

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Analyse

Oktober 2020

Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem

Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen

Hartmut Weyer | Felix Müsgens (Hrsg.)

Energiesysteme der Zukunft ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer
Technische Universität Clausthal
Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht
Arnold-Sommerfeld-Straße 6
38678 Clausthal-Zellerfeld

Prof. Dr. Felix Müsgens
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Fakultät 3
Lehrstuhl Energiewirtschaft
Postfach 10 13 44
03013 Cottbus

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Empfohlene Zitierweise

Weyer, H./Müsgens, F.: Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2020.

Redaktion

Julika Witte, acatech

Wissenschaftliche Koordination

Dr. Cyril Stephanos, acatech
Dr. Berit Erlach, acatech

Produktionskoordination

Annika Seiler, acatech

Gestaltung und Satz

aweberdesign.de . Büro für Gestaltung, Berlin

Druck

Kern, Bexbach
Gedruckt auf säurefreiem Papier, Printed in EC

ISBN: 978-3-9820053-2-4

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie, detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen bleiben – auch bei nur auszugsweiser Verwendung – vorbehalten.

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Vorwort

Wetterbedingt schwankende Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien, neue Verbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen sowie der Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels stellen veränderte Anforderungen an die Stromnetze. Daher reichen die existierenden Transportkapazitäten häufig nicht aus, um alle abgeschlossenen Stromhandelsgeschäfte umzusetzen. Es kommt zu „Netzengpässen“, die hohe Kosten verursachen (ca. 1,2 Mrd. Euro im Jahr 2019) und im schlimmsten Fall zu einem Black-out führen können. Weitere Veränderungen durch zunehmenden Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien im Industrie-, Verkehrs- und Wärmesektor sind absehbar. Das Energieversorgungssystem muss Wege finden, um diese Herausforderungen zu bewältigen.

Eine Arbeitsgruppe im Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) widmete sich der Frage, wie das Strommarktdesign zu einem möglichst effizienten und effektiven Engpassmanagement beitragen kann. Die vorliegende Analyse unterscheidet drei mögliche Regelungsfelder und beschreibt den jeweiligen Status quo: den Einsatz von Netzbetriebsmitteln des Netzbetreibers, die Einsatzplanung (Dispatch) von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie den Rückgriff auf Flexibilität aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter (insbesondere Redispatch). Hierauf aufbauend werden fünf Handlungsoptionen für eine Weiterentwicklung des aktuellen Marktdesigns vorgestellt.

Drei der Handlungsoptionen sollen bereits die Entstehung von Netzengpässen vermeiden. Preissignale für beschränkte Transportkapazitäten beeinflussen in diesen Ansätzen die Einsatzplanung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen. Zwei weitere Handlungsoptionen sollen die Flexibilitätsbereitstellung durch Dritte verbessern, so dass zusätzliche Flexibilität verfügbar gemacht wird und die Kosten für die Netzbetreiber sinken.

Die Handlungsoptionen werden im Hinblick auf Effektivität, Effizienz, Klimaschutz, EU-Energiebinnenmarkt und Umsetzungsaufwand bewertet. Die Analyse zeigt: Es gibt nicht den einen Ansatz, der allen Kriterien gleichermaßen gerecht wird. Alle Optionen haben Vor- und Nachteile, die je nach Priorisierung der Kriterien unterschiedlich ins Gewicht fallen. Für ein bestmögliches Ergebnis muss daher auch eine Kombination von Handlungsoptionen in Betracht gezogen werden.

Wir bedanken uns bei allen Mitgliedern der Arbeitsgruppe Strommarktdesign für ihre engagierte Mitarbeit.



Prof. Dr. Hartmut Weyer

Leiter der Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“



Prof. Dr. Felix Müsgens

Leiterin der Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“

Inhalt

Abkürzungen und Einheiten	6
Glossar	8
Zusammenfassung	11
1 Einleitung	17
1.1 Motivation.....	17
1.2 Gang der Darstellung.....	18
2 Netzenspässe im Stromnetz als Herausforderung für das Energieversorgungssystem	19
2.1 Inhalt und Notwendigkeit des Engpassmanagements	19
2.2 Netzenspässe in der Energiewende.....	22
3 Regelungsfelder und Status quo	27
3.1 Einsatz von Netzbetriebsmitteln.....	27
3.1.1 Regelungsaspekte.....	27
3.1.2 Status quo	28
3.2 Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen	29
3.2.1 Knotenpreissysteme.....	29
3.2.2 Zonale Preissysteme.....	31
3.2.3 Auslastungsorientierte Netzentgelte	35
3.2.4 Punktuelle Dispatchvorgaben	38
3.3 Flexibilität aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen (unter anderem Redispatch).....	39
3.3.1 Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität	40
3.3.2 Nicht marktbasierte Beschaffung von Flexibilität	43
4 Kriterien des Marktdesigns für das Engpassmanagement.....	49
4.1 Effektivität des Engpassmanagements	49
4.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung	52
4.3 Beitrag zum Klimaschutz	54
4.4 Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt	55
4.5 Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand	56

5	Handlungsoptionen für das Engpassmanagement	57
5.1	Einführung eines Knotenpreissystems.....	57
5.1.1	Ausgestaltung	57
5.1.2	Vor- und Nachteile	58
5.1.3	Weiterer Forschungsbedarf.....	62
5.2	Neuzuschnitt der einheitlichen deutschen Stromgebotszone	62
5.2.1	Ausgestaltung	63
5.2.2	Vor- und Nachteile.....	64
5.2.3	Weiterer Forschungsbedarf.....	68
5.3	Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte.....	68
5.3.1	Ausgestaltung	68
5.3.2	Vor- und Nachteile.....	70
5.3.3	Weiterer Forschungsbedarf.....	73
5.4	Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement	73
5.4.1	Ausgestaltung.....	73
5.4.2	Vor- und Nachteile.....	74
5.4.3	Weiterer Forschungsbedarf.....	78
5.5	Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement	79
5.5.1	Ausgestaltung.....	79
5.5.2	Vor- und Nachteile.....	79
5.5.3	Weiterer Forschungsbedarf.....	80
5.6	Fazit zu den Handlungsoptionen	81
5.6.1	Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen durch andere Marktteilnehmer	82
5.6.2	Beschaffung von Flexibilität aus Anlagen anderer Marktteilnehmer bei Gefahr eines Netzengpasses	83
	Literatur.....	84
	Das Akademienprojekt	92

Abkürzungen und Einheiten

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (deutsch: Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BKartA	Bundeskartellamt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CACM-VO	EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
CWE	Region Zentralwesteuropa
Dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EltBMRL	Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie
EltBMVO	Elektrizitätsbinnenmarktverordnung
E-Mobilität	Elektromobilität
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (deutsch: Europäischer Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (Strom))
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System)
FBMC	Flow-Based Market Coupling
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ISO	Independent System Operator
i. S. v.	im Sinne von
i. V. m.	in Verbindung mit
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NABEG 2.0	Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus
NEMOG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur
NetzResV	Netzreserveverordnung
OTC	Over-the-Counter (Direkthandel, außerbörslicher Handel)
PV	Photovoltaik
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (deutsch: Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

GWh	Gigawattstunden
kWh	Kilowattstunden
TWh	Terawattstunden
Mio.	Millionen
ct/kWh	Euro-Cent pro Kilowattstunde
%	Prozent

Glossar

Blindleistung	Blindleistung ist in Abgrenzung zur → Wirkleistung der Teil der elektrischen Leistung, der in einem Wechselstromnetz benötigt wird, um elektrische und magnetische Felder in Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmitteln wechselnd auf- und abzubauen. Diese Energie wird nicht im eigentlichen Sinne verbraucht, sondern nur kurz zwischengespeichert und im Anschluss wieder ans Netz zurückgegeben. Teilweise ist Blindleistung unerwünscht, da sie nicht nutzbar ist und das Netz belastet.
Blindleistungs-kompensation	Technische Verfahren, um unerwünschte Blindleistung zu reduzieren.
Central Dispatch	Systeme mit zentraler Einsatzsteuerung über den Einsatz der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen.
Clean Energy Package	Das Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ der EU bildet die Grundlage für die Umsetzung der europäischen Energieunion und der europäischen Klima- und Energieziele bis 2030. Es umfasst vier Richtlinien und vier Verordnungen, die in den Jahren 2018 oder 2019 in Kraft traten. Für die hier behandelten Aspekte sind insbesondere die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie von Bedeutung.
Countertrading	Gebotszonenübergreifendes gegenläufiges Stromhandelsgeschäft mit dem Ziel, einem Netzengpass entgegenzuwirken. Es wird Strom „hinter dem Netzengpass“ gekauft und „vor dem Netzengpass“ verkauft. Das Countertrading wird von dem Übertragungsnetzbetreiber organisiert, dessen Netz von dem Engpass betroffen ist.
Day-Ahead-Markt	Stromhandelsgeschäfte am → Spotmarkt für den Folgetag
Dispatch	Einsatzplanung für Kraftwerke (und Speicher) der Anlagenbetreiber auf Basis der Handelsgeschäfte.
Einspeisemanagement	Abregelungen von Anlagen, die Einspeisevorrang nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) genießen, durch den Netzbetreiber zwecks Behebung eines Netzengpasses.
Emissions Trading System (ETS)	(deutsch: Emissionshandelssystem) Ein Cap & Trade System der EU, in dem eine Obergrenze („Cap“) für den Ausstoß bestimmter Stoffe festgelegt und eine entsprechende Menge an Zertifikaten für diesen Ausstoß bereitgestellt wird. Diese Zertifikate können zwischen den Emittenten gehandelt werden („Trade“). Das ETS regelt den Ausstoß bestimmter Treibhausgase für bestimmte Sektoren innerhalb der EU.
Engpassmanagement	Umfasst in dieser Analyse alle Instrumente, die dazu dienen, die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld auszuschließen (Engpassvermeidung) oder eine bestehende Gefahr eines Netzengpasses zu beseitigen (Engpassbehebung).
Flexibilität	Dritte stellen Flexibilität bereit, wenn sie bei Inanspruchnahme der von ihnen abgegebenen Angebote oder in Reaktion auf externe Signale kurzfristig Wirkleistung einspeisen oder beziehen. Flexibilität kann durch steuerbare Erzeugungsanlagen, Speicher oder steuerbare Verbrauchsanlagen bereitgestellt werden.
Flow-Based Market Coupling (FBMC)	Verfahren für die Berechnung der verfügbaren Stromhandelskapazitäten zwischen Gebotszonen. Bei diesem Verfahren werden alle sich im betrachteten Bereich ergebenden Stromflüsse einbezogen, nicht nur die Stromflüsse über eine bestimmte Gebotszonengrenze.

Gebotszone	Strommarktgebiet, in dem ein einheitlicher Stromgroßhandelspreis gilt. Innerhalb einer Gebotszone werden beim Abschluss der Handelsgeschäfte die Leitungskapazitäten – und damit auch mögliche Netzengpässe – nicht berücksichtigt.
Hochspannungsnetz	Das Hochspannungsnetz in Deutschland arbeitet überwiegend mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt.
Höchstspannungsnetz	Das Höchstspannungsnetz in Deutschland arbeitet in der Regel mit einer Nennspannung von 220 oder 380 Kilovolt und wird von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben.
Inc-Dec-Gaming bzw. Inc-Dec-Gebotsverhalten	Betrifft in dieser Analyse ein Bietverhalten, bei dem Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt erhöhen (Increase) oder senken (Decrease), um durch gegenläufiges Verhalten am Flexibilitätsmarkt ihre Erlöse zu maximieren.
Independent System Operator (ISO)	Ein vom Netzeigentümer unabhängiger Netzbetreiber. In einem Knotenpreissystem könnte er Teile der Netzbetreiberaufgaben über alle einbezogenen Netzknoten übernehmen, insbesondere im Bereich des Engpassmanagements.
Intraday-Markt	Kurzfristige Stromhandelsgeschäfte für untertägige Stromlieferungen am → Spotmarkt
Knotenpreissystem („Nodal Pricing“)	In einem Knotenpreissystem werden die Strompreise für jeden Netzknoten (das heißt für jeden Einspeisepunkt und jeden Entnahmepunkt des Stromnetzes) grundsätzlich separat berechnet. Dadurch werden die Transportkapazitäten des Stromnetzes vollumfänglich bei der Strompreisbildung berücksichtigt.
Lastabwurf	Abschalten von Netzlast, um das Stromnetz zu stabilisieren.
Netzengpass	Situation, in der die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um den Transportbedarf zu befriedigen.
Netzknoten	Betrifft in dieser Analyse die Einspeise- oder Entnahmepunkte eines Stromnetzes.
Netzreserve bzw. Netzreservekraftwerk	Kraftwerke der Netzreserve werden von den ÜNB zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorgehalten, insbesondere zum Zweck des Redispatches. Sie nehmen nicht am Strommarkt teil.
Niederspannungsebene	Niederspannungsnetze mit einer Spannung 230 und 400 Volt dienen der Belieferung von Haushalten und anderen kleineren Verbrauchern mit Strom. Zunehmend erfolgt aber auch die Einspeisung von Strom auf Niederspannungsebene, vor allem durch Photovoltaik-Dachanlagen.
(n-1)-Sicherheit	Gewährleistung, dass das Netz auch bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels (zum Beispiel eines Transformators oder einer Leitung) oder einer wesentlichen Erzeugungseinheit (zum Beispiel eines Kraftwerks) noch sicher betrieben werden kann.
Redispatch	Um drohende Netzengpässe zu beheben, weisen Netzbetreiber Kraftwerke und Speicher „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass an, ihre Anlagenfahrpläne (Dispatch) anzupassen.
Regelenergie	Regelenergie dient dazu, das Gleichgewicht aus Einspeisung und Entnahme im Stromnetz zu gewährleisten und damit die Netzfrequenz von 50 Hertz zu halten.
Sektorenkopplung	Integrierter Betrieb des Energieversorgungssystems über alle Sektoren. Insbesondere soll Strom im Wärmesektor, im Verkehrssektor und in der Industrie genutzt werden.
Self Dispatch	In einem System des Self Dispatch entscheiden die Marktteilnehmer selbst über den Einsatz der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen. Bei einem Portfolio-basierten Self Dispatch geben sie Gebote für ihr Gesamtportfolio ab und übernehmen selbständig die Zuordnung verkaufter Energiemengen zu produzierenden Einheiten.
Spitzenkappung	Spitzenkappung bezeichnet ein Vorgehen bei der Netzplanung, bei dem Netze bewusst kleiner ausgelegt werden, als für die maximale Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien erforderlich wäre, weil die Kosten des Netzausbaus außer Verhältnis zu den Vorteilen eines Transports der vollen Strommenge stehen.

Spotmarkt	Am Spotmarkt werden kurzfristige Stromhandelsgeschäfte abgeschlossen. Der Spotmarkt besteht im Wesentlichen aus einem Day-Ahead-Markt und einem Intraday-Markt. Am Day-Ahead-Markt werden um 12.00 Uhr in einer Auktion Handelsgeschäfte für den Folgetag geschlossen (Markträumung, „Market Clearing“). Um kurzfristig Fehlmengen oder Überschüsse auszugleichen, sind ab 15:00 Uhr des Vortages Handelsgeschäfte am Intraday-Markt möglich.
Terminmarkt	Am Terminmarkt werden längerfristige Stromhandelsgeschäfte abgeschlossen. Die Vorlaufzeit kann mehrere Jahre betragen.
Übertragungsnetz	Das Übertragungsnetz dient der Energieübertragung über große Strecken (viele hundert bis tausende Kilometer) und dem großflächigen Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung. Darüber hinaus werden an das Übertragungsnetz sehr großer Kraftwerke oder Stromverbraucher angeschlossen. Übertragungsnetze werden in der Regel mit einer Nennspannung von 220 oder 380 Kilovolt betrieben (Höchstspannung).
Verteilungsnetz	(Elektrizitäts-)Verteilungsnetze sind die Netze, die für die Verteilung von elektrischer Energie bis zum Endkunden hin genutzt werden. Zunehmend speisen auch kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen in die Verteilungsnetze ein.
Wirkleistung	Wirkleistung ist in Abgrenzung zur → Blindleistung der Teil der elektrischen Leistung, der beim Verbraucher in andere nutzbare Energieformen wie mechanische Leistung oder thermische Leistung umgewandelt werden kann.

Zusammenfassung

Das aktuelle Marktdesign legt für Handelsgeschäfte an den allgemeinen Strommärkten (Termin- und Spotmärkte der Strombörsen, OTC-Geschäfte) ein engpassfreies Stromnetz innerhalb der deutschen Stromgebotszone zugrunde. Die Handelsgeschäfte führen zu einem Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen innerhalb der deutschen Gebotszone, der die begrenzten Transportkapazitäten und damit die Gefahr von Netzengpässen nur sehr eingeschränkt berücksichtigt. Stattdessen müssen Netzbetreiber bei drohenden Netzengpässen durch zusätzliche Maßnahmen eingreifen. Ein solcher Ansatz ist geeignet für Elektrizitätsversorgungssysteme, in denen nur langsame Veränderungen der Netznutzung auftreten, die im Wesentlichen durch Netzausbau aufgefangen werden können. So bleibt nur ein geringer Bedarf für korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber. Seit Jahren beschleunigen die Energiewende und die Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels die Veränderungen aber wesentlich. Damit verbunden ist der Umfang korrigierender Eingriffe der Netzbetreiber innerhalb der deutschen Stromgebotszone deutlich angestiegen.

Diese Entwicklung dürfte auch noch für längere Zeit anhalten. Vor diesem Hintergrund scheint es dringend geboten, zu prüfen, ob Kosteneffizienz und Effektivität des Engpassmanagements durch ein weiterentwickeltes Marktdesign verbessert werden können. Hierfür gibt es zwei wesentliche Ansatzpunkte. **Erstens** können Preissignale für beschränkte Transportkapazitäten den Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen beeinflussen. Der Markt kann auf diese Weise helfen, Netzengpässe bereits im Vorfeld zu vermeiden. Dies hätte Vorteile für die Effektivität des Engpassmanagements, soweit Netzbetreiber auf spätere Korrekturmaßnahmen verzichten können. Das könnte auch unter dem Gesichtspunkt der Kosten vorteilhaft sein. **Zweitens** können die Verfahren zur Beschaffung von Flexibilität verändert werden. Von großem Vorteil wäre, wenn durch wirtschaftliche Anreize das Angebot an Flexibilitäten zunähme und insbesondere auch Lasten verstärkt zur Leistungsaufnahme bei hohen Einspeisungen genutzt werden könnten. Ziel ist es, dass Netzbetreiber Flexibilität zur Beseitigung von Netzengpässen günstiger beschaffen können.

Um beide Handlungsfelder zu adressieren, werden fünf **Handlungsoptionen** zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements analysiert:

- Einführung eines Knotenpreissystems,
- Neuzuschnitt der einheitlichen deutschen Stromgebotszone,
- Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte,
- Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement sowie
- erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement.

Die Bewertung der Handlungsoptionen erfolgt anhand von fünf **Kriterien**:

- Effektivität des Engpassmanagements,
- kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung,
- Beitrag zum Klimaschutz,
- Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt sowie
- Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile dieser Optionen. Es zeigt sich, dass es keine „Silver Bullet“ gibt, also keine einfache Lösung, die alle Probleme beseitigen kann. Allerdings können die Optionen teilweise kombiniert werden, um verschiedene Aspekte zu adressieren und die jeweiligen Nachteile auszugleichen. So könnten beispielsweise ein Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone (Option 2) oder auslastungsorientierte Netzentgelte (Option 3) dafür sorgen, dass Netzengpässe bereits beim Dispatch berücksichtigt werden. Immer noch auftretende Engpässe könnten von Netzbetreibern zu geringeren Kosten behoben werden, wenn die marktbasierende Beschaffung ausgeweitet (Option 4) oder erhöhte Anreize für die nicht marktbasierende Beschaffung eingeführt würden (Option 5). Allerdings haben alle Optionen auch Nachteile, die sorgfältig abgewogen werden müssen. Im Folgenden werden die fünf Optionen tabellarisch dargestellt und ein Fazit aus ihren Vor- und Nachteilen gezogen.

Handlungsoptionen, um Netzengpässe bereits bei der Einsatzplanung der Anlagen (Dispatch) zu berücksichtigen

Ein **Knotenpreissystem** legt gesonderte Strompreise für alle Einspeise- und Entnahmepunkte von Erzeugungs- sowie gegebenenfalls Speicher- und Verbrauchsanlagen unter Berücksichtigung der Stromerzeugungskosten und der Netzsituation sowie gegebenenfalls weiterer Parameter fest. Konzeptionell sind Knotenpreise zur Vermeidung von Netzengpässen ideal, da durch sie die externen Effekte, die durch die Engpässe entstehen, sämtlich durch die Preise internalisiert werden. Die Einführung von Knotenpreisen würde allerdings eine sehr weitreichende Umgestaltung des derzeitigen Marktdesigns bedeuten und ist erheblichen Einwänden ausgesetzt. Erforderlich wäre zum einen eine Intensivierung der Kontrolle marktmachtbedingter Preissetzungsspielräume, da die Gefahr marktbeherrschender Stellungen aufgrund veränderter räumlicher Marktabgrenzung erheblich zunehmen würde. Darüber hinaus wäre die Einführung eines Knotenpreissystems, das die Verteilernetzebene einbezieht, mit großem Aufwand verbunden. Die Netzengpässe in den Verteilernetzen gewinnen jedoch zunehmend an Bedeutung. Ferner stehen die Engpässe in den Verteilernetzen in enger Wechselwirkung mit Netzengpässen auf der Übertragungsnetzebene. Schließlich stellt ein Knotenpreissystem Anforderungen an eine einheitliche Netzbetriebsführung. Deren Umsetzbarkeit erscheint im Falle der Einbeziehung von Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber – gerade im grenzüberschreitenden Bereich – sehr problematisch. Im Ergebnis wird ein Knotenpreissystem derzeit nicht als vorrangige Handlungsoption angesehen. Ein hypothetisches, optimal funktionierendes Knotenpreissystem könnte aber als Benchmark für andere Ausgestaltungen des Engpassmanagements herangezogen werden.

	Option 1 Einführung eines Knotenpreissystems	Option 2 Neuzuschnitt der Stromgebotzone	Option 3 Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte	Option 4 Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität	Option 5 Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität
Kategorie	Dispatch	Dispatch	Dispatch	Flexibilität	Flexibilität
Betroffene Netzebenen	Primär Höchst- und Hochspannungsnetz	Höchstspannungsnetz	Primär Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz	Primär Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz	Primär Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz
Effektivität	Hoch	Höher als im Status quo. Je besser Netzengpässe abgebildet werden, desto effektiver	Je nach Ausgestaltung mäßig bis hoch	Höher als im Status quo	Höher als im Status quo
Kurzfristige Kosten	Stark reduzierter Flexbedarf Risiko von Kostensteigerungen für den Stromhandel	Reduzierter Flexbedarf Risiko von Kostensteigerungen für den Stromhandel	Reduzierter Flexbedarf Auswirkungen auf den Stromhandel näher zu prüfen	Größeres Flexangebot Risiko von Marktmacht, Inc-Dec	Größeres Flexangebot Risiko von höheren Flexkosten, Inc-Dec
Beitrag Klimaschutz	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo
Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt	Grenzüberschreitende Anwendung schwierig	Gut vereinbar	Neutral	Gut vereinbar	Gut vereinbar
Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand	Umsetzbarkeit schwierig, sehr hoher Umsetzungsaufwand	Hoher und ggf. wiederkehrender Umsetzungsaufwand	Sehr hoch für die Entwicklung eines Systems auslastungsorientierter Netzentgelte, hoch für die laufende Durchführung	Hoher Umsetzungsaufwand	Mäßiger Umsetzungsaufwand
Option kombinierbar mit ...	Optionen 3, 4, 5	Optionen 3, 4, 5	Optionen 1, 2, 4, 5	Optionen 1, 2, 3, 5	Optionen 1, 2, 3, 4

Tabelle 1: Vergleich der Handlungsoptionen

Ein **Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotzone** könnte dazu beitragen, strukturelle Netzengpässe besser abzubilden und damit bereits beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen. Allerdings fehlt es bislang an Klarheit darüber, inwieweit sich Netzengpässe über statische Zonengrenzen

in hinreichendem Umfang erfassen lassen. Auch ist nicht klar, wie häufig spätere Anpassungen der Zonengrenzen erforderlich werden können, um Verlagerungen struktureller Netzengpässe aufgrund von Netzausbau und veränderter Netznutzung Rechnung zu tragen. Ebenso wenig besteht Klarheit über die handelsseitigen Kosteneffekte einer Veränderung und insbesondere einer etwaigen Verkleinerung von Gebotszonen. Negative Effekte für den Stromhandel können sich gerade aus der Gefahr eines wiederkehrenden Neuzuschnitts von Gebotszonen und damit verringerter Planungssicherheit ergeben. Die handelsseitigen Kosteneffekte müssten näher untersucht und möglichst quantifiziert werden, um sie gegen die Kostenvorteile eines Neuzuschnitts der Gebotszone abwägen zu können. Darüber hinaus können gebotszoneninterne Netzengpässe durch Anwendung dieser Handlungsoption nicht verhindert werden. Bei relativ groß zugeschnittenen Gebotszonen (zum Beispiel einer nord- und einer süddeutschen Gebotszone) dürfte die Gefahr von Netzengpässen in erheblichem Umfang fortbestehen.

Bei **Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte** würden die Entgelte für die Netznutzung in Abhängigkeit von dem Grad der Netzauslastung und damit der Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen ansteigen. Eine solche Umgestaltung der Netzentgeltsystematik kann Anreize setzen, gebotszoneninterne Begrenzungen der Transportkapazität bereits beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen, und fügt sich zugleich in die bestehende Systematik (gebotszonenweite Strompreisbildung, gesonderte Netzentgelte) ein. Sie kommt daher grundsätzlich als Mittel in Betracht, um die Entstehung gebotszoneninterner Netzengpässe bereits im Vorfeld zu vermeiden. Hinsichtlich der näheren Ausgestaltung gibt es allerdings kaum praktische Erfahrungen und auch wenige theoretische Untersuchungen. Insofern wäre eine Erprobung sinnvoll, die die Engpasssituation zunächst nur grob abbildet und eine übermäßig einschränkende Wirkung der Netzentgelte vermeidet. Hierbei sollten Erfahrungen gesammelt werden, wie die Netzentgeltsignale zu bemessen sind und inwieweit hiervon eine Steuerungswirkung für den Anlagendispach zu erwarten ist. Die Marktteilnehmer würden in einem solchen System über größere Spielräume verfügen, um Geschäftsmodelle auf Grundlage der (erwarteten) Energiepreise und Netzentgelte zu entwickeln, als bei der Knotenpreisbildung durch einen zentralen Akteur.

Handlungsoptionen zur Beschaffung von Flexibilität

Derzeit greifen Netzbetreiber in erheblichem Umfang in den Dispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen und in geringem Umfang auch von Verbrauchsanlagen ein, um Netzengpässe zu beheben. Netzbetreiber werden voraussichtlich weiterhin in erheblichem Umfang auf Flexibilität Dritter für das Engpassmanagement zurückgreifen müssen, selbst wenn Netzengpässe zukünftig verstärkt schon im Vorfeld vermieden werden sollten. Zugleich werden konventionelle Großkraftwerke, die bislang vorwiegend zur Flexibilitätsbereitstellung herangezogen werden, in immer geringerem Umfang zur Verfügung stehen. Damit gewinnt die Nutzung von Flexibilität aus kleineren Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie insbesondere auch aus Verbrauchsanlagen zunehmend an Bedeutung. Insoweit erscheint es wichtig, Flexibilität aus solchen Anlagen besser verfügbar zu machen als im derzeitigen System. Bislang wird Flexibilität für das Engpassmanagement überwiegend durch nicht marktbasierende Mechanismen beschafft, die den Anlagenbetreiber zur Bereitstellung von Flexibilität gegen kostenbasierte

Vergütung verpflichten. Zur verbesserten Verfügbarkeit von Flexibilität wurden zwei weitere Handlungsoptionen untersucht.

Eine Ausweitung der **marktbasierten Beschaffung von Flexibilität** entspricht dem Leitbild einer Wettbewerbsordnung, demzufolge die Koordinierung von Angebot und Nachfrage über Märkte erfolgt, soweit kein Marktversagenstatbestand (zum Beispiel marktbeherrschende Stellung von Flexibilitätsanbietern) vorliegt. Funktionierende Märkte setzen in der Regel effiziente Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität einschließlich lastseitiger Flexibilität und können weiteres Innovationspotenzial freisetzen. Ausgeschlossen werden muss hierbei allerdings ein Bietverhalten ohne Nutzen für das Energieversorgungssystem. Marktteilnehmer dürfen nicht die Möglichkeit erhalten, Netzengpässe durch Vermarktung zusätzlicher Kapazitäten am Spotmarkt gezielt hervorzurufen oder zu verstärken in der Erwartung, dass der Netzbetreiber diese Kapazitäten anschließend zur Engpassbehebung am Flexibilitätsmarkt „zurückkaufen“ muss. Andere Fallgestaltungen, in denen ein Marktteilnehmer zum Beispiel Flexibilität am Spotmarkt zurückhält, um diese am Flexibilitätsmarkt zu einem höheren Preis zu verkaufen, widersprechen demgegenüber nicht grundsätzlich einer Wettbewerbsordnung. Vielmehr spiegelt der Spotmarktpreis in einer einheitlichen deutschen Stromgebotszone nicht den besonderen (räumlich begründeten) Wert dieser Flexibilität wider. Er setzt dementsprechend keine Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung und Innovation, die ihrerseits kostensenkend wirken können. Hier ist eine weitere Diskussion der Vor- und Nachteile eines solchen („strategischen“) Bietverhaltens erforderlich. Darüber hinaus kann ein solches Bietverhalten, soweit es negativ bewertet wird, durch regulatorische Kontrollmechanismen zumindest begrenzt werden. Marktbasierte Ansätze wie zum Beispiel regionale Flexibilitätsmärkte sollten daher weiter geprüft werden.

Hindernisse wie Marktmachtprobleme oder höherer Flexibilitätsbedarf und höhere Kosten bei strategischem Bietverhalten können dafürsprechen, Flexibilität für das Engpassmanagement zumindest teilweise nicht marktbasiert zu beschaffen. **Erhöhte wirtschaftliche Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung** können die Offenlegung und Bereitstellung bestehenden und die Erschließung zusätzlichen Flexibilitätspotenzials verbessern. Dafür muss die Vergütung so bemessen werden, dass sie den Anlagenbetreiber in begrenztem Umfang wirtschaftlich besserstellt, als er ohne die Maßnahme des Netzbetreibers stünde. Ein derartiger Ansatz begrenzt die Mehrkosten gegenüber einer rein kostenbasierten Vergütung – insbesondere auch bei Vorliegen von Marktversagenstatbeständen oder strategischem Bietverhalten. Bei der näheren Ausgestaltung wäre zu klären, wie Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung in eine kostenbasierte Vergütung integriert werden können. Das gilt auch für die erforderliche Höhe wirtschaftlicher Anreize, um Wirkung zu entfalten. Zur Bewertung dieser Handlungsoption müsste außerdem geklärt werden, inwieweit damit Kostenvorteile erzielt werden könnten, die die Kosten der zusätzlichen Flexibilitätsanreize überkompensieren.

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte ableiten:

- Geeignete **Preissignale** können dafür sorgen, verfügbare Transportkapazitäten bei der Einsatzplanung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen und Netzengpässe bereits **im Vorfeld zu vermeiden**. Sie können sowohl beim Stromgroßhandelspreis als auch bei den Netzentgelten ansetzen. Solche Ansätze sollten verstärkt geprüft werden.

- **Auslastungsorientierte Netzentgelte** haben den Vorteil, dass sie sich in das derzeitige System einer einheitlichen deutschen Stromgebotszone integrieren lassen. Allerdings müsste ein solcher Ansatz zunächst ausgearbeitet und erprobt werden.
- Die **marktbasierte Beschaffung von Flexibilität** zur Behebung verbleibender Netzengpässe entspricht dem Leitbild einer Wettbewerbsordnung. Sie würde Anreize setzen, Flexibilitätspotenziale gerade auch auf der Lastseite besser zu nutzen und Innovationspotenziale zu erschließen. Die Funktion der Strom- und Flexibilitätsmärkte müsste allerdings kontrolliert werden. Ähnliches gilt, wenn erhöhte finanzielle Anreize das heutige System einer kostenbasierten Beschaffung ergänzen würden. Solche Ansätze sollten weiterverfolgt werden.
- Alle Handlungsoptionen sind mit **Vor- und Nachteilen** verbunden. Für ein bestmögliches Ergebnis sollte daher auch eine **Kombination** von Handlungsoptionen in Betracht gezogen werden.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Private Haushalte und Wirtschaft sind gleichermaßen auf eine sichere und bezahlbare Stromversorgung angewiesen. Bei dem Transport des Stroms über die Übertragungs- und Verteilernetze kommt es jedoch zunehmend zu Netzengpässen, weil der Transportbedarf die Transportkapazität der Stromnetze übersteigt. Bei einem Netzengpass werden die Grenzwerte für die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln oder für die Netzspannung überschritten. Die Ursache für Netzengpässe liegt vielfach in einer veränderten Netznutzung, für die das Netz nicht ausgelegt ist. Eine Veränderung der Netznutzung kann sich insbesondere durch Zubau oder Verlagerung von Erzeugung, Last oder Speicherung oder durch zunehmende oder veränderte Stromtransite ergeben, wie sie vor allem die Energiewende und der Ausbau der europäischen Energieunion hervorrufen. Darüber hinaus können Netzengpässe auftreten, wenn das Netz bewusst kleiner ausgelegt wird als der zu erwartende Transportbedarf, weil die Kosten des Netzausbaus nicht im Verhältnis zu dem Wert der nicht transportierbaren Strommenge stehen (sogenannte Spitzenkappung). Schließlich können sich Netzengpässe auch aus dem geplanten oder ungeplanten Ausfall von Netzbetriebsmitteln ergeben (siehe Kapitel 2).

Netzengpässe können zu Einschränkungen der Versorgungssicherheit¹, insbesondere der Netz- und Systemsicherheit, führen. Zugleich verursacht die Bewältigung von Netzengpässen (das „Engpassmanagement“) Kosten. Die Kosten der Netzbetreiber für Maßnahmen des Engpassmanagements beliefen sich im Jahr 2018 auf rund 1,4 Milliarden Euro², in 2019 auf etwa 1,2 Milliarden Euro³. Das Engpassmanagement hat damit erhebliche Bedeutung für Funktionsfähigkeit und Kosten des Elektrizitätsversorgungssystems. Mit voranschreitender Sektorenkopplung⁴ gewinnt es darüber hinaus auch für Funktionsfähigkeit und Kosten anderer Sektoren des Energieversorgungssystems an Bedeutung, in denen Strom oder strombasierte Energieträger eingesetzt werden. Zugleich eröffnet die Sektorenkopplung neue Spielräume, um Netzengpässe im Stromnetz durch Umwandlung von Strom in andere Energieträger auf für das Energieversorgungssystem insgesamt effiziente Weise zu bewältigen. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, das Marktdesign für das Engpassmanagement auf mögliche Verbesserungen zu untersuchen, wie auch in der Vielzahl von Studien und Demonstrationsprojekten zum Engpassmanagement zum Ausdruck kommt.

¹ Versorgungsempässe können auch unabhängig von Netzengpässen auftreten, wenn die Stromnachfrage das Stromangebot übersteigt. Dies könnte zum Beispiel der Fall sein, wenn in Zeiten fehlenden Dargebots von Wind- und Solarenergie nicht ausreichend Strom erzeugt werden kann. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

² BNetzA/BKartA 2020.

³ BNetzA 2020-1.

⁴ Die Sektorenkopplung verbindet die Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität zu einem integrierten Energiesystem. Die Sektorenkopplung ermöglicht, Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme- und Verkehrssektor einzusetzen. Dabei kommen Technologien wie Elektromobilität, Wärmepumpen und die Erzeugung von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen mit Hilfe von Strom (z.B. durch Power-to-Gas-Verfahren) zum Einsatz.

1.2 Gang der Darstellung

Diese Analyse geht zunächst auf die Notwendigkeit des Engpassmanagements ein. Dabei ist zu konstatieren, dass Netzengpässe im Zuge der Energiewende und der europäischen Energieunion zugenommen haben und voraussichtlich, nicht zuletzt aufgrund verstärkter Stromnutzung im Rahmen der Sektorenkopplung, mindestens noch mittelfristig in größerem Umfang fortbestehen werden (siehe Kapitel 2).

