



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

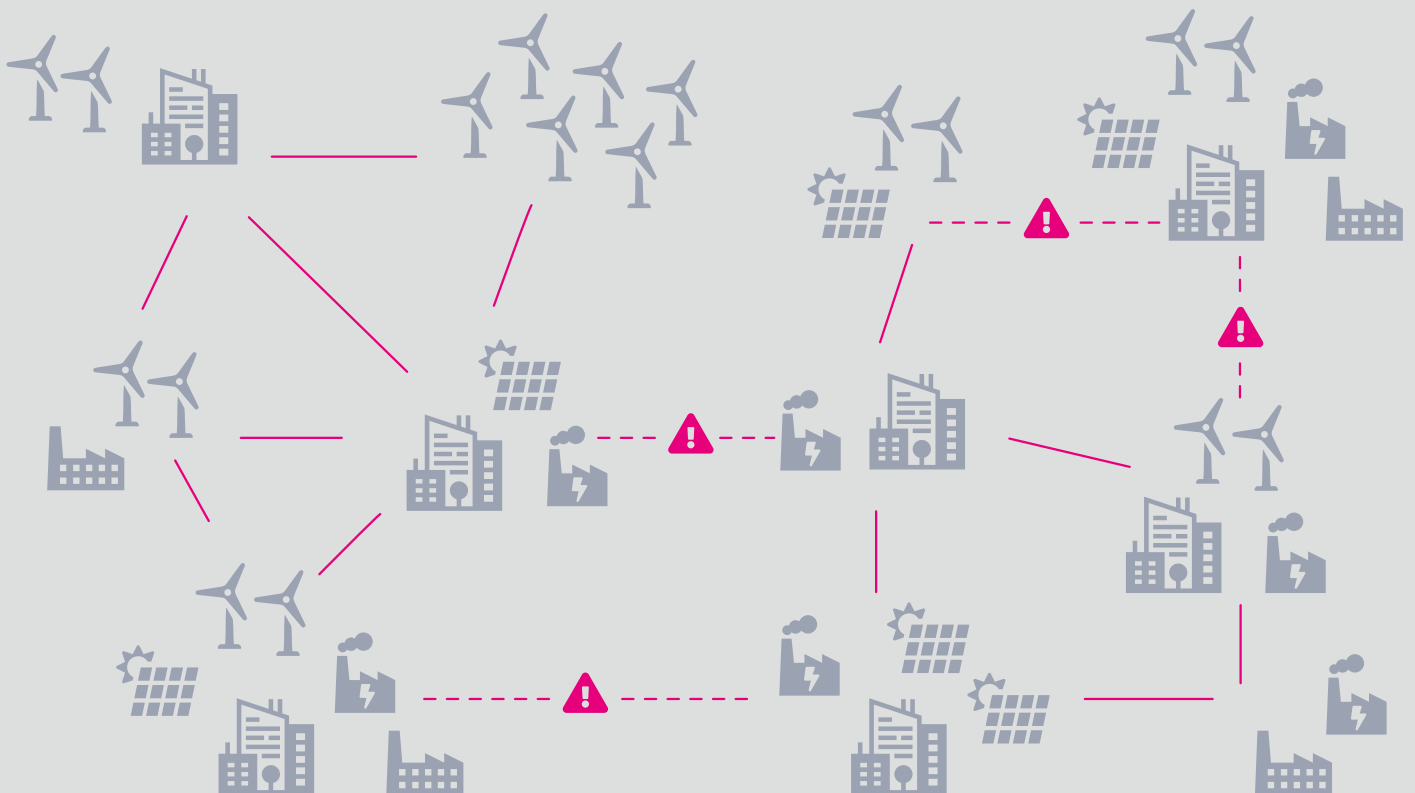
acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Oktober 2020
Stellungnahme

Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem

Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns



„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

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

Redaktion

Oliver Risse, energate gmbh

Wissenschaftliche Koordination

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

Produktionskoordinatorin

Annika Seiler, acatech

Gestaltung und Satz

aweberdesign.de . Büro für Gestaltung

Druck

Kern, Bexbach
Gedruckt auf säurefreiem Papier, Printed in EC

ISBN: 978-3-8047-4116-4

Version 1.01

Bibliographische 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.

Vorwort

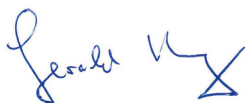
Im ersten Quartal 2020 wurde erstmals mehr Strom aus erneuerbaren Energien als aus konventionellen Energieträgern in das deutsche Stromnetz eingespeist. Dies ist ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg in eine klimafreundliche Zukunft. Immer mehr Erneuerbare-Energie-Anlagen gehen in Betrieb und tragen somit zu einer emissionsarmen Energieversorgung bei. Das Spektrum der Anlagen reicht hierbei von Offshore-Windparks bis hin zu Haus-Solaranlagen.

Diese Entwicklung ist für die Stromnetz-Betreiber nach wie vor eine Herausforderung. Zum einen variiert die Stromproduktion von Wind- und Solarenergieanlagen stark je nach Wetterlage. Zum anderen muss zunehmend Strom aus dem windreichen Norden in die großen Industriezentren in Süd- und Westdeutschland transportiert werden. Bereits jetzt müssen Netzbetreiber Netzengpässen – also Situationen, in denen die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um den angeforderten Strom zu transportieren – entgegenwirken. Hierfür werden beispielsweise Kraftwerke und Speicher angewiesen, gegen eine Vergütung ihre Anlagenfahrpläne anzupassen.

Die Kosten für Maßnahmen des Netzengpassmanagements betragen im Jahr 2018 ca. 1,4 Milliarden Euro, 2019 ca. 1,2 Milliarden. Es ist zu erwarten, dass diese Problematik sich weiter verschärfen wird, denn neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien tragen auch der wachsende Bedarf an Strom durch neue Bedarfe bei Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und strombetriebenen Industrieprozesse sowie die Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels zur Entstehung der Netzengpässe bei. Eine stabile Stromversorgung ist aber essenziell für die Verbraucher und für den Industrie- und Wirtschaftsstandort Deutschland. Der hierfür nötige Netzausbau ist mit langwierigen Planungsverfahren verbunden. Zudem ist er nicht immer die günstigste Lösung, um Netzengpässe zu beheben.

Die vorliegende Stellungnahme des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) diskutiert, wie Änderungen des aktuellen Strommarktdesigns bei der Bewältigung von Netzengpässen helfen können. Die Forscherinnen und Forscher stellen fünf Handlungsoptionen vor und identifizieren die jeweiligen Vor- und Nachteile. Ihr Ergebnis: Zwar kann keine der Handlungsoptionen alleine das Problem lösen, doch in verschiedenen Kombinationen können sie zu einem sicheren, preiswerteren und umweltfreundlichen Strommarktdesign beitragen.

Wir danken den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie den Gutachtern herzlich für ihr Engagement.



Prof. (ETHZ) Dr. Gerald Haug
Präsident
Nationale Akademie der
Wissenschaften Leopoldina



Prof. Dr. Dieter Spath
Präsident
acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften



Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt
Präsident
Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften

Inhalt

Vorwort	3
Abkürzungen und Einheiten	6
Glossar	7
Zusammenfassung	9
1 Einleitung.....	17
1.1 Technische Grundlagen	19
1.2 Heutiges System zur Behebung von Netzengpässen	22
1.3 Regelungsfelder	27
2 Kriterien zur Bewertung der Handlungsoptionen des Engpassmanagements.....	31
2.1 Effektivität des Engpassmanagements	31
2.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung	32
2.3 Beitrag zum Klimaschutz	33
2.4 Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt	34
2.5 Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand.....	34
3 Handlungsoptionen	35
3.1 Einführung eines Knotenpreissystems.....	35
3.2 Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone	40
3.3 Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte.....	45
3.4 Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement	51
3.5 Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement.....	55
4 Fazit	57
Literatur.....	62
Das Akademienprojekt	66

Abkürzungen und Einheiten

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
BDI	Bund der Deutschen Industrie
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BKartA	Bundeskartellamt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Dena	Deutsche Energie-Agentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFET	European Federation of Energy Traders
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EU-ETS	EU-Emissionshandel (European Union Emissions Trading System)
EU	Europäische Union
E-Mobilität	Elektromobilität
HGÜ-Leitungen	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
ISO	Independent System Operator
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MISO	Midcontinent ISO
NetzResV	Netzreserveverordnung
OTC	Over the Counter (Direkthandel, außerbörslicher Handel)
PV	Photovoltaik
SO GL	System Operation Guideline
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen

Ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde
TWh	Terawattstunde
%	Prozent
MWh	Megawattstunde (eine Megawattstunde entspricht 1.000 Kilowattstunden)
GW	Gigawatt (ein Gigawatt entspricht einer Million Kilowatt)
m ²	Quadratmeter
TWh	Terawattstunde (eine Terawattstunde entspricht einer Milliarde Kilowattstunden)

Glossar

Anpassungsmaßnahmen	Notfallmaßnahmen des Netzbetreibers, um einen sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Zu diesem Zweck können die Netzbetreiber Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anpassen.
Benchmark	Maßstab, Vergleichspunkt, Bezugswert
Bid-Ask-Spread	Differenz zwischen den Preisen, die Käufer (an der Strombörse) bereit sind zu zahlen, und den Preisen, die Anbieter erzielen möchten
Brownout	Abfall der Spannung im Stromnetz oder (im hiesigen Zusammenhang) die gezielte Lastreduktion durch Trennung bestimmter Verbraucher vom Netz, um den Stromausfall lokal zu begrenzen und einen kompletten Ausfall der Versorgung (Blackout) zu verhindern
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 Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 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.
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 Stellungnahme alle Instrumente, die dazu dienen, die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld auszuschließen (Engpassvermeidung) oder eine bestehende Gefahr eines Netzengpasses zu beseitigen (Engpassbehebung).

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.
Inc-Dec Gaming	Betrifft in dieser Stellungnahme ein Bietverhalten, bei dem Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt erhöhen (Increase) oder senken (Decrease), um durch gegenläufiges Verhalten am Flexibilitätsmarkt ihre Erlöse zu maximieren.
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.
Netzengpass	Situation, in der die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um den Transportbedarf zu befriedigen.
Netzreserve	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.
No-Regret-Maßnahmen	Maßnahmen, die in jedem Fall sinnvoll sind und daher „ohne Reue“ durchgeführt werden können.
Power-to-X-Technologien	Umwandlung von elektrischem Strom (Power) in andere Energieformen (X) wie Wärme oder stoffliche Energieträger (zum Beispiel Wasserstoff oder synthetisches Methan)
Redispatch	Um drohende Netzengpässe zu beheben, weisen Netzbetreiber Kraftwerke und Speicher „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass an, ihre Anlagenfahrpläne (Dispatch) anzupassen.
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.
Unbundling	Die sogenannte Entflechtung (Unbundling) bezeichnet die informationelle, buchhalterische, gesellschaftsrechtliche, operationelle und ggf. eigentumsrechtliche Trennung des Stromnetzbetriebs von Erzeugung, Speicherung, Handel und Vertrieb von Strom. Sie soll die Unabhängigkeit des Netzbetriebs gewährleisten und somit Diskriminierungen, Quersubventionierungen und andere Wettbewerbsverzerrungen verhindern und auf diese Weise gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer sicherzustellen.

Zusammenfassung

Energiewende und europäische Energieunion stellen neue Anforderungen an die Stromnetze. Damit drohen hohe Kosten und zusätzliche Gefahren für die Netzstabilität durch anhaltende Netzengpässe. Anpassungen des Marktdesigns können dem entgegenwirken. Diese Stellungnahme stellt fünf Handlungsoptionen vor. Folgende Punkte lassen sich festhalten:

- 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 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, Flexibilitätpotenziale 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.

Energiewende und europäischer Strombinnenmarkt erfordern ein neues Marktdesign

Ein Ausfall der Stromversorgung, ein „Blackout“, könnte in Deutschland innerhalb kürzester Zeit schweren Schaden anrichten – das haben uns Fachartikel, Wissenschaftsendungen und sogar Romane in den letzten Jahren vor Augen geführt. Eine stabile Stromversorgung ist elementar für alle Stromverbraucher und ein entscheidender Faktor für den Wirtschaftsstandort. Im europäischen und weltweiten Vergleich erreicht Deutschland hier stets Spitzenwerte. In Fachkreisen wird jedoch seit Jahren umfangreich diskutiert, ob mit Fortschreiten der Energiewende und zunehmendem grenzüberschreitendem Stromhandel Änderungen im Marktdesign erforderlich sind.

Mit der Energiewende und der europäischen Energieunion wachsen die Herausforderungen für die Netzbetreiber, die für die Stabilität in den Stromnetzen verantwortlich sind: Durch die steigende Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, veränderte Lastprofile neuer Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, einen voraussichtlich wachsenden Stromverbrauch sowie die Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels kommt es häufiger zu **Netzengpässen**. Dies sind Situationen, in denen die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um den Transportbedarf zu befriedigen. **Netzausbau** ist nicht immer rechtzeitig möglich, aufgrund von mangelnder Akzeptanz teilweise schwer umsetzbar und teilweise nicht die günstigste Lösung, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Damit drohen über Jahrzehnte hohe Kosten, um Netzengpässe zu beheben sowie ein erhöhtes Ausfallrisiko der Stromversorgung.

Im **derzeitigen Marktdesign** greifen Netzbetreiber bei Netzengpässen in die Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen ein. Primär werden Betreiber konventioneller Großkraftwerke zur Anpassung ihrer Stromeinspeisung verpflichtet, wobei diese Anlagen mit fortschreitender Energiewende immer weniger zur Verfügung stehen. Nachrangig können auch Erneuerbare-Energien-Anlagen heruntergeregelt werden. Anreize für die Anlagenbetreiber, ihre Stromeinspeisung oder -entnahme an die verfügbare Netzkapazität anzupassen, bestehen kaum. Verbrauchsanlagen werden nur in geringem Umfang für das Engpassmanagement herangezogen. Daher sollte geprüft werden, ob durch Änderungen des **Marktdesigns** Netzengpässe zukünftig **effizienter**, also zu geringeren Kosten, und wirksamer (**effektiver**) behoben oder bereits im Vorfeld vermieden werden können. Ein solches Marktdesign müsste außerdem die **Anforderungen der Europäischen Union** an die Gestaltung der Strommärkte und das Engpassmanagement berücksichtigen. Diese Stellungnahme fasst den aktuellen Wissensstand zusammen, stellt Optionen vor, wie sich Netzengpässe effizient und effektiv vermeiden lassen und bewertet diese anhand festgelegter Kriterien, um politischen Entscheidungsträgern eine Grundlage für weitere Entscheidungen zu geben.

Wie werden Netzengpässe heute behoben?

Um zu verstehen, wie Netzengpässe heute entstehen, muss der Stromhandel in den Blick genommen werden: Deutschland bildet – unter Einschluss von Luxemburg – eine **einheitliche Gebotszone** für den Stromhandel. Bei Handelsgeschäften innerhalb dieser Gebotszone wird von unbegrenzten Transportkapazitäten ausgegangen („Kupferplatte“). In der Folge ist der Großhandelspreis für Strom in ganz Deutschland gleich. Betreiber planen auf Basis der Handelsgeschäfte den Einsatz ihrer Kraftwerke und Anlagen (Dispatch). **Einsatzentscheidungen** werden also ohne Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazität getroffen. Erschwerend kommt hinzu, dass an den Gebotszonengrenzen aufgrund europäischer Vorgaben steigende Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel bereitgestellt werden müssen. Dies kann Netzengpässe an den Gebotszonengrenzen und innerhalb der Gebotszone verschärfen.

Die **Sicherheit** und **Zuverlässigkeit** der Stromversorgung wird durch **Maßnahmen des Engpassmanagements** gewährleistet. Derzeit führen die Netzbetreiber in Deutschland solche Maßnahmen in erheblichem Umfang und den damit verbundenen hohen Kosten durch. Die Kosten lagen in 2019 bei rund 1,2 Milliarden Euro. Damit machten sie rund zwei Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung aus. **Netzbetreibern** stehen verschiedene Möglichkeiten offen, Netzengpässe zu beheben: Zunächst können sie auf eigene Betriebsmittel zurückgreifen. Ist dies nicht möglich, können sie Dritte anweisen, ihre Anlagen hoch- oder herunterzufahren. Wichtigste Maßnahmen sind derzeit der Redispatch, bei dem Betreiber „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass ihre konventionellen Kraftwerke hoch- beziehungsweise herunterfahren müssen, sowie das Einspeisemanagement, bei dem Netzbetreiber Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen herunterregeln.

Optionen für ein effizientes und effektives Marktdesign

Diese Stellungnahme stellt **fünf Handlungsoptionen** vor (siehe folgende Box). Die Optionen lassen sich in **zwei Kategorien** aufteilen: Die ersten drei Optionen bezwecken, potenzielle Netzengpässe bereits bei den Stromhandelsgeschäften und somit der Einsatzplanung der Anlagen (dem **Dispatch**) stärker zu berücksichtigen. So können Netzengpässe im Vorhinein vermieden werden und Netzbetreiber müssen seltener eingreifen. Die anderen beiden Optionen setzen nach der Einsatzplanung an: Damit sollen Netzbetreiber **Flexibilität** effizienter beschaffen können, indem finanzielle Anreize für Flexibilitätsanbieter gesetzt werden. Für das künftige Marktdesign sind beide Ansätze wichtig.

Die fünf Handlungsoptionen werden anhand festgelegter **Kriterien** bewertet: Effektivität, Effizienz, Beitrag zum Klimaschutz, Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt sowie Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand. Die Analyse zeigt: Es gibt nicht eine in jeder Hinsicht vorzugswürdige Option. Alle Optionen haben spezifische Vor- und Nachteile, die je nach Bewertung unterschiedlich ins Gewicht fallen. Die Optionen lassen sich jedoch teilweise kombinieren. So können spezifische Nachteile teilweise reduziert werden.

Auf einen Blick:

Fünf Handlungsoptionen für ein effektives und effizientes Netzengpassmanagement

Einführung eines Knotenpreissystems (Kategorie: Dispatch)

- **Kurzbeschreibung:** In einem Knotenpreissystem wird ein Strompreis für jeden Netzknoten, das heißt jeden Einspeise- und Entnahmepunkt, ermittelt. Hierbei werden Netzengpässe berücksichtigt. Daraus können regional oder sogar lokal unterschiedliche Strompreise resultieren.
- **Vorteile:** Ein optimal funktionierendes Knotenpreissystem bildet alle Netzengpässe ab; Maßnahmen des Engpassmanagements sind nicht notwendig. Konzeptionell daher ein hervorragendes Modell.
- **Nachteile:** Sehr hoher Umsetzungsaufwand, insbesondere bei Einbeziehung der Verteilernetzebene. Die Netzbetriebsführung muss teilweise einheitlich erfolgen, was bei Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber problematisch erscheint – gerade im grenzüberschreitenden Bereich. Zudem steigt die Gefahr marktbeherrschender Stellungen einzelner Flexibilitätsanbieter in räumlich günstigen Lagen.

Neuzuschnitt der einheitlichen deutschen Stromgebotszone (Kategorie: Dispatch)

- **Kurzbeschreibung:** Durch einen Neuzuschnitt der Stromgebotszone (zum Beispiel Aufteilung in zwei Preiszonen Nord und Süd) werden strukturelle Netzengpässe berücksichtigt. Reichen die Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen nicht aus, können sich unterschiedliche Strompreise in den einzelnen Gebotszonen ergeben.
- **Vorteile:** Die Netzbetreiber müssen seltener in die Einsatzplanung der Anlagenbetreiber eingreifen, was die Effektivität erhöht und die Kosten für die Eingriffe senkt.
- **Nachteile:** Starre Gebotszonengrenzen können Netzengpässe nie vollständig abbilden. Zukünftige Veränderungen der Netznutzung und Netzausbau können Anpassungen notwendig machen. Für den Stromhandel können zusätzliche Kosten entstehen. Politisch sind unterschiedliche Strompreise in Deutschland heikel. Gebotszoneninterne Netzengpässe bestehen weiterhin, insbesondere auf Verteilernetzebene.

Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte (Kategorie: Dispatch)

- **Kurzbeschreibung:** Bei einer auslastungsorientierten Netzentgeltsystematik sind die Netzentgelte, die bei den Stromnachfragern beim Strombezug und gegebenenfalls bei den Stromerzeugern bei der Einspeisung anfallen, im Falle kritischer Netzauslastung höher als bei geringer Netzauslastung. Hierbei wird räumlich und zeitlich differenziert.
- **Vorteile:** Liquidität der Strommärkte bleibt erhalten. Netzbetreiber müssen seltener in die Einsatzplanung eingreifen, somit sinken die Kosten. Potenziell hohe Effektivität, aber abhängig von der richtigen Ausgestaltung.
- **Nachteile:** Die Ermittlung der angemessenen Netzentgelte ist aufwendig, die Lenkungswirkung ist derzeit kaum einzuschätzen. Praktische Erfahrungen fehlen. Es besteht umfangreicher Forschungsbedarf.

Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität (Kategorie: Flexibilität)

- **Kurzbeschreibung:** Flexibilität für das Engpassmanagement wird mit Verfahren beschafft, bei denen die Vergütung (weitgehend) frei zwischen dem Flexibilitätsanbieter und dem Netzbetreiber ausgehandelt wird. Hierbei werden die kostengünstigsten Angebote ausgewählt, zum Beispiel über regionale Flexibilitätsmärkte.
- **Vorteile:** Potenziell geringere Kosten durch zusätzliche Flexibilitätsangebote und Innovationen. Insbesondere entstehen Anreize für Anbieter flexibler Lasten, wie gewerbliche oder industrielle Verbraucher.
- **Nachteile:** Die Funktion der Märkte kann durch Marktmacht einzelner Anbieter gestört sein. Flexibilitätsbedarf und Kosten können durch strategisches Bietverhalten steigen. Erforderlich ist eine regulatorische Kontrolle der Strom- und Flexibilitätsmärkte.

Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität (Kategorie: Flexibilität)

- **Kurzbeschreibung:** Flexibilität für das Engpassmanagement wird über Interessenbekundungsverfahren beschafft. Die Vergütung erfolgt soweit möglich auf Basis der anfallenden Kosten, ergänzt um zusätzliche finanzielle Anreize für die Flexibilitätsanbieter.
- **Vor- und Nachteile:** Ähnlich wie bei marktbasierter Beschaffung. Geringere Anreize für Flexibilitätsanbieter, aber auch geringere Kostenrisiken für den Netzbetrieb.

Netzengpässe im Vorfeld vermeiden, um Kosten einzusparen und Risiken zu mindern

Netzengpässe werden unter den derzeitigen Rahmenbedingungen voraussichtlich noch für Jahrzehnte in erheblichem Umfang auftreten. Dies legt eine Weiterentwicklung des Marktdesigns nahe, um sie aus Gründen der Effektivität und Kosteneffizienz zu einem wesentlichen Teil bereits **im Vorfeld** zu vermeiden. Hierfür erscheinen drei Handlungsoptionen vielversprechend: die Umstellung auf ein Knotenpreissystem, ein Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone sowie die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in Richtung auslastungsorientierter Netzentgelte (Optionen 1 bis 3, Kategorie „Dispatch“). Hierzu lassen sich folgende Punkte festhalten:

Knotenpreise: Theoretisch optimal, sehr anspruchsvoll in der Umsetzung

- Ein optimal funktionierendes Knotenpreissystem kann **Netzengpässe vollumfänglich bei der Strompreisbildung erfassen**. Damit sind Eingriffe der Netzbetreiber in die Einsatzplanung der Anlagen allenfalls noch in sehr eingeschränktem Umfang erforderlich. Zugleich werden – bei korrekter Abbildung von Erzeugungskosten und Transportkapazitäten – die Erzeugungsanlagen eingesetzt, die die Stromnachfrage insgesamt zu den geringsten Kosten befriedigen können. In einigen Regionen der Welt werden Knotenpreise verwendet.
- Einem Knotenpreissystem stehen allerdings erhebliche Einwände gegenüber: Die Einführung würde eine weitreichende Umgestaltung des derzeitigen Marktdesigns bedeuten. Die **praktische Umsetzung wäre sehr aufwendig**. Dies gilt insbesondere, wenn auch die Verteilernetze einbezogen würden. Die Bedeutung der Verteilernetze nimmt durch die Energiewende jedoch zu, und Netzengpässe in den Übertragungs- und Verteilernetzen können sich gegenseitig bedingen.
- Hinzu kommt, dass die betroffenen Netzbetreiber für ein Knotenpreissystem **Kompetenzen** an einen zentralen Akteur **abgeben** müssten. Dieser Eingriff in ihre heutigen Aufgaben stellt ein erhebliches Umsetzungshindernis dar, erst recht für die Schaffung grenzüberschreitender Knotenpreissysteme. Darüber hinaus hängen die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer in einem Knotenpreissystem stark von der Ausgestaltung der Preisbildungsregeln sowie von Entscheidungen über Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes ab. Daher ist **eine engere regulatorische Kontrolle der diskriminierungsfreien und transparenten Ausübung des Netzgeschäfts erforderlich** als derzeit. Schließlich könnten bei knotenscharfen Strompreisen die Kosten für den Stromhandel infolge geringerer Liquidität ansteigen und die **Gefahr marktbeherrschender Stellungen** einzelner Marktteilnehmer wächst.
- Ein Knotenpreissystem wird daher derzeit **nicht als vorrangige Handlungsoption** angesehen. Ein hypothetisches, optimal funktionierendes Knotenpreissystem kann aber als **Benchmark** für andere Optionen des Marktdesigns dienen.

Neuzuschnitt der Gebotszonen: Kann Kosten senken, Wirkung ist eingeschränkt

- Durch einen **Neuzuschnitt, zum Beispiel eine Teilung der deutschen Stromgebotszone**, würden **strukturelle Netzengpässe** bereits beim Stromhandel und damit bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Je besser die neuen Ge-

botszonengrenzen die strukturellen Netzengpässe im Übertragungsnetz abbilden, desto **geringere Eingriffe in die Einsatzplanung der Anlagen** sind erforderlich.

- Jedoch bestehen Fragen hinsichtlich der Wirksamkeit und der Effizienz: Da Stromflüsse im tages- und jahreszeitlichen Verlauf variieren, können **Netzengpässe durch starre Gebotszonengrenzen nie vollständig abgebildet** werden. Durch Veränderungen der Netznutzung und des Netzausbaus können sich die strukturellen Netzengpässe zudem zukünftig verlagern. Dadurch könnte es notwendig werden, die Zonengrenzen regelmäßig anzupassen – was jeweils mit einem **großen Aufwand** verbunden wäre. Hinzu kommt, dass die **Liquidität auf den Strommärkten abnehmen** könnte. Dadurch könnten die Großhandelspreise für Strom steigen. Dies legen auch Erfahrungen aus der Gebotszonenrennung in Schweden und aus der Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone nahe. Die handelsseitigen Kosteneffekte müssten näher untersucht werden, um sie gegen die Kostenvorteile eines Neuzuschnitts der Gebotszone abzuwägen.
- **Gebotszoneninterne Netzengpässe** dürften bei Bildung relativ großer Gebotszonen, zum Beispiel einer nord- und einer süddeutschen Gebotszone, in erheblichem Umfang **fortbestehen**. Insbesondere werden Netzengpässe in den Verteilernetzen bei dem Zuschnitt der Gebotszonen in der Regel nicht berücksichtigt.

Auslastungsorientierte Netzentgelte: Potenziell effizient, aber nicht erprobt

- Auslastungsorientierte Netzentgelte setzen **Anreize, das Stromnetz vorzugsweise in Zeiten freier Transportkapazitäten zu nutzen**. Sie können gebotszoneninterne Netzengpässe erfassen und wären daher auch bei Fortbestehen von Stromgebotszonen möglich. Die **Liquidität der Strommärkte bliebe grundsätzlich erhalten**.
- Doch auslastungsorientierte Netzentgelte wären ebenfalls **aufwendig** einzuführen. Ein solches Netzentgeltsystem müsste zunächst ausgearbeitet und die Lenkungswirkung erprobt werden. Erfahrungen fehlen bislang weitgehend. Hierbei müsste entschieden werden, wie stark die Netzentgelte **nach Engpassregionen und -zeiten ausdifferenziert** werden sollen. Zudem wäre die Zurechnung der Kosten des Engpassmanagements zu bestimmten Netznutzern mit **erheblichen Unschärfen** behaftet. Schließlich müssten die **Auswirkungen auf die Strompreise geprüft werden**.
- Um das System effizient zu gestalten, könnte es notwendig sein, Netzentgelte auch auf die **Stromeinspeiser** auszuweiten. Heute zahlen nur Stromverbraucher Netzentgelte. Zudem müssen Netznutzer durch ihr Verhalten die Höhe der Netzentgelte beeinflussen können. Bei Kleinkunden (in der Regel private Haushalte) ist dies bei den derzeit verwendeten **Standardlastprofilen** nicht der Fall. Zudem können verschiedene **fixe Strompreisbestandteile** wie die EEG-Umlage und die Stromsteuer die Anreizwirkung verringern.

Beschaffung von Flexibilität durch finanzielle Anreize effizienter gestalten

Selbst wenn es gelingt, einen Teil der Netzengpässe im Vorfeld zu vermeiden, bleibt der **Einsatz von Flexibilität** zur Behebung von Netzengpässen voraussichtlich erforderlich. Dies sollte möglichst effizient geschehen. Da zunehmend konventionelle Großkraftwerke wegfallen, nimmt gleichzeitig die Bedeutung der Flexibilität aus kleineren Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie aus Verbrauchsanlagen zu. Es ist wichtig, Flexibilität aus solchen Anlagen besser verfügbar zu machen. Hierfür erscheinen finanzielle Anreize sinnvoll, die eine rein kostenbasierte Vergütung nicht bieten kann. In Betracht kommen die Ausweitung der marktbasierter Beschaffung sowie erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität (Optionen 4 und 5, Kategorie „Flexibilität“). Die Analyse führt zu folgenden Ergebnissen:

- Beide Optionen würden finanzielle Anreize setzen, um das **Angebot an Flexibilität** zu vergrößern und Innovationspotenzial freizusetzen. Insbesondere entstünden Anreize für Anbieter flexibler **Lasten**, wie gewerbliche oder industrielle Verbraucher. Heute bleiben diese Potenziale größtenteils ungenutzt.
- Die marktbasierter Beschaffung entspricht dem Leitbild einer wettbewerblichen Wirtschaftsordnung. Auch die **neuen Vorschriften des EU-Rechts** im Rahmen des Clean Energy Packages sehen marktbasierter Maßnahmen als Grundsatz bei der Beschaffung von Flexibilität vor. Daher sollten **marktbasierter Ansätze** wie zum Beispiel regionale Flexibilitätsmärkte weiter geprüft werden, sofern keine triftigen Gründe dagegensprechen. Die Funktion der Märkte kann insbesondere durch marktbeherrschende Stellungen einzelner Anbieter gestört sein.
- Soweit Flexibilität weiterhin **nicht marktbasierter** beschafft wird, sollte geprüft werden, inwieweit durch zusätzliche finanzielle Anreize ein erweitertes Flexibilitätsangebot und Innovationen erzielt werden können, die die Kosten der zusätzlichen Flexibilitätsanreize überkompensieren. Für flexible Lasten, bei denen eine kostenbasierte Vergütung nicht ermittelt werden kann, könnte die Vergütung durch die günstigste alternative Flexibilitätsoption begrenzt werden, für die eine kostenbasierte Berechnung möglich ist.
- Bei beiden Optionen besteht die Gefahr **strategischen Bieterverhaltens**: Marktteilnehmer könnten Gebote auf dem Strommarkt zurückhalten, um ihr Angebot beziehungsweise ihre Nachfrage anschließend als Flexibilität zu einem besseren Preis zu vermarkten. Dies kann zum einen den Flexibilitätsbedarf der Netzbetreiber steigern und zum anderen höhere Beschaffungskosten verursachen. Im Extremfall könnten Marktteilnehmer am Strommarkt Gebote zu dem Zweck abgeben, sich diese als Flexibilität wieder „abkaufen“ zu lassen. Um diesen Gefahren zu begegnen, wäre eine **Kontrolle** der Strommärkte und der Flexibilitätsbeschaffung notwendig.

	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

1 Einleitung

Der Stromverbrauch wird zukünftig deutlich ansteigen, denn nur mit dem Energieträgerwechsel zu Strom aus erneuerbaren Quellen können die Treibhausgasemissionen in allen Anwendungsbereichen im erforderlichen Maße gesenkt werden, insbesondere im Verkehrs- und Wärmesektor – dies ist ein klares Ergebnis zentraler Studien zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland.¹ Im Zeichen des Klimaschutzes wird Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Zukunft zum dominierenden Energieträger.

Damit rücken auch die Stromnetze immer stärker in den Fokus. Zum einen müssen sie ausgebaut werden, um die größeren Mengen an Strom transportieren zu können. Zum anderen ändern sich die Anforderungen an die Netze: Erzeugungsseitig nimmt die Einspeisung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen zu. Diese kann aber im Gegensatz zur Erzeugung in konventionellen Kraftwerken stark variieren. Lastseitig ändern sich die Anforderungen an die Netze, da viele neue Anwendungen auf der Verbraucher- beziehungsweise Kundenseite wie Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-X-Technologien mit unterschiedlichen Lastprofilen hinzukommen. Zudem wird auch die weitere Integration des europäischen Energiebinnenmarktes („Europäische Energieunion“) die Stromnetze höher beanspruchen. Diese Entwicklungen haben Auswirkungen auf die zeitliche und räumliche Auslastung der Netze. Vielfach werden daher Transportkapazitäten nicht ausreichen, um alle gewünschten Stromhandelsgeschäfte durchzuführen. Der Umgang mit solchen Netzengpässen ist eine große Herausforderung für die ohnehin schon komplexe Steuerung der Netze und wird entscheidenden Einfluss auf die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende haben.

Typische Netzengpässe im Zuge der Energiewende

Durch den Ausbau der Windenergie in Norddeutschland an Land und auf See, die zunehmende Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen in die Verteilernetze und den wachsenden Stromverbrauch insbesondere durch Elektromobilität und Wärmepumpen ergeben sich typische Netzengpasssituationen. Dies sind im Einzelnen:

1. Netzengpässe im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland vor allem bei Starkwind
2. Lokale Netzengpässe im Verteilernetz durch Einspeisung aus Wind- und Solarparks
3. Netzengpässe im Niederspannungsnetz durch hohe Netzlast aufgrund von neuen Verbrauchsanlagen zur Sektorenkopplung (zum Beispiel Elektromobilität, Wärmepumpen)

Netzengpässe gefährden die **Versorgungssicherheit**², insbesondere die Netz- und Systemsicherheit. Daher müssen Maßnahmen des „Engpassmanagements“ ergriffen werden, um die Versorgungssicherheit trotz beschränkter Transportkapazitäten so

¹ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017; ESYS/BDI/dena 2019.

² Versorgungsengpässe können auch unabhängig von Netzengpässen auftreten, wenn die Stromnachfrage das Stromangebot übersteigt, zum Beispiel bei unzureichender Stromerzeugung in Zeiten fehlenden Dargebots von Wind- und Solarenergie. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

weit wie möglich zu sichern. Dieses Engpassmanagement verursacht Kosten: Im Jahr 2019 lagen die Kosten der Netzbetreiber für Maßnahmen des Engpassmanagements bei rund 1,2 Milliarden Euro.³ Damit machten sie rund zwei Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung (Stromnetze und Stromerzeugung) aus.⁴ Durch einen stärkeren **Netzausbau** lassen sich Netzengpässe im Grundsatz vermeiden. Studien zeigen, dass der Netzausbau in der Regel eine kostengünstige Option zur Vermeidung von Netzengpässen ist. Für eine erfolgreiche deutsche und europäische Energiewende müssen die Übertragungs- und Verteilernetze weiter ausgebaut werden.⁵ Doch in der Praxis wird der Netzausbau das Auftreten von Netzengpässen nicht vollständig verhindern. Dafür gibt es vor allem drei Gründe:

Erstens ist der Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll. Das heißt, die Netze so auszulegen, dass sie die maximal erzeugte Strommenge transportieren können, würde zu hohe Kosten verursachen. Windkraftanlagen produzieren beispielsweise oft in einigen wenigen, besonders windreichen Stunden im Jahr deutlich mehr Strom als im Jahresdurchschnitt. Statt die Netze für diese wenigen Stunden auszulegen, ist es günstiger, die Stromeinspeisung dann einzuschränken („Spitzenkappung“) oder den Transportbedarf anderweitig zu reduzieren (Zwischenspeicherung, Nachfragesteuerung).

Zweitens geht der Netzausbau in Deutschland aufgrund langwieriger Planungs- und Genehmigungsverfahren und teils fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung nur langsam voran. Daher ist zu erwarten, dass die tatsächliche Transportkapazität noch auf längere Zeit hinter dem Transportbedarf zurückbleiben wird.

Drittens bestätigt die Bundesnetzagentur nur die Netzausbaumaßnahmen, die sich im Hinblick auf unterschiedliche energiewirtschaftliche Entwicklungen als erforderlich erweisen („No-Regret“-Maßnahmen).⁶ Daher ist der mögliche zeitliche Vorlauf begrenzt.

Um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten und gleichzeitig die Kosten möglichst zu begrenzen, bedarf es daher auch langfristig eines effektiven, also wirksamen und gleichzeitig effizienten Engpassmanagements. Für ein geeignetes **Markt-design** zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen gibt es verschiedene Optionen. In dieser Stellungnahme werden die folgenden fünf Optionen mit ihren Vor- und Nachteilen vorgestellt:

- die Einführung eines Knotenpreissystems,
- ein Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotzone,
- die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte,
- die Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement und
- das Setzen erhöhter Anreize bei der nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität.

³ BNetzA 2020.

⁴ Vgl. dazu Fraunhofer ISI et al. 2017; BMWi 2019-1.

⁵ Siehe zum Beispiel acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020-1.

⁶ BNetzA 2019.

Um sie bewerten zu können, werden in Kapitel 2 Kriterien eingeführt. Als Ausgangsbasis werden in Kapitel 1 jedoch zunächst einige technischen Grundlagen und der heutige Umgang mit Netzengpässen erläutert.

1.1 Technische Grundlagen

Der Betrieb der Stromnetze ist anspruchsvoll. Zu jedem Zeitpunkt müssen Einspeisung und Entnahme übereinstimmen. Die **Energiebilanz** des Systems muss also ausgeglichen sein. Zudem muss die **Spannung** überall im Netz in den zulässigen Spannungsbändern, also einem vorgegebenen Spannungsbereich gehalten werden. Weiterhin dürfen die **Stromflüsse** die Belastungsgrenzen der Netzbetriebsmittel nicht überschreiten. Die Netzbetreiber benötigen die Unterstützung der Netznutzer, um diese Anforderungen hinsichtlich Systemausgleich, Spannungshaltung und zulässiger Belastung zu erfüllen. Insbesondere müssen die Betreiber von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen ihre Einspeisung beziehungsweise Entnahme entsprechend anpassen. Diese Fähigkeit zur Anpassung von Einspeisung oder Entnahme wird **Flexibilität** genannt. Art und Umfang der Flexibilitätsbereitstellung für den Netzbetrieb sind teilweise gesetzlich festgelegt und Bestandteil des sogenannten **Marktdesigns** (siehe auch Exkurs zur „Entflechtung“ unter 1.3.1).

Netzbetriebsmittel

Netzbetriebsmittel bezeichnen elektrische Anlagen, die von einem Netzbetreiber für den Netzbetrieb eingesetzt werden. Dazu zählen Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Schaltanlagen, Netzstationen sowie zugehörige Schutz- und Leittechnik, im Ausnahmefall aber auch Speicher und Kraftwerke, sofern sie vom Netzbetreiber nur für den Netzbetrieb vorgehalten werden.

Netzbetriebsmittel können, müssen sich aber nicht im Eigentum oder Besitz des Netzbetreibers befinden. Entscheidend ist, dass sie vom Netzbetreiber ausschließlich für den Netzbetrieb eingesetzt werden. Anlagen, die dem Netzbetreiber von Dritten nur zeitweise für Netzzwecke zur Verfügung gestellt werden, sind also keine Netzbetriebsmittel.

