

neon neue
energieökonomik

consentec

ABSCHLUSSBERICHT

Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch- Beschaffung in Deutschland

Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben
„Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“

7. Oktober 2019

Autoren: Lion Hirth und Ingmar Schlecht (Neon), Christoph Maurer und Bernd Tersteegen (Consentec)

Review: Marco Nicolosi (Connect), Christian Nabe (Navigant), Johannes Hilpert (SUER)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Projektpartner:

neon neue
energieökonomik



Fraunhofer
ISI

consentec

NAVIGANT

Stiftung Umweltenergierecht

Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland

Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“

Finale Version vom 7. Oktober 2019

Autoren:

Lion Hirth und Ingmar Schlecht (Neon),
Christoph Maurer und Bernd Tersteegen (Consentec)

Die vorliegende Studie ist der Abschlussbericht des Vorhabens „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Projekt-Nr. 055/17). Das Vorhaben beschäftigte sich mit der Interaktion zwischen Stromnetz und Strommarkt im Allgemeinen und der Beschaffung von Redispatch im Besonderen. Es hatte zum Ziel, Organisationsformen des Engpassmanagements zu untersuchen, die sich an unterschiedlichen Punkten des Spektrums zwischen einer vollständig regulatorischen und einer weitgehend marktbasierter Organisation befinden. Dieses Dokument ist der Abschlussbericht des Gesamtvorhabens. Er dient der Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen sowie der Entwicklung von Handlungsempfehlungen.

Wir danken dem BMWi sowie den Teilnehmern mehrerer Projektworkshops für hilfreiche Kommentare und allen Projektpartnern für die vertrauensvolle Zusammenarbeit.

Kontakt:

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon-energie.de
+49 157-55 199 715

neon neue
energieökonomik

Zusammenfassung

Fragestellung. Vor dem Hintergrund der Novelle der EU-Strommarktverordnung und der Diskussion um marktbasierendes Engpassmanagement befasst sich diese Studie mit der wettbewerblichen Beschaffung von Redispatch. Im Kern geht es um die Frage, ob eine freiwillige Teilnahme am Redispatch mit Preisanreizen dem aktuellen System von verpflichtender Teilnahme mit Kostenerstattung vorzuziehen ist.

Lasten integrieren. Zentraler Nachteil des regulatorisch-kostenbasierten Redispatch ist die Schwierigkeit, Lasten zu integrieren. Dies wäre nur dann möglich, wenn Netzbetreiber für die angemessene Entschädigung die individuelle Zahlungsbereitschaft von Verbrauchern für Strom abschätzen könnten, was in der Regel unmöglich sein dürfte. Stünden Lasten für Redispatch zur Verfügung, könnte dies die Kosten für Redispatch verringern. Marktbasierter Redispatch kennt dieses Problem nicht, da hier die Marktteilnehmer ihre geforderte Vergütung in Form von Geboten selbst bestimmen und dadurch einen Teilnahmeanreiz haben. Auch grundsätzliche ordnungspolitische Überlegungen sprechen für ein solches freiwilliges System.

Probleme des marktbasierten Redispatch. In dieser Studie haben wir zwei grundlegende Probleme von marktbasierendem Redispatch identifiziert: Rückkopplungen auf den Strommarkt und lokale Marktmacht. Diese Probleme sind konzeptionell zu trennen, verschärfen sich aber wechselseitig.

Rückkopplungen. Die Koexistenz eines zonalen Strommarkts mit einem notwendigerweise lokalen Redispatch-Markt bietet Marktteilnehmern Anreize für strategisches Verhalten. In Knappheitsregionen antizipieren Erzeuger, dass sich durch Vermarktung ihrer Erzeugung auf dem Redispatch-Markt (höhere) Profite erwirtschaften lassen. Sie bieten deshalb auf dem Strommarkt zu höheren Preisen an und preisen sich so aus dem zonalen Markt. Umgekehrt antizipieren Erzeuger in Überschussregionen Profite durch Herunterregeln auf dem Redispatch-Markt. Um dies zu ermöglichen, geben sie auf dem Strommarkt niedrige Gebote ab und drücken sich so in den Markt. Auf dem Redispatch-Markt kaufen sie die Energie zu einem Preis unterhalb des zonalen Preises zurück und erfüllen so ihre Lieferverpflichtung. Man kann diese Strategien als eine Optimierung zwischen zwei Märkten beziehungsweise als Arbitragehandel verstehen. Die Einführung eines Redispatch-Markts führt also zu Rückkopplungen auf dem zonalen Strommarkt, da sich das rationale Gebotsverhalten auf dem Strommarkt ändert. Ein solches Verhalten ist zwar völlig anreizadäquat – Akteure verhalten sich entsprechend der gesetzten Preisanreize – es führt aber zu einer Verschärfung der Netzengpässe, denn das Angebot verringert sich in ohnehin knappen Regionen während es sich in Überschussregionen erhöht. In Netzsimulationen für das Jahr 2030 erhöht sich das notwendige Redispatch-Volumen hierdurch auf ca. 300-700% des Volumens bei kostenbasiertem Redispatch. Außerdem führt diese Gebotsstrategie zu einer Erhöhung von Unternehmensgewinnen auf Kosten von Letztverbrauchern sowie zu falschen Investitionsanreizen. Auch Lasten unterliegen analogen

Anreize für strategisches Gebotsverhalten. Die Kosten für Redispatch steigen in den Simulationen durch Inc-Dec etwa auf das Dreifache an.

Regulatorische Eindämmung. Diese Gebotsstrategie stellt keine Verletzung von Wettbewerbsrecht oder Bilanzkreispflichten dar. Eine Eindämmung durch spezifische Regulierung halten wir für wenig aussichtsreich. Aus dem Nebeneinander von zonalem und lokalem Markt ergibt sich eine Anreizstruktur, die Problem-verschärfendes anstatt System-dienliches Verhalten belohnt. Dieses fundamentale Problem lässt sich nicht einfach in den Griff bekommen. Jede effektive Form der regulatorischen Eindämmung erfordert ein hohes Maß an regulatorischem Wissen vor allem im Hinblick auf die individuelle Zahlungsbereitschaft von Verbrauchern für Strom. Die Erkenntnis, dass solches Wissen nicht ausreichend vorliegt, führt heute aber dazu, dass Lasten derzeit kaum in den kostenbasierten Redispatch eingebunden sind. Es wäre daher inkonsistent zu glauben, dass mit einer regulatorischen Überwachung des Redispatch-Markts die Nachteile des kostenbasierten Redispatch überwinden ließen.

Marktmacht. Das beschriebene Gebotsverhalten erfordert keine Marktmacht und keine Kollusion, also direkte oder stillschweigende Absprachen. Unabhängig davon und darüber hinaus unterliegt ein Redispatch-Markt signifikanter lokaler Marktmacht, denn die Effektivität bei der Engpassentlastung durch Redispatch unterscheidet sich zwischen Netzknoten zum Teil um ein Mehrfaches. Lasten bzw. Erzeuger an bestimmten, netztechnisch in Bezug auf den Engpass besonders günstig gelegenen Netzknoten erlangen dadurch ein hohes Maß an Marktmacht. Marktmachtmissbrauch ist ein eigenständiges Problem mit den bekannten Konsequenzen wie Kapazitätszurückhaltung und überhöhten Preisen. Netzsimulationen legen nahe, dass dieses Problem signifikant sein dürfte. Daneben verschärft es auch die Anreize für strategisches Verhalten.

Empfehlungen. Bei der Abwägung von Vor- und Nachteilen des marktbasieren Redispatch halten wir die Nachteile für deutlich gewichtiger. Wir raten deshalb, auf eine Einführung von marktbasierendem Redispatch zu verzichten. Diese Empfehlung gilt unabhängig vom konkreten Beschaffungsmechanismus (eigene Plattform, Nutzung von Regelenergie, Nutzung des Intradaymarkts). Der Fokus unserer Analysen liegt zwar auf dem Übertragungsnetz, jedoch treten die dargestellten Probleme prinzipiell genauso im Verteilnetz auf und sind damit auch für lokale Flexibilitätsmärkte relevant. Zur Integration von Lasten in den Redispatch empfehlen wir die Prüfung von kapazitätsbasierten Zahlungen, also eine freiwillige Teilnahme ohne aber den Abruf zu vergüten. Des Weiteren empfehlen wir die Prüfung von Anreizmechanismen zur regionalen Steuerung von Investitionen, etwa im Rahmen der Netzentgeltssystematik oder der Förderung von erneuerbaren Energien.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis.....	6
Abkürzungsverzeichnis.....	7
1 Die Diskussion um marktbasierten Redispatch	8
1.1 Aktuelle Entwicklung bei Netzengpässen	8
1.2 Netzengpässe in den kommenden Jahren.....	10
1.3 Redispatch im Strommarkt 2.0.....	13
1.4 Herausforderungen des kostenbasierten Redispatch.....	14
1.5 Marktbasierter Redispatch	16
2 Rückkopplungen auf den Strommarkt: Inc-Dec	18
2.1 Anreizstruktur bei marktbasiertem Redispatch	18
2.2 Die Inc-Dec-Strategie graphisch erklärt	20
2.3 Konsequenzen des inkonsistenten Anreizsystems.....	24
2.4 Voraussetzungen für Inc-Dec-Anreize	25
2.5 Zusätzliches Redispatch-Angebot verhindert Inc-Dec nicht	27
2.6 Quantifizierung im Netzmodell	29
2.7 Rechtliche Einschätzung	37
2.8 Inc-Dec regulatorisch eindämmen	38
2.9 Wissenschaftliche Literatur und historische Beispiele.....	41
3 Marktmacht	44
3.1 Marktmacht und Redispatch-Märkte.....	44
3.2 Quantitative Analysen.....	48
4 Marktbasierter Redispatch: Schlussfolgerungen.....	53
4.1 Vorteile	53
4.2 Nachteile.....	54
4.3 Inc-Dec-Strategien in Verteilnetzen	55
4.4 Redispatch auf Basis von Leistungszahlungen.....	57
5 Alternative lokale Anreize	59
5.1 Lokale Anreize aus dem Strommarkt	60
5.1.1 Gebotszonenteilung	60
5.1.2 Nodal Pricing.....	61
5.2 Instrumente außerhalb des Strommarkts	63
5.2.1 Tiefe Netzanschlussentgelte	63
5.2.2 Netznutzungsentgelte	64
5.2.3 Fördersysteme für erneuerbare Energien	65
5.2.4 Kapazitätsmechanismen	66
5.2.5 Grundlegende Probleme der „Zusatzinstrumente“	67
6 Empfehlungen.....	70
Literatur.....	72

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung von Redispatch-Volumen und -Kosten zwischen 2012 und 2018 .	10
Abbildung 2: Entwicklung der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber	12
Abbildung 3: Netzstruktur	21
Abbildung 4: Angebot und Nachfrage	21
Abbildung 5: Kostenbasierter Redispatch	21
Abbildung 6: Redispatch-Markt ohne Antizipation.....	22
Abbildung 7: Optimale Spot-Gebotsstrategie unter Antizipation des RDM	23
Abbildung 8: Methodisches Vorgehen	31
Abbildung 9: Leitungsbelastungen im deutschen Übertragungsnetz	35
Abbildung 10: Redispatch-Volumen und -Kosten.....	36
Abbildung 11: Verschiedene Konzepte zur wettbewerblichen Beschaffung von Redispatch.	41
Abbildung 12: Lastflusssensitivität	47
Abbildung 13: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens.....	49
Abbildung 14: Kraftwerksleistung der fünf größten Akteure in Deutschland.....	50
Abbildung 15: Maximal erreichbare Änderung der Knotenpreise	51
Abbildung 16: Maximal erreichbare Änderung des zonalen Preises	51
Abbildung 17: Grundsätzliche Optionen der lokalen Steuerung im Strommarkt	60
Abbildung 18: Zusatzinstrumente bieten einen kaum oder gar nicht zeitvariablen Anreiz....	68

Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BNetzA	Bundesnetzagentur
CACM	Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
EE	erneuerbare Energien
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FERC	Federal Energy Regulatory Commission, Energieregulierungsbehörde der USA
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
Inc-Dec	Inc-Dec-Verhalten (von <i>increase-decrease</i>). Verhalten von Marktakteuren, die Opportunität aus dem Redispatch-Markt in die Gebote auf dem Spotmarkt einzupreisen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LMP	lokaler Marktpreis
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PJM	regionaler Übertragungsnetzbetreiber im Osten der USA
RD	Redispatch
RDM	Redispatch-Markt
TCLC	Transmission Constraint License Condition, Regulierung des britischen Regulierers Ofgem, die exzessive Gebote verbietet
TSC	Transmission System Operator Security Cooperation, Übertragungsnetzbetreiberkooperation
TWh	Terawattstunde
TWh/a	Terawattstunde pro Jahr
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Die Diskussion um marktbasierteren Redispatch

Redispatch im Strommarkt 2.0. Ein Kerngedanke des deutschen Strommarktdesigns „Strommarkt 2.0“ ist die Trennung von Markt und Netz. Innerhalb der großen, liquiden, einheitlichen Gebotszone bilden sich stabile und belastbare Preissignale; staatliche Eingriffe in die Preisbildung werden minimiert. Das Management von innerdeutschen Netzengpässen findet außerhalb der Marktsphäre statt. Im Rahmen von Redispatch und Einspeisemanagement weisen die Netzbetreiber Erzeugungsanlagen und Speicher an, die Erzeugung zu erhöhen oder zu reduzieren, um Stromflüsse im Netz derart zu verändern, dass Überlastungen von Netzelementen vermieden werden. Die Teilnahme am Redispatch ist für die meisten Erzeugungsanlagen und Speicher verpflichtend. Sie werden im Nachgang für entstandene Kosten und entgangene Profite entschädigt und so wirtschaftlich möglichst neutral gestellt.

Steigende Netzbelastung. In den letzten Jahren ist das Redispatch-Volumen stark gestiegen, vor allem wegen zunehmender Engpässe im Übertragungsnetz. Durch die Integration der europäischen Strommärkte, den Atomausstieg, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) sowie Verzögerungen beim Netzausbau ist in den kommenden Jahren mit einer weiteren Zunahme des Redispatch-Bedarfs zu rechnen. Längerfristig könnte der Zuwachs von Elektromobilität und Wärmepumpen außerdem zu deutlichen Engpässen in Verteilnetzen führen. Vor diesem Hintergrund ist es im Grundsatz wünschenswert, weitere Ressourcen, insbesondere Lasten, in den Redispatch aufzunehmen. Dies ist jedoch im kostenbasierten Redispatch nur schwer vorstellbar, weil die entstandenen Kosten von Lastverzicht, z. B. durch Produktionsausfall, kaum abzuschätzen sind. Außerdem wäre es mittelfristig wünschenswert, wenn bei Standortentscheidungen von Erzeugungsanlagen- und Lastinvestitionen auch die Netzsituation eine Rolle spielen würde; auch diese Funktion kann der kostenbasierte Redispatch, der ja gerade keine Anreize setzen soll, nicht erfüllen.

