

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.05.2024

STUDIE ZUM ZENTRALEN KAPAZITÄTSMARKT

Begleitschreiben zur Veröffentlichung der Studie „Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt“ von Consentec und dem Ecologic Institut im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

Die von der Bundesregierung angekündigte Kraftwerksstrategie zur Förderung von 10,5 GW Kraftwerksneubauten leistet einen unverzichtbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und muss aus diesem Grund so schnell wie möglich umgesetzt werden. Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring 2030/31 der Bundesnetzagentur zeigen einen erheblichen Mehrbedarf an gesicherter Leistung in Höhe von etwa 20-25 GW, der die geplanten Ausschreibungsmengen der Kraftwerksstrategie jeweils bei Weitem übersteigt. Gleichzeitig bestehen im aktuellen Marktumfeld offensichtlich keine ausreichenden Anreize für Anlagenbetreiber, um abseits der geplanten Ausschreibungen in erforderlichem Maße neue Anlagen zu errichten. Um jenseits der Kraftwerkstrategie mittel- und langfristig für ausreichend Investitionen in gesicherte Leistung zu sorgen und gleichzeitig den Kohleausstieg zu ermöglichen, bedarf es folglich eines effektiven und effizienten Instrumentes. Deswegen ist es gut, dass die Bundesregierung sich zudem darauf geeinigt hat, ab 2028 zusätzlich einen Kapazitätsmarkt einzuführen. Die vier Übertragungsnetzbetreiber hatten bereits 2022 Consentec und das Ecologic Institut beauftragt, eine Studie zur Ausarbeitung eines konkreten Kapazitätsmarktes für den deutschen Strommarkt zu erstellen.

Eine Besonderheit des in dieser Studie beschriebenen Kapazitätsmarktes ist die Implementierung einer lokalen Komponente. Aus Sicht der vier Übertragungsnetzbetreiber ist sie eine wesentliche Voraussetzung für ein effizientes Zusammenspiel des Übertragungsnetzes mit flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, denn sie ermöglicht es, Synergien – insbesondere bei der Erbringung von Systemdienstleistungen - zu heben. So sollten Ausschreibungen derart gestaltet sein, dass nicht nur die Verfügbarkeit von Leistung im gesamten Bundesgebiet beanreizt wird, sondern dass lokale Investitionsanreize entstehen. Durch die lokale Komponente erwarten die ÜNB positive Effekte auf Sachverhalte wie CO₂-Emissionen, Redispatchbedarf, Netzreservebedarf, Kosten von Systemdienstleistungen sowie folglich auch die Netzentgelte.

Aus den folgenden Gründen sprechen sich die vier Übertragungsnetzbetreiber hiermit für die Schaffung eines umfassenden, zentralen Kapazitätsmarktes mit lokaler Komponente aus.

Ein zentraler, umfassender Kapazitätsmarkt basiert auf einem zentralen Kapazitätsnachfrager, der ausgehend von einem festgelegten Versorgungssicherheitsstandard den benötigten Bedarf berechnet und ausschreibt. Potenzielle Anbieter, welche neben Erzeugern auch Speicher oder Lastflexibilität sein können, bieten in Auktionen und erhalten bei Zuschlag eine Vergütung, die zur Refinanzierung der Investition dient. Die Preisbildung und das Angebot auf dem Spotmarkt bleiben hierdurch unbeeinflusst, da die Bereitstellung gesicherter Leistung nicht mit einer Verpflichtung der Erzeugung von Strom einhergeht.

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

Heidestraße 2
10557 Berlin
Telefon: 030 5150-0
Telefax: 030 5150-4673
E-Mail: info@50hertz.com
www.50hertz.com
Sitz der Gesellschaft: Berlin
Amtsgericht: Charlottenburg
Handelsregisternr.: HR B 84446
USt-ID: DE813473551
Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borchering, Marco Nix
Vorsitzende des Aufsichtsrates:
Catherine Vandenborre

AMPRIION GMBH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
Telefon: 0231 5849-0
Telefax: 0231 5849-14188
E-Mail: info@amprion.net
www.amprion.net
Sitz der Gesellschaft: Dortmund
Amtsgericht: Dortmund
Handelsregisternr.: HR B 15940
USt-ID: DE 8137 61 356
Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick (Vorsitz),
Dr. Hendrik Neumann,
Peter Rütth
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Uwe Tigges

TENNET TSO GMBH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
Telefon: 0921 50740-0
Telefax: 0921 50740-4095
E-Mail: info@tennet.eu
www.tennet.eu
Sitz der Gesellschaft: Bayreuth
Amtsgericht: Bayreuth
Handelsregisternr.: HR B 4923
Geschäftsführung:
Tim Meyerjürgens, Maarten Abbenhuis,
Dr. Arina Freitag
Vorsitzende des Aufsichtsrates:
Manon van Beek

TRANSNET BW GMBH

Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
Telefon: 0711 21858-0
E-Mail: info@transnetbw.de
www.transnetbw.de
Sitz der Gesellschaft: Stuttgart
Registergericht: Stuttgart
Handelsregisternr.: HR B 740510
USt-ID: DE 191008872
Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger, Dr. Rainer Pflaum
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dirk Güsewell

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.05.2024

Lediglich die Verfügbarkeit der Anlagen, Strom bereitstellen oder bei Bedarf darauf verzichten zu können, wird honoriert und überwacht.

In anderen europäischen Staaten, die bereits einen Kapazitätsmarkt etabliert haben (z.B. Belgien, Italien, Polen, Vereinigtes Königreich), haben sich zentrale Kapazitätsmärkte durchgesetzt. Der belgische Kapazitätsmarkt wurde dabei gemäß der Europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO (EU) 2019/943) von der europäischen Kommission genehmigt und stellt für die Ausarbeitung eines zentralen Kapazitätsmarktes in Deutschland eine gute Ausgangsbasis dar. In Frankreich sehen wir derzeit einen Zentralisierungsprozess des dortigen, ursprünglich dezentral ausgelegten Kapazitätsmarkts. Zudem wird mit der aktuellen europäischen Strommarktdesignreform eine Entfristung von Kapazitätsmärkten vorgenommen und somit deren wichtiger langfristiger Beitrag zur Versorgungssicherheit anerkannt. Ein zentraler deutscher Kapazitätsmarkt ließe sich zudem mit den zentralen Kapazitätsmärkten im europäischen Ausland gemäß den europarechtlichen Vorgaben gut koordinieren.

Der zentrale Kapazitätsmarkt ist des Weiteren auch gut mit den vorgezogenen Ausschreibungen der Kraftwerksstrategie kombinierbar: Für den Übergang der durch die Kraftwerksstrategie beanreizten Erzeugungsanlagen in einen Kapazitätsmarkt bestehen verschiedene Möglichkeiten, die bereits bei den angekündigten Ausschreibungen berücksichtigt werden sollten. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber bietet sich die Schaffung einer späteren Wahlmöglichkeit an, bei der Anlagenbetreiber zwischen dem Beibehalten der Förderung durch die Kraftwerksstrategie und einer Teilnahme am zentralen Kapazitätsmarkt wählen können. Die Integration der geförderten Anlagen in einen zentralen Kapazitätsmarkt ist somit eher eine Frage der Ausgestaltung als eine Frage der Möglichkeit.

Aus Sicht der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gelingt es nur durch die Schaffung eines zentralen umfassenden Kapazitätsmarktes mit lokaler Komponente, langfristig Anreize für Investitionen in gesicherte Leistung im ausreichenden Ausmaß und an den systemisch sinnvollen Standorten zu setzen. Die Technologieoffenheit ermöglicht zudem die Integration verschiedener – auch neuer – Technologien und sorgt für ein Level Playing Field. Die lokale Komponente ist, z.B. mit Blick auf Redispatch, von wesentlicher Bedeutung, damit die Investitionen dort getätigt werden, wo die Anlagen zur Systemsicherheit und -effizienz beitragen.

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

Heidestraße 2
10557 Berlin
Telefon: 030 5150-0
Telefax: 030 5150-4673
E-Mail: info@50hertz.com
www.50hertz.com
Sitz der Gesellschaft: Berlin
Amtsgericht: Charlottenburg
Handelsregisternr.: HR B 84446
USt-ID: DE813473551
Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borchering, Marco Nix
Vorsitzende des Aufsichtsrates:
Catherine Vandenborre

AMPRION GMBH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
Telefon: 0231 5849-0
Telefax: 0231 5849-14188
E-Mail: info@amprion.net
www.amprion.net
Sitz der Gesellschaft: Dortmund
Amtsgericht: Dortmund
Handelsregisternr.: HR B 15940
USt-ID: DE 8137 61 356
Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick (Vorsitz),
Dr. Hendrik Neumann,
Peter Rüth
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Uwe Tigges

TENNET TSO GMBH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
Telefon: 0921 50740-0
Telefax: 0921 50740-4095
E-Mail: info@tennet.eu
www.tennet.eu
Sitz der Gesellschaft: Bayreuth
Amtsgericht: Bayreuth
Handelsregisternr.: HR B 4923
Geschäftsführung:
Tim Meyerjürgens, Maarten Abbenhuis,
Dr. Arina Freitag
Vorsitzende des Aufsichtsrates:
Manon van Beek

TRANSNET BW GMBH

Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
Telefon: 0711 21858-0
E-Mail: info@transnetbw.de
www.transnetbw.de
Sitz der Gesellschaft: Stuttgart
Registergericht: Stuttgart
Handelsregisternr.: HR B 740510
USt-ID: DE 191008872
Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger, Dr. Rainer Pflaum
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dirk Güsewell



Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt

Studie

im Auftrag von

Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH

Veröffentlichung

Mai 2024



consentec

Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt

Studie

im Auftrag von

Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH

Veröffentlichung

Mai 2024

Hauptbearbeitungszeitraum

Mai 2022 – Dezember 2022

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

In Kooperation mit:

Ecologic Institut gGmbH

Pfalzburger Str. 43/44

10717 Berlin

Deutschland

Tel. +49 (30) 86880-0

E-Mail: berlin@ecologic.eu

<http://www.ecologic.eu>

Die vorliegende Studie sowie der Bericht wurden im Wesentlichen im Zeitraum Mai 2022 bis Dezember 2022 erstellt. Sie können daher z.B. Diskussionen im Rahmen der Plattform klimaneutrales Stromsystem des BMWK, die im Februar 2023 gestartet ist, noch nicht aufgreifen. Die in diesem Bericht vorlegte Ausarbeitung eines umfassenden, zentralen Kapazitätsmarkts und die hier dargestellten Abwägungsfragen sind aber in ihren wesentlichen Zügen unabhängig von den Diskussionen der Plattform klimaneutrales Stromsystem oder sonstigen neueren Entwicklungen.

Inhalt

1	Motivation für einen Kapazitätsmechanismus und Auswahl eines Grundmodells	1
2	Ausgestaltungsvorschlag zu wesentlichen Elementen eines umfassenden Kapazitätsmarkts	7
2.1	Produkt - Was wird beschafft und vergütet?.....	7
2.2	Teilnehmer und Präqualifikation- Welche Anbieter und Technologien sind teilnahmeberechtigt und welche Nachweise müssen diese erbringen?.....	9
2.3	Vertrags- und Vorlaufzeiten.....	13
2.4	De-Rating: Welchen Beitrag leistet eine Kapazität zur Versorgungssicherheit?	15
2.5	Bedarfsfestlegung: Wieviel Kapazität wird beschafft?	17
2.6	Zusätzliche lokale Anforderungen bei der Bedarfsbestimmung	20
2.7	Verfügbarkeitsverpflichtung und -kontrolle	21
2.8	Beschaffung und Sekundärhandel	23
2.9	Administration und Entscheidungsmechanismen	26
2.10	Refinanzierung	27
A	Bedarfsfestlegung in einem umfassenden Kapazitätsmarkt am Beispiel Belgien	29
A.1	Hintergrund.....	29
A.2	Vorgehen im belgischen Kapazitätsmarkt	30
A.3	Mögliche Erweiterung auf unterschiedliche Arten von Knappheitssituationen.....	32
B	Ausgestaltungsoptionen für eine lokale Komponente	33
B.1	Hintergrund.....	33
B.2	Zugangsvoraussetzung.....	34
B.3	Regionale Kernanteile	36
B.4	Wettbewerbsbonus	37
B.5	Fazit.....	39
C	De-Rating in einem umfassenden Kapazitätsmarkt	40

C.1	Hintergrund.....	40
C.2	Grundsätzliche Eigenschaften von De-Rating-Faktoren	40
C.3	Methodische Fragen der Ermittlung von De-Rating-Faktoren	42

1 Motivation für einen Kapazitätsmechanismus und Auswahl eines Grundmodells

Laufende Diskussion um mögliche dauerhafte Versorgungssicherheitsrisiken im Stromsystem

Wie Versorgungssicherheit auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (EE) und einem Rückgang der Stromproduktion in konventionellen Kraftwerken gewährleistet werden kann, ist eine Frage, die in Deutschland und anderen europäischen Ländern intensiv diskutiert wird. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund des angestrebten deutlichen Anstiegs des Stromverbrauchs auf ggf. sogar deutlich über 700 TWh (brutto) bis zum Jahr 2030 (vgl. Koalitionsvertrag der Parteien der amtierenden Bundesregierung) durch eine verstärkte Elektrifizierung (Sektorkopplung, Prozessumstellung in der Industrie). Verschiedene Quantifizierungen zur Entwicklung des zukünftigen Versorgungssicherheitsniveaus zeichnen kein einheitliches Bild: So kommt das im Jahr 2022 veröffentlichte sog. „Versorgungssicherheitsmonitoring“ des deutschen Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi, jetzt BMWK) zu dem Ergebnis, dass in Deutschland bis zum Jahr 2030 ein durchweg hohes Versorgungssicherheitsniveau vorliegt. Das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber kommt hingegen zu dem Ergebnis, dass sich in Deutschland eine Situation ergeben könnte, in der Versorgungssicherheitsziele nicht erreicht werden.¹ Hinzu kommt, dass die aktuellen geopolitischen Verwerfungen und die in der Folge in Europa heftig diskutierten kurz- sowie mittelfristigen Markteingriffe zumindest vorübergehend erhebliche Unsicherheiten für Akteure auch am Strommarkt mit sich bringen.

Es werden daher Mechanismen zur Refinanzierung von Anlagen² diskutiert, die zur Versorgungssicherheit (resource adequacy) beitragen können. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) halten die Einführung eines solchen Mechanismus für notwendig. Ohne der unionsrechtlich vorgeschriebenen, detaillierten Prüfung vorweggreifen zu wollen, ob ein solcher Mechanismus überhaupt erforderlich ist, haben die ÜNB deshalb Consentec und Ecologic Institut beauftragt, wesentliche Grundzüge eines solchen Kapazitätsmechanismus anhand der Ausprägungsform eines umfassenden Kapazitätsmarkts zu skizzieren. Ergänzend zur Darstellung dieser Grundzüge eines möglichen Designs im Hauptteil des Berichts enthält Anhang der drei sogenannte „Deep-Dives“. Hierin werden einzelne Aspekte ausführlicher dargestellt, die sich bei der Bearbeitung des Auftrags als besonders zentrale Fragen für die Ausgestaltung eines umfassenden Kapazitätsmarkts herausgestellt haben. Konkret wird dieses Dokument um folgende Deep-Dives, die als separate Dokumente vorliegen, ergänzt:

- Ausgestaltung der Bedarfsfestlegung am Fallbeispiel Belgien (Anhang A)
- Ausgestaltungsoptionen für eine lokale Komponente (Anhang B)

¹ Im deutschen Umsetzungsplan aus dem Jahr 2021 nach Art. 20 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (2019/943), den die deutsche Bundesregierung im Januar 2022 in überarbeiteter Fassung der Europäischen Kommission vorgelegt hat, kommt die Bundesregierung zu dem Schluss, dass "in Deutschland [...], unter üblicherweise auftretenden Angebots- und Nachfragesituationen, am Strommarkt Ressourcen im angemessenen Umfang zur Verfügung [stehen]. Dies zeigen sowohl das nationale wie auch das europäische Resource Adequacy Assessment, die methodisch darauf ausgelegt sind, diese Bandbreite an Situationen zu bewerten."

² Die Begriffe „Anlage“ und „Kapazität“ werden in diesem Dokument weitgehend synonym verwendet und beziehen sich dabei grundsätzlich auf alle Anlagen / Kapazitäten, die technisch in der Lage sind, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit (im Sinne von resource adequacy) zu leisten, d.h. neben Erzeugungsanlagen insbesondere auch Verbrauchsanlagen (Lasten) und Speicheranlagen.

- Ausgestaltungsvariante für die Festlegung von De-Rating Faktoren (Anhang C)

Zentrale umfassende Kapazitätsmärkte als eine Option zur Stärkung der Versorgungssicherheit

Dabei ist der umfassende Kapazitätsmarkt nur eine von unterschiedlichen Formen eines Kapazitätsmechanismus. Beim umfassenden Kapazitätsmarkt handelt es sich um einen *direkten* Kapazitätsmechanismus, bei dem Kapazitäten explizit für ihren Versorgungssicherheitsbetrag honoriert werden. Daneben gibt es bereits heute verschiedene *indirekte* Kapazitätsmechanismen wie z. B. die KWKG- und EEG-Förderung, die bestimmte Arten von Kapazitäten finanziell fördern. Auch diese Art der Förderung erhöht die Versorgungssicherheit, dies allerdings nur indirekt, denn die Förderung zielt nicht primär auf Versorgungssicherheit ab, sondern verfolgt hauptsächlich andere Ziele. Anknüpfend daran ist es auch zentrales Merkmal eines direkten im Gegensatz zu einem indirekten Kapazitätsmechanismus, dass unmittelbar die Verfügbarkeit vergütet wird (vgl. Artikel 2 Nr. 22 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU/2019/943)).

Im Rahmen der sogenannten „strategischen Reserve“, einer anderen Unterform des direkten Kapazitätsmechanismus, werden zwar auch Kapazitäten mit dem primären Ziel der Erhöhung der Versorgungssicherheit kontrahiert. Die kontrahierten Kapazitäten werden hier aber als „letztes Mittel“ nur dann eingesetzt, wenn es ansonsten zu keinem Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage kommt. Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung spricht davon, dass die Kapazitäten der strategischen Reserve außerhalb des Marktes vorgehalten werden (Artikel 22 Abs. 2 lit. e).

Umfassende wie auch fokussierte Kapazitätsmechanismen adressieren hingegen Kapazitäten „im Markt“, d. h. (neue oder bestehende) Kapazitäten. Deren Einsatz ergibt sich grundsätzlich aus dem regulären Marktgeschehen auf Basis der Vermarktungsentscheidungen der Betreiber. Anders als fokussierte Kapazitätsmärkte, an denen nur Kapazitäten bestimmter Segmente – z. B. nur bestimmte Technologien oder nur Neubauten – teilnehmen können, stehen umfassende Kapazitätsmärkte grundsätzlich allen Kapazitäten offen, sofern diese einen Versorgungsbeitrag leisten und soweit das rechtlich zulässig ist.

Folgende Abbildung ordnet umfassende Kapazitätsmärkte in die Bandbreite möglicher Kapazitätsmechanismen ein.

Strategische Reserve	Kapazitäten im Markt		
direkte Kapazitätsmechanismen		indirekte KapM	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ technologieoffene Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ umfassender Kapazitätsmarkt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ nicht relevant 	weitgehend umfassend / „breit“
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neubaureserve ▪ dt. Kapazitätsreserve 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ selektive / fokussierte Kapazitätsmärkte (z. B. nur Neubau) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ KWKG-Förderung, Fördermechanismen EEG ▪ Netzreserve (→ hier allerdings Kapazitäten <u>nicht</u> im Markt) ▪ Vorschlag zum Neubauvorschuss 	selektiv

Abbildung 1 Prototypische Grundmodelle von Kapazitätsmechanismen und Einordnung umfassender Kapazitätsmärkte

Die abschließende Auswahl des Kapazitätsmechanismus, für den die hier vorgelegte konzeptionelle Ausarbeitung erfolgen sollte, erfolgte durch die beauftragenden Übertragungsnetzbetreiber. Mit dem an Consentec und Ecologic Institut erteilten Auftrag verfolgten die deutschen

Übertragungsnetzbetreiber das Ziel, einen Debattenbeitrag im Hinblick auf Mechanismen zu entwickeln, die in der Lage sind, gezielt mögliche Versorgungssicherheitsbedenken zu adressieren. Damit ist die Festlegung auf einen direkten Kapazitätsmechanismus folgerichtig. Zudem existieren in Deutschland bereits diverse Reserven, insb. die Kapazitätsreserve, die nach Auffassung der deutschen Bundesregierung als strategische Reserve im Sinne der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung einzuordnen ist. Daher ist es naheliegend, einen Kapazitätsmechanismus in den Blick zu nehmen, der Kapazitäten im Markt und insbesondere auch Investitionsanreize für die Errichtung neuer Kapazitäten adressiert. Aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben erscheint zudem, wie unten noch näher begründet, ein fokussierter Kapazitätsmarkt im Gegensatz zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt, wenn überhaupt, nur mit sehr erheblichem Begründungsaufwand rechtssicher umsetzbar. Befürworter einer Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten argumentieren vor allem mit zwei Aspekten, die für ihre Umsetzung sprechen. Erstens ist die aktuelle Situation am Strommarkt geprägt von hohen Unsicherheiten und Investitionshemmnissen, die durch die extremen Preisverwerfungen der jüngeren Vergangenheit und den regulatorischen Eingriffen als Reaktion darauf verursacht werden. Ein umfassender Kapazitätsmarkt könnte diese Risiken reduzieren und Investitionsanreize schaffen. Zweitens wird auf die schnelle Transformation des Energiesektors, insbesondere im Strombereich, verwiesen. Damit geht einher, dass systemische Flexibilitätsbedürfnisse zukünftig zunehmend von anderen Anlagentypen als bisher erfüllt werden. Studien zeigen, dass diese Transformation nicht grundsätzlich zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen muss. Allerdings ist unsicher, inwieweit und wann alternative Flexibilitätsanbieter tatsächlich zur Verfügung stehen werden. In diesem Kontext wird argumentiert, dass ein umfassender Kapazitätsmarkt als Absicherungsinstrument dienen kann, um den Aufbau alternativer Flexibilitätsoptionen anzureizen und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Unter den umfassenden Kapazitätsmärkten gibt es weiter noch ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal: Zum einen sind zentrale Kapazitätsmärkte denkbar, dadurch gekennzeichnet, dass es einen zentralen Kapazitätsnachfrager gibt (single buyer), und zum anderen dezentrale Kapazitätsmärkte. Bei Letzteren erfolgt die Kapazitätsbeschaffung durch dezentrale Akteure, z. B. Stromlieferanten, indem diesen Akteuren gesetzliche Kapazitätsverpflichtungen auferlegt werden. D. h. Lieferanten werden in Abhängigkeit von der Stromnachfrage ihrer Kunden zur Vorhaltung von Kapazitätsnachweisen verpflichtet, die sie wiederum über den Kapazitätsmarkt bei Kapazitätsanbietern beschaffen. Der französische Kapazitätsmarkt entsprach in seiner ursprünglichen Grundform diesem Ansatz. Andere europäischen Kapazitätsmärkte (Belgien, Italien, Polen, Vereinigtes Königreich) sind hingegen den zentralen Kapazitätsmärkten zuzuordnen. Bei dezentralen Kapazitätsmärkten bestehen Zweifel, inwieweit hierdurch tatsächlich die mit umfassenden Kapazitätsmärkten beabsichtigten langfristigen Investitionsanreize gesetzt werden können. Die nachfolgenden Ausarbeitungen zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt beziehen sich daher auf die Form eines zentralen Kapazitätsmarkts.³

Rechtliche Anforderungen und zentrale Merkmale eines umfassenden Kapazitätsmarkts

³ Zudem sind verschiedenste Mischformen („Hybride“) aus zentralem und dezentralem Ansatz. Um die wesentlichsten Ausgestaltungsfragen bei einem zentralen Ansatz bzw. möglicherweise relevante Ausgestaltungsfrage bei einer zentralen Komponente in einem Hybrid möglichst umfassend zu behandeln, wird hier im Folgenden auf die „Reinform“ eines zentralen Mechanismus fokussiert.