Im Folgenden werden drei mögliche Regelungsfelder für eine Veränderung des Marktdesigns unterschieden und der derzeitige Regelungsrahmen jeweils im Überblick dargestellt. Ein erstes Regelungsfeld betrifft den Einsatz eigener Betriebsmittel der Netzbetreiber für Zwecke des Engpassmanagements, etwa durch Netzschaltungen oder den Einsatz von Anlagen zur Blindleistungskompensation (siehe Kapitel 3.1). Das zweite Regelungsfeld beschäftigt sich mit der Steuerung der Einsatzentscheidungen von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen (Dispatch), um die Gefahr von Netzengpässen generell und im Vorfeld zu verringern. Mögliche Instrumente sind vor allem die Einführung eines Knotenpreissystems, die verbesserte Ausrichtung zentraler Preissysteme an strukturellen Netzengpässen sowie die Orientierung der Netzentgelte an der Netzauslastung (siehe Kapitel 3.2). Drittens schließlich bedarf es geeigneter Instrumente der Netzbetreiber zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement, wenn die Gefahr eines Netzengpasses eingetreten ist. In der Diskussion steht hier vor allem die Frage, ob und inwieweit Flexibilität marktbasierend beschafft werden soll oder aber – insbesondere aufgrund der Gefahr marktmachtbedingter Verzerrungen und strategischen Bietverhaltens – nicht marktbasierend (siehe Kapitel 3.3).

Anschließend werden fünf Kriterien dargestellt, die bei dem Marktdesign für das Engpassmanagement zu berücksichtigen sind: Das Engpassmanagement soll Netzengpässe effektiv und zu möglichst geringen Kosten vermeiden oder beheben. Besonders betrachtet werden die Auswirkungen auf den Klimaschutz und den EU-Elektrizitätsbinnenmarkt. Schließlich muss ein neues Marktdesign rechtlich und praktisch umsetzbar sein, und der Umsetzungsaufwand muss in angemessenem Verhältnis zu den erwarteten Vorteilen stehen (siehe Kapitel 4).

Auf Grundlage dieser Überlegungen zu Gestaltungsspielräumen und Kriterien des Marktdesigns für das Engpassmanagement werden fünf Handlungsoptionen hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile diskutiert. Es handelt sich um die Einführung eines Knotenpreissystems (siehe Kapitel 5.1), den Neuzuschnitt der bislang einheitlichen deutschen Stromgebotszone (siehe Kapitel 5.2), die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte (siehe Kapitel 5.3), die Ausweitung der marktbasierenden Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement (siehe Kapitel 5.4) sowie gesteigerte Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität bei nicht marktbasierender Beschaffung (siehe Kapitel 5.5). Diese Handlungsoptionen können häufig auch miteinander kombiniert werden.

2 Netzengpässe im Stromnetz als Herausforderung für das Energieversorgungssystem

Eine sichere und zuverlässige Elektrizitätsversorgung setzt voraus, dass die technischen Parameter, die letztlich die Transportkapazität des Stromnetzes bestimmen, im Betrieb eingehalten werden (siehe Kapitel 2.1). Diese Anforderung gewinnt im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Einerseits verschärft die steigende Nutzung von Strom in anderen Sektoren wie Wärmeversorgung und Mobilität die Engpassgefahr zusätzlich, andererseits eröffnet dies zugleich neue Nutzungsmöglichkeiten für Strommengen, die engpassbedingt nicht im Stromsektor genutzt werden können (siehe Kapitel 2.2).

2.1 Inhalt und Notwendigkeit des Engpassmanagements

Ein Netzengpass liegt vor, wenn der Transportbedarf die vorhandene Transportkapazität für Strom in den Übertragungs- oder Verteilernetzen übersteigt. Der physikalischen Ursache nach kann zwischen strombedingten Netzengpässen, bei denen die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln überschritten wird, und spannungsbedingten Netzengpässen, bei denen die zulässigen Spannungsbänder nicht eingehalten werden, unterschieden werden.⁵ Bei der Festlegung der Strombelastbarkeit und der Spannungsbänder sind jeweils gewisse Sicherheitsmargen einzuhalten. Insbesondere ist in der Regel zu gewährleisten, dass das Netz auch bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels (zum Beispiel eines Transformators oder einer Leitung) oder einer wesentlichen Erzeugungseinheit (zum Beispiel eines Kraftwerks) noch sicher betrieben werden kann ((n-1)-Sicherheit).⁶ Über die sogenannte Netzreserve (vgl. § 13d EnWG) werden seit dem Jahr 2016 auch systemrelevante Mehrfachfehler, also nicht nur Einfachfehler („n-1“), berücksichtigt und hierzu Reservekraftwerke vorgehalten.⁷ Bei diesem präventiven Ansatz werden häufig redundante Netzbetriebsmittel für den Einsatz bei Netzfehlern vorgehalten – mit der Folge, dass das Netz geringer ausgelastet wird als technisch möglich.⁸ Der Begriff „Netzengpass“ wird in dieser Untersuchung somit auf die physikalischen Grenzwerte bezogen.⁹ Netzengpässe können daher nicht nur aus Stromhandelsgeschäften resultieren, die zu Grenzwertverletzungen führen würden, sondern auch aus ungeplanten Lastflüssen, Ringflüssen oder Transiten.¹⁰ Umgekehrt

5 Vgl. Deutscher Bundestag 2011-1 (Gesetzesbegründung zum EEG 2012); BNetzA/BKartA 2019.

6 Vgl. VDN 2007; 50Hertz et al. 2018, zum (n-1)-Kriterium in der Netzplanung vgl. 50Hertz et al. 2019-1. Vorgaben zur (n-1)-Sicherheit ergeben sich nunmehr aus Art. 35 der Leitlinie Übertragungsnetzbetrieb (Verordnung (EU) 2017/1485).

7 Vgl. § 2 Abs. 2 S. 3 NetzResV, 2019; Deutscher Bundestag 2016-1; BMWi 2019-1.

8 Als Alternative wird die „kurative“ beziehungsweise „reaktive“ Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit diskutiert, bei der Systemautomatiken unmittelbar nach Netzfehlern dafür sorgen, dass die (n-1)-Sicherheit wiederhergestellt wird, vgl. BMWi 2019-2; Möhrke et al. 2019. Vgl. auch § 11 Abs. 3 EnWG, 2020 (dazu unten 3.1.2).

9 Vgl. auch Art. 2 Nr. 18 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement („physikalischer Engpass“).

10 Demgegenüber bezeichnet der Begriff „Engpass“ in Art. 2 Nr. 4 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EltBMVO) eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können (Verordnung (EU) 2019/943).

können Netzengpässe nicht nur durch Einschränkung von Stromhandelsgeschäften behoben werden, sondern auch durch andere Instrumente wie zum Beispiel Netzschaltungen oder Countertrading.¹¹

Netzengpässe gefährden die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Zum einen können Grenzwertüberschreitungen zum Ausfall oder zur Beschädigung von Netzbetriebsmitteln und von angeschlossenen Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen führen und müssen daher vermieden werden. Zum anderen können Stromhandelsgeschäfte aufgrund drohender Grenzwertverletzungen undurchführbar werden, was die Versorgungssicherheit der Stromverbraucher infrage stellt. Das Engpassmanagement muss, soweit möglich, die Belieferung der Verbraucher trotz begrenzter Transportkapazitäten gewährleisten. Mit dem Begriff „Engpassmanagement“ werden in dieser Untersuchung daher alle Instrumente bezeichnet, die dazu dienen, die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld auszuschließen (Engpassvermeidung) oder die bestehende Gefahr eines Netzengpasses zu beseitigen (Engpassbehebung),¹² um die Versorgungssicherheit möglichst zu gewährleisten. „Vermieden“ oder „beheben“ werden letztlich also die Gefahren für die Versorgungssicherheit aufgrund von Netzengpässen.

Die Beschränkung auf den „Betrieb des Stromnetzes“ beinhaltet dabei eine Betrachtung unter Zugrundelegung des vorhandenen Anlagenbestands. Nicht einbezogen werden hingegen Instrumente zur Steuerung des Netzausbaus oder des Baus von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen.¹³ Zwar hat die Anlagenentwicklung großen Einfluss auf die Entstehung oder Vermeidung von Netzengpässen; diesbezügliche Steuerungsinstrumente werfen jedoch zusätzliche Fragen im Hinblick auf die Investitionsentscheidungen auf und benötigen in der Regel einen größeren zeitlichen Vorlauf. Um ein vollständiges Bild zu erhalten, müssten zudem weitere Handlungsoptionen (Ausweisung von Netzausbaugebieten, Zu- oder Abschläge in den Auktionen für Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien etc.) berücksichtigt werden, die nicht im Fokus dieser Analyse stehen. Eine solche Investitionssteuerung bedarf daher einer eigenen Untersuchung.

Das Engpassmanagement im hier verwendeten Sinn umfasst zunächst den Einsatz eigener Betriebsmittel der Netzbetreiber, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Hierzu gehören etwa Netzschaltungen oder der Einsatz lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren oder (zukünftig) Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (siehe Kapitel 3.1). Zum Engpassmanagement gehört weiterhin die Steuerung der Einsatzentscheidungen von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter (Dispatch), um die Gefahr von Netzengpässen generell und im Vorfeld zu verringern. Mögliche Instrumente sind vor allem die Einführung eines Knotenpreissystems, die verbesserte Ausrichtung zentraler

11 Countertrading bezeichnet nach Art. 2 Nr. 27 EltBMVO den Abschluss eines gegenläufigen und gebotszonenübergreifenden Handelsgeschäfts zur Entlastung eines Netzengpasses, bei dem positive Wirkleistung durch Anlagen „hinter dem Netzengpass“ zur Verfügung gestellt und durch Anlagen „vor dem Netzengpass“ genutzt wird. Solche gegenläufigen Handelsgeschäfte sind auch innerhalb der deutschen Gebotszone bei regelzonenübergreifenden Geschäften möglich, vgl. BNetzA/BKartA 2019; Ruge 2019.

12 Die Engpassbehebung umfasst nach dieser Definition die Beseitigung sowohl erwarteter als auch eingetretener Netzengpässe.

13 Zu einer ähnlichen Unterscheidung vgl. auch E-Bridge/IAEW 2019, die den netzdienlichen Nutzen von Flexibilität sowohl in Bezug auf Investitionsentscheidungen (Netzplanung) als auch auf Engpassmanagement (Netzbetrieb) ansprechen. Die Monopolkommission 2017 unterscheidet zwischen kurzfristigem und langfristigem Engpassmanagement, ähnlich Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

Preissysteme an strukturellen Netzungspässen sowie die Orientierung der Netzentgelte an der Netzauslastung (siehe Kapitel 4.2). Drittens schließlich bedarf es geeigneter Instrumente der Netzbetreiber zur Beschaffung von Flexibilität Dritter, wenn die Gefahr eines Netzungspasses konkret besteht. „Flexibilität“ bedeutet hierbei, dass Dritte bei Inanspruchnahme der von ihnen abgegebenen Angebote oder in Reaktion auf externe Signale kurzfristig Wirkleistung einspeisen oder beziehen.¹⁴ Dritte können Flexibilität einerseits durch Korrektur bereits getroffener Einsatzentscheidungen für Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen („Redispatch“ im Wortsinn) und andererseits durch erstmalige Einsatzentscheidungen für weitere Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen bereitstellen (siehe Kapitel 4.3).¹⁵

Das Engpassmanagement dient im Falle strombedingter Netzungspässe der Senkung der Wirkleistungsbelastung von Netzbetriebsmitteln durch Verringerung der dortigen Lastflüsse. Zugleich muss eine ausgeglichene Systembilanz auch bei der veränderten Wirkleistungsbelastung sichergestellt werden, um die Einhaltung der Netzfrequenz von 50 Hertz zu gewährleisten. Im Falle des strombedingten Redispatch ist daher ein energetischer Ausgleich erforderlich, um dem veränderten Anlagenfahrplan Rechnung zu tragen. Sowohl die Entlastung des Netzungspasses als auch der energetische Ausgleich können durch einspeiseseitige wie entnahmeseitige Anpassungen der Wirkleistungsbelastung des Stromnetzes erzielt werden.¹⁶ Werden strombedingte Netzungspässe durch hohe Einspeisung hervorgerufen, so kann „vor“ dem Netzungspass entweder die Netzeinspeisung reduziert oder die Wirkleistungsentnahme aus dem Netz erhöht werden. Für den energetischen Ausgleich kann „hinter“ dem Netzungspass die Einspeisung in das Netz erhöht oder die Entnahme aus dem Netz reduziert werden. Bei lastseitig verursachten Netzungspässen geht es umgekehrt um die Reduzierung der Entnahme oder die Erhöhung der Einspeisung „hinter“ dem Netzungspass. „Vor“ dem Netzungspass muss zum energetischen Ausgleich die Einspeisung sinken oder die Entnahme steigen.

Im Falle spannungsbedingter Netzungspässe soll durch das Engpassmanagement die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes gewährleistet werden. In der Regel erfordert dies eine Anpassung der Blindleistungseinspeisung.¹⁷ Sollen Kraftwerke die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen, kann eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung der Kraftwerke erforderlich werden, sei es durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke.¹⁸ Auch bei spannungsbedingten Netzungspässen ist in diesem Fall ein energetischer Ausgleich der veränderten Wirkleistungseinspeisung erforderlich. Teilweise kann anstelle der Anpassung der Blindleistungseinspeisung auch unmittelbar ein Wirkleistungsredispatch erfolgen, um die Einhaltung des Spannungsbandes zu gewährleisten.

In der Regel treten Netzungspässe nur vorübergehend auf, bis das Netz bedarfsgerecht ausgebaut worden ist. Zu diesem Netzausbau sind die Netzbetreiber gemäß

14 Vgl. auch Art. 2 Nr. 20 Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (ElBmRL) (zur Laststeuerung) (Richtlinie (EU) 2019/944); BNetzA 2017-1.

15 Vgl. Deutscher Bundestag 2019-1.

16 Häufig wird von „Redispatch der Erzeugung“ beziehungsweise „Redispatch der Last“ gesprochen.

17 Auf die zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte erfolgende Anpassung von Blindleistungseinspeisung oder -entnahme selbst wird in dieser Studie nicht eingegangen, da ein anderer Produktmarkt betroffen ist, für den das Marktdesign gesondert untersucht werden müsste.

18 BNetzA/BKartA 2019.

§ 11 Abs. 1 S. 1 EnWG und den zugrunde liegenden unionsrechtlichen Normen¹⁹ grundsätzlich verpflichtet. Erweiterte Netzausbauverpflichtungen gelten für EE- und Grubengas-Anlagen nach § 12 EEG 2017 sowie für hocheffiziente KWK-Anlagen gemäß § 3 Abs. 1 S. 2 KWKG i. V. m. § 8 Abs. 4 und § 12 EEG 2017. Auch dem liegen unionsrechtliche Verpflichtungen zugrunde.²⁰ In gewissem Umfang können Netzengpässe aber dennoch längerfristig bestehen, insbesondere soweit Netzbetreiber ausdrücklich nicht verpflichtet sind, jeglichen Netzengpass zu beseitigen (kein Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“). Gemäß § 11 Abs. 2 EnWG dürfen Netzbetreiber ihrer Netzplanung im Rahmen der sogenannten Spitzenkappung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossene Erzeugungsanlage aus Windenergie an Land oder aus solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf. Nach der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EltBMVO)²¹ darf bei der Netzplanung ein Redispatch von EE-Strom sogar in erweitertem Umfang berücksichtigt werden, wenn dies wirtschaftlich effizienter ist und 5 Prozent der jährlichen Erzeugung in EE-Anlagen nicht überschreitet. Mitgliedstaaten, in denen EE-Strom mindestens 50 Prozent des jährlichen Bruttoendstromverbrauchs ausmacht, dürfen abweichende Regelungen treffen.

2.2 Netzengpässe in der Energiewende

Die Energiewende hat wesentliche Auswirkungen auf die Entstehung von Netzengpässen und das Engpassmanagement. Im Folgenden werden zunächst die im Zuge der Energiewende entstehenden Herausforderungen dargestellt, die sich aus einer veränderten Auslastung der inländischen, aber auch der ausländischen Elektrizitätsversorgungsnetze und der Grenzkuppelstellen ergeben. Anschließend wird auf die damit einhergehenden erweiterten Möglichkeiten des Engpassmanagements eingegangen.

Das Elektrizitätsversorgungsnetz wurde auf Grundlage der bei seiner Planung vorliegenden Informationen zur Verbindung von Kraftwerken und Verbrauchern errichtet und in der Folge eher graduell verändert. Die Energiewende führt jedoch zu einer deutlichen Verlagerung von Stromflüssen, für die das Elektrizitätsversorgungsnetz bislang nicht ausgelegt ist. Dies betrifft zunächst die Verlagerung der Stromeinspeisung. Einerseits fallen Kraftwerksstandorte durch den Kernenergieausstieg und den Kohleausstieg weg. Auch im Übrigen wird die inländische Versorgung aus konventionellen Anlagen zunehmend durch (häufig finanziell geförderte) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit überwiegend niedrigeren variablen Erzeugungskosten verdrängt. Andererseits entstehen neue Erzeugungsstandorte für EE-Anlagen an anderer Stelle. Die Netznutzung wird hierbei zudem durch Wettereinflüsse beeinflusst, sodass in den Wintermonaten die Windenergieeinspeisung in der Regel zunimmt und die Einspeisung solarer Strahlungsenergie abnimmt, während es sich in den Sommermonaten in der Regel umgekehrt verhält.²² Häufig sind EE-Anlagen aufgrund geringerer Dimensionierung auch nicht mehr an das Übertragungsnetz, sondern an das

19 Die Netzausbauverpflichtung ergibt sich derzeit für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus Art. 12 der Richtlinie 2009/72/EG und für Verteilnetzbetreiber (VNB) aus Art. 25 der Richtlinie 2009/72/EG. Die bis zum 31.12.2020 umzusetzende neue EltBMRL (Richtlinie (EU) 2019/944) enthält entsprechende Regelungen für VNB in Art. 31 und für ÜNB in Art. 40.

20 Vgl. Art. 16 Abs. 2 Buchst. a) der noch geltenden EE-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG). Ab dem 01.01.2020 ergibt sich eine ähnliche Verpflichtung aus Art. 13 Abs. 5 Buchst. a) EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943).

21 Verordnung (EU) 2019/943. Vgl. dort Art. 13 Abs. 5 Buchst. a).

22 Vgl. etwa BMWi 2019-1.

Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen, sodass erzeugungsseitige Netzengpässe auch auf den unteren Netzebenen verstärkt auftreten. Neben strombedingten Netzengpässen können insbesondere auch spannungsbedingte Netzengpässe aufgrund des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen in den unteren Netzebenen entstehen. Darüber hinaus können auch lastseitige Netzengpässe aufgrund veränderter Stromflüsse häufiger auftreten. Ausschlaggebend sind vor allem neue Stromanwendungen wie Wärmepumpen und E-Mobilität mit möglichen hohen Gleichzeitigkeiten bei der Netznutzung und dadurch erhöhten Lastspitzen. Auch derartige lastseitige Netzengpässe können insbesondere auf den unteren Netzebenen auftreten.

Hinzu kommt eine Steigerung der Gesamterzeugungskapazität im Rahmen der Energiewende, die die erzeugungsseitige Netzbelastung erhöhen kann. Eine Steigerung der Gesamterzeugungskapazität ist zum einen erforderlich, um eine möglichst weitreichende Deckung des Strombedarfs durch EE-Anlagen auch in Zeiten eingeschränkter Verfügbarkeit fluktuierender Energiequellen (Wind und Sonne) zu erzielen. Zum anderen ist eine Steigerung der Gesamterzeugungskapazität durch die Notwendigkeit begründet, Strom aus erneuerbaren Energien zunehmend in anderen Sektoren, insbesondere dem Wärmesektor, dem Verkehrssektor und der Industrie, zu nutzen, um die dortigen Treibhausgasemissionen zu senken („Sektorenkopplung“). Damit einher geht voraussichtlich eine Steigerung der Gesamtlast des Stromnetzes, die ihrerseits zu Netzengpässen führen kann.

In der Konsequenz ergeben sich auch Veränderungen im internationalen Stromhandel. Einerseits kann der Export konventionell erzeugten Stroms zunehmen, wenn dieser von preisgünstigerem EE-Strom im Inland verdrängt wird. Andererseits kann es zu einem zunehmenden Export von EE-Strom in Zeiten eines EE-Überangebots im Inland kommen. Umgekehrt kann ein unzureichendes Stromangebot aus EE-Anlagen im Inland zu verstärkten Stromimporten führen. Darüber hinaus ist auch der veränderte Ordnungsrahmen durch das Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ (Clean Energy Package) zu berücksichtigen. Nach der neuen Strombinnenmarktverordnung muss bei allen kritischen Netzelementen bis zum Jahr 2025 eine Mindesttransportkapazität in Höhe von siebzig Prozent der betriebssicheren Kapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel bereitgestellt werden (siehe Kapitel 3.2.2.2).²³ Damit können Netzengpässe innerhalb der deutschen Gebotszone grundsätzlich nicht mehr durch restriktive Bewirtschaftung der Verbindungsleitungen an den Gebotszonengrenzen reduziert werden.

Im Ergebnis steigt die Belastung einzelner Netzbetriebsmittel, aber auch die Gesamtbelastung des Netzes. Dies erhöht die Gefahr von Netzengpässen. Während im Jahr 2012 nur 2.977 GWh und im Jahr 2013 2.847 GWh abgeregelt wurden,²⁴ betrug dieser Wert im Jahr 2018 13.330 GWh²⁵ und in 2019 13.449 GWh.²⁶ Hierbei lagen die gesamten Einspeisereduzierungen für den Redispatch der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 oder § 13a EnWG bei 7.919 GWh (2018) bzw. 6.958 GWh (2019). Die Einspeisereduzierungen von nach EEG oder KWKG geförderten Anlagen im Rahmen

²³ Dies gilt für Handelsgeschäfte über Strom sowohl aus erneuerbaren als auch aus konventionellen Energiequellen.

²⁴ Vgl. BNetzA/BKartA 2014-1 und 2014-2.

²⁵ Vgl. BNetzA/BKartA 2020.

²⁶ Vgl. BNetzA 2020-1.

des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 beliefen sich auf insgesamt 5.403 GWh (2018) beziehungsweise 6.482 GWh (2019). Hinzu kamen Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG im vernachlässigbaren Umfang von 8 GWh (2018) beziehungsweise 9 GWh (2019).²⁷ Typische Netzengpasssituationen betreffen zum einen Netzengpässe im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland (vor allem bei Starkwind), lokale Netzengpässe im Verteilernetz durch Einspeisung aus Wind- und Solarparks sowie Netzengpässe vor allem im Niederspannungsnetz durch hohe Netzlast aufgrund neuer Verbrauchsanlagen wie zum Beispiel Elektromobile und Wärmepumpen. Die geografische Verteilung der Einspeisereduzierungen für den Redispatch im Jahr 2018 zeigt Abbildung 1.

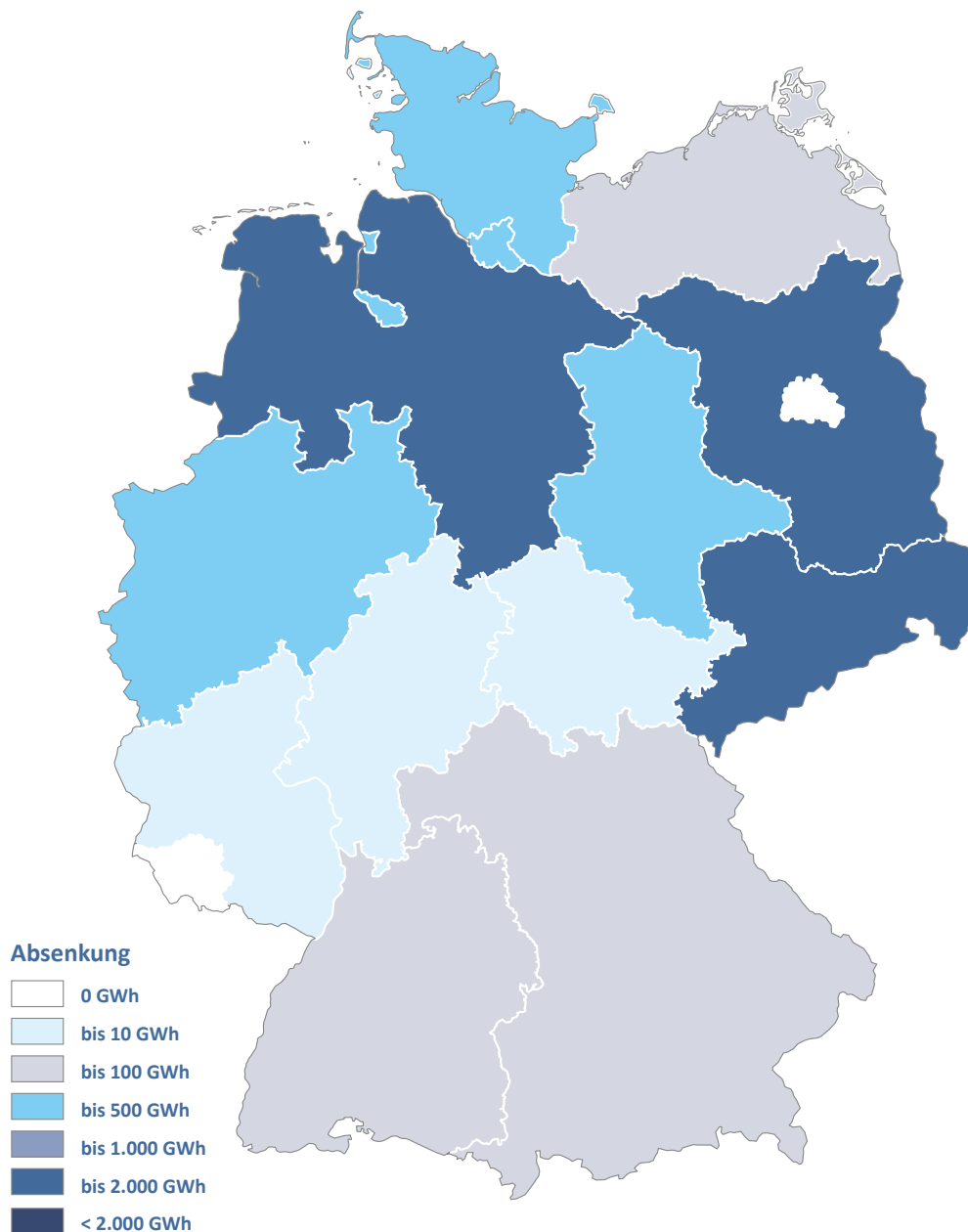


Abbildung 1: Kraftwerksreduzierungen für den Redispatch auf Anweisung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Gesamtjahr 2018²⁸

²⁷ Hierbei sind Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG nicht notwendigerweise auf das Engpassmanagement beschränkt, sondern können auch anderen Einsatzzwecken dienen (EnWG, 2020).

²⁸ Darstellung nach: BNetzA/BKartA 2020 (Hrsg.) © GeoBasis-DE/BKG 2014 Stand: 19.09.2019.

Netzengpässen ist insbesondere durch weiteren Netzausbau zu begegnen. Auf Übertragungsnetzebene geht der Netzentwicklungsplan 2030 von einem Netzverstärkungs- und Ausbaubedarf zwischen 11.480 und 12.090 Kilometern für das Jahr 2030 und von 12.670 Kilometern für das Jahr 2035 aus. Auf Verteilernetzebene hat die Bundesnetzagentur für die Jahre 2019 bis 2029 bei 59 befragten Stromnetzbetreibern 548 geplante oder im Bau befindliche Investitionsprojekte im Hinblick auf den Zubau von EE-Stromerzeugungsanlagen ermittelt. Insgesamt wurden der Bundesnetzagentur zum Stichtag 31.12.2018 über alle Spannungsebenen 2.352 Maßnahmen für den Zeitraum bis 2029 vorgelegt, womit sich der Anstieg aus den Vorjahren fortsetzt.²⁹

Vor diesem Hintergrund ist fraglich, inwieweit Netzengpässe mittelfristig durch Netzausbau beseitigt werden können. Bedenken ergeben sich zum einen aus den langen Umsetzungszeiträumen für den Netzausbau, vor allem auf Ebene der Höchst- und Hochspannungsnetze, die aus den aufwendigen Planungsprozessen sowie der fehlenden Akzeptanz bei den Betroffenen resultieren. Auch die bereits umgesetzten gesetzlichen Maßnahmen des NABEG 2.0³⁰ sowie weitere Überlegungen des BMWi³¹ werden voraussichtlich zwar zur Beschleunigung des Netzausbaus beitragen, Netzengpässe aber nicht gänzlich ausschließen können. Hinzu kommt, dass die Bundesnetzagentur nur die Netzausbaumaßnahmen bestätigt, die sich im Hinblick auf unterschiedliche energiewirtschaftliche Entwicklungen als erforderlich erweisen („No-Regret“-Maßnahmen),³² was den Umsetzungszeitraum einschränkt. Zum anderen werden Netzengpässe in gewissem Umfang auch dauerhaft hingenommen, da ein Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ als unverhältnismäßig teuer angesehen wird (insbesondere Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG, Art. 13 Abs. 5 Buchst. a) EltBMVO, siehe dazu Abschnitt 2.1). Nicht auszuschließen ist, dass zukünftig noch weitere Aspekte zu dauerhaften Einschränkungen des Netzausbaus führen könnten, etwa die Berücksichtigung der Auswirkungen des Netzausbaus auf die Umwelt oder das vom Netzausbau betroffene Privateigentum sowie allgemein die erheblichen Widerstände gegen Netzausbauvorhaben. Die Annahme einer zumindest in den nächsten Jahren steigenden Gefahr von Netzengpässen wird auch durch die Berechnungen zur erforderlichen Netzreservekraftwerksleistung belegt. Die aktuelle Bedarfsfeststellung der Bundesnetzagentur beläuft sich für den Winter 2020/2021 auf 6.596 Megawatt und für das Jahr 2024/2025 auf 8.042 Megawatt, wobei die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (sogenannte Kohlekommission) zur Leistungsreduzierung von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken bislang erst näherungsweise berücksichtigt werden konnten.³³

Zugleich bietet die Energiewende neue Möglichkeiten zur Bewältigung von Netzengpässen. Zum einen verbessern neue technologische und organisatorische Entwicklungen, etwa die Einführung intelligenter Messsysteme oder die Herausbildung der Rolle von Aggregatoren, die Möglichkeiten netzdienlichen Verhaltens von kleinen Verbrauchern, Erzeugern und Stromspeichern.³⁴ Die sektorenübergreifende Nutzung von Strom erweitert außerdem die Möglichkeiten, Netzengpässe durch zuschaltbare Lasten und damit ohne Abregelung von Erzeugungsanlagen zu entlasten.

²⁹ BNetzA/BKartA 2020.

³⁰ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus, 2019.

³¹ Vgl. BMWi 2018; BMWi 2019-2.

³² Vgl. BNetzA 2019-1.

³³ Vgl. BNetzA 2020-2.

³⁴ Vgl. auch BMWi 2017.

Neben der direkten Nutzung von Strom in anderen Sektoren (zum Beispiel im Rahmen von Power-to-Heat-Verfahren) kommt auch eine indirekte Stromnutzung nach Umwandlung in andere Energieträger (beispielsweise Wasserstoff) in Betracht. Zudem kann mittels Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff als solcher oder nach Methanisierung über die (Erd-)Gasnetze oder gesonderte Wasserstoffnetze transportiert werden und damit die Stromnetze entlasten. Gegebenenfalls kommt auch die Herstellung anderer synthetischer Energieträger, zum Beispiel synthetischer Kraftstoffe, in Betracht, die außerhalb des Stromnetzes transportiert werden können.

3 Regelungsfelder und Status quo

Im Folgenden werden drei mögliche Regelungsfelder hinsichtlich des Marktdesigns für das Engpassmanagement unterschieden (siehe Tabelle 2). Ein erstes Regelungsfeld betrifft den Einsatz eigener Betriebsmittel der Netzbetreiber für das Engpassmanagement, etwa durch Netzschaltungen oder den Einsatz von Anlagen zur Blindleistungskompensation (siehe Kapitel 3.1). Das zweite Regelungsfeld betrifft Instrumente, die den Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter (sogenannter Dispatch) beeinflussen, um die Gefahr von Netzengpässen generell und im Vorfeld zu reduzieren. Mögliche Instrumente sind vor allem die Einführung von Knotenpreissystemen, die verbesserte Ausrichtung zonaler Preissysteme an strukturellen Netzengpässen sowie die Orientierung der Netzentgelte an der Netzauslastung (siehe Kapitel 3.2). Drittens schließlich bedarf es geeigneter Instrumente der Netzbetreiber zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement, wenn die Gefahr eines Netzengpasses eingetreten ist. In der Diskussion steht hier vor allem, ob und inwieweit eine marktbaasierte Ausgestaltung gewählt werden sollte (siehe Kapitel 3.3). Für jedes Regelungsfeld wird ein Überblick über die zu regelnden Fragen und den Status quo der Regelungen gegeben.

		Betroffene Anlagen	
		Netzbetriebsmittel	Erzeugungs-, Speicher und Verbrauchsanlagen Dritter
Ziele der Maßnahmen	Vermeidung von Netzengpässen	Regelungsfeld 1 Einsatz von Netzbetriebsmitteln durch Netzbetreiber	Regelungsfeld 2 Setzen von Randbedingungen, damit Transportkapazitäten beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter am Markt berücksichtigt werden
	Behebung von Netzengpässen		Regelungsfeld 3 Zugriff des Netzbetreibers auf Flexibilität aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter, zum Beispiel Redispatch

Tabelle 2: Regelungsfelder für das Engpassmanagement

3.1 Einsatz von Netzbetriebsmitteln

3.1.1 Regelungsaspekte

Netzbetreiber können für das Engpassmanagement teilweise eigene Netzbetriebsmittel einsetzen. Derartige Maßnahmen können getroffen werden, um die Gefahr von Netzengpässen generell und im Vorfeld zu vermeiden (zum Beispiel Blindleistungskompensation). Netzbetreiber können eigene Netzbetriebsmittel aber auch einsetzen, um konkrete Netzengpässe zu beheben (beispielsweise Netzschaltungen, bei denen der Netzbetreiber die Topologie des Netzes durch Neuerschaltung von Netzteilen anpasst, um die vorhandenen Netzbetriebsmittel besser auszunutzen). Ein Eingriff in Entscheidungen Dritter über den Einsatz ihrer Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen erfolgt bei Einsatz eigener Betriebsmittel der Netzbetreiber per Definition nicht.

Weiterer Regelung bedarf die Frage, ob und gegebenenfalls in welchem Umfang Netzbetreiber derartige Netzbetriebsmittel vorhalten dürfen. Das diesbezügliche Marktdesign steht in einer Wechselbeziehung zu der Entscheidung, inwieweit die Erbringung von Engpassmanagementleistungen Dritten überlassen werden soll. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass der Netzbetreiber beim Netzbetrieb über ein natürliches Monopol verfügt, das er auf die Erbringung von Engpassmanagementleistungen ausdehnen könnte.

3.1.2 Status quo

Nach derzeitiger Rechtslage ergeben sich Grenzen für die Vorhaltung von Netzbetriebsmitteln zum Zwecke des Engpassmanagements. Sie resultieren zum einen aus den Entflechtungsanforderungen nach §§ 6 ff. EnWG, die die Wahrnehmung anderer Aufgaben als des Netzbetriebs, vor allem in den Bereichen der Erzeugung und des Vertriebs von Energie, durch Netzbetreiber beschränken. Damit ist insbesondere eine Mehrfachnutzung von Anlagen für Aufgaben des Netzbetriebs und für andere Zwecke, insbesondere in wettbewerblichen Tätigkeitsbereichen, nur in engen Grenzen möglich, was die Wirtschaftlichkeit der Vorhaltung von Netzbetriebsmitteln infrage stellen kann. Zum anderen ergeben sich Grenzen für die Vorhaltung von Netzbetriebsmitteln selbst bei Wahrnehmung von Aufgaben des Netzbetriebs. So sieht § 22 EnWG ausdrücklich vor, dass Netzbetreiber Verlustenergie und Regelenergie nach transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen haben, was den Rückgriff auf eigene Netzbetriebsmittel ohne wettbewerbliches Verfahren ausschließt. Die angesprochenen Regelungen bringen zugleich zum Ausdruck, dass Einschränkungen insbesondere im Hinblick auf die Vorhaltung von Anlagen für die Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug bestehen.

Die genannten Grenzen schließen aber nicht aus, dass die Netzbetreiber in erheblichem Umfang Netzbetriebsmittel für Zwecke des Engpassmanagements vorhalten. So kann der Netzbetreiber zum Beispiel Phasenschiebergeneratoren einsetzen, um Blindleistung bereitzustellen, und damit die Notwendigkeit eines spannungsbedingten Redispatch verringern. Die Vorhaltung solcher Phasenschiebergeneratoren durch Netzbetreiber ist im derzeitigen Rechtsrahmen als zulässig anerkannt.³⁵ Diese Beurteilung wird auch durch § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG nahegelegt, wonach Netzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit „im Rahmen des technisch Möglichen auch geeignete technische Anlagen etwa zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung nutzen [sollen], die keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind“.³⁶ Gedacht ist hierbei etwa an Kondensatoranlagen, Kompensationsspulen, FACTS (flexible Drehstrom-Übertragungssysteme) oder Phasenschiebergeneratoren.³⁷

Eine Sonderregelung für das Engpassmanagement enthält § 11 Abs. 3 EnWG.³⁸ Danach können Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sogenannte besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei einem tatsächlichen örtlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz wiederherzustellen. Die Vorschrift soll insbesondere

³⁵ Vgl. etwa BNetzA/BKartA 2020; NetzA/BKartA 2019.