Wichtige **technische Parameter** beim Netzbetrieb sind die Wirkleistung, die Blindleistung, die Spannung, die Frequenz und der Stromfluss:⁷

- Die Stromnetze in Deutschland werden im Allgemeinen mit **Wechselstrom** betrieben.⁸ Die elektrische Leistung setzt sich dabei aus Wirkleistung und Blindleistung zusammen.
- **Wirkleistung** ist der Anteil, der von den Verbrauchern in andere Energieformen wie mechanische Arbeit, Licht oder Wärme umgewandelt, also „verbraucht“ werden kann.

⁷ Darüber hinaus gibt es weitere elektrotechnische Parameter, die für den Netzbetrieb von Bedeutung sind, hier aber nicht weiter ausgeführt werden. Dazu zählen die Kurzschlussleistung, der Spannungswinkel sowie die Stabilitätsarten statische und transiente Stabilität und Spannungsstabilität (abgegrenzt von der reinen Spannungshaltung).

⁸ Genauer betrachtet ist die elektrische Energieversorgung aus drei Teilsystemen mit Wechselstrom aufgebaut, die gemeinsam Drehstromsystem genannt werden. Ausnahmen sind „Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen“ (HGÜ-Leitungen), die mit Gleichstrom betrieben werden. Beim Stromtransport über HGÜ-Leitungen entstehen weniger Verluste, weshalb HGÜ-Leitungen vor allem für die Übertragung über weite Strecken genutzt werden können. Zudem lassen sich HGÜ-Leitungen leichter in Kabeltechnologie ausführen.

- **Blindleistung** wird benötigt, um elektrische und magnetische Felder in Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmitteln wechselnd auf- und abzubauen.⁹ Der Aufbau der Felder benötigt Energie, die beim Abbau der Felder wieder freigegeben wird, um sie anschließend wieder für den Aufbau der Felder zu nutzen. Blindleistung wird daher im eigentlichen Sinne nicht „verbraucht“, sondern zwischen den Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmitteln ausgetauscht. Der Transport der Blindleistung ist jedoch mit Verlusten verbunden. Die Blindleistung ist für den Betrieb des Netzes, insbesondere für die Spannungshaltung, aber auch für den Betrieb von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen notwendig.
- Um die **Netzfrequenz** bei Wechselstrom stabil zu halten, müssen Einspeisung und Entnahme der Wirkleistung zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Ist die Einspeisung größer als die Entnahme, steigt die Netzfrequenz. Ist sie kleiner, fällt die Netzfrequenz. Größere Abweichungen von der Sollfrequenz können einen Zusammenbruch der Versorgung zur Folge haben: Über- oder unterschreitet die Netzfrequenz einen bestimmten Toleranzbereich, führt das zur Trennung von Erzeugungsanlagen vom Netz oder zu einem automatischen Lastabwurf von Verteilernetzen. Eine stabile Netzfrequenz mit geringen Abweichungen ist daher ein wichtiger Indikator für die Sicherheit der Stromversorgung. In Europa beträgt der Sollwert der Netzfrequenz 50 Hertz. Um die Netzfrequenz stabil zu halten, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine sogenannte Regelreserve (Primärregelreserve, Sekundärregelreserve und Minutenreserve) von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen und setzen diese entsprechend ein.
- Ähnlich wie eine stabile Frequenz ist auch eine stabile **Spannung** im Stromnetz ein wichtiges Merkmal der Versorgungssicherheit, aber auch der Versorgungsqualität. Zu hohe Spannungen können Netzbetriebsmittel, aber auch Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen schädigen. Zu geringe Spannungen können zu Funktionsstörungen führen oder die verfügbare Transportkapazität beeinträchtigen. Entlang einer Stromleitung sinkt die Spannung abhängig von der Strombelastung. Der Netzbetreiber muss daher zusätzliche Maßnahmen ergreifen, um die Spannung im gesamten Netz im vorgesehenen Bereich, dem sogenannten Spannungsband, zu halten. Hierzu nutzt er regelbare Transformatoren, die Blindleistungseinspeisung von Erzeugungs- und Speicheranlagen oder besondere Netzbetriebsmittel, sogenannte Blindleistungskompensationsanlagen (Ladestromspulen oder Kondensatoren).
- Jeder Transport von Wirk- und Blindleistung ist mit einem elektrischen **Stromfluss** verknüpft. Stromflüsse führen zu Verlusten und zur Erwärmung von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren. Bei Freileitungen kann die Erwärmung zu einem unzulässig starken Durchhang führen. Bei Kabeln und Transformatoren beeinflusst eine unzulässig hohe Erwärmung die Isolationsfähigkeit der dort eingesetzten dielektrischen Werkstoffe, zum Beispiel des Vernetzten Polyethylens (VPE) oder des Öls. Um dies zu vermeiden, weisen die Netzbetriebsmittel einen maximal zulässigen Stromfluss auf.

⁹ Bei Gleichstrom gibt es daher keine Blindleistung, sondern nur Wirkleistung.

Ein **Netzengpass** liegt vor, wenn der Transportbedarf die verfügbare Transportkapazität für Strom übersteigt. Bei der Bestimmung der verfügbaren Transportkapazität sind gewisse Sicherheitsmargen einzuhalten. Daher kann ein Netzengpass bereits dann vorliegen, wenn sich der Transportbedarf physikalisch noch bewältigen lässt.¹⁰ Insbesondere ist in der Regel sicherzustellen, dass das Netz auch bei Ausfall eines wichtigen Elements (zum Beispiel einer Leitung oder eines Kraftwerks) noch sicher betrieben werden kann ((n-1)-Sicherheit).¹¹ Netzengpässe gefährden die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems: Zu starke Netzbelastung kann zum Ausfall oder zur Beschädigung von Netzbetriebsmitteln führen. Daraus folgt, dass Erzeugungsanlagen nicht einspeisen oder Verbraucher nicht versorgt werden können. Außerdem können Netzengpässe verhindern, dass Stromhandelsgeschäfte in gewünschtem Umfang durchgeführt werden. Das stellt wiederum die Versorgungssicherheit der Stromverbraucher infrage.

Technisch unterscheiden sich **strombedingte und spannungsbedingte** Netzengpässe. Bei **strombedingten** Netzengpässen wird die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln überschritten. Hier entlastet das Engpassmanagement die betroffenen Netzbetriebsmittel. Eine Maßnahme ist beispielsweise der Redispatch: Dabei wird „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass die Einspeisung beziehungsweise Entnahme von Wirkleistung angepasst (vergleiche unten 1.2.2). Werden die engpassverursachenden Stromflüsse durch hohe Einspeisung hervorgerufen, so muss vor dem Netzengpass die Einspeisung sinken oder die Entnahme steigen. Dazu können zum Beispiel Erzeugungsanlagen weniger einspeisen oder Verbrauchsanlagen mehr entnehmen. Hinter dem Netzengpass muss die Einspeisung steigen oder die Entnahme sinken (energetischer Ausgleich). Bei lastseitig verursachten Netzengpässen geht es umgekehrt um die Reduzierung der Entnahme beziehungsweise die Erhöhung der Einspeisung hinter dem Netzengpass. Vor dem Netzengpass muss dann die Einspeisung sinken oder die Entnahme steigen. Die Anpassungen der Einspeisungen und Entnahmen dürfen die Systembilanz nicht stören. Zudem muss die Netzfrequenz von 50 Hertz erhalten bleiben.

Stromnetze

In Deutschland gibt es vier **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)**, von denen jeder die Verantwortung für eine **Regelzone** hat. Die ÜNB betreiben Höchstspannungsnetze für den Transport von Strom über große Entfernungen. Die Stromkreislänge der Übertragungsnetze beträgt rund 37.000 Kilometer.

Mit einer Stromkreislänge von 1.190.000 Kilometern in Niederspannung, 520.000 Kilometern in Mittelspannung und 94.000 Kilometern in Hochspannung machen die **Verteilernetze** etwa 98 Prozent des gesamten deutschen Stromnetzes aus. In der gesellschaftlichen Diskussion sind sie aber viel weniger präsent als die Übertragungsnetze mit ihren auffälligen, großen Strommasten. Waren die Verteilernetze bisher hauptsächlich für den Transport des Stroms vom Übertragungsnetz zu den einzelnen Endverbrauchern zuständig, so kommen im Zuge der Energiewende neue Aufgaben auf sie zu. Denn immer mehr Strom wird aus dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen direkt in die Verteilernetze eingespeist. Viele der circa 900 **Verteilernetzbetreiber (VNB)** im Strombereich gehören zu regionalen oder kommunalen Energieversorgungsunternehmen.

¹⁰ Möhrke et al. 2019.

¹¹ Als Alternative wird derzeit die kurative Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit diskutiert, bei der Systemautomatiken unmittelbar nach Netzfehlern dafür sorgen, dass die (n-1)-Sicherheit wiederhergestellt wird, vgl. etwa BMWi 2019-2; Möhrke et al. 2019.

Bei spannungsbedingten Netzengpässen können die zulässigen Spannungsbänder nicht eingehalten werden.¹² Zur Abhilfe muss im Rahmen des Engpassmanagements in der Regel die Blindleistungseinspeisung angepasst werden.¹³ Werden Kraftwerke eingesetzt, um die benötigte Blindleistung zu erbringen, kann es erforderlich sein, deren Wirkleistungseinspeisung anzupassen. Das geschieht durch das Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch die Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke.¹⁴ In diesem Fall ist zusätzlich ein energetischer Ausgleich der veränderten Wirkleistungseinspeisung erforderlich. Teilweise kann anstelle der Anpassung der Blindleistungseinspeisung auch ein Wirkleistungs-Redispatch die Einhaltung des Spannungsbandes gewährleisten – manchmal ist diese Maßnahme im Verteilernetz sogar effizienter.

In **langfristiger Perspektive** lassen sich Netzengpässe durch **Netzausbaumaßnahmen** vermeiden. Auch die **Standortwahl** von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen kann langfristig zur Reduzierung von Netzengpässen beitragen. **Kurzfristig** müssen die **Netzbetreiber eingreifen**, wenn ein konkreter Netzengpass erwartet wird oder bereits eingetreten ist. Die betroffenen Netzbetreiber können eigene Netzbetriebsmittel oder Anlagen Dritter (Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen) einsetzen, um den Netzengpass zu beheben. Zudem lassen sich Netzengpässe durch **geeignete regulatorische Rahmenbedingungen** reduzieren: Die Marktteilnehmer können Anreize erhalten, schon beim **Einsatz ihrer Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen** am Markt (Dispatch) auf mögliche Netzengpässe Rücksicht zu nehmen. Das ermöglichen regional differenzierte Strompreise, die das Vorliegen von Netzengpässen berücksichtigen, oder Netzentgelte, die einen engpassvermeidenden Dispatch anreizen. Die angesprochenen Maßnahmen gelten für Übertragungs- und Verteilernetze gleichermaßen.

Der Begriff „**Engpassmanagement**“ umfasst in dieser Stellungnahme alle Instrumente, die dazu dienen, die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld auszuschließen (Engpassvermeidung) oder eine bestehende Gefahr eines Netzengpasses zu beseitigen (Engpassbehebung). Ziel ist es letztlich, engpassbedingte Einschränkungen der Versorgungssicherheit so weit wie möglich auszuschließen. Einbezogen werden aber nur Maßnahmen zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen, denen nicht mehr durch Investitionen in das Netz oder in Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen begegnet werden kann. Nicht betrachtet werden Maßnahmen, um Netzengpässe langfristig zu vermeiden, indem sie Anreize für den Netzausbau setzen. Eine solche Investitionssteuerung bedarf einer eigenen Betrachtung, die nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist. Gleiches gilt für die Investitionssteuerung im Hinblick auf Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen.

1.2 Heutiges System zur Behebung von Netzengpässen

Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Stromnetze sind in Deutschland die Stromnetzbetreiber zuständig. Welche Maßnahmen ihnen zur Vermeidung oder

¹² BNetzA/BKartA 2019.

¹³ Auf die zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte erfolgende Anpassung von Blindleistungseinspeisung oder -entnahme wird in dieser Studie nicht eingegangen, da eine andere Dienstleistung und eine andere Flexibilität betroffen sind, für die das Marktdesign gesondert untersucht werden muss.

¹⁴ BNetzA/BKartA 2019.

Behebung von Netzengpässen zur Verfügung stehen, ist durch regulatorische Vorgaben geregelt. Hierbei ist zu unterscheiden, ob Netzengpässe innerhalb Deutschlands oder an den Gebotszonengrenzen zu den Nachbarstaaten auftreten.

Flexibilität wird für Strommarkt und Engpassmanagement benötigt

Mit steigendem Anteil von Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung wird auf den **Strommärkten** in zunehmendem Maße Flexibilität benötigt, um Schwankungen in der Einspeisung auszugleichen. Diese Flexibilität kann dem europäischen Markt nur zur Verfügung gestellt werden, wenn ausreichende Netzkapazitäten auf allen Ebenen bis hinunter in das Verteilernetz vorhanden sind. Darüber hinaus wird Flexibilität für das **Engpassmanagement** benötigt. Ein gegebenes Potenzial an Flexibilität (zum Beispiel ein Speicher) kann entweder für den Ausgleich der Energiebilanz (Bilanzkreisausgleich, Systemausgleich) oder für das Engpassmanagement eingesetzt werden. Das Zusammenspiel ist differenziert, **unter Umständen kann der Flexibilitätseinsatz für das eine Ziel dem anderen Ziel zuwiderlaufen**. So kann das Marktgeschehen Engpässe hervorrufen. Zum Beispiel kann der Einsatz von Regelenergie für den Systemausgleich einen Netzengpass verschärfen. Teilweise decken sich die Ziele aber auch: So dient insbesondere der energetische Ausgleich beim Engpassmanagement dem Systemausgleich.

An den **Gebotszonengrenzen** werden für den Stromhandel (mit Ausnahme der deutsch-luxemburgischen Grenze) nur begrenzte Transportkapazitäten zur Verfügung gestellt. Nachträgliche Eingriffe der Netzbetreiber in den Anlagen-Dispatch sind daher grundsätzlich nicht erforderlich.¹⁵

Innerhalb Deutschlands besteht demgegenüber eine **einheitliche Gebotszone** für Stromhandelsgeschäfte: Der Ort der Ein- und Ausspeisung sowie die Transportkapazitäten innerhalb Deutschlands spielen bei der Preisbildung am Strommarkt und dem damit verbundenen Einsatz der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen keine Rolle. Das führt dazu, dass alle Nachfrager in Deutschland am Strommarkt unabhängig von ihrem Standort den gleichen Großhandelspreis bezahlen und alle Anbieter den gleichen Preis erhalten. Strom wird also gehandelt, ohne auf die verfügbaren Transportkapazitäten Rücksicht zu nehmen. Soweit die erwarteten Ein- und Ausspeisungen zu Netzengpässen führen würden, ist es Aufgabe der Netzbetreiber, Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Um rechtzeitig handeln zu können, müssen die Netzbetreiber mögliche Netzengpässe prognostizieren. Stromhandel und Engpassmanagement innerhalb Deutschlands werden in der Folge näher dargestellt.

1.2.1 Stromhandel

Der Stromhandel innerhalb Deutschlands findet für mehrere Zeitabschnitte statt: Am **Terminmarkt** werden langfristige Stromhandelsgeschäfte für beispielsweise Monate, Quartale und Jahre abgeschlossen. Der Terminhandel dient dem Risikomanagement der beteiligten Unternehmen. Er legt nicht den abschließenden Einsatz der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen fest. Dies geschieht am Spotmarkt, der im Wesentlichen aus einem Day-Ahead-Markt und einem Intraday-Markt besteht: 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. Die untertägige Lieferung kann beispielsweise notwendig

¹⁵ Soweit allerdings die dem Stromhandel zur Verfügung gestellten Transportkapazitäten die physikalischen Transportmöglichkeiten übersteigen, müssen die Netzbetreiber auch hier Redispatch-Maßnahmen ergreifen. Diese Notwendigkeit kann sich insbesondere aus den Anforderungen der EU an die gebotszonenübergreifenden Mindesthandelskapazitäten ergeben.

sein, wenn sich die Prognosen zur Entnahme von Verbrauchern oder zur Einspeisung von fluktuierenden Erzeugungsanlagen kurzfristig ändern.

Betreiber großer Erzeugungs- und Speicheranlagen¹⁶ müssen 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.¹⁷ Die Einsatzplanungen berücksichtigen dabei die getätigten Stromhandelsgeschäfte am Day-Ahead- beziehungsweise Intraday-Markt. Die EU-Verordnung „Leitlinie Übertragungsnetzbetrieb“ („System Operation Guideline“, SO GL)¹⁸ 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.

1.2.2 Maßnahmen der Netzbetreiber zur Prognose und Behebung von Netzengpässen

Parallel zum Stromhandel führen die Netzbetreiber weitere Berechnungen durch. Diese dienen dazu, Netzengpässe vorherzusagen und möglichst frühzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Diese Berechnungen finden ebenfalls in mehreren Schritten statt. Je näher der Zeitpunkt der Stromlieferung rückt, desto mehr Planungsdaten für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen liegen vor und desto genauer können die ÜNB Netzengpässe prognostizieren.

Im Rahmen der sogenannten „**Vorab-Maßnahmen der 4 ÜNB**“ führen die vier ÜNB gemeinsam Modellierungen der erwarteten Netzbelastung durch.¹⁹ Diese finden sowohl bereits vor als auch nach dem Marktergebnis („Market Clearing“) des Day-Ahead-Markts statt. Durch die Berechnungen vor dem Marktergebnis können die ÜNB erwartete Netzengpässe frühzeitig erkennen. Das versetzt sie in die Lage, Kraftwerke der **Netzreserve** mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig für das Engpassmanagement anzufordern.²⁰ Ähnliches gilt für Kraftwerke im Markt. Wegen deren Vorlaufzeit kann die Anforderung für das Engpassmanagement zeitnah nach dem Marktergebnis erfolgen. Durch die gemeinsame Modellierung und gemeinsame Anforderung werden diese Kraftwerke effizient zum Engpassmanagement eingesetzt („Koordinierungsgewinne“).

Nach den Vorabmaßnahmen identifizieren die vier ÜNB gemeinsam **Einzelüberlastungsmaßnahmen**. Diese beheben Überlastungen von Netzbetriebsmitteln in den Regelzonen der ÜNB beziehungsweise auf den Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen. Die hierzu erforderlichen Analysen nutzen zum einen die aufgrund der Informationspflichten übermittelten Daten der Marktteilnehmer sowie weitere Informationen. Zum anderen berücksichtigen die Netzbetreiber die bereits beschlossenen gemeinsamen Vorabmaßnahmen. In diesen Rechnungen stellen die Netzbetreiber

¹⁶ Ab einer Nennleistung von zehn Megawatt und angebunden in die 110-Kilovolt-Ebene oder höher.

¹⁷ Rechtliche Grundlage dieser Informationspflicht ist § 12 Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2020).

¹⁸ Verordnung (EU) 2017/1485, vgl. dort Artikel 40 Absatz 7.

¹⁹ BNetzA/BKartA 2019, S. 127.

²⁰ Mit Anforderung ist hier das Anfahren von Kraftwerken gemeint, für die ein Stillstand geplant war. Hierunter fallen auch immer die Netzreservekraftwerke. Das Anfahren von Kraftwerken bedarf einer rechtzeitigen Ankündigung (Vorlaufzeit).

zuerst fest, ob sie Netzengpässe erwarten. Erwarten sie Netzengpässe, müssen die Netzbetreiber entsprechende Einzelüberlastungsmaßnahmen des Engpassmanagements ergreifen. Auf Ebene der Verteilernetze werden teilweise gleichfalls Prognosen über die Netzauslastung erstellt.

Gesetze und Verordnungen

EU-Recht

- Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2019/943
- Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG; bis zum 31.12.2020 ist die neue Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EU) 2019/944 umzusetzen
- Leitlinie Übertragungsnetzbetrieb, Verordnung (EU) 2017/1485 (System Operation Guideline - SO GL)

Deutsches Recht

- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017)
- Netzreserveverordnung (NetzResV)
- Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Erwartet ein Netzbetreiber einen Netzengpass, kann er zunächst versuchen, diesen mit **netzbezogenen Maßnahmen** zu beheben. Hierzu passt er die Topologie des Netzes durch die Neuerschaltung von Netzteilen an, um die vorhandenen Netzbetriebsmittel besser auszunutzen. Alternativ verwendet der Netzbetreiber lastflusssteuernde Netzbetriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren oder (zukünftig) Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen). Verbleiben nach den netzbezogenen Maßnahmen noch Netzengpässe, stehen dem Netzbetreiber marktbezogene Maßnahmen, zusätzliche Reserven sowie Anpassungsmaßnahmen zur Verfügung. Dabei ist gesetzlich geregelt, unter welchen Bedingungen welche Maßnahmen ergriffen werden dürfen.