Dieser Bericht. Aus diesem Grund wurden von verschiedenen Akteuren in den letzten Jahren Vorschläge für einen marktbasierteren Redispatch gemacht. Seit 2017 beschäftigen wir uns im Rahmen des BMWi-Vorhabens „Beschaffung von Redispatch“ mit diesem Thema. Der vorliegende Text stellt den Bericht des Arbeitspakets 7 „Auswertung und Empfehlungen“ dar.

1.1 AKTUELLE ENTWICKLUNG BEI NETZENG PÄSSEN

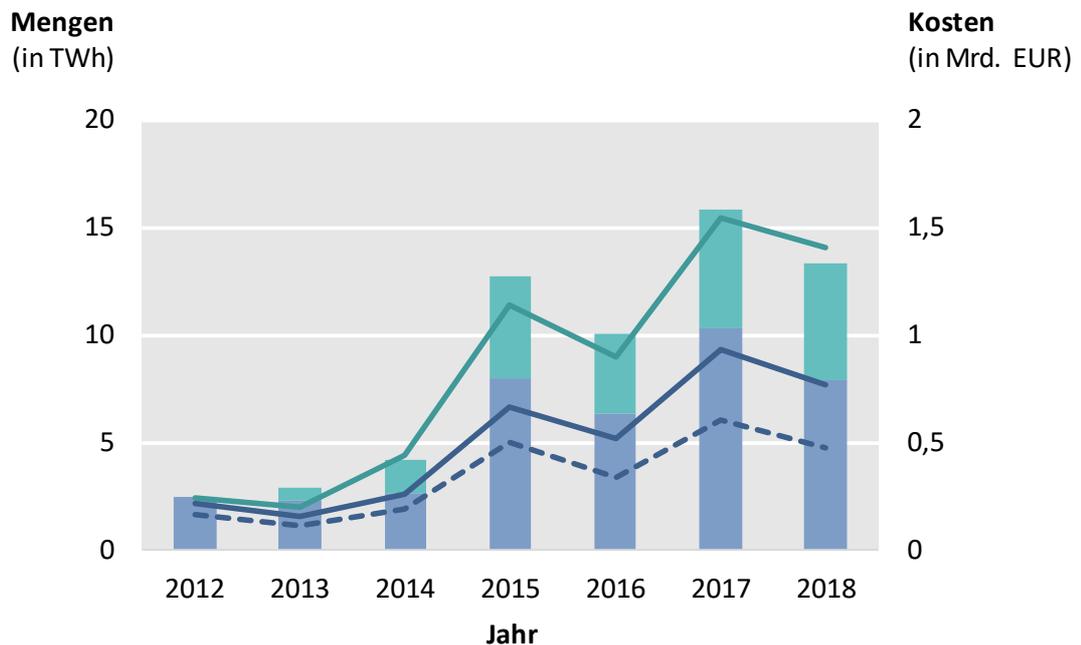
Die letzten Jahre. Der Bedarf an Maßnahmen der Netzbetreiber zur Entlastung von Netzengpässen ist vor allem bis 2015 stark angestiegen und schwankt seither auf hohem Niveau. Zu diesen Maßnahmen zählt insbesondere die Anweisung von Kraftwerken zur Anpassung ihres

eigentlich geplanten (und vermarkteten) Einspeisefahrplans durch die Netzbetreiber.¹ Kosten und entgangene Profite sind dem Anlagenbetreiber zu erstatten. Dementsprechend sind auch die Kosten für diese Maßnahmen in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Nachfolgende Abbildung 1 zeigt eine Auswertung von Redispatch-Volumen und -Kosten über die vergangenen Jahre. Im Jahr 2018 lagen die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement (EinsMan), einschließlich der Kosten für die Vorhaltung der sogenannten Netzreserve, bei knapp 1,5 Mrd. EUR. In 2017 erreichten die Kosten ebenfalls 1,5 Mrd. EUR. 2018 waren etwa 4 %² der Stromerzeugungsmenge in Deutschland von Redispatch-Maßnahmen betroffen.

Ursachen. Verantwortlich für die steigende Redispatch-Menge der letzten Jahre sind mehrere Entwicklungen. Zum einen ist das der Ausbau der EE-Erzeugung – mit einer spürbaren räumlichen Konzentration in Norddeutschland – bei gleichzeitigem Wegfall von konventioneller Erzeugungskapazität vor allem in Süddeutschland, nicht zuletzt bedingt durch den voranschreitenden Kernenergieausstieg. Dies führt zu einem stärkeren Nord-Süd-Stromtransport durch Deutschland. Für diesen stellt das vorhandene Übertragungsnetz aber nicht immer ausreichend Transportkapazitäten bereit, weil der Netzausbau langsamer als geplant voranschreitet. In der Folge müssen Erzeugungsanlagen in der Nordhälfte Deutschlands abgeregelt und möglichst im Süden heraufgefahren werden. Gleichzeitig hat sich der internationale Stromaustausch intensiviert. Dies betrifft einerseits den Austausch von Deutschland mit seinen Nachbarländern aufgrund seiner geographischen Lage, aber auch den Transit durch Deutschland. Dies belastet das deutsche Übertragungsnetz zusätzlich. Dadurch, dass EE-Anlagen häufig im Verteilnetz angeschlossen sind, kann es bei hoher lokaler Konzentration von EE-Anlagen auch dort zu Netzengpässen beim Abtransport hoher EE-Erzeugungsmengen ins Übertragungsnetz kommen. Auch dann ist ein Eingriff der Netzbetreiber in die Erzeugungsanlagen, hier der EE-Anlagen, erforderlich.

¹ Bei genauer Betrachtung ist bei diesen Maßnahmen zwischen Redispatch und Einspeisemanagement zu unterscheiden: Aufgrund des europarechtlich gebotenen Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Anlagen ist deren Abregelung bisher gesondert als sogenanntes „Einspeisemanagement“ geregelt und nur im Ausnahmefall zulässig. Die Anpassung der Einspeisung von allen anderen, konventionellen Kraftwerken wird als Redispatch bezeichnet. Aus Gründen einer einfacheren Darstellung sprechen wir in diesem Bericht in der Regel im Weiteren nur noch von Redispatch, meinen damit aber auch Einspeisemanagement. Zudem ist durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes nun geregelt, dass mit Wirkung zum 1.10.2021 EE- und KWK-Anlagen auch formal in den Redispatch integriert werden. Ihr grundsätzlicher Einspeisevorrang soll dabei dadurch gewahrt werden, dass sie nur dann vor konventionellen Anlagen abgeregelt werden, wenn der Einsatz von konventionellen Anlagen zur Netzentlastung um ein Vielfaches teurer wäre.

² Stromerzeugungsmenge Deutschland: ca. 530 TWh; Redispatch (Summe aus Leistungsabsenkung und Leistungserhöhung): ca. 16 TWh; Einspeisemanagement: ca. 5 TWh; entsprechend sind 21 TWh von 530 TWh von Redispatch betroffen.



Mengen

■ EinsMan

■ RD, Netzres., CT*

Kosten

Darstellung als „gestapelte Linien“

— EinsMan**, Netzres.-vorhaltung, RD-Abruf, CT

— Netzres.-vorhaltung, RD-Abruf, CT

- - - RD-Abruf, CT

* Von BNetzA ausgewiesene Mengen für RD- und Netzreserve-Abrufe enthalten Mengen sowohl für Leistungserhöhung als auch für -absenkung; Werte daher hier nur zur Hälfte angesetzt

** Werte basieren auf Schätzung der Netzbetreiber

RD: Redispatch, EinsMan: Einspeisemanagement, CT: Counter-Trading

Abbildung 1: Entwicklung von Redispatch-Volumen und -Kosten zwischen 2012 und 2018
 Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Berichten zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen BNetzA (2016a), BNetzA (2017), BNetzA (2019) sowie den Monitoringberichten BNetzA (2015) und BNetzA (2016b)

1.2 NETZENGPÄSSE IN DEN KOMMENDEN JAHREN

Die kommenden Jahre. Die Entwicklungen, die zum Anstieg von Redispatch in den vergangenen Jahren geführt haben, dürften sich in den kommenden Jahren fortsetzen. Ein Rückgang der Redispatch-Mengen und -Kosten ist daher vorerst nicht zu erwarten. Vielmehr könnte es sogar vorübergehend noch zu einem weiteren Anstieg kommen. Sichere Aussagen dazu sind aber nicht möglich, weil sie stark vom Wetterjahr, vom Fortschritt des Netzausbaus und von weiteren Faktoren abhängen.

Erzeugungsmix. Der Nord-Süd-Transportbedarf in Deutschland wird in den kommenden Jahren weiter zunehmen. Einerseits schreitet der Ausbau der EE-Erzeugung weiter voran. So soll der Anteil der EE-Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch von etwa 39 % im Jahr 2018 auf 65 % in 2030 steigen. Unterstellt man einen konstanten Stromverbrauch, so müsste die jährliche EE-Stromerzeugung um weitere ca. 160 TWh auf dann rund 390 TWh/a erhöht werden. Aufgrund der relativ geringen Volllaststunden der erneuerbaren im Vergleich zu konventionellen Erzeugungstechnologien wird die am Netz angeschlossene Erzeugungsleistung deutlich ansteigen und dürfte je nach Technologiemix in einer Größenordnung von etwa 200 GW liegen. Gleichzeitig fallen bis Ende 2022 durch den Abschluss des vollständigen Kernenergieausstiegs ca. 10 GW Erzeugungsleistung weg – knapp über die Hälfte davon in Süddeutschland. Durch den Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung sowie gegebenenfalls marktbedingt kommt es noch zu weiteren Stilllegungen / Stilllegungsbestrebungen von Kraftwerksbetreibern. Diese können je nach Standort der Erzeugungsanlage sowohl engpassentlastend als auch engpassverstärkend wirken.

Europäische Marktintegration. Auch der grenzüberschreitende Stromaustausch, der grundsätzlich durch die physisch vorhandenen Übertragungskapazitäten im Stromnetz begrenzt ist, dürfte sich in den kommenden Jahren intensivieren und so den Redispatch-Bedarf erhöhen. Die jüngst verabschiedete europäische Strommarktverordnung sieht vor, dass zukünftig für den Stromhandel grundsätzlich mindestens 70 % der physischen Transportkapazitäten kritischer Netzelemente zur Verfügung gestellt werden müssen. Leitungen werden aber nicht nur durch grenzüberschreitenden, sondern auch durch zoneninternen Austausch belastet. Die in der Vergangenheit praktizierte Reduzierung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten zur Aufnahme von „Loop Flows“ (Ringflüsse; Stromflüsse, die durch Gebotszonen-interne Transaktionen ausgelöst wurden, aber in anderen Gebotszonen auftreten) und „Internal Flows“ (interne Flüsse; Stromflüsse, die durch Gebotszonen-interne Transaktionen ausgelöst wurden und in derselben Gebotszone auftreten) ist zukünftig nicht mehr zulässig. Es ist deshalb davon auszugehen, dass es in der Überlagerung von Flüssen aus grenzüberschreitendem und zoneninternem Austausch zukünftig regelmäßig zu Engpässen kommt. Diese müssen durch den Einsatz von Redispatch (auch grenzüberschreitendem) behoben werden.

Verzögerung beim Netzausbau. Höhere Transportanforderungen vor allem für das Übertragungsnetz wären kein Problem, wenn zeitlich parallel der entsprechende bedarfsgerechte Ausbau der Stromnetze erfolgte. Allerdings verzögert sich der Ausbau im Übertragungsnetz. Zur Illustration der Verzögerungen beim Netzausbau zeigt folgende Abbildung die Einschätzung der Netzbetreiber zu verschiedenen Zeitpunkten in der Vergangenheit über den erwarteten Inbetriebnahmezeitpunkt der Ausbauprojekte gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Dargestellt ist die insgesamt bis zu einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt erwartete in Betrieb genommene Länge an neuen/verstärkten Stromkreiskilometern.

Die Auswertung veranschaulicht die Verzögerungen: Erwarteten die Übertragungsnetzbetreiber 2013 noch, dass bis Ende 2019 nahezu alle der gut 1.800 Stromkreiskilometer ausgebaut sein würden, gehen die Netzbetreiber inzwischen davon aus, dass bis Ende 2019 nicht einmal die Hälfte dieser Leitungen bereits in Betrieb sein wird. Dabei ist anzumerken, dass die Ausbaumaßnahmen nach EnLAG den kleineren, wenn auch bereits länger in Planung befindlichen

Teil der geplanten Ausbaurbeiten im deutschen Übertragungsnetz ausmachen. Hinzu kommen vor allem noch etwa 5.900 Stromkreis-kilometer nach Bundesbedarfsplan. Hiervon sind bislang knapp 300 km realisiert. Vor allem die Inbetriebnahme der geplanten Gleichstromleitungen würde die Engpasssituation im Übertragungsnetz deutlich entspannen. Aktuell schätzen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Inbetriebnahme für die Jahre 2025 bzw. 2023 (Ultranet). Allerdings befinden sich alle Projekte noch in einem eher frühen Planungsstadium, so dass Verzögerungen im weiteren Genehmigungsprozess nicht ausgeschlossen werden können.