³⁶ Die Vorschrift wird explizit auf eigene technische Anlagen der Netzbetreiber bezogen, vgl. Brucker/Günther 2018, Kommentierung zu § 12 EnWG Rz. 8.

³⁷ Vgl. Deutscher Bundestag 2011-2 (Gesetzesbegründung zum EnWG).

³⁸ Die Vorschrift ersetzt den früheren § 13k EnWG, der gemäß der Gesetzesbegründung in § 11 Abs. 3 EnWG aufgeht, vgl. Deutscher Bundestag 2017.

für die Übergangszeit bis zur Fertigstellung der geplanten Nord-Süd-HGÜ-Verbindungen Gefährdungen aufgrund von Netzengpässen ausschließen.³⁹ Der Begriff der „besonderen netztechnischen Betriebsmittel“ ist technologieoffen und umfasst insbesondere Stromerzeugungsanlagen und abschaltbare Lasten. Mit Betrieb und gegebenenfalls Errichtung der Anlagen sind jedoch Dritte zu beauftragen, sodass der ÜNB nach § 11 Abs. 3 EnWG lediglich über ein besonderes Zugriffsrecht verfügt. ÜNB und BNetzA haben einen Bedarf an besonderen netztechnischen Betriebsmitteln in Süddeutschland in Höhe von 1,2 Gigawatt ermittelt, die ersten beiden Zuschläge für die Errichtung jeweils eines 300-Megawatt-Kraftwerks wurden erteilt.⁴⁰ Zulässig ist damit ausnahmsweise sogar die Vorhaltung von Netzbetriebsmitteln für die Wirkleistungseinspeisung, allerdings beschränkt auf Maßnahmen bei einem tatsächlichen Ausfall von Betriebsmitteln der ÜNB.⁴¹ In diesem Fall ist der nachrangige Einsatz gegenüber der Nutzung von Flexibilität anderer Marktteilnehmer nicht vorgeschrieben.⁴²

Besondere Einschränkungen bestehen aufgrund des Unionsrechts für die Vorhaltung von Stromspeichern als Netzbetriebsmittel. Art. 36 und 54 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EltBMRL)⁴³, die bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen sind, lassen Betrieb und Errichtung von Stromspeichern durch Netzbetreiber nur in engen Grenzen und grundsätzlich nur dann zu, wenn kein ausreichendes Angebot durch Dritte gewährleistet ist. Auch die neu eingeführte Kategorie der sogenannten vollständig integrierten Netzkomponenten (Fully Integrated Network Components – FINCs) kann zwar Stromspeicher grundsätzlich umfassen; die Nutzung dieser Anlagen für das Engpassmanagement ist gemäß Art. 2 Nr. 51 EltBMRL aber ausdrücklich ausgeschlossen.

3.2 Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen

Ein weiteres Regelungsfeld zur Bewältigung von Netzengpässen betrifft Instrumente, die den Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter (sogenannter Dispatch) beeinflussen, um die Gefahr von Netzengpässen generell und im Vorfeld auszuschließen oder zumindest zu reduzieren. Das Marktdesign kann in verschiedener Weise Vorgaben oder Anreize setzen, um den Anlageneinsatz entsprechend zu steuern.

3.2.1 Knotenpreissysteme

3.2.1.1 Regelungsaspekte

Ein effektives Marktdesign zur Vermeidung von Netzengpässen könnte in der Bildung von Strompreisen für jeden Netzknoten (das heißt jeden Einspeise- oder Entnahmepunkt) liegen, wobei diese Preise die Gefahr von Netzengpässen jeweils mit abbilden. Im Idealfall wird hierdurch die Gefahr von Netzengpässen vollständig ausgeschlossen. Zusätzliche Maßnahmen der Netzbetreiber für das Engpassmanagement, insbesondere

³⁹ Deutscher Bundestag 2017.

⁴⁰ Vgl. BMWi 2019-1 (Zuschlag von TenneT für Uniper); Transnet BW 2019 (Zuschlag von Transnet BW für EnBW).

⁴¹ Deutscher Bundestag 2019-1.

⁴² Insbesondere ist die Regelung der Vorgängervorschrift des § 13k Abs. 1 S. 3 EnWG (a. F.) i. V. m. § 7 Abs. 2 Netzreserververordnung (NetzResV) entfallen, wonach der Einsatz nur nachrangig zu geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 und 2 sowie § 13a Abs. 1 EnWG erfolgen sollte.

⁴³ Richtlinie (EU) 2019/944.

korrigierende Eingriffe in den geplanten Anlageneinsatz (sogenannter Redispatch), sind dann nicht mehr oder nur noch sehr eingeschränkt erforderlich.

Dieser Ansatz liegt den sogenannten Knotenpreisen (Nodal Pricing) zugrunde.⁴⁴ Hierbei erfolgt die Strompreisbildung auf Grundlage eines Algorithmus durch einen zentralen Akteur, zum Beispiel einen Independent System Operator (ISO). Dieser übernimmt zumindest Teile der Netzbetreiberaufgaben über alle einbezogenen Netzknoten, insbesondere im Bereich des Engpassmanagements. Er berücksichtigt bei der Preisbildung einerseits die Gebote der Marktteilnehmer, andererseits die Transportkapazitäten für den betreffenden Zeitraum sowie gegebenenfalls weitere Parameter.⁴⁵ Knotenpreise geben die Grenzkosten für eine zusätzliche Entnahme an dem jeweiligen Netzknoten unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten an.⁴⁶ Die Einsatzentscheidungen werden auf zeitlich getrennten Marktstufen an den jeweils aktuellen Informationsstand angepasst. Im Ergebnis wird der Strompreis für den physischen Handel an den einzelnen Netzknoten jeweils gesondert festgelegt. Preise an Knoten, zwischen denen ein ausreichender Leistungsaustausch ohne Netzrestriktionen möglich ist, gleichen sich an. Soweit sich als Teil des Strompreises beim Stromtransport Engpassrenten zugunsten des ISO ergeben, können diese zur teilweisen Deckung der Netzkosten verwendet werden.

3.2.1.2 Status quo

Ein Knotenpreissystem besteht derzeit weder in Deutschland noch in anderen Mitgliedstaaten der EU. Vielmehr findet in Deutschland ein zonales Preissystem Anwendung, das innerhalb der deutschen Stromgebotszone ein restriktionsfreies Stromnetz zugrunde legt (siehe Kapitel 3.2.2). Über den Einsatz der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen entscheiden die Marktteilnehmer (System des Self Dispatch), wobei diese Gebote für ihr Gesamtportfolio abgeben und selbstständig die Zuordnung verkaufter Energiemengen zu produzierenden Einheiten übernehmen. Die Optimierung der Fahrweise des Anlagenparks und die Berücksichtigung von dessen technischen Eigenschaften erfolgen in diesem Fall dezentral auf Basis individuell festgelegter Methoden durch die Marktteilnehmer und nicht durch einen zentralen Algorithmus mit vorgegebenen Schnittstellen.⁴⁷ Auch in den meisten anderen EU-Mitgliedstaaten kommt – teilweise portfoliobasiert, teilweise anlagenscharf – ein System des Self Dispatch zur Anwendung (siehe Abbildung 2). Nur in den EU-Mitgliedstaaten Griechenland, Italien, Irland (einschließlich Nordirland) und Polen werden Systeme mit zentraler Einsatzsteuerung (Central Dispatch) verwendet. Diese weisen durch die zentrale Steuerung eine gewisse Nähe zu Knotenpreissystemen auf und bieten grundsätzlich gleichfalls die Möglichkeit, bereits bei der Einsatzplanung die Gefahr von Netzengpässen zu berücksichtigen. Knotenpreise werden hierbei jedoch nicht gebildet.⁴⁸

44 Vgl. zu Knotenpreissystemen insbesondere Monitoring Analytics 2019; Consentec/Neon 2018; Kunz et al. 2016; Neuhoff et al. 2013.

45 In den US-amerikanischen Knotenpreissystemen werden häufig auch die Netzverluste berücksichtigt, so zum Beispiel der Midcontinent ISO (MISO), vgl. Potomac Economics 2019-1; anders aber der Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), vgl. Potomac Economics 2019-2.

46 Vgl. Potomac Economics 2019-1; Wolak 2011. Ähnlich Consentec/Neon 2018.

47 Vgl. Neon/Consentec 2018.

48 Polen, das ein System des Central Dispatch anwendet, hat angekündigt, die Einführung eines Knotenpreissystems zu prüfen.

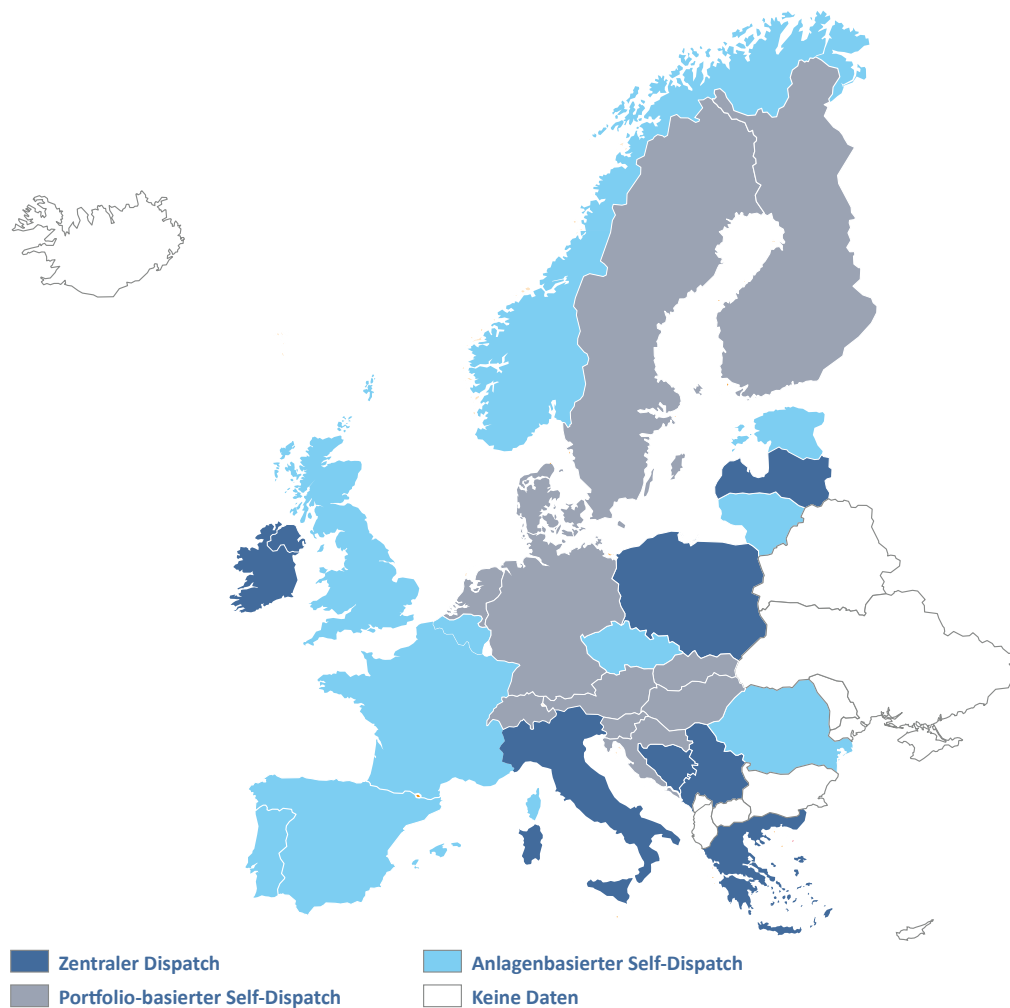


Abbildung 2: Typen des Marktdesigns für den Dispatch⁴⁹

Knotenpreissysteme werden derzeit unter anderem in mehreren US-amerikanischen Übertragungsnetzen (Texas, New England, New York, Kalifornien sowie PJM, das 14 Bundesstaaten umfasst) sowie in Russland, Australien, Neuseeland und Singapur angewendet. In den existierenden Systemen werden Knotenpreise meist nur auf den oberen Netzebenen, insbesondere im Übertragungsnetz, ausgewiesen. Außerdem werden sie häufig nur auf Einspeisepunkte angewendet, während für Entnahmepunkte teilweise Durchschnittspreise in einer mehrere Knoten umfassenden Zone gebildet werden. Ergänzend werden gegebenenfalls Absicherungsgeschäfte auf Basis finanzieller Übertragungsrechte zwischen Knoten oder Zonen von mehreren Knoten abgeschlossen. In Texas, einem Stromsystem etwa von der Größe Deutschlands, werden Preise an rund 12.000 einzelnen Knoten ausgewiesen.⁵⁰

3.2.2 Zonale Preissysteme

3.2.2.1 Regelungsaspekte

Zonale Preissysteme legen innerhalb einer Stromgebotszone für die Zwecke des Stromhandels ein engpassfreies Stromnetz zugrunde, das heißt, der Stromhandel innerhalb der jeweiligen Gebotszone wird nicht aufgrund von Netzengpässen eingeschränkt.

⁴⁹ ENTSO-E WGAS 2018.

⁵⁰ Consentec/Neon 2018.

Hierbei kann eine Gebotszone als das größte geografische Gebiet angesehen werden, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe (das heißt ohne die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität) Energie austauschen können.⁵¹ Innerhalb der Gebotszone kann sich daher ein einheitlicher Stromgroßhandelspreis bilden. Sollte physikalisch dennoch die Gefahr eines Netzengpasses innerhalb der Gebotszone auftreten, so muss diese durch Maßnahmen der Netzbetreiber, zum Beispiel durch korrigierende Eingriffe in den geplanten Anlageneinsatz (Redispatch), behoben werden (siehe Kapitel 3.3). Zonale Strompreissysteme können mit anderen Maßnahmen des Engpassmanagements kombiniert werden, insbesondere mit auslastungsorientierten Netzentgelten innerhalb der Gebotszone (siehe Kapitel 3.2.3 und 3.2.4).

An den Gebotszonengrenzen werden dem Stromhandel hingegen nur beschränkte Übertragungskapazitäten zur Verfügung gestellt. Die Übertragungskapazitäten werden insbesondere durch implizite oder explizite Auktionen bewirtschaftet. Bei impliziten Auktionen werden die Vergabe der Übertragungskapazität und das Stromhandelsgeschäft als Einheit betrachtet und in einem Geschäft abgewickelt, sodass der Strompreis auch die Netzengpässe zwischen Gebotszonen abbildet. Bei expliziten Kapazitätsauktionen wird hingegen das Recht zur Nutzung der begrenzten Übertragungskapazität auf einem eigenen Markt vor Abschluss des Stromhandelsgeschäfts vergeben. Das Stromhandelsgeschäft wird anschließend unter Berücksichtigung der zuvor abgeschlossenen Kapazitätsgeschäfte getätigt.⁵² Im Idealfall sind zusätzliche Maßnahmen der Netzbetreiber zur Bewältigung von Netzengpässen an den Gebotszonengrenzen, insbesondere Redispatch-Maßnahmen, daher nicht erforderlich. Wenn allerdings die dem Stromhandel zur Verfügung gestellte zonenübergreifende Kapazität höher angesetzt wurde als die physikalisch verfügbare Übertragungskapazität, so können dennoch Eingriffe der Netzbetreiber erforderlich werden.

Zonale Strompreissysteme sind umso besser zur Bewältigung von Netzengpässen geeignet, je besser die Gebotszonengrenzen strukturelle Netzengpässe abbilden und je weniger gebotszoneninterne strukturelle Netzengpässe bestehen bleiben.

3.2.2.2 Status quo

Derzeit bildet Deutschland gemäß § 3a S. 1 StromNZV⁵³, ebenso wie die meisten anderen Mitgliedstaaten der EU, eine einheitliche Stromgebotszone, das heißt, der Stromhandel innerhalb Deutschlands ist ohne Kapazitätsbegrenzung möglich. Von den Mitgliedstaaten der EU und des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) haben derzeit nur Dänemark, Italien, Norwegen und Schweden ihr Staatsgebiet in mehrere Gebotszonen aufgeteilt. Demgegenüber sind die Stromhandelskapazitäten zwischen Deutschland und seinen Anrainerstaaten in der Regel begrenzt. Lediglich die Stromhandelskapazitäten zwischen Deutschland und Luxemburg werden derzeit nicht eingeschränkt. Die gemeinsame Gebotszone mit Österreich wurde hingegen zum 01.10.2018 aufgegeben und nur noch eine langfristige Mindesthandelskapazität in Höhe von 4.900 Megawatt garantiert.⁵⁴ An der Gebotszonengrenze zu West-Dänemark hat der zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens nach Art. 102

51 Vgl. auch Art. 2 Nr. 65 und Nr. 66 EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943).

52 Pritzsche 2009; Reimers 2014.

53 Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, StromNZV, 2019.

54 Vgl. BNetzA 2017-2. Die Entscheidung des Europäischen Gerichts v. 24.10.2019, Rs. T-332/17, E-Control vs. ACER, lässt die Rechtmäßigkeit der Gebotszonenrennung offen.

AEUV⁵⁵ eine größtmögliche Übertragungskapazität, mindestens aber eine stündliche Übertragungskapazität in Höhe von 1.300 Megawatt (rund 75 Prozent der technischen Übertragungskapazität) zugesagt, die nach weiterem Netzausbau bis zum 01.01.2026 auf eine stündliche Übertragungskapazität in Höhe von 2.625 Megawatt erhöht werden muss.⁵⁶

Die Bewirtschaftung der Gebotszongrenzen hat gemäß Art. 16 Abs. 1 EltBMVO diskriminierungsfrei, marktbasiert und nicht transaktionsbezogen (das heißt ohne Unterscheidung zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer) zu erfolgen.⁵⁷ Hierbei können gemäß Art. 16 Abs. 5 EltBMVO sowohl explizite Kapazitätsauktionen als auch implizite Auktionen für sowohl Kapazität als auch Energie zur Anwendung kommen. Für die Berechnung der verfügbaren Stromhandelskapazitäten zwischen Gebotszonen werden zwei unterschiedliche Verfahren angewendet. Im Falle der Ermittlung der sogenannten Net Transfer Capacity (NTC) stimmen die Übertragungsnetzbetreiber die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten – insbesondere für längerfristige Kapazitäten – beidseitig grenzüberschreitend untereinander ab. Beim sogenannten Flow-Based Market Coupling (FBMC), das in der Region Zentralwesteuropa (CWE) zur Anwendung kommt, werden hingegen alle sich im betrachteten Bereich ergebenden Stromflüsse einbezogen, also nicht nur eine einzelne Grenze betrachtet.⁵⁸ Bei der Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Kapazitäten bestehen Wechselwirkungen zwischen der Nutzung der Kuppelkapazitäten zu unterschiedlichen anderen Gebotszonen. Derzeit werden bestimmte Kapazitätsberechnungsregionen⁵⁹ gebildet, innerhalb derer die Kuppelkapazitäten vorrangig gegenüber solchen zu anderen Regionen oder zu Drittstaaten genutzt werden können.⁶⁰ Derzeit bestehen zehn Kapazitätsberechnungsregionen i. S. v. Art. 15 der Verordnung (EU) 2015/1222 (sogenannte CACM-VO)⁶¹: Nordic, Hansa, Core, Italy North, Greece-Italy (GRIT), South-West Europe (SWE), Ireland and UK (IU), Channel, Baltic, South-East Europe (SEE).⁶²

Der Gebotszonzuschnitt ist auf Grundlage der CACM-VO zu überprüfen. Unter anderem sieht Art. 34 Abs. 1 CACM-VO vor, dass die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER alle drei Jahre die Effizienz der aktuellen Gebotszonenkonfiguration überprüft, wobei ENTSO-E einen technischen Bericht über die aktuelle Gebotszonenkonfiguration aufzustellen hat und ACER einen Marktbericht erstellt, in dem die Auswirkungen der aktuellen Gebotszonenkonfiguration auf die Markteffizienz bewertet werden. Sofern technischer Bericht oder Marktbericht Ineffizienzen in der aktuellen Gebotszonenkonfiguration aufzeigen, kann ACER die ÜNB zur Überprüfung der vorhandenen Gebotszonenkonfiguration auffordern. Darüber hinaus kann eine Überprüfung gemäß Art. 32 Abs. 1 CACM-VO auch auf anderem Wege initiiert werden. Die Kriterien für die Überprüfung richten sich nach Art. 33 CACM-VO

55 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, AEUV, 2012.

56 Europäische Kommission 2018; TenneT TSO 2018.

57 Besonderheiten gelten für die Gebotszongrenze zur Schweiz als Nicht-EU- und Nicht-EWR-Mitgliedstaat. Insbesondere sieht das Schweizer Energierecht Vorränge für Grenzkraftwerke und für Lieferungen aufgrund internationaler Bezugs- und Lieferverträge vor, vgl. Pirker 2019.

58 Vgl. näher BNetzA/BKartA 2019. Die BNetzA sieht in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2019–2030 erstmals das FBMC an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarstaaten vor, vgl. BNetzA 2018.

59 Gemäß Art. 2 Nr. 3 CACM-VO ist eine Kapazitätsberechnungsregion ein geografisches Gebiet, in dem die koordinierte Kapazitätsberechnung vorgenommen wird (Verordnung (EU) 2015/1222).

60 Vgl. ACER 2019.

61 Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

62 ACER 2016.

und orientieren sich an Netzsicherheit, Markteffizienz und Stabilität beziehungsweise Robustheit der Gebotszonen. Die Überprüfung erfolgt im Rahmen von Szenarien, die eine Reihe wahrscheinlicher Infrastrukturentwicklungen für einen Zeitraum von zehn Jahren berücksichtigen. Nach Vorlage eines gemeinsamen Vorschlags der beteiligten ÜNB zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration haben die Mitgliedstaaten beziehungsweise deren Regulierungsbehörden eine diesbezügliche Einigung zu erzielen. Eine Durchsetzung gegen den Willen eines Mitgliedstaats beziehungsweise einer Regulierungsbehörde ist in der CACM-VO nicht vorgesehen. Der auf Grundlage von § 32 Abs. 4 Buchst. b) iii) CACM-VO in 2018 verabschiedete erste Bidding-Zone-Review des ENTSO-E ergab, dass keine ausreichenden Belege für eine Änderung oder Beibehaltung der aktuellen Gebotszonenkonfiguration vorlagen, weshalb die Empfehlung ausgesprochen wurde, diese zunächst beizubehalten.⁶³

Die Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts wurde inzwischen durch die EltBMVO weiterentwickelt, die im Wesentlichen ab dem 01.01.2020 Anwendung findet. Die CACM-VO ist nunmehr als Durchführungsrechtsakt zur EltBMVO anzusehen.⁶⁴ Gemäß Art. 14 Abs. 1 EltBMVO müssen die Gebotszonen in der Union so gestaltet sein, dass größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sichergestellt ist und sich gemäß Art. 16 EltBMVO möglichst viele Möglichkeiten zum zonenübergreifenden Handel ergeben, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten bleibt. Hierzu müssen den Gebotszongrenzen zum einen langfristige strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen zugrunde liegen;⁶⁵ die Gebotszonen dürfen zum anderen grundsätzlich keine internen strukturellen Engpässe aufweisen. Eine Ausnahme besteht, wenn diese Engpässe keine Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen haben. Vorübergehend sind solche Engpässe außerdem dann zulässig, wenn ihre Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen durch Entlastungsmaßnahmen⁶⁶ gemindert werden und sie keine Verringerung der zonenübergreifenden Handelskapazität bewirken. Entsprechend sieht Art. 16 Abs. 8 EltBMVO vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken dürfen, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Diese Anforderung gilt als erfüllt, wenn für den zonenübergreifenden Handel eine Mindestkapazität von 70 Prozent der koordinierten Nettoübertragungskapazität beziehungsweise der bei lastflussgestützten Ansätzen gesetzten Grenze bereitgestellt wird. Die verbleibende Gesamtmenge von 30 Prozent kann auf jedem kritischen Netzelement für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden.⁶⁷

Zur Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts erstellt ENTSO-E gemäß Art. 14 Abs. 2 EltBMVO alle drei Jahre einen Bericht über strukturelle Engpässe und andere erhebliche physikalische Engpässe zwischen und in Gebotszonen. Zudem wird gemäß

⁶³ ENTSO-E 2018.

⁶⁴ Vgl. ACER 2019.

⁶⁵ „Struktureller Engpass“ bezeichnet gemäß Art. 2 Nr. 6 EltBMVO einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt (Verordnung (EU) 2019/943). Eine weitgehend identische Definition enthält Art. 2 Nr. 19 CACM-VO (Verordnung (EU) 2015/1222). Das BMWi geht auf Grundlage einer Analyse der vier deutschen ÜNB davon aus, dass strukturelle Engpässe über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt seien und keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonteilung vorzeichneten, vgl. BMWi 2019-2.

⁶⁶ Gemäß Art. 2 Nr. 13 CACM-VO bezeichnet „Entlastungsmaßnahme“ jede Maßnahme, die von einem oder mehreren ÜNB manuell oder automatisch zur Wahrung der Betriebssicherheit ergriffen wird. Hierzu gehören insbesondere Redispatch und Countertrading, vgl. Erwägungsgrund 10 der CACM-VO (Verordnung (EU) 2015/1222).

⁶⁷ Zur Umsetzung der Mindestübertragungskapazität von siebenzig Prozent hat ACER eine Empfehlung erlassen, vgl. ACER 2019.

Art. 14 Abs. 3 EltBMVO eine Überprüfung der Gebotszonen in Übereinstimmung mit der CACM-VO durchgeführt. Werden in dem Bericht nach Art. 14 Abs. 2 EltBMVO oder in der Überprüfung der Gebotszonen strukturelle Engpässe festgestellt, so muss der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen gemäß Art. 14 Abs. 7 EltBMVO in Zusammenarbeit mit seinen Übertragungsnetzbetreibern entweder Aktionspläne gemäß Art. 15 EltBMVO zur Verringerung der strukturellen Engpässe festlegen oder seine Gebotszonenkonfiguration überprüfen und anpassen. Entscheidet sich der Mitgliedstaat für eine Änderung der Gebotszonenkonfiguration, so müssen die maßgeblichen Mitgliedstaaten binnen sechs Monaten einen einstimmigen Beschluss hierzu fassen. Gelingt dies nicht, so erlässt die Kommission als letztes Mittel einen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration in und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten werden soll. Entscheidet sich der Mitgliedstaat stattdessen für die Annahme eines Aktionsplans, so muss er bis zum 31.12.2025 eine Mindestübertragungskapazität von 70 Prozent gemäß Art. 16 Abs. 8 EltBMVO erreichen und hierzu eine lineare Verlaufskurve einhalten, vgl. Art. 15 Abs. 2 EltBMVO.⁶⁸ Die Kosten der hierfür gegebenenfalls notwendigen Entlastungsmaßnahmen trägt der den Aktionsplan umsetzende Mitgliedstaat. Sechs Monate vor Ablauf des Aktionsplans muss er festlegen, ob er seine verbleibenden internen Engpässe durch Änderung seiner Gebotszone oder durch Entlastungsmaßnahmen angeht, vgl. Art. 15 Abs. 6 EltBMVO. Dementsprechend kann ein Neuzuschnitt der Gebotszone auch nach 2025 verhindert werden, wenn der Mitgliedstaat auf eigene Kosten entsprechende Ausgleichsmaßnahmen ergreift.⁶⁹

Eine Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts und der für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung gestellten Kapazität ist darüber hinaus nach Art. 102 AEUV möglich, wenn ein Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung vorliegt. So ging die Kommission nach Art. 102 AEUV von einer marktbeherrschenden Stellung des schwedischen Übertragungsnetzbetreibers Svenska Kraftnät auf dem schwedischen Stromübertragungsmarkt aus und erklärte im Rahmen einer Zusagenentscheidung die Trennung des schwedischen Übertragungssystems in vier Gebotszonen für verbindlich.⁷⁰ Im Jahr 2018 hat der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT, wie bereits dargestellt, an der Gebotszonengrenze zu West-Dänemark im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens nach Art. 102 AEUV eine stündliche Übertragungskapazität in Höhe von zunächst 1.300 Megawatt und bis zum 01.01.2026 in Höhe von 2.625 Megawatt zugesagt. In der Konsequenz können in erheblichem Umfang Maßnahmen von TenneT zur Engpassentlastung, zum Beispiel durch gebotszoneninternen oder gebotszonenübergreifenden Redispatch, erforderlich werden.⁷¹

3.2.3 Auslastungsorientierte Netzentgelte

3.2.3.1 Regelungsaspekte

Eine Berücksichtigung von Netzengpässen bei dem Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen kann auch durch eine Ausgestaltung der Netzentgelt-systematik gefördert werden, die bei kritischer Netzauslastung zu steigenden Netzentgelten führt. Dies setzt für kritische Nutzungsfälle einen Anreiz, die Netznutzung an die Strom- und Spannungsgrenzwerte anzupassen, sodass die Gefahr von Netzengpässen

⁶⁸ Deutschland hat Ende 2019 einen solchen Aktionsplan vorgelegt, vgl. BMWi 2019-2.

⁶⁹ Vgl. auch Erwägungsgrund 31 der EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943).

⁷⁰ Europäische Kommission 2010.

⁷¹ Dies zeigt auch BNetzA 2020-1.

sinkt. Hierbei ergibt sich eine Lenkungswirkung für die Netznutzung aus dem Zusammenspiel von Netzentgelt, Strombeschaffungspreis und sonstigen Strompreisbestandteilen (Steuern, Abgaben, Umlagen). Die Lenkungswirkung ist umso größer, je stärker sich das Netzentgelt bei kritischer Netzauslastung verteuert.

Eine Lenkungswirkung entfalten auslastungsorientierte Netzentgelte allerdings nur bei Netznutzern, die netzentgeltspflichtig sind, für die die Netzentgelte spürbar werden, und die die Höhe der Netzentgelte durch ihr Verhalten beeinflussen können.

Dies ist im derzeitigen System nur bei einem Teil der Netznutzer der Fall: Derzeit sind nur die Stromverbraucher, nicht aber die Stromeinspeiser netzentgeltspflichtig. Und Kleinkunden werden nach einem Standardlastprofil abgerechnet, so dass ihr Netznutzungsverhalten die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte nicht beeinflusst. Daher wären weitere Änderungen erforderlich. Diese könnten etwa eine viertelstündliche Verbrauchsmessung für weitere Kundengruppen und deren Nutzung für die Netzentgeltabrechnung umfassen. Hinsichtlich der Lenkungswirkung für Einspeiser können auch verbraucherseitige auslastungsorientierte Netzentgelte je nach Ausgestaltung widerspiegeln, ob die korrespondierende Einspeisung engpassrelevant ist. Damit könnte mittelbar eine engpassentlastende Lenkungswirkung auch auf die Einspeisung erzielt werden. Einspeiseseitige Netzentgelte sind aber jedenfalls bei Stromexporten relevant. Zahlen nur die Verbraucher Netzentgelte, gäbe es bei Stromlieferungen in das Ausland keinen Anreiz, die Belastungen für das Stromnetz zu reduzieren.

Auslastungsorientierte Netzentgelte stellen den einheitlichen Stromgroßhandelspreis innerhalb einer Stromgebotszone formal nicht infrage. Auf der Einspeiseseite müssen etwaige Einspeisegelte jedoch in den Strompreisgeboten berücksichtigt werden, sodass die Einspeisung in engpassbelasteten Regionen gegebenenfalls nicht zum Zuge kommt. Auf der Entnahmesite fallen Netzentgelte neben dem Strompreis an und beeinflussen damit die Abnahmeentscheidung. In Summe ergibt sich eine differenzierte Kostenbelastung, die zu einer engpassentlastenden Netznutzung führen kann.⁷² Auslastungsorientierte Netzentgelte können auch in Verbindung mit einem zonalen Preissystem Anwendung finden.

3.2.3.2 Status quo

Die derzeitige Netzentgeltsystematik berücksichtigt Netzengpässe grundsätzlich nicht. Art. 18 Abs. 3 EltBMVO sieht zwar vor, dass von der Höhe der gegenüber Erzeugern und/oder Endkunden erhobenen Tarife erforderlichenfalls standortbezogene Preissignale auf Unionsebene ausgehen und dass diese Tarife unter anderem dem Umfang der verursachten Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung tragen. Zudem können gemäß Art. 18 Abs. 7 EltBMVO in Mitgliedstaaten, die intelligente Messsysteme verwenden, abgestufte Netztarife eingeführt werden, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen. Die Parameter für die Bemessung der Netzentgelte in Deutschland sehen derzeit jedoch grundsätzlich keine Berücksichtigung der Netzauslastung vor (vgl. §§ 16 und 17 Stromnetzentgeltverordnung StromNEV). Zudem werden Kleinkunden nach einem Standardlastprofil abgerechnet. Das bedeutet, dass ihr Netznutzungsverhalten die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte nicht beeinflusst.

⁷² Vgl. auch Monopolkommission 2017.

Schließlich sind derzeit nur die Stromverbraucher, nicht aber die Stromeinspeiser netzentgeltspflichtig (vgl. § 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV).

Die Netzauslastung findet im Rahmen der Netzentgeltsystematik derzeit nur ausnahmsweise Berücksichtigung. Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte hat die Netzauslastung zum einen bei expliziten Auktionen von zonenübergreifender Übertragungskapazität; diese liegt jedoch außerhalb der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Netznutzung innerhalb der Gebotszone (siehe Kapitel 3.2.2). Zum anderen kann bei der Bildung individueller Netzentgelte nach dem Vorliegen von Netzengpässen differenziert werden.⁷³ Hier sieht § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV reduzierte Netzentgelte vor, wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der betroffenen Netz- oder Umspannebene abweicht. In diesen Fällen trägt der Netznutzer zur Entlastung der Netze bei.⁷⁴ Eine Netzentgeltreduktion ist anzubieten, wenn die individuelle Jahreshöchstlast des Netznutzers außerhalb der vom Netzbetreiber definierten Hochlastzeitfenster für die jeweilige Netz- oder Umspannebene liegt.⁷⁵ Die Regelung hat etwa für den Strombezug von Pumpspeicherkraftwerken erhebliche praktische Bedeutung, ermöglicht allerdings nur in sehr eingeschränkter Weise eine zutreffende Abbildung der Netzauslastung, da die Hochlastzeitfenster jährlich im Voraus sowie einheitlich pro Quartal und für die gesamte Netz- oder Umspannebene festgelegt werden. Zudem ermöglicht die Regelung den Netzbetreibern keine verlässliche Planung, da die Meidung der Hochlastzeitfenster nicht verbindlich vorgeschrieben ist.⁷⁶

Umgekehrt entfalten das System der Anreizregulierung und die derzeitige Netzentgeltsystematik teilweise gegenläufige Anreize im Hinblick auf die Berücksichtigungsfähigkeit und die Höhe der Netzentgelte. Dies beeinträchtigt insbesondere das Engpassmanagement durch Einsatz zuschaltbarer Lasten. Auf Ebene der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) unterliegt die Kostenanerkennung bei Einsatz zuschaltbarer Lasten größeren Einschränkungen als bei Abregelung von Erzeugungsanlagen, da die Kosten für zuschaltbare Lasten – anders als für Redispatch nach § 13a EnWG oder für Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 – nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i. S. v. § 11 Abs. 2 ARegV anerkannt werden. Damit hängt ihre Berücksichtigungsfähigkeit zum einen vom Anfall im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ab, zum anderen erhöhen diese Kosten die Netzkosten im Effizienzvergleich mit dem Risiko eines schlechteren Effizienzwerts.⁷⁷ Hemmnisse auf Ebene der Netzentgeltsystematik ergeben sich insbesondere aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, der eine Netzentgeltreduzierung an Abnahmestellen mit einer kalenderjährlichen Entnahme von mehr als 10 Gigawattstunden vorsieht, wenn mindestens 7.000 Jahresbenutzungsstunden erreicht werden. Eine durch den Einsatz zuschaltbarer Lasten erhöhte Spitzenlast kann die Erreichung der erforderlichen Jahresbenutzungsstundenzahl erschweren. Darüber hinaus wird die Bereitstellung von Flexibilität für das Engpassmanagement zum Beispiel nach § 17 Abs. 2 StromNEV durch die Berücksichtigung der Jahreshöchstlast bei der Bestimmung der Netzentgelte (Jahresleistungsentgelt) und durch die Berücksichtigung der entnommenen elektrischen Arbeit (Arbeitsentgelt) sowie nach § 19 Abs. 2

⁷³ Zur Regelung des § 14a EnWG vgl. unten 3.2.4.

⁷⁴ StromNEV, 2019.

⁷⁵ Vgl. im Einzelnen BNetzA 2013.

⁷⁶ Vgl. Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1; dena 2019.

