksichtigt.
- Der EE-Ausbau erfolgt gemäß des Ausbaupfades im EEG 2017. Zusätzlich werden die Ausbauziele des aktuellen Koalitionsvertrages berücksichtigt, die einen EE-Anteil von 65% bis 2030 vorgeben.
- Die Brennstoffpreise entwickeln sich entsprechend vorgegebener Preispfade.
- Die Wärmenachfrage wird exogen vorgegeben und unter anderem durch KWK-Kraftwerke gedeckt.
- Emissionszertifikatspreise werden modellendogen aus Angebot und Nachfrage bestimmt. Im Kohleausstiegsszenario erfolgt eine Nettostillegung von Emissionszertifikaten. Das heißt, es werden diejenigen Zertifikate stillgelegt, die bei Weiterbetrieb der Kraftwerke notwendig gewesen wären, abzüglich der Zertifikate, die zur Kompensation der stillgelegten Kraftwerke aufgewendet werden. Dadurch soll ein Überangebot an Zertifikaten vermieden werden.

Das vom BMWi beauftragte Gutachten „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ (2019) führt neben der Definition eines Versorgungssicherheitsstandards eine quantitative Analyse zur Bestimmung des Versorgungssicherheitsniveaus durch. Analog zu EWI (2019) werden ein Referenzszenario und mehrere Sensitivitäten definiert. Um eine

²³ Vgl. dena (2018)

²⁴ Vgl. dena (2018)

bessere Vergleichbarkeit mit der Studie von EWI (2019) herzustellen, wird für die folgende Betrachtung die im Monitoring-Gutachten des BMWi (2019) definierte Sensitivität „Zielerreichung Klimaschutz“ angenommen, die im Wesentlichen einen beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung antizipiert²⁵. Die grundlegenden Annahmen hierzu sind:

- Anpassungen im konventionellen Kraftwerkspark aufgrund politischer Entscheidungen (Kernenergieausstieg und Kohleausstieg) werden vorgegeben. Ziel des Szenarios ist die Erreichung des Klimaziels in 2030. In 2030 sind daher noch maximal 16,6 GW Kohlekapazitäten am Markt.²⁶ KWK-Anlagen werden modellexogen durch erdgasbasierte KWK-Anlagen ersetzt.
- Die Stromnachfrage geht gegenüber 2015 bis 2030 um 5% auf 502 TWh zurück. Von 2030 bis 2050 kommt es aufgrund verstärkter Elektrifizierung zu einem Zuwachs der Stromnachfrage um 8% (gegenüber 2015) auf 571 TWh. Europaweit geht die Studie von einer steigenden Stromnachfrage bis 2050 aus.
- Die Jahreshöchstlast in Deutschland sinkt von 90,2 GW in 2020 auf 88,7 GW in 2030.
- Die Interkonnektorkapazitäten entwickeln sich gemäß der Vorgaben im Clean Energy Package der EU. Im Spitzenlastfall gibt es keine Einschränkung zur Nutzung von Importkapazitäten.
- Nachfrageflexibilisierung und Netzersatzanlagen werden berücksichtigt. Die Erschließung und der Einsatz von diesen Anlagen erfolgt kostenminimal.
- Kapazitätsmechanismen in den Ländern Großbritannien, Frankreich, Polen und Italien werden im Modell berücksichtigt. Die in Deutschland eingeführte Kapazitätsreserve wird in der Modellierung nicht berücksichtigt, da sich die Kraftwerke der Reserve außerhalb des Strommarktes befinden.
- Die installierte Leistung an EE wird vorgegeben, um das Ziel von 65% EE-Erzeugung bis 2030 entsprechend des Koalitionsvertrages und des aktuellen EEG 2017 zu erreichen.
- Die Entwicklung von Brennstoffpreisen und Emissionszertifikatspreisen folgen festgelegten Pfaden.

²⁵ Die Strommarktsimulation in BMWi (2019) wurde vor Veröffentlichung des WSBK-Abschlussberichtes durchgeführt.

²⁶ Modellendogene Stilllegungen sind hierbei noch nicht berücksichtigt, d.h. es können zusätzliche Stilllegungen aufgrund wirtschaftlicher Gründe erfolgen.

Im Folgenden werden die quantitativen Ergebnisse aus den Studien unter den Einflussfaktoren *Entwicklung der Nachfrage, Verfügbarkeit von Technologien und Importkapazitäten* sowie der *Nachfrageflexibilität* analysiert und diskutiert.

Entwicklung der Nachfrage

Zunächst soll die Nachfrage in den beiden Studien genauer untersucht werden, da sie einen erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit hat.²⁷ Abbildung 5 veranschaulicht die Entwicklung der Stromnachfrage in beiden Studien sowie die daraus abgeleitete Jahreshöchstlast des jeweiligen Jahres.

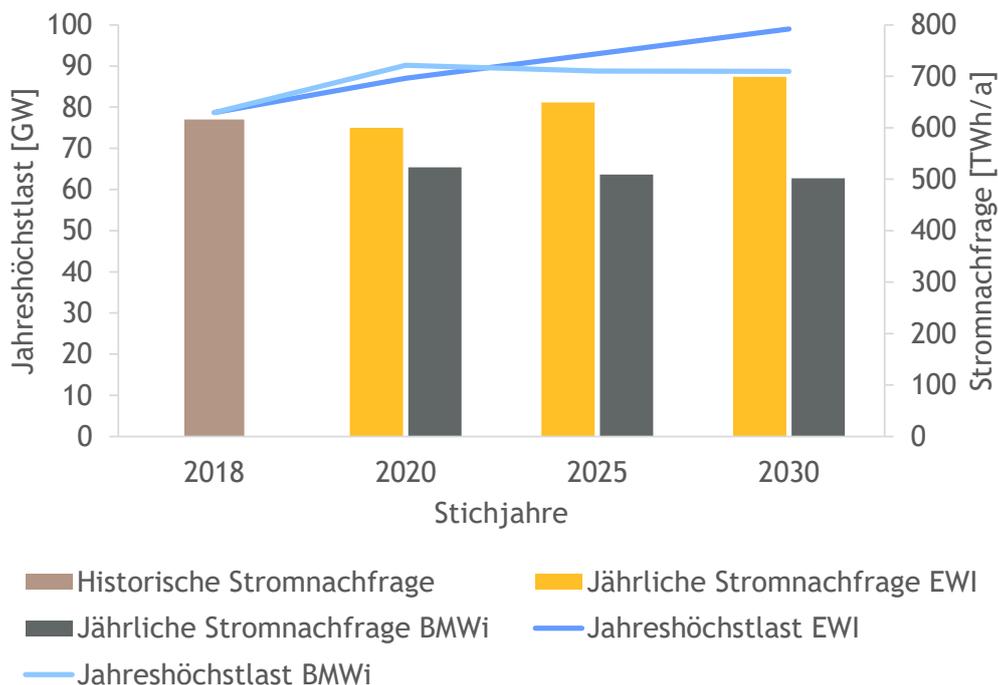


ABBILDUNG 5 VERGLEICH DER ANGENOMMENEN ENTWICKLUNG VON JAHRESHÖCHSTLAST UND STROMNACHFRAGE

Quelle: EWI(2019), BMWi (2019), historische Daten: AGEb (2019), ENTSO-E (2019)

Die Annahmen bezüglich der Entwicklung der Stromnachfrage unterscheiden sich hierbei zum Teil deutlich. Sie hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, unter anderem von Annahmen zum Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum, zur Marktdurchdringung elektrisch betriebener Fahrzeuge im Verkehrssektor, der Marktdurchdringung von Elektrifizierungstechnologien, wie Wärmepumpen im Wärmesektor, sowie Effizienzentwicklungen, wie beispielsweise Sanierungsraten im Gebäudesektor. So weist beispielsweise EWI (2019) basierend auf dena (2018) eine Sanierungsrate von 1,4% pro Jahr aus, während im Monitoring-Gutachten des BMWi (2019) eine jährliche Sanierungsrate von 1,8% angenommen wird. In Summe geht EWI (2019) bezüglich des Gesamtstromverbrauchs somit aufgrund des steigenden Strombedarfs durch die Elektrifizierung in den Sektoren

²⁷ Vgl. dena (2018).

Gebäude, Industrie und Verkehr von einer Zunahme der Stromnachfrage bis 2030 aus.²⁸ Der steigende Bedarf übersteigt damit die Einsparungen durch Effizienzmaßnahmen deutlich. Im Monitoring-Gutachten des BMWi (2019) wird hingegen von einer Reduktion der Nachfrage bis 2030 ausgegangen, die vor allem mit den verhältnismäßig hohen Effizienzsteigerungen von Verbrauchern begründet wird.

Die unterschiedlichen Annahmen über die Entwicklung der Stromnachfrage haben zudem Auswirkungen auf die resultierende Jahreshöchstlast. Da sich diese aus der Aggregation sämtlicher Nachfrageprofile ergibt, hat die Gleichzeitigkeit individueller Nachfragespitzen erheblichen Einfluss auf die Höhe und den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Diese Gleichzeitigkeitseffekte sind durch Eintrittswahrscheinlichkeiten gekennzeichnet und so kann die Jahreshöchstlast mit einer stochastischen Verteilung ermittelt werden. Unterschiedliche Annahmen zur Gleichzeitigkeit von Nachfragespitzen haben damit, neben der allgemeinen Entwicklung der Stromnachfrage, Einfluss auf die Höhe der Jahreshöchstlast. In beiden betrachteten Studien wird die Jahreshöchstlast auf Grundlage wahrscheinlichkeitbasierter Gleichzeitigkeitseffekte bestimmt. Dies resultiert in EWI (2019) in einer angenommenen Jahreshöchstlast von 87 GW in 2020 und 99 GW in 2030²⁹, während im Monitoring-Gutachten des BMWi (2019) von einer Jahreshöchstlast von 90 GW in 2020 und einer geringeren Jahreshöchstlast von 89 GW in 2030 ausgegangen wird.

Verfügbarkeit von Technologien und Importkapazitäten

Darüber hinaus ist es für die Versorgungssicherheit relevant, durch welche Kapazitäten die Jahreshöchstlast gedeckt werden kann. Zunächst kommen sämtliche Erzeugungseinheiten - sowohl in- als auch ausländisch - infrage, die über einen Anschluss zum öffentlichen Netz verfügen. Betrachtet man das Marktgebiet Deutschland, so sind ausländische Kapazitäten nur soweit zu berücksichtigen, sofern ausreichend grenzüberschreitende Interkonnektorkapazitäten vorhanden sind. Die Verfügbarkeit von Interkonnektorkapazitäten hat daher einen starken Einfluss auf die verbleibende Leistung, die im Inland zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung stehen muss. Im Gegensatz zu grenzüberschreitenden Transportkapazitäten, ist die Verfügbarkeit inländischer Transportkapazitäten aufgrund der einheitlichen Gebotszone in Deutschland nicht zu berücksichtigen. Bei der Bestimmung der benötigten inländischen Kapazitäten zur Deckung der Jahreshöchstlast sind allerdings weiterhin erzeugungsseitige Eintritts- und Ausfallwahrscheinlichkeiten zu berücksichtigen. So stehen dargebotsabhängige EE-Kapazitäten nur zur Verfügung, wenn ausreichend Primärenergieträger (zumeist Wind, Wasser und Sonneneinstrahlung) vorhanden sind. Die EE-Einspeisung ist größtenteils wetterabhängig und daher stochastisch verteilt. Die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke kann zwar ebenfalls aufgrund fehlender Primärenergieträger eingeschränkt sein (z.B. bei Engpässen in der Gasversorgung oder Kohlelieferung), eine größere Rolle spielen jedoch geplante und ungeplante Ausfälle und Revisionen. Aus diesem Grund stehen auch konventionelle Kraftwerke in der Regel nicht zu jedem Zeitpunkt im Jahr mit ihrer vollständigen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung. Damit leisten sowohl konventionelle als auch erneuerbare Energien einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der nicht vollständig

²⁸ Vgl. dena (2018).