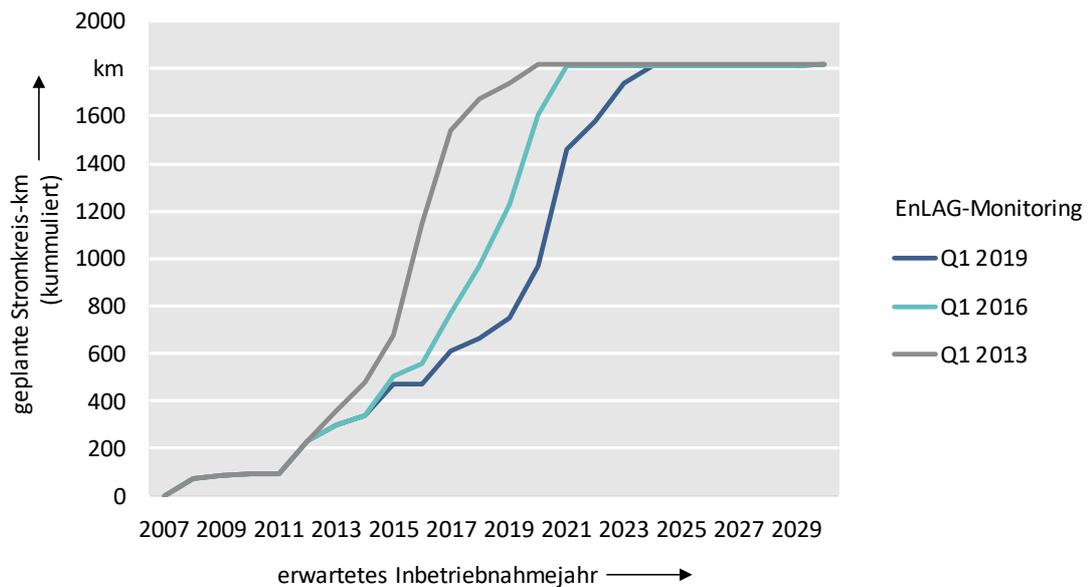


Abbildung 2: Entwicklung der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber im Zeitverlauf zu Inbetriebnahmezeitpunkten von Netzausbauten nach EnLAG

Quelle: eigene Auswertungen auf Basis BNetzA (2013), BNetzA (2016c), BNetzA (2019b)

Positive Entwicklungen im Hinblick auf den zukünftigen Redispatch-Bedarf. Die zuvor genannten Punkte sprechen grundsätzlich für einen Redispatch-Bedarf, der möglicherweise noch weiter steigt, zumindest aber nicht nachhaltig rückläufig ist. Es gibt aber auch Entwicklungen und Maßnahmen, die sich positiv auf den Redispatch-Bedarf auswirken dürften. Hierzu zählen die Bemühungen um eine bessere Koordination des grenzüberschreitenden Redispatch. Nicht zuletzt die novellierte Strombinnenmarktverordnung macht hierzu verpflichtende Vorgaben, indem sie Übertragungsnetzbetreibern vorschreibt, sich ihre Redispatch-Potenziale wechselseitig zur Verfügung zu stellen. Auch die Integration des Einspeisemanagements, also den Zugriff auf EE- und KWK-Anlagen zur Engpassbehebung, in den „regulären“ Redispatch wird zukünftig die Effizienz des Redispatch verbessern. Daneben helfen Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze (z. B. flächendeckendes Freileitungsmonitoring, reaktive Betriebsführung mit Netzbooster, Phasenschieber und Ad-hoc-Maßnahmen) die Transportkapazität des Übertragungsnetzes bereits kurzfristig zu erhöhen. Außerdem wird im Rahmen der EE-Förderung durch verschiedene Maßnahmen darauf hingewirkt, eine auch Netzbelange berücksichtigende Standortallokation zu erreichen (z. B. Verteilnetzkomponente oder Netzausbaugebiet).

Erkenntnisse aus quantitativen Analysen. Die in diesem Vorhaben durchgeführten quantitativen Simulationen für das Stichjahr 2030 deuten darauf hin, dass auch mittelfristig mit einem relevanten Redispatch-Bedarf zu rechnen ist. Rechnungen, in denen ein mengenoptimierter Redispatch abgebildet wird, weisen ein Redispatch-Volumen von ca. 20 TWh auf. Allerdings hängen die ermittelten Zahlen naturgemäß stark von Annahmen zum Netzausbau und der Umsetzung auch weiterer netztechnischer Maßnahmen (z. B. reaktive Netzbetriebsführung wie Netzbooster oder zusätzliche innerdeutsche Phasenschieber) ab. Somit ist nicht auszuschließen, dass der Redispatch-Bedarf auch signifikant niedriger ausfällt.

1.3 REDISPATC H IM STROMMARKT 2.0

Energiewende. Die Energiewende bedeutet für den Stromsektor die grundlegendste Transformation seit Jahrzehnten, möglicherweise seit der Elektrifizierung. Hervorzuheben sind vier Trends: Wind- und Solarenergie sind die neuen Eckpfeiler der Stromerzeugung, die schon bald die Hälfte des deutschen Strombedarfs decken dürften. Als variable Erzeugungstechnologien stellen sie Strommarkt und -netz vor neue Herausforderungen. Eine ganze Reihe neuer Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchstechnologien hat sich etabliert oder ist dabei sich zu etablieren, darunter Batteriespeicher und Elektromobilität. Die Digitalisierung der Energiewirtschaft bedeutet eine bessere Steuerbarkeit auch kleiner Anlagen. Schließlich ist die entstehende Energielandschaft geprägt von einer Vielzahl neuer Akteure, darunter Prosumer, Aggregatoren, Stromhändler und virtuelle Kraftwerke.

Signale für Flexibilitäten. Vor dem Hintergrund der Energiewende haben Strompreise eine zentrale Rolle als Signale, insbesondere auch für Flexibilitätsoptionen. Dies betrifft deren Einsatz ebenso wie Investition und Innovation.

Strommarkt 2.0. Das deutsche Strommarktdesign ist um den Kerngedanken konstruiert, Preissignale zu ermöglichen, die Anreize für Entwicklung, Investition und Einsatz von Flexibilitätstechnologien setzen, um so große Mengen erneuerbarer Energien zu integrieren und eine kostengünstige Sicherstellung von Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die große, liquide einheitliche Gebotszone dient der Bildung stabiler und belastbarer Preissignale unter Minimierung von staatlichen Eingriffen in die Preisbildung. Dafür bedarf es der Fiktion eines engpassfreien Marktgebiets, also der Trennung von Markt und Netz. Das Management von Netzengpässen liegt außerhalb der Marktsphäre; der Markt soll unberührt von möglichen Netzengpässen funktionieren. Einher geht damit allerdings, dass der Markt keinerlei Anreize zur lokalen Steuerung setzt.

Redispatch heute. Das heutige System des Redispatch lässt sich als „administrativer/regulatorischer Redispatch mit Kostenerstattung“ (im Folgenden: kostenbasierter Redispatch) beschreiben; wir beziehen uns hierbei immer auch auf das Einspeisemanagement. Im Rahmen des Redispatch weisen die Übertragungsnetzbetreiber Erzeugungsanlagen und Speicher an, die Erzeugung zu erhöhen oder zu reduzieren, um Stromflüsse im Netz derart zu verändern, dass Überlastungen von Netzelementen vermieden werden. Die Teilnahme am Redispatch ist für die meisten Erzeugungsanlagen verpflichtend; ausgenommen sind bisher Erzeugungsanlagen unter 10 MW, zukünftig nur noch Kleinanlagen unter 100 kW. Betreiber werden im

Nachgang für entstandene Kosten und entgangene Profite entschädigt und so indifferent gestellt. Dadurch wird angestrebt, dass strategisches Gebotsverhalten und andere Rückkopplungen des Engpassmanagements auf den Strommarkt vermieden werden.

1.4 HERAUSFORDERUNGEN DES KOSTENBASIERTEN REDISPATCH

Der kostenbasierte Redispatch steht vor vier zentralen Herausforderungen:

- Komplexe Implementierung der Entschädigungsregeln
- Fehlender Anreiz zur Teilnahme am Redispatch
- Grenzüberschreitender Redispatch funktioniert noch nicht in gewünschtem Umfang
- Keine regionale Steuerung von Investitionen

Entschädigungsregeln. Der Grundsatz für die Entschädigung von Kraftwerks- und Speicherbetreibern für die Teilnahme am Redispatch ist eindeutig: Sie sollen für entstandene Kosten und entgangene Gewinne kompensiert werden, so dass sie wirtschaftlich neutral gestellt sind. Auf den ersten Blick scheint diese Regelung einfach zu implementieren, indem Kosten für Brennstoff und CO₂-Zertifikate ermittelt werden. Entgangene Gewinne lassen sich durch Deckungsbeiträge auf Basis des Strompreises ermitteln. Im Detail ist die Ermittlung jedoch hochgradig komplex, insbesondere hinsichtlich des Werteverzehrs durch den Betrieb der Anlage, Opportunitäten aus dem Intraday-Handel sowie Kosten durch Herstellung der Betriebsbereitschaft oder Verschiebung von Wartungsarbeiten. Bei Speicherkraftwerken kommt die Ermittlung des Wertes der gespeicherten Energie hinzu. Der Branchenleitfaden zur Ermittlung der Vergütung (BDEW 2018) umfasst alleine knapp 50 Seiten. Solche standardisierten Entschädigungsregeln auf Stromverbraucher anzuwenden, ist nur schwer vorstellbar, weil die entstehenden Kosten durch Lastverzicht, z. B. durch Produktionsausfall, sich stark von Anlage zu Anlage, aber auch von Zeitpunkt zu Zeitpunkt unterscheiden dürften. Die Informationsasymmetrie zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ist hier noch deutlich ausgeprägter als bei Erzeugungsanlagen und Speichern.

Fehlender Teilnahmeanreiz. Kerngedanke des kostenbasierten Redispatch ist es, Anlagen hinsichtlich ihrer Redispatch-Teilnahme indifferent zu stellen. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass Anlagenbetreiber keinen Anreiz für die Teilnahme am Redispatch haben. Unter Hinweis auf Restriktionen der Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen oder auf Verpflichtungen aus Reserve- oder Regelleistungsverträgen und weitere technische Restriktionen können Kraftwerke einen Abruf vermeiden oder vermindern, was sich z. B. in einer sehr geringen Redispatch-Erbringung aus KWK-Kraftwerken widerspiegelt. Auch andere im Grundsatz zur Teilnahme am Redispatch verpflichtete Erzeugungsanlagen könnten z. B. zur Vermeidung von An- und Abfahrten, die die Lebensdauer einschränken oder schwer bewertbare und damit nicht erstattungsfähige Kosten verursachen, einen Anreiz haben, sich der Teilnahme zumindest teilweise zu entziehen, indem sie technisch begründete Nichtverfügbarkeiten melden. Relevant ist vor diesem Hintergrund auch, dass Übertragungsnetzbetreiber derzeit keinen Anreiz haben, diese Meldungen der Anlagenbetreiber umfassend zu prüfen. Vor allem bedeutet der fehlende Anreiz aber, dass keine Anlagen am Redispatch teilnehmen, die rechtlich nicht dazu verpflichtet sind. Dies betrifft, wie bereits genannt, insbesondere Lasten. Dadurch stehen bei

einem kostenbasierten Redispatch nicht alle Anlagen für den Redispatch zur Verfügung, die grundsätzlich geeignet wären.

Integration von Lasten. Die Integration von Lasten in den Redispatch hat zwei Seiten. In der Überschussregion geht es um die Erhöhung des Stromverbrauchs anstatt der Herunterregelung von Erzeugung, also um „Nutzen statt Abregeln“. In der Knappheitsregion geht es um das Herunterregeln von Lasten, also „abschaltbare Lasten“. Umfassende Analysen, die eine Aussage zum Nutzen der Integration der Lasten nicht bezogen auf einzelne Situationen oder einzelne (Verteil)netzgebiete, sondern auf die bundesweiten Redispatch-Kosten zulassen, liegen nach unserer Kenntnis bislang nicht vor. Sie sind allerdings für eine belastbare Kosten-Nutzen-Analyse erforderlich. Von uns im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführte quantitative Analysen deuten darauf hin, dass die erzielbaren Kosteneinsparungen durch die Einbeziehung von Lasten in einen Redispatch im deutschen Übertragungsnetz vergleichsweise gering sind³.

Grenzüberschreitender Redispatch. Anders als der Strommarkt im Day-Ahead- und Intraday-Bereich, der stark durch europäische Vorgaben geprägt ist, erfolgt die Behandlung von Netzengpässen bisher meist auf Basis nationaler Vorgaben und in Verantwortung der nationalen ÜNB. So haben in Deutschland beispielsweise die ÜNB ein gesetzlich abgesichertes Zugriffsrecht lediglich für Kraftwerke mit Netzanschluss in Deutschland. Die Nutzung ausländischer Kraftwerke für Redispatch-Zwecke ist nur über eine Zusammenarbeit auf freiwilliger Basis mit benachbarten ÜNB möglich. Der Zugriff auf dortige Kraftwerke ist dementsprechend nicht gesichert. Gleichzeitig sind die Anreize der ÜNB gering, Redispatch-Potenziale grenzüberschreitend für benachbarte ÜNB verfügbar zu machen. Dies gilt insbesondere, wenn der ÜNB erwartet, dass er die Potenziale zu einem späteren Zeitpunkt auch für eigene Zwecke benötigen könnte bzw. durch ihre Zurückhaltung die eigenen Engpasskosten senken könnte. Grenzüberschreitender Redispatch erfolgt deshalb bisher nur in sehr begrenztem Rahmen, z. B. in der Übertragungsnetzbetreiberkooperation TSC. Theoretisch besteht sogar die Möglichkeit, dass sich Redispatch-Maßnahmen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber wechselseitig verstärken oder abschwächen.

Internationale Koordination wünschenswert. Aus einer systemweiten, länderübergreifenden Sicht ist eine grenzüberschreitende Organisation des Redispatch höchst wünschenswert. Gerade bei grenznah auftretenden Engpässen könnten durch grenzüberschreitend geplante Redispatch-Einsätze Mengen und Kosten deutlich gesenkt werden. Zunehmend ergeben sich auch Situationen, in denen die Gewährleistung der Systemsicherheit allein mit nationalen Redispatch-Potenzialen nicht möglich ist. Von hoher praktischer Relevanz für Deutschland sind dabei Situationen, in denen starke Windenergieerzeugung mit hohen marktbasierten Exporten nach Süden und Westen und einer hohen Last einhergeht. Diese Kombination von Faktoren führt regelmäßig zu innerdeutschen Netzengpässen und ist auch für die Dimensionierung der Netzreserve auslegungsrelevant. Da in einer solchen Situation die deutschen

³ Siehe Bericht zu Arbeitspaket 6 des Vorhabens, Abschnitt 3.4 „Abschätzungen zum Nutzen der Erschließung zusätzlicher Redispatch-Potenziale“.

Erzeugungsanlagen aber bereits weit überwiegend am Netz sind, müssen ausländische Anlagen hochgefahren werden, um Redispatch durchzuführen. In der Vergangenheit wurden deshalb Anlagen im Ausland unter dem Dach der Netzreserve vertraglich gebunden, um gesicherte Redispatch-Kapazität zur Verfügung zu stellen. Der Redispatch-Bedarf wird aufgrund der neuen Regeln für die Berechnung grenzüberschreitender Handelskapazitäten in der Strommarktverordnung voraussichtlich zunehmen. Damit erscheint der Ansatz der Netzreserve nicht mehr ausreichend. Änderungen gibt es deshalb in zweierlei Hinsicht: Die novellierte Strommarktverordnung verpflichtet einerseits Übertragungsnetzbetreiber dazu, sich ihre Redispatch-Potenziale wechselseitig zur Verfügung zu stellen. Die Koordination von Redispatch-Maßnahmen über die Bedarfsfeststellung bis zur Einsatzentscheidung soll zudem zukünftig regional durch transnational organisierte Koordinationszentren für den Systembetrieb koordiniert werden. Marktbasierter Redispatch, also das Vorliegen freiwilliger, mit Abruflpreisen versehener Gebote, dürfte die transnationale Koordination grundsätzlich vereinfachen.