⁷⁷ Vgl. dena 2019.

S. 1 StromNEV durch die Verknüpfung der Entgeltreduktion mit der Vermeidung des Eintritts der individuellen Jahreshöchstlast innerhalb der Hochlastzeitfenster des Anschlussnetzes behindert.⁷⁸ Eine Ausnahme bei netzdienlichem Mehrverbrauch ist in den angesprochenen Regelungen nicht vorgesehen.⁷⁹

3.2.4 Punktuelle Dispatchvorgaben

3.2.4.1 Regelungsaspekte

Neben den dargestellten generellen Ansätzen sind punktuelle Regelungen zur Berücksichtigung von Netzengpässen beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter denkbar. Derartige Regelungen können insbesondere die Netznutzung durch bestimmte Anlagen, in bestimmten Regionen oder zu bestimmten Zeiten mittels ordnungsrechtlicher Vorgaben pauschal begrenzen. Darüber hinaus ist denkbar, dem Netzbetreiber Steuerungsrechte einzuräumen, um die Netznutzung – unentgeltlich oder gegen finanzielle Gegenleistung – einzuschränken.

3.2.4.2 Status quo

Das deutsche Recht enthält derzeit in § 9 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) EEG 2017 die Vorgabe, dass Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt, deren Einspeiseleistung nicht ferngesteuert reduzierbar ist, die maximale Wirkleistungseinspeisung in das Netz auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen müssen. Diese Einschränkung dient insbesondere der Verringerung des Netzausbaubedarfs⁸⁰ und damit auch der Vermeidung von Netzengpässen. Eine teilweise ähnliche Wirkung entfaltete das Photovoltaik (PV)-Batteriespeicherprogramm des Bundes: Dieses verknüpfte die finanzielle Förderung von PV-Batteriespeichersystemen mit einer Begrenzung der maximalen Netzeinspeisung der PV-Anlage. Über dieses Programm wurden bis zu seinem Auslaufen Ende 2018 circa 33.000 Systeme gefördert.⁸¹

§ 14a EnWG sieht reduzierte Netzentgelte für Letztverbraucher vor, die dem Netzbetreiber die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen – wie zum Beispiel Speicherheizungen, Wärmepumpen oder Elektromobilen – mit separatem Zählpunkt überlassen. Damit werden Netzengpässe zwar nicht unmittelbar in der Netzentgeltsystematik abgebildet; es werden aber Anreize gesetzt, zur Vermeidung von Netzengpässen steuernde Eingriffe des Netzbetreibers in das Lastverhalten zuzulassen. In der Praxis finden derartige Netzentgeltreduzierungen bislang vor allem im Falle von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen Anwendung. Mangels näherer Vorgaben durch eine Rechtsverordnung ist die Anwendung insbesondere hinsichtlich der anzuwendenden Steuerungstechnik und der Höhe der Netzentgeltreduzierung sehr uneinheitlich.⁸²

⁷⁸ Eine Neutralisierung dieser Regelungen durch einen Nachteilsausgleich sieht § 7 SINTEG-V, 2017 als Experimentierklausel für die Teilnehmer der SINTEG-Projekte vor.

⁷⁹ Kritisch dazu etwa dena 2019.

⁸⁰ Deutscher Bundestag (Gesetzesbegründung zum EnWG).

⁸¹ Vgl. Deutscher Bundestag 2019-2 zu Frage 4.

⁸² Vgl. BNetzA/BKartA 2020.

3.3 Flexibilität aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen (unter anderem Redispatch)

Ein drittes Regelungsfeld betrifft das Engpassmanagement zur Behebung von Netzengpässen, wenn die Fahrplanmeldungen beziehungsweise der geplante und/oder erwartbare Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen die Gefahr von Netzengpässen begründet oder Netzengpässe sogar schon eingetreten sind. Auf Grundlage des § 12 Abs. 4 EnWG müssen Betreiber großer Erzeugungs- und Speichereinrichtungen ab einer Nennleistung von 10 Megawatt und angebunden in die 110-Kilovolt-Ebene oder höher den ÜNB täglich bis 14.30 Uhr ihre Einsatzplanungen für den jeweiligen Folgetag melden. Zudem sind sie zur Aktualisierung der Einsatzplanungen bei erheblichen Änderungen gesetzlich verpflichtet. Die Einsatzplanungen berücksichtigen dabei die getätigten Stromhandelsgeschäfte am Day-Ahead- beziehungsweise Intraday-Markt. Art. 40 Abs. 7 der Leitlinie Übertragungsnetzbetrieb⁸³ sieht für Betreiber von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen noch weitergehende Informationspflichten vor. Auf Grundlage dieser übermittelten Planungsdaten und weiterer Informationen können die ÜNB die Netzengpässe für den nächsten Tag prognostizieren und diese Netzengpassprognosen anhand aktualisierter Informationen anpassen. Hierzu führen die vier ÜNB zunächst gemeinsam im Rahmen der sogenannten „Vorabmaßnahmen der vier ÜNB“ Modellierungen der erwarteten Netzbelastung auch bereits vor dem „Market Clearing“ am Day-Ahead-Markt durch, um Maßnahmen des Engpassmanagements koordiniert vornehmen und insbesondere Kraftwerke der Netzreserve (§ 13d EnWG) rechtzeitig anfordern zu können. Anschließend identifizieren die vier ÜNB gemeinsam Einzelüberlastungsmaßnahmen, mit denen Überlastungen von Netzbetriebsmitteln in den Regelzonen der ÜNB beziehungsweise auf den Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen behoben werden.⁸⁴ Der beschriebene Ablauf ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

Im Rahmen des Engpassmanagements müssen die Netzbetreiber, sofern die Netzengpässe nicht durch den Einsatz eigener Betriebsmittel behoben werden können, auf Flexibilität aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen anderer Marktteilnehmer zurückgreifen. Hierfür stehen ihnen marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, zusätzliche Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. § 13d EnWG sowie Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Verfügung. Bei der Auswahl der Anlage ist vor allem bezüglich der Entlastung strombedingter Netzengpässe die Sensitivität der Anlage für den Netzengpass zu berücksichtigen. Zudem darf deren Einsatz nicht seinerseits eine engpassbegründende oder verstärkende Wirkung entfalten, zum Beispiel im Falle zuschaltbarer Lasten. Die Kosten der Flexibilitätsbeschaffung kann der Netzbetreiber über die Netzentgelte auf die Netznutzer umlegen.⁸⁵ Das Marktdesign für den Flexibilitätseinsatz der Netzbetreiber kann in einer Vielzahl von Ausprägungen stärker marktbasierend oder stärker reguliert ausgestaltet werden.

⁸³ Verordnung (EU) 2017/1485, auch als „System Operation Guideline“ beziehungsweise SO GL bezeichnet.

⁸⁴ BNetzA/BKartA 2019.

⁸⁵ Hierbei handelt es sich nach derzeitiger Rechtslage um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, die von den Netzbetreibern in vollem Umfang an die Netznutzer weitergegeben werden können. Hierin sieht das BMWi einen Fehlanreiz, weil die Kosten des Engpassmanagements nicht geeignet seien, eine Reduzierung der Netzkosten anzureizen, vgl. BMWi 2018.

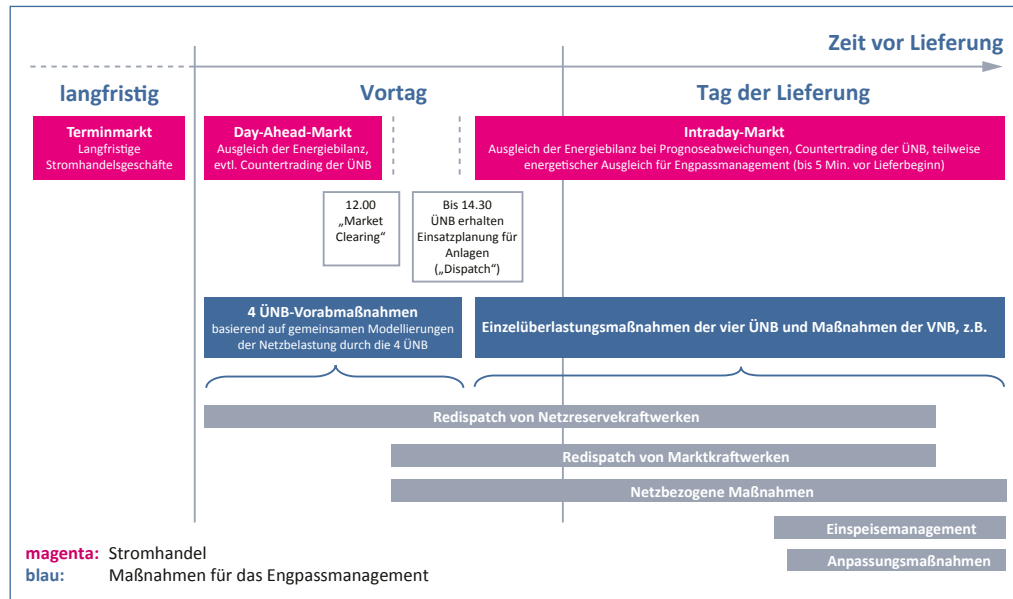


Abbildung 3: Derzeitige Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

3.3.1 Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität

3.3.1.1 Regelungsaspekte

Im Falle marktbasierter Beschaffung von Flexibilität wählt der Netzbetreiber unter freiwilligen Angeboten der Marktteilnehmer aus und vergütet diese entsprechend der Einigung mit dem Flexibilitätsanbieter. Hierfür sind verschiedene Koordinationsmechanismen denkbar. In Betracht kommt zunächst die Nutzung der allgemeinen, das heißt nicht auf spezifische Einsatzzwecke⁸⁶ beschränkten, Strommärkte (Day Ahead- und Intraday-Märkte). Daneben können gesonderte Märkte geschaffen werden, die entweder speziell der Beschaffung von Flexibilität für Zwecke des Engpassmanagements oder zusätzlich auch der Beschaffung für andere Einsatzzwecke dienen können. In Betracht kommen weiterhin Ausschreibungen der Netzbetreiber für Flexibilität. Daneben ist auch die einzelvertragliche Beschaffung von Flexibilität denkbar. Flexibilitätsnachfrager sind die jeweils betroffenen Netzbetreiber. Flexibilitätsanbieter können insbesondere Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Stromvertriebe oder Betreiber virtueller Kraftwerke sein. Flexibilität kann sowohl durch Erzeugungsanlagen als auch durch Verbrauchseinrichtungen oder durch Energiespeicher erbracht werden. Je nach erwarteter Verfügbarkeit von Flexibilität kann die marktbasierende Beschaffung nur für die Wirkleistungserbringung (elektrische Arbeit) oder auch für die Wirkleistungsbereitstellung (elektrische Leistung) vorgesehen werden.

3.3.1.2 Status quo

Die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität ist für den Redispatch der Erzeugung und den Redispatch der Laststeuerung in der neuen EltBMVO mit Wirkung ab dem 01.01.2020 sowohl für ÜNB als auch für Verteilnetzbetreiber (VNB) als Grundsatz

86 Wie zum Beispiel die Bereitstellung von Regelleistung und -energie zur Frequenzhaltung.

vorgesehen.⁸⁷ Gemäß Art. 13 Abs. 1 EltBMVO muss der Redispatch auf Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien erfolgen und allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung, einschließlich solchen mit Standort in anderen Mitgliedstaaten, offenstehen, sofern dies technisch machbar ist. Die Anlagen für den Redispatch müssen gemäß Art. 13 Abs. 2 EltBMVO grundsätzlich marktbasierend ausgewählt und finanziell vergütet werden. Ein nicht marktbasierter Redispatch darf nur unter besonderen Voraussetzungen zum Einsatz kommen (siehe Kapitel 3.3.2). Modifikationen ergeben sich für VNB aus Art. 32 Abs. 1 und 2 EltBMRL hinsichtlich der Beschaffung von Flexibilität (einschließlich Engpassmanagement) zur Effizienzsteigerung im Verteilernetz. Diese Vorschrift dürfte nur spezielle Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität für das Engpassmanagement betreffen, insbesondere den Einsatz von Flexibilität zur Vermeidung von Netzausbau, vgl. Art. 32 Abs. 1 S. 2 EltBMRL. Auch insoweit muss Flexibilität von den VNB grundsätzlich im Wege transparenter, diskriminierungsfreier und marktbasierter⁸⁸ Verfahren beschafft werden, sofern keine Ausnahme nach Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL greift.⁸⁹

Das Marktdesign in Deutschland sieht die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität derzeit allerdings nur eingeschränkt vor. In der Praxis beschaffen die Netzbetreiber Flexibilität für das Engpassmanagement überwiegend nicht marktbasierend im Wege des Redispatch nach § 13a EnWG und des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017. In diesen Fällen sind die Anlagenbetreiber zur Bereitstellung von Flexibilität verpflichtet. Durch die Neuregelungen des NABEG 2.0 wird die nicht marktbasierende Beschaffung im Wege des Redispatch nach § 13a EnWG mit Wirkung ab dem 01.10.2021 noch weiter ausgeweitet, indem Erzeugungs- und Speichereinrichtungen ab 100 Kilowatt – statt bislang erst ab 10 Megawatt – installierter Leistung sowie kleinere Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, einbezogen werden. Darüber hinaus schränkt das derzeitige Marktdesign die marktbasierende Beschaffung teilweise insoweit ein, als Angebote zwar freiwillig erfolgen, die Vergütung aber kostenbasiert ausgestaltet ist (Netzreserve gemäß § 13d EnWG, Nutzen statt Abregeln gemäß § 13 Abs. 6a EnWG). Die nicht marktbasierende Flexibilitätsbeschaffung wird unter Punkt 4.3.2 behandelt. Inwieweit derartige nationale Regelungen mit Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL vereinbar sind, bedarf weiterer Prüfung.

Eine marktbasierende Beschaffung von Flexibilität kann über den Day-Ahead- und Intraday-Markt erfolgen, um den physikalischen Transportbedarf an kritischen Stellen im Netz zu verringern. Hierbei organisiert der ÜNB den Abschluss eines gegenläufigen Handelsgeschäfts, bei dem Strom „hinter“ dem Netzengpass gekauft und „vor“ dem Netzengpass verkauft wird.⁹⁰ Da die am Day-Ahead- und Intraday-Markt teilnehmenden Anlagen zwar einer Gebotszone und innerhalb Deutschlands außerdem einer Regelzone zugeordnet werden können, aber keine kleinteiligere räumliche Zuordnung erfolgt, können durch solche Handelsgeschäfte grundsätzlich nur Netzengpässe zwischen Gebotszonen oder zwischen Regelzonen entschärft werden, nicht aber

87 „Redispatch“ bezeichnet gemäß Art. 2 Nr. 26 EltBMVO eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen (Verordnung (EU) 2019/943).

88 Zwar spricht die deutsche Sprachfassung von „marktgestützten“ Verfahren, doch lässt weder die englische noch die französische Sprachfassung einen Unterschied zu dem Begriff „marktbasierend“ nach Art. 13 EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943) erkennen.

89 Zu Art. 32 EltBMRL (Richtlinie (EU) 2019/944) vgl. näher Weyer/Iversen 2019.

90 Vgl. BNetzA/BKartA 2019; Ruge 2019; König 2019.

Netzengpässe innerhalb einer Regelzone.⁹¹ Sofern es sich um gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte handelt, wird von „Countertrading“ gesprochen.⁹² Der Umfang der Einspeisereduzierungen und -erhöhungen durch solche Countertrading-Geschäfte belief sich im Jahr 2018 auf rund 1.558 und in 2019 auf rund 3.210 Gigawattstunden.⁹³

Daneben werden Handelsgeschäfte am Spotmarkt auch vorgenommen, um den energetischen Ausgleich bei spannungsbedingtem Redispatch zu beschaffen.⁹⁴ Zukünftig sollen Strommarktgeschäfte auch zulässig sein, soweit Verteilernetzbetreiber nach § 14 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit den neuen §§ 13, 13a EnWG (Fassung anwendbar ab 01.10.2021) vorgehen und es kein korrespondierendes hochfahrendes Kraftwerk gibt.⁹⁵ Das Handelsgeschäft muss dann gemäß dem neuen § 11a Abs. 3 StromNZV (Fassung anwendbar ab 01.10.2021) an einer Strombörse eines nominierten Strommarkt-betreibers („NEMO“) erfolgen.

In geringem Umfang wird Flexibilität für das Engpassmanagement im Wege von Ausschreibungen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. Abs. 6 EnWG beschafft. Eine nähere Regelung der Ausschreibungen ist bislang nur für die Beschaffung von Abschaltleistung durch die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) erfolgt.⁹⁶ Auf Grundlage der AbLaV beschaffte abschaltbare Lasten können insbesondere für Zwecke der Frequenzhaltung und des Engpassmanagements eingesetzt werden. Die AbLaV unterscheidet zwischen sofort abschaltbaren Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar unverzögert ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes sowie automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz herbeigeführt werden kann (innerhalb einer Sekunde), und schnell abschaltbaren Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar innerhalb von maximal 15 Minuten ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes herbeigeführt werden kann.⁹⁷ Die ÜNB müssen nach § 8 Abs. 1 AbLaV gemeinsam einmal wöchentlich eine Gesamtabchaltleistung von 750 Megawatt an sofort abschaltbaren Lasten sowie eine Gesamtabchaltleistung von 750 Megawatt an schnell abschaltbaren Lasten ausschreiben.⁹⁸ Vergütet werden sowohl die Vorhaltung von Abschaltleistung als auch deren tatsächlicher Abruf, wobei sich aus der AbLaV Preisobergrenzen ergeben.⁹⁹ Für das Engpassmanagement ist die Bedeutung der AbLaV gering. Die beschafften abschaltbaren Lasten werden von den ÜNB nur als unterstützende Option im Rahmen von positiven Redispatch-Maßnahmen für das strombedingte Engpassmanagement eingesetzt. Zur Behebung struktureller Engpässe, die in der Regel über einen längeren Zeitraum hinweg wirken und daher eine erweiterte planbare Leistungsbestimmung erfordern, ist die überwiegend kurze Abrufdauer von einer Stunde nicht ausreichend.¹⁰⁰ Der tatsächliche Abruf elektrischer Arbeit erfolgt nach

91 Vgl. auch BNetzA/BKartA 2019; BNetzA 2010.

92 Vgl. Art. 2 Nr. 27 EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943). Der Sache nach findet dieses Konzept aber auch zur Behebung von Netzengpässen zwischen den vier deutschen Regelzonen Anwendung.

93 BNetzA 2020-1.

94 Vgl. BNetzA/BKartA 2019. So auch weiterhin vorgesehen nach der Neuregelung des Redispatch ab dem 01.10.2020, vgl. Deutscher Bundestag 2019-3.

95 Deutscher Bundestag 2019-3.

96 Die Geltung des AbLaV ist gemäß § 20 Abs. 2 S. 1 AbLaV, 2016 im Wesentlichen bis zum 01.07.2022 befristet. Für zuschaltbare Lasten existiert keine vergleichbare Rechtsverordnung.

97 Vgl. § 2 Nr. 9 und 10 AbLaV, 2016; 50Hertz et al. 2018.

98 Eine Festlegung der BNetzA zu geografisch beschränkten Ausschreibungen, die nach § 8 Abs. 4 Nr. 2 Buchst. b) AbLaV, 2016 möglich wäre, ist nicht ergangen.

99 Nachdem die kontrahierbare Leistung im Jahr 2017 bei Weitem nicht ausgeschöpft werden konnte, sieht die BNetzA inzwischen deutliche Steigerungen sowohl im Hinblick auf die Beteiligung an den wöchentlichen Ausschreibungsverfahren als auch in Bezug auf die Anzahl der Abrufe und Abrufmengen, vgl. BNetzA/BKartA 2019 und BNetzA 2019-2.

100 50Hertz et al. 2018.

Bedarf der ÜNB. Abschaltbare Lasten wurden im Jahr 2017 zu Redispatch-Zwecken nur einmal in einem Umfang von 0,4 Gigawattstunden (50 Megawatt für 8 Stunden) in Anspruch genommen.¹⁰¹ Im Jahr 2018 erfolgten fünf Abrufe an zwei Tagen mit einem Gesamtumfang von 0,38 Gigawattstunden.¹⁰²

Auf einzelvertraglicher Basis kommt insbesondere die Kontrahierung abschaltbarer oder zuschaltbarer Einspeiseleistung aus ausländischen Erzeugungs- oder Stromspeicheranlagen in Betracht, da ausländische Anlagen nicht nach § 13a EnWG zum Redispatch verpflichtet werden können.¹⁰³ Deutschland hat inzwischen eine größere Anzahl bilateraler und multilateraler Vereinbarungen mit seinen Nachbarstaaten über grenzüberschreitende Redispatch-Maßnahmen abgeschlossen.¹⁰⁴ Zudem besteht nach § 13 Abs. 3 EnWG, § 11 Abs. 3 EEG 2017 die Möglichkeit, dass Netzbetreiber mit den Betreibern von EE- oder Grubengasanlagen, die von dem Abnahmevorrang nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 profitieren, beziehungsweise mit den betreffenden Direktvermarktungsunternehmen ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Die Anpassung der Einspeiseleistung bei drohender Netzüberlastung stellt einen zulässigen Anlass für eine Vereinbarung nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 dar.¹⁰⁵ Der Einsatz solcher vertraglicher Vereinbarungen unterliegt gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG aber engen Grenzen, die hinsichtlich der Zulässigkeitsvoraussetzungen wie auch hinsichtlich der Kostenanerkennung der gewährten Vergütungen nicht abschließend geklärt sind. Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 spielen daher in der Praxis bislang allenfalls eine sehr geringe Rolle.

3.3.2 Nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität

3.3.2.1 Regelungsaspekte

Eine nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität liegt zum einen vor, wenn der Netzbetreiber den Betreiber einer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage zur Bereitstellung von Flexibilität verpflichtet, sich also nicht auf die Auswahl unter freiwillig abgegebenen Angeboten der Marktteilnehmer beschränkt; regelungsbedürftig ist insoweit vor allem, welche Anlagenbetreiber zur Bereitstellung von Flexibilität verpflichtet werden können. Zum anderen erfolgt die Beschaffung aber auch dann nicht marktbasierter, wenn die Vergütung für die Flexibilität nicht durch Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und drittem Marktteilnehmer, sondern durch den Gesetzgeber festgelegt wird. Insoweit ist vor allem zu klären, ob und gegebenenfalls in welcher Höhe eine Vergütung erfolgen soll. In Betracht kommt insbesondere eine kostenbasierte Bestimmung der Vergütungshöhe.

3.3.2.2 Status quo

Die EltBMVO schreibt mit Wirkung ab dem 01.01.2020 den Grundsatz der marktbasierter Beschaffung von Redispatch-Leistungen vor (siehe Kapitel 3.3.1).¹⁰⁶

¹⁰¹ BNetzA/BKartA 2019.

¹⁰² Vgl. 50Hertz et al. 2019-2.

¹⁰³ König 2019.

¹⁰⁴ Vgl. BMWi 2019-2 (Tabelle 2).

¹⁰⁵ Deutscher Bundestag 2004.

¹⁰⁶ Nicht vertieft wird hier die Regelung des Art. 32 EltBMRL, die Modifikationen für die Beschaffung von Flexibilität durch VNB vorsieht, soweit diese dazu dient, die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern (siehe dazu auch oben 3.3.1.2).

Eine Abweichung vom marktbasieren Redispatch ist möglich, sofern keine marktba-
sierte Alternative zur Verfügung steht oder bereits alle marktbasieren Alternativen
eingesetzt wurden. Eine Abweichung ist ferner möglich, wenn die Zahl der verfügbaren
Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet,
in dem sich die für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlage befindet, zu
gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen, Art. 13 Abs. 3 Buchst. c)
EltBMVO. Eine nähere Konkretisierung, wann nicht mehr von wirksamem Wettbewerb
auszugehen ist, enthält die VO nicht. Nicht marktbasierter Redispatch darf schließlich
auch dann stattfinden, wenn die Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar zu
Netzengpässen führt, dass ein marktbasierter Redispatch regelmäßig zu strategischem
Bietverhalten führen würde, Art. 13 Abs. 3 Buchst. d) EltBMVO.¹⁰⁷ Allerdings muss der
Mitgliedstaat im letztgenannten Fall Maßnahmen zur Engpassbehebung ergreifen oder
sicherstellen, dass die verfügbare Mindestkapazität für den zonenübergreifenden Han-
del den Anforderungen der EltBMVO entspricht. Sonderregelungen für spezielle Maß-
nahmen des Engpassmanagements im Verteilernetz können sich aus Art. 32 EltBMVO
ergeben. Auch dieser sieht die marktbasierete Beschaffung von Flexibilitätsleistungen als
Grundsatz vor, doch kann die Regulierungsbehörde Ausnahmen festlegen.¹⁰⁸

Derzeit wird Flexibilität für das Engpassmanagement in Deutschland überwie-
gend nicht marktbasierete beschafft. Die größte Bedeutung hat § 13a Abs. 1 EnWG, der Be-
treiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer
Nennleistung ab 10 Megawatt verpflichtet, auf Anforderung eines ÜNB und erforder-
lichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber des Anschlussnetzes die Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen (sogenannter Redispatch).¹⁰⁹
In der Praxis findet im Wesentlichen eine Anpassung der Erzeugungsleistung von
Kraftwerken statt (Redispatch der Erzeugung). Hierbei werden Kraftwerke „vor“ dem
Netzengpass heruntergefahren und Kraftwerke „hinter“ dem Netzengpass hochgefahren.
Auf die Inanspruchnahme bevorrechtigter EE-, Grubengas- oder hocheffizienter
KWK-Anlagen findet § 13a EnWG nach herrschender Auffassung keine Anwendung,
um deren Abnahmepriorität nicht zu unterminieren.¹¹⁰ Für die Anpassung nach § 13a
EnWG zahlt der ÜNB eine angemessene Vergütung, die den Anlagenbetreiber wirt-
schaftlich weder besser- noch schlechterstellen soll, als er ohne die Maßnahme stünde,
die also kostenbasiert ausgestaltet ist. Bei dem Redispatch nach § 13a EnWG handelt
es sich nach der gesetzlichen Konzeption um eine marktbezogene Maßnahme i. S. v.
§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG oder um die Inanspruchnahme zusätzlicher Reserven nach § 13
Abs. 1 Nr. 3 EnWG. Sie ist jedoch nicht marktbasierete im hier verwendeten Sinne, da An-
lagenbetreiber zur Erbringung von Redispatch verpflichtet sind und eine kostenbasierte
Vergütung gesetzlich vorgegeben ist. Im Jahr 2018 betrug die gesamte Reduzierung der
Wirkleistungseinspeisung durch Redispatch nach Erhebungen der BNetzA 7.919 GWh,
im Jahr 2019 6.958 GWh.¹¹¹ Die Einspeiseerhöhungen aus Marktkraftwerken (d.h.
ohne Netzreservekraftwerke) im Wege des Redispatch beliefen sich in 2018 auf 6.956
GWh, in 2019 auf 6.365 GWh.¹¹² Unter „Redispatch“ versteht die BNetzA hierbei die
Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher

107 Zum strategischen Bietverhalten vgl. zum Beispiel Hirth et al. 2019.

108 Näher hierzu Weyer/Iversen 2019.

109 Darüber hinaus mögliche Anpassungen hinsichtlich der Blindleistung sind nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

110 Sötebier 2015.

111 BNetzA 2020-1.

112 BNetzA 2020-1.

Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.¹¹³ Ein Redispatch durch VNB findet dagegen bislang kaum oder gar nicht statt.¹¹⁴

Hohe Bedeutung kommt daneben der nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität im Wege des sogenannten Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 zu. Danach dürfen Netzbetreiber EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen (bevorrechtigte Anlagen) regeln, die unmittelbar oder mittelbar an ihr Netz angeschlossen sind, sofern andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde. Allerdings gilt dies grundsätzlich nur nachrangig zu nicht bevorrechtigten Anlagen, vgl. § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG. In Fällen des Einspeisemanagements muss der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber für 95 oder gegebenenfalls 100 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen, vgl. § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG i. V. m. § 15 EEG 2017. Einspeisemanagementmaßnahmen nach §§ 14, 15 EEG 2017 aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz, die entweder durch ÜNB selbst oder auf ihre Anweisung durch VNB vorgenommen werden, finden in erheblichem Umfang statt. Im Jahr 2018 betrug die gesamte Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz 4.688 GWh,¹¹⁵ im Jahr 2019 5.350 GWh.¹¹⁶ Die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aufgrund von Engpässen in den Stromverteilernetzen betrug im Jahr 2018 715 GWh,¹¹⁷ im Jahr 2019 1.133 GWh.¹¹⁸ Ein gezielter energetischer Ausgleich erfolgt im Rahmen des Einspeisemanagements in der Regel nicht, so dass entstehende Fehlmengen energetisch durch Inanspruchnahme von Regenergie ausgeglichen werden müssen, sofern nicht die Bilanzkreisverantwortlichen für einen Ausgleich sorgen.¹¹⁹

Durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus wird der Redispatch mit Wirkung ab dem 01.10.2021 neu geregelt. Hierbei wird das Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 in § 13 Abs. 1 und 1a EnWG (Fassung anwendbar ab 01.10.2021) integriert.¹²⁰ Die Einbeziehung von EE/KWK-Anlagen in die gesetzliche Regelung des Redispatch soll ein einheitliches Regime zur Behebung von Netzengpässen ermöglichen und zu einer Reduzierung der Gesamtkosten führen.¹²¹ Für den Redispatch können künftig alle Anlagen mit einer Wirkleistung ab hundert Kilowatt sowie kleinere Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, herangezogen werden. Beim Redispatch sollen alle Möglichkeiten vor und hinter dem Netzengpass betrachtet und die jeweils kostengünstigste Variante ausgewählt werden, vgl. § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG (Fassung anwendbar ab 01.10.2021). Der Grundsatz des Abnahmevorrangs für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas gemäß § 11 Abs. 1 EEG 2017 bleibt hierbei im Wesentlichen erhalten, da eine Reduzierung der Einspeiseleistung nur dann zulässig ist, wenn ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeregelt werden müsste, um die zusätzliche Menge an EE- oder Grubengas-Strom

113 BNetzA 2020-1.

114 Vgl. BNetzA 2017-3.

115 BNetzA/BKartA 2020.

116 BNetzA 2020-1.

117 BNetzA/BKartA 2020.

118 BNetzA 2020-1.

119 Vgl. auch Ecofys et al. 2018.

120 Hierzu vorbereitend Ecofys et al. 2018.

121 Deutscher Bundestag 2019-3; BMWi 2018.

einsparen zu können.¹²² Ein Vielfaches ist gegeben, wenn in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung der Erzeugung nicht vorrangberechtigter Anlagen ersetzt werden kann, wobei dieser Mindestfaktor durch Festlegung der BNetzA¹²³ näher zu bestimmen ist, § 13 Abs. 1a und § 13j Abs. 6 S. 1 Nr. 1 EnWG (Fassung anwendbar ab 01.10.2021). Ein ähnlicher Ansatz gilt für hocheffiziente KWK-Anlagen. Der kostenbasierte Redispatch wird auch unter Geltung des Art. 13 EltBMVO als gerechtfertigt angesehen, da mit erheblichem strategischem und damit engpassverstärkendem Verhalten zu rechnen sei und es an ausreichendem Wettbewerb fehle.¹²⁴

Weitere Instrumente der Flexibilitätsbeschaffung stehen einer marktbasierter Beschaffung zwar insoweit nahe, als nur auf freiwillige Angebote der Marktteilnehmer zurückgegriffen wird. Die Vergütung ist jedoch kostenbasiert ausgestaltet und unterliegt im Grundsatz nicht der Verhandlung. So können ÜNB gemäß § 13 Abs. 6a EnWG mit den Betreibern bestimmter KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abschließen („Nutzen statt abregeln“). § 13 Abs. 6a EnWG kombiniert damit Regelungen über abschaltbare Einspeiseleistung (KWK-Anlagen) und zuschaltbare Lasten (elektrische Wärmeerzeugung). Die Regelung dient dem Engpassmanagement im Übertragungsnetz, vgl. § 13 Abs. 6a S. 5 EnWG. Sie ermöglicht den Einsatz zuschaltbarer Lasten (elektrische Wärmeerzeugung) im Netzausbaubereich bis zu einer installierten elektrischen Leistung von zwei Gigawatt außerhalb einer Ausschreibung nach § 13 Abs. 6 EnWG.¹²⁵ Der ÜNB hat nach § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 EnWG die Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie und nach § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG die erforderlichen Investitionskosten für die elektrische Wärmeerzeugung zu erstatten. Die Regelung ist gemäß § 118 Abs. 22 EnWG nur bis Ende 2023 anwendbar, zuvor geschlossene Verträge laufen noch bis zum Ende der Vertragslaufzeit weiter. Die Bundesregierung betrachtete dieses Modell zunächst ausdrücklich als Übergangslösung bis zum erfolgten Netzausbau.¹²⁶ Der nationale Energie- und Klimaplan (NECP) ist inzwischen offener formuliert.¹²⁷ Eine Rechtsverordnung nach § 13i Abs. 3 Nr. 3 EnWG mit näheren Vorgaben zu vertraglichen Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG liegt bislang jedoch nicht vor. Bislang wurde, soweit ersichtlich, erst ein derartiger Vertrag abgeschlossen.¹²⁸

Nachrangig zu den marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 und § 13a EnWG können die ÜNB außerdem gemäß § 13d EnWG i. V. m. der Netzreserveverordnung (NetzResV) Netzreserveanlagen zur Beseitigung von Netzengpässen einsetzen.¹²⁹ Die Netzreserve wird gebildet aus Anlagen, die derzeit nicht betriebsbereit sind und aufgrund ihrer Systemrelevanz auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen

¹²² Deutscher Bundestag 2019-3.

¹²³ Die Festlegung soll bis zum 01.12.2020 im Einvernehmen mit dem Umweltbundesamt erfolgen. Derzeit liegt eine Konsultationsfassung v. 08.06.2020 vor (Az. PGMF-8116-ENWG § 13j), vgl. BNetzA 2020-3.

¹²⁴ BMWi 2019-2.

¹²⁵ Unterschreitet die installierte elektrische Leistung der nach § 13 Abs. 6a EnWG erfassten Wärmeerzeuger zwei Gigawatt, hat die Bundesregierung unmittelbar einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung nach § 13i Abs. 1 und 2 EnWG vorzulegen, damit auch andere geeignete Technologien als zuschaltbare Lasten zum Einsatz kommen können, vgl. § 13 Abs. 6a S. 6 und 7 EnWG, 2020.

¹²⁶ Deutscher Bundestag 2016-2; Vollprecht/Altrock 2016.

¹²⁷ BMWi 2020.

¹²⁸ 50Hertz 2019.

¹²⁹ Bildung und Einsatz einer Netzreserve durch VNB scheiden aus, da § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG nicht auf § 13d EnWG verweist (EnWG, 2020).

wieder betriebsbereit gemacht werden müssen, aus systemrelevanten Anlagen, für die die Betreiber eine vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 1 S. 1 EnWG angezeigt haben, sowie aus geeigneten Anlagen im europäischen Ausland. Die Beschaffung der Netzreserve erfolgt gemäß § 13d EnWG i. V. m. § 4 NetzResV in einem ausschreibungsähnlichen Verfahren. Hierbei fordert der betroffene ÜNB im Fall eines von der Bundesnetzagentur nach § 3 NetzResV bestätigten zusätzlichen Bedarfs die Anlagenbetreiber zur Interessenbekundung auf. Der ÜNB hat bei gleicher technischer Eignung das preisgünstigste Angebot zu berücksichtigen, ein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Vertragsabschluss besteht aber nicht. Die Vergütung bestehender Anlagen erfolgt gemäß § 6 NetzResV kostenbasiert; ausländische Anlagen müssen nach § 5 Abs. 3 Nr. 4 NetzResV bei gleicher technischer Eignung mindestens genauso preisgünstig wie die Nutzung von Erzeugungsanlagen in Deutschland sein. Vergütet werden sowohl die Vorhaltung von Leistung als auch deren tatsächlicher Abruf. Die Netzreserve hat erhebliche praktische Bedeutung. Vorgehalten wurde für 2018 und 2019 eine Leistung in Höhe von jeweils 6.598 Megawatt (nur inländische Kraftwerke).¹³⁰ Tabelle 3 zeigt die Entwicklung der Netzreserve von 2011 bis 2019. Die abgerufene Strommenge aus Reservekraftwerken belief sich im Jahr 2018 auf 904 GWh und im Jahr 2019 auf 430 GWh.¹³¹ Die aktuelle Bedarfsfeststellung der Bundesnetzagentur für das Jahr 2024/2025 beläuft sich auf 8.042 Megawatt (siehe Kapitel 2.2). Zukünftig wird gemäß der Neuregelung des NABEG 2.0¹³² der nachrangige Einsatz von Anlagen der Netzreserve gegenüber Maßnahmen nach dem neuen § 13 Abs. 1 Nr. 2 und § 13a EnWG relativiert und gemäß dem neuen § 13 Abs. 1c EnWG (Fassungen anwendbar ab 01.10.2021) lediglich als Regelfall beibehalten.¹³³

Jahr	Leistung Netzreserve Inland	Leistung Netzreserve Ausland	Summe
2011/2012	535	937	1.472
2012/2013	1.622	937	2.559
2013/2014	1.572	1.373	2.945
2014/2015	2.240	784	3.024
2015/2016	3.312	4.348	7.660
2016/2017	4.458	3.925	8.383
2017/2018	6.609	4.821	11.430
2018/2019	6.598	0	6.598
2019/2020	6.598	0	6.598

Tabelle 3: Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreserve in Megawatt¹³⁴

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, sind ÜNB gemäß § 13 Abs. 2 S. 1 EnWG (und i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG ebenso die VNB) berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen,

¹³⁰ Jeweils Stand 31.12. des Jahres. Bis 15.04.2018 war ausländische Netzreserve in Höhe von 4.821 Megawatt kontrahiert.