²⁹ Vgl. dena (2018).

ihrer installierten Leistung entspricht. So kann man für konventionelle, steuerbare Kraftwerke mit einem Beitrag von etwa 80 - 95% zur gesicherten Leistung ausgehen. Aufgrund fehlender Sonneneinstrahlung während der Nachtstunden, ist für die Solarenergie ein Beitrag von 0% zur Deckung der Spitzenlast anzusetzen, da diese typischerweise während der Abendstunden im Winter erreicht wird. Windkraft trägt schätzungsweise zu 5% (Offshore) bzw. 1% (Onshore) zur Versorgungssicherheit bei. Für Biomasse können etwa 83% und Wasserkraft 50% angenommen werden.³⁰ DSM-Maßnahmen können ebenfalls zur Versorgungssicherheit beitragen, da sie die Spitzenlast senken und dadurch die benötigte Erzeugungskapazität verringern. Die Verfügbarkeit von DSM während der Spitzenlast hängt individuell vom jeweiligen zugrundeliegenden Prozess ab³¹.

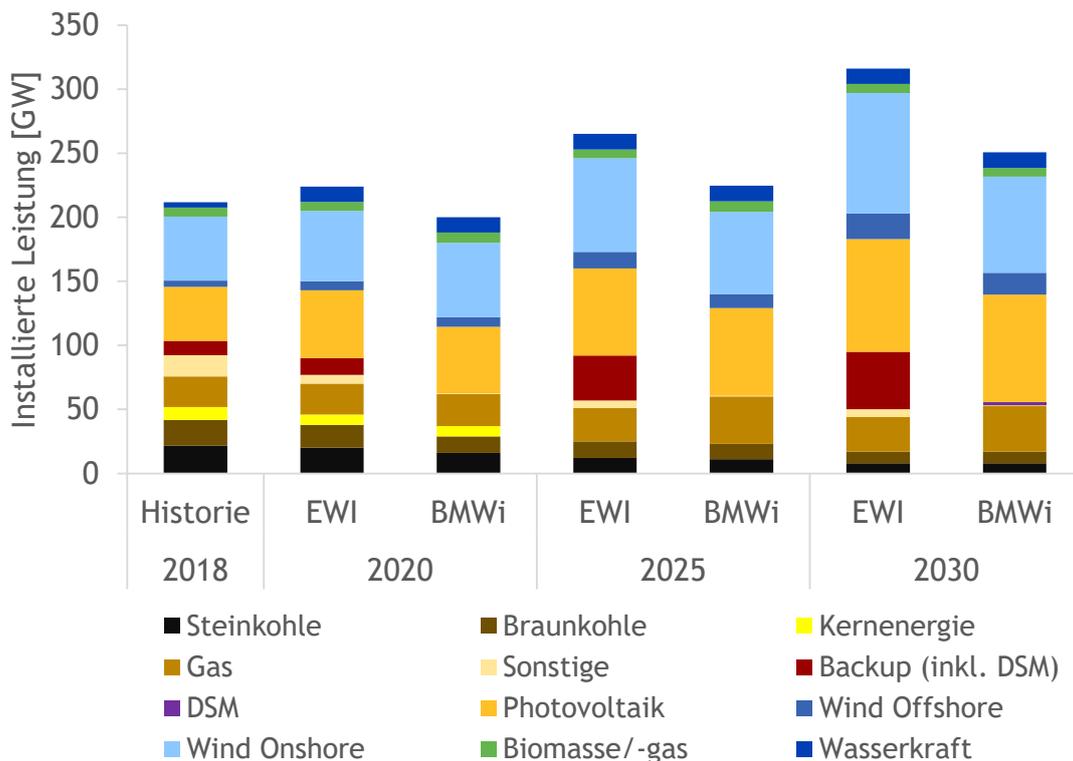


ABBILDUNG 6 VERGLEICH DER ERGEBNISSE ZUR INSTALLIERTEN LEISTUNG

Quelle: EWI(2019), BMWi (2019), historisch: BNetzA (2019)

Abbildung 6 stellt die in beiden Studien errechneten, installierten Kapazitäten in Deutschland in den Stichjahren 2020, 2025 und 2030 dar. Dabei wurden unterschiedliche Annahmen zur Spitzenlastdeckung getroffen. In EWI (2019) stehen während der Spitzenlastsituation maximal 10% der gesamten grenzüberschreitenden Importkapazitäten zur Verfügung. Dieses Niveau verfügbarer Importkapazitäten bildet eine hohe Gleichzeitigkeit der Jahreshöchstlast bei geringer EE-Einspeisung in Deutschland und seinen Nachbarländern ab.³² In einer solchen Situation wird daher vorausgesetzt, dass die darüber hinaus benötigten Kapazitäten innerhalb des deutschen Marktgebiets vorhanden sind oder entsprechend zugebaut werden. In EWI (2019) wird dabei ein großer Teil dieser

³⁰ Vgl. dena (2018), BMWi (2019), EWI (2012).

³¹ Vgl. Sauer et al. (2019).

³² Vgl. EWI (2019).

zusätzlich benötigen Leistung durch sogenannte „Backup“-Kapazitäten bereitgestellt, beispielsweise in Form von Erzeugungseinheiten wie Gasturbinen und Dieselmotoren, aber auch durch freiwilligen Lastverzicht oder Speicher. Die Erzeugungseinheiten sind durch eine sehr geringe Nutzungsdauer gekennzeichnet und dienen fast ausschließlich der Spitzenlastdeckung. In EWI (2019) resultiert daraus ein Bedarf an Backup-Kapazitäten von etwa 45 GW zur Deckung der Spitzenlast in 2030 mit inländischen Kapazitäten. Damit fällt fast die Hälfte der installierten, regelbaren Kapazitäten in das Backup, welches nur in wenigen Stunden zur Deckung der Residualnachfrage zum Einsatz kommt. Bei einer Erhöhung der Importkapazitäten, die während der Jahreshöchstlast zur Verfügung stehen, kann die installierte Leistung der Backup-Kapazitäten verringert werden.³³ Im Monitoring-Gutachten des BMWi (2019) werden die technisch verfügbaren Importkapazitäten auch im Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ohne Einschränkung berücksichtigt. Die Jahreshöchstlast in Deutschland wird den Lastprofilen in den verbundenen Ländern gegenübergestellt, sodass angenommen wird, dass Ausgleichseffekte zwischen den Ländern identifiziert und ausgenutzt werden können. Im Resultat ergeben sich in den beiden Studien unterschiedliche Entwicklungen der installierten Leistung in Deutschland. Die Pfade der EE-, Kern- und Kohlekraftwerks-Kapazitäten sind in beiden Studien größtenteils exogen vorgegeben.

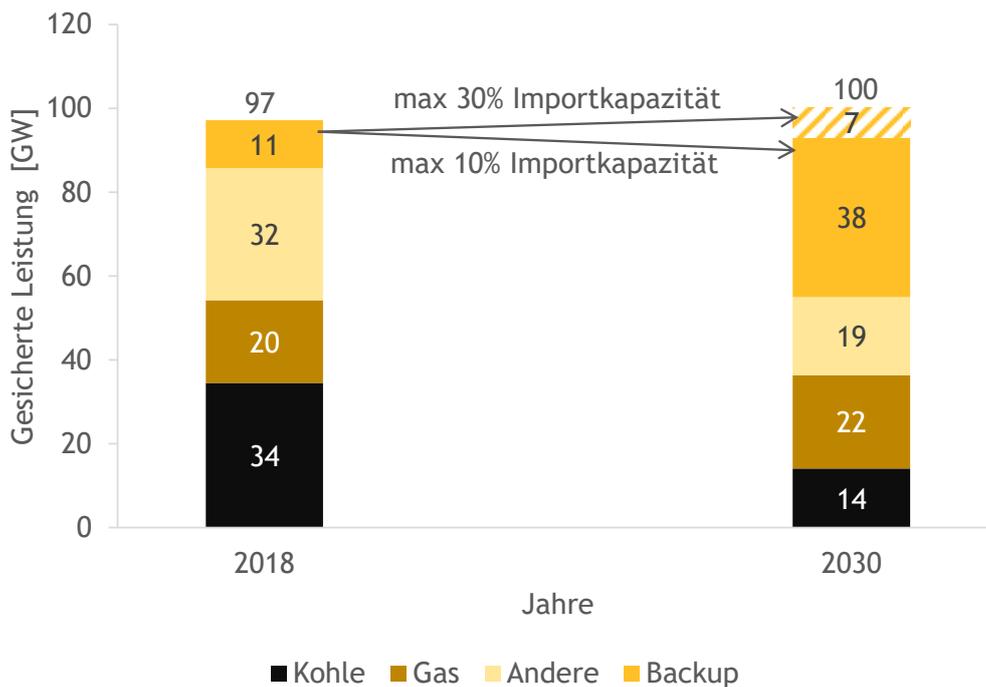


ABBILDUNG 7 EINFLUSS DER VARIATION MAXIMALER IMPORTKAPAZITÄTEN AUF DIE GESICHERTE LEISTUNG
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EWI(2019)

Der Einfluss der Importkapazitäten wird in Abbildung 7 verdeutlicht. Auf Basis der Ergebnisse zur installierten Leistung in EWI (2019), wurde mithilfe der oben genannten Annahmen zum Beitrag der verschiedenen Technologien die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks errechnet. Daraus resultiert eine gesicherte Leistung von 97 GW in 2018 und 100 GW in 2030. Die gesicherte Leistung

³³ Vgl. EWI (2012)

in 2030 wird unter anderem von der Annahme getrieben, dass die zulässigen Importe während der Jahreshöchstlast maximal 10% der gesamten grenzüberschreitenden Kapazitäten entsprechen. Variiert man diese Größe und lässt Importe von bis zu 30% der grenzüberschreitenden Kapazitäten zu, kann der Bedarf an gesicherter Leistung um 7 GW reduziert werden. Dies würde sich in einer Reduktion der Backup-Kapazitäten bemerkbar machen. Voraussetzung für diesen Effekt ist, dass eine geringere Gleichzeitigkeit der Jahreshöchstlast im In- und Ausland vorläge, sodass mehr Kapazitäten im Ausland zur Deckung der Jahreshöchstlast in Deutschland verfügbar wären.

Nachfrageflexibilität

Die dritte Einflussgröße, die Nachfrageflexibilität, spiegelt sich im Markt durch eine höhere Preiselastizität der Nachfrage wider. Sie ist für einen funktionierenden Markt unerlässlich, da die Nachfrage im vollkommen unelastischen Fall nicht auf die Preise reagieren kann (vgl. Kapitel 2.2.2). Die Preiselastizität der Nachfrage lässt sich nicht direkt aus den Studienergebnissen ableiten. Jedoch kann näherungsweise die DSM-Kapazität als Nachfrageflexibilität interpretiert werden, um die Reaktionsfähigkeit der Nachfrage abzuschätzen. In Abbildung 6 wird deutlich, dass im Monitoring-Gutachten des BMWi (2019) selbst in 2030 sehr geringe DSM-Kapazitäten im Markt verfügbar sind (rund 1 GW). Der Grund liegt zumeist in den hohen Kosten, die mit einem freiwilligen Lastverzicht einhergehen, da es für beispielsweise Industrieunternehmen nur bei sehr hohen Börsenstrompreisen ökonomisch sinnvoll ist auf Produktion zu verzichten und dadurch die Last zu verringern. EWI (2019) weist DSM-Kapazitäten nicht separat aus, sie sind jedoch Bestandteil der „Backup“-Kapazitäten, die durch sehr hohe Einsatzkosten gekennzeichnet sind und die Herausforderung der ökonomischen Anreize zum Lastverzicht betont.