Im Zuge des „Clean Energy Package“ der europäischen Union wurden in der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung enge Vorgaben zur Möglichkeit einer Einführung wie auch zur Ausgestaltung von (direkten) Kapazitätsmechanismen normiert. Neben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ist auch das EU-Beihilferecht zu beachten, wobei sich die Europäische Kommission mit ihren Anfang 2022 veröffentlichten Leitlinien für Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen im Hinblick auf Kapazitätsmechanismen stark an den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung orientiert.⁴

Grundsätzlich gibt die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vor, dass vorrangig andere Maßnahmen zur Behebung des Marktversagens zu prüfen sind, wie z. B. Maßnahmen zur Sicherstellung der kosteneffizienten und marktbasieren Beschaffung von Regelreserve und Systemdienstleistungen (siehe Artikel 20 Abs. 3 i. V. m. Artikel 21 Abs. 1). Kapazitätsmechanismen dürfen nur bei verbleibenden Zweifeln hinsichtlich der Versorgungssicherheit eingeführt werden. Die Mitgliedsstaaten müssen hierzu in einem sogenannten nationalen Umsetzungsplan darlegen, welche anderen Maßnahmen sie vorrangig treffen werden, um die Gründe, die zur ermittelten zukünftigen Gefährdung der Versorgungssicherheit führen, zu beheben. Aus dem Umsetzungsplan muss dann hervorgehen, dass sich ohne Einführung eines Kapazitätsmechanismus der nationale Sicherheitsstandard nicht erfüllt werden kann. Darüber hinaus besteht innerhalb möglicher Formen von Kapazitätsmechanismen ein Vorrang zugunsten der strategischen Reserve (siehe Artikel 21 Abs. 3).

Hinsichtlich der Ausgestaltung machen insbesondere Artikel 21 und 22 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung Vorgaben für Kapazitätsmechanismen. Konkret sind nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung insbesondere folgende Punkte zu beachten:⁵:

- Die Bedarfsfestlegung für den Kapazitätsmarkt unterliegt umfangreichen Vorgaben (siehe Artikel 20, 23 und 24 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung): Der grundsätzliche Bedarf für einen Kapazitätsmarkt sowie die konkrete Höhe der zu beschaffenden Kapazität sind auf Basis quantitativer, probabilistischer Modelle festzustellen.

Ausgangspunkt stellt hierbei die von ENTSO-E jährlich durchzuführende „Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene“ (European Resource Adequacy Assessment, ERAA) dar, deren Methodik durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vorgegeben und deren jeweilige Fassung jährlich von ACER zu genehmigen ist. Diese kann um eine nationale Versorgungssicherheitsanalyse ergänzt werden, die aber methodisch die gleichen Anforderungen wie das ERAA erfüllen muss. Ergeben weder ERAA noch die nationale Analyse eine Verletzung des jeweiligen nationalen Zuverlässigkeitsstandards, kann kein Kapazitätsmarkt eingeführt werden (siehe Artikel 21 Abs. 4 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Auch für die Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards ist einer detaillierten von ACER vorgegebenen Methodik zu folgen (siehe Artikel 25 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Eine Konsequenz daraus ist, dass ein die EU-Vorgaben vollständig umsetzender umfassender Kapazitätsmarkt mit probabilistischen Modellen nicht oder nur unzureichend beschreibbare Extremereignisse (extreme Wettersituationen wie Dunkelflauten in einem bisher nicht

⁴ Die Vorgaben aus den Beihilfeleitlinien werden daher in diesem Papier nur am Rande erwähnt.

⁵ Die nachfolgende Aufzählung gibt nicht umfassend alle insbesondere in den genannten Artikeln der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung aufgeführten Gestaltungsgrundsätze wieder; der Fokus liegt hier auf den Vorgaben, die für die energiewirtschaftlich relevanten Ausgestaltungsfragen besonders bedeutsam sind.

beobachteten Ausmaß etc.) konzeptgemäß nicht adressiert, unabhängig davon, ob für solche Situationen ein politisch-gesellschaftliches Absicherungsbedürfnis besteht.

- Der Kapazitätsmarkt muss nach der aktuellen Fassung befristet sein (siehe Artikel 22 Abs. 1 lit. a Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Insbesondere muss die Ausgestaltung bereits die administrative Abschaffung des Kapazitätsmarkts beinhalten, sollte sich drei Jahre lang kein Bedarf für den Abschluss weiterer Kapazitätskontrakte ergeben. Dies gilt auch für den Fall, dass zukünftig drei Jahre in Folge das ERAA (oder die nationale Analyse) keine Verletzung des nationalen Sicherheitsstandards mehr indiziert (siehe Artikel 21 Abs. 7 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Die EU-Kommission genehmigt Kapazitätsmärkte für maximal 10 Jahre (siehe Artikel 21 Abs. 8 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung), für eine Verlängerung ist eine erneute Genehmigung erforderlich.⁶ Nach der aktuellen Reform der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung stellt ein Kapazitätsmarkt keine temporäre Maßnahme dar. Die aktuelle Anpassung am europäischen Strommarktdesign sieht vor, dass sich die Rolle von Kapazitätsmechanismen von einem befristeten Übergangsinstrument hin zu einem festen, langfristigen Bestandteil des Strommarktdesigns entwickeln soll.
- Die Teilnahme am Kapazitätsmarkt muss grundsätzlich allen Kapazitäten offenstehen, die technisch in der Lage sind, einen Versorgungssicherheitsbeitrag zu erbringen (siehe Artikel 22 Abs. 1 lit. h Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Auch ausländischen Kapazitäten muss die Teilnahme ermöglicht werden (siehe Artikel 26 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).
- Die Kapazitätsanbieter müssen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahren ausgewählt werden (siehe Artikel 22 Abs. 1 lit. d Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).
- Der Kapazitätsmarkt muss einen Sekundärhandel ermöglichen; die Ausgestaltung muss vorsehen, dass „Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind“ (Artikel 22 Abs. 3 lit. c Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Der umfassende belgische Kapazitätsmarkt als Orientierung bei der Ausgestaltung

Im belgischen Strommarkt wurde im Jahr 2021 ein umfassender Kapazitätsmarkt eingeführt, der die zuvor bestehende strategische Reserve ablöst. Im Oktober 2021 wurde vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber ELIA die erste Beschaffungsauktion für einen Erbringungszeitraum beginnend im November 2025 durchgeführt. Die beihilferechtliche Genehmigung wurde endgültig im August 2021 durch die Europäische Kommission erteilt, wobei sie dabei auch Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung überprüfte.

Der belgische Mechanismus ist der erste und bislang einzige derartige Kapazitätsmechanismus in der Europäischen Union, der entsprechend den Vorgaben des Rechtsrahmens der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung entwickelt sowie von der Europäischen Kommission geprüft und beihilferechtlich genehmigt wurde. Insofern stellt dieser Mechanismus eine besonders wichtige Orientierung bei der Entwicklung eines Ausgestaltungsvorschlags für einen Kapazitätsmarkt für Deutschland dar. Auch im Vereinigten Königreich, in Italien, Polen und einigen nordamerikanischen Strommärkten gibt es, zum Teil bereits seit vielen Jahren, Kapazitätsmärkte, deren Ausgestaltung und die damit verbundenen Erfahrungen Eingang in die Ausgestaltung eines möglichen deutschen Kapazitätsmarkts finden sollten. Dabei folgen die nordamerikanischen Märkte naturgemäß anderen rechtlichen Anforderungen, die Märkte im (ehemals) Unionsgebiet

⁶ Siehe dazu auch Beihilfeleitlinien der Kommission Rn. 70.

wurden anhand der alten Rechtslage geprüft, sodass aufgrund teilweise novellierter unionsrechtlicher Anforderungen die Bewertung nicht eins zu eins übertragen werden kann.

Zwar dürfte man in Deutschland, sollte eine Entscheidung zur Einführung eines solchen Mechanismus getroffen werden, erheblich von den Erfahrungen aus Belgien profitieren können. Ein Blick auf den Prozess der Einführung des Kapazitätsmarkts in Belgien belegt aber auch den mit der Planung und Einführung verbundenen Aufwand und den notwendigen zeitlichen Vorlauf: So begann der Gesetzgebungsprozess in Belgien Mitte 2018 und damit etwa drei Jahre vor der Durchführung der ersten Ausschreibung sowie sieben Jahre vor dem Beginn der ersten Erfüllungsperiode. Bis Mitte 2021 schloss sich dann ein umfangreicher Prozess der Entwicklung des Marktdesigns mit umfangreichen Konsultationen an, der federführend zwischen dem zuständigen Ministerium, dem Regulator sowie dem Übertragungsnetzbetreiber vorangetrieben wurde.

2 Ausgestaltungsvorschlag zu wesentlichen Elementen eines umfassenden Kapazitätsmarkts

Nachfolgend werden wesentliche Grundzüge einer möglichen Ausgestaltung eines umfassenden Kapazitätsmarkts für Deutschland skizziert. Dabei werden in den folgenden Abschnitten jeweils verschiedene Aspekte/Themenbereiche behandelt. Während sich manche der beim Design eines solchen Mechanismus zu beantwortenden Fragen weitgehend unabhängig von anderen Fragen beantworten lassen, bestehen an anderen Stellen wiederum enge Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Designentscheidungen. Insofern ist der skizzierte Ausgestaltungsvorschlag weitestgehend als Gesamtkonzept zu verstehen. An einzelnen Stellen des Vorschlags zeigt sich zudem, dass zum derzeitigen Zeitpunkt noch keine Empfehlungen für die eine oder andere Ausgestaltungsoption möglich ist. Hierauf wird entsprechend mit der Empfehlung zu weiteren Analysen hingewiesen. Zu einzelnen Fragestellungen wurden zudem vertiefende Exkurse („Deep-Dives“) erstellt. Entsprechende Verweise darauf sind im folgenden Text enthalten.

2.1 Produkt - Was wird beschafft und vergütet?

- Über den Kapazitätsmarkt wird sicher verfügbare Kapazität zu erwarteten Knappheitszeiten beschafft.
- Abgesichert wird dies durch eine Verfügbarkeitsverpflichtung der Kapazitätsanbieter.
- Als Gegenleistung erhalten die Kapazitätsanbieter eine Kapazitätsszahlung.
- Zusätzlich zu dieser (physischen) Verfügbarkeitsverpflichtung sind finanzielle Verpflichtungen für den Kapazitätsanbieter denkbar (Versorgungssicherheitsverträge / reliability options). Deren Nutzen (insb. Absicherung der Verbraucher gegen unerwartete Preisspitzen am Strommarkt) ist jedoch sorgfältig gegen negative Wirkungen insb. für den Terminhandel abzuwägen.

Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung gibt vor, dass im Rahmen von Kapazitätsmechanismen nur die Verfügbarkeit von Kapazität vergütet wird (siehe Artikel 22 Abs. 3 lit. b Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Damit ist bereits das Produkt definiert, das mit dem Kapazitätsmarkt beschafft wird: Beschafft wird sicher verfügbare Kapazität, wobei die Kapazität zu erwarteten Knappheitszeiten verfügbar sein soll. Hierzu gehen die erfolgreichen (bezuschlagten) Kapazitätsanbieter eine Verfügbarkeitsverpflichtung ein, mit der sie sich zur physischen Verfügbarhaltung der angebotenen Kapazität verpflichten. Der genaue Inhalt der Verpflichtung und auch Ansätze für eine Erfüllungskontrolle hinsichtlich dieser Verpflichtung werden unten noch näher beschrieben (siehe Abschnitt 2.7 „Verfügbarkeitsverpflichtung“). Als Gegenleistung erhält der Kapazitätsanbieter eine Kapazitätsszahlung.

In bestehenden Kapazitätsmärkten beinhalten die Kapazitätsverträge oft nicht nur eine physische Verfügbarkeitsverpflichtung, sondern gehen mit einer zusätzlichen finanziellen Verpflichtung für die Kapazitätsanbieter einher (sogenannte reliability options oder auch Versorgungssicherheitsverträge/Zuverlässigkeitsoptionen). Diese Optionsverträge beinhalten die Verpflichtung des Anbieters, positive Differenzen zwischen einem ex-ante festgelegten Ausübungspreis der Option und einem Referenzmarktpreis (z. B. dem stündlichen Day-Ahead-Börsenpreis) an den zentralen Käufer des Kapazitätsmarkts zu zahlen. Ein solcher Ausübungspreis („Strike Price“) wird in der Regel oberhalb der üblicherweise zu erwartenden Day-Ahead-Marktpreise angesetzt und soll damit Verbraucher – als diejenigen, die die Kosten des Kapazitätsszahlungen de facto tragen – vor unerwarteten Preisspitzen schützen und Anreize zur Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen reduzieren. Zwar dürften die Preisentwicklungen an den Strommärkten

im Laufe des Jahres 2022 die Antwort auf die Frage danach, wie sich die Bandbreite „erwartbarer“ Marktpreise darstellt, deutlich erschwert haben. Dennoch bleiben die beschriebenen Argumente für die zusätzliche Einführung von finanziellen Verpflichtungen als Bestandteil der Kapazitätsverträge grundsätzlich stichhaltig. Gleichzeitig besitzen solche Verpflichtungen aber auch Nachteile: So führen sie dazu, dass die Kapazitätsanbieter ihre Rolle als „natürliche Hedgingpartner“⁷ für Verbraucher auf Terminmärkten oder auch von sogenannten PPA (Power-Purchase-Agreements) verlieren.⁸ Dies könnte theoretisch bis hin zu einer Austrocknung von Strom-Terminmärkten und des sich derzeit im Aufwuchs befindlichen PPA-Markts führen, da das Angebot von Terminmarktgeschäften für Kapazitätsanbieter mit dem Eingehen von Risikopositionen verbunden ist (im Gegensatz zum eigentlich Ziel des Terminmarktgeschäfts Risikopositionen zu schließen). Terminmärkte waren in der Vergangenheit ein wichtiges Element für das Funktionieren des Strommarkts in Deutschland und Europa. Insofern sollte der vermutete Nutzen solcher verpflichtenden Optionsverträge gegen die möglichen Nachteile in einer weiteren detaillierten Analyse sorgfältig abgewogen werden. Über die Festlegung des oben beschriebenen Ausübungspreises lassen sich zudem die genannten Rückwirkungen auf den Terminmarkt in gewissen Grenzen steuern: Je höher der Ausübungspreis, desto geringer sind tendenziell die Rückwirkungen auf den Terminmarkt; im Gegenzug reduziert sich aber auch die von der finanziellen Verpflichtung erhoffte Absicherung gegen unerwartete Preisspitzen. Eine abschließende Empfehlung für oder gegen die Einführung einer finanziellen Verpflichtung als Bestandteil des Kapazitätsprodukts im Kapazitätsmarkt wird daher zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht gegeben.

Überlegungen zu den Laufzeiten der Verträge zwischen Kapazitätsanbietern und der die Kapazität beschaffenden Stelle folgen im Abschnitt 2.2 („Teilnehmerkreis“).

⁷ Kapazitätsanbieter, insb. Betreiber von Erzeugungsanlagen, und Verbraucher sind „natürliche Hedgingpartner“, da sich ihre gegenläufigen Absicherungsbedürfnisse ergänzen: Betreiber von Erzeugungsanlagen wollen sich i. d. R. gegen ein fallendes, Verbraucher i. d. R. gegen ein steigendes Preisniveau absichern.

⁸ Dies gilt zumindest dann, wenn nicht in Terminkontrakten – gänzlich anders als heute üblich – Preisspitzen aus der Berechnung des Basiswerts ausgeschlossen werden. Diese würden solche Terminkontrakte aber für Verbraucher, die darin eine Absicherungsmöglichkeit gegen hohe Preis sehen, weniger attraktiv machen.

2.2 Teilnehmer und Präqualifikation- Welche Anbieter und Technologien sind teilnahmeberechtigt und welche Nachweise müssen diese erbringen?

- Die Teilnahme am umfassenden Kapazitätsmarkt muss schon aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben allen Ressourcen, die die geforderte Leistung technisch erbringen können, offenstehen. Damit ist neben konventionellen Erzeugungsanlagen z. B. auch Lastmanagement, Speichern und ausländischen Anlagen am Kapazitätsmarkt grundsätzlich die Teilnahme zu ermöglichen.
- Vorgaben zu Mindestanlagengrößen und Anforderungen hinsichtlich der Anschlussspannungsebene der teilnehmenden Anlagen sind aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht grundsätzlich erforderlich und wären zudem aus rechtlicher Sicht eingeschränkt möglich. Es sollte Bietern aber die Aggregation kleiner Anlagen ermöglicht werden, um Ersparnisse bei Teilnahmekosten zu ermöglichen.
- Anlagen, die bereits anderweitige Förderungen (Beihilfen) erhalten, sollte nur dann die Teilnahme am Kapazitätsmarkt ermöglicht werden, wenn sie für den Zeitraum des Erhalts von Kapazitätzahlungen auf andere Beihilfen insbesondere bezüglich derselben Kosten verzichten, um eine Überförderung zu vermeiden.
- Für die Teilnahme ausländischer Anlagen macht eine entsprechende Entscheidung von ACER aus dem Jahr 2020 weitgehende Vorgaben.
- Sowohl auf Bieter- als auch auf Anlagenebene ist eine Präqualifikation durchzuführen. Bei den Präqualifikationsanforderungen für Neuanlagen besteht noch weiter Prüfungsbedarf, ob eher hohe Anforderungen (Nachweis eines weiten Projektfortschritts) oder eher niedrige Anforderungen, dann aber mit einer wirksamen Pönalisierung bei Nicht-Realisierung, empfehlenswert sind.

Auch zum Teilnehmerkreis macht die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung Vorgaben: So muss der Kapazitätsmarkt grundsätzlich allen Ressourcen offenstehen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können (siehe Artikel 22 Abs. 1 lit. h Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Entsprechendes ergibt sich auch aus dem EU-Beihilferecht, insbesondere den Beihilfeleitlinien der EU-Kommission. Neben „klassischen“ Erzeugungsanlagen können somit auch unkonventionelle Flexibilitäten wie Lastmanagement und Speicheranlagen sowie Anlagenkombinationen am umfassenden Kapazitätsmarkt teilnehmen, wobei ihr unterschiedlicher Beitrag zur verfügbaren Kapazität in Knappheitszeiten geeignet berücksichtigt werden muss (vgl. Abschnitt 2.4 zum De-Rating).