¹³¹ BNetzA 2020-1.

¹³² Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, 2019.

¹³³ Vgl. Deutscher Bundestag 2019-3.

¹³⁴ BNetzA 2020-2.

Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Hierbei ist der Abnahmevorrang für Strom aus EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen zu beachten, § 13 Abs. 3 S. 1 EnWG. Derartige Notfallmaßnahmen können insbesondere für Zwecke des Engpassmanagements erfolgen. Eine Vergütung oder Entschädigung wird bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG – außerhalb des oben dargestellten Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017 – nicht gezahlt, vgl. § 13 Abs. 5 S. 1 EnWG. In der Praxis haben Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG, wenn das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 unberücksichtigt bleibt, nur sehr beschränkte Bedeutung. Die von VNB nach § 13 Abs. 2 EnWG außerhalb des Einspeisemanagements vorgenommenen Anpassungen beliefen sich im Jahr 2018 auf circa 8,3 GWh, in 2019 auf circa 9,3 GWh.¹³⁵

135 BNetzA 2020-1.

4 Kriterien des Marktdesigns für das Engpassmanagement

Das Engpassmanagement zielt darauf ab, die Versorgungssicherheit für Strom trotz begrenzter Transportkapazitäten sicherzustellen. Hierzu müssen Netzengpässe – also Situationen, in denen der Transportbedarf die vorhandene Transportkapazität für Strom übersteigt – möglichst vermieden oder behoben werden, um technisch bedingte Unterbrechungen der Stromversorgung zu verhindern. Gleichzeitig soll die Belieferung der Verbraucher möglichst gewährleistet werden, auch wenn aufgrund von Netzengpässen nicht alle gewünschten Stromhandelsgeschäfte durchführbar sind.

Instrumente zur Erreichung dieses Ziels können anhand der folgenden fünf Kriterien bewertet werden:

- Effektivität des Engpassmanagements,
- kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung,
- Beitrag zum Klimaschutz,
- Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt sowie
- Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand.

4.1 Effektivität des Engpassmanagements

Das Engpassmanagement dient dem Ziel, die Versorgungssicherheit trotz der begrenzten Transportkapazitäten für Strom, die sich aus den Grenzwerten für die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln und aus den zulässigen Spannungsbändern ergeben, möglichst sicherzustellen (siehe Kapitel 2.1). Das Marktdesign für das Engpassmanagement ist daher daran zu messen, inwieweit es die Erreichung dieses Ziels gewährleistet. Soweit die Belieferung von Verbrauchern im Einzelfall nicht ohne Grenzwertverletzung sichergestellt werden kann, hat grundsätzlich die Vermeidung der Grenzwertverletzung Vorrang.¹³⁶ In diesem Fall kann es, wenn die Belieferung nicht anderweitig sichergestellt und eine freiwillige Vereinbarung über den Verzicht auf die Belieferung nicht erzielt werden kann, zur zwangsweisen Nichtbelieferung von Letztverbrauchern gemäß § 13 Abs. 2 EnWG kommen (sogenannter Lastabwurf).

Das Engpassmanagement hat sich bislang als sehr effektiv erwiesen. Ausfälle des Elektrizitätsversorgungsnetzes treten nur in sehr begrenztem Umfang auf. Die

¹³⁶ Allenfalls in Ausnahmefällen kann eine Grenzwertverletzung in Betracht gezogen werden, um die Nichtbelieferung von Verbrauchern zu vermeiden. Nach VDN 2007 (Anhang A.1) können Betriebsmittel im Rahmen der technischen Möglichkeiten teilweise kurzzeitig überlastet werden, ohne jedoch die allgemeinen technischen Regeln (zum Beispiel VDE) zu verletzen.

Erhebungen der Bundesnetzagentur zeigen eine durchschnittliche Versorgungsunterbrechung pro Kalenderjahr je angeschlossenen Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index – SAIDI) beziehungsweise je angeschlossene Bemessungsscheinleistung (Average System Interruption Duration Index – ASIDI), die in den letzten 10 Jahren unter 20 Minuten lag (siehe Abbildung 4). Hierbei werden ungeplante Unterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten berücksichtigt, die auf die Ursachen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkungen Dritter“, „Zuständigkeit des Netzbetreibers“ und „Rückwirkungsstörungen“ zurückzuführen sind.¹³⁷ Neben Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Netzengpässen werden daher auch andere Ursachen einbezogen, sodass Netzengpässen noch eine wesentlich geringere Bedeutung für die Versorgungssicherheit zukommt.

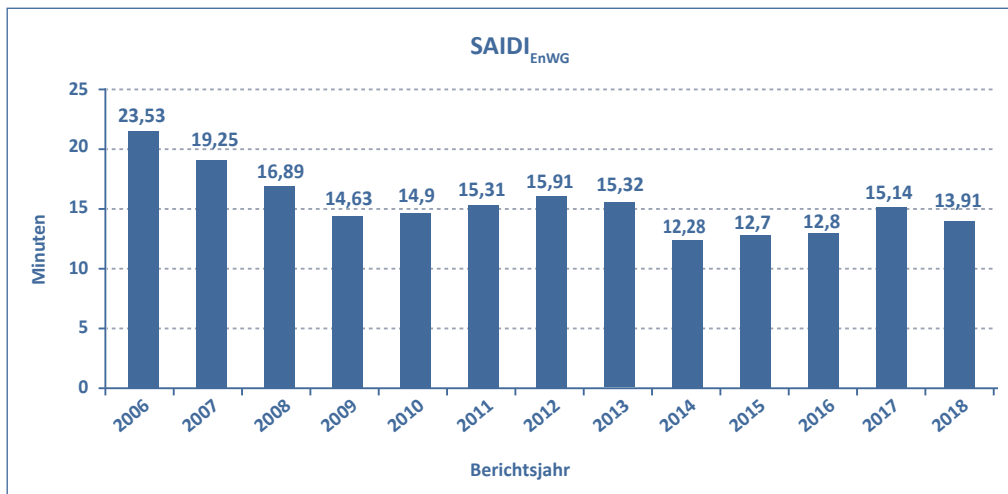


Abbildung 4: Bundesweite Entwicklung der Versorgungsunterbrechungen Strom 2006–2018¹³⁸

Lastabwürfe aufgrund von Netzengpässen erfolgten nach Auskunft der Bundesregierung seit 2005 nur in zwei Fällen.¹³⁹ Weitreichende Auswirkungen hatte eine Großstörung¹⁴⁰ im Jahr 2006 (sogenannter Emslandzwischenfall). Hier führte die Abschaltung einer Höchstspannungsleitung im Emsland zur Überlastung einer Verbindungsleitung und in der Folge europaweit zu weiteren automatischen Abschaltungen. Allein im westlichen Teil des UCTE¹⁴¹-Netzes (Spanien, Portugal, Frankreich, Italien, Belgien, Luxemburg, Niederlande, Schweiz, Slowenien sowie Teile Deutschlands, Österreichs und Kroatiens) mussten deshalb Lasten in Höhe von etwa 17.000 Megawatt und Pumpleistungen in Höhe von rund 1.600 Megawatt abgeworfen und zusätzliche Erzeugung in Höhe von etwa 16.800 Megawatt aktiviert werden. In Deutschland wurden Lasten in Höhe von 2.558 Megawatt und Pumpleistungen in Höhe von 697 Megawatt abgeworfen sowie zusätzliche Erzeugungsanlagen in Höhe von 2.236 Megawatt aktiviert.¹⁴² Daneben ist nur ein weiterer Fall eines Lastabwurfs bekannt: Im Jahr 2015 musste ein Pumpspeicherkraftwerk den Pumpbetrieb für etwa zwei Stunden aufgrund

¹³⁷ Vgl. BNetzA 2019-3.

¹³⁸ Vgl. BNetzA 2019-3.

¹³⁹ Deutscher Bundestag 2019-1.

¹⁴⁰ Eine Großstörung liegt vor bei Spannungslosigkeit im gesamten oder in großen Teilen des Übertragungsnetzes eines ÜNB, im gesamten oder in großen Teilen des Verteilernetzes eines VNB, in mehreren Netzen von benachbarten Netzbetreibern oder in Netzteilen eines oder mehrerer benachbarter Übertragungs- beziehungsweise Verteilernetze, vgl. VDN 2007.

¹⁴¹ Die Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – UCTE war bis 2009 eine Vorläuferorganisation des Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E).

¹⁴² Vgl. dazu BNetzA 2007; UCTE 2007; Deutscher Bundestag 2019-1.

einer Anweisung des ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG aussetzen, um eine Gefährdung der (n-1)-Sicherheit zu beheben.¹⁴³

Trotz des insgesamt gut funktionierenden Engpassmanagements ist allerdings festzustellen, dass die Gefahr von Netzengpässen in erheblichem Umfang und mit großer Häufigkeit auftritt. Die räumliche Lage der Netzengpässe hängt von der jeweiligen Lastflusssituation ab und unterliegt daher Veränderungen. Die „Gefahr“ eines Netzengpasses besteht hierbei, wenn eine Verletzung der Grenzwerte für Strom beziehungsweise Spannung für bestimmte Netzbetriebsmittel beziehungsweise in einem bestimmten Netzgebiet konkret zu befürchten ist.¹⁴⁴ Insgesamt ergab sich ein Gesamtumfang von Einspeisereduzierungen und -erhöhungen aufgrund Redispatch, Countertrading, Einspeisemanagement, Einsatz von Netzreservekraftwerken und Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG für das Jahr 2018 in Höhe von rund 21 TWh und für 2019 in Höhe von circa 20 TWh.¹⁴⁵ Hierbei ist die Erbringung des energetischen Ausgleichs über den Einsatz von Regelenergie (bei Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG) noch nicht berücksichtigt. Was die Häufigkeit der Gefahr von Netzengpässen angeht, so mussten zum Beispiel im Jahr 2018 strom- und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone an 354 Tagen des Jahres erfolgen.¹⁴⁶ Das Engpassmanagement stellt zudem besondere Herausforderungen an die Abstimmungsprozesse zwischen Netzbetreibern, wenn die betroffenen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen nicht an dasselbe Netz angeschlossen sind, in dem die Engpassgefahr auftritt. Die ursächlichen Netzengpässe lagen bei Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 ganz überwiegend, nämlich zu rund 87 Prozent (2018) beziehungsweise 83 Prozent (2019), im Übertragungsnetz, während die Abregelung ganz überwiegend, nämlich zu rund 74 Prozent (2018) beziehungsweise 81 Prozent (2019), bei Anlagen erfolgte, die an Verteilernetze angeschlossen sind.¹⁴⁷

Für die kommenden Jahre wird diese Problematik voraussichtlich bestehen bleiben und sich möglicherweise noch weiter verschärfen. Wie unter 2.2 ausgeführt, steigt die Belastung einzelner Netzbetriebsmittel, voraussichtlich aber auch die Gesamtbelastung des Netzes, im Rahmen der Energiewende und des Ausbaus der europäischen Energieunion an. Eine Beseitigung der Netzengpässe durch Netzausbau ist angesichts dieser Entwicklungen fraglich.

Die Risiken für die Netz- und Versorgungssicherheit wachsen mit Umfang und Häufigkeit der Gefahr von Netzengpässen. Denn wenn eine kritische Netzsituation („Gefahr“ eines Netzengpasses) absehbar ist, sind korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber durch Einsatz eigener Netzbetriebsmittel oder Zugriff auf Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen Dritter erforderlich. Insoweit besteht ein gewisses Risiko, dass diese nicht hinreichend schnell oder nicht in ausreichendem Umfang verfügbar

¹⁴³ Deutscher Bundestag 2019-1. Hierbei hatte der Betreiber des Pumpspeicherkraftwerks den (nach damaliger Rechtslage) angeforderten Redispatch zuvor abgelehnt.

¹⁴⁴ Vgl. auch VDN 2007, S. 77: „Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems liegt vor, wenn örtliche Ausfälle oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität nicht in erforderlichem Maße gewährleistet werden kann. Damit ist eine Gefährdung ein zu besorgender Systemzustand, dem mit präventiven Maßnahmen begegnet wird.“ Weitgehend entsprechend gefasst ist § 13 Abs. 4 EnWG, 2020 (für Verteilernetze i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG).

¹⁴⁵ BNetzA 2020-1.

¹⁴⁶ BNetzA/BKartA 2020.

¹⁴⁷ BNetzA/BKartA 2020; BNetzA 2020-1.

sind. Im ersten Quartal 2017 mussten zum Beispiel zeitweise alle verfügbaren Markt- und Reservekraftwerke für den Redispatch herangezogen werden.¹⁴⁸ Im Hinblick auf die Effektivität des Engpassmanagements sind daher grundsätzlich Instrumente vorteilhafter, die die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld vermeiden, sodass korrigierende Maßnahmen der Netzbetreiber nicht oder nur noch in verringertem Umfang erforderlich sind.

4.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

Das Ziel, die Versorgungssicherheit trotz begrenzter Transportkapazitäten sicherzustellen, sollte mit möglichst geringen Kosten erreicht werden. Diese Untersuchung berücksichtigt in diesem Zusammenhang die kurzfristigen Kosten (ohne Investitionskosten), die unmittelbar für Maßnahmen des Engpassmanagements (zum Beispiel durch Bewirtschaftung der Gebotszonengrenzen oder Redispatch) anfallen, und die kurzfristigen Kosten, die mittelbar an anderer Stelle des Energieversorgungssystems durch das Engpassmanagement ausgelöst werden, beispielsweise im Stromhandel (zum Beispiel höhere Strompreise aufgrund verringerter Liquidität des Strommarkts oder schlechterer Prognostizierbarkeit der Kosten). Gesondert behandelt werden die Kosten für Klimaschutz (siehe Kapitel 3.3) und die Transformation des Marktdesigns (siehe Kapitel 3.5). Nicht als Bewertungskriterium herangezogen werden die Auswirkungen des Engpassmanagements auf die Investitionsentscheidungen für das Netz oder Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen. Zum einen liegt der Fokus der Untersuchung auf dem Betrieb des Stromnetzes unter Zugrundelegung des vorhandenen Anlagenbestands (vgl. oben 2.1). Zum anderen müssten andernfalls, um ein vollständiges Bild zu erhalten, auch weitere Handlungsoptionen betrachtet werden, die die Investitionsentscheidungen beeinflussen (Ausweisung von Netzausbaugebieten, Zu- oder Abschläge in den Auktionen für Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien etc.).

In dieser Untersuchung wird außerdem davon ausgegangen, dass es in gewissem Umfang effizient sein kann, die Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung dadurch zu senken, dass nicht jeder Verbraucher jederzeit beliefert wird.¹⁴⁹ Beispielsweise könnten Industrieunternehmen abschaltbare Lasten gegen Vergütung zur Verfügung stellen. Möglich ist etwa auch, Zeiten für die Stromentnahme (zum Beispiel für das Laden von Elektrofahrzeugen) vertraglich zu vereinbaren oder dem Netzbetreiber die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen zu überlassen. Das Marktdesign für das Engpassmanagement ist daran zu messen, inwieweit es die anfallenden Kosten für Engpassmanagement und Energieversorgung möglichst gering hält.

In Summe lagen die Kosten für das Engpassmanagement in Form von Redispatch, Countertrading, Einspeisemanagement und Netzreservekraftwerken im Jahr 2017 bei rund 1,5 Milliarden Euro, im Jahr 2018 bei rund 1,4 Milliarden Euro und im Jahr 2019 bei rund 1,2 Milliarden Euro. Damit machten sie in den letzten Jahren gut 2 Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung (für Stromnetze sowie konventionelle

¹⁴⁸ BMWi 2019-1.

¹⁴⁹ Grundgedanke ist, dass Verbraucher beliefert werden sollen, wenn der Nutzen der Belieferung höher ist als die Kosten. Hierbei kann die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher als Indiz für den entstehenden Nutzen herangezogen werden.

und erneuerbare Stromerzeugung) in Höhe von etwa 60 Milliarden Euro jährlich aus.¹⁵⁰ Vergleicht man die Kosten des Engpassmanagements mit den geschätzten Gesamtkosten des Stromnetzes (Summe der angepassten Erlösbergrenzen aller ÜNB und VNB, ohne Entgeltzahlungen nachgelagerter an vorgelagerte Netzbetreiber) für das Jahr 2017 in Höhe von 24,1 Milliarden Euro¹⁵¹, so ergibt sich für die letzten Jahre ein Anteil von etwa 5 bis 6 Prozent. Gliedert man die Kosten für das Engpassmanagement in den Jahren 2018 beziehungsweise 2019 weiter auf, so ergibt sich folgendes Bild (siehe Tabelle 4): Die Kosten für negativen und positiven Redispatch beliefen sich auf insgesamt 350 Millionen beziehungsweise 207 Millionen Euro, für das Countertrading auf 36 Millionen beziehungsweise 63 Millionen Euro, für die Netzreserve auf insgesamt 416 Millionen beziehungsweise 221 Millionen Euro und für Entschädigungsansprüche bei Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 auf 635 Millionen beziehungsweise 710 Millionen Euro.¹⁵² Senkungen dieser Kosten durch verbessertes Marktdesign tragen daher zu einer Senkung der Netzkosten bei.

Zugleich hat die Ausgestaltung des Engpassmanagements Auswirkungen auf die Funktion der Strommärkte. Kostensenkungen beim Engpassmanagement müssen etwaigen Kostenbelastungen an anderer Stelle des Energieversorgungssystems gegenübergestellt werden. Für den Stromhandel innerhalb der deutschen Gebotszone minimiert das derzeitige System des Engpassmanagements die Kosten weitgehend, da ein netzengpassfreies Stromnetz zugrunde gelegt wird und daher ein bundesweiter Stromgroßhandelsmarkt besteht.

		2015	2016	2017	2018	2019
Redispatch						
Gesamtmenge Marktkraftwerke ¹⁵³	in GWh	15.436	11.475	18.456	14.875	13.323
Kostenschätzung Redispatch	in Mio. Euro	412	223	392	350	207
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	24	12	29	36	63
Netzreservekraftwerke						
Menge ¹⁵⁴	in GWh	551	1.209	2.129	904	430
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	66	103	184	85	22
Leistung ¹⁵⁵	in MW	7.660	8.383	11.430	6.598	6.598
Jährliche Vorhaltekosten (vorläufige Werte)	in Mio. Euro	162	183	296	330	199
Einspeisemanagement						
Menge Ausfallarbeit	in GWh	4.722	3.743	5.518	5.403	6.482
Schätzung Entschädigung	in Mio. Euro	478	373	610	635	710
Anpassungen von Stromeinspeisungen						
Menge	in GWh	27	4	35	8	9

Tabelle 4: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen¹⁵⁶

150 Fraunhofer ISI et al. 2017; BMWi 2019-1.

151 Vgl. Consentec/Fraunhofer ISI 2018-2.

152 Vgl. BNetzA/BKartA 2020-1.

153 Reduzierungen und Erhöhungen inklusive Countertrading-Maßnahmen.

154 Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.

155 Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke zum 31. Dezember des jeweiligen Jahres.

156 Vgl. BNetzA 2020-1.

4.3 Beitrag zum Klimaschutz

Besonders betrachtet werden die Auswirkungen des Marktdesigns für das Engpassmanagement auf die Treibhausgasemissionen und damit den Klimaschutz. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der intensiven klimapolitischen Debatte geboten. Die Kosten für Klimaschutz sind deshalb definitionsgemäß nicht in den obigen kurzfristigen Kosten für die Behebung von Netzengpässen enthalten.

Klimabedingte Kosten werden für den Industrie- und Kraftwerkssektor durch das europäische Emissionshandelssystem („EU-ETS“) – in dem sich aus der Obergrenze der zulässigen Treibhausgasemissionen ergebenden Umfang und in den Grenzen der einbezogenen Anlagen und Treibhausgase – internalisiert. Allerdings vermag das EU-ETS angesichts seiner Beschränkung auf (im Wesentlichen) den Industrie- und Kraftwerkssektor keine angemessene Lenkungswirkung beim sektorenübergreifenden Einsatz von Strom, insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor, zu entfalten, wenn Strom dort mit anderen Energieträgern konkurriert, die nicht dem EU-ETS unterliegen. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)¹⁵⁷ sieht zukünftig einen nationalen Emissionshandel in Deutschland im Wärme- und Verkehrssektor vor, der allerdings isoliert neben dem EU-ETS steht. Ob die klimabedingten Kosten dadurch hinreichend abgedeckt werden und ein unverfälschter Wettbewerb zwischen den Energieträgern entsteht, ist umstritten.¹⁵⁸

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob das Marktdesign für das Engpassmanagement weitere Regelungen aus Gründen des Klimaschutzes – zusätzlich zu EU-ETS und nationalem Emissionshandel – vorsehen sollte. Derzeit besteht etwa ein Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, aufgrund dessen diese Erzeugungsanlagen erst nachrangig zu konventionellen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden dürfen (§ 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017).¹⁵⁹ Sichergestellt sein muss allerdings, dass klimaschutzbezogene Regelungen nicht nur zu einer Umverteilung der Treibhausgasemissionen zwischen den Erzeugungsanlagen führen, weil das EU-ETS ohnehin eine Obergrenze der zulässigen Treibhausgasemissionen vorgibt („Wasserbetteffekt“). Die Effekte hängen von der Ausgestaltung des Emissionshandels im Detail ab. Klimaschutzbeiträge im Anwendungsbereich des EU-ETS werden hier nicht näher behandelt.

Ein zusätzlicher Beitrag zum Klimaschutz kann sich insbesondere ergeben, wenn durch Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien oder hocheffizienter KWK in anderen Sektoren Treibhausgas-intensivere Energieträger ersetzt werden.¹⁶⁰ Hierfür können zuschaltbare Lasten im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt werden, um die Abregelung klimafreundlicher Erzeugungsanlagen zu reduzieren. Die Abregelung der nach EEG oder KWKG geförderten Stromerzeugung im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 belief sich im Jahr 2018 auf 5.403 Gigawattstunden

¹⁵⁷ Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (BEHG, 2019).

¹⁵⁸ Die zweite Stellungnahme der ESYS-Arbeitsgruppe Strommarktdesign „CO₂ bepreisen, Energieträgerpreise reformieren – Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign“ (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020) befasst sich mit der Frage, wie die Kosten des Klimaschutzes in das Marktdesign einbezogen werden sollten. Für eine weiterführende Diskussion dazu sei auf diese Stellungnahme verwiesen.

¹⁵⁹ Dieser Einspeisevorrang wird durch die Neufassung des § 13 EnWG mit Wirkung ab dem 01.10.2021 leicht eingeschränkt und stärker kostenorientiert ausgestaltet, besteht aber grundsätzlich fort, vgl. Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus, 2017.

¹⁶⁰ Auch die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems in diesen Sektoren begründet dort jedenfalls solange keinen Wasserbetteffekt, als keine Obergrenze der Treibhausgasemissionen gesetzt wird.

und in 2019 auf 6.482 Gigawattstunden.¹⁶¹ Bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht, belief sich der Anteil der durch Einspeisemanagement entstandenen Ausfallarbeit damit in den Jahren 2018 und 2019 auf jeweils rund 2,8 Prozent.¹⁶²

4.4 Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

Die Stärkung des EU-Elektrizitätsbinnenmarkts ist ein eigenständiges Ziel des europäischen Unionsrechts („Europäische Energieunion“). Gefördert werden damit insbesondere der grenzüberschreitende Stromhandel und die grenzüberschreitende Nutzung von Flexibilität. Dies führt zu Vorteilen der Verbraucher beim Strombezug, die sich in günstigeren Strompreisen niederschlagen können. Zudem kann eine Stärkung des Elektrizitätsbinnenmarkts zu einem effektiven und kostengünstigen Engpassmanagement beitragen, wenn Netzbetreiber auf Anlagen in den Nachbarstaaten mit niedrigeren Stromerzeugungskosten oder höherer Sensitivität für den Netzengpass zurückgreifen können.

Letztlich entscheidend für den grenzüberschreitenden Stromhandel ist die an den Staatsgrenzen verfügbare Transportkapazität. Ziel der EU ist eine technische Übertragungskapazität der Grenzkuppelstellen, die im Jahr 2020 mindestens 10 Prozent und im Jahr 2030 mindestens 15 Prozent der installierten Erzeugungskapazität im jeweiligen Mitgliedstaat ausmacht.¹⁶³ Allerdings steht diese technische Übertragungskapazität nicht in vollem Umfang für den Stromhandel zur Verfügung. Zur Steigerung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten sah der im April 2018 eingeführte MinRAM-Prozess¹⁶⁴ in der Region CWE – bestehend aus Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande und Österreich – zunächst ein Mindestniveau in Höhe von 20 Prozent vor.¹⁶⁵ Nunmehr schreibt Art. 16 Abs. 8 EltBMVO eine deutlich erhöhte Mindestverfügbarkeit der Übertragungskapazität an den Grenzkuppelstellen vor, die spätestens Ende 2025 erreicht werden muss. Eine weitergehende Beschränkung von Verbindungskapazitäten durch ÜNB, um Engpässe in ihren eigenen Gebotszonen zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszone entstanden sind, ist gemäß Art. 16 Abs. 8 S. 1 EltBMVO nicht mehr zulässig (siehe Kapitel 3.2.2.2). Je mehr der verfügbaren Transportkapazität an den Gebotszonengrenzen für den zonenübergreifenden Stromhandel bereitgestellt werden muss, desto mehr dürfte allerdings die Gefahr gebotszoneninterner Netzengpässe steigen (siehe auch Kapitel 5.2.2). Aufgrund der hohen Anforderungen der EltBMVO ist zukünftig mit einer signifikanten Zunahme des gebotszonenübergreifenden Handels und des daraus resultierenden Stromtransportbedarfs zu rechnen, was wiederum eine Verschärfung der innerdeutschen Engpasssituation nach sich ziehen dürfte.¹⁶⁶

161 BNetzA 2020-1.

162 BNetzA/BKartA 2020; BNetzA 2020-1.

163 Vgl. Europäische Kommission 2019. Zur näheren Ausgestaltung des 15-Prozent-Ziels vgl. Commission Expert Group 2017.

164 Minimum Remaining Available Margin, vgl. Amprion et al. 2019.

165 Amprion et al. 2019.

166 BMWi 2019-2; Marjanovic et al. 2019.

4.5 Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand

Eine Veränderung des Marktdesigns für das Engpassmanagement erfordert Änderungen des bestehenden Regelungsrahmens. Diese Änderungen müssen sowohl in rechtlicher als auch in praktischer Hinsicht umsetzbar sein. Aus rechtlicher Perspektive sind vor allem entgegenstehende unionsrechtliche und verfassungsrechtliche Regelungen zu berücksichtigen, da diese in der Regel nur unter erhöhten Schwierigkeiten abänderbar sind. Daneben können sich praktische Schwierigkeiten ergeben, wenn zum Beispiel gewünschte Änderungen das Einverständnis bestimmter Marktteilnehmer erfordern (siehe etwa zur Zentralisierung der Netzbetriebsführung in einem Knotenpreissystem Kapitel 5.1.3) oder wenn die Interessen mehrerer Mitgliedstaaten der EU gegenläufig betroffen sein können (siehe etwa zum Neuzuschnitt der Gebotszonen Kapitel 5.2.3).

Der Aufwand für die Umsetzung muss außerdem in einem angemessenen Verhältnis zu den Vorteilen des neuen Marktdesigns stehen. Zu berücksichtigen ist der Aufwand sowohl aufseiten der betroffenen Unternehmen als auch aufseiten staatlicher Akteure. Hierbei sind auch das Risiko von Fehlsteuerungen aufgrund nicht vorhergesehener Effekte und ein daraus möglicherweise resultierender Nachsteuerungsbedarf einzubeziehen. In der Regel wird der Umstellungsaufwand umso höher ausfallen, je gravierender die Veränderungen des Marktdesigns sind. Änderungen des Marktdesigns sollten nur vorgenommen werden, wenn sie entsprechend große Vorteile in Bezug auf Effektivität, Effizienz, Klimaschutz und Energiebinnenmarkt versprechen.

5 Handlungsoptionen für das Engpassmanagement

In der Folge werden fünf Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns für das Engpassmanagement näher untersucht. Drei Optionen betreffen den Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen: Einführung eines Knotenpreissystems, Neuzuschnitt der bislang einheitlichen deutschen Stromgebotszone, Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte. Zwei weitere Optionen sehen vor, dass die Beschaffung von Flexibilität nach Eintritt der Gefahr von Netzengpässen verstärkt marktbasierend erfolgt oder dass verstärkte Anreize für die Flexibilitätsbereitstellung bei nicht marktbasierter Beschaffung eingeführt werden. Dargestellt werden für jede Handlungsoption zunächst die Grundzüge ihrer Ausgestaltung und anschließend die erwarteten Vor- und Nachteile, jeweils gemessen an den in Kapitel 3 dargestellten Kriterien und bewertet im Vergleich zum Status quo. Zudem werden Punkte benannt, hinsichtlich derer weiterer Klärungsbedarf besteht.

5.1 Einführung eines Knotenpreissystems

5.1.1 Ausgestaltung

In einem Knotenpreissystem (Nodal Pricing) erfolgt die Strompreisbildung grundsätzlich gesondert für jeden Netzknoten (das heißt jeden Einspeise- oder Entnahmepunkt) unter Berücksichtigung des knotenscharfen Stromangebots und der knotenscharfen Stromnachfrage sowie der verfügbaren Transportkapazitäten für den betreffenden Zeitraum. Ist ein Leistungsaustausch zwischen zwei Knoten ohne Netzengpässe möglich, gleichen sich die Strompreise an den Knoten an, andernfalls unterscheiden sie sich. Die Preisbildung wird auf zeitlich aufeinanderfolgenden Marktstufen an den jeweils aktuellen Informationsstand angepasst. Knotenpreissysteme zielen grundsätzlich darauf ab, die Gefahr von Netzengpässen von vornherein auszuschließen. Ein zusätzlicher Flexibilitätseinsatz zur Vermeidung der Gefahr von Netzengpässen ist damit nicht oder nur noch in deutlich verringertem Umfang gegenüber dem bestehenden System erforderlich (siehe Kapitel 3.2.1).

Auf Grundlage dieses Verständnisses reflektiert die Höhe der Knotenpreise insbesondere die Erzeugungskosten der Kraftwerke und die Kosten der Vermeidung von Netzengpässen. Hinsichtlich der Ausgestaltung sind unterschiedliche Varianten denkbar. In Betracht kommen verbindliche Angebote der Marktteilnehmer, sodass sich das System einem Central Dispatch annähert, oder aber unverbindliche Angebote, sodass die Marktteilnehmer auch nach Ermittlung der Knotenpreise in ihrer Entscheidung frei bleiben, ob sie das Handelsgeschäft durchführen wollen. Gestaltungsspielräume bestehen weiterhin bei der Auswahl der Netzbetriebsmittel, für die die Gefahr von Netzengpässen ermittelt werden soll, bei der zeitlichen Granularität, mit der eine Berechnung erfolgen soll, und bei der Berücksichtigung von Sicherheitsmargen wie zum Beispiel durch das (n-1)-Kriterium. Hinsichtlich der Anlagen, deren Dispatchentscheidungen gesteuert werden sollen, ist über die einzubeziehenden Anlagen und über die zeitliche

Granularität der Vorgaben zu entscheiden. Soweit die Bildung der Knotenpreise einem zentralen Akteur obliegt, der auch für die Netzbetriebsführung zuständig ist, setzt die Einführung eines Knotenpreissystems über mehrere bislang getrennte Netze voraus, dass die bislang zuständigen Netzbetreiber dem zentralen Akteur ihre entsprechenden Kompetenzen übertragen.

5.1.2 Vor- und Nachteile

Effektivität des Engpassmanagements

- **Potenziell sehr hohe Effektivität**

Ein Knotenpreissystem bietet die Möglichkeit, die verfügbaren Transportkapazitäten von vornherein bei den Einsatzentscheidungen für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen. Daher sind Maßnahmen der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen allenfalls noch eingeschränkt erforderlich. Sie können allerdings insbesondere aufgrund kurzfristiger Abweichungen der tatsächlichen gegenüber der berechneten Netznutzung dennoch notwendig werden, zum Beispiel aufgrund von Kraftwerksausfällen, Ausfällen von Netzelementen oder abweichendem Verbrauchsverhalten. Die Gefahr von Netzengpässen geht jedoch stark zurück. Ein solches Marktdesign entspricht dem Ziel des effektiven Engpassmanagements und fördert damit die Versorgungssicherheit. Darüber hinaus verfügt der Netzbetreiber auf jeder Marktstufe über eine knotenscharfe Einsatzplanung der Anlagen. Hierdurch kann eine verlässlichere Berechnung der Lastflüsse und resultierender Netzengpässe erfolgen als im gegenwärtigen, portfoliobasierten System, in dem die Marktteilnehmer ihre Anlagenfahrpläne erst um 14.30 Uhr des Vortags vorlegen müssen und gegebenenfalls auch noch später ändern können. Ein Knotenpreissystem weist daher aus Sicht der Effektivität des Engpassmanagements Vorteile gegenüber dem derzeitigen Marktdesign auf.

- **Einschränkungen der Effektivität aufgrund hoher Komplexität**

Die für die Bildung der Knotenpreise erforderlichen Lastflussberechnungen sind durch hohe Komplexität gekennzeichnet. Die Lastflüsse sind abhängig von Ort und Zeit der Einspeisungen in das Netz und der Entnahmen aus dem Netz. Hierbei folgen die Lastflüsse den physikalischen Gesetzmäßigkeiten, wobei sich die jeweiligen Einspeisungen und Entnahmen gegenseitig beeinflussen und daher nur unter Berücksichtigung der gesamten Einspeise- und Entnahmesituation ermittelt werden können. Eine exakte Lastflussberechnung stößt bereits aus Gründen der Datenverfügbarkeit und des erforderlichen Rechenaufwands an Grenzen. Hinzu treten Grenzen der Prognostizierbarkeit von Einspeisungen (etwa bei fluktuierender Erzeugung aus Wind- und Solarenergie) und Entnahmen. Soweit ersichtlich finden Knotenpreissysteme daher bislang nur auf den oberen Netzebenen, insbesondere für das Übertragungsnetz, Anwendung, da diese im Gegensatz zu den deutlich kleinteiligeren Verteilernetzen eine geringere Zahl von Netzknoten haben. Zudem beschränkt sich die knotenscharfe Betrachtung teilweise auf die Einspeiseseite (siehe Kapitel 3.2.1.2). Soweit ein Knotenpreissystem aufgrund der Komplexität für die unteren Netzebenen nicht geeignet sein sollte, müsste dort ein abweichendes System des Engpassmanagements genutzt werden.

Aber auch ein auf das Übertragungsnetz beschränktes Knotenpreissystem begegnet Schwierigkeiten. Der Anstieg dezentraler Einspeisung (zum Beispiel durch Windenergie- und PV-Anlagen) wie auch dezentraler Entnahmen (zum Beispiel für Wärmepumpen oder E-Mobilität) auf den unteren Netzebenen führt aufgrund von

Rückspeisungen beziehungsweise Entnahmen zunehmend zu Netzengpässen auch im Übertragungsnetz. Da für die Verteilernetze häufig keine genauen Lastflussberechnungen vorliegen, sind die Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen im Einzelfall schwer vorherzusehen. Ein Knotenpreissystem, das nur die Übertragungsnetze erfasst, ist daher nicht in der Lage, das Entstehen von Netzengpässen im Übertragungsnetz zuverlässig auszuschließen. Dies schränkt die Effektivität eines solchen Knotenpreissystems ein.

Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Beschränkte Transportkapazitäten im Strompreis berücksichtigt**

Ein Knotenpreissystem kann kostensenkende Wirkung entfalten, weil die Strompreise an den Netzknoten die Bereitstellungskosten für Strom (insbesondere Erzeugungs- und Transportkosten) abbilden. Im Falle von Netzengpässen wird also gegebenenfalls nicht die Erzeugungsanlage mit den geringsten Erzeugungskosten eingesetzt, sondern die nächstgünstigste Anlage, die unter Beachtung der Transportkapazitäten zur Versorgung geeignet ist. Damit werden – bei korrekter Abbildung von Erzeugungskosten und Transportkapazitäten – die Erzeugungsanlagen eingesetzt, die die Stromnachfrage insgesamt zu den geringsten Kosten befriedigen können.¹⁶⁷ Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Voraussetzungen für eine optimale Funktion eines Knotenpreissystems (keine Transaktionskosten, keine Marktmacht, teilbare Investitionen, keine politische Einflussnahme etc.) in der Realität nicht erfüllt werden.¹⁶⁸

- **Stark sinkende Kosten für Flexibilität, Zusatzkosten für Knotenpreissystem**

Konkret können sich Kostenvorteile durch den sinkenden Flexibilitätsbedarf für das Engpassmanagement ergeben. Dies gilt zum einen aufgrund des Wegfalls von Kosten für die Flexibilitätsbeschaffung, soweit die verfügbare Transportkapazität aufgrund der Knotenpreise nicht überschritten wird. Zum anderen kann es die Kosten des Energieversorgungssystems insgesamt senken, wenn nicht für das Engpassmanagement gebundene Flexibilität für andere Zwecke zur Verfügung steht. Diese Aspekte sind insbesondere in Deutschland bedeutsam, da zukünftig das Flexibilitätsangebot durch zentrale Kraftwerke (aufgrund Kernenergieausstieg, Kohleausstieg etc.) sinkt und der Bedarf an Flexibilität voraussichtlich steigt, und zwar sowohl für das Engpassmanagement (zum Beispiel zunehmende Netzengpässe auch im Verteilernetz) als auch für andere Einsatzzwecke (zum Beispiel Systemausgleich durch Einsatz von Regelleistung).¹⁶⁹ Aufgrund der Möglichkeit früherer knotenscharfer Berechnung können zudem etwaige kostengünstige Anlagen mit längerer Vorlaufzeit zum Einsatz kommen, deren Aktivierung nach Vorliegen der Fahrplanmeldungen im derzeitigen System des portfoliobasierten Self Dispatch möglicherweise nicht mehr rechtzeitig möglich wäre.

Dem gegenüberzustellen sind die zusätzlichen Kosten, die die Anwendung des Knotenpreissystems im Vergleich zum derzeitigen zonalen Preissystem verursacht. Hierzu gehören etwa die Kosten für die (Weiter-)Entwicklung eines Berechnungsalgorithmus, für die erforderlichen Messeinrichtungen und für Datenermittlung und -übertragung.

¹⁶⁷ Vgl. Monopolkommission 2015; Grimm et al. 2019.

¹⁶⁸ Consentec/Neon 2018.

¹⁶⁹ Dazu auch Frontier Economics 2017.

- **Mögliche Mehrkosten für den Stromhandel aufgrund von Marktmacht, niedriger Liquidität und volatilen Preisen**

Eine knotenscharfe Preisbildung kann aufgrund begrenzter Transportkapazitäten zu regional sehr begrenzten Märkten führen. Dies kann den Marktteilnehmern bei fehlendem Wettbewerb marktmachtbedingte Preissetzungsspielräume eröffnen und zu einer ineffizienten Preisbildung führen. Im derzeitigen zonalen Preissystem besteht diese Gefahr auf den allgemeinen Strommärkten nur in geringerem Umfang. Daher sind in einem Knotenpreissystem möglicherweise weitergehende regulatorische Maßnahmen erforderlich, zum Beispiel eine behördliche Kontrolle der Preisbildung, die über die allgemeinen kartellrechtlichen Instrumente zur Kontrolle von Marktmacht hinausgehen. Analysen für US-amerikanische Knotenpreissysteme kommen zu dem Ergebnis, dass in erheblichem Umfang Marktmacht besteht und daher wirksame Maßnahmen zu deren Begrenzung notwendig sind.¹⁷⁰

Darüber hinaus hat der Wegfall eines bundesweit einheitlichen Stromgroßhandelspreises weitere Rückwirkungen auf den Stromhandel: Die Liquidität der Strommärkte würde voraussichtlich sinken und die Volatilität der Spotmarktpreise steigen. Dies könnte insbesondere zu höheren Terminmarktpreisen führen. Zudem könnte es für einige Marktteilnehmer wichtig sein, sich bei stark schwankenden Strompreisen vermehrt finanziell abzusichern. Diese Effekte können im Ergebnis zu Kostensteigerungen für den Stromhandel gegenüber dem derzeitigen zonalen Preissystem führen.

- **Engere regulatorische Kontrolle des zentralen Akteurs notwendig**

In einem Knotenpreissystem hängen die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer stark von der Ausgestaltung des Preisbildungsalgorithmus wie auch von den Entscheidungen über Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes ab. Anders als bei bundesweit einheitlicher Strompreisbildung können sich diese unmittelbar auf die Strompreise für einzelne Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen auswirken. Die hierfür verantwortlichen Akteure (zentraler Akteur und gegebenenfalls daneben Netzbetreiber) haben in einem Knotenpreissystem weiterreichende Einflussmöglichkeiten als im derzeitigen zonalen Preissystem. Daher gewinnt eine transparente und diskriminierungsfreie Ausübung des Netzbetriebs größere Bedeutung als im derzeitigen zonalen Preissystem. Insoweit wird in der Regel eine engere regulatorische Kontrolle des Netzbetriebs erforderlich sein, um eine effiziente Funktion des Elektrizitätsversorgungssystems sicherzustellen.¹⁷¹

Beitrag zum Klimaschutz

- **Die Nutzung klimafreundlicher Erzeugungsanlagen kann gesteigert werden**

Ein Knotenpreissystem setzt Anreize, kostengünstigen Strom aus erneuerbaren Energien sektorenübergreifend zu nutzen. Denn es führt zu niedrigen Strompreisen an solchen Netzknoten, an denen eine Stromentnahme den Einsatz kostengünstiger Erzeugungsanlagen fördert, die andernfalls aufgrund von Netzengpässen nicht zum Einsatz kommen würden.

¹⁷⁰ Für einen Teil der Knotenpreissysteme werden die dort vorhandenen Maßnahmen als wirksam angesehen (vgl. zum Beispiel Potomac Economics 2019-1 und 2019-2), für andere werden regulatorische Veränderungen für erforderlich gehalten (vgl. zum Beispiel Potomac Economics 2019-3; California ISO 2019).

¹⁷¹ Zugleich können sich negative Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Marktteilnehmer ergeben, sodass in den existierenden Knotenpreissystemen häufig Mechanismen zur Sicherung der Erzeugungskapazität Anwendung finden, vgl. Consentec/Neon 2018.

Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand, Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Rechtliche Unsicherheiten und organisatorische Hürden**

Rechtlich bislang ungeklärt ist, ob die derzeitige Ausgestaltung des Elektrizitätsbinnenmarkts durch die EltBMVO der Einführung eines Knotenpreissystems entgegensteht. Die EltBMVO legt in Art. 14 bis 17 ein System von Gebotszonen zugrunde, wobei die Gebotszonengrenzen durch strukturelle Netzengpässe bestimmt werden sollen und Mindestübertragungskapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel zu gewährleisten sind (siehe Kapitel 3.2.2). Daher bestehen Zweifel an der Vereinbarkeit eines Knotenpreissystems mit der EltBMVO. Nicht ausdrücklich vorgeschrieben ist allerdings ein zonal einheitlicher Großhandelspreis für Strom. Vielmehr sollen die Strompreise gemäß EltBMVO durch Angebot und Nachfrage bestimmt werden und erkennen lassen, wenn Elektrizität benötigt wird, und so markt-basierte Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen wie flexible Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung bieten.¹⁷² Insoweit könnte möglicherweise auch ein Knotenpreissystem als zulässig angesehen werden. Sofern eine Änderung der EltBMVO erforderlich sein sollte, müsste diese von Rat und Parlament der EU mit den notwendigen Mehrheiten vorgenommen werden.

Praktische Probleme können auftreten, wenn mehrere bislang getrennt betriebene Netze in einem Knotenpreissystem zusammengefasst werden sollen. Soweit die Bildung der Knotenpreise durch einen zentralen Akteur erfolgen und dieser Aufgaben der Netzbetriebsführung übernehmen soll, müssen die entsprechenden Kompetenzen von den betroffenen Netzbetreibern auf den zentralen Akteur übertragen werden. Dies setzt – vorbehaltlich einer gegebenenfalls zu prüfenden staatlichen Regelung – eine Einigung der Netzbetreiber voraus, deren Erfolg offen ist. Insoweit stellt die Umsetzung eines Knotenpreissystems höhere Anforderungen als die Bildung einer einheitlichen Gebotszone, die auch bei Beteiligung mehrerer Netzbetreiber umsetzbar ist. Soll ein deutschlandweites Knotenpreissystem mit zentralem Akteur auch nur auf Übertragungsebene eingeführt werden, so bedürfte es einer entsprechenden Einigung zwischen Amprion, TransnetBW, TenneT und 50Hertz Transmission. Bei Ausdehnung des Knotenpreissystems auch auf die Verteilernetzebene (oder zumindest Teile davon) muss eine Übertragung der Kompetenzen für die Netzbetriebsführung auch durch die betroffenen Verteilernetzbetreiber erfolgen. Da sich die Entscheidungen dieses zentralen Akteurs unmittelbar auf die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer auswirken würden, könnte dies zusätzliche Vorbehalte gegen eine Kompetenzübertragung begründen.

Die Umsetzung eines grenzüberschreitenden Knotenpreissystems kann besondere praktische Schwierigkeiten aufwerfen. Die Übertragung der Kompetenzen für die Netzbetriebsführung auf einen zentralen Akteur kann insbesondere bei Beteiligung mehrerer Staaten schwer umsetzbar sein, da die Entscheidungen des zentralen Akteurs Einfluss auf die Wirtschaftsbedingungen in den einzelnen Staaten und die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer haben.

- **Hoher Umsetzungsaufwand durch Systemwechsel**

Allgemein ist zu berücksichtigen, dass die Einführung eines Knotenpreissystems aus Sicht des derzeitigen deutschen Elektrizitätsversorgungssystems eine sehr weitreichende Systemumstellung erfordert. Diese bringt einen hohen Umstellungsaufwand

¹⁷² Vgl. Erwägungsgründe Nr. 22 und Nr. 30 EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943).

mit sich, Anlaufprobleme sind nicht auszuschließen. Bereits angesprochen wurde die Notwendigkeit, bei Einsetzung eines zentralen Akteurs die Kompetenzen für die Netzbetriebsführung von den bisherigen Netzbetreibern auf diesen zu übertragen. Aufseiten der anderen Marktteilnehmer muss das derzeitige System des portfolio-basierten Self Dispatch auf knotenscharfe Einsatzplanungen umgestellt werden und nähert sich einem System des Central Dispatch an. Eine knotenübergreifende Bilanzkreisbildung kann allenfalls noch eingeschränkt erfolgen, da die Einsatzentscheidungen von den Knotenpreisen abhängen. Auswirkungen ergeben sich auch auf die Märkte für Regelleistung und Regelernergie, da auch hier die begrenzten Transportkapazitäten berücksichtigt werden müssen, um die Effektivität des Knotenpreissystems nicht zu gefährden. Schließlich beeinflusst ein Knotenpreissystem die wirtschaftliche Attraktivität von Standorten, entgegen der derzeitigen, bundesweit einheitlichen Strompreisbildung und der mit dem NEMOG¹⁷³ eingeführten Angleichung zumindest der Übertragungsnetzentgelte (vgl. §§ 24 und 24a EnWG sowie §§ 14a ff., 32a StromNEV).

5.1.3 Weiterer Forschungsbedarf

Angesichts der zunehmenden Bedeutung dezentraler Einspeisungen und Entnahmen erscheint wesentlich, inwieweit ein Knotenpreissystem auch zur Vermeidung von Netzengpässen auf den unteren Netzebenen geeignet ist und inwieweit neben Erzeugungsanlagen auch Verbrauchs- und Speicheranlagen einbezogen werden können. Dies wirft Fragen der Datenverfügbarkeit und der Handhabbarkeit auf, aber auch nach den Kosten, die aus der Durchführung eines solchen Knotenpreissystems aufseiten des zentralen Akteurs wie auch der anderen Marktteilnehmer entstehen. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung dezentraler Erzeugung und Entnahme ist weiterhin zu prüfen, inwieweit ein auf das Übertragungsnetz beschränktes Knotenpreissystem überhaupt zu einem effektiveren und kostengünstigeren Engpassmanagement beitragen könnte.

Außerdem ist näher zu prüfen, inwieweit ein Knotenpreissystem marktmachtbedingte Preissetzungsspielräume an einzelnen Netzknoten eröffnen kann, weil aufgrund von Netzengpässen kein wirksamer Wettbewerb besteht. Darüber hinaus sollten die möglichen nachteiligen Effekte eines Knotenpreissystems auf den Terminhandel und mögliche Kosten für finanzielle Absicherungsgeschäfte soweit möglich quantifiziert und gegen die Vorteile (zum Beispiel durch verringerte Kosten für Flexibilität) abgewogen werden. Zu klären ist schließlich, welche Netze in ein Knotenpreissystem integriert werden sollen und inwieweit eine einheitliche Netzbetriebsführung durch einen zentralen Akteur umsetzbar ist. Soweit ein Knotenpreissystem nur für einen eingeschränkten räumlichen Bereich umsetzbar sein sollte, sind die daraus entstehenden Nachteile für den Handel zu gewichten. Angesichts der großen Tragweite einer Umstellung auf ein Knotenpreissystem erscheint eine detaillierte und im Idealfall quantitative Bestimmung der Vor- und Nachteile besonders wichtig.

¹⁷³ Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, 2017).

5.2 Neuzuschnitt der einheitlichen deutschen Stromgebotszone

5.2.1 Ausgestaltung

Deutschland bildet derzeit – unter Einschluss von Luxemburg – eine einheitliche Stromgebotszone. Innerhalb dieser Gebotszone wird für die Zwecke des Stromhandels ein engpassfreies Stromnetz zugrunde gelegt („Kupferplatte“), sodass sich ungeachtet der beschränkten Transportkapazitäten ein einheitlicher Stromgroßhandelspreis für die deutsche Gebotszone ergibt. Soweit die Gefahr von Netzengpässen besteht, muss diese durch die Netzbetreiber behoben werden. Demgegenüber werden die Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen bewirtschaftet, das heißt, dem Stromhandel werden von vornherein nur beschränkte Transportkapazitäten zur Verfügung gestellt und versteigert (siehe Kapitel 3.2.2.2).

Der bislang an den deutschen Staatsgrenzen ausgerichtete Zuschnitt der deutschen Gebotszone könnte dahingehend verändert werden, dass er strukturelle Netzengpässe, an denen aufgrund beschränkter Transportkapazitäten längerfristig und wiederkehrend nicht alle gewünschten Stromhandelsgeschäfte ausgeführt werden können,¹⁷⁴ besser abbildet. Eine entsprechende Überprüfung sieht insbesondere auch die EltBMVO vor (siehe Kapitel 3.2.2.2). Ein Neuzuschnitt kann einerseits zur Unterteilung der bisherigen deutschen Gebotszone führen, das heißt zur Einführung zusätzlicher Gebotszonengrenzen. Verschiedentlich diskutiert wird insbesondere eine Aufteilung der deutschen Stromgebotszone, um Netzengpässen zwischen Nord- und Süddeutschland Rechnung zu tragen.¹⁷⁵ Umgekehrt wäre grundsätzlich auch eine Erweiterung der deutschen Stromgebotszone auf das benachbarte Ausland unter Aufhebung bestehender Gebotszonengrenzen in Betracht zu ziehen, soweit strukturelle Netzengpässe (zukünftig) nicht bestehen sollten.¹⁷⁶ Hinsichtlich der Lage struktureller Netzengpässe und des Verlaufs möglicher neuer Gebotszonengrenzen besteht bislang allerdings keine Klarheit. Das BMWi geht auf Grundlage einer Analyse der vier deutschen ÜNB davon aus, dass strukturelle Engpässe über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt seien und keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vorzeichneten.¹⁷⁷

Der zugrunde liegende Ansatz weist Ähnlichkeiten mit der Einführung von Knotenpreisen auf. Die Orientierung an den vorhandenen Transportkapazitäten erfolgt aber weniger konsequent, da nur die relevantesten („strukturellen“) Netzengpässe, nicht aber alle Einschränkungen der Transportkapazität berücksichtigt werden. Dadurch ist eine individuelle Preisbildung nicht an Tausenden von Netzknoten, sondern nur für die jeweiligen Gebotszonen und an den Gebotszonengrenzen erforderlich. Innerhalb einer Gebotszone bleiben Einschränkungen der Transportkapazität nach wie vor beim Stromhandel unberücksichtigt. Für den Stromhandel hat das Vorteile, unter anderem eine höhere Liquidität des Markts. Zugunsten dieser Vorteile wird die ungenauere Berücksichtigung der Beschränkungen bei den Transportkapazitäten in Kauf genommen.

¹⁷⁴ Nach Art. 2 Nr. 6 EltBMVO bezeichnet ein „struktureller Netzengpass“ einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt (Verordnung (EU) 2019/943).

¹⁷⁵ Vgl. etwa Monopolkommission 2011; Egerer et al. 2015; Marjanovic et al. 2019.

¹⁷⁶ Bereits heute bildet Deutschland mit Luxemburg eine einheitliche Stromgebotszone.

¹⁷⁷ BMWi 2019-2.

5.2.2 Vor- und Nachteile

Effektivität des Engpassmanagements

- **Korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber werden reduziert**

Ein zonales Preissystem ermöglicht die Bewirtschaftung der Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen. Damit sind Maßnahmen der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen nicht oder nur in deutlich geringerem Umfang erforderlich. Ein Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone ist daher aus dem Blickwinkel der Effektivität des Engpassmanagements vorteilhaft, wenn er sich stärker an strukturellen Netzengpässen orientiert als die bisherigen Gebotszonengrenzen. Die Vorteile für die Effektivität sind umso größer, je besser die neuen Gebotszonengrenzen die strukturellen Netzengpässe abbilden.

- **Verlagerung struktureller Netzengpässe kann Effektivität einschränken**

Vorteile für die Effektivität des Engpassmanagements ergeben sich, wenn der Gebotszonenzuschnitt die strukturellen Netzengpässe abbildet. Verlagern sich Netzengpässe aufgrund veränderter Netzauslastung, so verringert dies die Effektivität des Engpassmanagements. Zur Sicherstellung der Effektivität wäre daher eine regelmäßige Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung der Gebotszonengrenzen erforderlich.

- **Keine umfassende Engpassberücksichtigung**

Zonale Preissysteme haben inhärente Einschränkungen, da sie nur strukturelle Netzengpässe berücksichtigen. Andere Netzengpässe, die nicht für längere Dauer und wiederkehrend auftreten (das heißt keine strukturelle Qualität haben), werden hingegen nicht vermieden. Dies wirkt sich tendenziell umso stärker aus, je größer die Gebotszonen zugeschnitten werden. Auch Netzengpässe im Verteilernetz werden grundsätzlich nicht berücksichtigt.

Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Auktion der Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen berücksichtigt Nutzen für die Verbraucher**

Werden Transportkapazitäten bereits beim Abschluss der gebotszonenübergreifenden Stromhandelsgeschäfte durch Auktion der zonenübergreifenden Transportkapazität berücksichtigt, kann der Markt hier die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher ermitteln. Dies ist grundsätzlich ein effizienter Weg, um den Nutzen für die Verbraucher zu berücksichtigen. Gegenüber dem derzeitigen zweistufigen Ansatz (erst Stromhandel, dann Engpassmanagement) ergeben sich dadurch potenzielle Kostenvorteile.

Allerdings bestehen Spielräume bei der Festlegung der für den Stromhandel verfügbaren Transportkapazitäten. Zudem ist zu regeln, inwieweit die zusätzliche Möglichkeit eines zonenübergreifenden Redispatch oder Countertrading hierbei berücksichtigt werden soll.¹⁷⁸ Diese Entscheidungen haben erheblichen Einfluss auf die Kosten für die Nutzung zonenübergreifender Transportkapazitäten und die Effizienz des Gebotszonenzuschnitts.

¹⁷⁸ Die derzeitige Regelung findet sich in Art. 16 EltBMVO (Verordnung (EU) 2019/943).

- **Sinkende Kosten für Flexibilität, Zusatzkosten für Bewirtschaftung der Gebotszonengrenzen**

An den Gebotszonengrenzen entfallen Kosten für Flexibilität, soweit die verfügbaren Transportkapazitäten bereits beim Stromhandel berücksichtigt werden und korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber daher nicht erforderlich sind. Zugleich kann die nicht für das Engpassmanagement benötigte Flexibilität für andere Zwecke wie den Systemausgleich (zum Beispiel Vermarktung als Regelenergie) eingesetzt werden. Dem sind die Kosten für die Bewirtschaftung der Gebotszonengrenzen gegenüberzustellen. Diese fallen auch dann an, wenn Netzengpässe tageszeitlich oder saisonal gar nicht vorliegen und eine Bewirtschaftung daher nicht erforderlich wäre.

- **Potenziell höhere Kosten für den Stromhandel durch verringerte Liquidität**

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass eine Teilung der deutschen Stromgebotszone insgesamt betrachtet zu höheren Stromgroßhandelspreisen und damit zu höheren Kosten im Stromhandel führt. Bisher dem Engpassmanagement der Netzbetreiber zugeordnete Kosten, zum Beispiel für Redispatch, können insoweit nicht mehr außerhalb des Stromhandels über die Netzentgelte umgelegt werden. Zugleich sinken aber die Redispatchkosten, was die Kosten der Energieversorgung an anderer Stelle entlastet. Ein Anstieg der Stromgroßhandelspreise liegt insbesondere für den süddeutschen Raum nahe, in dem die Nachfrage physikalisch häufig nicht durch günstige Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann. Höhere Großhandelspreise ergeben sich dann aus dem verringerten Angebot bei kleinerem Gebotszonenzuschnitt und der eingeschränkten Möglichkeit zur Portfoliobildung. Demgegenüber können sich im norddeutschen Raum niedrigere Stromgroßhandelspreise ergeben. Zudem könnten dem Stromhandel bei Teilung der deutschen Stromgebotszone möglicherweise höhere zonenübergreifende Transportkapazitäten zu den Nachbarstaaten zur Verfügung gestellt werden und damit die Großhandelspreise an den Strommärkten sinken, wie im Folgenden im Zusammenhang mit dem Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt beschrieben. Das EU-Recht sieht allerdings ohnehin eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten für den Stromhandel auf 70 Prozent bis zum Ende des Jahres 2025 vor.

Die Erfahrungen aus der Gebotszonentrennung in Schweden im Jahr 2011 und aus der Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone zum 01.10.2018 legen nahe, dass aufseiten des Stromhandels erhebliche Mehrkosten entstehen können. Infolge der Auftrennung der schwedischen Gebotszone in vier kleinere Gebotszonen wurde im Jahr 2015 eine Verringerung der Liquidität auf den skandinavischen Terminmärkten von mehr als 20 Prozent gegenüber dem Jahr 2011 beobachtet.¹⁷⁹ Die Strombörse European Energy Exchange (EEX) hat die Wohlfahrtsverluste, die sich infolge der Ankündigung der Gebotszonentrennung Deutschland/Österreich und der Produktüberleitung vom Phelix DE/AT zum Phelix DE in den Monaten Januar 2017 bis April 2018 (Phelix DE/AT) beziehungsweise April 2017 bis April 2018 (Phelix DE) durch einen erhöhten Bid-Ask-Spread ergaben, auf über 700 Millionen Euro beziffert.¹⁸⁰ Der Bid-Ask-Spread bezeichnet die Differenz zwischen den Preisen, die Käufer (an der Strombörse) bereit sind zu zahlen, und den Preisen, die Anbieter erzielen möchten.

¹⁷⁹ EFET 2016.

¹⁸⁰ Auskunft der EEX.

- **Anpassungen der Gebotszonengrenzen verringern die Planungssicherheit**

Der nach dieser Handlungsoption angestrebte Gebotszonenzuschnitt stellt auf strukturelle Netzengpässe ab. Konsequenterweise müsste die Gebotszonengrenze regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Falls die Anpassung häufig erfolgen sollte, kann hierunter insbesondere die Funktion der Terminmärkte leiden, da eine langfristige Vorhersage der Strompreise und der Transportkosten erschwert wird und die Planungssicherheit für Stromverbraucher und -erzeuger dementsprechend verringert ist.

Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Loslösung von Staatsgrenzen**

Mit dem Ziel der Förderung des EU-Elektrizitätsbinnenmarkts sind zonale Preissysteme insoweit gut vereinbar, als eine Orientierung an strukturellen Engpässen grundsätzlich unabhängig von den Staatsgrenzen erfolgt und damit nicht zwischen Mitgliedstaaten differenziert wird. So könnten beispielsweise auch Gebotszonen eingerichtet werden, die Teile mehrerer Länder umfassen, solange sich an den Staatsgrenzen keine strukturellen Netzengpässe befinden. Hierbei setzt ein zonales Preissystem – anders als ein Knotenpreissystem – keine einheitliche Netzbetriebsführung voraus.

- **Geringerer Druck zur Einschränkung der Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen zum Ausland**

Die Aufteilung von Gebotszonen entlang struktureller Netzengpässe innerhalb eines Staates kann dazu beitragen, die an den Gebotszonengrenzen zum Ausland bereitgestellte Transportkapazität zu erhöhen. Heute müssen die Netzbetreiber innerhalb Deutschlands häufig in erheblichem Maße Engpassmanagement betreiben, was hohe Kosten (insbesondere für den Redispatch) verursacht. Stromimporte können bestehende Engpasssituationen weiter verschärfen. Wird beispielsweise Strom aus Skandinavien importiert und soll nach Süddeutschland geliefert werden, belastet dies die Stromleitungen zwischen Nord- und Süddeutschland zusätzlich. Diese sind aber durch den Transport des norddeutschen Windenergiestroms in die süddeutschen Industriegebiete bereits teilweise überlastet. Um zusätzliche Netzengpässe und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden, beschränken die Netzbetreiber daher teilweise die Leitungskapazität, die sie an den Gebotszonengrenzen zum Ausland für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stellen. Im genannten Beispiel würde der Netzbetreiber dadurch die Stromlieferungen aus Skandinavien einschränken. Würde nun Deutschland an dem strukturellen Netzengpass zwischen Nord- und Süddeutschland in zwei Gebotszonen aufgeteilt, müssten sowohl norddeutsche als auch skandinavische Stromanbieter Übertragungsrechte für die neue Gebotszonengrenze erwerben. Sie würden am Markt um die begrenzten Übertragungskapazitäten von Nord- nach Süddeutschland konkurrieren – dadurch wäre von vornherein sichergestellt, dass ausreichende Leitungskapazitäten zur Verfügung stehen.¹⁸¹ Da das zusätzliche Stromangebot aus Skandinavien in diesem Fall nicht mehr zu einer erhöhten Gefahr von Netzengpässen führt, gäbe es für den Netzbetreiber keinen Grund mehr, die Transportkapazitäten für Stromimporte aus Skandinavien einzuschränken. Durch den zusätzlichen Wettbewerb zwischen

¹⁸¹ Mit der Maßnahme wird, wie bei allen in diesem Dokument vorgestellten Handlungsoptionen, die physikalische Transportkapazität des Netzes nicht erhöht. Durch die Maßnahme sinkt jedoch die Notwendigkeit korrigierender Eingriffe der Netzbetreiber, da die begrenzten Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen im Stromhandel berücksichtigt werden.

deutschen und ausländischen Anbietern können die Kosten der Energieversorgung sinken. Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der EU sieht inzwischen allerdings ohnehin eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten für den Stromhandel auf 70 Prozent bis Jahresende 2025 vor. Vor diesem Hintergrund könnte eine Teilung der deutschen Gebotszone möglicherweise zu einer Kostensenkung beitragen, wenn aufgrund der Bewirtschaftung der innerdeutschen Gebotszongrenze die Nachfrage nach grenzüberschreitender Transportkapazität und damit der Bedarf an grenzüberschreitendem Redispatch sinken.

Beitrag zum Klimaschutz

- **Die Nutzung klimafreundlicher Erzeugungsanlagen kann gesteigert werden**
Ein Neuzuschnitt – insbesondere eine Teilung – der deutschen Gebotszone kann bei Netzengpässen an den Gebotszongrenzen zu niedrigeren Strompreisen in den Teilen Deutschlands führen, in denen die kostengünstig verfügbare Erzeugungsleistung im Vergleich zum Verbrauch höher ist. Damit werden Anreize gesetzt, Strom aus erneuerbaren Energien nicht abzuregeln, sondern sektorenübergreifend zu nutzen.

Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand

- **Aufwendig und politisch schwierig**
Der Umsetzungsaufwand bei einem Neuzuschnitt der deutschen Gebotszone ist erheblich. Zwar wird das zonale Preissystem beibehalten; doch kann bereits die Festlegung der Gebotszongrenzen erhebliche Schwierigkeiten aufgrund divergierender wirtschaftlicher Interessen aufwerfen, die sich auf die politische Einigungsbereitschaft und die gesellschaftliche Akzeptanz einer Lösung auswirken. Dies gilt sowohl innerhalb Deutschlands, wo Süddeutschland im Falle einer Gebotszontrennung voraussichtlich von höheren Strompreisen betroffen wäre,¹⁸² als auch zwischen den Mitgliedstaaten der EU, wie die Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone gezeigt hat. Zu entscheiden ist außerdem über die Höhe der dem Stromhandel zur Verfügung gestellten gebotszonenübergreifenden Transportkapazitäten. Bei Anwendung eines Flow-Based Market Coupling (FBMC, siehe Kapitel 3.2.2.2) ist hierfür die Marktsituation in der gesamten FBMC-Region zu berücksichtigen.¹⁸³ Schließlich sind die Gebotszongrenzen in zeitlichen Abständen zu überprüfen und gegebenenfalls erneut anzupassen.

Bei einem Neuzuschnitt der deutschen Gebotszone muss zudem der Stromhandel auf die neuen Gebotszonen umgestellt und insbesondere eine Lösung für die Behandlung laufender Langfristverträge gefunden werden. Darüber hinaus muss das gebotszoneninterne Engpassmanagement an den neuen räumlichen Zuschnitt angepasst werden, weil Netzengpässe an den neuen Gebotszongrenzen nunmehr durch Auktionen bewirtschaftet werden. Sollten neue Gebotszongrenzen bestehende Netze trennen, so müssen auch die Netzentgelte hieran angepasst werden. Die durch das NEMOG eingeführte bundesweite Angleichung der Übertragungsnetzentgelte¹⁸⁴ erscheint im Falle einer Gebotszontrennung sachlich kaum zu rechtfertigen und müsste auf eine gebotszonenweite Angleichung umgestellt werden.

¹⁸² Allerdings werden die Netzentgelte, mit Ausnahme der Übertragungsnetzentgelte, ohnehin netzscharf berechnet und können sich daher deutschlandweit erheblich unterscheiden.

¹⁸³ Vgl. Schlossarczyk 2019.

¹⁸⁴ Vgl. §§ 24 und 24a EnWG, 2020 sowie §§ 14a ff., 32a Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV, 2019).

Überdacht werden müsste auch die Berechtigung bundesweit einheitlicher Umlagen (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage), weil eine einheitliche Bestimmung bei getrennten Gebotszonen möglicherweise nicht mehr angemessen ist.

5.2.3 Weiterer Forschungsbedarf

Bislang noch nicht hinreichend geklärt erscheint, nach welchen Kriterien strukturelle Netzengpässe und die dem gebotszonenübergreifenden Handel zur Verfügung zu stellenden Transportkapazitäten bestimmt werden können. Für mögliche Gebotszonen-grenzen müsste näher untersucht werden, inwiefern Netzengpässe struktureller Natur sind und inwieweit sie noch tageszeitlich oder jahreszeitlich variieren können.

Möglichst zu quantifizieren wären die Kostenwirkungen für den Stromhandel bei Neuzuschnitt und insbesondere bei Aufteilung von Gebotszonen. Diese Kosten müssten den Kostenwirkungen beim gebotszoneninternen Engpassmanagement gegenübergestellt werden, insbesondere möglichen Kosteneinsparungen bei einer Gebotszonentrennung. In diesem Zusammenhang sollten auch Prognosen zur Strompreisentwicklung in den Gebotszonen, zum Beispiel bei einer Nord-Süd-Trennung der deutschen Gebotszone, angestellt werden. Darüber hinaus bedarf näherer Untersuchung, welche Folgeänderungen bei der Bestimmung der Netzentgelte und der bislang bundesweit einheitlichen Umlagen erforderlich sind. Schließlich ist näher zu prüfen, in welchen zeitlichen Abständen ein möglicher Neuzuschnitt von Gebotszonen in Betracht kommt und wie die daraus resultierenden Vor- und Nachteile zu bewerten sind.

5.3 Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte

5.3.1 Ausgestaltung

Eine auslastungsorientierte Netzentgeltsystematik würde im Falle kritischer Netzauslastung zu höheren Netzentgelten führen als in anderen Fällen. Damit könnte für kritische Nutzungsfälle ein Anreiz gesetzt werden, die Netznutzung an die Strom- und Spannungsgrenzwerte anzupassen, sodass die Gefahr von Netzengpässen sinkt. Da die Netzentgelte zusätzlich zu dem Strompreis und den sonstigen Strompreisbestandteilen (Steuern, Abgaben, Umlagen) anfallen, können auslastungsorientierte Netzentgelte auch in einem zonalen Preissystem zur Anwendung kommen (siehe Kapitel 3.2.3). Im Ergebnis sollen die dem Netz entstehenden Kosten abgebildet werden.¹⁸⁵

Die Netzentgelte könnten zukünftig neben einem auslastungsunabhängigen Anteil, der zum Beispiel die Kosten für die Unterhaltung des Netzanschlusses und die Abrechnung der Netznutzung abdeckt, einen neuen, auslastungsabhängigen Anteil enthalten. Hierbei könnten drei Kriterien zugrunde gelegt werden: Erstens sollen die Gesamterlöse aus Netzentgelten die Gesamtkosten des Netzes abdecken. Zweitens sollen die Kosten des Engpassmanagements (nur) auf die Netznutzer umgelegt werden, die das Netz bei Gefahr von Netzengpässen nutzen. Der auslastungsabhängige Anteil der Netzentgelte soll dabei in Summe den Kosten des Engpassmanagements entsprechen. Drittens schließlich soll der auslastungsabhängige Anteil der Netzentgelte des einzelnen Netznutzers den ihm zuzurechnenden Anteil der Engpassmanagementkosten

¹⁸⁵ Vgl. auch Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

widerspiegeln. Hierbei ist davon auszugehen, dass diese Handlungsoption die Gefahr von Netzengpässen nicht vollständig ausschließen kann, da diese nicht vollständig prognostizierbar sind. Außerdem liegt nahe, dass die Kosten des Engpassmanagements, die betroffenen Netznutzer und der ihnen jeweils zuzurechnende Anteil an den Kosten des Engpassmanagements nur näherungsweise bestimmt werden können.

Idealerweise sind auslastungsorientierte Netzentgelte räumlich und zeitlich differenziert, sodass sowohl die Lage der Netzengpässe als auch deren jahres- oder tageszeitliches Auftreten abgebildet werden. In der konkreten Ausgestaltung muss jedoch zwischen einer möglichst exakten Abbildung der Netzsituation und der Praktikabilität in der Umsetzung abgewogen werden. So könnte beispielsweise innerhalb kleiner Verteilernetze auf eine weitere räumliche Ausdifferenzierung verzichtet werden. Jedenfalls auf der Niederspannungsebene bestehen außerdem Zweifel, ob der erforderliche Aufwand (zum Beispiel für neue Messtechnik) gerechtfertigt ist. Zudem sind nicht alle Netze gleichermaßen von Netzengpässen betroffen – insbesondere auf den unteren Netzebenen. Gegebenenfalls sollten auslastungsorientierte Netzentgelte daher nicht für sämtliche Netze zur Anwendung kommen.

Zu entscheiden ist darüber hinaus, ob die den Netzentgelten zugrunde zu liegende Netzauslastung ex ante prognostiziert oder ex post aufgrund der tatsächlichen Netzauslastung ermittelt werden soll. Außerdem ist prüfen, inwieweit die Netznutzung von Kleinkunden exakt erfasst und abgerechnet werden soll, sodass diese die Höhe der Netzentgelte durch ihr Verhalten beeinflussen können. Schließlich ist zu klären, ob auch Stromeinspeiser netzentgeltspflichtig sein sollen, um eine Lenkungswirkung zu erzielen. Je nach Ausgestaltung könnten allerdings auch verbraucherseitige auslastungsorientierte Netzentgelte widerspiegeln, ob die korrespondierende Einspeisung engpassrelevant ist. Damit könnte mittelbar eine engpassentlastende Lenkungswirkung auch auf die Einspeisung erzielt werden. Die konkrete Ausgestaltung ist allerdings noch nicht näher untersucht. Ein System auslastungsorientierter Netzentgelte könnte einfacher implementierbar sein, wenn neben der Entnahme auch die Einspeisung netzentgeltspflichtig wäre. Relevant ist dies jedenfalls bei Stromexporten. Zahlen nur die Verbraucher Netzentgelte, gäbe es bei Stromlieferungen in das Ausland keinen Anreiz, die Belastungen für das Stromnetz zu reduzieren.