• Marktbezogene Maßnahmen (insbesondere Redispatch und Countertrading)

Um drohende Netzengpässe zu beheben, können Netzbetreiber Kraftwerke und Speicher ab einer Nennleistung von zehn Megawatt anweisen, ihre Anlagenfahrpläne (Dispatch) anzupassen. Dieser sogenannte „**Redispatch**“ bedeutet, dass angeforderte Anlagen ihre Einspeisung oder ihren Bezug senken beziehungsweise erhöhen. Der Netzbetreiber vergütet den Anlagenbetreiber für den Redispatch.²¹ Der Redispatch verursacht daher zusätzliche Kosten beim Netzbetreiber. ÜNB können außerdem „abschaltbare Lasten“ stromintensiver Großverbraucher drosseln. Dafür stellen die Betreiber Anlagen freiwillig gegen Vergütung unter anderem zum Zwecke des Engpassmanagements zur Verfügung.²² „Abschaltbare Lasten“ kommen für das Engpassmanagement aber nur in geringem Umfang zum Einsatz.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, Netzengpässen über Handelsgeschäfte entgegenzuwirken. ÜNB können den Day-Ahead- und Intraday-Markt nutzen, um den physikalischen Transportbedarf an kritischen Stellen im Netz zu verringern. Hierbei organisiert der betroffene ÜNB ein gegenläufiges Handelsgeschäft, bei dem Strom „hinter dem Netzengpass“ gekauft und „vor dem Netzengpass“ verkauft wird. Solche

²¹ Gemäß § 13a EnWG erhält der Anlagenbetreiber eine Vergütung, die so bemessen ist, dass er wirtschaftlich weder besser noch schlechter steht als ohne den Redispatch (EnWG 2020).

²² Dies ist in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV 2016) geregelt.

Geschäfte können grundsätzlich nur Netzengpässe zwischen Gebotszonen oder zwischen Regelzonen entschärfen. Denn die am Day-Ahead- und Intraday-Markt teilnehmenden Anlagen lassen sich zwar einer Gebotszone und innerhalb Deutschlands außerdem einer Regelzone zuordnen, aber es erfolgt keine kleinteiligere räumliche Zuordnung. Netzengpässe innerhalb einer Regelzone lassen sich durch solche Handelsgeschäfte nicht beheben. Sofern es sich um gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte handelt, wird von „**Countertrading**“ gesprochen.²³

- **Einsatz der Netzreserve**

Netzreservekraftwerke sind Kraftwerke, die nur dem Zweck des Redispatches dienen. Die ÜNB können auch ausländische Kraftwerke als Netzreservekraftwerke kontrahieren. Netzreservekraftwerke nehmen nicht am Strommarkt teil und sind in der Regel nicht betriebsbereit. Aufgrund langer Anfahrzeiten bis zur Betriebsbereitschaft müssen die ÜNB diese häufig schon im Rahmen der Vorabmaßnahmen anfordern. Die zur Behebung der Netzengpässe erforderliche Einspeisung können die ÜNB dann mit geringerer Vorlaufzeit anweisen.

- **Einspeisemanagement**

Wenn die Behebung eines Netzengpasses nicht anders möglich ist, dürfen Netzbetreiber auch Erzeugungsanlagen abregeln, die Einspeisevorrang nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) genießen. Die Entschädigung der Anlagenbetreiber für dieses Einspeisemanagement orientiert sich an den ihnen entgangenen Einnahmen und den ersparten oder zusätzlichen Aufwendungen aufgrund der Abregelung.

- **Anpassungsmaßnahmen**

Netzbetreiber sind berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen. Das ist der Fall, wenn sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch marktbezogene Maßnahmen oder den Einsatz der Netzreserve nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lässt.²⁴ Derartige Anpassungsmaßnahmen sind Notfallmaßnahmen und werden (außer im Rahmen des Einspeisemanagements) nicht entschädigt.

Abbildung 1 veranschaulicht übersichtsartig, wie Anlagenbetreiber, Stromhändler und Netzbetreiber zusammen sicherstellen, dass Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sind und dass der Strom vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert werden kann.

²³ Vgl. Art. 2 Nr. 27 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943). Der Sache nach findet dieses Konzept aber auch zur Behebung von Netzengpässen zwischen den vier deutschen Regelzonen Anwendung.

²⁴ Nimmt der Netzbetreiber bestimmte Lasten gezielt vom Netz, wird teilweise auch von einem „Brownout“ gesprochen.

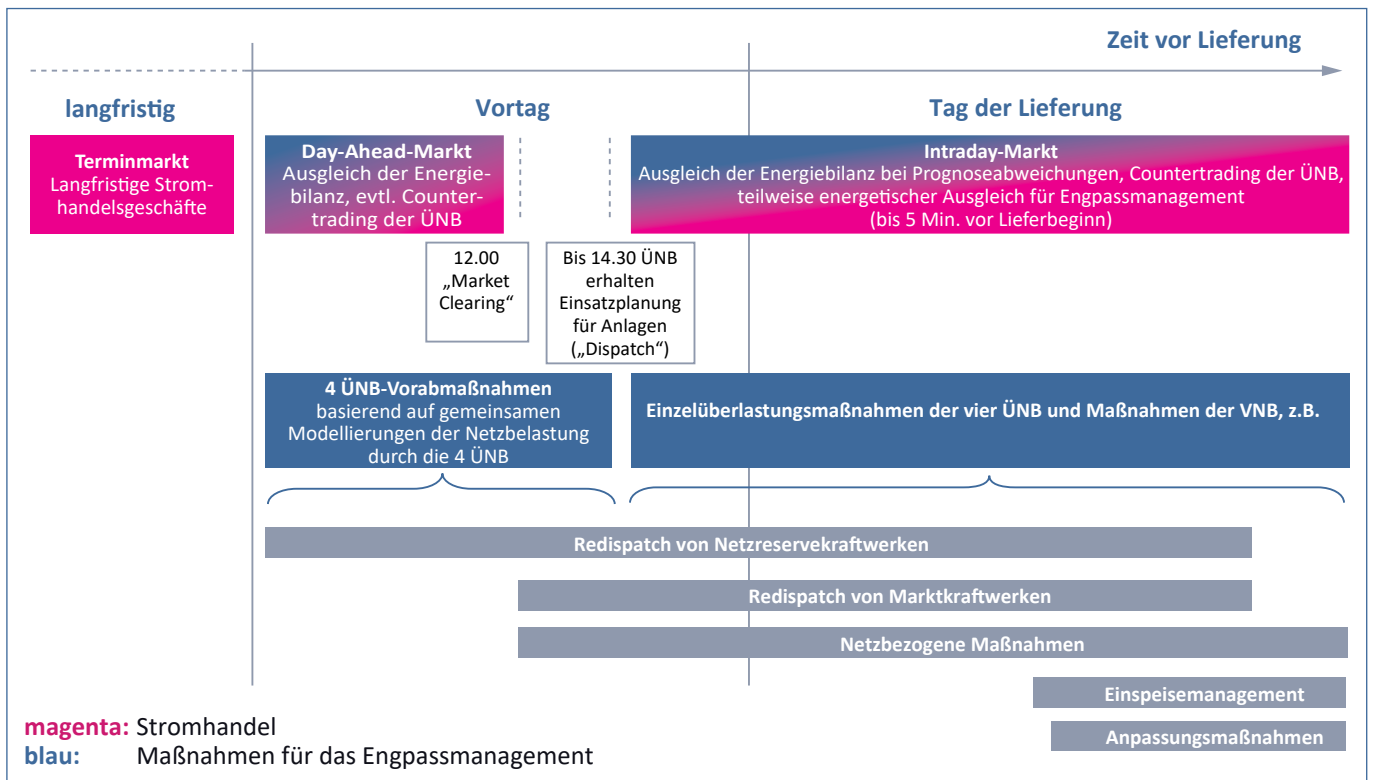


Abbildung 1: Derzeitige Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

1.3 Regelungsfelder

Maßnahmen zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen unterscheiden sich sowohl in Bezug auf die betroffenen Anlagen als auch auf die jeweils verfolgten Ziele. Anhand der vorgestellten Systematik lassen sich die Maßnahmen in drei verschiedene Regelungsfelder einteilen (siehe Tabelle 2):

- **Regelungsfeld 1:** Der Netzbetreiber kann eigene Netzbetriebsmittel für das Engpassmanagement einsetzen.
- **Regelungsfeld 2:** Randbedingungen für den Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen Dritter können so gesetzt werden, dass Netzengpässe bereits bei der Einsatzplanung am Markt möglichst vermieden werden.
- **Regelungsfeld 3:** Der Netzbetreiber kann bei erwarteten Netzengpässen auf Anlagen Dritter zugreifen, um diese Netzengpässe zu beheben.

		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

1.3.1 Regelungsfeld 1: Einsatz von Netzbetriebsmitteln

Netzbetreiber können eigene Netzbetriebsmittel einsetzen, um Netzengpässe im Vorfeld zu vermeiden (zum Beispiel Blindleistungsbereitstellung, um die Gefahr spannungsbedingter Netzengpässe zu verringern). Sie können ihre Netzbetriebsmittel aber auch einsetzen, um konkrete Netzengpässe zu beheben (zum Beispiel Netzschaltungen zur Entlastung bestimmter Netzelemente).

Welche Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber für das Engpassmanagement vorhalten darf beziehungsweise muss, ist gesetzlich nicht im Detail geregelt. Grundsätzlich wird die Trennung des staatlich regulierten Netzbetriebs von den wettbewerblichen Tätigkeitsbereichen Stromerzeugung, Stromhandel und -vertrieb sowie Stromspeicherung angestrebt (siehe Exkurs: Entflechtung). Netzbetreiber dürfen daher Anlagen zur Erzeugung und Entnahme von Strom (unter anderem Kraftwerke, Speicher, steuerbare Lasten) nur betreiben, wenn es für die Sicherheit der Stromversorgung notwendig erscheint. Die Voraussetzungen für diesen Anlagenbetrieb sind eng gefasst. Weniger Einschränkungen unterliegt hingegen der Betrieb anderer technischer Anlagen, etwa zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung. Diese Anlagen, zum Beispiel flexible Drehstrom-Übertragungssysteme oder Phasenschiebergeneratoren, stehen weniger in potenzieller Konkurrenz zu den Anlagen wettbewerblicher Akteure.

Änderungen bei Vorhaltung und Einsatz von Netzbetriebsmitteln werden in den vorgestellten Handlungsoptionen nicht vorgeschlagen.

Exkurs: Entflechtung („Unbundling“)

Die sogenannte Entflechtung (Unbundling) zielt darauf ab, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer sicherzustellen. Die informationelle, buchhalterische, gesellschaftsrechtliche und operationelle Trennung des Stromnetzbetriebs von Erzeugung, Speicherung, Handel und Vertrieb soll die Unabhängigkeit des Netzbetriebs gewährleisten und somit Diskriminierungen, Quersubventionierungen und andere Wettbewerbsverzerrungen verhindern. Denn wäre der Netzbetreiber gleichzeitig in diesen anderen Bereichen tätig, wie es vor der Strommarktliberalisierung üblich war, könnte er beispielsweise konkurrierende Erzeuger oder Lieferanten beim Netzzugang benachteiligen und sich dadurch einen Wettbewerbsvorteil verschaffen. Im Zuge der Strommarktliberalisierung in der EU seit den 1990er Jahren wurde daher eine zunehmende Entflechtung des Netzbetriebs von Erzeugung, Speicherung und Vertrieb eingeführt. Die Entflechtung ist auf EU-Ebene durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie vorgeschrieben. Sie wird im EnWG in deutsches Recht umgesetzt. Hierbei sind die Entflechtungsvorschriften für Übertragungsnetzbetreiber weitgehender als für Verteilernetzbetreiber. Außerdem gelten die gesellschaftsrechtliche und operationelle Entflechtung nicht für Verteilernetze mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden. Dadurch sind in Deutschland etwa neunzig Prozent der Stromverteilernetzbetreiber von einer umfassenden Entflechtung ausgenommen.

Der wettbewerbskonforme Betrieb der Stromnetze wird durch die Energieregulierungsbehörden (Bundesnetzagentur (BNetzA) und Landesregulierungsbehörden) gesichert. Sie wachen unter anderem darüber, dass allen Marktteilnehmern diskriminierungsfreier Zugang zu den Stromnetzen gewährt wird, legen die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber fest und genehmigen die Netzentwicklungspläne.

1.3.2 Regelungsfeld 2: Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen

Die Gefahr von Netzengpässen lässt sich bereits im Vorfeld vermeiden oder zumindest verringern. Dazu müssen schon bei der Entscheidung, wann welche Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zum Einsatz kommen, die Transportkapazitäten berücksichtigt werden. Voraussetzung ist ein Marktdesign, welches Vorgaben macht oder

Anreize setzt, um den Anlageneinsatz unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten zu steuern. Im derzeitigen Marktdesign wird von dieser Möglichkeit innerhalb der deutschen Stromgebotszone kaum Gebrauch gemacht, teilweise stehen nähere Regelungen noch aus.²⁵ Lediglich an den Gebotszonengrenzen zu den Nachbarstaaten werden im Stromhandel die begrenzten Transportkapazitäten berücksichtigt.

Die stärkere Berücksichtigung der Transportkapazitäten bereits beim Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen könnte Netzengpässe ganz oder teilweise vermeiden. Nur dann noch verbleibende Netzengpässe müssten durch den Einsatz von Netzbetriebsmitteln oder die Nutzung von Flexibilität behoben werden. Angesichts der weiter zu erwartenden und möglicherweise zunehmenden Netzengpässe innerhalb der deutschen Stromgebotszone scheint es dringend geboten, das Potenzial der Dispatch-bezogenen Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen genauer zu untersuchen. Die drei Optionen „Einführen eines Knotenpreissystems“, „Neuzuschnitt der Stromgebotszone“ und „Einführen auslastungsorientierter Netzentgelte“, die in dieser Stellungnahme diskutiert werden, sind diesem Regelungsfeld zuzuordnen.

1.3.3 Regelungsfeld 3: Flexibilitätseinsatz zur Behebung von Netzengpässen

Netzengpässe können entstehen, wenn die Einsatzplanung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen der Netzsituation nicht hinreichend Rechnung trägt. Der Netzbetreiber muss in diesem Fall die Netzengpässe vorhersagen und sie durch Maßnahmen des Engpassmanagements beheben. Lassen sich die Netzengpässe nicht durch netzbezogene Maßnahmen beseitigen, kann der Netzbetreiber in den geplanten Einsatz der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen eingreifen. Dies kann marktbasierend oder nicht marktbasierend erfolgen. Marktbasierend bieten Betreiber von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen freiwillig Flexibilität an. Sie erklären sich bereit, ihre Anlagen in der gewünschten Weise zu betreiben (zum Beispiel aus einem Kraftwerk mehr oder weniger Strom einzuspeisen), um das Netz zu entlasten. Der Netzbetreiber wählt das günstigste Angebot aus, das die Anforderungen erfüllt. Marktbasierend beschafft der Netzbetreiber Flexibilität zum Beispiel auf Day-Ahead- oder Intraday-Märkten im Rahmen des Countertradings.²⁶ Bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität verpflichtet die Regulierung die Anlagenbetreiber zur Bereitstellung von Flexibilität. Hierbei ist gesetzlich geregelt, nach welchen Kriterien Anlagenbetreiber ausgewählt und vergütet werden.

In Deutschland erfolgte die Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement bislang größtenteils nicht marktbasierend im Rahmen des Redispatches und des Einspeisemanagements. Seit dem 1. Januar 2020 sieht die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung²⁷ grundsätzlich die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität vor. Unter bestimmten Voraussetzungen bestehen aber Ausnahmen. Auch die bis zum 31. Dezember 2020 umzusetzende neue Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie²⁸ legt die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität für das Verteilernetz als Grundsatz fest, lässt aber Ausnahmen

²⁵ Ansätze finden sich zum Beispiel in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, der Anreize setzt, um die Netznutzung in Hochlastzeiten zu reduzieren (StromNEV 2019), und in § 14a EnWG, der eine Netzentgeltreduktion vorsieht, wenn dem Netzbetreiber die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung überlassen wird (EnWG 2020).

²⁶ Zum Countertrading vgl. oben unter 1.2.2. Dieses gewinnt insbesondere zur Behebung von Netzengpässen an den Grenzen der deutschen Gebotszone Bedeutung.

²⁷ Verordnung (EU) 2019/943, dort Artikel 13.

²⁸ Richtlinie (EU) 2019/944, dort Artikel 32.

durch die Regulierungsbehörde zu. Das deutsche Recht sieht derzeit weiterhin in großem Umfang die nicht marktbasierete Beschaffung von Flexibilität vor.²⁹

Es ist davon auszugehen, dass Netzengpässe verbleiben, selbst wenn Transportkapazitäten zukünftig bereits beim Dispatch stärker berücksichtigt werden sollten. Das Regelungsfeld 3 ist daher ungeachtet möglicher Weiterentwicklungen des Regelungsfelds 2 zu betrachten. Die zwei in dieser Stellungnahme vorgestellten Optionen „Ausweitung der marktbasiereten Beschaffung von Flexibilität“ und „Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität“ sind diesem Regelungsfeld zuzuordnen.

²⁹ Der nicht marktbasierete Redispatch nach § 13a EnWG soll ab dem 01.10.2021 noch ausgeweitet werden, vgl. Artikel 13a EnWG in der Fassung des Art. 1 Nr. 10 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus, 2019.

2 Kriterien zur Bewertung der Handlungsoptionen des Engpassmanagements

Das Engpassmanagement zielt darauf ab, die Versorgungssicherheit für Strom trotz begrenzter Transportkapazitäten sicherzustellen. Es verhindert technisch bedingte Unterbrechungen der Stromversorgung. Hierzu müssen Netzengpässe möglichst vermieden oder behoben werden. Gleichzeitig sollen die Verbraucher möglichst beliefert werden, auch wenn aufgrund von Netzengpässen nicht alle gewünschten Stromhandelsgeschäfte durchführbar sind.

Instrumente zur Erreichung dieses Ziels, insbesondere die in Kapitel 3 vorgestellten Handlungsoptionen für das Marktdesign, können anhand der folgenden fünf Kriterien bewertet werden:

1. Effektivität des Engpassmanagements
2. Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung
3. Beitrag zum Klimaschutz
4. Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt
5. Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand

2.1 Effektivität des Engpassmanagements

Handlungsoptionen zur Verbesserung des Marktdesigns für das Engpassmanagement sind daran zu messen, wie effektiv sie sind, inwieweit also das Ziel der Versorgungssicherheit trotz begrenzter Transportkapazitäten erreicht werden kann. Entscheidend ist daher, inwieweit Verbraucher trotz Netzengpässen beliefert werden. Das derzeitige Engpassmanagement in Deutschland zeichnet sich durch eine hohe Effektivität aus. Die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung pro ans Netz angeschlossenem Letztverbraucher betrug in den letzten zehn Jahren nur etwa zwanzig Minuten jährlich. Im europa- und weltweiten Vergleich ist das ein niedriger Wert. Das sollte aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass konkrete Gefahren eines Netzengpasses, bei denen Netzbetreiber korrigierend eingreifen mussten, durchaus häufig auftraten. Im Jahr 2018 mussten die ÜNB beispielsweise an 354 Tagen Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzüberlastungen anweisen.

Das Fortschreiten der Energiewende führt voraussichtlich zu einem weiteren Anstieg der Gesamtbelastung des Netzes wie auch zu einer veränderten Netznutzung, für die das Netz nicht ausgelegt ist. Hinzu tritt eine Ausweitung des internationalen Stromhandels im Rahmen der Europäischen Energieunion. Netzengpasssituationen sind daher auch für die nächsten Jahrzehnte in erheblichem Umfang zu erwarten. Mit der Häufigkeit kritischer Netzsituationen aufgrund der Gefahr eines Netzengpasses steigt das Risiko, dass es dem Netzbetreiber nicht gelingt, alle Engpässe durch korrigierende

Eingriffe ohne Versorgungsbeeinträchtigung zu beseitigen. Daher ist es grundsätzlich vorteilhaft, die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld auszuschließen und den Einsatz korrigierender Maßnahmen der Netzbetreiber zu reduzieren.