Aus technischer Sicht ist nicht erkennbar, dass die Anlagengröße entscheidend dafür ist, ob eine Anlage zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen kann. Es wird daher vorgeschlagen, keine Vorgaben von Mindestgrößen für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt und auch keine Anforderungen hinsichtlich der Anschlussspannungsebene der Anlage (z. B. nur Anlagen mit Anschluss ans Höchstspannungsnetz) für den Kapazitätsmarkt vorzusehen. Solche Vorgaben bringen auch aus rechtlicher Sicht zusätzlichen Begründungsaufwand mit sich. So hat die EU-Kommission im Rahmen des belgischen Kapazitätsmarktes etwa eine Mindestteilnahmeschwelle von 1 MW nur mit Blick auf eine entsprechende Begründung gebilligt⁹, wobei zugleich die

⁹ Dies erfolgte u. a. mit der Begründung, dass die Unterschreitung dieser Grenze bedeuten würde, dass viele kleine Kapazitätsanbieter das – im belgischen Mechanismus obligatorische – Präqualifikationsverfahren durchlaufen und die damit verbundenen Kosten tragen müssten, obwohl sie womöglich gar nicht die Absicht hätten, an der anschließenden Auktion teilzunehmen. Auch würde eine

Aggregation kleinerer Anlagen grundsätzlich ermöglicht werden musste. Unter anderem hat die Kommission hier den Verwaltungsaufwand als mögliches Argument für die Einführung einer Mindestbeteiligungsschwelle akzeptiert. Der Mehraufwand auf Seiten der Stelle, die die Kapazitätsbeschaffung und die vorgelagerte Präqualifikation (s. unten) organisiert, scheint allerdings jedenfalls für sich genommen nicht so erheblich, dass er eine Beschränkung des Teilnehmerkreises in Bezug auf die Größe der Anlagen rechtfertigen könnte. Dies gilt umso mehr, als davon auszugehen ist, dass das Stromsystem zukünftig zunehmend von eher kleinen Anlagen / Flexibilitätsanbietern durchdrungen sein wird und mit der Vorgabe einer Mindestgröße dann ein über die Dauer des Kapazitätsmarktes anwachsender Teil der Anlagen von der Teilnahme ausgeschlossen würde. Da die Teilnahme am Kapazitätsmarkt auch bieterseitig Kosten verursacht und diese zumindest teilweise nicht proportional mit der Anlagengrößen anwachsen dürften, ist allerdings davon auszugehen, dass sich kleinere Anlagen ohnehin nur in einem begrenzten Umfang an einem Kapazitätsmarkt beteiligen würden. Es sollte bei der Detailausarbeitung eines Kapazitätsmarkt-konzepts daher jedenfalls eine Aggregationsmöglichkeit auf Bieterseite geprüft werden, um Einsparungen bei (bieterseitigen) Transaktionskosten zu ermöglichen. Aus ökonomischer Perspektive könnte ein Grund für z.B. den Ausschluss bestimmter (Kleinst-)Anlagen von einem Kapazitätsmarkt dann vorliegen, wenn zu erwarten ist, dass die Teilnahme am Kapazitätsmarkt weder deren Erschließung (oder auch die Investitionsentscheidung in solche Anlagen) noch deren Einsatzverhalten beeinflusst.

Neben den Vorgaben, Bestands- und Neuanlagen die Teilnahme zum Kapazitätsmarkt zu gewähren, gilt dies grds. nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung auch für ausländische Anlagen (siehe insbesondere Artikel 26 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Die Vorgaben des Elektrizitätsbinnenmarkt zum Teilnehmerkreis haben weitere Konsequenzen für die Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts:

- **Ergänzende technische Vorgaben für Anlagen mit langen Vertragslaufzeiten:** Zur Vermeidung von Lock-In-Effekten ist denkbar, für bestimmte Anlagen zusätzliche technische Anforderungen als Bestandteil der Teilnahmevoraussetzungen zu formulieren. Insbesondere für im Rahmen des Kapazitätsmarkts geförderte neue thermische Kraftwerke erscheinen hier Vorgaben hinsichtlich der Brennstoffe prüfenswert. Aufgrund der unionsrechtlichen CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kapazitätsmärkte kommen realistischerweise in Deutschland nur Gas- und ggf. Ölkraftwerke in Betracht (vgl. Artikel 22 Abs. 4 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Angesichts der Erwartung, dass für solche Kraftwerke in einem immer stärker dekarbonisierten Energiesystem schließlich nur noch (grüner) Wasserstoff oder Wasserstoffderivate als Brennstoff in Betracht kommen, sollten dahingehende Vorgaben geprüft werden („H₂-Readiness“). Wobei aus heutiger Sicht eine klare technische Definition für eine solche Anforderung noch nicht absehbar ist. Nach den Beihilfeleitlinien der EU-Kommission muss allerdings für die beihilferechtliche Zulässigkeit gewährleistet werden, dass eine Verdrängung zukünftiger umweltfreundlicherer Technologien und eine Festlegung auf die erdgasbasierte Energieerzeugung vermieden wird, um die Erreichung der Klimaziele der EU für 2030 und 2050 nicht zu gefährden.
- **Teilnahmemöglichkeit für Anlagen, die bereits anderweitige Förderungen (Beihilfen) erhalten:** Unter den bestehenden Kapazitäten, die einen positiven Versorgungssicherheitsbeitrag liefern, befinden sich zahlreiche Anlagen, insbesondere Erzeugungsanlagen, die

Unterschreitung des Schwellenwerts von 1 MW eine erhebliche Erhöhung des Verwaltungsaufwands bewirken; siehe Rn. 69 und 72 sowie Rn. 469 ff. der Entscheidung vom 27. August 2021.

bereits aus anderen Fördermechanismen staatliche Beihilfen erhalten. Unionsrechtlich ist gefordert, dass Beihilfen angemessen sein müssen; insbesondere ist zu verhindern, dass es in Folge einer Kumulierung von Beihilfen zu einer Überförderung kommt. Dies gilt nach den Beihilfeleitlinien der EU-Kommission, insbesondere, soweit dieselben Kosten betroffen sind. Am rechtssichersten erscheint es daher, dass Anlagen, die bereits anderweitige Förderung in Form einer Beihilfe erhalten, nur dann am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen, wenn sie für den Zeitraum des Erhalts von Kapazitätzahlungen vollständig auf andere, dieselben Kosten betreffende, Beihilfen verzichten. Diese Empfehlung für einen vollständigen Verzicht ist allerdings nicht eindeutig und sollte weiter vertieft geprüft und auch mit Marktparteien konsultiert werden. Unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit könnten für einen Teil der infrage kommenden Bestandsanlagen durch den Kapazitätsmarkt durchaus zusätzliche Instandhaltungs- und damit Verfügbarkeitsanreize geschaffen werden, die zu einem additiven, ansonsten nicht vergüteten Versorgungssicherheitsbeitrag führen (z. B. bei Biomasse- oder KWK-Anlagen).

- **Teilnahme ausländischer Anlagen:** Ausländischen Kapazitäten (bzw. nach dem Verständnis von ACER auch allgemeiner Kapazitäten aus anderen Gebotszonen) die Teilnahme am Kapazitätsmarkt zu ermöglichen, ist unionsrechtlich grundsätzlich zwingend erforderlich (siehe Artikel 26 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). ACER hat entsprechend den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung inzwischen eine Entscheidung erlassen, die das Vorgehen zur Beteiligung ausländischer Kapazitäten grundsätzlich regelt und bei der Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts umzusetzen ist. Darin legt ACER auch fest, wie der Umfang der möglichen Teilnahme ausländischer Kapazitäten („maximale Eintrittskapazität“) zu bestimmen ist. Diese ist unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Verfügbarkeit von Interkonnektoren sowie der Wahrscheinlichkeit von gleichzeitig auftretenden Knappheitssituationen im Heimatland der ausländischen Kapazität und dem Land des Kapazitätsmarkts durch die regionalen Koordinierungszentren (RCC) zu ermitteln. Gemäß Artikel 26 Abs. 7 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung „[legen] die Übertragungsnetzbetreiber [...] jährlich auf der Grundlage der Empfehlung des regionalen Koordinierungszentrums die maximale Eintrittskapazität fest, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten zur Verfügung steht.“ Angesichts der Unsicherheiten über die Entwicklung der Eintrittskapazitäten im Zeitverlauf erscheint für ausländische Kapazitäten nur die Vergabe von Verträgen mit kürzerer Laufzeit technisch sinnvoll. Dies dürfte dazu führen, dass sich die Beteiligung ausländischer Anlagen weitgehend auf Bestandsanlagen beschränkt. Eine solche Einschränkung scheint bei entsprechender Begründung mit Blick auf die zuvor genannten technischen Gründe auch rechtlich zulässig zu sein.
- (zu weiteren Konsequenzen im Hinblick auf Vertrags- und Vorlaufzeiten der Beschaffung s. Abschnitt 2.3)

Neben der Festlegung des grundsätzlichen Teilnehmerkreises ist im Rahmen einer Präqualifikation auf Ebene der einzelnen Anbieter und Anlagen die Erfüllung spezifischer Zulassungskriterien für den Kapazitätsmarkt zu prüfen.

Die Präqualifikation für Bieter sollte dabei auf organisatorische / administrative Punkte fokussieren (im Sinne einer Registrierung). Eine explizite Prüfung der finanziellen Leistungsfähigkeit der Bieter erscheint bei dieser Registrierung nicht erforderlich, denn es sollte ohnehin bei einer späteren Abgabe eines konkreten Gebots die Hinterlegung einer finanziellen Sicherheit (bid bond) verpflichtend gefordert werden. Diese sollte sich der Höhe nach an der möglichen späteren Pönalenzahlung orientieren, die fällig wird, wenn die Verfügbarkeitsverpflichtung nicht

erfüllt wird. Im Laufe des Erfüllungszeitraums können die finanziellen Sicherheiten dann schrittweise zurückgenommen werden.

Auf Ebene der Anlagen sollte ebenfalls eine Präqualifikation durchgeführt werden. Auch hier ist zwischen Bestands- und Neuanlagen zu unterscheiden. Zusätzlich ist ein gesondertes Vorgehen für ausländische Anlagen erforderlich:

- Bei (inländischen) Bestandsanlagen ist neben einer – eher einer Registrierung gleichkommenden – Erfassung von primär administrativen Daten (Ort der Anlagen, Anschlussnetzbetreiber, Emissionsfaktoren, etc.) jedenfalls eine Prüfung der Leistung der Anlage durchzuführen. Hierzu ist eine Kombination aus einer Prüfung auf Basis vorliegender Messdaten zum Anlagenverhalten (z. B. historischen anlagenscharfen Einspeisezeitreihen, soweit vorhanden) und expliziten Tests möglich. Die Feststellung der verfügbaren Leistung ist insbesondere bei Lastmanagementanlagen herausfordernd und bedarf noch einer Detailausarbeitung. Im belgischen Kapazitätsmarkt soll die Leistung von Lastmanagementpotentialen aus einer Auswertung historischer Lastgänge ermittelt werden, und zwar als die Differenz zwischen dem maximalen und minimalen Strombezug der Anlage in einem bestimmten zurückliegenden Zeitraum.
- Bei der Präqualifikation von Neuanlagen besteht eine wesentliche Herausforderung darin, dass diese Präqualifikation zu einem Zeitpunkt erfolgt, zu dem die betreffende Anlage noch nicht fertiggestellt ist und somit noch keine tatsächliche physische Prüfung erfolgen kann, ob die jeweilige Kapazität tatsächlich und im angegebenen Umfang vorhanden ist. Dennoch soll auf Basis der Präqualifikation über die Zulassung eines Gebots zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt entschieden werden, ohne dabei später im Erfüllungszeitraum regelmäßig vor der Situation zu stehen, dass bezuschlagte Kapazitäten ihrer Verfügbarkeitsverpflichtung nicht nachkommen können, weil die Kapazitäten gar nicht errichtet / aktiviert wurden. Hier sind zwei Stoßrichtungen denkbar, um diese Herausforderung zu adressieren:
 - Zum einen gibt es den Ansatz eher hoher materieller Präqualifikationsanforderungen. Dabei wird von den Bietern der Nachweis einer bereits recht weit fortgeschrittenen Projektentwicklung gefordert (vgl. etwa die heutigen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Rahmen des EEG in Deutschland, die bspw. für die Gebotsabgabe fordern, eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung vorzulegen). Dieser Ansatz basiert auf der Erwartung, dass die Wahrscheinlichkeit für die tatsächliche und möglichst fristgerechte Realisierung solcher Anlagen höher ist, wenn die Projektentwicklung bereits weit fortgeschritten ist. Damit werden höhere Realisierungsraten erwartet.
 - Denkbar wäre aber auch ein Ansatz, bei dem die Anbieter deutlich geringere materielle Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen haben, also keine Nachweise für einen bestimmten, bereits erreichten Projektfortschritt erbringen müssen. Um niedrige Realisierungsraten zu verhindern, wären dann aber entsprechend hohe Pönalen bei Nichtrealisierung vorzusehen und entsprechende Sicherheiten zu hinterlegen. Um damit auch tatsächlich Neubauprojekten, die sich noch in einem frühen Projektentwicklungsstadium befinden, die Teilnahme am Kapazitätsmarkt zu ermöglichen, wären ggf. längere Vorlaufzeiten als die oben diskutierten bspw. aus Belgien bekannten vier Jahre erforderlich.

Der erste Ansatz mit hohen materiellen Anforderungen ist in der internationalen Praxis, so auch in Belgien, üblich. Dieser Ansatz birgt aber das Risiko, sich perspektivisch negativ auf die Wettbewerbssituation und die Anreize für Neuanlagen zur Teilnahme an einem derart

ausgestalteten Kapazitätsmarkt auszuwirken. Aus ökonomischer Sicht führen hohe materielle Präqualifikationsanforderungen zu einer Erhöhung der Gebotskosten der Bieter, die sich wiederum negativ auf die Teilnahmebereitschaft möglicher Bieter auswirken. Eine Analyse der Ausschreibungen für Windenergie an Land in Deutschland zeigt, dass hierin eine Ursache für die in den vergangenen Jahren vielfach unterzeichneten Ausschreibungen liegen dürfte. Für den Kapazitätsmarkt wäre dies möglicherweise eine kritische Entwicklung, wenn zur Bedarfsdeckung Neuanlagen zunehmend erforderlich wären. Das Problem hoher Gebotskosten und der mögliche Umgang damit sollte im Hinblick auf Neuanlagen in einem Kapazitätsmarkt daher noch weiter geprüft werden.

- Zusätzlich zur Präqualifikation von Neu- oder Bestandsanlagen, die eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt beabsichtigen, sollte eine vereinfachte Anlagenregistrierung vorgesehen werden, um auch Anlagen, die nicht direkt am Kapazitätsmarkt teilnehmen, ggf. die Teilnahme am kurzfristigen Sekundärmarkt zu ermöglichen (s. unten in Abschnitt 2.8 im Teil zum Sekundärhandel). Hierfür sollte zumindest ein Mindestmaß an Datenerfassung wiederum im Sinne einer Registrierung erforderlich sein. Bei einer Teilnahme am Sekundärmarkt wäre auch die Festlegung eines De-Rating-Faktors im Rahmen dieser Präqualifikation erforderlich.
- Bei der Präqualifikation ausländischer Anlagen sollten möglichst gleiche Anforderungen wie bei inländischen Anlagen gelten. Gemäß der oben erwähnten ACER-Entscheidung zur Beteiligung ausländischer Kapazitäten soll die Präqualifikation bei ausländischen Anlagen durch den Anschlussnetzbetreiber (bzw. den ausländischen Übertragungsnetzbetreiber) erfolgen. Dabei soll der ausländische Netzbetreiber eng mit dem für den Kapazitätsmarkt verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber kooperieren und eine möglichst vergleichbare Präqualifikation ermöglichen und durchführen.

2.3 Vertrags- und Vorlaufzeiten

- Um den unterschiedlichen Kostenstrukturen insb. von Neuanlagen im Vergleich zu Bestandsanlagen gerecht zu werden, sollte eine abgestufte Beschaffung erfolgen, bei der ein Teil des Bedarfs bereits mit längerer Vorlaufzeit (z. B. vier Jahre für Beginn der Erfüllungszeitraum) beschafft wird; der Rest wird dann kurzfristiger (ein Jahr im Voraus) beschafft.
- Zudem sollte Bietern mit höherem Investitionsbedarf die Möglichkeit zum Abschluss länger laufender Verträge angeboten werden.

Als ein Teil der Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts ist festzulegen, für welche Zeitdauer die Kapazitätsanbieter die Verfügbarkeitsverpflichtung eingehen (Vertragslaufzeit). Aus Sicht der die Kapazität beschaffenden Stelle ist zur Reduktion von Unsicherheiten hinsichtlich der Bedarfsfestlegung grundsätzlich eine kurze Vertragslaufzeit vorzugswürdig, sofern zu erwarten ist, dass sich unter dieser Bedingung ausreichend Anbieter an der Kapazitätsausschreibung beteiligen. Daher ist eine Laufzeit, die jeweils eine Knappheitsperiode umfasst, der Standardfall für die Vertragslaufzeit. Dies ist in den existierenden Kapazitätsmechanismen in der Regel ein Jahr. Auch für manche der potenziellen Bieter sind kurze Vertragslaufzeiten eher vorteilhaft, da für sie die Kosten aus dem Eingehen der Kapazitätsverpflichtung dann besser absehbar sind. Dies gilt z. B. für Teile der bereits bestehenden Lastmanagementpotentiale. Für Anlagen mit hohen Kosten für die – allgemein gesprochen – Aktivierung einer Kapazität (insb. Neuanlagen, Erzeugungsanlagen mit relevantem Modernisierungsbedarf und Erschließung neuer

Lastmanagementpotentiale) reduzieren längere Vertragslaufzeiten Finanzierungskosten. Dies kommt dadurch zustande, dass die Einnahmen aus Kapazitätszahlungen für einen längeren Zeitraum planbar werden. Um auch Anlagen mit einem hohen Investitionsbedarf im Wettbewerb mit Bestandsanlagen eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt zu ermöglichen, sollte in der Ausgestaltung eine in Anlehnung an die Investitionskosten abgestufte Verlängerung der Vertragslaufzeit vorgesehen werden. In der internationalen Praxis sind hier Vertragslaufzeiten von bis zu 15 Jahren für Neuanlagen üblich.

Bei Anlagen mit höheren Investitionsbedarfen dürften diese auch mit einer gewissen Vorlaufzeit zwischen Investitionsentscheidung und Verfügbarkeit der Kapazität einhergehen. Um insbesondere Neubauten eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt zu ermöglichen bzw. mit dem Kapazitätsmarkt Anreize für solche Investitionen zu setzen, sind daher ausreichend lange Vorlaufzeiten (Vorlaufzeit = Zeit zwischen Zuschlag – und damit Gewissheit über den Erhalt der Kapazitätszahlung – und Beginn des Erfüllungszeitraums). Nur dann bleibt ausreichend Zeit, um die angebotene Kapazität auch tatsächlich zu errichten bzw. zu aktivieren. Hier besteht auch ein enger Zusammenhang mit den oben thematisierten Präqualifikationsanforderungen (s. Abschnitt 2.2)¹⁰. Aus Sicht des Kapazitätsnachfragers hingegen gelten ähnliche Überlegungen wie oben bereits bei den Vertragslaufzeiten thematisiert: Hier besteht eher ein Interesse an kurzen Vorlaufzeiten, da sich damit die Unsicherheiten hinsichtlich der Bedarfsfestlegung damit die Gefahr einer Unter- oder Überdimensionierung reduzieren lassen. In der internationalen Praxis hat sich eine abgestufte Beschaffung etabliert, bei der ein Teil des Bedarfs mit einem Vorlauf von vier Jahren bis zum Beginn des Erfüllungszeitraums und ein Teil mit einem Vorlauf von einem Jahr beschafft wird. Dabei wird i. d. R. der weit überwiegende Teil des Bedarfs mit längerem Vorlauf beschafft (im belgischen Kapazitätsmarkt bspw. für den ersten Erfüllungszeitraum etwa 75 %, was bereits eine untere Grenze im Vergleich zu anderen europäischen Mechanismen darstellt). Diese gestufte Beschaffung mit vier- und einjähriger Vorlaufzeit erscheint als guter Ausgangspunkt für die Ausgestaltung eines deutschen Mechanismus.

¹⁰ Dies gilt insbesondere für Neuanlagen. Gestaltet man die Präqualifikationsanforderungen für Neuanlagen mit dem Ziel aus, dass Anlagen/Projekt auch in einem eher früheren Entwicklungsstadium an der Ausschreibung teilnehmen können, sind eher lange Vorlaufzeiten vorzusehen. Erfordern die Präqualifikationsanforderungen einen weiten Projektfortschritt, korrespondiert dies mit kürzeren Vorlaufzeiten.

2.4 De-Rating: Welchen Beitrag leistet eine Kapazität zur Versorgungssicherheit?

- Bei der Ermittlung der De-Rating-Faktoren muss Konsistenz zu den Modellen und Annahmen für die Bedarfsermittlung sichergestellt werden.
- Zur Vereinfachung, aus Gründen der Fairness und angesichts der praktisch erreichbaren Datenqualität sollten De-Rating-Faktoren für Klassen von Anlagentechnologien und ggf. nach Anlagengröße differenziert ermittelt und festgelegt werden. Dies dürfte vor allem für Erzeugungsanlagen umsetzbar sein.
- Für Lastmanagement- und Speichereinrichtungen sollten neutralen Klassen von De-Rating-Faktoren bestimmt werden, die sich z. B. an der Zeitdauer orientieren, innerhalb derer die angebotene Leistung dauerhaft voll zur Verfügung gestellt werden kann. Denkbar wäre, auch Erzeugungsanlagen optional die freiwillige Zuordnung zu einer dieser neutralen Klassen zu ermöglichen.

Die verschiedenen teilnahmeberechtigten Kapazitäten unterscheiden sich hinsichtlich des Beitrags, den sie im Verhältnis zu ihrer installierten Anlagenleistung zur Versorgungssicherheit leisten können. Dieser Beitrag ist zudem nicht rein anlagenspezifisch, sondern auch von Eigenschaften des Stromsystems insgesamt abhängig, wie etwa der Zusammensetzung der sonstigen Kapazitäten und der Stromnachfrage. Diese Unterschiede werden im Rahmen des sogenannten De-Ratings berücksichtigt. Der anlagen- bzw. technologiespezifische De-Rating-Faktor dient dazu, den statistischen Beitrag verschiedener Kapazitäten/Kapazitätstypen zur Versorgungssicherheit¹¹ im Verhältnis zur installierten Leistung der Kapazität auszudrücken. Der De-Rating-Faktor kann abhängig von Kapazitätstyp auch zeitlich veränderlich sein, insbesondere also zum Beispiel davon abhängen, ob eine betrachtete dimensionierungsrelevante Knappheitssituation im Sommer oder im Winter liegt.