Fehlender Investitionsanreiz. Weil die Teilnahme am Redispatch keine Profite ermöglicht, kann der Redispatch keine regionale Steuerung von Investitionen leisten. Der Redispatch hat also keine Lenkungswirkung von Erzeugungsanlagen-, Speicher- oder Lastinvestitionen hin zu netzdienlichen Standorten. Dies betrifft Neuinvestitionen genauso wie Erhaltungsinvestitionen und auch die Erhaltung der Betriebsbereitschaft von unprofitablen Erzeugungsanlagen. Bestandskraftwerke, die aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden sollten, aufgrund ihrer Lage im Stromnetz aber als Redispatch-Ressource notwendig sind, müssen im Rahmen der Netzreserve in Betriebsbereitschaft gehalten werden, weil der Redispatch selbst keine Anreizwirkung entfalten kann. Da dieses Marktdesign keine regionale Investitionswirkung entfaltet, ist der notwendige Netzausbau zumindest in der Theorie langfristig größer als das volkswirtschaftliche Optimum.

Einschätzung. Von den Problemen des kostenbasierten Redispatch erscheinen die fehlende regionale Steuerung sowie die Schwierigkeit bei der Integration von Lasten und dezentralen Speichern als die grundlegendsten und schwerwiegendsten. Allerdings fehlt es nach unserer Kenntnis bislang an umfassenden und belastbaren Analysen darüber, wie hoch die insgesamt – und nicht nur fallspezifisch – erreichbaren Kosteneinsparungen beim Engpassmanagement durch die Integration von Lasten wären. Unsere Analysen deuten bis 2030 auf ein begrenztes Kosteneinsparungspotenzial im Übertragungsnetz hin.

1.5 MARKTBASIERTER REDISPATCH

Vor dem Hintergrund der gestiegenen Mengen und Preise beim Redispatch sowie der konzeptionellen Probleme des kostenbasierten Redispatch wurden in den vergangenen Jahren verschiedene Vorschläge für eine marktliche Beschaffung von Redispatch gemacht.

Definition: Marktbasierter Redispatch. Nach unserer Definition muss ein marktbasierter Redispatch zwei Kriterien erfüllen: (a) die Teilnahme für Marktakteure ist freiwillig und (b) die Kompensation erfolgt für den Abruf und auf Basis von Geboten ebendieser Marktteilnehmer. Systeme mit reinen Kapazitätzahlungen fallen demnach nicht unter diese Definition.

Ziele. Im Kern soll eine marktliche Beschaffung von Redispatch die oben genannten Probleme adressieren, also zum einen insbesondere Anreize zur Teilnahme am Redispatch setzen und damit Lasten und dezentrale Erzeuger und Speicher als Redispatch-Ressourcen gewinnen, die Teilnahme von KWK- und Reservekraftwerken verbessern und grenzüberschreitenden Redispatch erleichtern. Zum anderen, so die Hoffnung, könnten diese lokalen Anreize eine regionale Steuerung von (Erhaltungs)investitionen bewirken.

Vorschläge und Konzepte. Die vor kurzem verabschiedete EU-Strommarktverordnung schreibt marktbasierter Redispatch als Regelfall vor, wenn auch mit weitreichenden Ausnahmen. Des Weiteren haben diverse, insbesondere deutsche, Verteilnetzbetreiber, Börsen, Verbände und Wissenschaftler Vorschläge zu Redispatch-Märkten im Verteilnetz unterbreitet, unter anderem unter den Bezeichnungen „Smart Markets“ oder „Flexibilitätsmärkte“. Dabei wurde gelegentlich darauf hingewiesen, dass zahlreiche europäische Länder marktbasierete Ansätze verfolgen, darunter Großbritannien, die Niederlande, Italien und die skandinavischen Länder. Diverse Projekte des Programms „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG) haben Konzepte für „Flexibilitätsmärkte“ und „-plattformen“ entwickelt. Diese dienen oft der Integration von Lasten in das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene; einige davon lassen sich als marktbasierter Redispatch im obigen Sinne bezeichnen.

Probleme des marktbasierter Redispatch. In den folgenden beiden Kapiteln gehen wir im Detail auf grundlegende Probleme von marktlichem Engpassmanagement ein. Dazu zählen insbesondere:

- Rückkopplungen auf den Strommarkt in Form von sogenannten Inc-Dec-Gebotsstrategien
- Das Missbrauchspotenzial von lokaler Marktmacht
- Die Tatsache, dass Redispatch-Märkte (neben richtigen) auch falsche Investitionssignale setzen

Eine Abwägung von Vor- und Nachteilen nehmen wir anschließend in Kapitel 4 vor.

2 Rückkopplungen auf den Strommarkt: Inc-Dec

Eine zentrale Erkenntnis aus dem Vorhaben ist, dass Redispatch-Märkte Rückkopplungen auf den Strommarkt haben, also das Gebotsverhalten auf dem Strommarkt beeinflussen. Man kann hier zwei Effekte unterscheiden: zum einen Änderungen, die durch lokale Marktmacht hervorgerufen werden, welche wir im nächsten Abschnitt diskutieren. Zum anderen Änderungen, die ohne Marktmacht auftreten. Diese diskutieren wir im Folgenden.

2.1 ANREIZSTRUKTUR BEI MARKTBASIERTEM REDISPATCH

Knotenscharf. Der Einfluss einer Erzeugungsanlage (oder einer Last) auf den Stromfluss auf einem überlasteten Netzelement hängt von ihrer Lage im Netz ab. Die unterschiedliche Wirksamkeit wird meist in Form von Lastflusssensitivitäten angegeben. Es ist durchaus möglich, dass die Wirksamkeit von zwei Erzeugungsanlagen, die an benachbarten Netzknoten angeschlossen sind, sich um den Faktor zwei unterscheidet – am Nachbarknoten also doppelt so viel Erzeugungsänderung zur gleichen Engpassbehebung nötig wäre. Aufgrund der stark unterschiedlichen Lastflusssensitivitäten ist ein Redispatch-Markt sinnvollerweise immer knotenscharf (nodal), unabhängig von der konkreten Ausgestaltung. Auf dem Redispatch-Markt können sich also unterschiedliche Preise an jedem einzelnen Netzknoten bilden, die den Wert von Energie zur Engpassbehebung am jeweiligen Knoten widerspiegeln (sogenannte lokale Marktpreise oder Knotenpreise). Dies gilt auch für lokale Flexibilitätsmärkte im Verteilnetz, wobei dies bei solchen Märkten zu einer noch viel feineren geographischen Differenzierung der Preise führen würde.

Anreiz zur Anpassung der Gebotsstrategie. Ein Redispatch-Markt innerhalb eines zonalen Strommarkts bedeutet also ein Nebeneinander zweier Marktstufen in unterschiedlicher räumlicher Auflösung, zonal und nodal. Marktakteure – Erzeuger, Verbraucher und Speicherbetreiber – haben in diesem neuen System die Möglichkeit, sich einen Markt für ihre Handelsgeschäfte auszusuchen, also zwischen zwei Märkten zu optimieren. Sie können außerdem auf dem einen Markt kaufen und auf dem anderen Markt verkaufen, also Arbitragegeschäfte tätigen. Dies führt dazu, dass die rationale Gebotsstrategie auf dem zonalen Strommarkt sich ändert. Der Grund für diese Gebotsanpassung am zonalen Markt liegt in der zusätzlichen Verdienstmöglichkeit (Opportunität) am Redispatch-Markt.

Einpreisung von Opportunitäten. Opportunitäten, die durch alternative Marktplätze entstehen, sind in anreizkompatiblen Marktdesigns sinnvoller und legitimer Bestandteil von Grenzkosten. Diese Berücksichtigung von Opportunitäten findet in vergleichbarer Form beim Zusammenspiel zwischen Spotmarkt und Regelenenergiemarkt oder den Strommarktgeboten von Speicherkraftwerken (Opportunität der zukünftigen Wassernutzung) statt. Akteure verhalten sich daher anreizadäquat im Sinne des neu geschaffenen Systems, wenn sie die

Opportunitätskosten aus dem Redispatch-Markt in ihren Geboten am zonalen Markt berücksichtigen.

Redispatch-Markt zeitlich nachgelagert. Wir gehen hier davon aus, dass der Redispatch-Markt dem zonalen Strommarkt zeitlich nachgelagert ist. Im derzeitigen Redispatch in Deutschland ist der Redispatch zwar ein bereits vor Day-Ahead einsetzender und bis kurz vor Echtzeit stattfindender Parallelprozess. Wir halten dies bei einem marktbasieren Redispatch aber nicht für gangbar, da eine solche zeitliche Parallelität noch weitergehende, risikolose Strategien erlauben würde, die zu einer Engpassverschärfung auf dem Strommarkt führen würden. Daher betrachten wir im Folgenden einen zeitlich nachgelagerten Redispatch-Markt. Die beschriebenen Anreize gelten jedoch auch für einen parallel zum zonalen Strommarkt durchgeführten Redispatch-Markt.

Anreize. Im Kern setzt ein Redispatch-Markt folgende Anreize: Erzeuger in Knappheitsregionen antizipieren, dass sich durch Vermarktung ihrer Erzeugung auf dem Redispatch-Markt (höhere) Profite erwirtschaften lassen. Sie bieten deshalb auf dem Strommarkt zu höheren Preisen an und preisen sich so aus dem zonalen Markt, um für den nachgelagerten Redispatch-Markt zur Verfügung zu stehen. Man kann diese Strategien als eine Optimierung zwischen zwei Märkten verstehen. Umgekehrt antizipieren Erzeuger in Überschussregionen Profite durch Herunterregeln auf dem Redispatch-Markt. Um dies zu ermöglichen, geben sie auf dem Strommarkt niedrige Gebote ab und drücken sich so in den Markt. Sie können zu diesem Preis anbieten, da sie sich auf dem später stattfindenden Redispatch-Markt von ihren Lieferpflichten befreien können. Im Prinzip kaufen sie somit den zuvor teuer am Strommarkt verkauften Strom später günstiger zurück. Man kann diese Strategie als Arbitragehandel verstehen. Da die Fahrpläne dieser Erzeugungsanlagen zuerst auf dem Strommarkt erhöht werden, um dann auf dem Redispatch-Markt vermindert zu werden, spricht man in der wissenschaftlichen Literatur auch von der „Increase-Decrease“ oder „Inc-Dec“-Strategie.⁴

Engpassverschärfung. Diese Anreizsystematik ist problematisch, weil sie Netzengpässe auf dem zonalen Markt *verschärft*: In Knappheitsregionen wird eine Reduzierung der Erzeugung und in Überschussregionen eine Erhöhung der Erzeugung angereizt – genau umgekehrt zu dem, was systemdienlich wäre. Die Einführung eines Redispatchmarkts erhöht also den Bedarf an Redispatch.

Inc-Dec auch durch Lasten. Analog zu Erzeugern können auch lastganggemessene Verbraucher Inc-Dec-Gebotsstrategien umsetzen. Solche in der Überschussregion reduzieren zunächst ihre Nachfrage, während solche in der Knappheitsregion sie zunächst erhöhen. Über den Redispatch-Markt bekommen sie dann entweder deutlich günstigeren Strom oder können den nicht benötigten Strom zu höheren Preisen an den ÜNB „zurückgeben“.

⁴ Auf den Begriff „Inc-Dec-Gaming“ verzichten wir, da er fälschlicherweise Assoziationen zu Glücksspiel weckt, tatsächlich jedoch schlicht auf die Terminologie der Spieltheorie zurückzuführen ist.

2.2 DIE INC-DEC-STRATEGIE GRAPHISCH ERKLÄRT

Dieser Abschnitt erläutert Inc-Dec anhand eines einfachen graphischen Modells basierend auf [Hirth & Schlecht \(2019\)](#). Dies dient nur der Illustration und dem Verständnis; quantitative Ergebnisse eines kalibrierten Netzmodells Europas folgen in Abschnitt 2.5.

Das Modell. Ziel des Modells ist die einfachste Darstellung eines nodalen Redispatch-Markts innerhalb eines zonalen Strommarkts. Im Modell eröffnet erst nach der Schließung des Strommarkts ein Redispatch-Markt (RDM). Beide Marktsegmente sind gekennzeichnet durch freiwillige Teilnahme, Einheitspreisverfahren (*uniform pricing*, im Gegensatz zu *pay-as-bid*)⁵ sowie die Abwesenheit von Marktmacht. Der Markt besteht aus einer Preiszone mit zwei Knoten – „Norden“ mit Überangebot und „Süden“ mit Knappheit –, die durch eine Leitung mit 30 GW Leistung verbunden sind. Die gesamte Last liegt im Süden. Wir nehmen an, dass die Last inflexibel ist und selbst kein Inc-Dec-Verhalten zeigt. Der Großteil der Erzeugung – Wind, Kohle und Diesel – liegt im Norden, Gaskraftwerke liegen im Süden. Es wird eine einzelne Stunde modelliert; von Unsicherheit und Informationsasymmetrie sehen wir ab. Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen das Modell. Da es in diesem Beispiel nur zwei Knoten gibt, ist die Sensitivität aller Kraftwerke am Nordknoten bzw. am Südknoten auf die Verbindungsleitung jeweils gleich.

Kostenbegriffe. Zur Abgrenzung der verschiedenen Kostenbegriffe verwenden wir im Folgenden den Begriff „Erzeugungskosten“ für die fundamentalen, bei tatsächlicher Erzeugung verzehrten Kosten (z. B. Brennstoff und CO₂-Zertifikate für Erzeugungsanlagen bzw. die Zahlungsbereitschaft für Stromverbraucher). Als „Grenzkosten“ bezeichnen wir alle in den Geboten berücksichtigten Kosten inklusive Opportunitätskosten aus alternativer Vermarktung. Die grenzkostenbasierten Gebote am zonalen Markt beinhalten somit die Opportunitäten des nachgelagerten Redispatch-Markts. Da der Redispatch-Markt der letzte geöffnete Marktplatz vor dem Lieferzeitpunkt ist, haben die Akteure zum Handelsschluss des Redispatches keine Opportunitäten aus anderen Märkten. In diesem Fall entsprechen die Grenzkosten den Erzeugungskosten.