Denkbar wäre daneben auch eine Bemessung der Netzentgelte nach den Netzausbaukosten zur Befriedigung eines zusätzlichen Transportbedarfs. Damit würden die standortbezogenen Investitionssignale, das heißt das langfristige Engpassmanagement, in den Fokus gerückt.¹⁸⁶ Auch insoweit könnte in einem erweiterten Sinne von auslastungsorientierten Netzentgelten gesprochen werden. Eine solche Ausgestaltung des Netzentgeltsystems wird für die Zwecke des hier untersuchten Engpassmanagements im Betrieb des Stromnetzes jedoch nicht vertieft. Ähnliches gilt für die verschiedentlich diskutierte Bemessung von Baukostenzuschüssen entsprechend den verursachten Netzausbaukosten.¹⁸⁷ Zwar können neben den Netzentgelten im engeren Sinne beim Netzanschluss von Lasten oder gegebenenfalls auch Erzeugungsanlagen in bestimmten Fällen Baukostenzuschüsse oder Anschlusskostenbeiträge erhoben werden, mit denen die verursachten Netzausbaukosten teilweise abgedeckt werden sollen und die im weiteren Sinne den Netzentgelten zugerechnet werden könnten; der einmalige

¹⁸⁶ Monopolkommission 2017; Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1; Grimm et al. 2019.

¹⁸⁷ Vgl. dazu etwa E-Bridge et al. 2018.

Kostenbeitrag beim Netzanschluss entfaltet jedoch keine Lenkungswirkung, die den Netznutzer zu einer Veränderung der Netznutzung in Zeiten kritischer Netzauslastung veranlassen könnte.

5.3.2 Vor- und Nachteile

Effektivität des Engpassmanagements

- **Korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber werden reduziert**

Die Netznutzer berücksichtigen das Preissignal der Netzentgelte – soweit sie es beeinflussen können – bereits bei ihren Einsatzentscheidungen für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen. Damit sind korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen nur noch in geringerem Maße erforderlich. Allerdings hängt die Effektivität dieser Handlungsoption davon ab, wie stark die Netzentgelte nach Engpassregionen und -zeiten ausdifferenziert werden und welche Netze einbezogen werden. Zudem kann die Spürbarkeit der Kostenwirkungen weitere Anpassungen etwa des Netzentgeltsystems (zum Beispiel Einführung von Einspeiseentgelten), des Bilanzierungssystems (zum Beispiel Einschränkung der Verwendung von Standardlastprofilen) oder der Vorgaben zu Messeinrichtungen, Messung und Messwertübertragung erforderlich machen.

- **Umfang der Lenkungswirkung**

Die Lenkungswirkung auslastungsorientierter Netzentgelte ist insoweit begrenzt, als der auslastungsabhängige Anteil der Netzentgelte lediglich die Kosten des Engpassmanagements abbildet. Die Intensität der Lenkungswirkung hängt davon ab, welcher Anteil der netzentgeltpflichtigen Strommenge in Engpasssituationen transportiert wird, das heißt, auf welche Strommenge sich die Kosten des Engpassmanagements verteilen (eine Orientierung gibt die folgende Box). Zudem verliert das Netzentgeltsignal möglicherweise durch die zusätzlichen (fixen) Preisbestandteile wie EEG-Umlage und Stromsteuer, die bei Haushaltskunden über 50 Prozent des Strompreises ausmachen, an Wirkung. Mögliche gegenläufige Effekte durch niedrige Strompreise in Engpasssituationen, wenn zum Beispiel Netzengpässe durch hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien entstehen und deshalb der Stromgroßhandelspreis stark sinkt, können die Wirksamkeit des Netzentgeltsignals weiter einschränken, sind aber ökonomisch sinnvoll. Daher können korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber in den Anlageneinsatz weiterhin in erheblichem Umfang erforderlich bleiben. Umgekehrt ist nicht auszuschließen, dass auslastungsabhängige Netzentgelte bei Verteilung der Kosten des Engpassmanagements auf eine vergleichsweise geringe Menge eine prohibitive Wirkung entfalten können.

Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Beschränkte Transportkapazitäten in den Netzentgelten berücksichtigt**

Auslastungsorientierte Netzentgelte können die Kosten des Engpassmanagements besser erfassen als die derzeitige Netzentgeltsystematik, die die Netzauslastung im Wesentlichen unberücksichtigt lässt (siehe Kapitel 3.2.3). Wenn die Kosten des Engpassmanagements hinreichend genau abgebildet werden, spiegeln Strompreis und Netzentgelte in Summe die Bereitstellungskosten wider. Damit werden die Stromlieferungen durchgeführt, bei denen die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher höher ist als die Kosten für den Strom und dessen Transport einschließlich der den Verbrauchern jeweils zuzurechnenden Kosten des Engpassmanagements. Dies führt grundsätzlich zu einem effizienten Engpassmanagement. Allerdings bereitet die Ermittlung der Kosten des Engpassmanagements erhebliche Schwierigkeiten,

insbesondere wenn auch die mittelbar verursachten Kosten (vor allem für den Stromhandel) einbezogen werden sollen. Zudem ist die Zurechnung der Kosten des Engpassmanagements zu bestimmten Netznutzern mit erheblichen Unschärfen behaftet. Dies beeinträchtigt die Lenkungswirkung des Netzentgeltsignals.

Auswirkungen einer auslastungsorientierten Netzentgeltbildung

Die Kosten des Engpassmanagements beliefen sich im Jahr 2017¹⁸⁸ auf insgesamt 1,5 Milliarden Euro.¹⁸⁹ Die geschätzten Gesamtkosten aller Netze im Jahr 2017 betragen 24,1 Milliarden Euro.¹⁹⁰ Mithin machte der Anteil der Engpassmanagementkosten 6,2 Prozent der Gesamtnetzkosten aus.

Als kurzfristig nicht auslastungsabhängige Netzkosten kann ein Betrag von 22,6 Milliarden Euro (Gesamtnetzkosten in Höhe von 24,1 Milliarden Euro abzüglich der Kosten für Engpassmanagement in Höhe von 1,5 Milliarden Euro) angesetzt werden. Bei gleichmäßiger Verteilung auf alle Netznutzer würde hieraus überschlägig ein durchschnittliches Netzentgelt in Höhe von 4,35 Cent/Kilowattstunde (Netzkosten 22,6 Milliarden Euro dividiert durch Jahresnettostromverbrauch 520 Terawattstunden¹⁹¹) resultieren.¹⁹²

Die auslastungsabhängigen Netzkosten (Kosten des Engpassmanagements in Höhe von 1,5 Milliarden Euro) würden nur für Netznutzungen in Engpassituationen erhoben. Der Einfluss auf die Netzentgelte hängt von der betroffenen Strommenge ab. Zur Orientierung kann der auslastungsabhängige Netzentgeltanteil bei einer betroffenen Strommenge von 5 Prozent, 10 Prozent und 15 Prozent des Nettostromverbrauchs¹⁹³ und gleichmäßiger Verteilung der auslastungsabhängigen Netzkosten ermittelt werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Von Netzengpässen betroffene Strommenge	Zusätzliches Netzentgelt in Engpassituationen	Netzentgeltsteigerung in Engpassituationen
5 % (26 TWh)	5,77 ct/kWh	133 %
10 % (52 TWh)	2,89 ct/kWh	66 %
15 % (78 TWh)	1,92 ct/kWh	44 %

Tabelle 5: Beispielrechnung zur Netzentgeltsteigerung in Engpassituationen

- **Potenziell sinkende Kosten für Flexibilität, Zusatzkosten für Netzentgeltberechnung**

Soweit korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber seltener erforderlich sind, weil Stromlieferungen bei Gefahr von Netzengpässen aufgrund höherer Netzentgelte nur noch in geringerem Umfang getätigt werden, sinkt die Menge der erforderlichen Flexibilität. Zugleich kann die nicht für das Engpassmanagement benötigte Flexibilität für andere Zwecke wie den Systemausgleich (zum Beispiel Vermarktung als Regenergie) eingesetzt werden. Den daraus resultierenden Kostenvorteilen sind die Kosten gegenüberzustellen, die für die gegebenenfalls aufwendige Ermittlung auslastungsorientierter Netzentgelte anfallen.

¹⁸⁸ Das Jahr 2017 wird aufgrund der Datenverfügbarkeit für die Gesamtnetzkosten zugrunde gelegt.

¹⁸⁹ BNetzA 2020-1.

¹⁹⁰ Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

¹⁹¹ BMWi 2019-3.

¹⁹² Nicht berücksichtigt werden Differenzierungen zum Beispiel aufgrund unterschiedlicher Netzanschlussebenen oder Netzentgeltreduzierungen.

¹⁹³ Zum Vergleich: Die insgesamt abgeregelte Strommenge im Jahr 2017 betrug circa 15,7 TWh (10,2 TWh Einspeisereduzierungen durch Redispatch sowie 5,5 TWh Einspeisemanagement). Dies entspricht einem Anteil von circa 3 Prozent am Nettostromverbrauch 2017 in Höhe von 520 TWh.

- **Mögliche Kostensteigerungen aufgrund von Unsicherheiten über die Höhe der Netzentgelte**

Ein System auslastungsorientierter Netzentgelte kann aufgrund von Unsicherheiten über die Höhe der Netzentgelte zu Kostensteigerungen für die Stromverbraucher führen. Um die Netzauslastung verlässlich abzubilden, müssten die Netzentgelte, die bislang kalenderjährlich im Voraus festgelegt werden, kurzfristiger oder sogar erst im Nachhinein bestimmt werden. Bereits vorgeschlagen wurde etwa die jährliche Festlegung engpassabhängiger Tarifstufen, wobei die für einen konkreten Nutzungsfall anwendbare Tarifstufe erst mit kurzem Vorlauf bestimmt wird.¹⁹⁴ Denkbar wäre auch, die Höhe der Netzentgelte erst ex post anhand der tatsächlich eingetretenen Netzauslastung zu bemessen, wie etwa im Triade-System in Großbritannien.¹⁹⁵ Im Ergebnis würde dies dazu führen, dass sie zum Zeitpunkt des Abschlusses vieler Stromlieferverträge noch nicht bekannt sind. Strompreise bei integrierten Lieferverträgen (das heißt einschließlich Netzentgelten) wären daher schwieriger zu kalkulieren, was zu Kostensteigerungen für die Stromverbraucher führen könnte.

Darüber hinaus können erforderliche Prognosen zusätzliche Kosten verursachen: Zum einen steigt für die Netzbetreiber der Aufwand bei der Berechnung der Netzentgelte, wenn sie im Vorhinein festgelegt werden sollen. Denn die Netzbetreiber müssen Netzengpässe und die Kosten des Engpassmanagements vorher abschätzen. Zum anderen kann sich ein erhöhter Aufwand auch für die Vertriebe und gegebenenfalls die Verbraucher ergeben, soweit diese die Netzentgelte bereits vor der Bekanntgabe durch die Netzbetreiber prognostizieren wollen. Dies gilt insbesondere, wenn die Netzentgelte erst im Nachhinein festgelegt werden. Zur Absicherung gegen Unsicherheiten über die Netzentgelthöhe könnten finanzielle Terminmarktprodukte eingesetzt werden, die allerdings ihrerseits weitere Kosten verursachen.

Beitrag zum Klimaschutz

- **Die Nutzung klimafreundlicher Erzeugungsanlagen kann gesteigert werden**

Auslastungsorientierte Netzentgelte entlasten – verglichen mit dem Status quo – solche Stromlieferungen, die keine Gefahr von Netzengpässen begründen. Die Senkung der Netzentgelte setzt Anreize, Strom aus erneuerbaren Energien in diesen Situationen sektorenübergreifend zu nutzen, statt ihn abzuregeln.

Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand

- **Hoher Umsetzungsaufwand**

Die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte verursacht erheblichen Umsetzungsaufwand. Dies betrifft zunächst die Änderung der Abrechnungsprozesse. Daneben stellen auslastungsorientierte Netzentgelte aber auch erhöhte Anforderungen an die Verfügbarkeit von Messeinrichtungen und Messwerten sowie an Informations- und Telekommunikationsinfrastruktur.¹⁹⁶ Entlastend ist demgegenüber zu berücksichtigen, dass eine Umgestaltung des Netzentgeltsystems ohnehin geprüft wird, um die Kosten der Netznutzung generell (auch über die Zwecke des Engpassmanagements hinaus) verursachungsgerecht abzubilden und dadurch

¹⁹⁴ Vgl. etwa den Vorschlag von Schuster et al. 2019.

¹⁹⁵ Hierbei hängt die Höhe der Netzentgelte großer industrieller und gewerblicher Stromverbraucher von deren Strombezug in den drei Halbstundenintervallen mit der höchsten Stromentnahme aus dem Übertragungsnetz in den Monaten November bis Februar ab, die jeweils nachträglich im März ermittelt wird, vgl. etwa National Grid ESO 2015; Regen 2016; Frontier Economics 2016. Die betreffende Regelung findet sich in National Grid ESO 2020, Section 14 „Charging Methodologies“.

¹⁹⁶ Vgl. auch Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

zum Beispiel die Sektorenkopplung zu verbessern und Fehlanreize zugunsten der Eigenversorgung zu vermeiden.¹⁹⁷ Sofern eine solche Umgestaltung der Netzentgeltsystematik erfolgt, lassen sich auslastungsorientierte Netzentgelte gut in diese Überlegungen integrieren.

5.3.3 Weiterer Forschungsbedarf

Zu klären ist, inwieweit auslastungsorientierte Netzentgelte eine Lenkungswirkung entfalten. Dies betrifft zum einen den Umfang des auslastungsabhängigen Netzentgeltanteils. Zum anderen ist zu prüfen, welchen Einfluss eine solche Netzentgeltsteigerung im Zusammenspiel mit dem Strompreissignal und den sonstigen Strompreisbestandteilen (Steuern, Abgaben, Umlagen) auf das Netznutzungsverhalten hätte. Die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte wäre nur dann gerechtfertigt, wenn eine signifikante Lenkungswirkung wahrscheinlich ist. Umgekehrt muss eine prohibitive Wirkung der Netzentgelte vermieden werden. Aufgrund der Schwierigkeiten einer sachgerechten Parametrierung wird eine Netzentgeltkomponente für die Kosten des betrieblichen Engpassmanagements teilweise sehr kritisch gesehen.¹⁹⁸

Näher zu prüfen ist zudem, wie auslastungsorientierte Netzentgelte mit hinreichender Genauigkeit festgelegt werden können und welche Vor- und Nachteile sich aus einer kurzfristigen Festlegung im Voraus oder einer Festlegung im Nachhinein ergeben. Hierbei ist auch zu klären, wie groß das Risiko von Fehlanreizen aufgrund fehlerhafter Belastungsprognosen jeweils ist.¹⁹⁹ Möglichst zu quantifizieren ist darüber hinaus, welche Rückwirkungen eine auslastungsorientierte Gestaltung der Netzentgelte auf die Stromkosten der Verbraucher hätte, zum Beispiel weil die Netzentgelte den Stromlieferanten bei Abschluss des Liefervertrags nicht bekannt sind oder weil Prognosekosten aufseiten der Verbraucher entstehen.

5.4 Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

5.4.1 Ausgestaltung

Begründen die Fahrplanmeldungen beziehungsweise der geplante und/oder erwartbare Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen die Gefahr von Netzengpässen (oder sind Netzengpässe sogar bereits eingetreten) und können die Netzbetreiber diese nicht durch Einsatz eigener Betriebsmittel beheben, so müssen sie Flexibilität für Zwecke des Engpassmanagements von Dritten beschaffen. Die neuen Vorschriften des EU-Rechts im Rahmen des Clean Energy Package (Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL) sehen die marktbasierete Beschaffung von Flexibilität als Grundsatz zur Behebung von Engpässen vor, und auch das deutsche Recht ermöglicht eine marktbasierete Beschaffung. Diese Möglichkeit wird jedoch in Deutschland kaum genutzt. Stattdessen werden deutsche Anbieter von Flexibilitätsoptionen weitgehend auf gesetzlicher Grundlage unter Kostenerstattung zur Mitwirkung verpflichtet. Die Flexibilitätsbeschaffung erfolgt also derzeit überwiegend nicht marktbasieret (siehe Kapitel 3.3.1.2).

¹⁹⁷ Vgl. BMWi 2017; Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

¹⁹⁸ Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1; dena 2019.

¹⁹⁹ Vgl. auch Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

Eine Ausweitung der marktbasierter Flexibilitätbeschaffung muss die räumlichen Anforderungen des Engpassmanagements berücksichtigen. Zum Beispiel müssen zur Entlastung von Netzbetriebsmitteln bei einspeisebedingten Netzengpässen Anlagen vor dem Netzengpass, die eine hinreichende Sensitivität für den Netzengpass aufweisen (das heißt eine hinreichende engpassentlastende Wirkung entfalten), ihre Einspeisung reduzieren oder ihre Entnahme erhöhen. Zur Wahrung der räumlichen Anforderungen ist insbesondere die Flexibilitätbeschaffung über regionale Märkte denkbar. An diesen Märkten kann Flexibilität aus allen technischen Optionen (Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen) gehandelt werden. Die Einführung solcher regionaler Märkte wird verschiedentlich vorgeschlagen.²⁰⁰ Insbesondere können über derartige Märkte auch zuschaltbare Lasten beschafft werden, die als engpassentlastende Flexibilität „vor dem Netzengpass“ eingesetzt werden können. Als Flexibilitätsnachfrager können die betroffenen Netzbetreiber auftreten. Flexibilitätsanbieter können insbesondere Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Stromvertriebe oder Betreiber virtueller Kraftwerke sein. Hinsichtlich der Ausgestaltung im Einzelnen bestehen erhebliche Spielräume. Dies betrifft etwa die Anforderungen an den Betreiber des Marktplatzes oder an Zuverlässigkeit und Dauer der Verfügbarkeit der Flexibilität. Festgelegt werden muss auch, ob und inwieweit neben der elektrischen Arbeit gegebenenfalls auch die Vorhaltung elektrischer Leistung kontrahiert werden soll.

5.4.2 Vor- und Nachteile

Effektivität des Engpassmanagements

- **Zusätzliche Flexibilitätspotenziale werden erschlossen**

Vorteilhaft aus dem Blickwinkel der Effektivität des Engpassmanagements ist die Möglichkeit, über eine marktbasiertere Beschaffung ein vergrößertes Flexibilitätsangebot einzubeziehen. Eine marktbasiertere Beschaffung fördert die Offenlegung und Bereitstellung von bestehendem und die Erschließung zusätzlichen Flexibilitätspotenzials. Zum Beispiel können Erzeugungs- und Speichieranlagen, die derzeit dem regulierten Redispatch nach § 13a EnWG unterliegen, vom Netzbetreiber zwar grundsätzlich angefordert werden; solche Anlagen sind teilweise jedoch durch anderweitige Verpflichtungen, etwa die Vorhaltung von Systemdienstleistungen, gebunden und können daher im Ergebnis nicht in Anspruch genommen werden. Eine marktbasiertere Beschaffung von Flexibilität erhöht den Anreiz, derartige Anlagen für Zwecke des Engpassmanagements zur Verfügung zu stellen.

Zum anderen können im Falle marktbasierter Beschaffung alle technologischen Optionen berücksichtigt werden. Die bislang vorherrschende verpflichtende Erbringung im Rahmen des Redispatch nach § 13a EnWG und des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 beschränkt sich demgegenüber im Wesentlichen auf die Strom einspeisung aus Erzeugungsanlagen und Stromspeichern. Auf der Lastseite wird hingegen lediglich (im Rahmen des § 13a EnWG) der Bezug von Stromspeichern erfasst. Diese Einschränkung der Inanspruchnahme von Lasten ergibt sich nicht zuletzt aus den teilweise gravierenden Folgen für die Wirtschaftstätigkeit betroffener Unternehmen beziehungsweise die Lebensverhältnisse privater Verbraucher, die dem Ziel der Versorgungssicherheit zuwiderlaufen. Eingriffe in den Wirkleistungsbezug von Lasten bedürfen daher aus Verhältnismäßigkeitsgründen einer besonderen Rechtfertigung und werden in der Regel nur nachrangig in Betracht kommen

²⁰⁰ Vgl. z.B. E-Bridge 2017; Börries et al. 2018; Höckner et al. 2019.

(insbesondere bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG).²⁰¹ Zum anderen bereitet die Berechnung einer kostenbasierten Vergütung bei Lasten wesentlich größere Schwierigkeiten als bei Erzeugungsanlagen, da Arten und Einsatzzwecke der Lasten stark individuell geprägt sind und die Kosten über die Zeit schwanken können.²⁰² Außerdem sind im unternehmerischen Bereich häufig Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse (Kosten, Gewinnmargen etc.) berührt. Die genannten Schwierigkeiten werden im Falle einer marktbasierter Vergütung überwunden. Einerseits liegt die Zustimmung des betroffenen Verbrauchers vor, andererseits muss eine kostenbasierte Vergütung nicht ermittelt werden. Die Einbeziehung von Lasten gewinnt auch steigende Bedeutung, nicht zuletzt aufgrund der zunehmenden technischen Möglichkeiten der Laststeuerung.

Allerdings unterliegt die marktbasierter Beschaffung von Flexibilität Einschränkungen vor allem auf der Niederspannungsebene. Hier bestehen Zweifel, ob eine relevante Lenkungswirkung erwartet werden kann (zum Beispiel aufgrund geringer Kostenwirkungen) und ob der erforderliche Aufwand (zum Beispiel für neue Messtechnik) gerechtfertigt ist.

- **Marktbasierter und verpflichtender Bereitstellung von Flexibilität können sich ergänzen**

Die marktbasierter Beschaffung schließt ergänzender, nicht marktbasierter Instrumente (zum Beispiel Redispatch, Einspeisemanagement) nicht aus. So kann sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber zwangsweise auf die Anlagen Dritter zugreifen kann, soweit eine marktbasierter Beschaffung (zum Beispiel aufgrund zu geringer Wettbewerbs und daher überhöhter Preise) ausscheidet oder die freiwillig am Markt angebotene Flexibilität nicht ausreicht, um Netzengpässe zu beheben. Dies entspricht der Systematik nach Art. 13 Abs. 3 Buchst. a) und b) EltBMVO wie auch § 13 Abs. 2 EnWG.

Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Das breitere Angebot an Flexibilität kann die Kosten senken**

Die Verfügbarkeit weiterer Anlagen für das Engpassmanagement kann in mehrfacher Hinsicht kostensenkend wirken. So kann das zusätzliche Flexibilitätsangebot zum Beispiel zu günstigeren Beschaffungspreisen führen. Darüber hinaus können sich Kostenvorteile durch Erschließung von Anlagen ergeben, die aufgrund ihrer Lage eine höhere Sensitivität für einen bestimmten Netzengpass aufweisen und damit den Flexibilitätsbedarf verringern. Schließlich kann dies auch den Bedarf an Anlagen der Netzreserve verringern. Dem gegenüberzustellen sind mögliche Zusatzkosten für die Erschließung und Nutzung der zusätzlichen Flexibilität, zum Beispiel Kosten für Messeinrichtungen, Kommunikation und Abwicklung.²⁰³

- **Gefahr höherer Kosten durch Marktmacht und strategisches Bietverhalten**

Die marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement unterliegt inhärenten Grenzen. Angesichts der starken räumlichen Restriktionen besteht die Gefahr ineffizienter Preisbildung aufgrund von marktmachtbedingtem Marktversagen. Hintergrund sind die häufig geringe Angebotsmenge und die geringe

²⁰¹ Im Falle der Stromspeicherung (und ggf. allgemein der Energiespeicherung) erscheint ein Eingriff in den Wirkleistungsbezug weniger problematisch, da potenzielle Bezieher der gespeicherten Energie ihren Energiebezug in der Regel auch anderweitig (z.B. unmittelbar aus dem Stromnetz) sicherstellen können.

²⁰² Vgl. auch Hirth et al. 2019.

²⁰³ Vgl. dazu auch Frontier Economics 2017.

Anzahl der Anbieter von Flexibilität. Die Gefahr der Marktmachtbildung steigt im Allgemeinen mit dem Ausmaß der räumlichen Restriktionen. Sie ist daher in der Regel besonders groß bei der Beschaffung engpassentlastender Flexibilität. Dagegen unterliegt die Beschaffung des energetischen Ausgleichs häufig geringeren räumlichen Restriktionen. Zudem steigt die Gefahr der Marktmachtbildung bei Netzengpässen auf den unteren Netzebenen in der Regel an. Insbesondere bei Netzengpässen auf der Niederspannungsebene kann hinreichend wirksamer Wettbewerb fehlen.²⁰⁴

Besteht die Gefahr des marktmachtbedingten Marktversagens, so kann die markt-basierte Flexibilitätsbeschaffung zu Ineffizienzen führen, insbesondere aufgrund überhöhter Preisbildung. Dies kann Anlass geben, auf regionale Flexibilitätsmärkte zu verzichten. Auch Art. 13 Abs. 3 Buchst. c) EltBMVO lässt die Anwendung des nicht markt-basierten Redispatch ausdrücklich zu, wenn die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem betreffenden räumlichen Gebiet zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen. Auch nach Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL kann die Regulierungsbehörde eine Ausnahme von der markt-basierten Flexibilitätsbeschaffung festlegen, wenn die Beschaffung dieser Leistungen wirtschaftlich nicht effizient ist oder eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen führen würde. Wie dargestellt, sieht der deutsche Gesetzgeber generell ein weitgehend kostenbasiertes Engpassmanagement vor, das eine überhöhte Preisbildung ausschließen soll (siehe Kapitel 3.3.2.2). Zumindest können regulatorische Absicherungen der markt-basierten Beschaffung erforderlich werden, etwa durch Setzung von Preisobergrenzen, um etwaige negative Auswirkungen eines Marktversagens zu begrenzen.

Darüber hinaus besteht die Gefahr strategischen Bietverhaltens, insbesondere durch sogenanntes Inc-Dec-Gaming, bei dem die Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt erhöhen (Increase) oder senken (Decrease), um durch gegenläufiges Verhalten am Flexibilitätsmarkt ihre Erlöse zu maximieren.²⁰⁵ Denkbar ist zunächst die Kapazitätszurückhaltung am Spotmarkt in der Erwartung, dass die Kapazität auf einem regionalen Flexibilitätsmarkt zu höheren Preisen vermarktet werden kann. Aufgrund der räumlichen Anforderungen an Flexibilität für Zwecke des Engpassmanagements ist davon auszugehen, dass sich auf einem Flexibilitätsmarkt tendenziell höhere Preise einstellen werden als am Spotmarkt. Wenn sich die Gefahr eines Netzengpasses und die Inanspruchnahme der eigenen Anlage mit hinreichender Sicherheit prognostizieren lassen, besteht daher ein Anreiz zur Kapazitätszurückhaltung am Spotmarkt, um höhere Preise am Flexibilitätsmarkt zu erzielen. Es erscheint hierbei naheliegend, dass Netzengpässe vielfach prognostizierbar sind.²⁰⁶ Der Wegfall von Angebotsmengen kann zugleich zu einem Preisanstieg am Spotmarkt führen und in der Folge auch das Preisniveau am Terminmarkt beeinflussen. Darüber hinaus kann dieses Verhalten den Flexibilitätsbedarf steigern und damit die Preise für den Abruf von Flexibilität erhöhen.²⁰⁷ Modellrechnungen gehen davon aus, dass

²⁰⁴ Insofern liegt es hier nahe, alternative Instrumente der Flexibilitätsbeschaffung (insbesondere auf der Lastseite) in Betracht zu ziehen, vgl. auch den gesetzlichen Ansatz des § 14a EnWG, 2020. Zur Weiterentwicklung werden verschiedene Vorschläge diskutiert, vgl. etwa Döring et al. 2019; EY et al. 2019; BMWi 2019-2.

²⁰⁵ Vgl. dazu Neon/Consentec 2018; Hirth et al. 2019; Höckner et al. 2019.

²⁰⁶ Hirth et al. 2019. Überlegungen, die Prognostizierbarkeit bewusst einzuschränken (Schuster et al. 2019), begegnen Bedenken aufgrund der Vorteile transparenter Informationen, vgl. Hirth et al. 2019.

²⁰⁷ Zudem, aber nicht im Fokus dieser Untersuchung, können auch unerwünschte Investitionsanreize entstehen, um Gewinne aufgrund strategischen Bietverhaltens realisieren zu können, vgl. Hirth et al. 2019.

sich der Redispatchbedarf durch Inc-Dec-Gebotsverhalten von 44 auf über 300 Terawattstunden erhöhen könnte, wenn die Marktakteure Engpässe perfekt antizipieren können. Die Kosten der Netzbetreiber für die Behebung der Engpässe lägen dadurch um etwa den Faktor 3 höher als beim heutigen kostenbasierten Redispatch. In der Realität sei allerdings nicht zu erwarten, dass die Akteure Engpässe perfekt antizipieren können, wodurch die Effekte begrenzt würden.²⁰⁸ In dem Anreiz zu strategischem Bietverhalten wird teilweise die Folge des Nebeneinanders von zonalen und räumlich begrenzteren regionalen Märkten gesehen.²⁰⁹ Allerdings ist fraglich, inwieweit hierin ein volkswirtschaftlich ineffizientes Marktverhalten liegt, wenn der Marktteilnehmer nur den Marktpreis für seine Leistung erzielen will, der sich unter Berücksichtigung ihrer Eignung für das Engpassmanagement ergibt.

Möglich erscheint darüber hinaus, dass Marktteilnehmer Netzengpässe durch Vermarktung zusätzlicher Kapazitäten am Spotmarkt gezielt hervorrufen oder verstärken, in der Erwartung, dass der Netzbetreiber diese Kapazitäten anschließend am Flexibilitätsmarkt „zurückkaufen“ muss. Dieses Verhalten führt zu Mehrkosten, ohne dem Engpassmanagement zu nutzen. Dies ist der Fall, wenn das Angebot am Spotmarkt nur im Falle späterer Neutralisierung durch ein gegenläufiges Handelsgeschäft wirtschaftlich sinnvoll ist. Jedenfalls in diesem Fall ist von einem volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnis auszugehen.

In der Literatur werden verschiedene Ansätze diskutiert, um strategisches Bietverhalten zu erkennen und zu unterbinden.²¹⁰ In Betracht gezogen wird die Möglichkeit, Teilnehmer am Flexibilitätsmarkt zur vorherigen Abgabe verbindlicher anlagenscharfer Fahrplananmeldungen zu verpflichten. Dann könnte strategisches Bietverhalten möglicherweise mittels statistischer Verfahren durch Vergleich der Fahrplananmeldungen in Zeiten ohne Netzengpassgefahr mit den Anmeldungen in Zeiten, in denen Netzengpässe zu erwarten sind, aufgedeckt werden.²¹¹ Darüber hinaus kann die Steigerung der Liquidität am Flexibilitätsmarkt möglicherweise die Gefahr strategischen Bietverhaltens deutlich reduzieren, wird den Anreiz hierzu und die damit verbundenen Folgen in der Regel aber nicht vollständig beseitigen können. Ähnliches gilt für regulatorische Preisvorgaben, solange diese den Anreiz für eine Teilnahme am Flexibilitätsmarkt nicht vollständig beseitigen.²¹²

Beitrag zum Klimaschutz

- **Die Nutzung klimafreundlicher Erzeugungsanlagen kann gesteigert werden**
Aus dem Blickwinkel des Klimaschutzes ergibt sich ein Vorteil der marktbasieren Beschaffung aus der Möglichkeit, zuschaltbare Lasten zur Engpassentlastung einzusetzen. Damit kann die Abregelung klimafreundlicher Erzeugungsanlagen (insbesondere EE- und hocheffiziente KWK-Anlagen) vermieden werden. Der Strom kann treibhausgasintensivere Energieträger für die Versorgung der zuschaltbaren Lasten ersetzen.

²⁰⁸ Consentec 2019.

²⁰⁹ Neon/Consentec 2018.

²¹⁰ Selbst wenn strategisches Bietverhalten nach derzeitiger Rechtslage nicht untersagt sein sollte (so tendenziell Hirth et al. 2019), könnte es bei volkswirtschaftlicher Nachteiligkeit jedenfalls untersagt werden.

²¹¹ Dazu Höckner et al. 2019.

²¹² Vgl. hierzu und zu weiteren Vorschlägen etwa Schuster et al. 2019; Hirth et al. 2019.

Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Flexibilität aus ausländischen Anlagen kann genutzt werden**

Aus dem Blickwinkel des Elektrizitätsbinnenmarkts ist die Möglichkeit der grenzüberschreitenden Beschaffung von Flexibilität von besonderer Bedeutung; diese kann in einen regionalen Flexibilitätsmarkt einbezogen werden. Eine verpflichtende Bereitstellung durch geeignete Anlagen im Ausland kann der deutsche Gesetzgeber angesichts seiner räumlich begrenzten Gesetzgebungsbefugnis nicht anordnen, sodass nur freiwillige Vereinbarungen möglich sind. Bereits im derzeitigen System findet § 13a EnWG daher keine Anwendung auf Anlagen im Ausland, sondern es erfolgt eine marktbasierete Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement (siehe Kapitel 3.3.1).

Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand

- **Aufwendige Umsetzung**

Die Einführung marktbasierter Mechanismen zur Beschaffung von Flexibilität kann, je nach Ausgestaltung, erheblichen Umstellungsaufwand verursachen. Dies gilt insbesondere bei Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte im Verteilernetz.

5.4.3 Weiterer Forschungsbedarf

Zu klären ist, inwieweit auf regionalen Flexibilitätsmärkten funktionierender Wettbewerb erwartet werden kann oder aber mit marktmachtbedingtem Marktversagen gerechnet werden muss. Insbesondere ist zu klären, in welchem Umfang Lasten erschlossen werden könnten. Bislang begegnen die Marktabgrenzung und die Ermittlung von Marktmacht auf Flexibilitätsmärkten erheblichen Schwierigkeiten aufgrund fehlender Transparenz und mangelnder Datenverfügbarkeit.²¹³ Außerdem ist zu prüfen, ob die Gefahr von marktmachtbedingtem Marktversagen durch geeignete regulatorische Vorkehrungen wie zum Beispiel Preisobergrenzen hinreichend begrenzt werden kann oder ob vollständig auf eine marktbasierete Beschaffung verzichtet werden sollte.

Daneben ist zu analysieren, inwieweit strategisches Bietverhalten zu volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnissen führen kann. Weiterhin ist zu klären, inwieweit ein Marktteilnehmer die Inanspruchnahme seiner eigenen Anlage am Flexibilitätsmarkt prognostizieren kann und ob hierfür eine marktmächtige Stellung am Flexibilitätsmarkt vorliegen muss.²¹⁴ Schließlich sind auch Möglichkeiten zu analysieren, wie das Zusammenspiel von Spotmarkt und Flexibilitätsmarkt ausgestaltet werden kann, um unerwünschtes strategisches Bietverhalten zu erkennen und auszuschließen. Schließlich sollte analysiert werden, wie ein möglicher Beitrag zum Klimaschutz, insbesondere durch Einsatz zuschaltbarer Lasten, zu bewerten ist und wie dieser beim Abruf von Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden kann.

²¹³ Vgl. auch Haucap et al. 2019.

²¹⁴ Vgl. zu dieser Frage etwa Schuster et al. 2019; Hirth et al. 2019.

5.5 Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

5.5.1 Ausgestaltung

Flexibilität für das Engpassmanagement wird derzeit ganz überwiegend nicht markt-basiert beschafft. Die Vergütung wird hierbei kostenbasiert festgelegt (insbesondere Redispatch nach § 13a EnWG, Einspeisemanagement, Netzreserve). Das derzeitige Marktdesign gewährt im Grundsatz eine Vergütung, die den betroffenen Anlagenbetreiber weder besser- noch schlechterstellt, als er ohne diese Maßnahme stünde, vgl. etwa § 13a Abs. 2 EnWG. Vielfach wird der Anlagenbetreiber gleichzeitig zur Bereitstellung von Flexibilität verpflichtet, da freiwillige Angebote bei kostenbasierter Vergütung i. S. v. § 13a Abs. 2 EnWG für den Anlagenbetreiber in der Regel wirtschaftlich nicht attraktiv sind (siehe Kapitel 3.3.2).

Eine verpflichtende Bereitstellung von Flexibilität stößt an Grenzen. Daher trifft sie derzeit im Wesentlichen nur Erzeugungsanlagen. Lastseitige Flexibilität wird nur hinsichtlich des Wirkleistungsbezugs von Stromspeichern in den Redispatch nach § 13a EnWG einbezogen. Weitergehende Eingriffe in den Wirkleistungsbezug von Lasten bedürfen einer besonderen Rechtfertigung und werden in der Regel nur nachrangig in Betracht kommen. Darüber hinaus ergeben sich besondere Schwierigkeiten bei der Kostenermittlung (siehe Kapitel 5.4.2).