Mathematisch lässt sich der Beitrag, den eine Kapazität A bezogen auf die installierte Leistung P der Kapazität über den De-Rating-Faktor (DRF) zur Versorgungssicherheit leistet, wie folgt beschreiben:

$$\text{Beitrag}_{\text{Kap}_A, \text{Versorgungssicherheit}} = P_{\text{Kap}_A} * \text{DRF}_{\text{Kap}_A}$$

Das De-Rating ist innerhalb des Beschaffungsprozesses und auch bei der Bedarfsfestlegung wichtig. Auch wenn hierfür dann De-Rating-Faktoren nach unterschiedlichen Ansätzen¹² zu ermitteln sind, sollten die verwendeten Datengrundlagen und Modelle konsistent sein.

Eine wichtige Frage bei der Ermittlung und Festlegung von De-Rating-Faktoren ist die technologische Differenzierung. Für einen umfassenden Kapazitätsmarkt wird vorgeschlagen, eine Differenzierung nach Technologieklassen und Anlagengröße vorzunehmen. Die in anderen Kapazitätsmärkten, z. B. in Belgien und im Vereinigten Königreich, genutzte Differenzierung kann hier

¹¹ Grundsätzlich können De-Ratings auch in Bezug auf andere Bewertungskategorien als Versorgungssicherheit erfolgen. Im hier entwickelten Ausgestaltungsvorschlag spielt dies im Weiteren noch im Zusammenhang mit den Überlegungen zu einer lokalen Komponente eine Rolle. Hier könnte zusätzlich ein De-Rating auf den transmission adequacy-Beitrag einer Kapazität eine Rolle spielen. Dieser weicht grundsätzlich vom Wert des versorgungssicherheitsbezogenen De-Rating-Faktor ab.

¹² Für die Bedarfsfestlegung sind primär die durchschnittlichen De-Rating-Faktoren von Technologiegruppen relevant (z. B. „Welchen Beitrag hat das gesamte Kollektiv der PV-Anlagen in einer Knappheitssituation“) während in der Beschaffung eine marginale Sichtweise einzunehmen ist („Welchen Beitrag leistet eine zusätzliche PV-Anlage in einer Knappheitssituation?“).

ein guter Anhaltspunkt sein. Folgende Tabelle zeigt ein Beispiel für eine mögliche technologische Differenzierung von De-Rating-Faktoren.

▪	dargebotsabhängige Technologien
▪	Wind Offshore
▪	Wind Onshore
▪	PV
▪	Wasserkraft
▪	steuerbare Anlagen
▪	Gasturbine
▪	Dampfturbine
▪	GuD-Kraftwerk
▪	Motorkraftwerk/Turbojet
▪	Biomasseanlagen (ggf. weitere Differenzierung insb. bzgl. Biogasanlagen)

Tabelle 1 Beispiel für eine mögliche technologische Differenzierung von De-Rating-Faktoren

Konkrete Anlagen, die am Kapazitätsmarkt teilnehmen, werden dann einer dieser Kategorien zugeordnet. Für bestimmte Anlagen/Technologien ist allerdings absehbar, dass eine Zuordnung zu einer Kategorie nicht oder nur mit unzureichender Genauigkeit möglich ist. Dies betrifft insbesondere Lastmanagementkapazitäten und Speicher, deren konkrete Eigenschaften in der Regel so individuell sein dürften, dass eine Abbildung durch standardisierte Kategorien nur schwer möglich ist. Der belgische Kapazitätsmarkt sieht für derartige Fälle einen Weg vor, der auch in Deutschland anwendbar erschiene. Anbieter, deren Kapazität nicht in eine der standardisierten Kategorien fällt, können sich einer „neutralen“ Klasse („Service Level Agreement“) zuordnen. Diese neutralen Klassen sind durch die Anzahl der Stunden definiert, für die die Kapazität während einer Knappheitsphase innerhalb eines Tages sicher mit der vollen installierten Leistung zur Verfügung steht. Eine explizite Überprüfung dieser Verfügbarkeit bei der Anlagenpräqualifikation erfolgt nicht. Jedoch soll über die Ausgestaltung der Erfüllungskontrolle (s. unten) sichergestellt werden, dass Anbieter keine Anreize erhalten, die Verfügbarkeit ihrer Anlage zu hoch anzusetzen.

Für Kombinationsanlagen, also z. B. EE-Anlagen mit Direktverbindung zu einem Speicher, sieht dieser Ansatz keine eigenen De-Rating-Faktoren vor. Vielmehr sollten in diesem Fall die Einzelanlagen der Kombinationsanlage mit dem jeweils einzulanlagenspezifischen De-Rating-Faktor bewertet werden. Dies ist konsistent dazu, dass die Ermittlung des De-Rating-Faktors auf den „systemischen“ Beitrag abzielt. Dies bedeutet, dass der De-Rating-Faktor nicht unabhängig von der Konfiguration des Gesamtsystems ist, in dem eine Anlage integriert wird. Vielmehr bildet er den Versorgungssicherheitsbeitrag einer Anlage eines bestimmten Typs in einem ansonsten vorgegebenen System (Technologiemix) ab. Mögliche Synergieeffekte aus der Kombination verschiedener Anlagen sind dann bereits im De-Rating-Faktor enthalten.

Grundsätzlich wäre denkbar, solchen Anlagen, die sich den oben beschriebenen standardisierten De-Rating-Klassen zuordnen lassen, optional die freiwillige Zuordnung zu einer der ebenfalls oben beschriebenen neutralen Klassen zu ermöglichen. Ein „Self-De-Rating“, bei der die

Kapazitätsanbieter zumindest optional einen eigenen, anlagenindividuellen De-Rating-Faktor angeben können, dessen Einhaltung dann z. B. über dem Mechanismus der Erfüllungskontrolle beanreizt wird, scheint nicht zielführend. Der De-Rating-Faktor ist im Hinblick auf das Ziel eines effizienten wie auch effektiven Kapazitätsmechanismus aus einer systemischen und nicht einer anlagenindividuellen Sicht zu bestimmen. Die Bestimmung eines solchen De-Rating-Faktors kann aus Praktikabilitätsgesichtspunkten nur zentral erfolgen.

Für die Teilnahme ausländischer Anlagen muss neben dem anlagenbezogenen De-Rating zusätzlich ein De-Rating der Austauschkapazität zwischen der Gebotszone des ausländischen Anbieters¹³ und der Gebotszone des Kapazitätsmarkts erfolgen. Dieser De-Rating-Faktor soll abbilden, in welchem Umfang Importe in Knappheitssituationen zur Versorgungssicherheit im betreffenden Land beitragen können. Die so ermittelte Importkapazität begrenzt dann insgesamt den Umfang, mit dem ausländische Anbieter aus der jeweiligen Gebotszone am Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Die oben erwähnte ACER-Entscheidung zur grenzüberschreitenden Beteiligung von Anlagen an Kapazitätsmärkten macht konkrete Vorgaben zum Vorgehen bei diesem „Interkonnektor-De-Rating“. Das Vorgehen ist eng mit dem Vorgehen für die Bedarfsermittlung verknüpft und erfordert hierfür die Umsetzung eines flussbasierten Kapazitätsmodells (flow-based model).

Um Konsistenz zur Bedarfsermittlung zu wahren und außerdem neue Entwicklungen und Erkenntnisse zu berücksichtigen, sind De-Rating-Faktoren jährlich neu zu ermitteln.

2.5 Bedarfsfestlegung: Wieviel Kapazität wird beschafft?

- Der Bedarf für den Kapazitätsmarkt muss unter Nutzung von „ERAA-ähnlichen“ Modellen quantitativ nachgewiesen werden.
- Die Festlegung des Kapazitätsbedarfs basiert grundsätzlich auf dem ERAA, ggf. ergänzt um eine nationale Versorgungssicherheitsanalyse, die aber ebenfalls den methodischen Anforderungen des ERAA genügen muss.
- Die Höhe des Kapazitätsbedarfs ist abhängig von den Szenarioannahmen, die der Bedarfsableitung zugrunde liegen.
- Die Festlegung von mehr als einem Bedarf (z. B. Sommer-/Winterbedarf) kann einen Teil der Risiken adressieren, erhöht aber auch Aufwand/Komplexität. Das Kapazitätsmarktdesign sollte daher die Berücksichtigung mehrerer, auf unterschiedliche Zeitpunkte/-räume bezogene Bedarfe zulassen.
- Ein möglicher Ansatz, um über die Betrachtung mehrere Szenarien die bestehenden Unsicherheiten zu berücksichtigen, ist der im Kapazitätsmarkt des Vereinigten Königreichs verwendete „Least-Worst-Regret“-Ansatz. Dieser sollte weiter geprüft werden.

Wie bereits bei der Diskussion der rechtlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen erläutert, werden in der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung auch Grundsätze für das Vorgehen bei der Bedarfsfestlegung definiert. Insbesondere ist dort festgelegt, dass die Bedarfsfestlegung auf Basis probabilistischer Modelle erfolgen soll, die den Anforderungen an die europäischen Versorgungssicherheitsanalysen (ERAA) genügen müssen (siehe Artikel 24 Abs. 1 i. V. m. Artikel 23 Abs. 5 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Auch für das

¹³ Hier wird zu einfacheren Lesbarkeit von *ausländischen* Anbietern gesprochen. Präziser sind hier Anbieter aus anderen Gebotszonen als diejenige, die den Erfüllungsort des Kapazitätsmarkts darstellen, gemeint. Je nach Gebotszonenkonfiguration könnten dies somit auch inländische Kapazitäten sein.

energiewirtschaftliche Szenario, auf dessen Basis die Bedarfsfestlegung erfolgt, werden Vorgaben gemacht, und die Festlegung des konkreten Szenarios ist umfassend zu begründen. Ausgangspunkt für die Bedarfsfestlegung ist gemäß Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ohnehin das ERAA (siehe Artikel 20 Abs. 1 und 23 Abs. 2 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Eine zusätzliche, nationale Versorgungssicherheitsanalyse, die dann zur Grundlage der Bedarfsfestlegung genommen wird, ist zwar möglich, deren Bedarf muss aber erläutert werden. Darin getroffene, vom ERAA abweichende Annahmen sind zu begründen (siehe etwa Artikel 24 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Zudem ist die nationale Analyse ACER vorzulegen, die bewertet, ob Unterschiede zwischen der europäischen und nationalen Analyse gerechtfertigt sind (siehe Artikel 24 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Unter Anwendung der Modelle und Methoden sowie Szenarien der europäischen oder einer ggf. angepassten nationalen Versorgungssicherheitsanalyse wird dann der Kapazitätsbedarf ermittelt, der erforderlich ist, um den nationalen Zuverlässigkeitsstandard zu erreichen.¹⁴ Hieraus leitet sich dann unter Berücksichtigung von z. B. bereits kontrahierten Kapazitäten der über den Kapazitätsmarkt noch zu beschaffende Bedarf ab (s. unten unter „Beschaffung“). *Der konkrete Prozess wird in einem Deep-Dive anhand des Fallbeispiels der Bedarfsfestlegung im belgischen Kapazitätsmarkt veranschaulicht.*

Sowohl die oben beschriebenen De-Rating-Faktoren als auch der Kapazitätsbedarf können grundsätzlich zeitlich veränderlich sein, insbesondere auch eine Saisonalität aufweisen. So kann sich bspw. zur Bewältigung einer Knappheitssituation im Winter ein anderer Bedarf ergeben als im Sommer. Angesichts einer sich grundsätzlich verändernden Struktur des Stromverbrauchs ist nicht auszuschließen, dass zukünftig auch Sommersituationen unter Versorgungssicherheitsaspekten in Deutschland relevant werden. Da auch die De-Rating-Faktoren (vor allem bei wetterabhängigen Erzeugungstechnologien) eine Saisonalität aufweisen können, kann sich der effiziente Kapazitätsmix zur Bewältigung der jeweils saisonal unterschiedlichen Knappheitssituationen unterscheiden. Daher ist zu empfehlen, dass das Design des Kapazitätsmarkts bei der Bedarfsfestlegung und im Beschaffungskonzept zumindest ermöglicht, mittelfristig saisonal differenzierte Bedarfe auszuweisen und entsprechend zu beschaffen.

Da die Bedarfsfestlegung unmittelbar auf das der Versorgungssicherheitsanalyse zugrundeliegende Szenario zugreift, ist sie von den in diesem Szenario getroffenen Annahmen abhängig. Dies betrifft u. a. die Entwicklung des Kapazitätsmix oder der Stromnachfrage, deren Struktur und sektoraler Zusammensetzung.

Damit ergeben sich Implikationen für die Effektivität des Kapazitätsmechanismus. Bezüglich der im Szenario festzulegenden Parameter bestehen zwangsläufig mehr oder weniger große Unsicherheiten. Hinzu kommt, dass einige dieser Parameter auch Gegenstand energiepolitischer Ziele sind. Die Szenariodefinition erfolgt durch öffentliche Stellen oder wird zumindest durch diese begleitet und kann sich also politischen Einflüssen de-facto so gut wie nicht entziehen. Daher wird eine Szenariodefinition, die eine Verfehlung bestimmter Ziele (z. B. zum EE-Ausbau oder zum Hochlauf der Sektorkopplung) annimmt, kaum politisch akzeptabel sein. Dies gilt zumindest, soweit ein solches Szenario das einzige ist, dass der Bedarfsermittlung zugrunde liegt.

Naheliegender ist, dass zur Abbildung der genannten Unsicherheiten – auch bezüglich der Zielerreichung der energiepolitischen Ziele – mehrere Szenarien definiert werden. In der Regel dürfte es aber nicht sachgerecht möglich sein, allen so aufgestellten Szenarien eine

¹⁴ Vorgaben für den Zuverlässigkeitsstandard enthält Artikel 25 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.

Eintrittswahrscheinlichkeit zuzuordnen. Dies führt zur Frage, wie aus den verschiedenen, je Szenario ermittelten Bedarfen schließlich der *eine*, konkret zu beschaffende Bedarf ermittelt wird. Hier erscheint der bspw. im Kapazitätsmarkt des Vereinigten Königreichs angewendete „Least-Worst-Regret“-Ansatz sinnvoll, und es wird empfohlen, diesen bei Einführung eines Kapazitätsmarkts in Deutschland weiter zu prüfen. Mit diesem Ansatz wird der Wert als Bedarf festgelegt, der bei Betrachtung aller Szenarien durch eine etwaige Über- oder Unterdimensionierung das geringste (least worst) „Bedauern“ (regret) auslöst. Dieses Bedauern kann zum einen darin bestehen, dass ein bestimmter Bedarf eine Überdimensionierung darstellt und damit ineffizient hohe Kosten durch Überkapazitäten entstehen. Zum anderen kann das Bedauern darin bestehen, dass der Zuverlässigkeitsstandard verfehlt wird und zu hohe Kosten aus notwendigem, ungewolltem Lastabwurf entstehen.

Soweit ein Bedarf und damit also Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt werden, ist im Rahmen des beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens ein Umsetzungsplan zu entwickeln (vgl. Artikel 20 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) und der Kommission zur Überprüfung vorzulegen (vgl. Artikel 20 Abs. 4 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Bei der Entwicklung des Umsetzungsplans müssen, um den festgestellten Bedarf zu decken, u. a. die folgenden Maßnahmen in Betracht gezogen werden: die Beseitigung regulatorischer Verzerrungen, die Aufhebung von Preisobergrenzen, die Einführung einer Funktion für die Knappheitspreisbildung bei Regelarbeit, die Erhöhung der Verbundkapazität und die Verringerung regulatorischer Hindernisse für die Ermöglichung von Eigenerzeugung, Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz sowie die Sicherstellung der kosteneffizienten und marktbasierenden Beschaffung von Regelreserve und Systemdienstleistungen. Diese Maßnahmen sind vor der Einführung eines Kapazitätsmechanismus, bzw. -marktes vorrangig zu prüfen (siehe Artikel 21 Abs. 1 i. V. m. 20 Abs. 3, siehe auch bereits oben Abschnitt 2.1).

Die Erläuterungen in diesem Abschnitt bisher bezogen sich vor allem auf die Ableitung eines Gesamtkapazitätsbedarf, unabhängig von der Frage, welcher Teil dieser Kapazität (zusätzlich) beschafft werden muss. Ausgehend von diesem Gesamtbedarf ist für die tatsächlich auszusprechende Menge eine Korrektur, um solche Kapazitäten vorzunehmen, von denen zu erwarten ist, dass sie während des Erfüllungszeitraums „sowieso da“ sind. Dies sind zum einen Kapazitäten, die bereits in früheren Ausschreibungen entsprechend langfristige Verträge erhalten haben. Zum anderen sind dies Kapazitäten, die nicht am Kapazitätsmechanismus teilnehmen, aber einen Versorgungssicherheitsbeitrag leisten; dies könnten insb. Kapazitäten sein, die aufgrund des Erhalts anderer Beihilfen nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Diese „sowieso-da-Kapazitäten“ sind unter Berücksichtigung der entsprechenden de-rating-Faktoren vom Bedarf abzuziehen.

2.6 Zusätzliche lokale Anforderungen bei der Bedarfsbestimmung

- Aufgrund der bestehenden Nord-Süd-Engpässe in Deutschland sollte die Berücksichtigung einer lokalen Komponente im Kapazitätsmarkt weiter geprüft werden. Damit könnten Anreize für zusätzliche, ggf. engpassentlastende Kapazitäten in Süddeutschland gesetzt werden.
- Allein aus rechtlicher Sicht ist es erforderlich nachzuweisen, dass die über den Kapazitätsmarkt beschafften Kapazitäten ganz überwiegend zur Abwendung einer Gefährdung der gebotszonenbezogenen Versorgungssicherheit (resource adequacy) dienen. Mögliche transmission adequacy-Anforderungen, also solche, die die Netzstabilität und die Vermeidung von Engpässen betreffen, sollten bei der Begründung zur Einführung eines Kapazitätsmarkts nur eine untergeordnete Rolle spielen.
- Es besteht ein Zusammenhang zwischen einer Argumentation für die Einführung einer lokalen Komponente und dem Zuschnitt der deutschen Gebotszone. Bei einer Anpassung des Gebotszonenzuschnitts würde aus dem „transmission adequacy Problem“ ein „resource adequacy Problem“ entstehen. Unangetastet bleiben aber natürlich lokale Anforderungen aus Perspektive der Erbringung weiterer Systemdienstleistungen.
- In einer weiterhin einheitlichen Gebotszone und vorbehaltlich der rechtlichen Begründbarkeit bzw. Zulässigkeit gibt es verschiedene Ansätze, um eine lokale Komponente zu implementieren.

Die Überlegungen bis hierher fokussierten auf einen rein durch die gebotszonenbezogene Versorgungssicherheit („resource adequacy“ im Sinne der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) determinierten Bedarf. In Deutschland besteht aber angesichts der zumindest mittelfristig fortbestehenden Engpässe insbesondere in Nord-Süd-Richtung ein besonderer Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung in Süddeutschland. Damit könnte bestehenden Netzengpässen und den damit verbundenen (volkswirtschaftlichen) Kosten für Engpassmanagement entgegengewirkt werden. Ggf. könnte sich sogar zeigen, dass es ohne expliziten Zubau von Kapazität südlich der Netzengpässe zu einer Gefährdung der Systemsicherheit kommt (transmission adequacy concerns). Diese Form der Gefährdung der Systemsicherheit würde aber in den oben ausführlich erwähnten europäischen oder auch nationalen Versorgungssicherheitsanalysen keine direkte Berücksichtigung finden, da diese Analysen auf Ebene der Gebotszonen erfolgen und daher weitgehend eine Engpassfreiheit innerhalb der Gebotszonen zugrunde legen.

Es ist grundsätzlich denkbar, derartige transmission adequacy concerns durch eine lokale Komponente innerhalb des Kapazitätsmarkts zu adressieren. Es bestehen allerdings Unsicherheiten bezüglich der rechtlichen Zulässigkeit. Gemäß Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und den einschlägigen Beihilfeleitlinien der europäischen Kommission dienen Kapazitätsmechanismen der Beseitigung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im Sinne der resource adequacy. Eine wie auch immer ausgestaltete, zusätzliche lokale Komponente würde den Wettbewerb im Kapazitätsmarkt beeinflussen und könnte insbesondere potenzielle Teilnehmer diskriminieren. Außerdem würde aller Voraussicht nach dadurch die über den Mechanismus insgesamt gezahlte Beihilfe erhöht werden. Damit dürfte die Einführung einer solchen lokalen Komponenten den rechtlichen Begründungsaufwand für die Implementierung eines Kapazitätsmarkts deutlich erhöhen. Mangels eindeutiger rechtlicher Regelungen diesbezüglich scheint umgekehrt aber die rechtliche Zulässigkeit von Komponenten, die transmission adequacy concerns adressieren, auch nicht von vorneherein ausgeschlossen zu sein. Beihilferechtlich dürfte insoweit entscheidend sein, dass dargelegt werden kann, dass die Beihilfe primär der Behebung einer Gefährdung der resource adequacy dient. Würde der ausgeschriebene Bedarf primär mit der Behebung von

transmission adequacy-concerns begründet werden, so ist mit unionsrechtlich erheblichen Hürden bei der Umsetzung zu rechnen. Für den Fall also, dass der auszuschreibende Bedarf primär mit transmission adequacy-concerns begründet werden müsste, könnte es sich eher anbieten, zunächst keinen Kapazitätsmarkt, sondern einen Mechanismus zu implementieren, der vorrangig transmission adequacy concerns adressiert. Nur, falls darüber hinaus (d. h. nach Behebung der transmission-concerns) noch immer ein Kapazitätsbedarf im Hinblick resource adequacy besteht, wäre ein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus erforderlich. Insgesamt bestehen hier aber Rechtsunsicherheiten, die eine eindeutige Empfehlung erschweren. *Die möglichen Rechtsunsicherheiten werden in einem Deep-Dive zur Berücksichtigung einer lokalen Komponente in einem Kapazitätsmarkt vertieft erläutert.*

Sollte eine lokale Komponente auch in einer weiterhin einheitlichen deutschen Gebotszone rechtlich über Netzsicherheitsanforderungen begründet werden können, so gibt es unterschiedliche Ansätze, diese lokale Komponente im Rahmen der Beschaffung zu implementieren. Diese werden unten noch näher beschrieben (siehe in Abschnitt 2.8 „Beschaffung“).