⁵ Im Falle von *pay-as-bid* am RDM ändert sich zwar das Gebotsverhalten, die grundsätzlichen, hier untersuchten und beschriebenen Anreizmechanismen bleiben aber unverändert. In einem Markt mit freien Geboten und *pay-as-bid* würden Akteure versuchen, ihr Gebot möglichst nah an den Preis des letzten noch angenommenen Gebots heranzusetzen – die Preise konvergieren also auch bei *pay-as-bid* zum einheitlichen Clearing-Preis. Pay-as-bid-Gebote spiegeln somit nicht die Kosten wider.

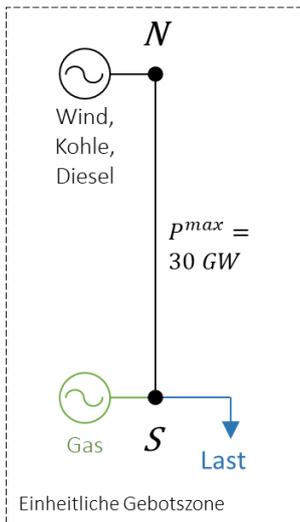


Abbildung 3: Netzstruktur

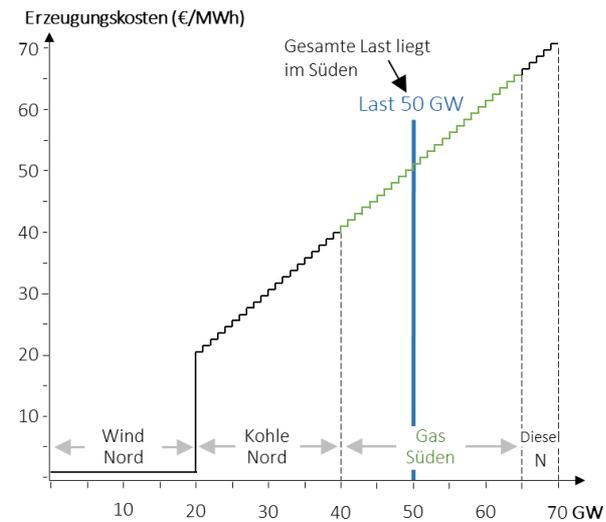


Abbildung 4: Angebot und Nachfrage

Kostenbasierter Redispatch. Auf dem Strommarkt bieten alle Erzeuger ihre Grenzkosten, die in diesem Fall den Erzeugungskosten entsprechen. Es gibt keine Opportunitäten aus dem Redispatch, da der kostenbasierte Redispatch darauf ausgelegt ist, Akteure finanziell unbeeinflusst zu lassen. Es stellt sich ein Gleichgewichtspreis von 50 EUR pro MWh ein. Dies impliziert einen Stromfluss von 40 GW und übersteigt damit die Leitungskapazität von 30 GW – Redispatch ist notwendig. Der Netzbetreiber wählt die 10 GW Kohlekraftwerke mit den höchsten Erzeugungskosten aus und weist das Herunterregeln an. Im Süden werden im Gegenzug die 10 GW günstigsten noch nicht in Betrieb befindlichen Gaskraftwerke hochgefahren (Abbildung 5).

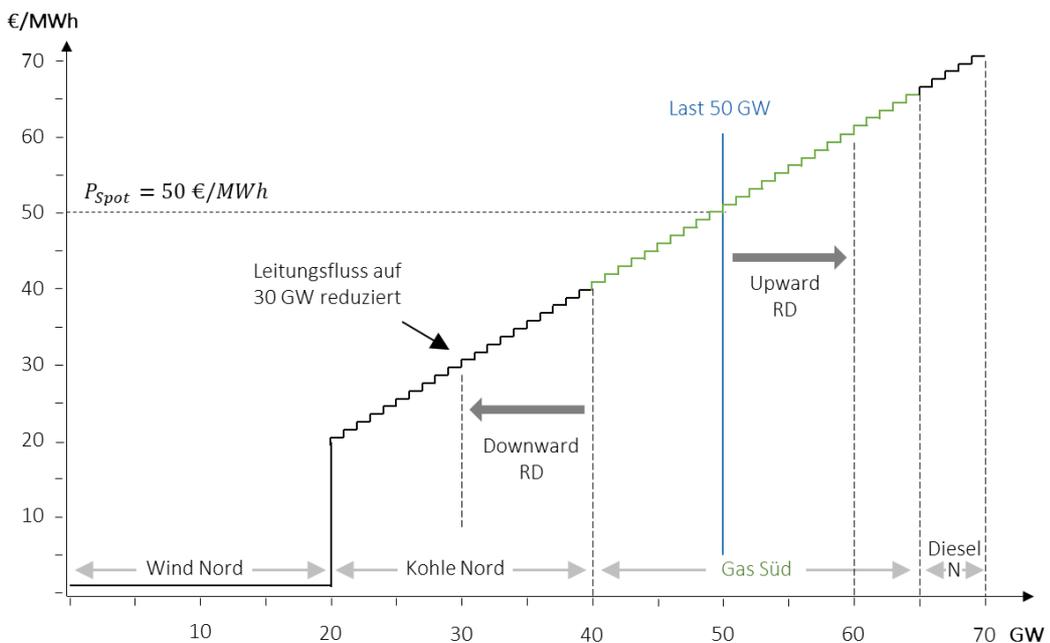


Abbildung 5: Kostenbasierter Redispatch

RDM ohne Antizipation. Nun wird der administrative, kostenbasierte Redispatch durch einen freiwilligen Redispatch-Markt ersetzt. Wir gehen hierbei für den Moment davon aus, dass der RDM nicht antizipiert wird, die Gebote auf dem Strommarkt also unverändert den Erzeugungskosten entsprechen. Nach Gate Closure auf dem zonalen Strommarkt eröffnet der Netzbetreiber zwei Beschaffungsauktionen: 10 GW zusätzliche Erzeugung im Süden und 10 GW Herunterregeln im Norden. Gewissermaßen kauft der Netzbetreiber 10 GW im Süden und verkauft die gleiche Menge im Norden. Im Süden stellt sich auf dem RDM ein Gleichgewichtspreis von 60 EUR pro MWh ein, im Norden 30 EUR pro MWh (Abbildung 6). Es werden zwar die gleichen Einheiten wie beim kostenbasierten Redispatch eingesetzt, die Redispatch-Kosten steigen aber, weil alle Anbieter im Redispatch nun den einheitlichen Grenzpreis anstatt einer reinen Kostenerstattung erhalten. Es entstehen lokale Renten sowohl im Norden als auch im Süden (die langfristig an beiden Orten, also in der Überschuss- und Knappheitsregion, den Bau neuer Erzeugungsanlagen anreizen könnten). Ein Problem dieser Lösung ist, dass sie kein Nash-Gleichgewicht darstellt, da die Gebotsstrategien einiger Kraftwerke nicht optimal sind. Sie berücksichtigen die Opportunitäten des Redispatch-Markts in ihren Geboten nicht. Zu sehen ist dies am deutlichsten anhand der Gaskraftwerke im Süden. Einige Kraftwerke haben Strom zu 50 EUR pro MWh verkauft (am Strommarkt), andere zu 60 EUR (am Redispatch-Markt). Für die Erstgenannten ist die gezeigte Strategie nicht rational. Vielmehr würden sie es vorziehen, ihre Erzeugung auf dem Redispatch-Markt zu einem höheren Preis zu verkaufen. Dies können sie, indem sie die Opportunität des Redispatch-Markts in ihrem Gebot berücksichtigen.

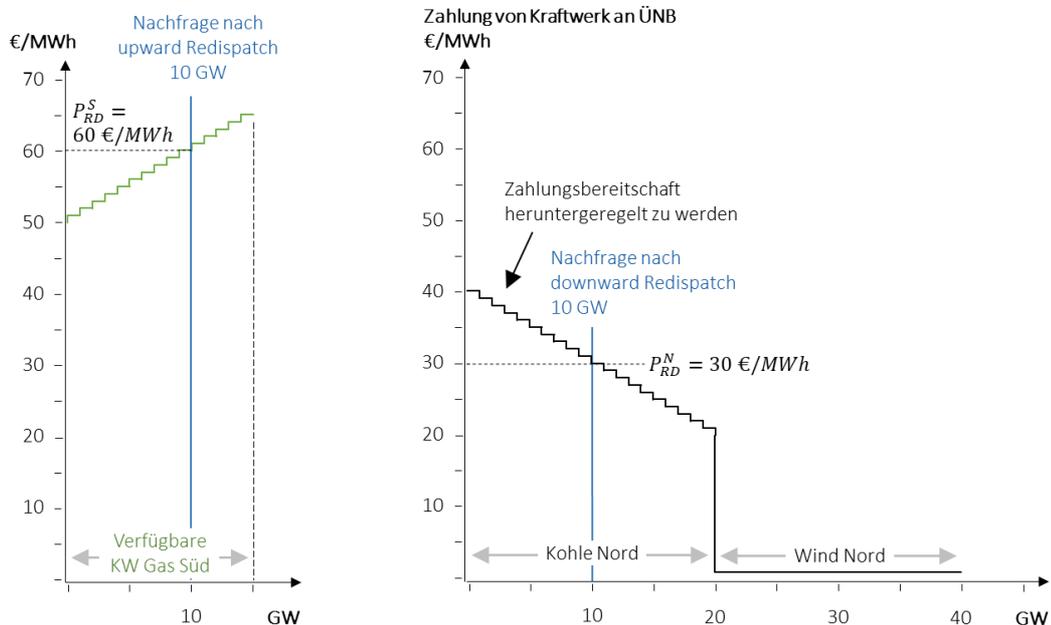


Abbildung 6: Redispatch-Markt ohne Antizipation

RDM mit Antizipation. Rationale Marktakteure antizipieren den Redispatch-Markt und passen ihre Gebotsstrategie auf dem Strommarkt an, indem sie die neue Opportunität berücksichtigen (Abbildung 7). Die Gebote sind insofern strategisch, als sie die Opportunitäten aus der

2.3 KONSEQUENZEN DES INKONSISTENTEN ANREIZSYSTEMS

Vier Probleme. Der finale, physikalische Dispatch bei kostenbasiertem und marktbasierem Redispatch ist trotz Inc-Dec identisch.⁶ Jedoch hat das strategische Gebotsverhalten vier relevante problematische Konsequenzen: eine Verstärkung von Engpässen, Windfall-Profits, Auswirkungen auf finanzielle Märkte sowie falsche Investmentanreize.

Engpassverstärkendes Verhalten. Durch die Antizipation des Redispatch-Markts (Berücksichtigung der Opportunität in den gebotenen Grenzkosten) ändern sich die optimalen Spot-Gebote von Marktakteuren derart, dass Engpässe systematisch verstärkt werden. Hier im Beispiel steigt das Redispatch-Volumen von 10 GW auf 15 GW.

Windfall-Profits. Des Weiteren verdienen Marktakteure zusätzliche Renten („Windfall-Profits“). Hier im Modell steigen die Redispatch-Kosten im Vergleich zum kostenbasierten Redispatch von 200.000 EUR auf 450.000 EUR; Kosten, die heute über die Netzentgelte auf Verbraucher umgelegt werden und deren Anstieg somit vor allem zulasten der Verbraucher gehen würde. Darüber hinaus steigt der Spotpreis von 50 auf 60 EUR. Stromverbraucher zahlen in Summe fast 30 % mehr, die Erlöse von Erzeugern steigen um 50 %.

Finanzielle Märkte. Märkte für Futures und Forwards sind elementar für die Risikoabsicherung von Stromerzeugern, Vertrieben und Verbrauchern. Die dort gehandelten finanziellen Produkte basieren auf dem Spot-Strompreis. Der Spot-Preis ist bei fast allen Produkten das sogenannte Underlying. Bei der Einführung eines Redispatch-Markts ersetzt dieser nun den zonalen Strommarkt als relevanteste Erlös- und Kostenquelle für viele Erzeuger und Verbraucher. Hedging auf Basis des zonalen Strommarkts ist dadurch nicht mehr sinnvoll möglich. Es müssten Produkte wie *Financial Transmission Rights* eingeführt werden, die aus Nodal-Pricing-Systemen bekannt sind, um das Basisrisiko abzudecken. Dass sich ein liquider Handel von finanziellen Produkten mit den nodalen Preisen des RDM als Underlying entwickeln kann, ist nicht zu erwarten, denn dafür gibt es an jedem einzelnen Knoten zu wenig Akteure, die für die notwendige Liquidität sorgen könnten.

Falsche Investitionsanreize. Die Erhöhung der Renten der Erzeugungsanlagen im Süden setzt gewünschte Investitionsanreize. Der Redispatch-Markt schafft aber gleichzeitig auch falsche

⁶ Auch wenn im stilisierten Modell in allen betrachteten Varianten (kostenbasierter Redispatch sowie marktlicher Redispatch mit und ohne Antizipation) der gleiche finale Kraftwerkseinsatz (nach Redispatch) resultiert, wäre in der Realität aus verschiedenen Gründen ein veränderter Kraftwerkseinsatz zu erwarten. Veränderungen ergeben sich zum einen aus Timing-Problemen. Wenn der Redispatch-Markt bereits zu einem frühen Zeitpunkt durchgeführt wird, wird schon zu einem frühen Zeitpunkt der Kraftwerkseinsatz eingefroren und kann dann nicht mehr am Intraday-Markt nachoptimiert werden. Wenn der Redispatch-Markt erst zu einem späten Zeitpunkt durchgeführt wird, stehen dagegen aus technischen Gründen nicht mehr alle Kraftwerke dafür zur Verfügung – der finale Kraftwerkseinsatz würde sich also ändern. Andere mögliche Änderungen ergeben sich durch potenziell vorhandene lokale Marktmacht sowie Unterschiede in der Teilnehmergruppe (z. B. in Bezug auf Kraftwerke in Nachbarländern) im Spot- und Redispatch-Markt sowie durch die vom marktbasieren Redispatch ausgelösten zum Teil kontra-intuitiven Teilnahme- und Investitionsanreize.

Anreize für Investitionen in Erzeugungsanlagen im Norden. Auch im Norden steigen systematisch die Renten der heruntergeregelten Anlagen und werden durch die Arbitragemöglichkeiten noch einmal erhöht. Um sich am Redispatch im Norden beteiligen zu können, kann es sinnvoll sein, zusätzliche Anlagen im Norden zu möglichst niedrigen Investitionskosten (und voraussichtlich hohen Erzeugungskosten) zu bauen oder bestehende, volkswirtschaftlich nicht mehr rentable Anlagen in Betrieb zu halten. Diese werden eventuell niemals selbst Strom erzeugen, sondern verdienen im Rahmen des Redispatch Renten für das Nichtstun. Im Rahmen des Arbitragehandels zwischen den zwei Marktstufen sind die eigenen Erzeugungskosten der Anlagen dafür sogar irrelevant.