2.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

Das Ziel, die Versorgungssicherheit trotz begrenzter Transportkapazitäten sicherzustellen, sollte mit möglichst geringen Kosten erreicht werden. Die vorliegende Untersuchung berücksichtigt in diesem Zusammenhang einerseits die kurzfristigen Kosten (ohne Investitionskosten), die unmittelbar für Maßnahmen des Engpassmanagements anfallen (zum Beispiel durch Bewirtschaftung der Gebotszonengrenzen oder Redispatch). Andererseits finden die kurzfristigen Kosten Berücksichtigung, die mittelbar an anderer Stelle des Energieversorgungssystems durch das Engpassmanagement ausgelöst werden. Solche mittelbaren Kosten entstehen beispielsweise im Stromhandel durch höhere Strompreise aufgrund verringerter Liquidität des Strommarkts oder schlechterer Prognostizierbarkeit der Kosten. Gesondert behandelt werden die Kosten für den Klimaschutz (siehe 2.3) und die Transformation des Marktdesigns (siehe 2.5). Nicht als Bewertungskriterium herangezogen werden die Auswirkungen der diskutierten Maßnahmen auf die Investitionsentscheidungen in das Netz oder in Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen und damit auf die langfristige Engpasssituation. Zum einen liegt der Fokus der Untersuchung auf dem Betrieb des Stromnetzes unter Zugrundelegung des vorhandenen Anlagenbestands (vergleiche oben 1.1). Zum anderen ergäbe die Berücksichtigung der Effekte der erörterten Handlungsoptionen auf Investitionsentscheidungen ein unvollständiges Bild, weil alternative Handlungsoptionen für das langfristige Engpassmanagement (Ausweisung von Netzausbaugebieten, Zu- oder Abschläge in den Auktionen für Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien etc.) in dieser Stellungnahme nicht untersucht werden.

Die Untersuchung geht davon aus, dass es im gewissen Umfang effizient ist, wenn nicht jeder Verbraucher jederzeit beliefert werden kann.³⁰ Das kann die Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung senken. Beispielsweise könnten Industrieunternehmen abschaltbare Lasten gegen Vergütung zur Verfügung stellen. Sie bieten also an, ihren Verbrauch in Engpasssituationen zu reduzieren. Weiterhin ist es möglich, die Zeiten für das Laden von Elektroautos vertraglich zu vereinbaren oder durch den Netzbetreiber vorzugeben. Das Marktdesign für das Engpassmanagement ist daran zu messen, inwieweit es die anfallenden Kosten für Engpassmanagement und Energieversorgung möglichst geringhält.

Im Jahr 2019 betragen die **Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements** in Form von Redispatch, Countertrading, Einspeisemanagement und Netzreservekraftwerken insgesamt 1,2 Milliarden Euro. Das entspricht etwa zwei Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung (Stromnetze und -erzeugung).³¹ Auf Basis der geschätzten Stromnetzkosten des Jahres 2017 dürften die Kosten des

³⁰ 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.

³¹ Die geschätzten Gesamtkosten für Stromnetze sowie konventionelle und erneuerbare Stromerzeugung betragen circa sechzig Milliarden Euro jährlich, vgl. Fraunhofer ISI et al. 2017; BMWi 2019-1.

Engpassmanagements rund fünf Prozent dieser Stromnetzkosten ausmachen.³² Für den **Stromhandel** innerhalb der deutschen Gebotszone minimiert das derzeitige System des Engpassmanagements die Kosten weitgehend, da ein engpassfreies Stromnetz zugrunde gelegt wird und sich damit die bundesweit günstigsten Angebote auf dem Strommarkt durchsetzen.

2.3 Beitrag zum Klimaschutz

Die Auswirkungen des Marktdesigns für das Engpassmanagement auf die Treibhausgasemissionen und damit den Klimaschutz gilt es gesondert zu betrachten. 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“) internalisiert. Allerdings entfaltet das EU-ETS angesichts seiner Beschränkung auf (im Wesentlichen) den Industrie- und Kraftwerkssektor keine angemessene Lenkungswirkung beim sektorenübergreifenden Einsatz von Strom. Das gilt insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor, wenn Strom dort mit anderen Energieträgern konkurriert, die nicht dem EU-ETS unterliegen. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)³³ sieht zukünftig einen nationalen Emissionshandel in Deutschland im Wärme- und Verkehrssektor vor, der allerdings getrennt neben dem EU-ETS steht. Ob die klimabedingten Kosten dadurch hinreichend abgedeckt werden und ein unverfälschter Wettbewerb zwischen den Energieträgern entsteht, ist umstritten.³⁴

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).³⁵ Ein Beitrag zum Klimaschutz ergibt sich allerdings nicht, soweit eine solche Regelung nur zu einer Umverteilung der Treibhausgasemissionen zwischen den betroffenen Anlagen führt, weil das EU-ETS nur insgesamt eine Obergrenze der zulässigen Treibhausgasemissionen vorgibt („Wasserbetteffekt“). Daher werden Klimaschutzbeiträge im Anwendungsbereich des EU-ETS hier nicht näher behandelt. Ein zusätzlicher Beitrag zum Klimaschutz kann sich aber außerhalb des EU-ETS ergeben, wenn Treibhausgas-intensivere Energieträger ersetzt werden.³⁶ Dieser Effekt steht im Fokus des Kriteriums „Beitrag zum Klimaschutz“.

32 Die geschätzten Gesamtkosten aller Stromnetze betragen im Jahr 2017 circa 24,1 Milliarden Euro, vgl. Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

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

34 Die zweite Stellungnahme der ESYS-Arbeitsgruppe Strommarktdesign (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020-2) 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.

35 Dieser Einspeisevorrang wird durch die Neufassung des § 13 EnWG mit Wirkung ab dem 1. Oktober 2021 leicht eingeschränkt und stärker kostenorientiert ausgestaltet, besteht aber grundsätzlich fort, vgl. Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus 2019.

36 Dies gilt auch für die Sektoren Wärme und Verkehr, solange dort noch keine Obergrenze der Treibhausgasemissionen greift.

2.4 Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

Das Ziel des Unionsrechts, den EU-Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken, fördert den grenzüberschreitenden Stromhandel und die grenzüberschreitende Nutzung von Flexibilität. Verbraucher können damit beim Strombezug von günstigeren Strompreisen profitieren. Zudem kann eine Stärkung des Elektrizitätsbinnenmarktes zu einem effektiven und kostengünstigen Engpassmanagement beitragen, indem Anlagen aus den Nachbarstaaten mit niedrigeren Kosten oder höherer Sensitivität für den Netzengpass einbezogen werden. Für einen Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarkts müssen ausreichende grenzüberschreitende Transportkapazitäten zur Verfügung stehen.

Hierbei steht die Erleichterung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Zusammenhang mit dem Umfang gebotszoneninterner Netzengpässe. Je mehr Transportkapazität an den Gebotszonengrenzen für den zonenübergreifenden Stromhandel bereitgestellt wird, desto mehr steigt die Gefahr gebotszoneninterner Netzengpässe. Daher wurden die zonenübergreifenden Handelskapazitäten in der Vergangenheit stark eingeschränkt. Um den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken, sieht die EU-Strombinnenmarktverordnung an den Gebotszonengrenzen nunmehr hohe Mindestanteile der verfügbaren Transportkapazitäten – grundsätzlich siebenzig Prozent bis Jahresende 2025 – für den zonenübergreifenden Stromhandel in der EU vor. Dies dürfte einerseits zu einer signifikanten Erhöhung des grenzüberschreitenden Stromhandels, andererseits aber auch zu einer Verschärfung der innerdeutschen Engpasssituation führen.

2.5 Umsetzbarkeit und angemessener Umsetzungsaufwand

Eine Veränderung des Marktdesigns für das Engpassmanagement erfordert Änderungen des bestehenden Regelungsrahmens. Die erforderlichen Änderungen müssen sowohl in rechtlicher als auch in praktischer Hinsicht umsetzbar sein. Aus rechtlicher Sicht sind vor allem entgegenstehende unions- und verfassungsrechtliche Regelungen problematisch, da diese schwer zu ändern sind. Daneben können sich praktische Schwierigkeiten ergeben, etwa wenn gewünschte Änderungen das Einverständnis bestimmter Marktteilnehmer erfordern oder den Interessen anderer EU-Mitgliedstaaten zuwiderlaufen.

Außerdem sollte der Aufwand für die Umsetzung in einem angemessenen Verhältnis zu den Vorteilen des neuen Marktdesigns stehen. Dabei ist sowohl der Aufwand für die betroffenen Unternehmen als auch für staatliche Akteure zu berücksichtigen. Auch das Risiko von möglichen Fehlsteuerungen aufgrund nicht vorhergesehener Effekte sollte in die Bewertung eingehen. In der Regel wird der Umstellungsaufwand umso höher ausfallen, je gravierender die Veränderungen des Marktdesigns sind. Daher sollten Änderungen des Marktdesigns nur durchgeführt werden, wenn sie entsprechend große Vorteile in Bezug auf Effektivität, Effizienz, Klimaschutz und Energiebinnenmarkt versprechen.

3 Handlungsoptionen

Es folgt eine Darstellung von insgesamt fünf Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns für das Engpassmanagement. Die ersten drei Handlungsoptionen sollen die Einsatzentscheidung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen so steuern, dass die Gefahr von Netzengpässen generell vermieden wird (vergleiche oben Regelungsfeld 2). Untersucht werden die Einführung eines Knotenpreissystems, ein Neuzuschnitt der bislang einheitlichen deutschen Stromgebotszone und die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte.

Zwei weitere Handlungsoptionen betreffen Instrumente zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement, wenn die Gefahr eines konkreten Netzengpasses bereits eingetreten ist (vergleiche oben Regelungsfeld 3). Sie sehen vor, dass die Beschaffung von Flexibilität verstärkt marktbasierend erfolgt oder verstärkte Anreize für die Flexibilitätsbereitstellung bei nicht marktbasierter Beschaffung eingeführt werden.

3.1 Einführung eines Knotenpreissystems

Die Grundidee eines Knotenpreissystems („Nodal Pricing“) ist es, Strompreise für jeden Netzknoten (das heißt für jeden Einspeisepunkt und jeden Entnahmepunkt des Stromnetzes) separat zu berechnen.³⁷ Bei der Strompreisbildung für die Netzknoten werden neben knotenscharfem Stromangebot und knotenscharfer Stromnachfrage auch die Transportkapazitäten sowie gegebenenfalls weitere Parameter³⁸ berücksichtigt. Knotenpreise geben die Grenzkosten für eine zusätzliche Entnahme an dem jeweiligen Netzknoten unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten an.³⁹ Ist ein Leistungsaustausch zwischen zwei Knoten uneingeschränkt möglich – das heißt, bestehen zwischen diesen beiden Knoten keine Netzengpässe – gleichen sich die Strompreise an den Knoten an. Ist die Leitungskapazität nicht ausreichend, unterscheiden sich die Preise.

Anders als im derzeitigen deutschen System existiert kein einheitlicher Stromgroßhandelspreis für das gesamte System. Die Strompreisbildung in einem Knotenpreissystem erfolgt 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. Die Preisbildung wird auf zeitlich aufeinander

³⁷ Zur Gestaltung von Knotenpreissystemen vgl. zum Beispiel Monitoring Analytics 2019; Consentec/Neon 2018; Kunz et al. 2016; Neuhoff et al. 2013.

³⁸ 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.

³⁹ Vgl. Potomac Economics 2019-1; Wolak 2011.

folgenden Marktstufen⁴⁰ an den jeweils aktuellen Informationsstand angepasst. Abbildung 2 veranschaulicht, wie sich die Stromgroßhandelspreise in einem Knotenpreissystem und in einer einheitlichen Gebotszone unterscheiden.

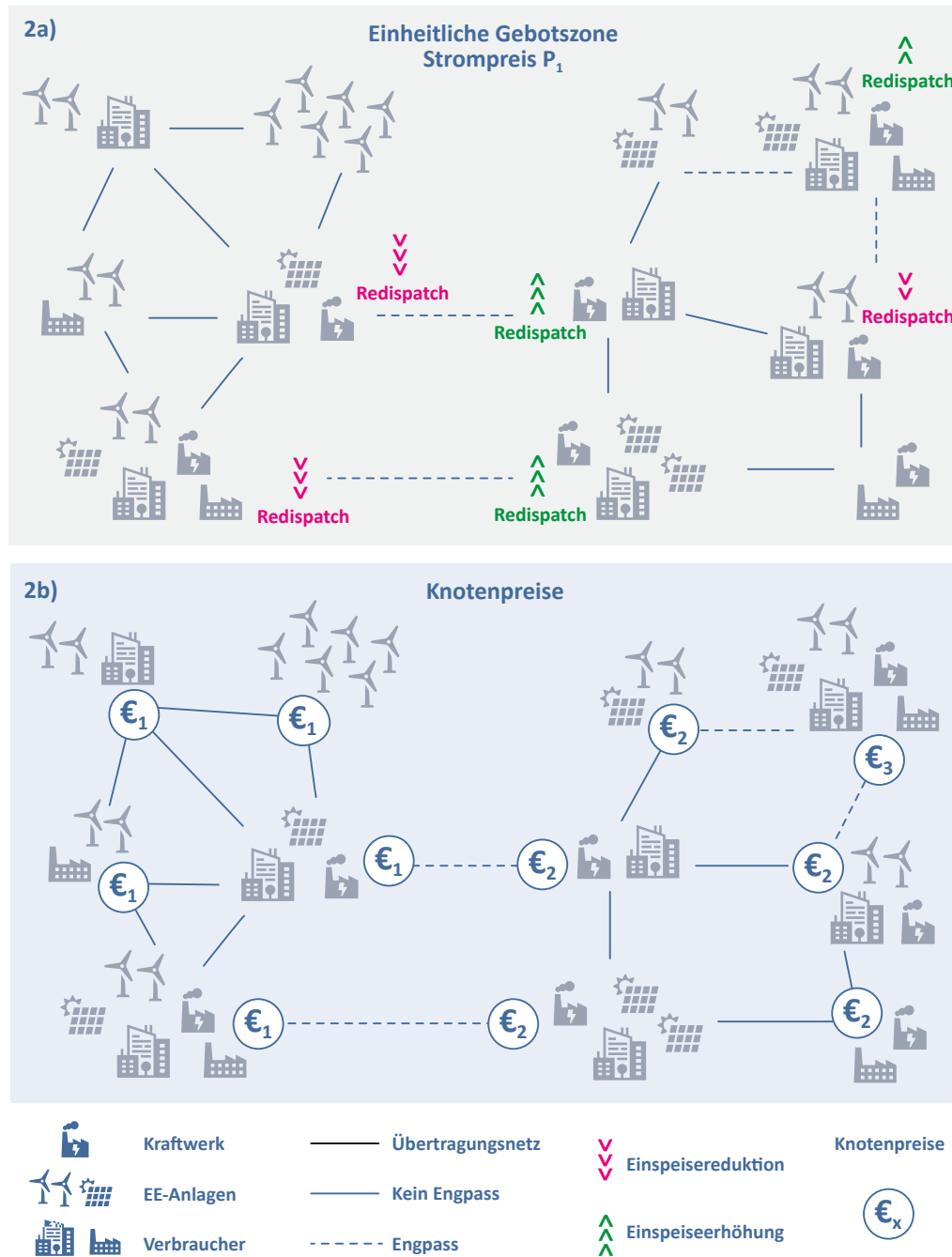


Abbildung 2: Veranschaulichung der Strompreise in einem Knotenpreissystem im Übertragungsnetz. Oben und unten wird jeweils die gleiche beispielhafte Anordnung von Verbrauchern, Erzeugern und Netzen gezeigt. Engpässe im Übertragungsnetz werden durch gestrichelte Linien kenntlich gemacht. In einer einheitlichen Gebotszone (oben) sind Maßnahmen des Engpassmanagements notwendig, um Engpässen entgegenzuwirken – wie zum Beispiel Einspeiserhöhungen und -reduktionen im Rahmen des Redispatches. In einem Knotenpreissystem entfallen diese Maßnahmen. Bestehen zwischen zwei Knotenpunkten keine Engpässe, kann Strom ohne wesentliche Einschränkungen ausgetauscht werden. Die Preise dieser Knoten gleichen sich an. An Knoten, zwischen denen Strom nicht ohne Engpässe transportiert werden kann, bilden sich unterschiedliche Preise aus.

⁴⁰ Auch im derzeitigen System gibt es aufeinanderfolgende Marktstufen, um kurzfristige Anpassungen beispielsweise an wetterbedingte Änderungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. So folgen auf den Day-Ahead-Markt der Intraday-Markt und für sehr kurzfristige Anpassungen durch den Netzbetreiber die Regelleistungsmärkte.

3.1.1 Effektivität des Engpassmanagements

- **Potenziell sehr hohe Effektivität**

Werden die Transportkapazitäten bei der Strompreisbildung vollumfänglich berücksichtigt, kann die Gefahr von Netzengpässen von vornherein weitgehend ausgeschlossen werden. Damit sind weitere Maßnahmen zur Behebung konkreter Netzengpässe nur noch in sehr eingeschränktem Umfang erforderlich. Ein Knotenpreissystem ist also eine sehr effektive Maßnahme, um Netzengpässe zu vermeiden. Darüber hinaus verfügt der zentrale Akteur auf jeder Marktstufe über eine knotenscharfe Einsatzplanung der Anlagen, sodass eine verlässlichere Berechnung der Lastflüsse möglich ist als im gegenwärtigen System. Denn bislang müssen die Marktteilnehmer erst bis 14:30 Uhr des Vortages dem ÜNB mitteilen, welche Anlagen bei der Durchführung von Stromlieferverträgen zum Einsatz kommen sollen.

- **Einschränkungen der Effektivität aufgrund hoher Komplexität**

Das Stromnetz besteht aus vielen einzelnen Netzknoten. Eine umfassende Abbildung der vielen Knoten ist technisch gesehen eine große Herausforderung. Sollte es nicht gelingen, alle Knoten abzubilden, schränkt das die Effektivität der Option ein. Um die Knotenpreise zu bestimmen, sind komplexe Lastflussberechnungen notwendig. Im Idealfall werden die Berechnungen für sämtliche Netzbetriebsmittel auf Grundlage exakter Orts- und Zeitangaben sämtlicher Stromeinspeisungen und -entnahmen durchgeführt. Bisherige Erfahrungen gibt es in Teilen der USA, in Russland, Neuseeland, Australien und Singapur. Die dort etablierten Knotenpreissysteme zeigen jedoch, wie herausfordernd und komplex die Umsetzung ist. Daher werden dort die Knotenpreise meist nur auf den oberen Netzebenen und auch teilweise vereinfacht ausgewiesen. Knotenpreissysteme sind aufgrund der geringeren Zahl an Netzknoten insbesondere für die Übertragungsnetze (Höchstspannungsebene) und gegebenenfalls die Verteilernetze auf Hochspannungsebene geeignet. Für die Mittel- und Niederspannungsebene sind zudem die erforderlichen Lastflussberechnungen mangels vorliegender Informationen derzeit teilweise nicht durchführbar. Insbesondere auf der Niederspannungsebene erscheint zweifelhaft, ob die Bereitstellung der erforderlichen Messtechnik und die Durchführung der Lastflussberechnungen angesichts der entstehenden Kosten sinnvoll sind.

Würde das Knotenpreissystem nur auf die Höchst- und gegebenenfalls die Hochspannungsnetze beschränkt, wäre dies mit Nachteilen verbunden. Mit Fortschreiten der Energiewende werden die darunter liegenden Netzebenen der Mittel- und Niederspannung immer wichtiger für das Engpassmanagement. Denn es wird immer mehr Strom dezentral auf den unteren Netzebenen eingespeist (zum Beispiel durch Windenergie- und PV-Anlagen) und entnommen (zum Beispiel für Wärmepumpen oder E-Mobilität). Aufgrund von Rückspeisungen beziehungsweise Entnahmen führt dies zunehmend zu Netzengpässen auch im Hoch- und Höchstspannungsnetz. Da für die unteren Netzebenen häufig keine genauen Lastflussberechnungen vorliegen, sind die Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen im Einzelfall schwer vorherzusehen. Ein Knotenpreissystem, das nur die Höchst- und Hochspannungsnetze erfasst, kann daher das Entstehen von Netzengpässen nicht zuverlässig ausschließen. Dies schränkt die Effektivität eines solchen Knotenpreissystems ein.