2.7 Verfügbarkeitsverpflichtung und -kontrolle

- Eine physische Verfügbarkeitskontrolle mit Pönalisierung bei Nicht-Erfüllung scheint empfehlenswert.
- Die Verfügbarkeitsanforderung bezieht sich dabei auf „de-rated capacity“. Ein kurzfristiger Sekundärhandel ist zum Ausgleich zwischen statistischer und konkreter Verfügbarkeit wichtig.
- Als Auslöser für die Verfügbarkeitskontrolle erscheint der auch im belgischen Kapazitätsmarkt verfolgte Preisauslöser grundsätzlich empfehlenswert.
- Bei der Festlegung der Höhe der Pönale ist zu berücksichtigen, dass durch den Mechanismus der Verfügbarkeitskontrolle ein relevantes Pönalenrisiko auch bei nicht schuldhaftem Verhalten der Anbieter verbleibt. Daher könnte ein gestaffeltes Pönale, die bei wiederholter Nichterfüllung ansteigt, sinnvoll sein.
- Zusätzlich sollten Testabrufe zur Verfügbarkeitskontrolle möglich sein. Allerdings ist hier ein sparsamer Einsatz mit einem engen Korsett bezüglich der Modalitäten der Ausführung (Vorlaufzeiten, Häufigkeiten, etc.) zu empfehlen. Die Frage der Kostentragung von Testabrufen ist noch vertiefter zu prüfen.

Wie oben beschrieben, gehen die Kapazitätsanbieter eine Verfügbarkeitsverpflichtung für Knappheitssituationen während des Erfüllungszeitraums ein. Es wird empfohlen, diese Anforderung auf die sogenannte de-rated capacity (zu den Details des De-Ratings s. oben) zu beziehen. Eine 100-MW Anlage mit einem de-rating-Faktor von 0,8 wäre dann verpflichtet, eine Leistung von 80 MW sicher während einer tatsächlichen Knappheitssituation zu aktivieren. Eine Nichterfüllung der Verpflichtung wird mit einem Pönale belegt (zur Kontrolle der Erfüllung s. weiter unten). Dieser Ansatz stellt sicher, dass die Summe der Verfügbarkeitsverpflichtungen (in MW) dem ermittelten Kapazitätsbedarf in Knappheitssituationen entspricht.

Der de-rating-Faktor drückt die statistische Verfügbarkeit einer Anlage aus. An einem vereinfachten Beispiel anhand einer ideal steuerbaren Anlage veranschaulicht, bedeutet ein de-rating-Faktor von 0,8, dass eine Anlage durchschnittlich / im Erwartungswert zu 80 % der Zeit voll verfügbar ist und zu 20 % von einem (Voll-)Ausfall betroffen ist. Dies bedeutet aber auch, dass im konkreten Knappheitsfall die Anlage entweder voll verfügbar ist – und damit ihre

Verfügbarkeitsverpflichtung übererfüllt – oder gar nicht verfügbar ist – und damit ihre Verfügbarkeitsverpflichtung nicht erfüllen kann, ohne damit aber zwangsläufig übermäßig unzuverlässig zu sein. Daher ist bei einer solchen Konkretisierung der Verfügbarkeitsverpflichtungen wichtig, dass ein kurzfristiger Sekundärhandel mit Verfügbarkeitsverpflichtungen möglich ist, der einen Ausgleich zwischen statistischer und konkreter Verfügbarkeit im Einzelfall erlaubt. Dieser Sekundärhandel (s. auch Abschnitt 2.8) erlaubt, dass sich Kapazitätsanbieter zur Erfüllung einer konkreten Verfügbarkeitsanforderung auch der Verfügbarkeit anderer Kapazitäten bedienen können. Hierzu bieten Anlagen, die im konkreten Erfüllungsfall eine höhere Kapazität verfügbar machen können als sie selbst Verfügbarkeitsverpflichtung zu erfüllen haben, diese „überschüssige“ Kapazität an, die dann wiederum von Kapazitätsanbietern – oder ggf. auch Anlagen außerhalb des Kapazitätsmarkt (s. dazu ebenfalls in Abschnitt 2.8) mit geringerer Kapazität nachgefragt werden. Allerdings ist in der einzelnen Knappheitssituation selbst nicht sichergestellt, dass die durchschnittliche Verfügbarkeit aller Anlagen zu dem Zeitpunkt der Knappheitssituation der statistischen Verfügbarkeit gemäß der de-rating-Faktoren entspricht, denn die statistische Verfügbarkeit entspricht der durchschnittlichen Verfügbarkeit bei Betrachtung vieler Zeitpunkte. Daher kann – auch ohne schadhaftes Verhalten der Kapazitätsanbieter – regelmäßig der Fall eintreten, dass selbst über den Sekundärhandel nicht alle Verfügbarkeitsverpflichtungen erfüllt werden können. Dies ist bei der Festlegung der Pönalenhöhe zu berücksichtigen.

Bezüglich der Kontrolle der Verfügbarkeit wird eine physische Kontrolle vorgeschlagen, d. h. eine Überprüfung, ob die Anlage die verpflichtete Kapazität tatsächlich eingesetzt hat. Im belgischen Kapazitätsmarkt wird hierzu ein Mechanismus basierend auf einem Preis-Auslöser angewendet, der diejenigen Zeitbereiche determiniert, in denen die Verfügbarkeit überprüft wird. Dieser Ansatz erscheint auch für die Anwendung in Deutschland geeignet und sollte daher weiter geprüft werden.

Bei dem belgischen Ansatz wird zunächst ex-ante ein Preis festgelegt. Steigt der Preis am Referenzmarkt (z. B. Day-Ahead-Markt) über diesen Preis, dann sind die Anlagen verpflichtet, ihre Verfügbarkeit nachzuweisen. Dies kann insbesondere durch eine tatsächliche Aktivierung der Kapazität erfolgen. Um ineffiziente Einsatzanreize zu vermeiden, sollte Anlagen, deren Einsatzkosten oberhalb des Auslösepreises liegen, die Möglichkeit gegeben werden, vorab einen individuellen, höheren Auslösepreis zu benennen.¹⁵ Um Anreize für missbräuchliches Verhalten zu vermeiden, sollten solche Anlagen vermehrt Testabrufen unterzogen werden (s. dazu im Folgenden). Solches Verhalten könnte darin bestehen, dass z. B. Anlagenbetreiber mit besonders niedriger Verfügbarkeit sich durch Nennung eines besonders hohen Auslösepreises der Verfügbarkeitsprüfung versuchen zu entziehen.

Testabrufe, bei denen Kapazitätsanbieter außerhalb von Knappheitssituationen zufällig und mit eher kurzem Vorlauf zum Nachweis der Verfügbarkeit ihrer Anlage durch Aktivierung der Kapazität aufgerufen werden, sind ein ohnehin weiteres empfehlenswertes Element der Verfügbarkeitskontrolle. Aufgrund der mit Testabrufen verbundenen Kosten und weiteren unerwünschten Marktrückwirkungen wird allerdings ein sparsamer Einsatz von Testabrufen mit einem eher engen Korsett bezüglich der Modalitäten der Ausführung (Vorlaufzeiten, Häufigkeiten, Umgang mit Revisionszeiträumen, etc.) empfohlen. Zur oben erwähnten Vermeidung von missbräuchlichem Verhalten im Zusammenhang mit der Festlegung des Auslösepreises für die Verfügbarkeitsprüfung, könnte vorgesehen werden, dass Anlagen mit einem individuell gesetzten, höheren Auslösepreis häufig Testabrufen ausgesetzt werden.

¹⁵ Ein Einsatz der Anlagen für Regelleistungsvorhaltung ist ebenfalls zu adressieren.

Testabrufe können bei den Anbietern erhebliche Kosten auslösen, wie etwa das Beispiel eines stromintensiven Industriebetriebs zeigt, der aufgrund von Testabrufen seine Produktion außerhalb einer Knappheitssituation (bei der wegen hoher Strompreise die Profitabilität ohnehin eingeschränkt wäre) unterbrechen muss. Es stellt sich deshalb die Frage, wer die Kosten von Testabrufen tragen sollte. Hier besteht weiterer Prüfungsbedarf, da sowohl eine Kostentragung durch den Anbieter, die z. B. im belgischen Kapazitätsmechanismus umgesetzt ist, wie auch eine Erstattung der einem Anbieter durch den Testabruf entstehenden Kosten Vor- und Nachteile hat.

2.8 Beschaffung und Sekundärhandel

- Auktionen sind für die Beschaffung in Kapazitätsmärkten üblich und auch aus rechtlichen wie energiewirtschaftlichen Gründen für einen möglichen Kapazitätsmarkt in Deutschland zu empfehlen
- Dynamische Auktionen (descending clock) erscheinen vorteilhaft, insbesondere aufgrund einer hohen Relevanz des „Winner’s Curse“-Problems. Der konkrete zeitliche Ablauf der Durchführung mehrerer Runden der dynamischen Auktion ist noch zu konkretisieren und dann die Umsetzbarkeit zu plausibilisieren.
- Die Beschaffung sollte gestaffelt mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten erfolgen. Dabei sollte jedenfalls eine Beschaffung mit einer einjährigen Vorlaufzeit und eine mit einer längeren Vorlaufzeit von z. B. vier Jahren oder mehr erfolgen. Der letztere Zeitraum sollte noch mit der endgültigen Festlegung der Präqualifikationsanforderungen für Neuanlagen koordiniert werden.
- Es wird die Anwendung einer preiselastischen Nachfragekurve empfohlen. Hierdurch wird auch ein Höchstpreis eingeführt über dessen Wert keine Gebote zugeschlagen werden.
- Eine eindeutige Empfehlung bzgl. der Einführung eines differenzierten Höchstpreises für Bestandsanlagen gibt es nicht. Hier besteht ein Trade-Off zwischen der Möglichkeit zur Renditeabschöpfung und dem mit differenzierten Höchstpreisen verbundenen Risiko für die allokativen Effizienz und Schaffung von Missbrauchsanreizen.
- Ein Sekundärhandel sowohl für den langfristigen Zeithorizont (dauerhafte Übernahme der Verfügbarkeitsverpflichtung durch andere präqualifizierte Anbieter) als auch kurzfristig (Erfüllung einer konkreten Verfügbarkeitsanforderung durch eine andere Kapazität) ist empfehlenswert. Dabei sollte auch bilateraler Handel zugelassen werden.
- Wird der Nutzen aus einer koordinierten Beschaffung mit anderen Systemdienstleistungen als hoch angesehen, dann sollte vor allem die ein Wettbewerbs-Bonus/Malus geprüft werden, der zusätzlichen Nutzen bestimmter Kapazitäten im Hinblick auf die Beschaffung anderer Systemdienstleistungen internalisiert.

Die Beschaffung im umfassenden Kapazitätsmarkt erfolgt über Ausschreibungen / Auktionen. Dies ist zum einen der beihilferechtlich vorgesehene Regelfall, von dem nur unter engen Voraussetzungen abgewichen werden darf,¹⁶ und ist auch aus ökonomischer Sicht im Hinblick auf das Ziel einer allokativ effizienten Beschaffung empfehlenswert. Hierfür erscheinen grundsätzlich

¹⁶ In der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ist lediglich allgemeiner vorgeschrieben, dass sowohl Kapazitätsanbieter als auch Vergütung in einem (transparenten, diskriminierungsfreien und) wettbewerblichen Verfahren ausgewählt bzw. bestimmt werden müssen, siehe Artikel 22 Abs. 1 lit. d und lit. f.

dynamische Auktionen (descending clock auction) vorteilhaft, insbesondere da bei der Ausschreibung der Kapazitätsprodukte das aus der Auktionstheorie bekannte „Winner’s Curse“-Phänomen auftreten könnte. Dieser bedeutet, dass der Gewinner einer Auktion den Zuschlag deshalb bekommt, weil er den sog. „common value“ zu hoch oder zumindest höher einschätzt als die Mitbewerber und deshalb ex post mit dem Auktionsergebnis unzufrieden ist. Als common value wird ein gemeinsamer Wert auf dessen Schätzung die Gebote der Bieter zumindest teilweise beruhen. Im Falle des Kapazitätsmarkts ist dies die Schätzung der grundsätzlichen Strompreisentwicklung, die für alle Bieter relevant ist. In Ausschreibungssituationen mit einem relevanten Winner’s-Curse-Phänomen können dynamische Auktionen Vorteile gegenüber Ein-Runden-Auktionen bieten. Allerdings wäre bei einer weiteren Detailausarbeitung des Kapazitätsmechanismus der konkrete zeitliche Ablauf der Durchführung mehrerer Runden der dynamischen Auktion noch zu konkretisieren und dann die Umsetzbarkeit zu plausibilisieren. Außerdem ist zu beachten, dass dieses Auktionsformat zwar in der internationalen Praxis der Kapazitätsmärkte durchaus üblich ist, allerdings auch in manchen Märkten von diesem Auktionsformat wieder Abstand genommen wurde, da Nachteile bezüglich der Anreize zu strategischen Gebotsverhalten als dominant eingeschätzt wurden.

Wie oben erläutert, sollte die Beschaffung zeitlich gestaffelt werden, um unterschiedliche Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibung und Beginn des Erfüllungszeitraums zu ermöglichen. Dabei wird ein Teil des Bedarfs ausschließlich in der kurzfristigeren Ausschreibung ausgeschrieben.

Bezüglich des zu beschaffenden Bedarfs sollte zudem eine preiselastische Nachfragekurve vorgesehen werden, bei der die Kapazitätsnachfrage steigt, wenn die Gebotspreise sinken. Dies bildet den engen Zusammenhang zwischen Bedarfsermittlung und Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards ab. Denn bei der Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards sind Annahmen zu den Kosten zusätzlicher Kapazitäten zutreffen. Je niedriger diese angesetzt werden, desto höher ist der Zuverlässigkeitsstandard, da „mehr“ Versorgungssicherheit günstiger zu erreichen scheint. Mit höherem Zuverlässigkeitsstandard steigt auch der Kapazitätsbedarf. In den Ausschreibungen werden aber – Wettbewerb vorausgesetzt – die tatsächlichen Kosten für zusätzliche Kapazitäten transparent. Zeigt sich dabei, dass diese Kosten höher sind als die geschätzten, wäre also eigentlich ein niedriger Zuverlässigkeitsstandard und damit ein niedrigerer Bedarf anzusetzen gewesen. Dies kann über die preiselastische Nachfragekurve abgebildet werden.

Keine eindeutige Empfehlung ist zum jetzigen Zeitpunkt bezüglich der Einführung differenzierter Gebotshöchstpreise für Bestandsanlagen in der Ausschreibung möglich. Diese werden in bestehenden Kapazitätsmärkten häufig vorgesehen, um damit eine Renditeabschöpfung bei Bestandsanlagen zu erreichen. Die konkreten Ausgestaltungsbeispiele weisen allerdings ein relevantes Risiko auf, die allokativen Effizienz der Beschaffung zu verschlechtern, und können zudem unerwünschte Missbrauchs-/Umgehungsanreize setzen. Hier besteht daher noch weiterer Analysebedarf.

Bezüglich der Implementierung einer lokalen Komponente – soweit rechtlich umsetzbar – sind verschiedene Ansätze denkbar. Sowohl die Vorgabe lokaler Kernanteile wie auch ein standortabhängiger Wettbewerbsbonus sind grundsätzlich möglich:

- Bei lokalen Kernanteilen würde in der Ausschreibung vorgegeben, dass mindestens ein definierter Anteil des Gesamtbedarfs in einer vorgegebenen Region gedeckt werden muss. Dabei können auch Kernanteile für mehrere Regionen definiert werden. Zur möglichst effektiven Deckung eines zuvor ermittelten Transmission-Adequacy-Bedarfs erscheint dieser Ansatz grundsätzlich gut geeignet. Er erfordert, dass zusätzlich zu den ohnehin im Kapazitätsmarkt zu ermittelnden De-Rating-Faktoren auch weitere Transmission Adequacy bezogene

De-Rating-Faktoren ermittelt werden. Eine derartige Umsetzung könnte dazu führen, dass es zur Erfüllung des vorgegebenen Transmission-Adequacy-Bedarfs zu einer Übererfüllung des Resource-Adequacy-Bedarfs kommt und somit die rechtliche Umsetzbarkeit des Ansatzes erschweren. Dies dürfte aber letztlich für jede Umsetzungsvariante gelten, die einen vorgegebenen Transmission-Adequacy-Bedarf sicher decken soll.

- Beim Wettbewerbsbonus wird die Gebotsreihung für die Ermittlung der Zuschläge im Rahmen der Kapazitätsmarktausschreibung beeinflusst. Gebote an netztechnisch günstigen Standorten erhalten einen Bonus (bzw. einen Malus an ungünstigen Standorten). Der Wettbewerbsbonus beeinflusst nur die Gebotsreihung und damit die Zuschlagsentscheidung, nicht aber direkt die spätere Kapazitätszahlung, die weiterhin auf Basis des eigentlichen Gebots ermittelt wird. Die Höhe des Bonus könnte sich an in den Geboten ansonsten nicht abgebildeten Systemintegrationskostenunterschieden zwischen Anlagen an verschiedenen Standorten orientieren und dies damit internalisieren. Die Anwendung eines Wettbewerbsbonus ist insbesondere deswegen attraktiv, da durch diesen Ansatz die allokative Effizienz der Kapazitätsbeschaffung verbessert werden könnte. Diese könnte wiederum auch die rechtliche Umsetzbarkeit vereinfachen. Der Wettbewerbsbonus wirkt aber „ergebnisoffen“: Ein in einer bestimmten Höhe vorliegender Transmission-Adequacy-Bedarf könnte somit nicht sicher gedeckt werden und würde ggf. weitere Instrumente erfordern.

Die konkrete Auswahl hängt von der genaueren Formulierung des Ziels der lokalen Komponenten auch in Verbindung mit der rechtlichen Begründung ab. *Eine nähere Beschreibung der beiden genannten Ansätze erfolgt in einem entsprechenden Deep-Dive zur lokalen Komponente.*

Wird der Nutzen aus einer koordinierten Beschaffung von Kapazitäten/Verfügbarkeitsverpflichtungen mit der Beschaffung anderer Systemdienstleistungen als hoch angesehen, dann erscheint hier insbesondere ein Wettbewerbsbonus/-malus innerhalb der Kapazitätsausschreibung prüfenswert. Über den Bonus könnte der Nutzen, den bestimmte Kapazitäten im Hinblick auf die Erbringung anderer Systemdienstleistungen erbringen können, internalisiert werden.

Sekundärhandel

Wie eingangs bei der Darstellung der rechtlichen Anforderung bereits erläutert, ist im Kapazitätsmarkt nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung zwingend die Möglichkeit vorzusehen, Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragen zu können (siehe Artikel 22 Abs. 3 lit. c). Die Verordnung macht keine weiteren, detaillierten Vorgaben für den Sekundärhandel, insbesondere definiert sie nicht, wie der Kreis der „berechtigten“ Kapazitätsanbieter zu ziehen ist und ob ggf. grundsätzlich berechnete Kapazitätsanbieter nach bestimmten, z. B. technischen Kriterien differenziert behandelt werden dürfen. Welche konkrete Ausgestaltung des Sekundärhandels rechtlich zwingend ist, kann daher nicht klar benannt werden. Es ist aber jedenfalls empfehlenswert, einen Sekundärhandel vorzusehen. Dabei sollte mit Blick auf die zuvor angesprochene Voraussetzung der Berechtigung gewährleistet werden, dass mögliche bzw. rechtlich zulässige Zusatzleistungen, die im Rahmen der Ausschreibung ausschlaggebend sind (z. B. im Hinblick auf den Standort der Anlage oder die Erbringung von Systemdienstleistungen aber auch den De-Rating-Faktoren) von der übernehmenden Anlage jedenfalls in gleichwertiger Form erfüllt werden. In zeitlicher Hinsicht empfiehlt es sich, sowohl einen langfristigen als auch kurzfristigen Zeithorizont zu berücksichtigen:

- Der langfristige Zeithorizont meint hier die Möglichkeit, dass Kapazitätsanbieter, die einen Zuschlag im Kapazitätsmarkt erhalten haben, ihre Kapazitätsverpflichtung dauerhaft an einen anderen Anbieter mit einer entsprechend präqualifizierten Anlage übertragen können. Die Übernahme der Verpflichtung muss leistungsäquivalent unter Berücksichtigung des De-

Rating-Faktors und ggf. unter Berücksichtigung weiterer Zusatzleistungen, die im Rahmen der Ausschreibung ausschlaggebend waren (s. oben) der jeweiligen Anlagen erfolgen. Es ist hier denkbar, dass dieser langfristige Handel sowohl über Plattformen standardisiert (ggf. zentral organisiert) als auch bilateral erfolgt. Ein bilateraler Handel sollte aber jedenfalls ermöglicht werden; jeder Übergang von Kapazitätsverpflichtungen muss allerdings zentral erfasst werden. Mit der Erfassung gehen alle Verpflichtungen aus einem Zuschlag auf den anderen Anbieter über. Grundsätzlich ist es dann nicht erforderlich, weitere Möglichkeiten zur Rückgabe von Geboten in der Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts vorzusehen.