Inkonsistentes Marktdesign. In diesen vier Problemen zeigt sich die systematische Inkonsistenz von zwei Marktstufen mit unterschiedlicher räumlicher Auflösung. Jede Analyse von Redispatch-Märkten muss Rückkopplungen berücksichtigen. Der zonale Strommarkt ist *nicht* unabhängig vom nachgelagerten Redispatch-Markt.

2.4 VORAUSSETZUNGEN FÜR INC-DEC-ANREIZE

Dieser Abschnitt diskutiert die Voraussetzungen, die gegeben sein müssen, damit Inc-Dec-Anreize auftreten. Ebenso dient er der Klarstellung, dass Marktmacht keine Voraussetzung für das Einpreisen von Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt ist.

Vorhersehbarkeit erforderlich. Für Marktakteure sind Inc-Dec-Gebote nicht risikofrei. Als Beispiel hierfür können in unserem Modell die Dieselmotoren dienen: Wäre das Netz wider Erwarten doch engpassfrei, müssten diese Kraftwerke negative Deckungsbeiträge hinnehmen. Marktakteure müssen also lokale Preise auf dem Redispatch-Markt mit einem Mindestmaß an Gewissheit prognostizieren können. Hierbei reicht es richtig zu antizipieren, ob der Preis auf dem Redispatch-Markt unter- oder oberhalb des zonalen Preises liegt. Dies dürfte beispielsweise nicht gegeben sein, wenn nur sporadisch Engpässe auftreten. Wir sind jedoch der Meinung, dass in einem mit strukturellen Engpässen behafteten Netz wie dem deutschen Übertragungsnetz eine Prognose mit hinreichender Genauigkeit möglich wäre. Die Datenverfügbarkeit ist – auch dank EU-Transparenzverordnung – hoch und die analytischen Fähigkeiten von Handelsabteilungen und Beratungsfirmen signifikant. Selbst wenn Netz- und Redispatchdaten nicht veröffentlicht würden, bietet jeder Abruf für den jeweiligen Marktakteur eine Gelegenheit des Lernens.

Vorhersehbarkeit bei strukturellen Engpässen gegeben. Angesichts der strukturellen Engpässe im deutschen Netz ist – gerade bei engpassverstärkendem Verhalten der Akteure mit Inc-Dec-Strategien – eine Situation mit nur sporadisch stattfindendem Redispatch-Markt eher unwahrscheinlich. In 2018 fanden Redispatch-Einsätze in über 6.500 Stunden (75 %) des Jahres statt⁷, was näherungsweise der Zeitraum gewesen wäre, in dem auch ein Redispatch-

⁷ Eigene Auswertungen basierend auf Daten von www.netztransparenz.de (Daten abgerufen am 5.7.2019).

Markt stattgefunden hätte. Gleichzeitig sind hohe Renten am Redispatch-Markt gerade in den Situationen zu heben, in denen der Redispatch-Bedarf besonders hoch ist. Insbesondere diese Situationen dürften besonders gut zu antizipieren sein.

Risiko bei falscher Vorhersage: Norden. Findet ein Redispatch-Markt statt, besteht das Risiko für Flexibilitätsanbieter mit Inc-Dec-Strategie vor allem in einer falschen Einschätzung der Richtung der Preisdifferenz zwischen zonalem und lokalem Markt. Liegt z. B. der tatsächliche lokale Preis für Kraftwerke im Norden wie bei den oben genannten Dieselmotoren höher als der zonale Marktpreis, der sich unter anderem aus dem (dann zu niedrig angesetzten) Inc-Dec-Gebot ergibt, könnte der Akteur aus der Differenz zwischen lokalem Preis und zonalem Preis keinen Gewinn erzielen, sondern müsste die zum zonalen Preis verkaufte Energie zum wider Erwarten höheren lokalen Preis zurückkaufen. Das Risiko ist aber auf die Differenz zwischen lokalem und zonalem Preis begrenzt und besteht nicht etwa darin, dass der Akteur notwendigerweise zu seinen gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Zusatzkosten wie Anfahrtskosten, etc. sehr hohen eigenen Erzeugungsgrenzkosten produzieren müsste. Hat der Bieter nur das Ausmaß der Preisdifferenz, nicht aber deren Richtung falsch eingeschätzt, bleibt die Inc-Dec-Strategie vorteilhaft, wenn auch nicht im erhofften Ausmaß.

Risiko bei falscher Vorhersage: Süden. Ähnliches gilt für Kraftwerke im Süden, die auch das Risiko eingehen, dass sie das „Größer-kleiner-Verhältnis“ von lokalem und zonalem Preis falsch einschätzen. Sie könnten sich theoretisch in Erwartung eines hohen lokalen Preises „aus dem zonalen Markt preisen“ und müssen dann gegebenenfalls später feststellen, dass der tatsächliche lokale Preis unter dem zonalen Preis liegt. Ihr Risiko ist aber auch dann auf die Differenz zwischen lokalem und zonalem Preis begrenzt und besteht nicht etwa darin, dass sie ihre Erzeugung gar nicht vermarkten könnten. Liegt der lokale Preis niedriger als erwartet, aber immer noch über dem zonalen Preis, bleibt auch hier die Inc-Dec-Strategie vorteilhaft. Als klar risikobegrenzend erweist sich, dass die rationale Strategie am Redispatch-Markt darin besteht, zu Erzeugungsgrenzkosten zu bieten. Solange diese unter dem lokalen Preis liegen, würden die Akteure am Redispatch-Markt zum Zuge kommen.

Keine Marktmacht oder Absprachen notwendig. Wie unser Modell zeigt, erfordert das Einpreisen von Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt (Inc-Dec) keine marktbeherrschende Stellung. Es ist eine Strategie, die für atomistische Akteure durchführbar ist. Zwar weichen Marktakteure mit ihren Geboten zwischenzeitlich von den reinen Erzeugungsgrenzkosten ab, da sie auch Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt einpreisen, am Redispatch-Markt selbst bieten aber alle ihre Erzeugungsgrenzkosten (da dort keine Opportunitäten aus nachgelagerten Märkten mehr bestehen). Marktmacht ist also nicht notwendig für Inc-Dec-Strategien. Im Umkehrschluss heißt dies natürlich, dass auch zusätzliche Redispatch-Anbieter Inc-Dec nicht verhindern, wie wir im folgenden Abschnitt 2.5 näher darlegen. Liegt außerdem doch (lokale) Marktmacht vor, was durchaus der Regelfall sein dürfte, verschärfen sich einige Probleme (mehr dazu in Kapitel 3). Ebenso wenig wie eine marktbeherrschende Stellung erfordert Inc-Dec auch keine Absprache zwischen Akteuren oder anderes kollusives Verhalten.

2.5 ZUSÄTZLICHES REDISPATCH-ANGEBOT VERHINDERT INC-DEC NICHT

Zusätzliche Redispatch-Ressourcen verhindern Inc-Dec nicht. Da sich die Inc-Dec-Strategie als Arbitragegeschäft verstehen lässt, liegt die Vermutung nahe, dass durch die Integration von zusätzlichen Redispatch-Potenzialen der Preisunterschied zwischen Redispatch-Markt und Strommarkt verschwände. Zusätzliche Anbieter würden den Preis drücken und dafür sorgen, dass langfristig der Redispatch-Preis zum zonalen Spotmarkt konvergiert. Diese Überlegung ist allerdings falsch, wie wir im Folgenden zeigen. Es ist dabei hilfreich zu unterscheiden, was genau mit „zusätzlichen Anbietern“ auf dem Redispatch-Markt gemeint ist. Wir differenzieren drei Fälle.

Zusätzliche Inc-Dec-Anbieter. Die engste (und „statische“) Definition an zusätzlichem Angebot ist das durch die Inc-Dec-Anreize selbst verursachte Zusatzangebot auf dem Redispatch-Markt. Es handelt sich um existierende Erzeugungsanlagen oder Lasten, die ihr zonales Gebot aufgrund der Opportunitätskosten aus dem Redispatch so anpassen, dass sie nun als „zusätzliches Angebot“ auf dem Redispatch-Markt bereitstehen. Scheinbar hat zwar das Angebot an Redispatch-Leistung insofern zugenommen, als ohne ihr strategisches Gebotsverhalten das Redispatch-Angebot kleiner gewesen wäre. Allerdings verschärfen die zusätzlichen Anbieter auch den Netzengpass – und zwar in *genau dem gleichen Maße*, wie sie auch das Angebot erhöhen. Das zusätzliche Angebot schafft sich also seine zusätzliche Nachfrage selbst. Die marginale Redispatch-Erzeugungsanlage bleibt unverändert und damit auch der Preis auf dem Redispatch-Markt. Die Inc-Dec-Strategie ist also ein Arbitragehandel ohne Preiskonvergenz. Im Beispiel aus Abschnitt 2.2 wird dies deutlich: Durch Inc-Dec-Gebote erhöht sich der Transportbedarf; Redispatch-Angebot und -Nachfrage steigen jeweils um exakt 5 GW. Die zusätzlichen Anbieter auf dem Redispatch-Markt haben im gleichen Umfang ihres neuen Redispatch-Angebots den Redispatch-Bedarf auf dem zonalen Strommarkt verschärft. Durch den Gleichlauf von Angebot und Nachfrage bleiben die Preise auf beiden Redispatch-Märkten (Nord und Süd) unverändert bei 60 EUR pro MWh bzw. 30 EUR pro MWh.

Integration existierender Ressourcen in den Redispatch. Eine etwas weitere (aber immer noch „statische“) Definition von zusätzlichem Angebot im Redispatch umfasst auch solche Ressourcen, die zwar bereits existieren, aber bislang nicht für den Redispatch verwendet wurden. Dazu könnten etwa Lasten oder Speicher gehören, die heute im regulatorischen Redispatch nicht integriert sind. Im zonalen Strommarkt sind solche Ressourcen aber auch jetzt schon aktive Teilnehmer. Diese zusätzlichen Potenziale ändern daher nichts an der Existenz von Engpässen. Engpässe entstehen durch den geplanten Dispatch auf Basis des Handelsergebnisses am zonalen Markt. Das Handelsergebnis auf dem zonalen Markt verändert sich aber nicht, nur weil zusätzliche Redispatch-Potenziale erschlossen werden. Die Engpässe bleiben folglich bestehen und sind weiterhin durch Redispatch zu beheben. Dadurch bleiben auch Inc-Dec-Anreize bestehen. Es ist allerdings richtig, dass solche zusätzlichen Ressourcen den Preis am Redispatch-Markt in Richtung des zonalen Strompreises verschieben. Wenn beispielsweise neu in den Redispatch integrierte Anbieter im Süden Erzeugungskosten oberhalb des zonalen Preises, aber unterhalb des ursprünglichen Redispatch-Preises aufweisen, könnte ihr zusätzliches Redispatch-Angebot den Preis auf dem Redispatch-Markt senken und somit

näher an den zonalen Preis führen. Gleiches gilt für Lasten, deren Zahlungsbereitschaft oberhalb des zonalen Preises, aber unterhalb des Redispatch-Preises liegt. Die Preissenkung auf dem Redispatch-Markt geschieht jedoch nur so weit, wie es die zugrundeliegenden Kostenstrukturen und die Anzahl der Anbieter erlauben, und führt nie zu einem Angleichen der Redispatch-Preise an den zonalen Markt. Denn wenn die neu in den Redispatch integrierten Ressourcen bereits zum zonalen Preis rentabel wären, gäbe es bereits zu Anfang keinen Engpass.

Neuinvestitionen in der Knappheitsregion. Die weiteste (und „dynamische“) Definition von zusätzlichem Angebot im Redispatch umfasst auch solche Ressourcen, in die erst aufgrund der Anreize aus dem Redispatch-Markt investiert wurde. Dies sind Anlagen, die erst durch die zusätzlichen Deckungsbeiträge aus dem Redispatch-Markt rentabel werden, sich also allein mit den zonalen Einnahmen nicht rentiert hätten. Ohne Redispatch-Markt würde es sie nicht geben. Wenn sich durch solche Investitionen die Preise auf den lokalen Redispatch-Märkten dem zonalen Preis angleichen und Engpässe verschwinden würden, hätten Investoren einen Fehler gemacht. Denn die erhofften zusätzlichen Renten aus dem Redispatch-Markt würden sich dann nicht einstellen, das Investment wäre somit defizitär; dies ist also kein langfristiges ökonomisches Gleichgewicht. Ein partielles Angleichen ist denkbar, bei dem die Engpässe auf dem zonalen Markt bestehen bleiben, der Redispatch-Preis sich dem zonalen Preis annähert, sich diesem aber nicht angleicht. Ein vollständiges Angleichen wäre auch vor dem Hintergrund unterschiedlicher Ressourcenverfügbarkeiten (Windstärke, Sonneneinstrahlung, Landpreise) an unterschiedlichen Standorten unmöglich, die bereits im Ausgangszustand die Ursache dafür sind, dass Angebot und Erzeugungskosten ortsabhängig divergieren.

Neuinvestitionen in der Überschussregion. Noch problematischer ist allerdings, dass die Investitionsanreize eines Redispatch-Markts zum Teil selbst engpassverschärfend wirken. Wie in Abschnitt 2.3 dargelegt, steigen durch die Einführung des Redispatch-Markts systematisch auch die Profite von Erzeugungsanlagen in der Überschussregion („Norden“). Solche neuen Investitionsanreize in engpassverschärfende Anlagen in Überschussregionen könnten auch dazu führen, dass bislang kaum rentable engpassverschärfende Kraftwerke mit einem Redispatch-Markt länger am Netz gehalten würden, da sie durch die Einführung eines Redispatch-Markts profitabler würden. Diese zusätzlichen Renten stellen einen Investitionsanreiz in Regionen dar, die ohnehin schon durch zu hohes lokales Stromangebot Engpässe auf dem zonalen Markt verursachen. Dies führt also nicht zu einer Verringerung, sondern zu einer Erhöhung der Engpässe.

Redispatch-Märkte lassen Engpässe nicht verschwinden. Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass keine Form von „zusätzlichem Angebot“ zu einem Verschwinden der Inc-Dec-Anreize führt, da die Engpässe im zonalen Markt erhalten bleiben. Allenfalls können Preise und somit die Profitabilität von Inc-Dec gesenkt, Letztere aber nicht eliminiert werden. Gegebenenfalls verstärken sich Engpässe und Inc-Dec-Anreize sogar durch die kontraproduktiven Investitionsanreize von Redispatch-Märkten in Überschussregionen.