Angesichts dieser Schwierigkeiten könnte die kostenbasierte Flexibilitätsbeschaffung modifiziert werden, um stärkere Anreize für eine freiwillige Flexibilitätsbereitstellung und gegebenenfalls -erschließung zu schaffen. Potenzielle Anbieter von Flexibilität könnten im Rahmen von Interessenbekundungsverfahren ermittelt werden. Die Vergütung müsste, um eine Anreizwirkung für die Teilnahme zu entfalten, den Anlagenbetreiber in begrenztem Umfang wirtschaftlich besserstellen, als er ohne die Maßnahme des Netzbetreibers stünde. Bei Lasten, deren Kosten in der Regel schwer zu ermitteln sind, könnte die Vergütung gegebenenfalls durch das niedrigste kostenbasiert ermittelte Angebot begrenzt werden, das für das Engpassmanagement zur Verfügung steht. Die Befugnis der Netzbetreiber, Marktakteure zur Bereitstellung von Flexibilität zu verpflichten, wenn die freiwillig angebotenen Mengen nicht ausreichen, bliebe bestehen.

5.5.2 Vor- und Nachteile

Effektivität sowie kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Zusätzliche Flexibilitätspotenziale werden erschlossen**

Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung im Rahmen eines Interessenbekundungsverfahrens bieten teilweise ähnliche Vorteile wie eine marktbasierter Beschaffung von Flexibilität. Ein solcher Ansatz kann das Flexibilitätsangebot vergrößern und so die Effektivität des Engpassmanagements verbessern und die Kosten senken. Insbesondere könnte lastseitige Flexibilität einfacher erschlossen werden. Der Umfang der Anreizwirkung wäre allerdings regulatorisch begrenzt. Wie im Falle der markt-basierten Beschaffung bestehen vor allem für die Niederspannungsebene außerdem Zweifel, ob eine relevante Lenkungswirkung erwartet werden kann (zum Beispiel aufgrund geringer Kostenwirkungen) und ob der erforderliche Aufwand (zum Beispiel für neue Messtechnik) gerechtfertigt ist.

- **Gefahr höherer Kosten und strategischen Bietverhaltens**

Eine Vergütung, die den Anlagenbetreiber in gewissem Umfang besserstellt, als er ohne die Engpassmanagementmaßnahme gestanden hätte, erhöht die Kosten einer gegebenen Flexibilitätsoption im Vergleich zum gegenwärtigen kostenbasierten System, soweit dieses die Kosten zutreffend ermitteln kann. Dennoch steht ein solcher Ansatz nicht in grundsätzlichem Widerspruch zu dem Kriterium eines effizienten Engpassmanagements. Denn auch eine marktbasierete Beschaffung von Flexibilität setzt Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung voraus, die zwar Extrakosten verursachen, jedoch wesentliche Voraussetzung für das Funktionieren eines solchen Systems sind. Auch diese Kosten begegnen grundsätzlich keinen Bedenken. Denn die Mehrkosten durch die zusätzlichen finanziellen Anreize für die Anlagenbetreiber können überkompensiert werden, wenn das dadurch erschlossene breitere Angebot an Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel abschaltbare Lasten) in der Summe zu niedrigeren Kosten des Engpassmanagements führt. Gelingt es allerdings nicht, durch die erhöhten Anreize in signifikantem Umfang zusätzliche Anbieter von kostengünstiger Flexibilität zu motivieren, würde das Engpassmanagement insgesamt teurer.

Eine gegenüber dem derzeitigen Marktdesign erhöhte Vergütung des Flexibilitätsanbieters begründet, ähnlich wie im Fall marktbasierter Vergütung, das Risiko strategischen Bietverhaltens. Da sich die Vergütung an den Bereitstellungskosten der Flexibilität orientiert, ist allerdings die Möglichkeit, durch Inc-Dec-Gaming eine höhere Marge zu erzielen, eingeschränkt.

Beitrag zum Klimaschutz und zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Ähnliche Vorteile wie bei marktbasierter Beschaffung**

Auch die Vorteile aus dem Blickwinkel des Klimaschutzes sind prinzipiell die gleichen wie bei der marktbasierteren Beschaffung. Bei freiwilliger Interessenbekundung ausländischer Anlagen ist ebenso auch die grenzüberschreitende Beschaffung von Flexibilität möglich, für die eine verpflichtende Bereitstellung vom deutschen Gesetzgeber nicht angeordnet werden kann. Die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung und gegebenenfalls Erschließung sind allerdings stärker begrenzt als bei marktbasierter Beschaffung.

5.5.3 Weiterer Forschungsbedarf

Zur näheren Analyse ist insbesondere zu klären, wie Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung in eine kostenbasierte Vergütung integriert werden können. Dafür ist auch zu ermitteln, in welcher Höhe finanzielle Anreize erforderlich sind, um die Anlagenbetreiber zu einer Interessenbekundung zu veranlassen. Zu bestimmen ist außerdem, inwieweit die Einbeziehung weiterer Anlagen in das Engpassmanagement zu Kostenvorteilen führen kann.

5.6 Fazit zu den Handlungsoptionen

Die folgende Tabelle 6 gibt einen Überblick über die vorgestellten Handlungsoptionen und deren Bewertung durch die Arbeitsgruppe.

	Option 1 Einführung eines Knotenpreissystems	Option 2 Neuzuschnitt der Stromgebotzone	Option 3 Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte	Option 4 Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität	Option 5 Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität
Kategorie	Dispatch	Dispatch	Dispatch	Flexibilität	Flexibilität
Betroffene Netzebenen	Primär Höchst- und Hochspannungsnetz	Höchstspannungsnetz	Primär Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz	Primär Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz	Primär Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz
Effektivität	Hoch	Höher als im Status quo. Je besser Netzengpässe abgebildet werden, desto effektiver	Je nach Ausgestaltung mäßig bis hoch	Höher als im Status quo	Höher als im Status quo
Kurzfristige Kosten	Stark reduzierter Flexbedarf Risiko von Kostensteigerungen für den Stromhandel	Reduzierter Flexbedarf Risiko von Kostensteigerungen für den Stromhandel	Reduzierter Flexbedarf Auswirkungen auf den Stromhandel näher zu prüfen	Größeres Flexangebot Risiko von Marktmacht, Inc-Dec	Größeres Flexangebot Risiko von höheren Flexkosten, Inc-Dec
Beitrag Klimaschutz	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo	Anreiz für Sektorenkopplung höher als im Status quo
Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt	Grenzüberschreitende Anwendung schwierig	Gut vereinbar	Neutral	Gut vereinbar	Gut vereinbar
Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand	Umsetzbarkeit schwierig, sehr hoher Umsetzungsaufwand	Hoher und ggf. wiederkehrender Umsetzungsaufwand	Sehr hoch für die Entwicklung eines Systems auslastungsorientierter Netzentgelte, hoch für die laufende Durchführung	Hoher Umsetzungsaufwand	Mäßiger Umsetzungsaufwand
Option kombinierbar mit ...	Optionen 3, 4, 5	Optionen 3, 4, 5	Optionen 1, 2, 4, 5	Optionen 1, 2, 3, 5	Optionen 1, 2, 3, 4

Tabelle 6: Vergleich der Handlungsoptionen

5.6.1 Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen durch andere Marktteilnehmer

Das aktuelle Marktdesign legt für Handelsgeschäfte an den allgemeinen Strommärkten (Termin- und Spotmärkte der Strombörsen, OTC-Geschäfte) ein engpassfreies Stromnetz innerhalb der deutschen Stromgebotszone zugrunde. In der Konsequenz finden auch bei einem Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen, der aufgrund solcher Handelsgeschäfte innerhalb der deutschen Gebotszone erfolgt, die begrenzten Transportkapazitäten und damit die Gefahr von Netzengpässen nur sehr eingeschränkte Beachtung. Stattdessen müssen Netzbetreiber, wenn sich die Gefahr von Netzengpässen ergibt, durch zusätzliche Maßnahmen eingreifen. Angesichts der weiterhin zu erwartenden und möglicherweise noch erheblich ansteigenden Gefahr von Netzengpässen innerhalb der deutschen Stromgebotszone erscheint es deshalb wichtig, zu prüfen, ob ein weiterentwickeltes Marktdesign Preissignale für beschränkte Transportkapazitäten geben kann, die bereits im Vorfeld konkreter Engpassgefahren den Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen beeinflussen. Dies hätte Vorteile für die Effektivität des Engpassmanagements, soweit spätere Korrekturmaßnahmen der Netzbetreiber damit verzichtbar würden, und könnte auch unter dem Gesichtspunkt der Kosten vorteilhaft sein. Dies betrifft die ersten drei Handlungsoptionen.

Die Einführung eines Knotenpreissystems erscheint aufgrund der erforderlichen weitreichenden Umgestaltung des Marktdesigns, der voraussichtlich steigenden Kosten für den Stromhandel, der erforderlichen Kontrolle marktmachtbedingter Preissetzungsspielräume, des hohen Aufwands insbesondere bei Einführung auf Verteilernetzebene und der besonderen Anforderungen an eine einheitliche Netzbetriebsführung derzeit nicht als vorrangige Handlungsoption. Allerdings können die theoretischen Ergebnisse eines (unterstellt optimal funktionierenden) Knotenpreissystems als Benchmark für andere Ausgestaltungen des Marktdesigns herangezogen werden.

Ein Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone kann dazu beitragen, strukturelle Netzengpässe besser abzubilden und damit bereits beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen. Allerdings bedarf es zunächst weiterer Klärungen. Diese betreffen zum einen die Frage, inwieweit sich strukturelle Netzengpässe für eine hinreichend lange Dauer zuverlässig erfassen lassen. Zum anderen müssen die handelsseitigen Kosteneffekte einer Veränderung und insbesondere einer etwaigen Verkleinerung von Gebotszonen und einer regelmäßigen Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts quantifiziert werden. Gebotszoneninterne Begrenzungen der Transportkapazität können durch Anwendung dieser Handlungsoption nicht erfasst werden.

Auslastungsorientierte Netzentgelte können Anreize setzen, gebotszoneninterne Begrenzungen der Transportkapazität bereits beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen. Sie erscheinen daher grundsätzlich als geeignetes Mittel, um die Entstehung gebotszoneninterner Netzengpässe bereits im Vorfeld zu vermeiden. Allerdings bedarf es auch für diese Handlungsoption weiterer Klärungen, insbesondere zu den Fragen, wie die Netzentgeltanreize zu bemessen sind und inwieweit hiervon eine Steuerungswirkung für den Anlagendispach zu erwarten ist.

5.6.2 Beschaffung von Flexibilität aus Anlagen anderer Marktteilnehmer bei Gefahr eines Netzengpasses

Auch im Falle einer verstärkten Berücksichtigung von Transportkapazitäten beim Anlagendispatch durch Neuzuschnitt der deutschen Gebotszone oder Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte ist davon auszugehen, dass Netzengpässe weiter auftreten werden und durch Eingriffe der Netzbetreiber behoben werden müssen. Insoweit erscheint es wichtig, zu prüfen, ob zusätzliche Flexibilität aus Anlagen anderer Marktteilnehmer bei Gefahr eines Netzengpasses in effizienter Weise verfügbar gemacht werden kann. Dies betrifft die vierte und fünfte Handlungsoption.

Bei funktionierenden Märkten setzt eine marktbasierete Beschaffung in der Regel effiziente Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität und ermöglicht beispielsweise auch die Einbeziehung lastseitiger Flexibilität. Auch machen die resultierenden Preise den Wert der Dienstleistung sichtbar und können so mittelbar weitere Innovationspotenziale freisetzen. Derartige Ansätze sollten daher weiter geprüft werden. Fraglich ist allerdings, inwieweit strategisches Bietverhalten zu volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnissen führt. Von einem volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnis ist jedenfalls dann auszugehen, wenn Marktteilnehmer Netzengpässe durch Vermarktung zusätzlicher Kapazitäten am Spotmarkt gezielt hervorrufen oder verstärken in der Erwartung, dass der Netzbetreiber diese Kapazitäten anschließend am Flexibilitätsmarkt „zurückkaufen“ muss, obwohl das Angebot am Spotmarkt nur aufgrund der späteren Neutralisierung durch ein gegenläufiges Handelsgeschäft wirtschaftlich sinnvoll ist. Soweit Fallgestaltungen missbräuchlichen strategischen Bietverhaltens identifiziert werden, muss weiter geprüft werden, ob und wie diese abgegrenzt und ausgeschlossen werden können.

Soweit Flexibilität kostenbasiert beschafft wird, können Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität gesetzt werden, die den Anlagenbetreiber in begrenztem Umfang wirtschaftlich besserstellen, als er ohne die Maßnahme des Netzbetreibers stünde. Ein derartiger Ansatz verstößt nicht grundsätzlich gegen den Effizienzgedanken. Allerdings ergeben sich ähnliche Fragen zum strategischen Bietverhalten wie im Falle marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung. Bei der näheren Ausgestaltung wäre insbesondere zu klären, wie Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung in eine kostenbasierte Vergütung integriert werden können und in welcher Höhe finanzielle Anreize erforderlich sind. Zur Bewertung dieser Handlungsoption müsste außerdem geklärt werden, inwieweit die Einbeziehung weiterer Anlagen in das Engpassmanagement zu Kostenvorteilen führen kann, die die Kosten der zusätzlichen Flexibilitätsanreize überkompensieren.

Literatur

50Hertz 2019

50Hertz: Pressemitteilung – Grünen Strom nutzen statt abschalten, 2019. URL: <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/6166/gruenen-strom-nutzen-statt-abschalten> [Stand: 20.12.2019].

50Hertz et al. 2018

50Hertz/Amprion/Tennet/TransnetBW: Bericht der ÜNB zu abschaltbaren Lasten gem. § 8 Abs. 3 AbLaV, 2018. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_73_Ablav/Downloads/Bericht_der_Uebertragungsnetzbetreiber_bf_mKw.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 24.10.2019].

50Hertz et al. 2019-1

50Hertz/Amprion/Tennet/TransnetBW (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf, 2019. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf [Stand: 10.09.2019].

50Hertz et al. 2019-2

50Hertz/Amprion/Tennet/TransnetBW: Abrufdaten zu abschaltbaren Lasten 2014–2019, 2019. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/download/lamas-activation-report> [Stand: 11.09.2019].

AbLaV 2016

Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

ACER 2016

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER): *Definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) in accordance with Article 15 (1) of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM Regulation)*, 2016. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf [Stand: 10.09.2019].

ACER 2019

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER): *Recommendation No 01/2019 of the European Union Agency For The Cooperation Of Energy Regulators of 08 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943*, 2019. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf [Stand: 10.09.2019].

AEUV 2012

Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (Konsolidierte Fassung). URL: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:12012E/TXT:de:PDF> [Stand: 18.08.2020].

Amprion et al. 2019

Amprion/APG/Creos/Elia/50Hertz/Epex Spot/RTE/Tennet/Transnet BW (Hrsg.): *Documentation of the CWE FB MC solution*, 2019. URL: <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/2018-07/aanvraag-tennet-update-approval-package-fb-cwe-da-2018-05-30.pdf> [Stand: 10.09.2019].

BEHG 2019

Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728).

BMWi 2017

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Strom 2030 – langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre* (Ergebnispapier), 2017. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32 [Stand: 11.09.2019].

BMWi 2018

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Aktionsplan Stromnetz*, 2018. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8 [Stand: 10.09.2019].

BMWi 2019-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i. V. m. § 51 EnWG im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*, 2019. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18 [Stand: 10.09.2019].

BMWi 2019-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Aktionsplan Gebotszone gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 – Bundesrepublik Deutschland*, 2019. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html> [Stand: 14.06.2020].

BMWi 2019-3

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Energieeffizienz in Zahlen – Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019*, 2019. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.html> [Stand: 15.06.2020].

BMWi 2020

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan*, 2020. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html> [Stand: 14.06.2020].

BNetzA 2007

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006*, 2007. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_9.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA 2010

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *BK6-08-111, Beschluss in dem Verwaltungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie*, 2010. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2008/2008_0001bis0999/2008_100bis199/BK6-08-111/Beschluss_BK6-08-111.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 24.10.2019].

BNetzA 2013

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *BK4-13-739, Beschluss in dem Verwaltungsverfahren zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i. V. m. § 19 Abs. 2 StromNEV und § 30 Abs. 2 Nummer 7 StromNEV in der Fassung des Art. 2 der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) mit Wirkung ab dem 01.01.2014, Bonn 2013*. URL: https://www.inetz.de/fileadmin/dokumente/03_Netzzugang/01_Netzentgelte/Strom/Festlegung_Hochlastzeitfenster_BK4-13-739.pdf [Stand: 07.07.2020].

BNetzA 2017-1

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Bericht über die Mindesterzeugung*, 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA 2017-2

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Austria and Germany: agreement on common framework for congestion management*, 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/15052017_DE_AU.html?nn=404422 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA 2017-3

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität (Diskussionspapier)*, 2017. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA 2018

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Genehmigung des Szenariorahmens 2019–2030*, 2018. URL: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 10.09.2019].

BNetzA 2019-1

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Bedarfsmittlung 2019–2030. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030*, 2019. URL: https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf [22.12.2019].

BNetzA 2019-2

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *BK4-19-001, Hinweis zum Verwaltungsverfahren zur Festlegung der Gesamtabschaltleistung für sofort und schnell abschaltbare Lasten gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 8 Abs. 4 Nr. 2 AbLaV*, 2019. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/BK4-19-0001/BK4-19-0001_Konsultation_Ergaenzung.html [Stand: 04.07.2019].

BNetzA 2019-3

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, 2019. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html [Stand: 19.12.2019].

BNetzA 2020-1

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2019, 2020*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 07.06.2020].

BNetzA 2020-2

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025, 2020*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf [Stand: 17.08.2020].

BNetzA 2020-3

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung), 2020*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/LaufendeKonsultationen/Redispatch/Festlegung_Mindestfaktoren.pdf;jsessionid=438A88E419C4FAC662113448EC1B11B4?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 07.07.2020]

BNetzA/BKartA 2014-1

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)/Bundeskartellamt (BKartA) (Hrsg.): *Monitoringbericht 2013, 2014*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA/BKartA 2014-2

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)/Bundeskartellamt (BKartA) (Hrsg.): *Monitoringbericht 2014, 2014*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA/BKartA 2019

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)/Bundeskartellamt (BKartA) (Hrsg.): *Monitoringbericht 2018, 2019*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 10.09.2019].

BNetzA/BKartA 2020

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)/Bundeskartellamt (BKartA) (Hrsg.): *Monitoringbericht 2019, 2020*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Stand: 04.06.2020].

Börries et al. 2018

Börries, S./Hermann, A./Ott, R./Petters, B./Höckner, J.: „Netzbetreiberkoordination im Kontext eines Flexibilitätsmarkts und der ‚gelben Ampelphase‘“. In: *e|m|w*, Heft 6, 2018, S. 48–51.

Brucker/Günther 2018

Brucker, G./Günther, R.: „Kommentierung zu § 12 EnWG“. In: Elspas, M. E./Graßmann, N./Rasbach, W. (Hrsg.): *EnWG Kommentar*, Erich Schmidt Verlag 2018.

California ISO 2019

California Independent System Operator (ISO, Hrsg.): *2018 Annual Report on Market Issues and Performance, 2019*. URL: <http://www.cao.com/Documents/2018AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf> [Stand: 14.02.2020].

Commission Expert Group 2017

Commission Expert Group (Hrsg.): *Towards a Sustainable and Integrated Europe – Report of the Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets, 2017*. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf [Stand: 10.09.2019].

Consentec 2019

Consentec: „Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch“. In: Consentec/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)/Navigant/Stiftung Umweltrecht: *Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch: Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch, Analyse von Redispatch-Potenzialen, wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings*, Sammlung verschiedener Berichte und Kurzpapiere aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ (Projekt 055/17) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2019. URL: <https://www.bmwj.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.html> [Stand: 17.02.2020].

Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1

Consentec/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI): *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.* URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 10.09.2019].

Consentec/Fraunhofer ISI 2018-2

Consentec/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI): *BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.* URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 10.09.2019].

Consentec/Neon 2018

Consentec/Neon: *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich (Kurzstudie), 2018.* URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 10.09.2019].

dena 2019

Deutsche Energie-Agentur (dena, Hrsg.): *Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität, Teil 1: Ergebniszusammenfassung und Maßnahmenvorschläge der Initiative Netzflex (dena-Analyse), 2019.* URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf [Stand: 26.05.2020].

Deutscher Bundestag 2004

Deutscher Bundestag: *Drucksache 15/2864. Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (15. Ausschuss), 1. zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 15/2327 – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, 2. zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 15/2539, 15/2593 – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, 2004.* URL: <http://dip21.bundestag.de/doc/btd/15/028/1502864.pdf> [Stand: 10.09.2019].

Deutscher Bundestag 2011

Deutscher Bundestag: *Drucksache 17/6071. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2011.* URL: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/060/1706071.pdf> [Stand: 04.11.2019].

Deutscher Bundestag 2016-1

Deutscher Bundestag: *Drucksache 13/7317. Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 2016.* URL: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/18/073/1807317.pdf> [Stand: 11.08.2020].

Deutscher Bundestag 2016-2

Deutscher Bundestag: *Drucksache 18/9096. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) a) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/8860 – Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016) b) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 – Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016), 2016.* URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/090/1809096.pdf> [Stand: 10.09.2019].

Deutscher Bundestag 2017

Deutscher Bundestag: *Drucksache 18/12999. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 18/11528 – Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), 2017.* <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/129/1812999.pdf> [Stand: 10.09.2019].

Deutscher Bundestag 2019-1

Deutscher Bundestag: *Drucksache 19/9901. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Marc Bernhard, Karsten Hulse, Dr. Heiko Wildberg, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD – Drucksache 19/9307 – Schaden für Wirtschaft und Industrie durch Lastabwürfe, 2019.* URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/099/1909901.pdf> [Stand: 10.09.2019].

Deutscher Bundestag 2019-2

Deutscher Bundestag: *Drucksache 19/11838. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/11249 – künftige Rolle von Stromspeichern in der Energiewende, 2019.* URL: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/118/1911838.pdf> [Stand: 07.07.2020].

Deutscher Bundestag 2019-3

Deutscher Bundestag: *Drucksache 19/7375. Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus, 2019.* URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/073/1907375.pdf> [Stand: 10.09.2019].

Döring et al. 2019

Döring, M./Nabe, C./Herrmann, M./Schmid, K.-H.: „Flexible Netznutzung – neues Instrument zur Erhöhung der Netzauslastung durch steuerbare Verbraucher“. In: *Energiawirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 1/2, 2019, S. 84–87.

E-Bridge 2017

E-Bridge: *Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz – Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende, Studie im Auftrag deutscher Verteilnetze*, 2017. URL: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2017/06/E-Bridge_Abschlussbericht-Sichere-und-effiziente-Koordinierung-von-Flexi...-1.pdf [Stand: 10.09.2019].

E-Bridge et al. 2018

E-Bridge/Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)/Technische Universität Clausthal: *Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile*, Studie erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, 2018. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/neue-preismodelle-fuer-die-energiwirtschaft/> [Stand: 19.09.2019].

E-Bridge/IAEW 2019

E-Bridge/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW): *Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen, Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ GmbH, Stadtwerke München Infrastruktur GmbH*, 2019. URL: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/20190212_Studie-E-Bridge_Vorteil_netzdienlicher-Flexibilit%C3%A4t_final.pdf [Stand: 10.09.2019].

Ecofys et al. 2018

Ecofys/Consentec/Becker Büttner Held (BBH): *Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz – Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs (Endbericht)*, 2018. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12 [Stand: 10.09.2019].

EFET 2016

European Federation of Energy Traders (EFET, Hrsg.): *A Reality Check on the Market Impact of Splitting Bidding Zones* (EFET memo), 2016. URL: https://efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/General%20market%20design%20and%20governance/EFET-memo_Swedish-zones-reform.pdf [Stand: 20.12.2019].

Egerer et al. 2015

Egerer, J./v. Hirschhausen, C./Weibezahn, J./Kemfert, C.: „Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preis-zonen für Deutschland sind keine Lösung“. In: *DIW Wochenbericht*, 9, 2015, S. 183–190.

ENTSO-E 2018

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): *First Edition of the Bidding Zone Review* (Final Report), 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/News/bz-review/2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review.pdf [Stand: 10.09.2019].

ENTSO-E WGAS 2018

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) WGAS (Hrsg.): *Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2017*, 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E_AS_survey_2017.pdf [Stand: 10.09.2019].

EnWG 2020

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 249 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

Europäische Kommission 2010

Europäische Kommission: *Entscheidung der Kommission in einem Verfahren nach Artikel 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union und Artikel 54 des EWR-Abkommens (Sache 39351 – Swedish Interconnectors)*, 2010. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1222_4.pdf [Stand: 04.07.2020].

Europäische Kommission 2018

Europäische Kommission: *Antitrust: Commission imposes binding obligations on TenneT to increase electricity trading capacity between Denmark and Germany*, Pressemitteilung IP/18/6722, 2018. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_18_6722/IP_18_6722_EN.pdf [Stand 02.08.2020].

Europäische Kommission 2019

Europäische Kommission (Hrsg.): *Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank – vierter Bericht zur Lage der Energieunion, COM(2019) 175 final*, 2019. URL: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2019/DE/COM-2019-175-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF> [Stand: 10.09.2019].

EY et al. 2019

Ernst & Young GmbH (EY)/Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET)/Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK): *Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung*, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2019. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html> [Stand: 19.09.2019].

Fraunhofer ISI et al. 2017

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)/Consentec/Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2017. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 10.09.2019].

Frontier Economics 2016

Frontier Economics: *Energiewende in Deutschland – Perspektiven für Industrie und Gewerbe*, 2016. URL: <http://www.frontier-economics.com/de/de/news-und-veroeffentlichungen/news/news-article-11821-frontier-presents-short-study-on-german-transition-to-renewable-energy/> [Stand: 18.02.2020].

Frontier Economics 2017

Frontier Economics (Hrsg.): *Beitrag von Flexibilität im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland, Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0)*, 2017. URL: https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf [Stand: 10.09.2019].

Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus 2019

Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. 2019 I, S. 706).

Grimm et al. 2019

Grimm, V./Rückel, B./Sölch, C./Zöttl, G.: „Regionally differentiated network fees to affect incentives for generation investment“. In: *Energy*, 177, 2019, S. 487–502.

Haucap et al. 2019

Haucap, J./Loebert, I./Thorwarth, S./Helle, C./Raschka, O.: „Abgrenzung des Redispatch-Marktes“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 1/2, 2019, S. 80–82.

Hirth et al. 2019

Hirth, L./Maurer, C./Schlecht, I./Tersteegen B., 2019: „Strategisches Bieten in Flex-Märkten“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 6, 2019, S. 52–56.

Höckner et al. 2019

Höckner, J./Voswinkel, S./Weber, C./Kramer, N./Rinck, M./Hofer, S./Börries, S./Herrmann, A.: „Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 7/8, 2019, S. 14–17.

König 2019

König, K.: „Kommentierung zu § 13 EnWG“. In: Säcker, F. J. (Hrsg.): *Berliner Kommentar zum Energierecht Band 1*, Deutscher Fachverlag GmbH 2019.

Kunz et al. 2016

Kunz, F./Neuhoff, K./Rosellón, J.: „FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system“. In: *Energy Economics*, 60, S. 176–185.

Marjanović et al. 2019

Marjanovic, I./Henkel, J./Hasche, B./Engelke, N./Biermann, D./Moser, A.: „Neue Strombinnenmarkt-Verordnung: Welche Optionen zum Management von Engpässen gibt es und was bedeuten sie?“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 6, 2019, S. 79–84.

Möhrke et al. 2019

Möhrke, F./Kamps, K./Zdrallek, M./Schäfer, K. F./Waserrab, A./Schwerdfeger, R./Thiele, M.: „Kurativ oder präventiv (n-1)-sicherer Betrieb?“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 11/12, 2019, S. 74–79.

Monitoring Analytics 2019

Monitoring Analytics, LLC (Hrsg.): *2018 State of the Market Report for PJM, Volume II: Detailed Analysis*, 2019. URL: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018.shtml [Stand: 14.02.2020].

Monopolkommission 2011

Monopolkommission (Hrsg.): *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten (Sondergutachten 59)*, 2011. URL: https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s59_volltext.pdf [Stand: 10.09.2019].

Monopolkommission 2015

Monopolkommission (Hrsg.): *Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende (Sondergutachten 71)*, 2015. URL: <https://www.monopolkommission.de/de/gutachten/sectorgutachten-energie/120-sectorgutachten-energie-5.html> [Stand: 18.02.2020].

Monopolkommission 2017

Monopolkommission (Hrsg.): *Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden (Sondergutachten 77)*, 2017. URL: https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s77_volltext.pdf [Stand: 10.09.2019].

National Grid ESO 2015

National Grid ESO: *Triads: Why Three is the Magic Number*, 2015. URL: <https://www.nationalgrideso.com/news/triads-why-three-magic-number> [Stand: 10.09.2019].

National Grid ESO 2020

National Grid ESO: *Connection and Use of System Code (CUSC)*, 2020. URL: <https://www.nationalgrideso.com/codes/connection-and-use-system-code-cusc?code-documents> [Stand: 18.02.2020].

Neon/Consentec 2018

Neon Neue Energieökonomik/Consentec: *Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem – eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018*. URL: https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [Stand: 10.09.2019].

Netzentgeltmodernisierungsgesetz 2017

Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) vom 17. Juli 2017 (BGBl. I, S. 2503)

NetzResV 2019

Netzreserveverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

Neuhoff et al. 2013

Neuhoff, K./Barquin, J./Bialek, J. W./Boyd, R./Dent, C./Chavarren, F./Grau, T./v. Hirschhausen, C./Hobbs, B./Kunz, F./Nabe, C./Papaefthymiou, G./Weber, C./Weigt, H.: „Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity“. In: *Energy Economics*, 40, 2013, S. 760–772.

Pirker 2019

Pirker, B.: „Grenzüberschreitende Kapazitäten – Neuregelung der Vorränge im grenzüberschreitenden Stromnetz“. In: Heselhaus, S./Hänni, J./Schreiber, M.: *Rechtsfragen der Energiewirtschaft* (Schriften zu Energierecht 10: Hrsg. der Reihe: Abegg, A./Heselhaus, S./Hettich, P./Reich, J.), Zürich/St. Gallen: Dike Verlag 2019, S. 151–179.

Potomac Economics 2019-1

Potomac Economics (Hrsg.): *2018 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets*, 2019. URL: https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-MISO-SOM_Report_Final2.pdf [Stand: 13.02.2020].

Potomac Economics 2019-2

Potomac Economics (Hrsg.): *2018 State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets*, 2019. URL: <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-State-of-the-Market-Report.pdf> [Stand: 13.02.2020].

Potomac Economics 2019-3

Potomac Economics (Hrsg.): *2018 State of the Market Report for the New York ISO Markets*, 2019. URL: https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/05/NYISO-2018-SOM-Report__Full-Report__5-8-2019_Final.pdf [Stand: 14.02.2020].

Pritzsche 2009

Pritzsche, K. U.: „Market Coupling“. In: Sandrock, O./Baur, J. F./Scholtka, B./Shapira, A. (Hrsg.): *Festschrift Kühne*, Frankfurt am Main: Verlag Recht und Wirtschaft 2009, S. 231–257.

Regen 2016

Regen SW (Hrsg.): *Network Charging for a flexible future*, 2016. URL: https://www.regen.co.uk/wp-content/uploads/Network_charging_for_flexible_future__September_2016-1.pdf [Stand: 13.09.2019].

Reimers 2014

Reimers, A.: *Wettbewerbsrechtliche und regulatorische Analyse der Kapazitätenvergabe an Grenzkuppelstellen im Elektrizitätsmarkt*, Frankfurt am Main: Peter Lang GmbH 2014.

Richtlinie 2009/28/EG

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

Richtlinie 2009/72/EG

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Richtlinie (EU) 2019/944

Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung).

Ruge 2019

Ruge, R.: „Kommentierung zu § 13 EnWG“. In: Rosin, P./Pohlmann, M./Gentzsch, A./Metzenthin, A./Böwing, A. (Hrsg.): *Praxiskommentar zum EnWG*, 2019.

Schlossarczyk 2019

Schlossarczyk, M.: „Strompreis: Deutschland und Österreich nähern sich aneinander an“. In: *e|m|w*, Heft 4, 2019, S. 30–33.

Schuster et al. 2019

Schuster, H./Leberwurst, J./Wittig, D.: „Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden“. In: *e|m|w*, Heft 1, 2019, S. 30–34.

SINTEG-V 2017

SINTEG-Verordnung vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653), die durch Artikel 16 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

Sötebier 2015

Sötebier, J.: „Kommentierung zu § 13 EnWG“. In: Britz, G./Hellermann, J./Hermes, G. (Hrsg.): *EnWG Energiewirtschaftsgesetz Kommentar*, C.H. BECK 2015.

StromNEV 2019

Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

StromNZV 2019

Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

TenneT TSO 2018

Tennet TSO: *Proposal of Commitments under Article 9 of Council Regulation (EC) No. 1/2003, Case COMP/AT.40461 – DE-DK Interconnector*, 2018 URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_462_3.pdf [Stand: 11.09.2019].

Transnet BW 2019

Transnet BW: Presseinformation: Transnet BW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel, 2019. URL: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel> [Stand: 20.12.2019]

UCTE 2007

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE, Hrsg.): *Final Report System Disturbance on 4 November 2006*, 2007: URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf [Stand: 11.09.2019]

VDN 2007

Verband der Netzbetreiber (VDN) e. V. beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW): *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 2007. URL: <https://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf> [Stand: 15.09.2019].

Verordnung (EU) 2015/1222

Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

Verordnung (EU) 2017/1485

Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

Verordnung (EU) 2019/943

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

Vollprecht/Altrock 2016

Vollprecht, J./Altrock, M.: „Die EEG-Novelle 2017: Von Ausschreibungen bis zuschaltbare Lasten“. In: *EnWZ*, 2016, S. 387–395.

Weyer/Iversen 2019

Weyer, H./Iversen, T.: „Regionale Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements“. In: *RdE*, 2019, S. 485–492.

Wolak 2011

Wolak, F. A.: „Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets“. In: *American Economic Review*, 101: 3, 2011, S. 247–252.

Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren und Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“

Die regulatorischen Fragen im Strommarkt sind heute andere als bei der Liberalisierung um die Jahrtausendwende, als wesentliche Weichen im deutschen Energiemarktdesign gestellt wurden. Das Marktdesign muss daher angepasst werden. Die interdisziplinär zusammengesetzte Arbeitsgruppe setzte sich dabei zwei Schwerpunkte: Der Umgang mit Netzengpässen und eine Reform der Energieträgerpreise, um die Sektorenkopplung zu erleichtern.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe zum Themenkomplex Netzengpässe wurden in zwei Formaten aufbereitet:

1. Die **Analyse** „*Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen*“ dokumentiert in umfassender Form den wissenschaftlichen Kenntnisstand zum Status-Quo des Engpassmanagements und erläutert die von der Arbeitsgruppe vorgeschlagenen Handlungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile im Detail.
2. Die **Stellungnahme** „*Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns*“ stellt die Ergebnisse in kompakter Form dar.

Mitwirkende des Projekts

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Hartmut Weyer (Leitung)	Technische Universität Clausthal
Prof. Dr. Felix Müsgens (Leitung)	Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Dr.-Ing. Frank-Detlef Drake	innogy SE
Prof. Dr. Ottmar Edenhofer	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
Dr. Christian Growitsch	Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS
Prof. Dr. Albert Moser	RWTH Aachen
Prof. Dr. Wolfram Münch	EnBW Energie Baden-Württemberg
Prof. Dr. Axel Ockenfels	Universität zu Köln
Dr.-Ing. Dr. Tobias Paulun	European Energy Exchange AG (EEX AG)
Dr. Kai Uwe Pritzsche	Bucerius Law School / Rechtsanwalt
Prof. Dr. Achim Wambach	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)
Prof. Dr. Michael Weinhold	Siemens AG

Weitere Mitwirkende

Volker Stehmann	innogy SE
-----------------	-----------

Wissenschaftliche Referentinnen

Sebastian Buchholz	Technische Universität Clausthal
Dr. Berit Erlach	acatech
Sebastian Kreuz	Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Dr. Cyril Stephanos	acatech

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer

(Vorsitzender)

RWTH Aachen

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt

(Stellvertreter)

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Prof. Dr. Karen Pittel

ifo Institut

Prof. Dr. Jürgen Renn

Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte

Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann

Goethe-Universität Frankfurt am Main

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl

(Vorsitzender)

acatech Vizepräsident

Prof. Dr.-Ing. Dieter Spath

acatech Präsident

Prof. Dr. Gerald Haug

Präsident Leopoldina

Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt

Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Prof. Dr. Bärbel Friedrich

Altpräsidialmitglied Leopoldina

Prof. Dr. Martin Grötschel

Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften

Prof. Dr. Andreas Löschel

Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Prof. Dr. Robert Schlögl

Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion

Oda Keppler (Gast)

Ministerialdirigentin BMBF

Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)

Referatsleiterin Energieforschung BMWi

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

03/2016 bis 02/2022

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Hauptstadtbüro:

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0)30 206 30 96 - 0

E-Mail: glotzbach@acatech.de

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

ISBN: 978-3-9820053-2-4