Die Studienergebnisse verdeutlichen, dass zur Beurteilung der Versorgungssicherheit bzw. der damit verbundenen Entwicklungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur verschiedene Einflussfaktoren berücksichtigt werden sollten. Diese unterliegen Annahmen über ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten und Gleichzeitigkeitseffekte - innerhalb Deutschlands und innerhalb des gemeinsamen EU-Binnenmarkts auch mit anderen EU-Ländern. Darüber hinaus sollten bei der Diskussion über Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit grundsätzliche Entscheidungen getroffen werden.³⁴ So steht die Entscheidung noch aus, inwieweit ausländische Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland eingesetzt werden können. Die hier betrachteten Studienergebnisse zeigen beispielsweise, welchen Einfluss eine Veränderung der Internektorkapazitäten auf die Höhe der benötigten inländischen, installierten Leistung hat. Außerdem ist bei der wahrscheinlichkeitsbasierten Analyse der Versorgungssicherheit zu beachten, dass eine Lastdeckung von 100% in der Regel nicht ökonomisch sinnvoll ist und ein gewisses Maß an Versorgungsunterbrechung im Sinne der ökonomischen Effizienz akzeptabel sein kann. Offen ist hier die Frage, welches Niveau an Versorgungssicherheit sowohl ökonomisch, als auch gesellschaftlich und politisch akzeptiert werden kann. Liegt dieses Niveau abseits des volkswirtschaftlichen Optimums, kann es potenziell nicht durch den Markt erreicht werden und es werden zusätzliche Maßnahmen zur Erreichung des Versorgungssicherheitsniveaus notwendig sein.

³⁴ Vgl. dena (2018).

3 KONZEPTE FÜR DEN LANGFRISTIGEN ERHALT DER VERSOR- GUNGSSICHERHEIT

Auf Grundlage der in Kapitel 2 erläuterten Herausforderungen und Analysen zur Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes in Deutschland ist noch keine endgültige Aussage über die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes möglich. Es wird aber aufgezeigt, dass in der praktischen Umsetzung des Energy-Only-Marktes gewisse Herausforderungen existieren, die insbesondere die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit betreffen.

Vor der Einführung des Strommarkt 2.0 in 2016 wurden bereits verschiedene Konzepte zur Wei- terentwicklung des Marktdesigns umfassend unter den bestehenden Rahmenbedingungen und den zu der Zeit absehbaren Entwicklungen erörtert. Die Diskussion kann grob in vier Kategorien auf- geteilt werden: Maßnahmen, die die Funktionsweise des Energy-Only-Marktes verbessern sollen, Mechanismen, die auf die Vorhaltung von Reservekapazitäten außerhalb des Marktes abzielen, explizite Kapazitätzahlungen für den Kapazitätsaufbau sowie Mechanismen, die zusätzliche Märkte für den Handel von vorgehaltener Kapazität schaffen sollen.³⁵ Abbildung 8 fasst die Maß- nahmen zusammen, die im folgenden Kapitel vorgestellt werden.

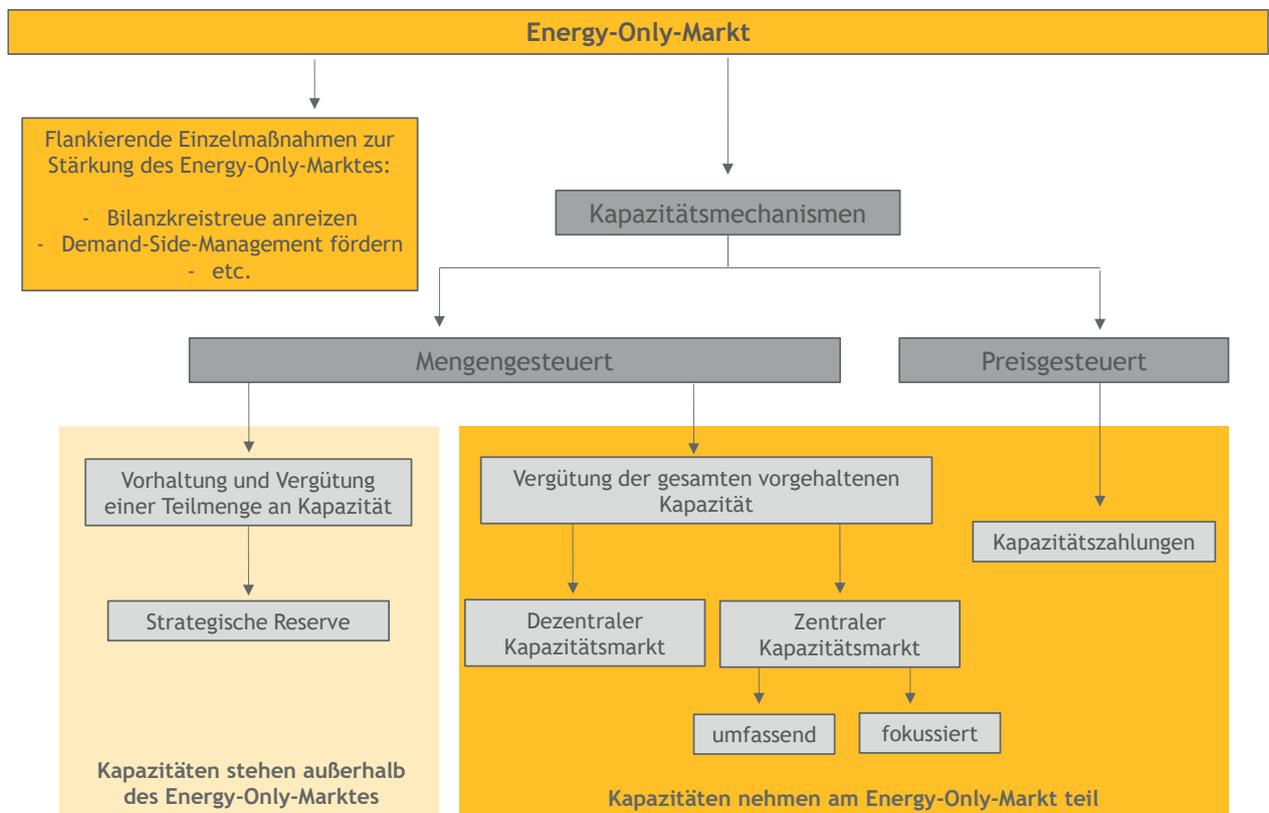


ABBILDUNG 8 MÖGLICHE MAßNAHMEN FÜR DIE GEWÄHRLEISTUNG VON VERSORUNGSSICHERHEIT

Quelle: Eigene Darstellung

³⁵ Vgl. Monopolkommission (2015).

Grundsätzlich sollte bei der Diskussion um die bestehenden und um alternative Mechanismen abgewogen werden, inwieweit die genannten Herausforderungen Maßnahmen in Form von (weiteren) Markteingriffen und Änderungen des Marktdesigns rechtfertigen können. Änderungen des Marktdesigns können zu neuen Ineffizienzen und Marktversagen an anderer Stelle führen. Markteingriffe sind in der Regel Entscheidungen unter Unsicherheit, da die regulierende Instanz nicht dieselben Informationen besitzt wie der Markt. Aus diesem Grund sind sowohl Maßnahmen zur Stärkung des Energy-Only-Marktes als auch solche zur Einführung neuer Märkte für Kapazitäten unter Berücksichtigung aller Einflussgrößen zu treffen.

3.1 Maßnahmen zur Stärkung des Strommarkts 2.0

Im Rahmen des 2016 in Kraft getretenen Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes wurden verschiedene Maßnahmen beschlossen. Die Bemühungen betreffen vor allem die Stärkung des Energy-Only-Marktes mit dem Ziel, dass über die Systematik von Knappheitspreisen zukünftig ausreichend Investitionen angereizt werden und die Versorgungssicherheit auch langfristig gewährleistet werden kann. Gleichzeitig wurde der Energy-Only-Markt mit einer Kapazitätsreserve flankiert (siehe Kapitel 3.2.1). Der Strommarkt 2.0 stellt somit im Grunde keinen reinen Energy-Only-Markt mehr dar. Das Konzept des Energy-Only-Marktes bildet aber nach wie vor die Grundlage des deutschen Marktdesigns. Im Folgenden werden einige der im Rahmen des Strommarkt 2.0 angestoßenen Maßnahmen vorgestellt.

Anreize im Regelenenergiemarkt und Stärkung der Bilanzkreistreue

Im Zuge des Strommarktgesetzes wurden die Anreize zur Bilanzkreisbewirtschaftung intensiviert, mit dem Ziel den Handel am Strommarkt zu stärken und gleichzeitig marktliche Anreize zur Vorhaltung von gesicherter Leistung zu setzen (§ 4 und 5 StromNZV). So soll vermieden werden, dass sich die Marktakteure in Knappheitssituationen auf die Bereitstellung der Regelenenergie verlassen, anstatt die Mengen (zu hohen Knappheitspreisen) am Spotmarkt zu handeln. Generell werden Ausgleichsenergiepreise bei einem Regelenenergieaufruf denjenigen Bilanzkreisen in Rechnung gestellt, die zu dem Zeitpunkt des Abrufs eine unausgeglichene Bilanz zu verantworten haben. Die Ausgleichspreise reizen somit einen Ausgleich des Bilanzkreises über den Spotmarkt an. Diese Anreize wurden verstärkt, in dem die Ausgleichspreise nun stets höher ausfallen als der stündliche Intraday-Preis. Außerdem hat die Stärkung der Bilanzkreistreue zum Ziel, die Kontrahierung gesicherter Leistung durch die Bilanzkreisverantwortlichen anzureizen. Denn um hohe Ausgleichsenergiepreise (und Spotmarktpreise) in Knappheitssituationen zu vermeiden, könnte durch die verstärkte Bilanzkreisbewirtschaftung der Anreiz entstehen, zusätzliche (leistungsbasierte) Zahlungen für die Vorhaltung von gesicherter Leistung zu entrichten. Hierfür können Bilanzkreisverantwortliche bilaterale Verträge mit beispielsweise steuerbaren Erzeugungskapazitäten oder Nachfrageflexibilitäten abschließen. Gleichzeitig wurden außerdem die Anforderungen an die Vorhaltung und Bereitstellung von Regelenenergie gesenkt. Durch beispielsweise die Verkürzung der Produktzeitscheiben und die Einführung täglicher statt wöchentlicher Ausschreibungen in der Minuten- und Sekundärreserveleistung werden die Restriktionen der Regelleistungsanbieter reduziert.

Dies ermöglicht eine weniger eingeschränkte Teilnahme am Spotmarkt sowie einen höheren Wettbewerb am Regelenergiemarkt. Insgesamt wirken die Maßnahmen auch auf eine höhere Marktteilnahme der Nachfrageseite hin und sollen langfristig zu einer höheren Nachfrageelastizität beitragen. Nach der zum Teil deutlichen Unterdeckung der deutschen Regelzone an mehreren Tagen im Juni 2019 hat die Bundesnetzagentur ein weiteres Maßnahmenpaket zur Stärkung der Bilanzkreistreue vorgeschlagen. Darin werden insbesondere kurzfristige Maßnahmen zur Verschärfung der Pönalen bei Bilanzkreisabweichungen gefordert sowie eine Reformierung der Ausgleichsenergiepreise.³⁶

Leitfaden „Preisspitzen und ihre Zulässigkeit“

Der im Sommer 2019 von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt veröffentlichte Entwurf eines „Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel - Preisspitzen und ihre Zulässigkeit“ stellt eine weitere zentrale Maßnahme des Strommarktgesetzes 2016 dar.³⁷ Denn um die Marktmechanismen des Strommarkt 2.0 zu stärken, ist es neben den Anreizen zur Bilanzkreistreue wichtig, die wettbewerbliche Preisbildung am Großhandelsstrommarkt zu stärken. So befasst sich der Leitfaden mit der Unterscheidung zwischen wettbewerblichen Knappheitspreisen und dem Herbeiführen von Preisspitzen durch Kartellabsprachen, Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung, Insiderhandel oder Marktmanipulation.