2.6 QUANTIFIZIERUNG IM NETZMODELL

Ziel der Quantifizierung. Die Erkenntnisse aus den konzeptionellen Überlegungen zur Auswirkung von Inc-Dec sind eindeutig. Inc-Dec-Gebotsstrategien, die aus einem inkonsistenten Anreizsystem durch das Nebeneinander von zonalem Strommarkt und lokalem Redispatch-Markt resultieren, haben problematische Konsequenzen: Engpässe werden verschärft, Redispatch-Kosten und -Volumen steigen in der Folge an, es entstehen Rentenverschiebungen zwischen Akteuren und Windfall-Profits sowie falsche Investmentanreize. Auch die Ergebnisse des (zonalen) Strommarkts, dessen Preise eigentlich leitend für einen effizienten Einsatz von und effiziente Investitionen in Erzeugungsanlagen und andere Flexibilitätsoptionen sowie Auslöser für Innovationen sein sollen, werden verzerrt. An einem stilisierten Zwei-Knoten-Beispiel wurden die grundsätzlichen Wirkungszusammenhänge anschaulich herausgearbeitet. Nicht beantwortet ist damit aber die Frage, in welcher Größenordnung die Auswirkungen auf Strommarkt und Redispatch-Volumen wie auch -kosten liegen würden, wenn Inc-Dec-Strategien infolge eines Redispatch-Markts im deutschen Übertragungsnetz angewendet würden. Hierzu wurden in diesem Vorhaben umfangreiche Simulationsrechnungen auf Basis eines europäischen Strommarktmodells und eines detaillierten, leitungsscharfen europäischen Übertragungsnetzmodells in Verbindung mit Verfahren zur Lastfluss- und Redispatch-Simulation durchgeführt.

Methodisches Vorgehen. Die für die quantitativen Analysen gewählte Verfahrensweise geht von der Tatsache aus, dass es sich bei Inc-Dec um eine ökonomisch rationale Gebotsstrategie der Akteure handelt, die zudem – wie oben bereits erläutert – zu einem Nash-Gleichgewicht führt. Dies gilt zumindest dann, wenn man von der Ausübung von Marktmacht absieht, was wir für diesen Teil der Analysen auch getan haben (zu Implikationen aus gegebenenfalls vorhandenen Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht vgl. Kapitel 3).

Zusammengefasst besteht die Inc-Dec-Strategie am zonalen Strommarkt darin, dass ein Akteur – gleich ob Erzeuger oder Verbraucher und ob „vor“ oder „hinter“ dem Engpass – seine Gebotsstrategie am vorgelagerten zonalen Markt an dem erwarteten lokalen Marktpreis ausrichtet, der sich am späteren Redispatch-Markt am Netzknoten des jeweiligen Akteurs einstellt.⁸ Unter der hier geltenden Prämisse der Abwesenheit von Marktmachtausübung ist die rationale Strategie am nachgelagerten Redispatch-Markt dann für alle Akteure, ihre jeweiligen Erzeugungsgrenzkosten (bei Verbrauchern: ihren Reservationspreis, d. h. ihre Zahlungsbereitschaft für die physische Lieferung von Strom für den jeweiligen Zeitpunkt) zu bieten.⁹

⁸ Für eine große Zahl an Akteuren besteht die rationale Strategie somit darin, exakt den lokalen Marktpreis zu bieten. Für manche Akteure mit besonders hohen bzw. niedrigen Erzeugungsgrenzkosten, die auch nicht erwarten können, von einer Inc-Dec-Strategie zu profitieren, ist die rationale Strategie hingegen weiterhin ihre Erzeugungsgrenzkosten zu bieten. Dies ist in unseren Modellrechnungen auch so abgebildet.

⁹ Dies gilt unter der Annahme, dass am Redispatch-Markt eine *Uniform-Pricing-/Pay-as-cleared*-Regel gilt (vgl. die Annahmen zum stilisierten Beispiel in Abschnitt 2.2).

Um die Auswirkungen von Inc-Dec-Strategien zu analysieren, simulieren wir zunächst das Geschehen am europäischen, zonal organisierten Strommarkt. Dabei setzen wir ein von Consentec entwickeltes, dem aktuellen Stand der Wissenschaft entsprechendes Strommarktmodell (Gleichgewichtsmodell) ein. Diese Simulation wird in zwei Varianten durchgeführt (vgl. Abbildung 8). Die eine Variante ist der bei Strommarktsimulationen für die meisten Anwendungsfälle übliche Ansatz: Lasten und Kraftwerke „bieten“ mit ihren jeweiligen Reservationspreisen bzw. Erzeugungsgrenzkosten. Diese Variante bildet den zonalen Markt ohne Inc-Dec-Strategie ab (Basisszenario). In einer zweiten Variante bieten flexible Lasten und Kraftwerke stattdessen mit dem standortspezifisch erwarteten lokalen Preis (Vergleichsszenario). Die lokalen Preise für das Vergleichsszenario werden in einem vorgelagerten Schritt mit einem Nodalpreiscalgorithmus auf Basis von Erzeugungsgrenzkosten und einem knotenscharfen Netzmodell ermittelt.

Den beiden Varianten der Simulation des Strommarkts schließt sich jeweils eine Redispatch-Simulation an. In beiden Redispatch-Simulationen wird diejenige Anpassung des Einsatzes von Kraftwerken, flexiblen Verbrauchern und aktiven Netzelementen ermittelt, die eine Entlastung aller Engpässe im deutschen Übertragungsnetz einschließlich Kuppelleitungen zu minimalen Kosten erlaubt. Der Unterschied zwischen kostenbasiertem, reguliertem Redispatch und einem Redispatch-Markt besteht in dieser Modellierungsstufe nicht in der Art und Weise der Redispatch-Simulation selbst (in beiden Fällen erzeugungskostenbasierte Gebote), sondern lediglich bei der Ergebnisauswertung im Hinblick auf Redispatch-Kosten und Akteursrenten¹⁰: Im Falle des kostenbasierten Redispatch werden Anpassungen am Anlageneinsatz rein kostenbasiert „abgerechnet“, also auf Basis der der Redispatch-Simulation als Eingangsdaten zugrundeliegenden Erzeugungsgrenzkosten und Reservationspreise. Renten bei den Akteuren entstehen nicht. Bei der Simulation des Redispatch-Markts erfolgt die Abrechnung jeweils zum lokalen Marktpreis (Knotenpreis). Die Redispatch-Kosten fallen ceteris paribus höher aus, denn im Redispatch hochgefahrte Kraftwerke werden z. B. regelmäßig zu einem lokalen Marktpreis abgerechnet, der über ihren Erzeugungsgrenzkosten liegt, die im kostenbasierten Redispatch gezahlt würden. Im Gegenzug entstehen Renten bei den Flexibilitätsanbietern am Redispatch-Markt.

¹⁰ Da die Auswirkungen der Inc-Dec-Gebotsstrategie im Fokus der hier dargestellten Analysen stehen, wird in beiden berechneten Varianten jeweils von grundsätzlich gleichem Redispatch-Potenzial ausgegangen. Wir haben z. B. für beide Varianten angenommen, dass flexible Lasten für den Redispatch, d. h. auch den kostenbasierten, zur Verfügung stehen. Als ein Nachteil eines kostenbasierten Redispatch wird aber gerade diskutiert, dass solche „neuen“ Redispatch-Potenziale nur schwer durch kostenbasierten Redispatch erschließbar sein dürften. Neben dem Anreiz zu Inc-Dec-Strategien wäre die Verfügbarkeit dieses Potenzials daher ein weiterer Unterschied zwischen markt- und kostenbasiertem Redispatch. Um Effekte möglichst klar herausarbeiten zu können, wird dieser Aspekt quantitativ in einer separaten Rechnung untersucht. Im Bericht zu Arbeitspaket 6 dieses Vorhabens (Abschnitt 3.4) gehen wir ausführlich auf die entsprechenden Untersuchungen ein.

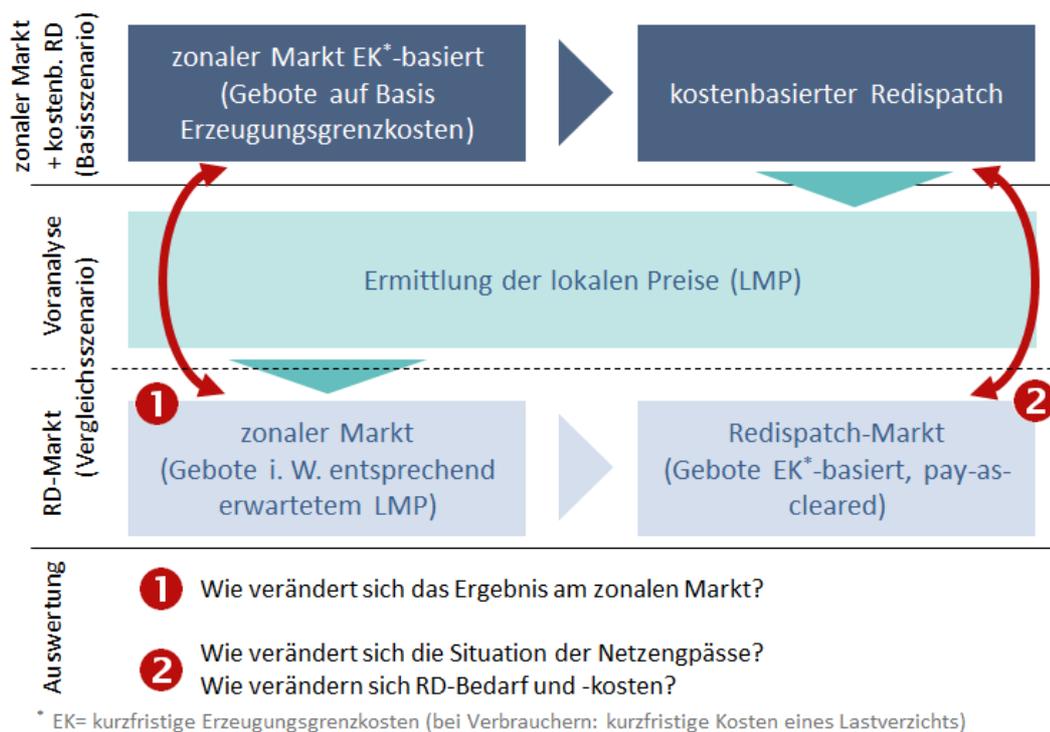


Abbildung 8: Methodisches Vorgehen zur Bewertung der Auswirkungen von Inc-Dec-Strategien bei Einführung eines marktbasierten Redispatch für Engpässe im deutschen Übertragungsnetz

Durch Vergleich der Ergebnisse der beiden Durchläufe der Sequenz bestehend aus Strommarkt- und Redispatch-Simulation lassen sich die wesentlichen Fragen im Hinblick auf Inc-Dec-Strategien beantworten: Wie verändert sich das Ergebnis am zonalen Markt, wenn Akteuren Anreize zur Anwendung von Inc-Dec-Strategien gesetzt werden? Wie verändert dies die Situation der Netzengpässe und wie verändern sich Redispatch-Bedarf und -Kosten?

Energiewirtschaftliches Szenario. Die quantitativen Analysen führen wir für ein Szenario durch, das eine mögliche Situation im Jahr 2030 abbildet. Die wichtigsten energiewirtschaftlichen Rahmenparameter, die in Form von Annahmen den verschiedenen Modellen vorgegeben werden müssen, haben wir möglichst der aktuellen politischen Beschluss- und Diskussionslage angepasst: So haben wir für Deutschland einen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angenommen, der das Ziel einer EE-Quote von 65 % im Jahr 2030 erfüllt. Bezüglich der konventionellen Kraftwerkskapazitäten haben wir ein Szenario zugrunde gelegt, das grundsätzlich passfähig zu einem Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung bis zum Jahr 2038 ist. Die Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland folgt dem Netzentwicklungsplan 2019. Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise basieren auf dem World Energy Outlook, Kraftwerkskapazitäten im Ausland sind an Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber angelehnt. Der Netzausbauzustand in Deutschland bildet die gesetzlichen Vorgaben nach Bundesbedarfsplangesetz (Stand: Juli 2018) ab. Für die Allokation von Handelskapazitäten in der Strommarktmodellierung haben wir die Vorgaben entsprechend Clean Energy Package umgesetzt, insbesondere die Anwendung eines Flow-based-Kapazitätsmodells in der sogenannten

CORE-Kapazitätsberechnungsregion, der auch Deutschland angehört. Die Vorgabe, dass mindestens 70 % der physischen Leitungskapazitäten für den Stromhandel zur Verfügung gestellt werden müssen, ist in den Modellen abgebildet.

Weitere Annahme für die Modellierung: Inc-Dec nur mit „echten“ Flexibilitäten, Leerverkäufe werden effektiv unterbunden. Für das Verständnis der folgenden Ergebnisse ist noch ein Detail der Annahmen für die Modellierung wichtig: Wir haben angenommen, dass die Anwendung von Inc-Dec-Strategien nur in dem Maße möglich ist, wie die Gebote am zonalen Markt tatsächlich physisch gedeckt sind. Am Fall der Dieselekraftwerke im Norden aus dem obigen stilisierten Beispiel lässt sich dies anschaulich erklären: Diese bieten im Beispiel im Inc-Dec-Fall am zonalen Markt zum lokalen Preis und mit einer Menge, die ihrer physisch maximal verfügbaren Erzeugungskapazität entspricht (hier: 5 GW). Dadurch nutzen sie die Arbitragemöglichkeit – Energie zum höheren zonalen Preis verkaufen und diese Lieferverpflichtung später durch Rückkauf der Energie zu einem niedrigen lokalen Preis bedienen – so weit aus, wie es ihre physischen Erzeugungsmöglichkeiten zulassen. Da sie aber gar nicht beabsichtigen die am zonalen Markt verkaufte Energie mit ihrer Erzeugungsanlage zu produzieren, wäre grundsätzlich auch denkbar, dass sie mehr als ihre physische Erzeugungskapazität am zonalen Markt vermarkten und die entsprechend höhere Menge ebenfalls am lokalen Markt zurückkaufen. Dies ist möglich, da sie sich durch die Inc-Dec-Strategie die Nachfrage nach engpassentlastendem Rückkauf von vermarkteter Erzeugung am lokalen Markt selbst schaffen. Daher ist diese Art von „Leerverkauf“ letztlich im Umfang auch nicht beschränkt. Wir gehen aber davon aus, dass – anders als ein physisch gedecktes Inc-Dec-Geschäft (vgl. Abschnitt 2.7) – solche Leerverkäufe beispielsweise bei konsequenter Auslegung von Bilanzkreisverträgen zumindest sanktionierbar wäre. Schließlich würden durch ein solches Verhalten am zonalen Markt Lieferverpflichtungen eingegangen, die physisch nicht gedeckt werden könnten. Insofern begrenzen wir in unserer Modellierung den Umfang von Inc-Dec-Geboten auf die physisch vorhandenen Kapazitäten des jeweiligen Akteurs. Im Falle von EE-Anlagen und (flexiblen) Lasten begrenzen wir die Inc-Dec-Gebote auf das zeitpunkt-spezifisch variable EE-Dargebot bzw. die Verbrauchslast. Bezüglich dieser Beschränkung bei EE-Anlagen und Lasten dürften in der Realität allerdings durchaus (begrenzte) Umgehungsmöglichkeiten bestehen, beispielsweise indem Akteure durch beschränkt höhere EE- oder Last-Prognosen ihr Potenzial für Inc-Dec-Strategien erhöhen. Der Nachweis eines missbräuchlichen Verhaltens dürfte schwierig sein. Insofern führt diese Annahme unserer Modellierung eher zu einer konservativen Abschätzung des Potenzials für die Anwendung von Inc-Dec-Strategien.