3.1.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Beschränkte Transportkapazitäten im Strompreis berücksichtigt**

Die Strompreise an den Netzknoten berücksichtigen die Transportkapazitäten im System. 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.⁴¹

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

In einem Knotenpreissystem entfallen Kosten für Flexibilität, soweit die Transportkapazitäten bereits bei der Strompreisbildung berücksichtigt werden. Korrigierende Eingriffe sind daher nicht mehr erforderlich. Zugleich kann die nicht für das Engpassmanagement benötigte Flexibilität anderweitig, wie für den Systemausgleich (zum Beispiel in der Vermarktung als Regelenergie), eingesetzt werden. Dem gegenüberzustellen sind die zusätzlichen Kosten, die die Anwendung des Knotenpreissystems im Vergleich zum derzeitigen zonalen Preissystem verursacht.

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

Eine knotenscharfe Strompreisbildung kann aufgrund begrenzter Transportkapazitäten zu regional sehr begrenzten Märkten führen. Auf diesen können einzelne Anbieter eine starke Vormachtstellung, also Marktmacht, innehaben. Diese Anbieter könnten ihre Marktmacht ausnutzen, um die Preise auf den Strommärkten nach oben zu treiben, was zu ineffizienten Strompreisen führt. Um das zu verhindern, wäre eine besondere Marktüberwachung erforderlich, die möglicherweise über die allgemeinen kartellrechtlichen Instrumente zur Kontrolle von Marktmacht hinausgehen müsste. 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 vermehrt finanziell gegen stark schwankende Strompreise abzusichern. Diese Effekte können im Ergebnis zu Kostensteigerungen für den Stromhandel gegenüber dem derzeitigen zonalen Preissystem führen.

- **Engere regulatorische Kontrolle des Netzgeschäfts notwendig**

In einem Knotenpreissystem hängen die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer stark von der Ausgestaltung der Preisbildungsregeln sowie von Entscheidungen über Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes ab. Die hierfür verantwortlichen Akteure (zentrale Akteure und gegebenenfalls daneben Netzbetreiber) haben in einem Knotenpreissystem weiterreichende Einflussmöglichkeiten als im derzeitigen zonalen Preissystem. Daher ist in einem Knotenpreissystem eine engere regulatorische Kontrolle der diskriminierungsfreien und transparenten Ausübung des Netzgeschäfts erforderlich.

⁴¹ Vgl. Monopolkommission 2015; Grimm et al. 2019.

3.1.3 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.

3.1.4 Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand, Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Rechtliche Unsicherheiten und organisatorische Hürden**

Rechtlich ist ungeklärt, ob ein Knotenpreissystem mit der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vereinbar ist, da diese grundsätzlich ein zonales Preissystem vorsieht.⁴² Sollte dies nicht der Fall sein, müssten Rat und Parlament der EU mit den notwendigen Mehrheiten die Verordnung ändern.

Die Einführung eines netzübergreifenden Knotenpreissystems, das Netze unterschiedlicher Netzbetreiber zusammenführt, begegnet besonderen organisatorischen Herausforderungen: Sollte ein zentraler Akteur Aufgaben der Netzbetriebsführung übernehmen, müssten die betroffenen Netzbetreiber Kompetenzen übertragen. Für ein deutschlandweites Knotenpreissystem mit zentralem Akteur nur auf Übertragungsebene bedeutete das, dass sich die vier ÜNB Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz Transmission einigen müssten. Bei einer Ausweitung des Knotenpreissystems auf zumindest Teile der Verteilernetzebene müssten auch die betroffenen Verteilernetzbetreiber (VNB) Kompetenzen für die Netzbetriebsführung an den zentralen Akteur übertragen.

Die Entscheidungen dieses zentralen Akteurs und gegebenenfalls daneben der Netzbetreiber wirken sich unmittelbar auf die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer aus. Das könnte zusätzliche Vorbehalte gegen die Kompetenzübertragung hervorrufen. Die grenzüberschreitende Einführung eines Knotenpreissystems scheint unter diesen Bedingungen besonders schwer umsetzbar.

- **Hoher Umsetzungsaufwand durch Systemwechsel**

Die Einführung eines Knotenpreissystems verlangt einen weitgehenden Systemwechsel gegenüber dem derzeitigen zonalen Preissystem. Die derzeitige bundesweite Strompreisbildung müsste aufgegeben werden. An ihre Stelle müsste ein neuer Berechnungsalgorithmus treten. Die Marktteilnehmer müssten sich auf dieses neue Preisbildungsverfahren einstellen und gegebenenfalls zusätzliche Sicherungsgeschäfte abschließen. Dies wäre mit einem hohen Aufwand für alle Beteiligten verbunden.

3.1.5 Weiterer Forschungsbedarf

Inwieweit eine Kompetenzübertragung von den existierenden Netzbetreibern auf einen zentralen Akteur praktikabel erscheint, bleibt zu klären. Soweit auch die Verteilernetze einbezogen werden sollen, sind zudem die technische Umsetzbarkeit und der erforderliche Aufwand zu untersuchen. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung dezentraler Erzeugung und Entnahme ist weiterhin zu prüfen, inwieweit ein auf die

⁴² Vgl. Art. 14 – 17 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943).

Höchst- und gegebenenfalls Hochspannungsebene beschränktes Knotenpreissystem überhaupt zu einem effektiveren und effizienteren Engpassmanagement beitragen könnte.

Näher geprüft werden sollte darüber hinaus der Aspekt der Marktmacht: Inwieweit könnte ein Knotenpreissystem dazu führen, dass Anbieter über starke Marktmacht verfügen und damit die Funktion des Strommarkts beeinträchtigen könnten.⁴³ Darüber hinaus sollten die möglichen nachteiligen Effekte eines Knotenpreissystems auf den Terminhandel und eventuelle Kosten für finanzielle Absicherungsgeschäfte soweit möglich quantifiziert und gegen die Vorteile wie verringerte Kosten für Flexibilität abgewogen werden. Angesichts der großen Tragweite einer Umstellung auf ein Knotenpreissystem erscheint eine detaillierte und im Idealfall quantitative Bestimmung der Vor- und Nachteile besonders wichtig.

3.2 Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone

Deutschland bildet derzeit – unter Einschluss von Luxemburg – eine einheitliche Stromgebotszone mit einem einheitlichen Stromgroßhandelspreis. Der Stromhandel innerhalb der Gebotszone berücksichtigt keine Transportkapazitäten des Stromnetzes. Beim Abschluss der Handelsgeschäfte wird also quasi davon ausgegangen, es gäbe uneingeschränkte Transportkapazitäten, die sogenannte „Kupferplatte“. Tatsächlich lassen es die begrenzten Transportkapazitäten nicht immer zu, die Stromlieferungen so zu realisieren, wie es die Handelsgeschäfte vorsehen. Häufig müssen die Netzbetreiber in den Anlageneinsatz Dritter eingreifen, um Netzengpässe zu beheben.

Neu zugeschnittene Gebotszonen ermöglichen es, die Transportkapazitäten bereits beim Stromhandel zu berücksichtigen. Dabei würden sich die Gebotszonengrenzen verstärkt an strukturellen Netzengpässen⁴⁴ im Übertragungsnetz orientieren. An strukturellen Engpässen können aufgrund beschränkter Transportkapazitäten längerfristig und wiederkehrend nicht alle gewünschten Stromhandelsgeschäfte ausgeführt werden.⁴⁵ Vor dem Hintergrund beschränkter Transportkapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland wird insbesondere eine Aufteilung der deutschen Stromgebotszone in einen nördlichen und einen südlichen Teil diskutiert.⁴⁶ Sollte ein gebotszonenübergreifendes Stromhandelsgeschäft getätigt werden, müssten dann neben den gehandelten Strommengen auch Übertragungsrechte für die gebotszonenübergreifenden Leitungen erworben werden. Eine Überprüfung von Gebotszonengrenzen wird auch durch die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorangetrieben.

43 Analysen für US-amerikanische Knotenpreissysteme kommen zu dem Ergebnis, dass in erheblichem Umfang Marktmacht besteht und daher wirksame Maßnahmen zu deren Begrenzung notwendig sind. Teilweise werden diese als gegeben angesehen (vgl. zum Beispiel Potomac Economics 2019-1 und 2019-2), teilweise werden aber auch regulatorische Veränderungen für erforderlich gehalten (vgl. zum Beispiel Potomac Economics 2019-3; California ISO 2019).

44 Nach Art. 2 Nr. 6 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 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).

45 Soweit den bestehenden Gebotszonengrenzen keine strukturellen Engpässe zugrunde liegen, könnte der Neuzuschnitt auch zu einer Ausweitung führen.

46 Vgl. etwa Monopolkommission 2011; Egerer et al. 2015; Marjanovic et al. 2019. Allerdings geht das BMWi auf Grundlage einer Analyse der vier deutschen ÜNB davon aus, dass strukturelle Engpässe über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt wären und keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vorzeichnen würden, vgl. BMWi 2019-2.

Der zugrunde liegende Ansatz weist Ähnlichkeiten mit der Einführung von Knotenpreisen auf. Die Orientierung an den vorhandenen Transportkapazitäten erfolgt aber weniger konsequent, da nur das Übertragungsnetz und nur dessen relevanteste („strukturelle“) Netzengpässe berücksichtigt werden. Weitere Netzebenen und auch alle anderen Einschränkungen der Transportkapazität auf den betrachteten Netzebenen bleiben außen vor. Dadurch ist eine individuelle Preisbildung nicht an Tausenden

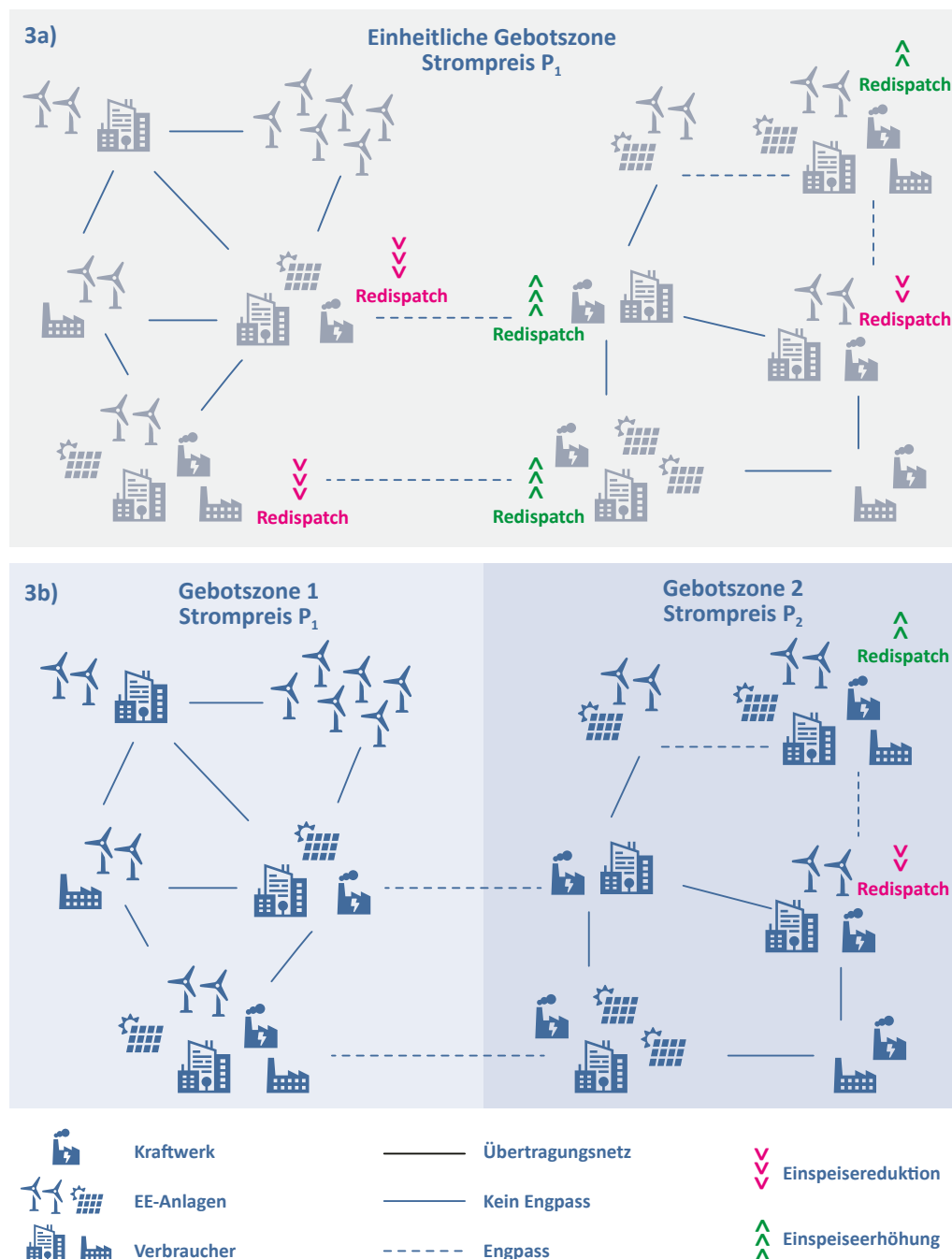


Abbildung 3: Veranschaulichung einer Aufteilung in zwei Gebotszonen im Stromgroßhandelsmarkt. Oben und unten wird jeweils die gleiche beispielhafte Anordnung von Verbrauchern, Erzeugern und Netzen gezeigt. Engpässe im Übertragungsnetz werden durch gestrichelte Linien kenntlich gemacht. In einer einheitlichen Gebotszone (oben) besteht ein einheitlicher Preis am Stromgroßhandelsmarkt. Maßnahmen des Engpassmanagements sind notwendig, um Engpässen entgegenzuwirken – wie zum Beispiel Einspeiserhöhungen und -reduktionen im Rahmen des Redispatches. Um strukturelle Engpässe zu berücksichtigen, kann die Gebotszone in zwei Gebotszonen mit jeweils eigenen Stromgroßhandelspreisen aufgeteilt werden (unten). Maßnahmen des Engpassmanagements sind zwischen den beiden Gebotszonen nicht mehr notwendig. Bestehen innerhalb einer Gebotszone jedoch weiterhin Engpässe, müssen Netzbetreiber diesen noch immer durch Maßnahmen des Engpassmanagements entgegenwirken.

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 dies Vorteile, unter anderem den einer höheren Liquidität des Marktes. Zugunsten dieser Vorteile wird die ungenauere Berücksichtigung der Beschränkungen bei den Transportkapazitäten in Kauf genommen. Abbildung 3 veranschaulicht eine Aufteilung eines Gebiets in zwei Gebotszonen.

3.2.1 Effektivität des Engpassmanagements

- **Korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber werden reduziert**

Ein Neuzuschnitt der Gebotszonen trägt zu einem effektiveren Engpassmanagement bei, wenn die erforderlichen korrigierenden Eingriffe der Netzbetreiber, insbesondere für die Beschaffung von Flexibilität, dadurch reduziert werden können. Dabei gilt: Je besser die neuen Gebotszonengrenzen die strukturellen Netzengpässe im Übertragungsnetz abbilden, desto größer die Vorteile für die Effektivität. Netzengpässe ohne strukturellen Charakter, die also nicht für längere Dauer und wiederkehrend auftreten, berücksichtigt ein Neuzuschnitt der Gebotszonen hingegen nicht, ebenso wenig wie Netzengpässe im Verteilernetz.

- **Verlagerung struktureller Netzengpässe kann Effektivität einschränken**

Vorteile für die Effektivität des Engpassmanagements ergeben sich, wenn der Gebotszonenschnitt 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.

3.2.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

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

Bereits beim Abschluss der gebotszonenübergreifenden Stromhandelsgeschäfte kann der Markt durch Auktion der zonenübergreifenden Transportkapazität 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 Redispatches oder Countertradings hierbei berücksichtigt werden soll.⁴⁷ Diese Entscheidungen haben erheblichen Einfluss auf die Kosten für die Nutzung zonenübergreifender Transportkapazitäten und die Effizienz des Gebotszonenzuschnitts.

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

Die Kosten für das Netzengpassmanagement sinken, da die Netzbetreiber seltener eingreifen müssen: An den Gebotszonengrenzen sind korrigierende Eingriffe

⁴⁷ Die derzeitige Regelung findet sich in Art. 16 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.

der Netzbetreiber nicht erforderlich, soweit die verfügbaren Transportkapazitäten bereits beim Stromhandel berücksichtigt werden. Zugleich kann die nicht für das Engpassmanagement benötigte Flexibilität für andere Zwecke wie den Systemausgleich eingesetzt werden. Diesen Effekten 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 zu höheren Kosten im Stromhandel und somit höheren Stromgroßhandelspreisen führt. Dies legen auch die Erfahrungen aus der Gebotszontrennung in Schweden im Jahr 2011 und aus der Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone zum 1. Oktober 2018 nahe.⁴⁸

Dabei sind jedoch verschiedene Effekte zu betrachten: Ein Anstieg der Stromgroßhandelspreise liegt insbesondere für den süddeutschen Raum nahe. Dort kann die Nachfrage physikalisch häufig nicht durch günstige Erzeugungsanlagen gedeckt werden. Die höheren süddeutschen Großhandelspreise ergeben sich aus dem verringerten Angebot bei kleinerem Gebotszonenzuschnitt und der eingeschränkten Möglichkeit zur Portfoliobildung. Demgegenüber können sich im norddeutschen Raum niedrigere Stromgroßhandelspreise ergeben.

Bei einer Gesamtbetrachtung ist zu berücksichtigen, dass sich bisher dem Engpassmanagement der Netzbetreiber zugeordnete Kosten, zum Beispiel für den Redispatch an einem strukturellen Nord-Süd-Engpass, dann nicht mehr außerhalb des Stromhandels über die Netzentgelte umlegen lassen. Dies legt einen Anstieg der Kosten des Stromhandels nahe. Zugleich sinken aber die Redispatch-Kosten, was die Kosten der Energieversorgung an anderer Stelle entlastet.

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 (siehe unten im Zusammenhang mit dem Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt). Das EU-Recht sieht allerdings ohnehin eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten für den Stromhandel auf siebenzig Prozent bis zum Ende des Jahres 2025 vor.

- **Anpassungen der Gebotszonengrenzen verringern die Planungssicherheit**
Der hier betrachtete Gebotszonenschnitt stellt auf strukturelle Netzengpässe ab. Konsequenterweise müsste die Gebotszonengrenze regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Eine häufigere Anpassung erschwert jedoch eine langfristige Vorhersage der Strompreise und der Transportkosten. Darunter kann insbesondere die Funktion der Terminmärkte leiden, da sich die Planungssicherheit für Stromverbraucher und -erzeuger verringert.

⁴⁸ Vgl. EFET 2016. Die Ankündigung der Gebotszontrennung Deutschland – Österreich und der Produktüberleitung vom Phelix DE/AT zum Phelix DE in den Jahren 2017/2018 führte nach Auskunft der EEX durch einen erhöhten Bid-Ask-Spread zu Mehrkosten von über 700 Millionen Euro.

3.2.3 Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Loslösung von Staatsgrenzen**

Mit dem Ziel des EU-Elektrizitätsbinnenmarkts sind zonale Preissysteme gut vereinbar. Denn eine Orientierung an strukturellen Engpässen erfolgt grundsätzlich unabhängig von den Staatsgrenzen und differenziert nicht zwischen Mitgliedstaaten. So könnten beispielsweise auch Gebotszonen eingerichtet werden, die Teile mehrerer Länder umfassen, solange sich an den Staatsgrenzen keine strukturellen Netzengpässe befinden.