Stärkung der Nachfrageflexibilität

Eine höhere Flexibilität der Nachfrage kann einen Beitrag dazu leisten den Bedarf an Spitzenlastkapazitäten zu reduzieren. Flexible Nachfrager können während der Höchstlast mit Lastverschiebung reagieren, was die Spitzenlast und damit die benötigte Kapazität zur Deckung der Spitzennachfrage verringern kann.³⁸ Aktuell ist die Reaktionsfähigkeit der Nachfrageseite jedoch trotz der im Strommarktgesetz angestrebten Flexibilisierungsmaßnahmen nur in begrenztem Umfang vorhanden.³⁹ Aus empirischen Untersuchungen geht hervor, dass die kurzfristige Elastizität der Nachfrage als verhältnismäßig gering eingestuft werden kann.⁴⁰ Auch explizit angereizte Nachfrageflexibilität, wie beispielweise über die Verordnung für Abschaltbare Lasten (AbLaV), steht derzeit noch in einem begrenzten Umfang zur Verfügung. Aktuell haben die Übertragungsnetzbetreiber etwa 2,3 GW abschaltbare Lasten präqualifiziert⁴¹. Zukünftig wird beispielsweise im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 der Übertragungsnetzbetreiber ein je nach Szenario variierendes Demand-Side-Management-Potenzial in Industrie und GHD zwischen 2,0 und 6,0 GW in 2030 projiziert (ca. 5 Prozent der Jahreshöchstlast in den jeweiligen Szenarien)⁴². Im Haushaltssektor er-

³⁶ Informationen über das Konsultationsverfahren der BNetzA sind abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212_217_218/BK6-19-212_217_218_verfahrenseroeffnung.html.

³⁷ BKartA und BNetzA (2019).

³⁸ Vgl. bspw. EU (2013), UFZ (2015).

³⁹ Vgl. Monopolkommission (2019).

⁴⁰ Vgl. Knaut und Paulus (2016).

⁴¹ Die Gesamtleistung der präqualifizierten technischen Einheiten beträgt 2,293 GW. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass Anlagen, die sowohl für schnell (SNL) als auch für sofort (SOL) abschaltbare Lasten präqualifiziert wurden, in dieser Rechnung doppelt auftauchen. Wöchentlich ausgeschrieben werden jeweils 750 MW je Produktart. Stand Oktober 2019, abgerufen unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

⁴² Vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf, S. 41 & S. 47.

schweren hohe Erschließungskosten technischer Flexibilitätspotentiale die Nutzung von Lastverschiebung. Die Kosten für den Einbau intelligenter Stromzähler und Steuerungseinheiten in Endverbrauchergeräte übersteigen die spezifischen Kosten von Gasturbinen als Spitzenlastkapazität um ein Vielfaches.⁴³ Darüber hinaus stellen Beschaffungskosten neben Umlagen, Steuern und Netzentgelten nur rund ein Drittel des Haushaltsstrompreises dar. Daher sind die Anreize für Haushalte Flexibilität bereitzustellen vergleichsweise gering. Inwiefern das Flexibilitätspotenzial in der Lage ist, in Knappheitssituationen die notwendige Flexibilisierung der Nachfrage zur Verfügung zu stellen, stellt daher auch weiterhin eine zentrale Herausforderung des Strommarkt 2.0 dar. Es sollte jedoch auch bei der Förderung von Nachfrageflexibilität beachtet werden, dass technologiespezifische Förderungen die Anreize der Marktteilnehmer möglichst wenig verzerren.

Fortführung der KWK-Förderung

Analog zu dem Vorschlag der Weiterentwicklung der KWK-Förderung im WSBK-Abschlussbericht⁴⁴, kann die Förderung von KWK-Anlagen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen. Durch die Entwicklung flexibler Strom-Wärme-Systeme kann der Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Spitzenlastfällen erhöht und zur Deckung der Last eingesetzt werden.⁴⁵ Werden beispielsweise KWK-Anlagen um einen Wärmespeicher erweitert, können sie zu Zeiten hoher Wärme- und Stromnachfrage ihren Output flexibel anpassen und auf die fluktuierende EE-Einspeisung reagieren. Voraussetzung hierfür ist, dass die Wärmeproduktion über einen ausreichend großen Zeitraum vorgezogen und gespeichert werden kann. Das Potential von KWK-Anlagen zur Spitzenlastdeckung hängt neben den anlagenspezifischen Kenngrößen wie dem Speicherpotenzial daher vor allem von der stochastischen Einflussgröße des Wetters ab. Während einer langen Kälteperiode mit wenig EE-Einspeisung sind KWK-Anlagen zumeist für die Bereitstellung von Wärme im Einsatz und können bei leeren Wärmespeichern nicht auf eine reine Stromproduktion wechseln. Daher ist eine kosteneffiziente Dimensionierung flexibler KWK-Anlagen mit Wärmespeichern eine der zentralen Problemstellungen. Denn bei einer optimalen Auslegung sind KWK-Anlagen in der Lage, den Bedarf an Backup-Kapazitäten zu verringern.⁴⁶ Aufgrund dieser Eigenschaften, erhalten KWK-Anlagen derzeit nach dem KWK-Gesetz bereits verschiedene Fördermöglichkeiten. Neben einer Vergütung für den Ersatz von kohlebasierten KWK-Anlagen durch gas- oder biomasse-basierte Anlagen, erhalten KWK-Anlagen eine potenzielle Förderung in Form einer Grundförderung pro Kilowattstunde, einen ETS-Zuschlag pro Kilowattstunde und Erleichterungen bei den Netzentgelten.⁴⁷ Eine Fortführung der Förderung bzw. Anpassung an aktuelle Rahmenbedingungen kann neben dem Schutz bestehender KWK-Systeme neue und emissionsarme Anlagen anreizen. Da KWK-Anlagen regulär am Strommarkt teilnehmen und hier in Konkurrenz mit anderen Erzeugern stehen, sollte auch hier beachtet werden, dass ein Fördermechanismus Anreize im Strommarkt möglichst wenig verzerrt.

⁴³ Vgl. EWI (2012).

⁴⁴ Vgl. WSBK (2019), S.68

⁴⁵ Vgl. Monopolkommission (2015).

⁴⁶ Vgl. EWI (2012).

⁴⁷ Vgl. VKU (2019).

Nutzung von Interkonnektorkapazitäten

Eine weite Vernetzung der Strommärkte kann die Versorgungssicherheit deutlich stärken und den Bedarf an Spitzenlastkapazität in jedem einzelnen Land verringern. In Zeitperioden knapper Erzeugung in einem Land können ausländische Erzeugungseinheiten zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden.⁴⁸ Hierfür ist jedoch notwendig, dass die Deckung der inländischen Spitzenlast auch durch ausländische Anlagen als zulässig erachtet wird. Mittlerweile ist die Bewertung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung verbundener Nachbarländer nach §51 EnWG zwar gesetzlich vorgeschrieben, es besteht bisher aber noch wenig Erfahrung darüber, welche Leistung im Spitzenlastfall tatsächlich aus dem Ausland kontaktiert werden kann.⁴⁹ Der Ausbau der grenzüberschreitenden Kapazitäten ist eine der zentralen Maßnahmen im Clean Energy Package der Europäischen Kommission zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im europäischen Strombinnenmarkt.⁵⁰ Es ist daher anzunehmen, dass die Nutzung der Interkonnektorkapazitäten in Spitzenlastsituationen zukünftig an Bedeutung gewinnen wird. Dies sollte daher einhergehen mit einer Diskussion um die Abhängigkeit von ausländischen Kapazitäten in Spitzenlastfällen gegenüber einer nationalen Vorhaltung des Kapazitätsbedarfs. Zu berücksichtigen sind dabei auch die in Kapitel 2.2.4 angesprochenen Wechselwirkungen zwischen den Marktdesigns der einzelnen Länder, wie beispielsweise der deutschen Kapazitätsreserve und dem französischen Kapazitätsmarkt.

3.2 Überblick alternativer Kapazitätsmechanismen

Unter dem allgemeinen Begriff „Kapazitätsmechanismus“⁵¹ versteht man in der Regel Instrumente, die eine (langfristige) Steuerung der vorgehaltenen Erzeugungskapazitäten im Strommarkt betreffen und somit über die Preissignale des Energy-Only-Marktes hinaus eine Investitionssteuerung verfolgen.⁵²

Grundsätzlich können Kapazitätsmechanismen in zentrale und dezentrale Mechanismen unterschieden werden. Zentrale Mechanismen implizieren, dass die Kapazitätsmenge von einer zentralen Instanz festgelegt wird. Dies kann beispielsweise durch den Übertragungsnetzbetreiber oder eine Regulierungsbehörde erfolgen. Damit soll sichergestellt werden, dass das Kapazitätsziel erreicht wird, das als notwendig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bestimmt wurde. Anschließend kann mithilfe einer wettbewerblichen Auktion, Ausschreibungen oder bilateralen Verhandlungen ein Preis ermittelt werden. Dezentrale Mechanismen hingegen bestimmen die Kapazitätsmenge auf Basis der Kapazitätsnachfrage mehrerer Akteure. In diesem Fall müssen sich die Akteure aufgrund einer regulatorischen Verpflichtung mit Kapazität versorgen. Die Entscheidung über Vertragsabschlüsse mit einem Kapazitätsanbieter verbleiben dabei freie Entscheidung

⁴⁸ Vgl. EU (2013).

⁴⁹ Vgl. dena (2018).

⁵⁰ Vgl. EU (2019).

⁵¹ In der Diskussion um Kapazitätsmechanismen wurden teilweise unterschiedliche Begriffe für denselben Mechanismus verwendet. Im Folgenden wurde versucht, die am häufigsten verwendete Terminologie anzuwenden.

⁵² Vgl. Monopolkommission (2017), S. 31.

gen der einzelnen Akteure. Die Gesamtnachfrage nach Kapazität legt damit die benötigte Kapazität des Systems fest. Nachfrager können dabei beispielsweise Energieversorger oder Endverbraucher sein.

Zusätzlich wird teilweise ein Vermarktungsverbot für Anlagen eingeführt, die über den Kapazitätsmechanismus bezuschlagt werden und im Bedarfsfall können Restriktionen für Anlagen gesetzt werden, beispielsweise hinsichtlich der Erzeugungstechnologie oder dem Standort. In der Regel sollen dabei neben der Versorgungssicherheit weitere Ziele erreicht werden (z.B. Umweltschutz, Vermeidung von Netzengpässen). Schließlich können die Kosten eines Mechanismus unterschiedlich allokiert werden, beispielsweise über eine separate Umlage oder eine Steuer.