- Der kurzfristige Sekundärhandel zielt auf die Möglichkeit ab, dass sich Kapazitätsanbieter zur Erfüllung einer konkreten Verfügbarkeitsanforderung auch der Verfügbarkeit anderer Anlagen bedienen können. Dabei geht es um denjenigen Anteil der verfügbaren Kapazitäten anderer Anbieter, der über der eigenen Verfügbarkeitsverpflichtung der jeweiligen Anlage liegt (bei Anlagen, die selbst am Kapazitätsmarkt bezuschlagt wurden) bzw. über der bei der Bedarfsfestlegung unter Berücksichtigung des De-Rating angesetzten Kapazität der jeweiligen Anlagen liegt (bei Anlagen außerhalb des Kapazitätsmarkts, sofern diese am Sekundärmarkt teilnehmen können, s. unten). Die Verfügbarkeitsverpflichtung geht dabei dann aber nicht dauerhaft, sondern nur zeitweise auf einen anderen Kapazitätsanbieter über. Die Möglichkeit Über- und Minderverfügbarkeiten im Vergleich zu statistischen, durchschnittlichen Anlagenverfügbarkeit (De-Rating-Faktor) zwischen Anlagen zu handeln, ist wichtig für einen effizienten Kapazitätsmechanismus und insbesondere die Erfüllungskontrolle. Die Einbeziehung auch von Anlagen außerhalb des Kapazitätsmarkts ist hilfreich, um ein ineffizient hohes Ponälenrisiko für Kapazitätsanbieter mit Verfügbarkeitsverpflichtungen zu vermeiden. Gleichzeitig kann hierdurch aber ein Effektivitätsrisiko für den Kapazitätsmarkt entstehen, wenn nur die Überverfügbarkeit, nicht aber auch die zeitgleiche Minderverfügbarkeit von Anlagen außerhalb des Kapazitätsmarkts am Sekundärmarkt transparent wird. Dieses Effektivitätsrisiko ließe sich vermeiden, wenn Minderverfügbarkeiten auch am Sekundärmarkt als Nachfrage beschafft würden. Dies müsste aber zwangsläufig durch eine zentrale Stelle erfolgen, was jedenfalls die Komplexität des gesamten Mechanismus weiter erhöht. Der vor dem Hintergrund der beschriebenen Vor- und Nachteile der beiden Ansätze ist aus fachlicher Sicht keine klare Empfehlung für einen der Ansätze möglich. Die Entscheidung hängt unter anderem von der Gewichtung der beiden Bewertungskriterien „Effizienz“ und „Effektivität“ ab. Jedenfalls erscheint eine zentrale Registrierung der Übernahme von Kapazitätsverpflichtungen erforderlich.

2.9 Administration und Entscheidungsmechanismen

- Administration des Mechanismus erfordert sowohl Energiesystem-Fachwissen und Modellierungskompetenzen als auch politisch-regulatorische Entscheidungen.
- Ein abgestufter Entscheidungsmechanismus ist denkbar: gesetzliche Grundlage → Ausgestaltungskompetenz für Regierung/Regulierungsbehörde über Verordnung → Detailparametrierung durch/in Abstimmung mit Übertragungsnetzbetreibern
- In der Anlaufphase sollte zusätzlich eine enge Begleitung z. B. durch Sondergutachten der Monopolkommission erwogen werden.

Die bisherigen Überlegungen und Vorschläge zur Ausgestaltung eines möglichen umfassenden Kapazitätsmarkts in Deutschland verdeutlichen, dass die Administration des Mechanismus sowohl Energiesystem-Fachwissen und detaillierte Modellierungskompetenzen, z. B. zur Durchführung der Bedarfsermittlung auf Basis von quantitativen Versorgungssicherheitsanalysen oder zur Berechnung von De-Rating-Faktoren, erfordert. Gleichzeitig sind aber auch politisch-regulatorische Entscheidungen für viele Aspekte der weiteren Detailausarbeitung notwendig.

Insofern sind für einen solchen Kapazitätsmechanismus abgestufte Entscheidungsmechanismen denkbar. Diese könnten auf der obersten, „hochrangigsten“ Ebene die Schaffung der gesetzlichen Grundlagen, auf der zweiten eine Ausgestaltungskompetenz für die Regierung bzw. Regulierungsbehörde auf dem Verordnungswege und schließlich die Detailparametrierung durch bzw. in enger Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern beinhalten. Dabei wäre für die Detailparametrierung z. B. ein Vorschlagsrecht für die Übertragungsnetzbetreiber mit einer abschließenden Genehmigung durch die Regulierungsbehörde nach Konsultation der Marktparteien ein möglicher Weg.

Angesichts der in einem Kapazitätsmarkt nicht auszuschließenden Wettbewerbs-/Marktmachtprobleme sollte zudem in der Anlaufphase zusätzlich eine enge wettbewerbsökonomische und -rechtliche Begleitung z. B. durch ein Sondergutachten der Monopolkommission erwogen werden.

2.10 Refinanzierung

- Für einen zentralen Kapazitätsmarkt kommen unterschiedliche Optionen von Aufbringungsmechanismen oder auch die Kombination mehrerer Aufbringungsmechanismen zur Erreichung des notwendigen Refinanzierungsvolumens in Frage.
- Eine Refinanzierung über Netztarife oder Steuermittel ist ohne die Einführung eines neuen Mechanismus möglich. Mit Blick auf die Anreizwirkung sowie die rechtliche Vereinbarkeit ist eine Refinanzierung über die Netztarife der Finanzierung aus Steuermitteln vorzuziehen.
- Eine eigens erhobene (arbeitsbasierte oder dynamische) Umlage erlaubt eine gezieltere Steuerung der Verteilungswirkungen, die Anreizwirkung für systemdienliches Verhalten hängt von der Ausgestaltung ab.

Zu diskutieren ist im Zusammenhang mit einem Kapazitätsmechanismus auch ein entsprechender Refinanzierungsmechanismus. Für einen zentralen Kapazitätsmarkt kommen dabei unterschiedliche Optionen in Frage. Auch eine Kombination mehrerer Aufbringungsmechanismen zur Erreichung des notwendigen Refinanzierungsvolumens ist denkbar. Die Vor- und Nachteile einzelner Aufbringungsmechanismen sowie deren Kombinierbarkeit mit unterschiedlichen Arten von Kapazitätsmechanismen sind im Detail in einer Studie¹⁷ zum Effekt von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreis beschrieben, die von Consentec im Auftrag von 50Hz erstellt wurde.

Am kompatibelsten mit den in der Studie untersuchten Kriterien (Komplexität, Transformationsanreize, Fairness, soziale Ausgewogenheit, Verteilungseffekte und Steuerung des

¹⁷ Abrufbar unter: https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/2021/Consentec_50Hertz.pdf?ver=2021-06-25-102832-150

Verbrauchsverhaltens) erweist sich eine Refinanzierung über Netztarife, welche sich insbesondere durch eine geringe Komplexität und eine Kopplung der Kostentragung an die (individuelle) Spitzenlast der betroffenen Verbraucher auszeichnet. Die Verteilungswirkungen sind in diesem Fall vorgegeben und nur durch Anpassung der gesamten Tarifierungsstruktur veränderbar. Eine (teilweise) Refinanzierung des Kapazitätsmechanismus über Steuermittel hätte hingegen den Vorteil, Strompreise nicht zu belasten, geht dafür aber mit hohen politischen Hürden einher, insbesondere aufgrund der Notwendigkeit der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Die Prüfung beihilferechtlicher Fragen im Hinblick auf Finanzierungsoptionen war jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Höhere Freiheitsgrade bezüglich der Ausgestaltung lassen sich bei einer eigens für die Refinanzierung des Kapazitätsmechanismus erhobenen Umlage erreichen. Entsprechend der Ergebnisse der Consentec/50Hertz-Studie sind dabei vor allem die Umlage auf den Strombezug (arbeitsbasierte Umlage) und die dynamische Umlage (z. B. bezogen auf die Residuallast oder das Strompreisniveau) als relevante Optionen zu nennen. Beide Umlagen ermöglichen eine bessere Steuerung der Verteilungswirkungen (z. B. bzgl. Entlastungen für besonders sensible Verbraucher) im Vergleich zur Refinanzierung über Steuermittel oder Netztarife, bringen jedoch einen etwas höheren Einrichtungs- und Verwaltungsaufwand mit sich. Bei einer arbeitsbasierten Umlage werden Verbraucher mit hohem Strombezug besonders belastet, unabhängig davon, ob dieser Strombezug zu einem systemweiten Knappheitszeitpunkt auftritt oder nicht. Dagegen können bei einer dynamischen Umlage je nach Ausgestaltung gezieltere Anreize für ein besonders systemdienliches Verhalten im Sinne der Gewährleistung von Versorgungssicherheit erreicht werden, die Umsetzung weist jedoch eine etwas höhere Komplexität auf als die der arbeitsbasierten Umlage.

A Bedarfsfestlegung in einem umfassenden Kapazitätsmarkt am Beispiel Belgien

A.1 Hintergrund

Die Festlegung des Bedarfs, das heißt die Bestimmung der zur Erreichung eines vorgegebenen Zuverlässigkeitsstandards erforderlichen Menge an Kapazitäten, ist zentral für Effizienz und Effektivität des Kapazitätsmarkts. Ist der festgelegte Bedarf zu niedrig, kann eine Verfehlung des Zuverlässigkeitsstandards die Folge sein. Ist der festgelegte Bedarf zu hoch, so kann dies zu unnötig hohen Kosten für die Kapazitätsvorhaltung führen und auch den sonstigen Strommarkt unnötig verzerren, was die Folgekosten einer zu hohen Bedarfsfestlegung noch verstärken kann. Somit kommt der Bedarfsfestlegung eine zentrale Rolle zu.

In der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung werden unter anderem Grundsätze für das Vorgehen bei der Bedarfsfestlegung definiert. Insbesondere ist dort festgelegt, dass die Bedarfsfestlegung auf Basis probabilistischer Modelle erfolgen soll, die den Anforderungen an die europäischen Versorgungssicherheitsanalysen (ERAA) genügen müssen (siehe Artikel 24 Abs. 1 i. V. m. Artikel 23 Abs. 5 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Auch für das energiewirtschaftliche Szenario, auf dessen Basis die Bedarfsfestlegung erfolgt, werden Vorgaben gemacht. Ausgangspunkt für die Bedarfsfestlegung ist gemäß Elektrizitätsbinnenmarktverordnung das ERAA (siehe Artikel 20 Abs. 1 und 23 Abs. 2 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Eine zusätzliche, nationale Versorgungssicherheitsanalyse, die dann zur Grundlage der Bedarfsfestlegung genommen wird, ist zwar möglich, deren Bedarf muss aber ausführlich erläutert werden, sollte er von den Ergebnissen des ERAA abweichen. In der nationalen Analyse getroffene, vom ERAA abweichende Annahmen sind umfassend zu begründen (siehe etwa Artikel 24 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung). Zudem ist die nationale Analyse ACER vorzulegen, die bewertet, ob Unterschiede zwischen der europäischen und nationalen Analyse gerechtfertigt sind (siehe Artikel 24 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Die Bestimmung des Kapazitätsbedarfs wird in der Praxis bestehender Kapazitätsmechanismen unterschiedlich umgesetzt. Der belgische Kapazitätsmarkt eignet sich besonders als Vorbild für einen möglichen deutschen Kapazitätsmarkt, da er den aktuellen Anforderungen der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung entspricht und die Genehmigung des Mechanismus auf Grundlage der aktuellen geltenden Vorgaben des Sekundärrechts erfolgte. Daher wird im Folgenden das belgische Vorgehen zur Bedarfsfestlegung beschrieben. Hierbei liegt der Fokus auf der Ermittlung des Gesamtbedarfs. Der über die Ausschreibungen im Kapazitätsmarkt zu beschaffende Bedarf ist in der Regel niedriger, da insb. bereits kontrahierte Kapazitäten und nicht an Ausschreibungen beteiligte Kapazitäten vom Gesamtbedarf abgezogen werden.

Bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs bestehen zahlreiche Herausforderungen. So sind die Annahmen bezüglich der in den Berechnungen zugrunde gelegten Entwicklung von Stromnachfrage / Last, Importkapazitäten und des Kapazitätsmix für die Höhe des ermittelten Bedarfs wesentlich. Hierzu macht allerdings die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung bereits insofern Vorgaben als sie – wie oben erläutert – vorgibt, dass für die Bedarfsfestlegung auf das energiewirtschaftliche Szenario aus der europäischen bzw. nationalen Versorgungssicherheitsanalyse Bezug genommen werden muss. Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass der ausgewiesene und schließlich beschaffte Bedarf in sicher verfügbarer („de-rated“) Kapazität ausgedrückt werden muss, während in die Berechnung Kapazitäten mit ihren jeweiligen Nennleistungen eingehen. Diese Herausforderung wird mit dem belgischen Ansatz auch im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen gut und konsistent gelöst, was ein weiterer Grund dafür ist, dass der

belgische Ansatz ein geeigneter Anknüpfungspunkt für die Umsetzung in Deutschland ist. Auch ist eine Herausforderung, die im belgischen wie auch anderen Mechanismen aus der internationalen Praxis derzeit noch nicht umfassend adressiert wird, dass auslegungsrelevante Situationen zukünftig zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten können. Für z. B. die Situation in Deutschland könnte man bisher davon ausgehen, dass die für die Versorgungssicherheit besonders kritischen Fälle im Winter auftreten. In Zukunft mit einer sich verändernden Struktur der Stromnachfrage und deren Flexibilisierung sowie einem sich ändernden Erzeugungsmix mit z. B. hohen PV-Anteilen sind aber zusätzlich auch kritische Fälle im Sommer nicht auszuschließen. Dies ist für eine robuste Bedarfsermittlung zu berücksichtigen. Hierzu wird nachfolgend eine Ergänzung zum belgischen Vorgehen vorgeschlagen.

A.2 Vorgehen im belgischen Kapazitätsmarkt

Der Kapazitätsbedarf (hier und nachfolgend im Sinne von „Gesamtbedarf“) ist im belgischen Kapazitätsmarkt definiert als die *durchschnittliche Last in Knappheitssituationen* abzüglich der *durchschnittlich in Knappheitssituationen nicht versorgten Last* zuzüglich der *für die Regelreserve vorzuhaltenden Kapazität*. Nachfolgende Abbildung illustriert die beschriebene allgemeine Rechenregel. Die einzelnen Elemente werden im Weiteren erläutert.

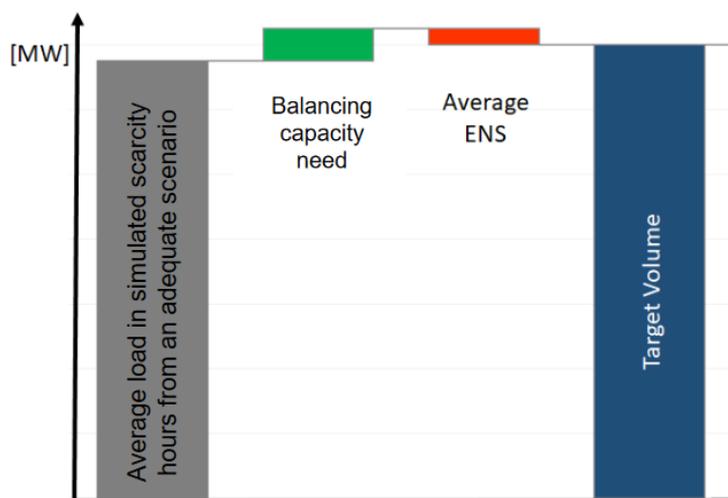


Bild 0.1 Schematische Darstellung der Ermittlung des Gesamtbedarfs (Target Volume) im belgischen Kapazitätsmarkt (Quelle: Elia, CRM Calibration 2026-27, Public Consultation)

Mit Knappheitssituation sind hier die in Simulationen ermittelten Situationen (simulierte Stunden) gemeint, in denen die Last bei einem gegebenen Kapazitätsmix nicht gedeckt werden kann. Die Ermittlung dieser Situationen erfolgt in einem mehrstufigen Vorgehen:

- Zu Beginn wird mittels Monte-Carlo-Simulation eine Vielzahl an Lastszenarien generiert. Diese Szenarien erfüllen dieselben Anforderungen wie die Lastszenarien, die im Rahmen des ERAA für die Versorgungssicherheitsanalyse erzeugt werden. Dies gilt sowohl in Bezug auf die Methode als auch hinsichtlich der grundlegenden Annahmen über relevante Fundamentalparameter, wie die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs und die Zusammensetzung des Stromverbrauchs. Diese Annahmen können jedoch, wie beschrieben, in begründeten Fällen von den Annahmen des ERAA in dieser nationalen Analyse abweichen.
- Auf Basis dieser Lastszenarien wird ermittelt, welches Zuverlässigkeitsniveau ausgehend von einem vorgegebenen Kapazitätsszenario erreicht wird. Hierzu kommen die üblichen

probabilistischen Modelle aus Versorgungssicherheitsanalysen zum Einsatz. Das im Ausgangspunkt vorgegebene Kapazitätsszenario ist das Referenzszenario der nationalen Versorgungssicherheitsanalyse bzw. des ERAA auf dessen Basis der grundsätzliche Bedarf für einen Kapazitätsmechanismus festgestellt wurde.

- Es ist zu erwarten, dass das initial angenommene Kapazitätsszenario den vorgesehenen Zuverlässigkeitsstandard nicht erfüllt. Andernfalls wäre kein Bedarf für einen Kapazitätsmechanismus aus der nationalen oder europäischen Versorgungssicherheitsanalyse hervorgegangen. Daher wird das Kapazitätsszenario durch Hinzufügen von Kapazität erweitert. Der Mix der hinzugefügten Kapazitäten (z.B. offene Gasturbine, PV-Anlage oder Lastflexibilität) ist ein Freiheitsgrad bei der Parametrierung der Bedarfsfestlegung und Teil der jährlichen Konsultationen zu diversen Parametern der Kapazitätsbeschaffung in Belgien. Es erscheint naheliegend, bei dieser Festlegung die eigene Einschätzung wahrscheinlicher Zuschläge in den Kapazitätsmarktausschreibungen z. B. auf Basis historischer Ausschreibungsergebnisse oder Technologieentwicklungen zu berücksichtigen. Es sollte allerdings klar sein, dass die Entscheidung über den Kapazitätsmix das Ergebnis der Bedarfsfestlegung beeinflusst, wie weiter unten näher erklärt wird. Die Kapazitätserweiterung erfolgt nur im belgischen Marktgebiet, während die ebenfalls abzubildenden Kapazitäten im Ausland konstant gehalten werden.
- Auf Basis des erweiterten Kapazitätsszenarios wird erneut eine Versorgungssicherheitsberechnung durchgeführt und das so erreichte Zuverlässigkeitsniveau mit dem vorgegebenen Standard abgeglichen. Wird dieser weiterhin verfehlt, so wird das Kapazitätsszenario erneut erweitert. Dies erfolgt iterativ so lange, bis der Zuverlässigkeitsstandard (gerade) erreicht wird.
- Bestandteil der oben beschriebenen Versorgungssicherheitsrechnungen ist eine Monte-Carlo-Simulation einer Vielzahl von Verfügbarkeitszenarien für die im angenommenen Kapazitätsszenario enthaltenen Kapazitäten. Diese Verfügbarkeitszenarien werden dabei mit den oben erwähnten Lastszenarien kombiniert, um so das erreichte Zuverlässigkeitsniveau auszuwerten. So lassen sich auch alle simulierten Situationen ermitteln, in denen die Last nicht gedeckt werden kann. Diese Situationen mit einer simulierten Lastunterdeckung werden als Knappheitssituation im obigen Sinne verstanden.

In die eingangs beschriebene Rechenregel geht die durchschnittliche Last in Knappheitssituationen ein. Diese ergibt sich nun aus einer Durchschnittsbildung grundsätzlich aller (nationalen) Lastwerte in den wie beschrieben identifizierten Knappheitssituationen. Auch wenn im belgischen Mechanismus nicht vorgesehen, wird weiter unten noch erläutert, unter welchen Bedingungen in einer logischen Weiterentwicklung der Dimensionierungsregel die Knappheitssituationen ggf. zeitlich differenziert werden sollten und dann auch entsprechend dieser Differenzierung mehrere „durchschnittliche Lasten“ und in der Folge mehrere Bedarfe ermittelt werden.

Von der durchschnittlichen Last in Knappheitssituationen ist dann die durchschnittlich in Knappheitssituationen nicht versorgte Last abzuziehen. Dies lässt sich ebenso aus einer Auswertung aller simulierten Knappheitssituationen ermitteln. Der so ermittelte Wert (Last abzüglich nicht versorgter Last) entspricht somit der in Knappheitssituationen versorgten Last bzw. der in Knappheitssituationen verfügbaren Kapazitäten. Da die Nicht-Verfügbarkeiten der Kapazitäten berücksichtigt sind, handelt es sich also um die „de-rated“ Kapazität, die erforderlich ist, um den vorgegebenen Zuverlässigkeitsstandard zu erreichen.

Im belgischen Ansatz zur Bedarfsfestlegung wird zu dieser Kapazität schließlich noch die vorzuhaltende Regelreserve (FCR, aFRR und mFRR) hinzuaddiert. Inwieweit es konsistent ist, diesen

Aufschlag zu berücksichtigen, hängt davon ab, ob dieser Reservebedarf auch auf solche Kraftwerksausfälle ausgelegt ist, die im de-rating-Faktor, wie er bei der Beschaffung verwendet wird, berücksichtigt sind. Sollte dies der Fall sein, so wäre die zusätzliche Berücksichtigung des Reservebedarfs an dieser Stelle eine „Doppelzählung“ von Nicht-Verfügbarkeiten und somit inkonsistent.