- **Geringerer Druck zur Einschränkung der Transportkapazitäten an den Gebotszonengrenzen zu Nachbarstaaten**

Die Aufteilung von Gebotszonen entlang struktureller Netzengpässe innerhalb eines Staates kann dazu beitragen, die an den Gebotszonengrenzen zu Nachbarstaaten für den Stromhandel verfügbare Transportkapazität zu erhöhen. Heute müssen die Netzbetreiber innerhalb Deutschlands häufig in erheblichem Maße Engpassmanagement betreiben. 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. Die Leitungen 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 für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die sie an den Gebotszonengrenzen zu Nachbarstaaten zur Verfügung stellen. Würde nun Deutschland entlang struktureller Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland in zwei Gebotszonen aufgeteilt, müssten sowohl norddeutsche als auch skandinavische Stromanbieter Übertragungsrechte für die neue Gebotszonengrenze erwerben. Die Stromanbieter würden am Markt um die begrenzten Übertragungskapazitäten von Nord- nach Süddeutschland konkurrieren. Dadurch wäre von vornherein sichergestellt, dass ausreichende Leitungskapazitäten für die zugelassenen gebotszonenübergreifenden Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen.⁴⁹ Die Netzbetreiber hätten daher keine Veranlassung mehr, die Stromimportkapazitäten zur Senkung der Redispatch-Kosten einzuschränken. Zugleich könnten durch den zusätzlichen Wettbewerb zwischen deutschen und ausländischen Anbietern die Kosten der Energieversorgung sinken.

Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der EU sieht inzwischen allerdings ohnehin eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten für den Stromhandel auf siebzig 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 Gebotszonengrenze die Nachfrage nach grenzüberschreitender Transportkapazität und damit der Bedarf an grenzüberschreitendem Redispatch sinkt.

3.2.4 Beitrag zum Klimaschutz

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

Ein Neuzuschnitt – insbesondere eine Teilung – der deutschen Gebotszone kann bei Netzengpässen an den Gebotszonengrenzen zu niedrigeren Strompreisen in den

⁴⁹ 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 dem Handel von vornherein nur eine beschränkte Transportkapazität zur Verfügung gestellt wird.

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.

3.2.5 Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand

- **Aufwendig und politisch schwierig**

Ein Neuzuschnitt der deutschen Gebotszone bereitet erheblichen Aufwand für den Stromhandel, auch wenn das zonale Preissystem beibehalten wird. Insbesondere müssen langfristige Stromlieferverträge angepasst 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. Auch die bislang bundesweite Ermittlung verschiedener Strompreisbestandteile wie der EEG- und KWKG-Umlage und der Übertragungsnetzentgelte⁵⁰ müsste überprüft werden. Denn eine einheitliche Bestimmung bei getrennten Gebotszonen ist möglicherweise nicht mehr angemessen. Außerdem sind wirtschaftspolitische und gesellschaftliche Vorbehalte gegen deutschlandweit unterschiedliche Strompreise zu berücksichtigen.⁵¹

3.2.6 Weiterer Forschungsbedarf

Die Kriterien für strukturelle Netzengpässe sollten genauer bestimmt werden. Für mögliche Gebotszongrenzen 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 Verkleinerung von Gebotszonen. Diesen Kosten müssten die Kostenwirkungen beim gebotszoneninternen Engpassmanagement gegenübergestellt werden. Das gilt insbesondere für mögliche Kosteneinsparungen bei einer Gebotszonentrennung. In diesem Zusammenhang sollten auch Prognosen zur Strompreisentwicklung in den Gebotszonen angestellt werden. Darüber hinaus sollten die etwaigen Folgeänderungen bei der Bestimmung der Netzentgelte und der bislang bundesweit einheitlichen Umlagen analysiert werden. Schließlich ist näher zu prüfen, in welchen zeitlichen Abständen ein möglicher Neuzuschnitt von Gebotszonen in Betracht kommt und wie die daraus entstehenden Vor- und Nachteile zu bewerten sind.

3.3 Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte

Die Netzentgelte für die Nutzung der Stromnetze könnten so umgestaltet werden, dass sich im Falle kritischer Netzauslastung ein höheres Netzentgelt ergibt 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. Die Netzentgelte würden neben einem neuen, auslastungsabhängigen Anteil weiterhin einen auslastungsunabhängigen Anteil enthalten. Dieser

⁵⁰ Vgl. §§ 24 und 24a EnWG sowie §§ 14a ff., 32a Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV 2019): schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte seit dem 1. Januar 2019 mit dem Ziel einheitlicher Übertragungsnetzentgelte ab dem Jahr 2023.

⁵¹ Allerdings werden die Netzentgelte, mit Ausnahme der Übertragungsnetzentgelte, ohnehin netzscharf berechnet und können sich daher deutschlandweit erheblich unterscheiden.

auslastungsunabhängige Anteil deckt zum Beispiel die Kosten für die Unterhaltung des Netzanschlusses und die Abrechnung der Netznutzung.

Die hier untersuchte Handlungsoption „auslastungsorientierte Netzentgelte“ soll drei Kriterien erfüllen:

- Erstens sollen die Gesamterlöse aus Netzentgelten die Gesamtkosten des Netzes abdecken.
- Zweitens sollen die Kosten des Engpassmanagements auf eben 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 soll der auslastungsabhängige Anteil der Netzentgelte des einzelnen Netznutzers den ihm zuzurechnenden Anteil der Engpassmanagement-Kosten widerspiegeln.

Diese Handlungsoption schließt die Gefahr von Netzengpässen nicht vollständig aus, da diese voraussichtlich nicht vollständig prognostizierbar sind. Außerdem ist davon auszugehen, 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 die auslastungsorientierten Netzentgelte räumlich und zeitlich so differenziert, dass sowohl die Lage der Netzengpässe als auch deren jahres- oder tageszeitliches Auftreten abgebildet wird. 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 kleinerer 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 legende Netzauslastung ex ante prognostiziert oder ex post aufgrund der tatsächlichen Netzauslastung ermittelt werden soll.

Eine Lenkungswirkung entfalten auslastungsorientierte Netzentgelte nur bei Netznutzern, die netzentgeltspflichtig sind und die die Höhe der Netzentgelte durch ihr Verhalten beeinflussen können. Beides ist im derzeitigen System nur bei einem Teil der Netznutzer der Fall:

- Zum einen werden **Kleinkunden** nach einem Standardlastprofil abgerechnet. Das bedeutet, dass ihr Netznutzungsverhalten die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte nicht beeinflusst. Nach Einbau einer Leistungs- beziehungsweise Lastgangmessung und Umstellung des Bilanzierungsverfahrens könnte allerdings auch die Netzentgeltberechnung aufgrund der tatsächlichen Messwerte erfolgen.

- Zum anderen sind derzeit nur die **Stromverbraucher**, nicht aber die **Strom-einspeiser** netzentgeltspflichtig. Je nach Ausgestaltung können aber auch verbraucherseitige auslastungsorientierte Netzentgelte widerspiegeln, ob die korrespondierende Einspeisung engpassbegründend wirkt. 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.

3.3.1 Effektivität des Engpassmanagements

- **Korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber werden reduziert**

Auslastungsorientierte Netzentgelte verteuern die Netznutzung in Zeiten hoher Netzauslastung. Ist das Netzentgelt ausreichend hoch, um die Netznutzung einzuschränken, verringert sich die Gefahr von Netzengpässen. Dies ist von Vorteil für die Effektivität des Engpassmanagements, da Netzbetreiber nur noch seltener korrigierend eingreifen müssen.

Allerdings hängt die Effektivität dieser Handlungsoption von verschiedenen Faktoren ab:

- Zum einen ist entscheidend, wie stark die Netzentgelte nach **Engpassregionen** und **-zeiten** ausdifferenziert und welche Netze einbezogen werden.
- Für eine hinreichende Anreizwirkung der Netzentgelte können zudem zum Beispiel **Anpassungen** der Vorgaben zu Messeinrichtungen, Messung und Messwertübertragung sowie des Bilanzierungssystems (etwa durch die Einschränkung der Verwendung von Standardlastprofilen) erforderlich werden.
- Zur Vermeidung einspeisebedingter Netzengpässe muss außerdem eine **Lenkungswirkung auch hinsichtlich der Einspeisung** sichergestellt sein, was gegebenenfalls die Einführung von Einspeiseentgelten erfordern könnte. Einspeisebedingte Netzengpässe treten erwartungsgemäß im Zuge der Energiewende durch fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunehmend auf.

- **Umfang der Lenkungswirkung**

Der auslastungsabhängige Anteil der Netzentgelte bildet lediglich die Kosten des Engpassmanagements ab. Das begrenzt die Lenkungswirkung auslastungsorientierter Netzentgelte. Die Lenkungswirkung hängt davon ab, wie hoch die zusätzlichen Kosten beim Auftreten von Engpässen wären. Da unter den hier getroffenen Voraussetzungen die Gesamthöhe der auslastungsabhängigen Netzentgeltanteile durch die Kosten des Engpassmanagements vorgegeben ist, kommt es entscheidend darauf an, auf welche Strommenge sich diese Kosten verteilen. Je kleiner die Strommenge, desto höher der Einfluss. Es gilt also festzustellen, welcher Anteil der netzentgeltspflichtigen Strommenge in kritischen Netzsituationen transportiert wird. Die Box „Auswirkungen einer auslastungsorientierten Netzentgeltbildung“ gibt eine Orientierung.

Das Netzentgeltsignal verliert möglicherweise durch die zusätzlichen fixen Strompreisbestandteile (zum Beispiel Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, Stromsteuer)

an Wirkung, da die relative Bedeutung der Netzentgelte für die Stromverbraucher sinkt. Diese fixen Strompreisbestandteile sind für verschiedene Verbrauchergruppen sehr unterschiedlich: Bei Haushaltskundinnen und -kunden machen die fixen Bestandteile über fünfzig Prozent des Strompreises aus. Bei großen Abnehmern fallen diese Anteile jedoch aufgrund von Ausnahmetatbeständen deutlich geringer aus.⁵² Je höher die fixen Strompreisbestandteile, desto geringer ist die relative Bedeutung variabler Preisbestandteile. Dennoch können sie aufgrund ihrer absoluten Höhe eine erhebliche Lenkungswirkung entfalten.

Darüber hinaus können gegenläufige Effekte durch niedrige Strompreise in Engpasssituationen die Wirksamkeit des Netzentgeltsignals einschränken. Sie sind aber ökonomisch sinnvoll. Diese Effekte treten zum Beispiel auf, wenn Netzengpässe durch hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien entstehen und deshalb der Stromgroßhandelspreis stark sinkt.

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 Strommenge eine prohibitive Wirkung entfalten können.

Auswirkungen einer auslastungsorientierten Netzentgeltbildung

Um einen ersten Eindruck von der möglichen Lenkungswirkung auslastungsorientierter Netzentgelte zu erhalten, können die Netzentgeltsteigerungen bei Zugrundelegung unterschiedlicher Annahmen zu den von Netzengpässen betroffenen Strommengen ermittelt werden.

Die Kosten des Engpassmanagements beliefen sich im Jahr 2017⁵³ auf insgesamt 1,5 Milliarden Euro.⁵⁴ Die geschätzten Gesamtkosten aller Netze betragen im Jahr 2017 24,1 Milliarden Euro.⁵⁵ Mithin macht der Anteil der Engpassmanagementkosten 6,2 Prozent der Gesamtnetzkosten aus.

Als kurzfristig **nicht auslastungsabhängige** Netzkosten kann also ein Betrag von 22,6 Milliarden Euro angesetzt werden. Dieser Wert ergibt sich aus den Gesamtnetzkosten in Höhe von 24,1 Milliarden Euro abzüglich der Kosten für das Engpassmanagement in Höhe von 1,5 Milliarden Euro. Bei gleichmäßiger Verteilung der nicht auslastungsabhängigen Netzkosten auf alle Netznutzer würde hieraus überschlägig ein durchschnittliches Netzentgelt in Höhe von 4,35 Cent pro Kilowattstunde (22,6 Milliarden Euro dividiert durch Jahresnettostromverbrauch von 520 Terawattstunden⁵⁶) resultieren. Die verbleibenden **auslastungsabhängigen** Netzkosten spiegeln die Kosten des Engpassmanagements in Höhe von 1,5 Milliarden Euro wider. Sie würden nur für Netznutzungen in Engpasssituationen erhoben.

Der Einfluss auf die Netzentgelte hängt von der betroffenen Strommenge ab. Zur Orientierung kann der auslastungsabhängige Netzentgeltanteil bei einer betroffenen Strommenge von fünf Prozent, zehn Prozent und 15 Prozent des Nettostromverbrauchs und gleichmäßiger Verteilung der auslastungsabhängigen Netzkosten ermittelt werden. Tabelle 3 zeigt, dass die auslastungsorientierten Anteile die Netzentgelte in Engpasssituationen erheblich steigern und somit eine Lenkungswirkung entfalten könnten.

von Netzengpässen betroffene Strommenge	zusätzliches Netzentgelt in Engpasssituationen	Netzentgeltsteigerung in Engpasssituationen
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 3: Beispielrechnung zur Netzentgeltsteigerung in Engpasssituationen

52 Vgl. dazu BNetzA/BKartA 2020, S. 282 ff.

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

54 BNetzA/BKartA 2019.

55 Consentec/Fraunhofer ISI 2018-1.

56 BMWi 2019-3.

3.3.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Beschränkte Transportkapazitäten in den Netzentgelten berücksichtigt**

Wenn die Kosten des Engpassmanagements durch auslastungsorientierte Netzentgelte hinreichend genau abgebildet werden, spiegeln Strompreis und Netzentgelte in Summe die Bereitstellungskosten wider. Das führt dazu, dass die Stromlieferungen durchgeführt werden, bei denen die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher höher ist als die Kosten für den Strom und dessen Transport. Eingeschlossen sind hier auch die den Verbrauchern jeweils zuzurechnenden Kosten des Engpassmanagements. Dies führt grundsätzlich zu einem effizienten Engpassmanagement.

Allerdings bereitet die Ermittlung der Kosten des Engpassmanagements erhebliche Schwierigkeiten. Dies gilt umso mehr, 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.

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

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

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

Ein Nachteil auslastungsorientierter Netzentgelte liegt darin, dass Netzengpässe nicht langfristig und nicht vollumfänglich prognostizierbar sind. Um die Netzauslastung verlässlich abzubilden, müssten die Netzentgelte kurzfristiger als bislang (derzeit kalenderjährlich im Voraus) oder sogar erst im Nachhinein bestimmt werden. Dies würde dazu führen, dass sie zum Zeitpunkt des Abschlusses vieler Stromlieferverträge noch nicht bekannt sind. Strompreise bei integrierten Lieferverträgen (das heißt einschließlich der Netzentgelte) wären daher schwieriger zu kalkulieren. Das könnte zu Kostensteigerungen für die Stromverbraucher führen.

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 ihrerseits weitere Kosten verursachen.

3.3.3 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.

3.3.4 Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand

- **Hoher Umsetzungsaufwand**
Die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte würde einen erheblichen Umsetzungsaufwand verursachen. Dies betrifft sowohl die Änderung der Netzentgelt-systematik und der Abrechnungsprozesse als auch die Installation der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien. Sofern die Netzentgelte allerdings ohnehin mit dem Ziel umgestaltet werden sollten, die Kosten der Netznutzung verursachungsgerechter abzubilden,⁵⁷ ließen sich auslastungsorientierte Netzentgelte gut in diese Überlegungen integrieren.

3.3.5 Weiterer Forschungsbedarf

Die Entwicklung auslastungsorientierter Netzentgelte steht noch am Anfang. Erste praktische Erfahrungen liegen mit dem Triade-System in Großbritannien vor.⁵⁸ Ein konkretes Konzept für die Umsetzung müsste zunächst erarbeitet werden, um eine klare Beurteilung zu ermöglichen. Hier besteht noch großer Forschungsbedarf.⁵⁹ Bisherige Arbeiten stellen zudem vielfach die standortbezogenen Investitionssignale, das heißt das langfristige Engpassmanagement, in den Fokus.⁶⁰ Demgegenüber wird hier das Engpassmanagement unter Zugrundelegung des vorhandenen Anlagenbestands untersucht.

Die mögliche Lenkungswirkung auslastungsorientierter Netzentgelte müsste näher untersucht und nach Möglichkeit quantifiziert werden. Dies betrifft zum einen den Umfang des auslastungsabhängigen Netzentgeltanteils. Zum anderen ist der Einfluss einer solchen Netzentgeltsteigerung im Zusammenspiel mit dem Strompreissignal und den sonstigen Strompreisbestandteilen auf das Netznutzungsverhalten zu prüfen. Die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte wäre nur dann gerechtfertigt, wenn eine signifikante Lenkungswirkung wahrscheinlich ist. Umgekehrt muss eine prohibitive Wirkung der Netzentgelte vermieden werden.

Näher zu prüfen ist zudem, wie auslastungsorientierte Netzentgelte mit hinreichender Genauigkeit festgelegt werden können. Vor- und Nachteile aus einer kurzfristigen Festlegung im Voraus oder einer Festlegung im Nachhinein sind zusätzlich zu untersuchen. Die Rückwirkungen einer auslastungsorientierten Gestaltung der Netzentgelte auf den Stromvertrieb, zum Beispiel weil Netzentgelte bei Geschäftsabschluss nicht bekannt wären, sind darüber hinaus zu quantifizieren.

⁵⁷ Vgl. BMWi 2017; Consentec/Fraunhofer ISI 2018-2.

⁵⁸ Vgl. Weyer/Müsgens 2020, S. 53.

⁵⁹ Consentec/Fraunhofer ISI 2018-2 und dena 2019 sind aufgrund der Schwierigkeiten einer sachgerechten Parametrierung sehr zurückhaltend gegenüber einer Netzentgeltkomponente für die Kosten des betrieblichen Engpassmanagements.

⁶⁰ Vgl. zum Beispiel Grimm et al. 2019; Consentec/Fraunhofer ISI 2018-2.

3.4 Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Vermag ein Netzbetreiber eine Engpasssituation nicht mithilfe der eigenen Betriebsmittel zu beheben, so kann er auf Anlagen Dritter (Erzeugungs-, Speicher-, Verbrauchsanlagen) zurückgreifen, um die erforderliche Flexibilität zu beschaffen. Dies kann grundsätzlich marktbasierend – also auf Grundlage freiwilliger Angebote der Flexibilitätsanbieter – geschehen oder nicht marktbasierend, indem Anlagenbetreiber gesetzlich zur Bereitstellung von Flexibilität verpflichtet werden.

Die neuen Vorschriften des EU-Rechts im Rahmen des Clean Energy Packages (Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie) sehen die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität als Grundsatz zur Behebung von Engpässen vor. Auch das deutsche Recht ermöglicht eine marktbasierende Beschaffung. Diese Möglichkeit wird jedoch in Deutschland kaum genutzt. Stattdessen werden Anlagenbetreiber hierzulande weitgehend auf gesetzlicher Grundlage gegen Kostenerstattung zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen verpflichtet.⁶¹ Die Flexibilitätsbeschaffung erfolgt in Deutschland also derzeit überwiegend **nicht marktbasierend**.⁶²

Soll Flexibilität für das Engpassmanagement zukünftig verstärkt marktbasierend beschafft werden, kommt die Einrichtung regionaler Flexibilitätsmärkte in Betracht. Diese müssen so zugeschnitten sein, dass die teilnehmenden Anlagen zur Behebung bestimmter Netzengpässe geeignet sind. Zum Beispiel müssen zur Entlastung von Netzbetriebsmitteln bei einspeisebedingten Netzengpässen Anlagen vor dem Netzengpass ihre Einspeisung reduzieren oder ihre Entnahme erhöhen. Netzbetreiber können auf diesen Märkten als Nachfrager auftreten und von den angebotenen technischen Optionen (Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen) das Recht zur Nutzung von Flexibilität erwerben. Für die Ausgestaltung solcher Märkte bestehen erhebliche Spielräume hinsichtlich Organisationsform und Produkten. In Frage kommen beispielsweise Plattformen, die Angebot und Nachfrage transparent machen und nach Marktgrundsätzen zusammenführen.⁶³ Bei den Produkten sind etwa Regelungen hinsichtlich der geforderten Zuverlässigkeit und der Dauer der Verfügbarkeit von Flexibilität zu treffen.

3.4.1 Effektivität des Engpassmanagements

- **Zusätzliche Flexibilitätspotenziale werden erschlossen**

Eine marktbasierende Beschaffung von Flexibilität kann zusätzliche Flexibilitätsangebote erschließen. Sie fördert die Offenlegung und Bereitstellung von bestehendem Flexibilitätspotenzial und die Erschließung zusätzlichen Flexibilitätspotenzials. Insbesondere ermöglicht sie die **Einbeziehung von Lasten**, welche im Rahmen des Engpassmanagements bislang weitestgehend ungenutzt bleiben: Der gesetzlich vorgesehene kostenbasierte Redispatch und das Einspeisemanagement verpflichten im Wesentlichen nur Betreiber von Erzeugungsanlagen, die Stromeinspeisung anzupassen und so Flexibilität bereitzustellen. Betreiber von Lasten werden hingegen nicht verpflichtet, Flexibilität bereitzustellen. Eine Ausnahme bilden Betreiber von

61 Redispatch nach § 13a EnWG 2020; Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017.

62 Die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement wird aktuell in dem Programm „Schaukasten intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) in Demonstrationsprojekten erprobt, vgl. <https://www.sinteg.de/>.