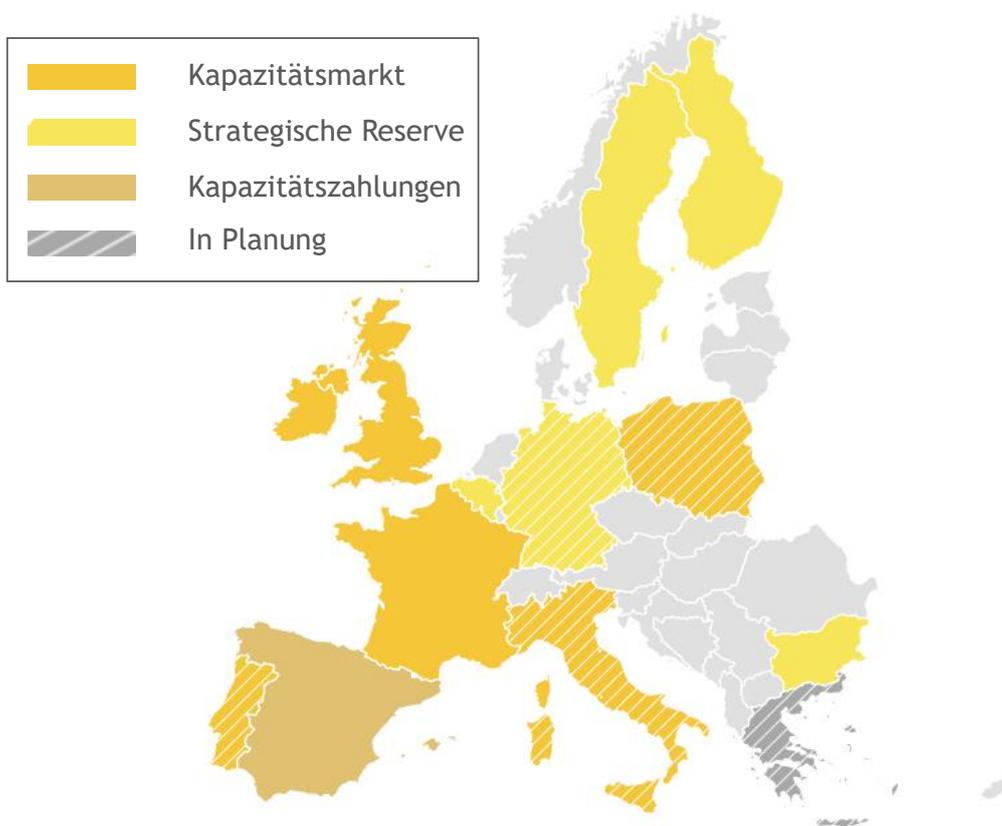


ABBILDUNG 9 GEPLANTE UND IMPLEMENTIERTE KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN EUROPA

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bublitz et al. (2019) und ACER (2019).

Bereits seit vielen Jahren ist die Einführung von Kapazitätsmechanismen neben Deutschland auch in weiteren EU-Ländern Gegenstand der energiepolitischen Diskussion. Einen Überblick über die dort eingeführten Kapazitätsmechanismen bietet Abbildung 9. Es wird deutlich, dass bereits eine Vielzahl unterschiedlicher Mechanismen angewandt wird bzw. in Planung und Umsetzung ist, die sich zum Teil deutlich von der Umsetzung der Kapazitätsreserve in Deutschland unterscheiden. Wie in Kapitel 2.2.4 diskutiert, stellt das Zusammenspiel der unterschiedlichen Marktdesigns eine zentrale Herausforderung dar. So beeinflussen auch die Kapazitätsmechanismen der einzelnen Länder die Preisbildung im grenzüberschreitenden EU-Binnenmarkt. Die EU Kommission hat daher

im Rahmen der Strombinnenmarkt-Verordnung explizite Vorgaben zur Einführung von Kapazitätsmechanismen festgelegt.⁵³ Anhand zweier Länderbeispiele, Frankreich und Großbritannien, werden zwei alternative Kapazitätsmechanismen in ihrer praktischen Implementierung im Rahmen der Kapitel 3.2.2 und 3.2.4 in einer Infobox vorgestellt.

3.2.1 Strategische Reserve

Unter einer strategischen Reserve versteht man Instrumente, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gewisse Kapazitäten außerhalb des Energy-Only-Marktes vorhalten. Grundsätzlich wird in einer strategischen Reserve die vorzuhaltende Kapazitätsmenge von einer zentralen Instanz festgelegt. Anschließend wird diese Menge meist durch eine wettbewerbliche Ausschreibung oder eine Auktion beschafft. Die Reserve wird ausschließlich in Knappheitssituationen eingesetzt, in denen Angebot und Nachfrage auf dem Markt kein Gleichgewicht finden oder in denen der Großhandelsstrompreis ein vorher festgelegtes Preisniveau übersteigt. Als Anbieter von Kapazität in der strategischen Reserve kommen neben Bestandsanlagen auch Neuanlagen und flexible Lasten infrage. Jedoch gilt für Erzeugungsanlagen in der strategischen Reserve, dass sie nicht mehr am Markt teilnehmen dürfen. Die in Deutschland in 2016 eingeführte Kapazitätsreserve basiert somit auf der Funktionsweise einer strategischen Reserve (vgl. Kapitel 2.2 und Infobox 3). Eine strategische Reserve, wie sie beispielsweise derzeit den Strommarkt 2.0 flankiert, wirkt daher grundsätzlich wie eine Art Versicherungselement. Sollten sich am Markt nicht ausreichend Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage befinden, springt die Reserve sozusagen im Notfall ein.

Die Eingriffe in den Energy-Only-Markt sind bei Einführung einer strategischen Reserve geringer als bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes. Bei Setzung eines sehr hohen Auslösungspreises erfolgt die Preisbildung am Energy-Only-Markt nahezu frei und Endverbraucher sind dennoch vor zu hohen Preisspitzen geschützt.⁵⁴ Falls sich ein Gleichgewicht am Großhandelsmarkt einstellt, das ausreichend Kapazität zur Sicherung des Versorgungssicherheitsniveaus zur Verfügung stellt, kann die strategische Reserve flexibel angepasst oder abgeschafft werden. Die strategische Reserve schafft insbesondere in der kurzen Frist die Erreichung eines gesetzten Kapazitätsziels.⁵⁵ Im besten Fall, wenn die Marktakteure davon ausgehen, dass die strategische Reserve nicht eingesetzt wird und sich ausreichend Kapazitäten über den Markt einstellen, wird der Energy-Only-Markt durch die strategische Reserve nicht verzerrt.⁵⁶

Wie bei allen zentralen Mechanismen existiert bei der strategischen Reserve das Risiko von Überkapazitäten, da die Kapazitätshöhe administrativ festgelegt wird und die regulierende Instanz in der Regel über weniger Informationen verfügt als die Marktakteure. Wird eine strategische Reserve in Kombination mit einem Auslösungspreis festgelegt, so wird de facto eine Preisobergrenze

⁵³ Vgl. EU (2019), Art. 20ff.

⁵⁴ Vgl. EWI (2012).

⁵⁵ Vgl. IEA (2016).

⁵⁶ Vgl. Monopolkommission (2015).

auf dem Energy-Only-Markt eingeführt. Daher muss sichergestellt werden, dass der Auslösungspreis immer über den Grenzkosten des letzten Kraftwerks in der Merit-Order am Energy-Only-Markt liegt.⁵⁷ Je nach Höhe der (impliziten) Preisobergrenze kann sonst die Refinanzierung der Erzeugungskapazitäten über Knappheitspreise eingeschränkt werden und Investitionsanreize ausbleiben. Außerdem bleibt ungewiss, ob nach Einführung einer strategischen Reserve weiterer Zubau von Kapazitäten am Energy-Only-Markt erfolgt. Da die Reserve ausschließlich in Knappheitssituationen eingreift und sich die Kapazitäten außerhalb des Marktes befinden, setzt sie keine Anreize für den Zubau von Kapazitäten am Markt selbst. Insbesondere aufgrund des EE-Zubaus werden aber verstärkt Kapazitäten benötigt, die in wenigen Stunden des Jahres ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften müssen. Es sollte daher sichergestellt werden, dass durch die strategische Reserve die Preisspitzen am Energy-Only-Markt nicht eingeschränkt werden.⁵⁸ Weitere allokativen Ineffizienzen ergeben sich aus der künstlichen Zurückhaltung der Reservekapazitäten. Da sich diese unter anderem auch aus Bestandsanlagen zusammensetzen, werden die Kapazitäten dem Markt entzogen. Dadurch kann sich das allgemeine Preisniveau erhöhen, wenn nun häufiger teurere Anlagen zum Zuge kommen, die bei einer Teilnahme der Reservekapazitäten zu deren Grenzkosten nicht zum Einsatz gekommen wären.⁵⁹

3.2.2 Umfassender zentraler Kapazitätsmechanismus / Versorgungssicherheitsverträge

Der Kapazitätsmechanismus in Form von Versorgungssicherheitsverträgen wurde 2012 vom EWI im Auftrag des BMWi entwickelt und mit dem Mechanismus der strategischen Reserve verglichen.⁶⁰ Für die Versorgungssicherheitsverträge wird ein neuer Markt geschaffen, auf dem die Verträge über eine Auktion veräußert werden. Die Kapazitätsmenge wird von einer zentralen Instanz festgelegt, die gleichzeitig der einzige Käufer von Versorgungssicherheitsverträgen ist. Der Mechanismus sieht in seiner ursprünglichen Form keine Selektion von Anbietern vor, das heißt, es werden keine spezifischen Einschränkungen für Erzeuger oder nachfrageseitigen Lastabwurf gemacht. Bestehende Erzeugungsanlagen sind dazu verpflichtet an den Auktionen teilzunehmen und ihre verfügbare Leistung zu einem Gebot von 0 €/MW anzubieten. Damit soll vermieden werden, dass bestehenden Anlagen Einfluss auf die Preisbildung für die Anreizung neuer Anlagen nehmen können. Zentraler Bestandteil der Versorgungssicherheitsverträge sind die Verfügbarkeitsoptionen, die von Anbietern der Verträge ausgegeben werden müssen. Sobald der Ausübungspreis der Option den Spotmarktpreis übersteigt, sind die Anbieter dazu verpflichtet, die Differenz zwischen Ausübungspreis und Spotmarktpreis an den Käufer der Versorgungssicherheitsverträge zu bezahlen. Der Ausübungspreis wird von der zentralen Instanz festgelegt. Die Optionen sollen vermeiden, dass Erzeuger in Knappheitssituationen den Anreiz haben Marktmacht auszuüben, indem sie Kapazität zurückhalten. Zusätzlich werden Nachfrager vor Preisspitzen geschützt, da sie maximal

⁵⁷ Vgl. EWI (2012).

⁵⁸ Vgl. Monopolkommission (2015).

⁵⁹ Vgl. EWI (2012).

⁶⁰ Häufig auch: Zuverlässigkeitsoptionen, „EWI-Modell“. Die folgende Beschreibung der Versorgungssicherheitsverträge basiert auf EWI (2012).

den Ausübungspreis der Optionen bezahlen müssen. Die Kosten für die Beschaffung der Versorgungssicherheitsverträge werden an die Stromendverbraucher weitergegeben, die aufgrund niedrigerer Preisspitzen durch reduzierte Strompreise von dem Mechanismus profitieren können.

Ein wesentlicher Vorteil der Versorgungssicherheitsverträge ist die Sicherstellung der freien Preisbildung am Großhandelsmarkt. Durch den Mechanismus werden keine Preisobergrenzen im Markt festgelegt, sondern die Anreize zur Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen reduziert. Aufgrund der Verpflichtung der Erzeuger die Differenz zwischen Ausübungspreis und Spotmarktpreis zu bezahlen, haben sie einen Anreiz in Knappheitssituationen Strom zu erzeugen. Die Erreichung des Kapazitätsziels ist im Verhältnis zu anderen Instrumenten kostengünstig, da die Anlagen kostenminimal aus einer großen Anzahl von Anbietern ausgewählt werden können. Die Entscheidung der Anbieter über die Höhe der angebotenen Kapazität beruht auf deren eigener Einschätzung über die Verfügbarkeit ihrer Anlage. Dadurch werden Anreize für die Erzeuger geschaffen, ihre Anlage in einem betriebsbereiten Zustand zu halten und im Bedarfsfall Strom zu erzeugen.