A.3 Mögliche Erweiterung auf unterschiedliche Arten von Knappheitssituationen

Oben wurde erwähnt, dass es – anders als derzeit im belgischen Kapazitätsmarkt vorgesehen – sinnvoll sein kann, mehrere, zeitlich differenzierte Kapazitätsbedarfe abzuleiten. Dies ist dann zu empfehlen, wenn an der Beschaffung Kapazitäten teilnehmen, die zeitabhängige De-Rating-Faktoren aufweisen. Dies dürfte z. B. bei Wind- und PV-Anlagen der Fall sein, deren Verfügbarkeit eine Abhängigkeit von der Jahreszeit und mindestens bei PV-Anlagen zudem eine Abhängigkeit von der Tageszeit aufweist. De-Rating-Faktoren sollen den Beitrag beschreiben, den Anlagen eines bestimmten Typs zur Versorgungssicherheit leisten können. Sind in der über das oben beschriebene Vorgehen ermittelten Menge an Knappheitssituationen nun Situationen zu bspw. unterschiedlichen Jahres- oder Tageszeiten enthalten, lässt sich z. B. für Wind- und PV-Anlagen kein einheitlicher De-Rating-Faktor mehr ermitteln bzw. würde die Güte des ermittelten De-Rating-Faktors abnehmen, wenn dennoch ein einheitlicher, zeitunabhängiger De-Rating-Faktor festgelegt wird. Dies hätte entsprechend negative Folgen für die Effektivität und Effizienz des Kapazitätsmechanismus.

In einem solchen Fall wäre eine Differenzierung der Menge der ermittelten Knappheitssituationen nach Situationen z. B. im Winter und Sommer sowie in Tag- und Nachtstunden vorzunehmen. Innerhalb dieser Teilmengen wiederum kann dann der Bedarf ansonsten nach dem wie oben beschriebenen Vorgehen ermittelt werden. Damit ergeben sich je nach Grad der Differenzierung mehrere Bedarfe, die allerdings gemeinsam in einem kombinatorischen Ausschreibungsverfahren beschafft werden sollten. Dabei sind dann auch differenzierte De-Rating-Faktoren für die relevanten Technologien anzusetzen.

Ob differenzierte Bedarfe ermittelt werden sollten, hängt also davon ab, welche Knappheitssituationen ermittelt werden (lägen diese alle in Abendstunden im Winter, so wäre vermutlich keine Ermittlung mehrerer Bedarfe erforderlich). Dabei ist zu beachten, dass die ermittelten Knappheitssituationen – und damit die Frage nach der Ermittlung zeitlich differenzierter Bedarfe – abhängig vom zugrundegelegten Kapazitätsszenario sind. So würde etwa ein Szenario mit hohem PV-Anteil tendenziell die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Knappheitssituationen im Sommer reduzieren. Tritt dann aber die im Kapazitätsszenario angenommene Entwicklung bezüglich der PV-Erzeugung nicht ein, könnte dies dazu führen, dass bei der Bedarfsfestlegung kritische Sommerfälle „übersehen“ werden, was ein Effektivitätsrisiko für den Kapazitätsmechanismus darstellen kann.

B Ausgestaltungsoptionen für eine lokale Komponente

B.1 Hintergrund

In Deutschland besteht angesichts der zumindest mittelfristig fortbestehenden Engpässe insbesondere in Nord-Süd-Richtung voraussichtlich ein besonderer Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung in Süddeutschland. Ggf. könnte sich sogar zeigen, dass es ohne expliziten Zubau von Kapazität südlich der Netzengpässe zu einer Gefährdung der Systemsicherheit kommt (Bedenken im Hinblick auf Transmission Adequacy). Diese Form der Gefährdung der Systemsicherheit würde aber in den als Grundlage für einen Kapazitätsmechanismus unionsrechtlich geforderten Versorgungssicherheitsanalysen keine direkte Berücksichtigung finden, da diese Analysen auf Ebene der Gebotszonen erfolgen und eine Fiktion der Engpassfreiheit innerhalb der Gebotszonen zugrunde legen.

Es ist denkbar, wie im Hauptbericht erläutert, derartige Transmission-Adequacy-Bedenken durch eine lokale Komponente innerhalb des Kapazitätsmarkts zu adressieren. Dieses Ergänzungspapier beschreibt drei mögliche Optionen zur konkreten Umsetzung einer solchen lokalen Komponente innerhalb eines umfassenden Kapazitätsmarkts:

- Zugangsvoraussetzung (Abschnitt B.2)
- Regionale Kernanteile (Abschnitt B.3)
- Wettbewerbsbonus (Abschnitt B.4)

Wie im Hauptbericht dargelegt, bestehen Unsicherheiten bezüglich der Vereinbarkeit einer lokalen Komponente im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus mit den Vorgaben des Unionsrechts. Diese rechtlichen Fragen sind grundsätzlich nicht Gegenstand dieses Ergänzungspapiers. Es enthält an einzelnen Stellen jedoch Hinweise, inwieweit bestimmte Aspekte einzelner Optionen die rechtliche Vereinbarkeit eher erschweren oder erleichtern könnten.

B.2 Zugangsvoraussetzung

Eine lokale Komponente im Sinne von Zugangsvoraussetzungen meint im vorliegenden, dass Anlagen an bestimmten Standorten im Hinblick auf die netztechnische Wirkung entweder der Zugang zum Kapazitätsmechanismus unmittelbar verwehrt wird oder umgekehrt der Zugang nur Anlagen an bestimmten Standorten gewährt wird.

Dieser Ansatz wird im Folgenden am Beispiel der sogenannten „Grid Constraints“ als ein Bestandteil des beihilferechtlich genehmigten belgischen Kapazitätsmarkt erläutert. Grundsätzlich ist der Rückgriff auf eine unter dem derzeit gültigen Rechtsrahmen bereits genehmigte Ausgestaltungsoption vorteilhaft, weil dies rechtliche Unsicherheiten reduziert. Dies setzt freilich voraus, dass die Ausgestaltungsoption überhaupt geeignet ist, den konkreten Bedarf und die Ursachen für eine lokale Komponente in Deutschland zu adressieren, was im Folgenden ebenfalls diskutiert wird.

Im belgischen Kapazitätsmarkt können Anlagen aufgrund netzbedingter Gegebenheiten von der Vergabe von Kapazitätsverträgen ausgeschlossen werden bzw. in der Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten. Diese Beschränkung bezieht sich in Belgien ausschließlich auf Neuanlagen, wenn deren Errichtung an bestimmten Standorten geplant ist, bzw. auf eine Kombination von Neuanlagen an bestimmten Standorten. Der belgische Übertragungsnetzbetreiber ELIA ermittelt hierfür im Vorfeld der eigentlichen Ausschreibung ausgehend von der Information über mögliche/geplante Neuanlagen und die dafür geplanten Standorte/Netzverknüpfungspunkte, welche potenziellen Zuschläge und denkbaren Zuschlagskombinationen aus solchen Anlagen netztechnisch verträglich sind. Nur solche Zuschläge bzw. Zuschlagskombinationen werden in der späteren Ausschreibung zugelassen – neben dem stets zugelassenen Zuschlag von Bestandsanlagen und solchen geplanten Neuanlagen, die bereits eine früher erteilte Neuanschlusszusage vorweisen können.

Geplante Neuanlagen oder Kombinationen von Neuanlagen, die aufgrund ihres Standorts (ggf. in Verbindung mit der geplanten Anschlussleistung) netztechnische Probleme verursachen, werden ausgeschlossen. Der Ausschluss bestimmter möglicher Gebote bzw. des Zuschlags bestimmter Kombinationen von Geboten wird als „Grid Constraint“ bezeichnet. Folgende Abbildung zeigt exemplarisch eine fiktive Grid-Constraint-Matrix, wie sie von ELIA für die Kapazitätsmarktausschreibung aufzustellen ist. Es wird ersichtlich, dass der im belgischen Kapazitätsmarkt angewendete Ansatz nur den vollständigen Ausschluss eines Gebots bzw. einer Kombination von Geboten vorsieht (und nicht etwa eine graduelle Schlechterstellung).

CMU 1	CMU 2	CMU 3	Reason for non-acceptability of combination
1	1	0	For example, overload of line X
1	0	1	For example, no sufficient space at substation X

Abbildung 2 Beispiel-Matrix „Grid Constraints“ aus Regeln für belg. KapM von ELIA (CMU = Capacity Market Unit: dies sind die einzelnen Anlagen, die Gebote für Kapazitätsverträge abgeben können)

Grundlage für die Feststellung der genannten netztechnischen Probleme sind laut Beschreibung des belgischen Kapazitätsmarkts (Funktionsregeln, functioning rules) Untersuchungen von ELIA auf Basis eines „Referenznetzes“. Mit diesem Referenznetz sind die Netznutzungssituationen beschrieben, die sich aus dem Referenzszenario ergeben, welches Grundlage für die Bedarfsermittlung für den Kapazitätsmarkt war.

Weitere Details zum Referenznetz sind in den Funktionsregeln nicht beschrieben. Insofern bleiben einige Umsetzungsdetails unklar:

- Welchen Betrachtungszeitraum haben die Analysen? Denkbar ist, dass z. B. nur einzelne, für den Kapazitätsmarkt bedarfsdimensionierende Stunden oder alle Stunden eines Jahres oder auch der Zeitraum mehrerer Jahre betrachtet werden. Der Verweis in den Funktionsregeln auf das Referenzszenario legt jedenfalls nahe, dass lediglich ein Szenariojahr für die Ermittlung der Grid Constraints berücksichtigt wird.
- Was genau löst die Feststellung von Grid Constraints aus? Die Funktionsregeln verweisen einerseits darauf, dass bauliche Beschränkungen an bestimmten Standorten, die die Ausweitung von Netzkapazität verhindern, zu Grid Constraints führen können, wenn diese Ausweitung aber notwendig wäre, um die potenzielle(n) Neuanlage(n) ans Stromnetz anschließen zu können. Andererseits verweisen die Funktionsregeln eher allgemein darauf, dass Systemsicherheitsbedenken zu Grid Constraints führen. ELIA berücksichtigt dabei alle Regeln zur Gewährleistung der Systemsicherheit unter Einhaltung der europäischen und belgischen Rechtsvorgaben, ohne dabei strukturellen Redispatchbedarf zu erzeugen.¹⁸ Spezifischere Regelungen enthalten die Funktionsregeln nicht. Die vorliegende Beschreibung könnte so verstanden werden, dass sämtliche Kombinationen von Neuanlagen, die systematisch zu zusätzlichem Redispatch führen, durch Grid Constraints vom Zuschlag ausgeschlossen werden.

Wendet man die im letzten Punkt diskutierte Interpretation des belgischen Ansatzes auf die Situation in Deutschland an, so würde dies bedeuten, dass sämtliche Neuanlagen vom Kapazitätsmarkt ausgeschlossen würden, die im Hinblick auf die in Deutschland vorliegenden strukturellen Engpässe engpassverstärkend wirken und somit ceteris paribus die Menge an notwendigen Redispatchmaßnahmen erhöhen. Dies würde z. B. faktisch sämtliche potenziellen Neuanlagen in Norddeutschland ausschließen. Ein solcher Ansatz wäre mit hoher Wahrscheinlichkeit volkswirtschaftlich ineffizient, da keinesfalls jede Erhöhung des Redispatchbedarfs sicher volkswirtschaftlich ineffizient ist und der Nettonutzen einer Erzeugungsanlage für das System positiv sein kann, auch wenn sie in einzelnen Stunden den Redispatchbedarf erhöht.

Grundsätzlich sind auch auf die Situation in Deutschland angepasste Implementierungen des belgischen Grid-Constraint-Ansatzes denkbar:

- Das in den Funktionsregeln beschriebene „System Security“-Kriterium könnte so ausgefüllt werden, dass nicht jede Kombination von Neuanlagen, die den Redispatchbedarf (im Sinne von Volumen / Energie) erhöht, ausgeschlossen wird, sondern nur solche, die den Bedarf an zusätzlicher Redispatchkapazität, insbesondere in Süddeutschland erhöhen. Dies scheint weiterhin recht nahe am belgischen Modell, was wie oben bereits erwähnt im Hinblick auf die rechtliche Umsetzbarkeit hilfreich ist. Bezüglich eines möglichen Transmission-Adequacy-Bedarfs, der über die lokale Komponente adressiert werden soll, würde dieser Ansatz allerdings vermutlich nicht weit genug reichen. Der Ansatz würde verhindern, dass der Transmission-Adequacy-Bedarf weiter anwächst. Er könnte aber nicht sicherstellen, dass ein bereits bestehender Bedarf gedeckt wird.

¹⁸ Diese Darstellung ist eine weitgehend wörtliche Übersetzung der Beschreibung aus den Funktionsregeln zum belgischen Kapazitätsmarkt: „The first category of ELIA Grid constraint factors is system security. ELIA applies rules to ensure security of the overall electricity grid without structurally requiring re-dispatch while respecting all applicable European and Belgian legislation.“ Weitere Erläuterungen finden sich in den Funktionsregeln nicht.

- Auch könnte man statt einer diskreten Ausprägung (Neuanlage wird zugelassen oder ausgeschlossen) eine graduelle Ausprägung der Grid Constraints definieren, mit der Folge, dass Neuanlagen mit einer netztechnisch eher negativen Wirkung von der Ausschreibung nicht ausgeschlossen, sondern lediglich schlechter gestellt, vice-versa Anlagen mit einer netztechnisch positiven Wirkung bessergestellt werden. Dies entspricht dann aber i. W. dem in Abschnitt B.4 beschriebenen Ansatz eines Wettbewerbsbonus und wird dort weiter diskutiert.

Auf Grundlage der vorstehenden Überlegungen erscheint die Umsetzung einer lokalen Komponente über Zugangsvoraussetzungen exakt nach dem Vorbild der belgischen Grid Constraints bei Anwendung auf die Situation in Deutschland unabhängig von der rechtlichen Umsetzbarkeit jedenfalls nicht zielführend bzw. nicht ausreichend, da zumindest ein bereits bestehender Transmission-Adequacy-Bedarf hierüber nicht gedeckt werden könnte. Allenfalls wäre denkbar, den belgischen Ansatz in Richtung eines weiter unten beschriebenen Wettbewerbsbonus weiterzuentwickeln.

B.3 Regionale Kernanteile

Eine weitere Option zur Implementierung einer lokalen Komponente ist die Definition von regionalen Kernanteilen in der Kapazitätsmarktausschreibung. Dabei würde in der Ausschreibung vorgegeben, dass mindestens ein definierter Anteil des Gesamtbedarfs in einer vorgegebenen Region gedeckt werden muss. Dabei können auch Kernanteile für mehrere Regionen definiert werden. Die Verwendung von Kernanteilen ist bspw. aus den Regelreservemärkten bekannt. Auch die zeitweise in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land angewendeten Regelungen zum „Netzausbaugebiet“ sind mit diesem Ansatz verwandt.¹⁹

Der Kernanteil sollte in der hier vorgesehenen Anwendung der Höhe nach am Transmission-Adequacy-Bedarf auszurichten. Zur Veranschaulichung ein fiktives Beispiel: Liegt der für den deutschen Kapazitätsmarkt unter Resource-Adequacy-Gesichtspunkten ermittelte Gesamtbedarf bei 85 GW und der Kapazitätsbedarf im Hinblick auf die Transmission-Adequacy-Anforderungen in Süddeutschland bei 40 GW, so ergibt sich ein regionaler Kernanteil von 40 GW für Süddeutschland. Von den im Kapazitätsmarkt ausgeschriebenen 85 GW sind dann mindestens 40 GW durch Anlagen in Süddeutschland zu decken, auch wenn deren Gebotswerte höher liegen als die anderer Anlagen. Die verbleibenden 45 GW des Gesamtkapazitätsbedarfs können sowohl von Anlagen in Nord- wie in Süddeutschland (und ggf. im Ausland) gedeckt werden. Kernanteile führen damit letztlich zu unterschiedlichen Zuschlagspreisen für Kapazität an unterschiedlichen Standorten.

Bei Umsetzung dieses Ansatzes wäre zu berücksichtigen, dass der Beitrag einer Anlage zur Deckung des Transmission-Adequacy-Kapazitätsbedarfs (im obigen Beispiel 40 GW) möglicherweise anders ist als zur Deckung des Resource-Adequacy-Kapazitätsbedarfs (85 GW im obigen Beispiel). Der Beitrag einer Anlage zur Deckung des Resource-Adequacy-Bedarfs wird neben der installierten Leistung über den De-Rating-Faktor (s. Hauptbericht) beschrieben. Dieser drückt den statistischen Resource-Adequacy-Beitrag der Anlagen je MW installierter Leistung aus. Im Hinblick auf Transmission-Adequacy-Anforderungen ist aber ggf. ein anderer, gesonderter De-Rating-Faktor anzusetzen. Dies gilt insbesondere für Anlagen, bei denen der De-Rating-Faktor nicht maßgeblich durch die technische Anlagenverfügbarkeit determiniert wird, sondern durch

¹⁹ Im Unterschied zum hier diskutierten Kernanteil im Sinne einer Mindestquote wurde über das Netzausbaugebiet eine Maximalquote definiert. Danach war der Zuschlag von Windenergieanlagen innerhalb des geographisch definierten Netzausbaugebiets auf eine bestimmte Gesamtmenge begrenzt.

Wetterbedingungen, mit denen wiederum die bedarfsdimensionierenden Situationen aus Resource-Adequacy-Sicht einerseits und aus Transmission-Adequacy-Sicht andererseits korreliert sind. Die bedarfsdimensionierenden Situationen dürften aus Resource-Adequacy-Sicht und aus Transmission-Adequacy-Sicht unterschiedliche Situationen sein (z. B. aus Resource-Adequacy-Sicht eher eine Situation mit insgesamt niedrigem EE-Dargebot und aus Transmission-Adequacy-Sicht eher eine Situation mit hohem Wind-Dargebot). Insbesondere der Beitrag von EE-Anlagen dürfte sich damit deutlich unterscheiden, wenn man diesen im Hinblick auf Resource Adequacy oder im Hinblick auf Transmission Adequacy beschreibt.

Somit müssten bei Umsetzung einer lokalen Komponente in Form regionaler Kernanteile zusätzliche Transmission Adequacy bezogene De-Rating-Faktoren ermittelt werden, die dann bei einer „Auswertung“ der Kernanteilsnebenbedingung als Teil des Clearing-Algorithmus berücksichtigt werden müssten. Mathematisch ließe sich dies wie folgt beschreiben:

Kapazitätsnebenbedingung (Resource-Adequacy-Bedarf):

$$dr_{RA,a} * P_a + dr_{RA,b} * P_b + \dots = x \text{ GW (oder } \geq x \text{ GW)}$$

mit $dr_{RA,a}$ = Resource-Adequacy-de-rating von Kapazität a

P_a = Zuschlagsmenge von Kapazität a

x = Kapazitätsbedarf

Kapazitätsnebenbedingung Transmission-Adequacy-Bedarf (regionaler Kernanteil)

$$dr_{TA,a} * P_a + dr_{TA,b} * P_b + \dots > y \text{ GW}$$

mit $dr_{TA,a}$ = TA-de-rating von Kapazität a

y = regionaler Kernanteil

Zielfunktion des Clearing-Algorithmus

$$\min (p_a * P_a + p_b * P_b + \dots)$$

mit p_a = spezifischer Gebotspreis von Kapazität a

Zu beachten ist, dass mit einem solchen Vorgehen zwar sichergestellt werden kann, dass der Transmission-Adequacy-Bedarf gedeckt wird – vorausgesetzt das Angebot ist ausreichend. Eine derartige Umsetzung kann aber auch dazu führen, dass es zu einer Übererfüllung des Resource-Adequacy-Bedarfs kommt. Dies ist dann der Fall, wenn zur Erfüllung der Transmission-Adequacy-Anforderungen so viele Kapazität kontrahiert werden, dass deren „de-rated capacity“ im Hinblick auf die Resource Adequacy über dem ermittelten Resource-Adequacy-Bedarf liegt. Zumindest wenn eine Übererfüllung systematisch zu erwarten ist, dürfte dies die rechtliche Umsetzbarkeit dieses Ansatzes erschweren, da das Instrument dann entgegen den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und den Beihilfeleitlinien nicht mehr mit der Bedarfsanalyse (Resource Adequacy Assessment) begründet werden könnte und über das hinausgehen würde, was zum Angehen der Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen erforderlich ist.

B.4 Wettbewerbsbonus

Als dritte Option für die Umsetzung einer lokalen Komponente kommt ein Wettbewerbsbonus (oder -malus) in Betracht. Dabei wird die Gebotsreihung für die Ermittlung der Zuschläge im Rahmen der Kapazitätsmarktausschreibung beeinflusst. Gebote an netztechnisch günstigen Standorten erhalten einen Bonus (bzw. einen Malus an ungünstigen Standorten). Der Bonus

wirkt derart, dass das abgegebene Gebot nur für die Zwecke der Gebotsreihung einen Abschlag erhält und damit in der Reihung nach vorne rückt. Dadurch steigt dessen Zuschlagswahrscheinlichkeit. Die spätere Kapazitätszahlung wird jedoch auf Basis des eigentlichen Gebotswerts, d. h. ohne Bonus ermittelt bzw. wird im Falle eines Einheitspreisverfahrens (pay-as-cleared) den erfolgreichen Bietern z. B. der grundsätzlich einheitliche Preis zzgl. des anlagenindividuellen Bonus gezahlt.

Ein Beispiel für die Anwendung eines Wettbewerbsbonus stellt etwa die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie- und Solaranlagen zeitweise angewendete sog. „Verteilernetzkomponente“ dar. Die folgende Abbildung veranschaulicht das Prinzip anhand eines stilisierten Beispiels unter der Annahme, dass Anlagen an Süd-Standorten einen Wettbewerbsbonus erhalten.