63 In dem SINTEG-Projekt „enera“ wurden regionale Flexibilitätsmärkte unter Beteiligung der EPEX Spot in Anlehnung an den bundesweiten Spotmarkt eingerichtet.

Stromspeichern. Gleichzeitig nimmt das Potenzial von flexiblen Lasten nicht zuletzt aufgrund der zunehmenden technischen Möglichkeiten der Laststeuerung zu.

Dass eine Steuerung von Lasten heute nicht von den Netzbetreibern angeordnet werden kann, ergibt sich nicht zuletzt aus den teilweise gravierenden Folgen für die Wirtschaftstätigkeit betroffener Unternehmen beziehungsweise die Lebensverhältnisse privater Verbraucherinnen und Verbraucher. Solche lastseitigen Beschränkungen laufen dem Ziel der Versorgungssicherheit zuwider. Darüber hinaus ist die Berechnung einer kostenbasierten Vergütung bei Lasten wesentlich schwieriger als bei Erzeugungsanlagen: Die Arten und Einsatzzwecke der Lasten unterscheiden sich individuell stark und die Kosten können über die Zeit schwanken. Diese Schwierigkeiten träten bei einer marktbasierter Beschaffung nicht auf. Denn hier würden betroffene Verbraucher die Flexibilität freiwillig am Markt anbieten – zu einem Preis, den sie selbst bestimmen.

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 weiterhin zwangsweise auf 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.

3.4.2 Kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

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

Das breitere Angebot an Flexibilität kann kostensenkend wirken. So kann das zusätzliche Flexibilitätsangebot zum Beispiel zu günstigeren Beschaffungspreisen führen. Zudem können Anlagen für das Engpassmanagement erschlossen werden, die aufgrund ihrer Lage eine höhere Sensitivität auf einen bestimmten Netzengpass aufweisen und damit auch den Flexibilitätsbedarf verringern. Darüber hinaus können die neu erschlossener Potenziale an Flexibilität dazu führen, dass weniger Anlagen in der Netzreserve benötigt werden. Dem stehen allerdings mögliche Zusatzkosten für die Erschließung und Nutzung der zusätzlichen Flexibilität gegenüber, zum Beispiel für Messeinrichtungen, Kommunikation und Abwicklung.⁶⁴

- **Gefahr höherer Kosten durch Marktmacht und Inc-Dec Gaming**

Zur Behebung eines bestimmten Netzengpasses können nur solche Flexibilitätsoptionen genutzt werden, die sich in der passenden räumlichen Lage befinden. Daher werden die Menge der angebotener Flexibilität und die Zahl der Anbieter häufig gering sein. In der Folge können einzelne Anbieter Marktmacht erlangen und überhöhte Preise fordern. Insofern könnte es erforderlich werden, die marktbasierter Beschaffung regulatorisch gegen überhöhte Preise abzusichern (beispielsweise in

⁶⁴ Vgl. dazu auch Frontier Economics 2017.

Gestalt einer Preisobergrenze) oder ganz auf eine marktbasierete Beschaffung zu verzichten. Obgleich Marktmacht auf sämtlichen Netzebenen auftreten kann, ist insbesondere die Niederspannungsebene aufgrund des dort häufig fehlenden Wettbewerbs gefährdet.⁶⁵

Darüber hinaus ist auch sogenanntes Inc-Dec Gaming denkbar. Hierbei erhöhen (Increase) oder senken (Decrease) die Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt, um durch gegenläufiges Verhalten am Flexibilitätsmarkt ihre Erlöse zu maximieren.⁶⁶ Hintergrund ist, dass aufgrund der räumlichen Anforderungen des Engpassmanagements am Flexibilitätsmarkt höhere Preismargen als am Spotmarkt erzielt werden können. Beim Inc-Dec Gaming hält der Flexibilitätsanbieter sein Angebot am Spotmarkt in der Erwartung zurück, am Flexibilitätsmarkt einen höheren Preis erzielen zu können. Dies ist problematisch, da das Zurückhalten von Angebotsmengen zu einem Preisanstieg am Spotmarkt führen kann. Außerdem können sich auch der Bedarf und die Kosten für den Abruf von Flexibilität erhöhen.⁶⁷ Allerdings ist fraglich, inwieweit ein volkswirtschaftlich ineffizientes Marktverhalten vorliegt, 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 gezielt hervorrufen oder verstärken. Dazu könnten sie zusätzliche Kapazitäten am Spotmarkt vermarkten in der Erwartung, dass der Netzbetreiber diese Kapazitäten anschließend am Flexibilitätsmarkt „zurückkaufen“ muss. Dieses Verhalten führt zu Mehrkosten ohne einen Nutzen für das Engpassmanagement, wenn das Angebot am Spotmarkt nur im Falle einer späteren Neutralisierung durch ein gegenläufiges Handelsgeschäft wirtschaftlich sinnvoll ist. Jedenfalls in diesem Fall ist von einem volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnis auszugehen.

Inc-Dec Gaming

Wird Flexibilität für das Engpassmanagement marktbasierete beschafft, können Anbieter von Flexibilität entscheiden, ob sie diese auf dem Strommarkt (Spotmarkt) oder auf einem regionalen Flexibilitätsmarkt für das Engpassmanagement anbieten. Können Marktteilnehmer Engpässe antizipieren und erwarten am Flexibilitätsmarkt höhere Erlöse als am Spotmarkt, können sich durch ihr Bietverhalten Netzengpässe verstärken. Ein Beispiel: Für den folgenden Tag ist viel Wind in Norddeutschland prognostiziert. Ein Versorger mit intelligentem Ladealgorithmus für E-Autos oder E-Heizungen in Schleswig-Holstein kauft nun am Vortag keinen Strom am Spotmarkt, sondern wartet stattdessen darauf, durch Beteiligung am Flexibilitätsmarkt günstigeren Strom zu erstehen. Der Versorger mit intelligentem Ladealgorithmus in Süddeutschland hingegen weist einen starken Strombedarf am Spotmarkt aus, um dann im Redispatch auf diesen (fiktiven) Bedarf zu verzichten und dafür am Flexibilitätsmarkt vergütet zu werden.

Dieses Bietverhalten wird als Inc-Dec Gaming bezeichnet. Problematisch ist insbesondere der zweite Fall, da hier das Handelsgeschäft am Strommarkt nur abgeschlossen wird, um es später im Rahmen des Engpassmanagements wieder neutralisieren zu können. Der Bedarf an Flexibilität erhöht sich aber in beiden Fällen.

⁶⁵ Insofern liegt es hier nahe, alternative Instrumente der Flexibilitätsbeschaffung (insbesondere auf der Lastseite) in Betracht zu ziehen. Der gesetzliche Ansatz des § 14a EnWG sieht zum Beispiel eine Steuerung des Strombezugs durch den Netzbetreiber gegen Reduzierung der Netzentgelte vor (EnWG 2020). Zur Weiterentwicklung werden verschiedene Vorschläge diskutiert, vgl. etwa Döring et al. 2019; EY et al. 2019; BMWi 2019-2.

⁶⁶ Vgl. dazu Neon/Consentec 2018; Hirth et al. 2019; Höckner et al. 2019.

⁶⁷ Modellrechnungen gehen davon aus, dass sich der Redispatch-Bedarf 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 ist allerdings nicht zu erwarten, dass die Akteure Engpässe perfekt antizipieren können, wodurch die Effekte begrenzt würden (Consentec.2019).

Verschiedene Lösungsansätze werden im Hinblick auf strategisches Bietverhalten diskutiert: So könnten Teilnehmer am Flexibilitätsmarkt verpflichtet werden, vorher verbindliche anlagenscharfe Fahrplanmeldungen abzugeben. Statistische Verfahren könnten Fahrplanmeldungen in Zeiten „ohne Netzengpassgefahr“ mit den Meldungen in Zeiten „mit Netzengpassgefahr“ vergleichen.⁶⁸ So ließe sich strategisches Bietverhalten aufdecken. Außerdem könnten zusätzliche Flexibilitätsoptionen die Liquidität am Flexibilitätsmarkt erhöhen und somit die Gefahr strategischen Bietverhaltens reduzieren. Zudem könnten regulatorische Preisobergrenzen die Auswirkungen strategischen Bietverhaltens begrenzen.

3.4.3 Beitrag zum Klimaschutz

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

Die marktbasierete Beschaffung von Flexibilität kann zum Klimaschutz beitragen, wenn zuschaltbare Lasten zur Engpassentlastung eingesetzt werden und dadurch Strom aus klimafreundlichen Erzeugungsanlagen (insbesondere aus EE- und hoch-effizienten KWK-Anlagen) fossile Energieträger in anderen Sektoren ersetzen kann.

3.4.4 Beitrag zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt

- **Die 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 Anlagen im Ausland kann der deutsche Gesetzgeber angesichts seiner räumlich begrenzten Gesetzgebungsbefugnis ohnehin nicht anordnen. Auch im derzeitigen System kaufen Netzbetreiber Flexibilität aus dem Ausland auf Grundlage freiwilliger Angebote ein.⁶⁹

3.4.5 Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand

- **Aufwendige Umsetzung**

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

3.4.6 Weiterer Forschungsbedarf

Zu klären ist, inwieweit auf regionalen Flexibilitätsmärkten funktionierender Wettbewerb erwartet werden kann oder aber mit überhöhten Preisen aufgrund von Marktmacht gerechnet werden muss. Insbesondere ist zu klären, in welchem Umfang Lasten erschlossen werden könnten. Ferner ist zu untersuchen, inwieweit strategisches Bietverhalten zu volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnissen führt. Ebenso ist zu untersuchen, 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.

⁶⁸ Dazu Höckner et al. 2019.

⁶⁹ Vgl. auch BMWi 2019-2.

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

Flexibilität für das Engpassmanagement wird derzeit überwiegend nicht marktbasierend beschafft, sondern auf Anforderung des Netzbetreibers verpflichtend zur Verfügung gestellt. Hierbei ist im Grundsatz lediglich eine kostendeckende Vergütung vorgesehen. Die kostendeckende Vergütung soll den betroffenen Anlagenbetreiber weder besser noch schlechter stellen, als er ohne die Inanspruchnahme für das Engpassmanagement gestanden hätte. Eine solche kostenbasierte Vergütung setzt in der Regel keine wirtschaftlichen Anreize für die Offenlegung und Bereitstellung bestehenden und die Erschließung zusätzlichen Flexibilitätpotenzials.

Angesichts dieser Schwierigkeiten könnte die kostenbasierte Flexibilitätsbeschaffung modifiziert werden. Die Modifizierung könnte stärkere Anreize für eine freiwillige Flexibilitätsbereitstellung und gegebenenfalls -erschließung schaffen. Potenzielle Anbieter von Flexibilität könnten im Rahmen von Interessenbekundungsverfahren ermittelt werden. Die Vergütung müsste eine Anreizwirkung für die Teilnahme entfalten. Das heißt, sie müsste den Anlagenbetreiber in begrenztem Umfang wirtschaftlich besserstellen, als er ohne die Maßnahme des Netzbetreibers dastünde. Anders als im Falle der marktbasierenden Beschaffung würde aber nicht der Angebotspreis des Flexibilitätsanbieters die Vergütungshöhe bestimmen, sondern die Vergütung würde ausgehend von den Kosten der Flexibilitätserbringung – unter Gewährung begrenzter zusätzlicher Anreize – bemessen werden. Die Befugnis der Netzbetreiber, Marktakteure zur Bereitstellung von Flexibilität zu verpflichten, wenn die freiwillig angebotenen Mengen nicht ausreichen, bliebe daneben bestehen.

Die Kosten von Lasten sind in der Regel schwer zu ermitteln. Eine kostenbasierte und durch zusätzliche Anreize ergänzte Berechnung der Vergütung ist daher häufig nicht durchführbar. Für diese Fälle könnte vorgesehen werden, dass die Vergütung von Lasten durch die günstigste alternative Flexibilitätsoption begrenzt wird, die nach dem vorstehend beschriebenen Verfahren (Kosten der Flexibilitätserbringung zuzüglich zusätzlicher Anreize) für das Engpassmanagement zur Verfügung steht.

3.5.1 Effektivität sowie kurzfristige Kosten des Engpassmanagements und der Energieversorgung

- **Zusätzliche Flexibilitätpotenziale werden erschlossen**

Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung im Rahmen eines Interessenbekundungsverfahrens bieten teilweise ähnliche Vorteile wie die marktbasierende Flexibilitätsbeschaffung. Ein solcher Ansatz kann das Flexibilitätsangebot vergrößern und so die Effektivität des Engpassmanagements verbessern und Kosten senken. Insbesondere ließe sich lastseitige Flexibilität einfacher erschließen. Der Umfang der Anreizwirkung wäre allerdings regulatorisch begrenzt. Wie im Falle der marktbasierenden 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 wie beschrieben besserstellt, 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 Flexibilitätsbeschaffung setzt Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung voraus. Diese verursachen zwar Extrakosten, sind jedoch eine wesentliche Voraussetzung für das Funktionieren eines solchen Systems. Auch diese Kosten begegnen grundsätzlich keinen Bedenken. Denn die Mehrkosten durch die zusätzlichen finanziellen Anreize für die Anlagenbetreiber können überkompensiert werden. Das ist der Fall, 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, in signifikantem Umfang zusätzliche Anbieter von kostengünstigerer Flexibilität durch erhöhte Anreize zu motivieren, würde das Engpassmanagement insgesamt teurer.

Eine gegenüber dem derzeitigen Marktdesign erhöhte Vergütung des Flexibilitätsanbieters begründet das Risiko strategischen Bietverhaltens, ähnlich wie im Fall marktbasierter Vergütung. Da sich die Vergütung an den Kosten der Flexibilität orientiert, sind höhere Margen durch Inc-Dec Gaming (vergleiche Seite 53) jedoch nur eingeschränkt möglich.

3.5.2 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 auch die grenzüberschreitende Beschaffung von Flexibilität möglich. Für diese kann eine verpflichtende Bereitstellung vom deutschen Gesetzgeber nicht angeordnet werden. Die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung und gegebenenfalls -erschließung sind allerdings stärker begrenzt als bei marktbasierter Beschaffung.

3.5.3 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 die Anlagenbetreiber zu einer Interessenbekundung veranlassen. Zu bestimmen ist außerdem, inwieweit die Einbeziehung weiterer Anlagen in das Engpassmanagement zu Kostenvorteilen führen kann.

4 Fazit

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 Gefahr von 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 erscheint es dringend geboten zu prüfen, ob die Kosteneffizienz und Effektivität des Engpassmanagements durch ein weiterentwickeltes Marktdesign verbessert werden kann. Hierfür gibt es zwei wesentliche Ansatzpunkte. **Erstens** können Preissignale für beschränkte Transportkapazitäten den Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen beeinflussen. Der Markt kann so 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 zunimmt und insbesondere auch Lasten verstärkt zur Leistungsaufnahme bei hohen Einspeisungen genutzt werden könnten. Ziel ist, dass Netzbetreiber Flexibilität zur Beseitigung von Netzengpässen günstiger beschaffen können.

Um beide Handlungsfelder anzugehen, wurden in dieser Stellungnahme insgesamt fünf Handlungsoptionen diskutiert. 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 noch einmal kurz dargestellt und ein Fazit aus ihren Vor- und Nachteilen gezogen.

	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

4.1. 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. Zudem 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.

Ein **Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone** 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 vermieden 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 ein Mittel in Betracht, um die Entstehung gebotszoneninterner Netzengpässe bereits im Vorfeld zu vermeiden. Hinsichtlich der näheren Ausgestaltung bestehen 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 Anlagen-Dispatch 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.

4.2 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 die 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, dem zufolge die Koordinierung von Angebot und Nachfrage über Märkte erfolgt, soweit kein Marktversagenstatbestand (zum Beispiel in Form einer marktbeherrschenden 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. Marktbasierende 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 marktbasierend 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 dastünde. Ein derartiger Ansatz begrenzt die Mehrkosten gegenüber einer rein kostenbasierten Vergütung – insbesondere auch bei Vorliegen von Marktversagenstatbeständen oder eines strategischen Bietverhaltens. 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 **marktbasierende 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.

Literatur

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.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): „Sektorkopplung“ – Optionen für die nächste Phase der Energiewende (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Berlin 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020-1

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Berlin 2020.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020-2

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *CO₂ bepreisen, Energieträgerpreise reformieren – Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Berlin 2020.

BEHG 2019

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

BMWi 2017

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *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 2019-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, Hrsg.): *Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität 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: 17.02.2020].

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].

BNetzA 2019

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom*, 2019. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf [22.12.2019].

BNetzA 2020

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Hrsg.): *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019*, 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html [Stand: 14.06.2020].

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;jsessionid=286F647253FOC-71416CC1B7688585473?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 26.05.2020].

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;jsessionid=286F647253FOC-71416CC1B7688585473?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 26.05.2020].

California ISO 2019

California Independent System Operator (ISO, Hrsg.): *2018 Annual Report on Market Issues and Performance*, 2019. URL: <http://www.aiso.com/market/Pages/MarketMonitoring/AnnualQuarterlyReports/Default.aspx> [Stand: 14.02.2020].

Consentec 2019

Consentec: „Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 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.bmwi.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): *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/Fraunhofer ISI 2018-2

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/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): *Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität, Teil 1: Ergebniszusammenfassung und Maßnahmenvorschläge der Initiative Netzflex* (dena-Analyse), Berlin 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].

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: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 1/2, 2019, S. 84–87.

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].

EEG 2017

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 265 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

Egerer et al. 2015

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

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.

ESYS/BDI/dena 2019

Energiesysteme der Zukunft (ESYS)/Bund der Deutschen Industrie (BDI)/Deutsche Energie-Agentur (dena): *Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt! Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende in Deutschland* (Impulspapier), 2019. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/studienvergleich-energiewende/> [Stand: 22.07.2019].

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 2017

Frontier Economics: *Beitrag von Flexibilitäten 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 Energieleitungsausbaus 2019

Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019. In: *Bundesgesetzblatt*, Teil I, Nr. 19, Bonn: Bundesanzeiger Verlag 2019, S. 706–730.

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.

Hirth et al. 2019

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

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, 2016, S. 176–185.

Marjanovic 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./Wasserrab, 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 (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 wettbewerbles Marktdesign für die Energiewende* (Sondergutachten 71), 2015. URL: <https://www.monopolkommission.de/de/gutachten/sectorgutachten-energie/120-sektorgutachten-energie-5.html> [Stand: 18.02.2020].

Neon/Consentec 2018

Consentec/Neon: *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.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [Stand: 10.09.2019].

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.

Potomac Economics 2019-1

Potomac Economics (Hrsg.): *2018 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets*, 2019. URL: <https://www.potomaceconomics.com/markets-monitored/miso/> [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/markets-monitored/ercot/> [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/markets-monitored/new-york-iso/> [Stand: 14.02.2020].

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.

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).

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).

Weyer/Müsgens 2020

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

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 zur Entstehung von Netzengpässen und 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.

Die Ergebnisse zu der Reform der Energieträgerpreise werden separat veröffentlicht.

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 und Referenten

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

Gutachterinnen und Gutachter

Prof. Dr. Bernd Engel	Technische Universität Braunschweig
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.	DIW Berlin
Prof. Dr. Christian Rehtanz	Technische Universität Dortmund
Prof. Dr. Gregor Zöttl	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

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. (ETHZ) 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.

Die Stellungnahme wurde am 10.07.2020 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

Die Akademien danken allen Autorinnen und Autoren sowie den Gutachtern für ihre Beiträge. Die Inhalte der Stellungnahme liegen in alleiniger Verantwortung der Akademien.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Deutsche Akademie der Naturforscher
Leopoldina e.V.
Nationale Akademie der Wissenschaften

acatech–Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e.V.

Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: leopoldina@leopoldina.org

Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de

Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de

Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung

ISBN: 978-3-8047-4116-4