Die Einführung eines zentralen, umfassenden Kapazitätsmarktes stellt allerdings eine grundlegende Veränderung des heutigen Marktdesigns dar. Da die Kapazitätsmenge administrativ festgelegt wird, besteht auch in einem umfassenden, zentralen Kapazitätsmechanismus das Risiko von Überkapazitäten. Denn durch die zentrale Planung kann das Verhalten und die Erwartung der Marktakteure maximal abgeschätzt werden, wodurch die Festlegung der Kapazitätshöhe nicht notwendigerweise auf den im Markt verfügbaren Informationen beruht.⁶¹ Neben der Kapazitätsmenge muss die zentrale Instanz den Ausübungspreis der Versorgungssicherheitsoptionen festlegen. Die Bestimmung des Preises ist jedoch eine Abwägungsentscheidung zwischen stabilen Preisen und korrekten Anreizen für die Nachfrageflexibilisierung und den Zubau von Kapazitäten. Wird das Preisniveau des Ausübungspreises nicht korrekt festgelegt, kann es zu Ineffizienzen und unvorhersehbaren Effekten führen.⁶² Die Kosten für Endverbraucher sinken zwar aufgrund geringerer Preisspitzen und ausreichenden Angebotes in Knappheitssituationen, Frontier et al. (2014) schätzen aber ab, dass die Strompreise für Endverbraucher in Summe ansteigen, da Zahlungen an alle Kapazitätsanbieter erfolgen. Das Marktdesign kann außerdem dazu führen, dass die Erschließung von Nachfrageflexibilität gehemmt wird, sofern die Präqualifizierungskriterien von DSM-Anlagen nicht erfüllt werden können. Abschließend gilt es zu berücksichtigen, dass die Implementierung eines neuen Marktes außerdem zu einem nicht unerheblichen Mehraufwand in der Regulierung und damit zu steigenden administrativen Kosten führt.

⁶¹ Vgl. Frontier et al. (2014).

⁶² Vgl. KU (2013).

INFOBOX 4: ZENTRALER KAPAZITÄTSMARKT IN GROßBRITANNIEN

In Großbritannien wurde mit der Electricity Market Reform in 2014 ein Kapazitätsmarkt eingeführt, der im Wesentlichen mit den Charakteristika eines umfassenden zentralen Kapazitätsmechanismus vergleichbar ist. Die Einführung erfolgte mit Blick auf die Stilllegung steuerbarer, konventioneller Kraftwerke und die Zunahme dargebotsabhängiger EE-Einspeisung. So erschien der britischen Regierung bereits Ende der 2000er Jahre die Versorgungssicherheit gefährdet.⁶³ Weiterhin vermutete man einen Anstieg des Verbrauchs im Zuge der Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors. Trotz der Chancen von Entwicklungen im Bereich Demand-Side-Management, Speicher und Interkonnektoren mit dem europäischen Ausland, kam die britische Regierung zu der Überzeugung, dass diese Maßnahmen hinsichtlich ihrer Effektivität und zeitlichen Umsetzung die Versorgungssicherheit nicht garantieren können. Einem alleinigen Energy-Only-Markt wurde die Sicherung adäquater Leistung durch die Schaffung von Investitionsanreizen daher kurz- und mittelfristig nicht zugetraut. Seit 2014 trägt der Kapazitätsmarkt zur Sicherung von Leistung in Höhe der prognostizierten Jahreshöchstlast bei. Durch Auktionen sollen ausreichend Investitionen in Kapazitäten geschaffen werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gleichzeitig soll das gewählte Kapazitätsniveau zu minimalen Kosten für Verbraucher führen. Um die Dekarbonisierung des britischen Stromsystems voranzutreiben, existiert ein Emissions-Performance-Standard, der die CO₂-Intensität der Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, begrenzt.

Seit Dezember 2014 finden jedes Jahr Kapazitätsauktionen für jährliche Erbringungszeiträume in vier und einem Jahr statt (T-4 und T-1 Auktion)⁶⁴. Folgend einem Konsultationsverfahren im Sommer 2019 wurde vom Gesetzgeber eine Änderung des Auktionsturnus vorgeschlagen. Beginnend mit dem Winter 2022/2023 soll die T-4 durch eine T-3 Auktionen ersetzt werden⁶⁵. Grundsätzlich werden in den Auktionen im Rahmen eines wettbewerblichen Bietverfahrens Kapazitätsvereinbarungen erworben, die den Halter zur Vorhaltung der entsprechenden Leistung verpflichten. Gleichzeitig sind sie mit einer Vergütung je kontrahiertem kW in Höhe des Auktionspreises verknüpft. Dieser bildet sich als „pay-as-clear“-Preis in einer „descending clock“-Auktion. Startend bei £75/kW/Jahr wird der Preis in jeder Runde verringert, bis nur noch Kapazitäten in Höhe der ausgeschriebenen Menge verbleiben. Der sich einstellende Preis gilt im gesamten Lieferzeitraum für alle verbliebenen Akteure gleichermaßen. Grundsätzlich dürfen steuerbare Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten sowie Interkonnektoren an den Ausschreibungen für die jährlichen Lieferzeiträume teilnehmen. In oben genannten Konsultationsverfahren kündigte das zuständige Ministerium an, voraussichtlich mit der T-3 Auktion für das Lieferjahr 2022/23 auch Erzeugungsleistung aus Windkraft- und Solaranlagen für die Kapazitätsmarktauktionen zuzulassen. Für Kapazitätsneubauten können Vereinbarungen bis zu 15 Jahren erworben werden, nach einem Retrofit für bis zu drei Jahre. Lasten hingegen können nur Einjahresvereinbarungen treffen.

Eine Deckelung der Strafzahlungen bei Nichterbringung und eine vierstündige Vorlaufzeit zur Leistungserbringung bieten den Anlagenbetreibern Planungssicherheit. Ebenfalls zur Risikominimierung für Anlagenbetreiber trägt die Möglichkeit des Handelns von Kapazitätsvereinbarungen bei. Der Sekundärhandel öffnet nach der T-1 Auktion und erlaubt es allen bereits für den relevanten Zeitraum qualifizierten Anlagenbetreibern innerhalb des entsprechenden Lieferjahrs Kapazitätsvereinbarungen zu handeln. So könnte bspw. ein Akteur Kapazitätsvereinbarungen während einer Anlagenwartung oder aufgrund von ungünstigen Wetterprognosen verkaufen, um potenzielle Strafzahlungen zu vermeiden. Stellt sich während eines Stressevents heraus, dass Akteure mehr oder weniger als die

⁶³ Die Begründung der Notwendigkeit folgt den Ausführungen in Beis (2018).

⁶⁴ Darüber hinaus fand im Januar 2017 für das Lieferjahr 2017/2018 aufgrund von Bedenken zur Versorgungssicherheit eine verfrühte Auktion statt. Weiter wurde eine DR-spezifische Auktion im Januar 2016 und 2018 durchgeführt - kontrahierte Mengen entsprachen 0.8 und 0.3 GW.

⁶⁵ Vgl. BEIS (2019).

vereinbarte Leistung bereitstellen, können auch noch nach den Auktionen Volumen umverteilt werden, um Strafzahlungen zu vermeiden. Weiterhin dürfen Finanzprodukte außerhalb des Kapazitätsmarktes zum Hedging gehandelt werden.

Der Kapazitätsmarkt soll als kosteneffiziente Maßnahme die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung nationaler Klimaziele erfüllen. Die Bemessung der Ausschreibungsmenge erfolgt anhand der prognostizierten Jahreshöchstlast. Hierbei wird implizit angenommen, dass der vom Regulierer veranschlagte Value of Lost Load die Kosten der Leistungsbereitstellung zur Verhinderung von nicht-bedienter Energienachfrage übersteigt. Die in der ersten Auktion 2014 nicht zugelassenen Interkonnektoren wurden auf Druck der Europäischen Kommission für die folgenden Ausschreibungen in den Bieterkreis mitaufgenommen.

3.2.3 Fokussierter zentraler Mechanismus/ selektiver Mechanismus

Bei einem fokussierten zentralen Mechanismus wird die Kapazitätsmenge durch eine zentrale Instanz festgelegt und über eine Auktion beschafft. Auf einem separaten Markt bieten Erzeuger ihre Kapazitäten an und die zentrale Instanz beschafft die Kapazitäten bis die entsprechende Zielmenge erreicht ist. Analog zu den Versorgungssicherheitsverträgen (siehe Kapitel 3.2.2), geben die bezuschlagten Anbieter eine Option aus, deren Ausübungspreis vor der Auktion festgelegt wird. Übersteigt der Spotmarktpreis den Ausübungspreis, hat der Ausgeber der Option die Pflicht, die Differenz zwischen Ausübungspreis und Spotmarktpreis an den Käufer zu bezahlen. Die Besonderheit dieses Mechanismus ist, dass die an der Auktion teilnehmenden Anlagen in der Präqualifikation stärkeren Restriktionen unterliegen und dadurch nur bestimmte Anlagen teilnehmen können. So können beispielsweise Trennungen gemacht werden zwischen Bestands- und Neuanlagen, hinsichtlich der Flexibilität, der Treibhausgasemissionen oder des Anlagenstandortes. Die Selektion erlaubt es der zentralen Instanz neben der Versorgungssicherheit weitere Ziele zu verfolgen (z.B. Klimaschutz oder Netzstabilität).⁶⁶

Analog zu den Versorgungssicherheitsverträgen stellen zentrale fokussierte Kapazitätsmechanismen sicher, dass das gesetzte Kapazitätsziel erreicht wird. Zusätzlich erlaubt der fokussierte zentrale Mechanismus die Verfolgung weiterer Ziele. Dies kann unter Umständen Ineffizienzen in anderen Bereichen (z.B. netzseitiges Engpassmanagement) senken oder der Erreichung klimapolitischer Ziele dienen. Durch die Schaffung von Anreizen für Kapazitätsanbieter in Knappheitssituationen Strom zu erzeugen, sinkt außerdem auch hier das Risiko von Marktmacht. Bei entsprechender Auslegung und Trennung des Mechanismus in Zahlungen für Alt- und Bestandsanlagen, kann der Mechanismus zur vorübergehenden Senkung von Großhandelsstrompreisen führen, da stilllegungsbedrohte Anlagen länger im Markt gehalten werden können. Frontier et al. (2014) weisen aber darauf hin, dass dieser Effekt nur temporär auftreten wird, da mittel- bis langfristig eine Anpassung des Kraftwerkparks erfolgt.

Ein zentraler fokussierter Mechanismus weist grundsätzlich dieselben Nachteile auf, wie die Versorgungssicherheitsverträge (Risiko von Überkapazitäten, Informationsdefizite, Festlegung des

⁶⁶ Vgl. EB (2013).

Optionsausübungspreises, Implementierung eines neuen Marktes; siehe Kapitel 3.2.2). Hinzu kommen Nachteile durch die strengere Präqualifikation von Anlagen. Durch die administrative Festlegung der Technologien zur Erzeugung oder Nachfragesteuerung besteht die Gefahr erheblicher Ineffizienzen, da die Entscheidung über die kosteneffiziente Technologie nicht mehr dem Markt überlassen wird. Zusätzlich mindert die Präqualifikation die Anzahl potenzieller Bieter, was den Wettbewerb einschränken kann.⁶⁷ Neben der Schaffung eines neuen Marktes, müssen im zentralen fokussierten Mechanismus eine Vielzahl an Parametern administrativ festgelegt werden, die abhängig von den zu verfolgenden Nebenzielen sind. Dies kann zu erheblichen administrativen Mehrkosten im Vergleich zu anderen Mechanismen führen. Der zentrale fokussierte Mechanismus stellt laut Frontier et al. (2014) daher grundsätzlich den stärksten Markteingriff dar und kann in erheblichen Umverteilungseffekten und Ineffizienzen resultieren.