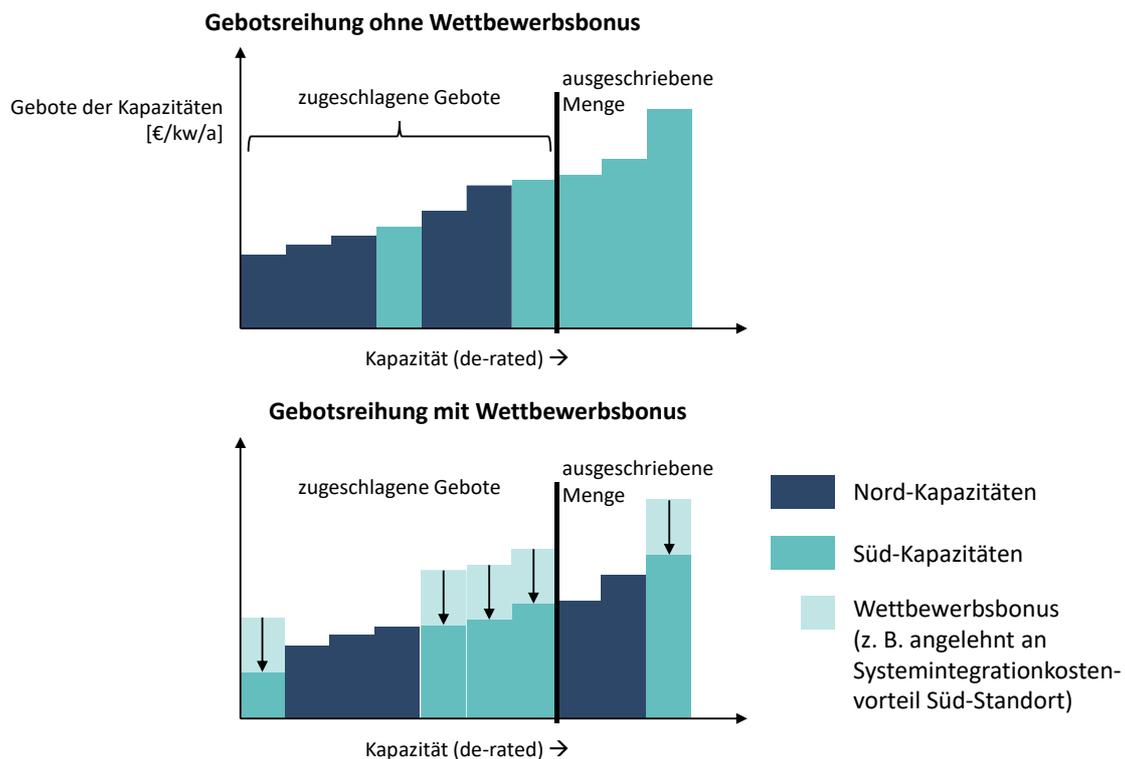


Abbildung 3 Prinzipbeispiel zur Veranschaulichung der Funktionsweise eines Wettbewerbsbonus

Für die Wirkung dieses Ansatzes ist die Höhe des gewährten Bonus entscheidend. Anknüpfungspunkt für dessen Parametrierung könnten ansonsten in Geboten nicht internalisierte Systemintegrationskostenunterschiede zwischen Geboten sein. Im Hinblick auf die für die Begründung der lokalen Komponente relevanten Übertragungsnetzengpässe kommen hier insbesondere standortabhängige Unterschiede bei kurz- und langfristigen Engpassmanagementkosten²⁰ in Betracht. Geht man davon aus, dass eine (Neu-) Anlage in Süddeutschland im Vergleich zu einer Anlage im Norden eher senkend auf Engpassmanagementkosten wirkt, ließe sich hieraus ein entsprechender Bonus für Anlagen in Süddeutschland ableiten. Einen konkreten, i. d. R. standortspezifischen Wert für den Bonus zu bestimmen und zu begründen, dürfte in der praktischen Anwendung jedoch herausfordernd sein. Die Ableitung konkreter Werte könnte ausgehend von

²⁰ Kurzfristige Engpassmanagementkosten könnten z. B. die Redispatchkosten darstellen. Langfristige Engpassmanagementkosten beziehen sich auf die Kosten des Netzausbaus.

Berechnungen mit geeigneten Markt- und Netzsimulationsmodellen erfolgen. Naturgemäß hängen die so ermittelten Werte allerdings von einer Vielzahl an zu treffenden Annahmen und Modellierungsentscheidungen ab, was in entsprechenden Parametrierungsrisiken resultiert.

Bei (annähernd) korrekter Parametrierung des Bonus ist ein solcher Wettbewerbsbonus allerdings in der Lage, die allokativen Effizienz der Kapazitätsvorhaltung zu verbessern und damit im Grundsatz positive Wohlfahrtseffekte auszulösen. Dies könnte sich neben den ökonomischen Vorteilen auch positiv auf die rechtliche Umsetzbarkeit auswirken, da die Anreizwirkung für effiziente Investitions- und Betriebsentscheidung ein wichtiges Kriterium in der beihilferechtlichen Abwägungsprüfung darstellt.

Da das Ziel des Wettbewerbsbonus eine effiziente Abwägung zwischen in den Geboten abgebildeten Kosten und den über den Wettbewerbsbonus abgebildeten weiteren Systemkosten ist, ist das Ergebnis dieser Abwägung auch ex-ante ergebnisoffen. Dies bedeutet aber auch, dass das Erreichen bestimmter regionaler Mengenvorgaben durch den Wettbewerbsbonus nicht sicher ist. Ein in einer bestimmten Höhe vorliegender Transmission-Adequacy-Bedarf könnte somit nicht sicher gedeckt werden und würde ggf. weitere Instrumente erfordern.

B.5 Fazit

Für die Umsetzung einer lokalen Komponente im Rahmen eines möglichen deutschen Kapazitätsmarkts kommen grundsätzlich verschiedene Ansätze in Betracht.

Die Umsetzung über die Formulierung von fixen Zugangsvoraussetzungen nach dem Vorbild der im belgischen Kapazitätsmarkt eingesetzten „Grid Constraints“ scheint für die Anwendung auf die Situation in Deutschland nicht unmittelbar übertragbar und eher weniger geeignet, da damit ggf. die Errichtung von Neuanlagen an bestimmten Standorten vollständig ausgeschlossen wird. Dies könnte u. a. volkswirtschaftliche Ineffizienzen zur Folge haben.

Zur möglichst effektiven Deckung eines zuvor ermittelten Transmission-Adequacy-Bedarfs erscheint die Vorgabe von regionalen Kernanteilen innerhalb der Kapazitätsmarktausschreibung grundsätzlich gut geeignet. Dieser Ansatz erfordert, dass zusätzlich zu den ohnehin im Kapazitätsmarkt zu ermittelnden De-Rating-Faktoren auch weitere Transmission Adequacy bezogene De-Rating-Faktoren ermittelt werden. Eine derartige Umsetzung könnte dazu führen, dass es zur Erfüllung des vorgegebenen Transmission-Adequacy-Bedarfs zu einer Übererfüllung des Resource-Adequacy-Bedarfs kommt und somit die rechtliche Umsetzbarkeit des Ansatzes erschweren. Dies dürfte aber letztlich für jede Umsetzungsvariante gelte, die einen vorgegebenen Transmission-Adequacy-Bedarf sicher decken soll.

Die Anwendung eines Wettbewerbsbonus, mit dem in den Geboten ansonsten nicht abgebildeten Systemintegrationskostenunterschieden zwischen Anlagen an verschiedenen Standort in Rahmen der Kapazitätsmarktausschreibung internalisiert werden könnten, ist insbesondere deswegen attraktiv, da durch diesen Ansatz die allokativen Effizienz der Kapazitätsbeschaffung verbessert werden könnte. Diese könnte wiederum auch die rechtliche Umsetzbarkeit vereinfachen. Der Wettbewerbsbonus wirkt aber „ergebnisoffen“: Ein in einer bestimmten Höhe vorliegender Transmission-Adequacy-Bedarf könnte somit nicht sicher gedeckt werden und würde ggf. weitere Instrumente erfordern.

C De-Rating in einem umfassenden Kapazitätsmarkt

C.1 Hintergrund

Die verschiedenen Kapazitäten, die an einem umfassenden Kapazitätsmarkt teilnehmen können, unterscheiden sich hinsichtlich des Beitrags, den sie im Verhältnis zu ihrer installierten Anlagenleistung zur Versorgungssicherheit²¹ leisten können. Dieser Beitrag ist nicht isoliert an die technischen Eigenschaften der jeweiligen Einzelanlage geknüpft, sondern hängt auch von den Eigenschaften des Stromsystems insgesamt ab. So hängt bspw. der Versorgungssicherheitsbeitrag einer EE-Anlage eines bestimmten Typs davon ab, wie sich die das restliche Erzeugungsportfolio zusammensetzt und auch davon, welche insbesondere zeitliche Struktur die Stromnachfrage aufweist.

Diese Unterschiede müssen bei der Umsetzung eines Kapazitätsmarktes an verschiedenen Stellen berücksichtigt werden, um einen effektiven wie effizienten Mechanismus zu gewährleisten. Die Umsetzung erfolgt in den bestehenden Mechanismen im Rahmen des sogenannten De-Ratings. Dabei werden anlagen- bzw. technologiespezifische De-Rating-Faktoren ermittelt, die dazu dienen, den statistischen Beitrag verschiedener Kapazitäten/Kapazitätstypen zur Versorgungssicherheit im Verhältnis zur installierten Leistung der Kapazität auszudrücken.

C.2 Grundsätzliche Eigenschaften von De-Rating-Faktoren

Mathematisch lässt sich der Beitrag, den eine Kapazität (Kap) A bezogen auf die installierte Leistung P der Kapazität über den De-Rating-Faktor (DRF) zur Versorgungssicherheit leistet, wie folgt beschreiben:

$$\text{Beitrag}_{\text{Kap}_A, \text{Versorgungssicherheit}} = P_{\text{Kap}_A} * \text{DRF}_{\text{Kap}_A}$$

Ein DRF von 0,8 bedeutet bspw., dass die jeweilige Kapazität mit 80% ihrer installierten Kapazität („nameplate capacity“) zur Versorgungssicherheit beiträgt im Vergleich zu einer fiktiven Kapazität, die jederzeit und zu 100% verfügbar ist.²²

Differenzierung von De-Rating-Faktoren

Der Versorgungssicherheitsbeitrag ist jedenfalls abhängig vom Kapazitätstyp, weshalb De-Rating-Faktoren zumindest technologiespezifisch bestimmt werden sollten. Überlegungen zur technologiespezifischen Differenzierung von De-Rating-Faktoren finden sich im Hauptbericht.

Daneben können sich die Versorgungssicherheitsbeiträge von bestimmten Kapazitätstypen auch zeitabhängig unterscheiden. Dies dürfte z. B. bei Wind- und PV-Anlagen der Fall sein, deren Verfügbarkeit eine Abhängigkeit von der Jahreszeit und mindestens bei PV-Anlagen zudem eine Abhängigkeit von der Tageszeit aufweist. In diesen Fällen sollten die De-Rating-Faktoren auch zeitabhängig bestimmt werden. Dies erfordert allerdings auch, dass weitere Elemente des Designs des Kapazitätsmarktes zeitabhängige De-Rating-Faktoren berücksichtigen. Ein Beispiel ist die Ermittlung und Beschaffung zeitlich differenzierter Kapazitätsbedarfe, wie ausführlicher im

²¹ Sofern im Rahmen der Beschaffung des Kapazitätsmarkts auch Kapazitäten zur Behebung von Transmission-Adequacy-Bedenken beschafft werden sollen, spielen auch die unterschiedlichen Beiträge der Kapazitäten im Hinblick auf Transmission Adequacy eine Rolle. Dies wird in diesem Deep-Dive allerdings nicht vertieft betrachtet.

²² Teilweise sind in der Literatur oder in der Beschreibung von Kapazitätsmechanismen die De-Rating-Faktoren auch „invertiert“ definiert, d. h. ein DRF von 0,8 würde bedeuten, dass die nameplate-capacity um 80% reduziert werden muss, um die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit wirksame Kapazität zu erhalten.

Deep-Dive „Bedarfsfestlegung in einem umfassenden Kapazitätsmarkt am Beispiel Belgien“ erläutert.

Auch kann eine räumliche Differenzierung von De-Rating-Faktoren sinnvoll sein. Bei einem versorgungssicherheitsbezogenen De-Rating ist die Ebene der Gebotszonen die mindestens erforderliche räumliche Differenzierung. Es könnte sinnvoll sein, die Differenzierung weiter zu verfeinern. Allerdings muss die damit verbundene zusätzliche Komplexität gegen den möglichen Nutzen abgewogen werden. Ein Grund für eine weitergehende räumliche Differenzierung wären relevante regionale Verfügbarkeitsunterschiede. Die Ursache hierfür könnte in regional unterschiedlicher Verfügbarkeit von EE-Dargeboten, Brennstoffen und Kühlwasserrestriktionen bei thermischen Kraftwerken liegen, die standortabhängig sind. Bei standortabhängig unterschiedlichen Brennstoffverfügbarkeiten könnte zukünftig auch die Frage der Anbindung von Standorten an ein Wasserstoffnetz relevant sein.

Berücksichtigung von De-Rating-Faktoren im Design eines umfassenden Kapazitätsmarkts

De-Rating-Faktoren spielen an verschiedenen Stellen innerhalb des Designs eines umfassenden Kapazitätsmarkts eine Rolle, wobei dies teilweise von der konkreten Ausgestaltung abhängt.

Insbesondere spielen die De-Rating-Faktoren innerhalb der Beschaffung eine zentrale Rolle. Im Beschaffungsprozess dienen sie wie oben beschrieben dazu, die Gebote verschiedener Kapazitätstypen hinsichtlich ihres Versorgungssicherheitsbeitrags zu unterscheiden. Der Kapazitätsbedarf wird bezogen auf eine de-rated capacity von eins ausgeschrieben. Der Beitrag einer angebotenen Kapazität zur Deckung des ausgeschriebenen Bedarfs wird dann unter Berücksichtigung des spezifischen De-Rating-Faktors ermittelt.

Neben der Beschaffung spielen die De-Rating-Faktoren auch im Rahmen des Sekundärmarkts eine Rolle. Wie im Hauptbericht beschrieben können im Design des Kapazitätsmarkts Regeln für einen Sekundärhandel vorgesehen sein, die es erlauben, dass bezuschlagte Kapazitätsanbieter ihre Verpflichtungen an andere Kapazitäten weitergeben und die Verpflichtungen von diesen Kapazitäten erfüllen lassen. Hierbei sind die De-Rating-Faktoren der Kapazitäten zu berücksichtigen, damit sichergestellt ist, dass die Übernahme von Verpflichtungen derart erfolgt, dass im Hinblick auf den Versorgungssicherheitsbeitrag keine Verschlechterung erfolgt. Eine Kapazität mit niedrigerem De-Rating-Faktor, die Verpflichtungen einer anderen übernimmt, müsste bspw. sicherstellen, dass sie nach De-Rating eine äquivalente wirksame Kapazität bereitstellt, indem sie den niedrigeren De-Rating-Faktor durch eine höhere installierte Kapazität ausgleicht.

Auch gehen die De-Rating-Faktoren in die Verfügbarkeitsverpflichtungen ein. Wie im Hauptbericht beschrieben, gehen die Kapazitätsanbieter eine Verfügbarkeitsverpflichtung für Knappheitssituationen während des Erfüllungszeitraums ein. Diese Anforderung sollten sich auf die sogenannte de-rated capacity beziehen. Eine 100-MW Anlage mit einem de-rating-Faktor von 0,8 wäre dann verpflichtet, eine Leistung von 80 MW sicher während einer tatsächlichen Knappheitssituation zu aktivieren. Auch hier sind also De-Rating-Faktoren relevant.

Je nach Vorgehen können die De-Rating-Faktoren zudem explizit in die Bedarfsermittlung eingehen. In dem im entsprechenden Deep-Dive vorgestellten Vorgehen zur Bedarfsermittlung im belgischen Kapazitätsmarkt gehen die De-Rating-Faktoren nicht explizit ein. Als Ergebnis des belgischen Ansatzes wird unmittelbar ein Bedarf in „de-rated capacity“ ermittelt, d. h. bezogen auf einen fiktiven De-Rating-Faktor von eins. Die tatsächlichen De-Rating-Faktoren der Kapazitäten gehen dann wie oben beschrieben erst im Beschaffungsprozess ein. Der Ansatz zur Bedarfsfestlegung in dem im Vereinigten Königreich (UK) etablierten Kapazitätsmarkt hingegen erfordert die Berücksichtigung von De-Rating-Faktoren im Prozess der Bedarfsermittlung selbst. Bei

diesem Ansatz wird ein Kapazitätsmix ermittelt, mit dem ein vorgegebener Zuverlässigkeitsstandard erreicht werden kann. Ausgehend von den nameplate-capacities der im Kapazitätsmix enthaltenen Kapazitäten wird dann unter Berücksichtigung der vorzugebenden De-Rating-Faktoren ein Bedarf in de-rated-capacity berechnet.

C.3 Methodische Fragen der Ermittlung von De-Rating-Faktoren

Bei der Ermittlung der De-Rating-Faktoren sind zudem einige grundsätzliche methodische Fragen relevant, die in verschiedenen in der Praxis implementierten Kapazitätsmechanismen unterschiedlich behandelt werden.

Eine relevante Frage ist, ob der De-Rating-Faktor als durchschnittlicher Beitrag verstanden wird, den eine bestimmte Gruppe von Kapazitäten einer bestimmten Technologie zur Versorgungssicherheit erbringt. Alternativ kann der De-Rating-Faktor als marginaler Beitrag verstanden und entsprechend ermittelt und verwendet werden. Der marginale Beitrag beschreibt den Beitrag zur Versorgungssicherheit, den eine gegenüber einem zu definierenden Referenzsystem zusätzlich in das Stromsystem integrierte Kapazität einer bestimmten Technologie erbringt. Der marginale Beitrag kann unter oder über dem durchschnittlichen Beitrag liegen.

Welche Betrachtungsweise konzeptionell richtig ist, hängt davon ab, wofür der De-Rating-Faktor verwendet wird. Für die Bewertung von Kapazitäten im Rahmen der Beschaffung ist bspw. die Verwendung eines als marginalen De-Rating-Faktors grundsätzlich sinnvoll. Der Zweck des De-Rating-Faktors besteht hier ja gerade darin auszudrücken, welchen Versorgungssicherheitsbeitrag eine zusätzliche Einheit einer bestimmten Kapazität leisten würde. Bei der oben beschriebenen Verwendung von De-Rating-Faktoren im Rahmen der Bedarfsermittlung (Bsp. Vereinigtes Königreich) wäre hingegen die Verwendung von durchschnittlichen De-Rating-Faktoren konzeptionell richtig (als Durchschnitt über alle Kapazitäten der Technologie auf die der jeweilige De-Rating-Faktor angewendet wird).

Eine weitere Frage ist, ob der De-Rating-Faktor rein auf Basis historischer Technologieverfügbarkeiten in Knappheitssituationen ermittelt wird oder ob über einen prospektiven Ansatz der (durchschnittliche oder marginale) Beitrag einer Technologiegruppe zur Versorgungssicherheit in einem bestimmten Zukunftsszenario betrachtet wird. Da, wie im Hauptbericht bereits ausführlicher beschrieben, die De-Rating-Faktoren vom jeweils betrachteten „Rest-System“ abhängen und sich dieses im Laufe der Zeit verändert, ist grundsätzlich der prospektive Ansatz zu verwenden. Nur so kann eine möglichst gute Abschätzung des Versorgungssicherheitsbeitrags von Kapazitäten, die für die Zukunft beschafft werden, erfolgen.

Ohnehin erfordert die zuvor diskutierte Betrachtung marginaler De-Rating-Faktoren einen prospektiven Ansatz, da De-Rating-Faktoren rein auf Basis historischer Verfügbarkeiten stets einen Durchschnittsansatz darstellen. Allerdings ist zu beachten, dass historische Verfügbarkeiten auch bei der Ermittlung prospektiver De-Rating-Faktoren eine Rolle spielen, da die oben erwähnten probabilistischen Modelle selbst teilweise auf Basis von historischen Verfügbarkeiten / Beobachtungen parametrisiert werden.

In verschiedenen in der Praxis implementierten Mechanismen werden hingegen rein historische Verfügbarkeiten verwendet, was nach unserer Einschätzung insbesondere auf Praktikabilitätsaspekte zurückzuführen sein dürfte. Die Ermittlung der De-Rating-Faktoren in einer prospektiven Sichtweise ist aufwändiger und erfordert die Nutzung probabilistischer Modelle. Solche Modelle kommen erst seit der jüngeren Vergangenheit zum Einsatz, da zuvor die Leistungsfähigkeit von Rechnersystemen begrenzend gewirkt hat. Dies kann erklären, warum sich die konzeptionell überlegenen Ansätze erst schrittweise durchsetzen. Für neu zu implementierende

Mechanismen ist jedoch die Anwendung des prospektiven Ansatzes zu empfehlen, da die begrenzten Berechnungskapazitäten nicht mehr limitierend wirken dürften.

Die Bestimmung des prospektiven, marginalen De-Rating-Faktors könnte wie folgt implementiert werden: Ausgangspunkt ist das Referenzszenario, das auch der Bedarfsermittlung zugrundeliegt (vgl. Deep-Dive zur Bedarfsdimensionierung in Belgien). Diesem Szenario wird dann eine marginale Einheit der Kapazität, für die der De-Rating-Faktor ermittelt werden soll, hinzugefügt. Es wird dann mit den probabilistischen Methoden der Versorgungssicherheitsanalyse ermittelt, in welchem Ausmaß sich durch das Hinzufügen dieser Kapazität das Versorgungssicherheitsniveau verbessert. Anschließend wird eine ideal verfügbare Kapazität zum ursprünglichen Referenzszenario in dem Umfang hinzugefügt, wie es erforderlich ist, um die gleiche Verbesserung des Versorgungssicherheitsniveaus zu erreichen. Das Verhältnis der beiden Leistungen (Kapazität, für die der De-Rating-Faktor ermittelt werden soll und ideal verfügbare Kapazität) ergibt dann den De-Rating-Faktor.