3.2.4 Dezentraler Kapazitätsmechanismus / Kapazitätsverpflichtungen

Auch für den dezentralen Kapazitätsmechanismus wird ein separater Markt für Kapazitäten geschaffen. Im Gegensatz zu den vorigen Instrumenten, wird beim dezentralen Mechanismus die Kapazitätsmenge jedoch nicht durch eine zentrale Instanz, sondern durch die aggregierte Nachfrage vieler Akteure bestimmt. So sind Energieversorger dazu verpflichtet eine bestimmte Menge an Kapazitätsverpflichtungen vorzuhalten, die sich beispielsweise an der Jahreshöchstlast ihres Kundenportfolios bemisst. Bei Nicht-Erreichung des Kapazitätsziels, hat ein Versorger mit einer Strafzahlung zu rechnen. Daher decken sie sich über den Kapazitätsmarkt mit Kapazitätsverpflichtungen ein, die von Erzeugern oder flexiblen Nachfragern angeboten werden können. Nachfrage und Angebot auf dem Kapazitätsmarkt bilden einen Gleichgewichtspreis, die Kosten werden von den Versorgern an die Endkunden weitergegeben. Die Höhe der Strafzahlung wird hingegen von einer zentralen Instanz festgelegt. Erzeuger nehmen regulär am Strommarktteil, es wird jedoch eine (verhältnismäßig) niedrige Preisobergrenze eingeführt, um eine doppelte Vergütung von Kapazität zu vermeiden.⁶⁸

Durch die dezentrale Festlegung der Kapazitätshöhe wird die Menge an benötigter Kapazität gemäß individueller Erwartungen der Marktakteure dimensioniert und die Gefahr von Überkapazitäten nimmt dadurch im Vergleich zu einer zentral festgelegten Menge ab. Werden niedrige Präqualifikationskriterien gesetzt, kann das benötigte Kapazitätsniveau effizient erreicht werden. UFZ (2015) gehen davon aus, dass das so bestimmte Marktgleichgewicht am nächsten am volkswirtschaftlichen Optimum liegt. Außerdem kann eine effiziente Einbindung von Nachfrageflexibilität erreicht werden, da der Versorger durch den Nachweis von flexiblen Nachfragern in seinem Portfolio, seine mit Kapazitätsnachweisen abzudeckende Spitzenlast senken kann. Durch die Einfachheit des Mechanismus können Transaktionskosten gesenkt und die Transparenz gesichert werden.⁶⁹

⁶⁷ Vgl. Frontier et al. (2014).

⁶⁸ Vgl. Frontier et al. (2014).

⁶⁹ Vgl. BDEW (2013).

Probleme des dezentralen Mechanismus entstehen durch die Kleinteiligkeit der Nachfrage und ggf. des Angebots. Dadurch kann es zur Minderung von Skaleneffekten führen, was zu Ineffizienzen führen kann. Durch die Implementierung eines weiteren Marktes steigen außerdem die administrativen Kosten, ebenso durch die notwendige Prüfung und Verifizierung der Kapazitätsnachweise. Der dezentrale Kapazitätsmarkt unterliegt außerdem dem Risiko, dass das politisch gesetzte Kapazitätsziel nicht oder nicht auf gewünschtem Weg erreicht wird (z.B. Erreichung mit nationalen Kapazitäten), da die Mengen über den Markt festgelegt werden. Analog zu den Versorgungssicherheitsverträgen können zwar die Preise für Endverbraucher aufgrund niedrigerer Preisspitzen sinken, da aber eine große Zahl an Zahlungsströmen an die Anbieter von Kapazität erfolgt, schätzen Frontier et al. (2014) auch für diesen Mechanismus in Summe steigende Strompreise für Endverbraucher. Die Regulierungsbehörde muss zwar bei diesem Mechanismus keine Kapazitätsmenge festlegen, jedoch muss die Höhe der Strafzahlung bestimmt werden, die hoch genug sein muss, dass für Versorger entsprechende Anreize zum Erwerb der Kapazitätsverpflichtungen besteht.

INFOBOX 5: DEZENTRALER KAPAZITÄTSMARKT IN FRANKREICH

Ein Beispiel für einen dezentralen Kapazitätsmechanismus stellt der seit 2017 aktive Kapazitätsmarkt in Frankreich dar. 2010 wurde mit dem Gesetz zur Neuorganisation des Strommarktes (NOME) der legislative Grundstein für einen Kapazitätsmechanismus gelegt. Nachdem die Europäische Kommission im Rahmen des Beihilfeverfahrens den Kapazitätsmechanismus für zunächst zehn Jahre genehmigte, startete der französische Kapazitätsmarkt am 1. Januar 2017.

Die Einführung des Kapazitätsmechanismus lässt sich in Frankreich vor allem darauf begründen, dass in den vergangenen Jahren eine ausgeprägte Entwicklung der winterlichen Spitzenlast beobachtet wurde. Zum einen stieg die Spitzenlast stärker als der gesamte Stromverbrauch und zum anderen ist sie von Jahr zu Jahr äußerst volatil. Maßgeblich hierfür ist die weitreichende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung in den französischen Haushalten. So wird in einer Studie von FTI-CL Energy in 2016 ein Anstieg der Spitzenlast um 2.400 MW in Folge eines Temperaturrückgangs um 1 °C geschätzt. Da gleichzeitig aufgrund steigender EE-Anteile und steigender CO₂-Preise vermehrt regelbare, konventionelle Kraftwerke den Markt verlassen, formulierte die französische Regierung einen Bedarf an Regulierungsänderungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ein reiner Energy-Only-Markt könne nicht ausreichend Anreize für (Neu-)Investitionen in Kapazität setzen, Demand Response (DR)-Technologien seien nicht in ausreichender Dimension entwickelt, der Wert von Versorgungssicherheit würde nicht vollkommen von den Marktteilnehmern internalisiert und eine zu geringe Leistung im Stromsystem vorgehalten.⁷⁰ Folglich käme es zur Verletzung des Kriteriums für Versorgungssicherheit.⁷¹

Der Kapazitätsmarkt bezeichnet den institutionellen Rahmen, der festlegt wie Kapazitätsgarantien vergeben, gehandelt und vorgehalten werden. Der französische Kapazitätsmarkt soll sicherstellen, dass ausreichend Kapazitäten zur Deckung der winterlichen Spitzenlast bereitgestellt werden und ist daher auf die Wintermonate November bis März beschränkt. Alle an öffentliche Übertragungs- und Verteilnetz angeschlossenen Demand Response- und Erzeugungsanlagen sind verpflichtet, ihre während der Spitzenlast bereitstellbare Kapazität und den respektiven Beitrag zur Versorgungssicherheit durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE zertifizieren zu lassen. Der Zugang zum französischen Kapazitätsmarkt erfolgt daher technologieoffen, so dass sich bei der Bereitstellung von Leistung die kosteneffizienten Anlagen durchsetzen können. Entsprechend umfasst der Kapazitätsmechanismus auch EE-Anlagen. Weiterhin ist Frankreich das erste Land, welches explizit im Ausland

⁷⁰ Vgl. RTE (2018a).

⁷¹ Vgl. bspw. FTI-CL Energy (2016) und Petitet et al. (2017).

befindliche Anlagen an Auktionen teilnehmen lässt. Sobald die Kapazitätszertifikate ausgegeben wurden, dürfen sie auf dem Sekundärmarkt gehandelt werden. Stromversorgungsunternehmen sind verpflichtet, Zertifikate zur Deckung der Spitzenlast ihrer Stromkunden von Kapazitätsanbietern zu beschaffen. Ein Zertifikat entspricht 0,1 MW und wird „over-the-counter“ oder während zentraler Auktionen, die mehrmals im Jahr stattfinden, gehandelt.

Zwischen zehn und 25 Spitzenlasttage pro Jahr zwischen November und März können durch den Übertragungsnetzbetreiber angemeldet werden. Spitzenlasttage werden am Vortag bekannt gegeben und Kapazitätsanbieter und Stromversorger müssen an diesen Tagen ihren Kapazitätsverpflichtungen nachkommen. Die finanzielle Verantwortung für Ungleichgewichte von Kapazitätsanbietern übernehmen sogenannte Kapazitätsportfoliomanager. Jede Erzeugungsanlage kann selbst als Portfoliomanager auftreten oder sich einem Pool anschließen. Weicht die bereitgestellte von der zugesagten Leistung ab, muss eine Ausgleichszahlung an eine überdeckte Einheit geleistet werden. Falls zur Zeit des Ungleichgewichts die Versorgungssicherheit nicht signifikant gefährdet war, bemisst sich die Ausgleichszahlung am Durchschnittspreis, der in den vorangehenden Zertifikatsauktionen erzielt wurde. Der Ausgleichspreis wird durch einen administrativ festgelegten Anreizkoeffizienten angepasst, sodass die Beschaffung von Zertifikaten über den Markt im Schnitt günstiger ist als ein unausgeglichenes Portfolio. Ist während des Ungleichgewichts die Versorgungssicherheit signifikant gefährdet, fällt ein administrativer Ausgleichspreis in Höhe von 40.000 EUR/MW an.⁷² Der administrative Ausgleichspreis orientiert sich an den Investitionskosten für ein neu zu errichtendes Spitzenlastkraftwerk und stellt implizit einen Preisdeckel für den Zertifikatshandel dar.⁷³

3.2.5 Kapazitätzahlungen

Beim Mechanismus der Kapazitätzahlungen erfolgt die direkte Zahlung einer Kapazitätsprämie an Anlagenbetreiber pro installierter Einheit Leistung (MW). Sie sind damit ein rein preisbasierter Ansatz und an ein Kapazitätsprodukt gekoppelt, welches im Voraus definiert wird. So können beispielsweise bestimmte Präqualifikationskriterien hinsichtlich Technologie, Verfügbarkeit oder Anfahrzeiten festgeschrieben werden. Die Festlegung der Höhe der Zahlung, erfolgt durch eine zentrale Instanz und kann sich beispielsweise an einer bestimmten Erzeugungstechnologie orientieren.⁷⁴ Durch Kapazitätzahlungen soll erreicht werden, dass Erzeugungseinheiten ihre Fixkosten zum Teil oder vollständig decken können, ohne von den Preisspitzen auf dem Strommarkt abhängig zu sein.

Kapazitätzahlungen sind sehr einfach zu implementieren und schaffen durch die Risikoreduktion Anreize für Investoren neue Kapazitäten zur Verfügung zu stellen. Durch die Definition eines einheitlichen Kapazitätsproduktes können technologiespezifische Charakteristika berücksichtigt und Nebenziele verfolgt werden.⁷⁵ Die Höhe der Kapazitätzahlung muss durch eine zentrale Instanz festgelegt werden, wodurch das Risiko einer ineffizienten Prämie hoch ist. Werden Zahlungen auch für existierende Anlagen freigegeben, besteht das Risiko von Marktbarrieren für neue Anlagenbetreiber. Die Zahlungen garantieren nicht die Erreichung des Kapazitätsziels. Zudem können Kapazitätzahlungen zu massiven Überkapazitäten führen.⁷⁶

⁷² Vgl. CRE (2016).

⁷³ Vgl. RTE (2014).

⁷⁴ Vgl. Battle et al. (2007).

⁷⁵ Vgl. KU (2013).

⁷⁶ Vgl. Battle et al. (2007).

4 ZUSAMMENFASSUNG

Der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien stellt steuerbare Kraftwerke vor eine Herausforderung, da sie aufgrund sinkender Einsatzzeiten ihre Kapitalkosten in weniger Stunden refinanzieren müssen. Aus theoretischer Perspektive setzt der Energy-Only-Markt, der die Grundlage des deutschen Marktdesigns darstellt, die Anreize zum Zubau von Erzeugungseinheiten auf ein volkswirtschaftlich effizientes Niveau. Jedoch wird der Markt in der Praxis vor verschiedene Herausforderungen gestellt, die die Anreize und damit den Zubau von neuen Erzeugungseinheiten verzerren können. Besteht das Risiko, dass regulatorisch festgelegte Preisobergrenzen zur Vermeidung von Marktmacht eingesetzt werden können, hemmt dies potenzielle Investitionen in Spitzenlasttechnologien. Außerdem kann eine geringe Preiselastizität der Nachfrage in Knappheitssituationen zu ungewollten Rationierungen führen, wodurch Knappheitspreise verhindert werden können. Dies geht einher mit politischen und gesellschaftlichen Zielsetzungen bezüglich eines optimalen Versorgungssicherheitsniveaus. So kann das als optimal antizipierte Versorgungssicherheitsniveau beispielsweise durch politische Zielvorgaben ergänzt werden. Diese können jedoch Marktverzerrungen hervorrufen, die letztlich wiederum die Bereitstellung des gewünschten Versorgungssicherheitsniveaus beeinflussen. Darüber hinaus sind die Pfade zur Erreichung eines Zielniveaus durch verschiedene potenzielle Entwicklungen gekennzeichnet. Zukünftige Marktentwicklungen abschätzen zu können, ist daher eine zentrale Voraussetzung, um Erwartungen über ein optimales Zielniveau bilden zu können. Diesbezüglich spielt außerdem der grenzüberschreitende Handel von Strom im EU-Binnenmarkt eine zentrale Rolle, weswegen die Entwicklungen in den Nachbarländern Deutschlands ebenso berücksichtigt werden müssen, wie auch die Frage, bis zu welchem Grad Versorgungssicherheit als nationale Aufgabe verstanden werden soll.

In der Praxis steht die Preisbildung am Energy-Only-Markt daher vor der Frage, ob künftig in Knappheitssituationen adäquate Investitionsanreize auftreten können. Es gilt zu klären, inwiefern der Energy-Only-Markt unter den zukünftigen Entwicklungen in der Lage ist, ein ökonomisch effizientes und gleichzeitig politisch und gesellschaftlich akzeptiertes Versorgungssicherheitsniveau zu gewährleisten. Dies gilt insbesondere deswegen, da die Bundesregierung zur Transformation des Energiesektors neben dem EE-Ausbau weitere Maßnahmen beschlossen hat, die zum Teil direkt den Anteil der konventionellen Erzeugung betreffen. Dazu zählt neben dem Kernenergieausstieg bis 2022, auch der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK) vorgeschlagene Plan zur Reduzierung der Stein- und Braunkohlekapazitäten. Bei der quantitativen Bewertung der Versorgungssicherheit auf Basis aktueller und zukünftiger Entwicklungen auf dem Energiemarkt sind wesentliche Einflussgrößen zu beachten. Die Analyse der Studien von EWI (2019) und des Versorgungssicherheitsmonitoring von BMWi (2019) verdeutlichen einige dieser Zusammenhänge. So treiben die Annahmen zur Nachfrageentwicklung die installierte Leistung und die Jahreshöchstlast. Während der Jahreshöchstlast stehen nicht alle Technologien und Importkapazitäten uneingeschränkt zur Verfügung. Diese Verfügbarkeiten werden in beiden Studien mit unterschiedlichen Methoden abgebildet und zur Bewertung der Versorgungssicherheit herangezogen.

Die Analyse der beiden Studien zeigt, dass bei Bewertung des Status quo und der Entwicklung der Versorgungssicherheit Unsicherheit über die anzunehmenden und zukünftigen Rahmenparameter bestehen.

Um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, sind grundsätzlich verschiedene Maßnahmen möglich, darunter fallen weitere Maßnahmen, die die Funktionsweise des Energy-Only-Marktes im Strommarkt 2.0 verbessern, Mechanismen, die, wie die Kapazitätsreserve, auf die Vorhaltung von Reservekapazitäten außerhalb des Marktes abzielen, explizite Kapazitätzahlungen sowie Mechanismen, die zusätzliche Märkte für den Handel von vorgehaltener Kapazität zentral oder dezentral ermöglichen. Die Konzepte unterscheiden sich vor allem darin, ob eine Vergütung einer vorgegebenen Kapazitätsmenge außerhalb des Marktes vorgesehen ist oder ob zusätzlich zur Vergütung der Arbeit am Energy-Only-Markt eine leistungsbezogene Vergütung von vorgehaltenen Kapazitäten eingeführt wird. Beispiele für implementierte Mechanismen sind die in Deutschland eingeführte Kapazitätsreserve, die zur Gewährleistung der Markträumung in Knappheitssituationen außerhalb des Marktes eingerichtet wurde, sowie der in Frankreich implementierte, dezentrale Kapazitätsmarkt zur langfristigen Vorhaltung gesicherter Leistung.

Während der aktuelle Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des BMWi dem Strommarkt ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit bescheinigt⁷⁷, erwägt die Monopolkommission die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Zudem spricht sich der Abschlussbericht der WSBK für die Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens aus⁷⁸. Auf Basis der aktuellen Studienlage bedarf es bezüglich der Entscheidung über die Einführung von zusätzlichen Kapazitätsmechanismen weiteren Untersuchungen hinsichtlich der Entwicklungen auf dem deutschen und den europäischen Strommärkten. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Verfügbarkeit steuerbarer Leistung als auch der Möglichkeiten zur Nutzung von Ausgleichseffekten. Dabei sind Eintrittswahrscheinlichkeiten und Ausgleichseffekte sowohl basierend auf historischen Daten als auch hinsichtlich deren verschiedener Entwicklungspfade in der Zukunft zu bestimmen. Zudem ist es empfehlenswert, mögliche zukünftige Entwicklungen in den Jahren 2020 bis 2025 einer präziseren Prüfung zu unterziehen. Denn hinsichtlich der potenziellen Auswirkungen der aktuell beschlossenen politischen Maßnahmen zum Kernenergie- und Kohleausstieg besteht insbesondere für die kommenden Jahre weiterer Klärungsbedarf. Durch eine umfassende Analyse verschiedener potenzieller Entwicklungspfade unter Berücksichtigung von Eintrittswahrscheinlichkeiten können Marktentwicklungen abgeschätzt und Methoden weiterentwickelt werden, so dass mögliche Änderungen des Marktdesigns gegenüber den Herausforderungen eines Energy-Only-Marktes aus einer ganzheitlichen Perspektive abgewogen werden können.

⁷⁷ Vgl. BMWi (2019).

⁷⁸ Vgl. WSBK (2019).

LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (ÜNB). (2019a). Standardbedingungen für Kapazitätsreserveanlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 1 KapResV für den Vertragsschluss zwischen dem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber und den im Beschaffungsverfahren bezuschlagten Bietern. URL: https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Standardbedingungen_Kapazitätsreserve_30_08_2019.pdf (zuletzt abgerufen am 11.09.2019).

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (ÜNB). (2019b). Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017 - 2021. Januar 2019.

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). (2019). ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018 - Electricity Wholesale Markets Volume. 11.11.2019.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). (2019). Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2018 (Stand März 2019). URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf (abgerufen am 08.10.2019).

Battle, Carlos, und Ignacio J. Pérez-Arriaga. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Utilities Policy* 16.3, 2008. 184-193.

Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., & Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, 1059-1078.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). (2013). Design of a decentralised capacity market. Position Paper. September 2013.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2014). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Oktober 2014.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015.

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE, 2016): Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1er décembre 2016 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence au prix administré prévu par les règles du mécanisme de capacité capacity market, Dezember 2016.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2018). Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin, Juli 2018.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). (2014). Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt, 2014.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. März 2012.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). (2019). Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien, August 2019.

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). (2019): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist

Energy Brainpool (EB). (2013). Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen. Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Dezember 2013.

European Power Exchange (EPEX SPOT). (2016). Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zur Erstellung eines Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung. Paris, 31. Mai 2016. URL: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/Stellungnahme%20-%20Konsultation_Leitfaden_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_EPEX_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am 05.11.2019).

European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E). (2019). Transparency Platform. URL: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (abgerufen am 08.10.2019)

Europäische Kommission (EU). (2013). Commission Staff Working Document. Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions. SWD (2013) 438. November 2013.

Europäische Kommission (EU). (2014). Mitteilung der Kommission. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01), Juni 2014.

Europäische Kommission (EU). (2019). Saubere Energie für alle Europäer, März 2019, ISBN: 978-92-79-99835-5.

Europäische Union (EU). (2019). Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung).

Frontier Economics & Consentec GmbH (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Ein Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juli 2014.

FTI-CL Energy (FTI-CL, 2016): Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets, June 2016.

Genc, T.S. (2016). Measuring demand responses to wholesale electricity prices using market power indices. *Energy Economics, Volume 56*, 2016, Pages 247-260.

Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UFZ). (2015). Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem. UFZ Discussion Paper, Department of Economics. Februar 2015.

Hirth, L. & Glismann, S. (2018). Congestion Management: From Physics to Regulatory Instruments: Kiel, Hamburg: ZBW - Leibniz Information Centre for Economics. URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/189641/1/Hirth%20%26%20Glismann%202018%20-%20Introduction%20to%20congestion%20management.pdf>.

Höffler, F. & Wambach, A. (2013). Investment coordination in network industries: the case of electricity grid and electricity generation. In: *Journal of Regulatory Economics* 44 (3), S. 287-307. DOI: 10.1007/s11149-013-9227-6.

International Energy Agency (IEA). (2016). Re-Powering Markets. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. 2016.

Joskow, P. L. (2006). Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. *AEI-Brookings Joint Center Working Paper*, (06-14).

Joskow, P., & Tirole, J. (2007). Reliability and competitive electricity markets. *The Rand Journal of Economics*, 38(1), 60-84.

Kapazitätsreserveverordnung (KapResV, 2019): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr.3, Februar 2019.

Knaut, A., & S. Paulus (2016): When are consumers responding to electricity prices? An hourly pattern of demand elasticity, *EWI Working Paper*, No 16/07, August 2016.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSBK).(2019). Abschlussbericht, Januar 2019.

Lijesen, M. (Lijesen, 2007): The real-time price elasticity of electricity, *Energy economics*, Volume 29.2, 2007, Pages 249-258.

KU Leuven Energy Institute (KU, 2013): El Factsheet Capacities Mechanisms. März, 2013.

Monopolkommission (Monopolkommission, 2015): 5. Sektorgutachten Energie: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, 2015.

Monopolkommission (Monopolkommission, 2019): 7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie, 2019.

Petit, M., Finon, D., Janssen, T. (Petit et al., 2017): Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism. *Energy Policy*, Volume 103, 2017, Pages 30-46.

r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH (r2b et al., 2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Projekt Nr. 047/16, Januar 2019.

Réseau de Transport d'Electricité (RTE, 2014): French capacity market, April 2014.

Réseau de Transport d'Electricité (RTE, 2018): Impact Assessment of the French capacity market, September 2018.

Rodilla, P., & Batlle, C. (2012). Security of electricity supply at the generation level: problem analysis. *Energy Policy*, 40, 177-185.

Sauer, A., Abele, E., Buhl, H. (2019). *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. ISBN 978-3-8396-1479-2. Fraunhofer IPA, Stuttgart, 2019.

United Kingdom Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS, 2018): Capacity Market and Emissions Performance Standard Review, October 2018.

United Kingdom Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS, 2019): Proposals for further Amendments to the Capacity Market, May 2019.