Deutliche Auswirkungen von Inc-Dec auf das Marktergebnis am zonalen Strommarkt. Die Anwendung von Inc-Dec-Strategien durch die Marktakteure verändert die Gebotskurve am zonalen Markt (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 7 für das obige stilisierte Beispiel). Damit verändern sich sowohl die Gebotszuschläge – und damit der Einsatz von Kraftwerken und flexiblen Verbrauchern – am zonalen Markt wie auch die Preise am zonalen Markt. Das Ausmaß der Veränderung hängt stark von der Merit-Order sowie den lokalen Preisen ab und lässt

sich schwer vorhersagen¹¹, auch da es keine systematische „Richtung“ der Veränderung gibt. Die Preise im zonalen Markt liegen aufgrund der Inc-Dec-Strategie weder systematisch höher noch systematisch niedriger.

Als quantitatives Maß für die Auswirkungen von Inc-Dec-Strategien haben wir die Vermarktung von Erzeugungsanlagen und die Beschaffung von Strommengen zur Lastdeckung am zonalen Markt verglichen, wie sie sich als Ergebnis des Basisszenarios und des Vergleichsszenarios ergibt. Ausgewertet wurde die Summe der Absolutbeträge der Veränderung der am zonalen Markt vermarkteten/beschafften Energie je modellierter Anlage und je Stunde. Der Vergleich soll zeigen, welche Rückwirkungen ein Redispatch-Markt durch strategisches Gebotsverhalten auf den zonalen Markt hat. Für das simulierte Jahr 2030 ergibt sich durch die Inc-Dec-Strategie eine Veränderung in den Vermarktungsentscheidungen am zonalen Markt in Höhe von insgesamt 570 TWh über alle Akteure. Davon entfällt der weit überwiegende Teil auf die Vermarktungsentscheidungen bei Erzeugungsanlagen (540 TWh) und betrifft neben deutschen auch ausländische Anlagen, die in den Redispatch-Markt einbezogen werden und für die somit auch Anreize für eine Inc-Dec-Gebotsstrategie bestehen. Die Vermarktung deutscher Erzeugungsanlagen ändert sich um 192 TWh¹². Dabei werden bei Anwendung der Inc-Dec-Strategie 79 TWh von Erzeugungsanlagen zusätzlich vermarktet, die bei erzeugungskostenbasierten Geboten nicht vermarktet würden, und 113 TWh von Erzeugungsanlagen weniger vermarktet, die bei erzeugungskostenbasierten Geboten vermarktet würden.¹³

Diese Zahlen machen deutlich, dass das Einführen eines marktbasierten Redispatch zusätzlich zu einem zonalen Markt zu sehr erheblichen Verwerfungen am zonalen Markt führen würde. Das Ergebnis – die Gebotszuschläge – des zonalen Markts würde sich massiv von dem eigentlich erwünschten Ergebnis unterscheiden, welches sich einstellen würde, wenn alle Bieter am zonalen Markt erzeugungsgrenzkostenbasiert bieten würden.

Drastischer Anstieg von Redispatch-Volumen und -Kosten als Folge von Inc-Dec. Die veränderten Vermarktungsentscheidungen am zonalen Markt ändern auch die Engpasssituation, wie sie sich auf Basis der (vorläufigen) Kraftwerkseinsatzfahrpläne nach dem zonalen Markt ergibt. Die konzeptionellen Überlegungen weiter oben haben gezeigt: Alle Veränderungen im vorläufigen Anlageneinsatz, die aus einem Inc-Dec-bedingt anderen Ergebnis des zonalen Markts folgen, wirken in eine Richtung, nämlich engpassverstärkend. Angesichts der zuvor dargestellten massiven Änderung des Anlageneinsatzes nach zonalem Markt durch die

¹¹ In Abschnitt 2.4 wurde „Vorhersehbarkeit“ als Voraussetzung für Inc-Dec genannt. Dies bezieht sich aber auf Engpässe und lokale Preise (und damit die ideale Gebotsstrategie). Zonale Preise vorhersehen zu können ist keine Voraussetzung für die Anwendung von Inc-Dec-Strategien – ebenso wenig wie dies Voraussetzung für ideale Gebotsstrategien an einem zonalen Markt ohne Inc-Dec-Anreize der Fall wäre.

¹² Zum Vergleich: Der Bruttostromverbrauch in diesem Szenario beträgt für das Jahr 2030 ca. 556 TWh in Deutschland bzw. ca. 3.241 TWh im gesamten Modellierungsraum.

¹³ Die Differenz ist einerseits über eine veränderte Nachfrage (insbesondere verlagern flexible Lasten ihren Strombezug teilweise auf den Redispatch-Markt) und andererseits über ausländische Kraftwerke, die im Saldo aufgrund der Inc-Dec-Strategie mehr vermarkten, zu erklären.

Inc-Dec-Strategien ist ebenfalls zu erwarten, dass sich das Ausmaß der Engpässe und in der Folge Redispatch-Volumen und -Kosten deutlich erhöhen.

Vergleicht man den Umfang der zur Engpassbehebung für einen kostenminimalen Redispatch erforderlichen Redispatch-Maßnahmen, so steigt dieser in den von uns durchgeführten Simulationen infolge der Inc-Dec-Strategie drastisch. Das Redispatch-Volumen zur Behebung von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz erhöht sich von etwa 44 TWh auf 306 TWh (Box). Unter den getroffenen Annahmen würden Redispatch-Märkte den notwendigen Redispatch also um etwa den Faktor 7 erhöhen. Die Kosten der Netzbetreiber für die Umsetzung dieser Maßnahmen würden auf etwa 3,5 Mrd. EUR steigen und lägen damit 2,4 Mrd. EUR über den Kosten, die dem Netzbetreiber bei einem kostenbasierten Redispatch entstehen würden. Die Erhöhung der Redispatch-Kosten liegt also bei einem Faktor von knapp über 3 und fällt damit sehr erheblich aus.

Nachoptimieren auf dem Redispatch-Markt. Das mit 44 TWh berechnete Redispatch-Volumen für den Basisfall eines kostenbasierten Redispatch ist – vielleicht zunächst überraschend – vergleichsweise hoch. Hierbei sind insbesondere zwei Aspekte zu beachten: Zum einen führt eine strikt kostenminimierende Redispatch-Simulation regelmäßig zu einer „Nachoptimierung“ des zonalen Marktergebnisses. Damit ist gemeint, dass in der Redispatch-Optimierung auch Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden, die nicht (ausschließlich) der Engpassbehebung dienen, sondern aus Sicht des Optimierungsalgorithmus im Hinblick auf die Zielfunktion einer Kostenminimierung (gleichbedeutend: Wohlfahrtsmaximierung) positiv wirken. Das führt wegen steigender Volumina bei geringen Gesamtkosten zu deutlich geringeren spezifischen Kosten pro MWh des Redispatch. Das Potenzial für eine solche Nachoptimierung entsteht, da in der Redispatch-Simulation die für einen zonalen Markt konstituierende strikte Einhaltung der zonalen Merit-Order aufgehoben wird. Vereinfacht gesprochen: Die Redispatch-Simulation kann Kraftwerke in der Merit-Order „überspringen“, wenn es dadurch zusätzlichen, wohlfahrtssteigernden Stromhandel ermöglichen kann, ohne Netzrestriktionen zu verletzen. Dies ist möglich, weil die Redispatch-Simulation die netztechnische Wirkung einer zusätzlichen Einspeisung nach Netznoten differenziert „sieht“, während am zonalen Markt per Definition für eine zusätzliche Einspeisung die gleiche netztechnische Wirkung unabhängig vom Ort der Einspeisung angenommen wird (umgesetzt durch den sogenannten GSK, *Generation Shift Key*). Auch wenn sich der Effekt der Nachoptimierung nicht eindeutig separieren lässt, haben wir durch eine Sensitivitätsanalyse abgeschätzt, dass der Effekt in etwa die Hälfte des errechneten Redispatch-Volumens ausmachen könnte. Als zweiter Aspekt ist zum anderen zu berücksichtigen, dass im Gegensatz zu Berechnungen, die etwa im Rahmen des Netzentwicklungsplans durchgeführt würden, das zugrunde gelegte energiewirtschaftliche Szenario bereits alleine deshalb zu einem höheren Redispatch-Bedarf führt, weil der angenommene Netzausbauzustand (hier: Leitungsausbauten nach Bundesbedarfsplan (Stand: Juli 2018)), die gestiegenen Transportanforderungen nur begrenzt erfüllt, die sich aus den inzwischen veränderten, netztechnisch anspruchsvolleren politischen Vorgaben ergeben. Hierzu zählen insbesondere die Regelung des Clean Energy Package zu Mindesthandelskapazitäten, die Erhöhung der EE-Ausbauziele bis 2030 und der Kohleausstieg bis 2038.

Zur Veranschaulichung der Effekte stellt folgende Abbildung vergleichend für eine exemplarische Stunde des Simulationsjahres 2030 die Engpasssituation im deutschen Übertragungsnetz vor Redispatch sowie den notwendigen Redispatch für das Basisszenario und das Vergleichsszenario dar. Die ausgewählte Stunde ist hinsichtlich der Lage der Engpässe und der für den Redispatch eingesetzten Anlagen typisch für das Simulationsjahr.

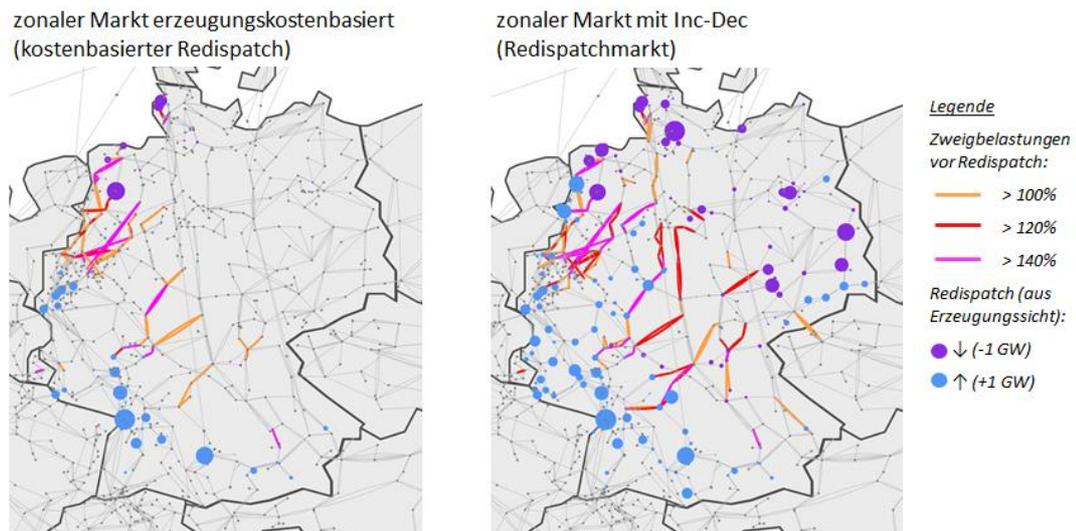


Abbildung 9: Leitungsbelastungen im deutschen Übertragungsnetz vor Redispatch und notwendiger Redispatch zur Engpassbehebung für eine exemplarische Stunde

Zu erkennen ist einerseits der deutliche Anstieg der Engpässe: Nicht nur steigt die Zahl der überlasteten Leitungen (im rechten Bild sind deutlich mehr Leitungen als Zeichen einer Belastung > 100 % im (n-1)-Fall eingefärbt). Auch die bereits im Basisfall (links) überlasteten Leitungen sind stärker überlastet (erkennbar an der veränderten Einfärbung im rechten Bild, vgl. Farbskala in der Legende). Die eingezeichneten Kreise repräsentieren die notwendigen Redispatch-Maßnahmen. Blaue Kreise kennzeichnen eine Erzeugungserhöhung (bzw. Lastabsenkung), violette Kreise eine Erzeugungsabsenkung (bzw. Lasterhöhung). Die Fläche der Kreise korrespondiert mit dem leistungsmäßigen Umfang der Redispatch-Maßnahmen. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion sind im Ausland durchgeführte Redispatch-Maßnahmen nicht dargestellt; sie finden aber statt. Es ist klar zu erkennen, dass der Umfang der Redispatch-Maßnahmen deutlich zunimmt. In Zahlen ausgedrückt steigt in dieser Stunde das Redispatch-Volumen von 19 GWh auf 56 GWh (Faktor 3). Die Kosten steigen von 506.000 EUR auf 2.079.000 EUR (Faktor 4).

Risikoaversion reduziert die Auswirkungen, sie bleiben aber sehr erheblich. In den bisher dargestellten Analysen wurde davon ausgegangen, dass Netzengpässe und lokale Preise durch die Akteure perfekt vorhersagbar sind. Die Anwendung von Inc-Dec-Strategien ist dann für die Akteure risikolos. Auch wenn wir, wie oben erläutert, davon ausgehen, dass angesichts eines mit strukturellen Engpässen behafteten Übertragungsnetzes wie in Deutschland eine solche Prognose mit hinreichender Genauigkeit möglich wäre, kann in der Realität jedenfalls nicht von einer perfekten Antizipierbarkeit ausgegangen werden. Akteure gehen durch Inc-Dec-Strategien dann ein Verlustrisiko ein. In dem stilisierten Beispiel von oben besteht z. B.

für die Dieselekraftwerke im Norden die Gefahr, dass sie den lokalen Preis zu niedrig einschätzen. Dann könnte der Fall eintreten, dass der tatsächliche lokale Preis höher als der erwartete Preis, möglicherweise sogar über dem zonalen Marktpreis liegt. Der Akteur würde dann aus der Differenz zwischen lokalem Preis und zonalem Preis keinen Gewinn erzielen, sondern müsste die zum zonalen Preis verkaufte Energie zum wider Erwarten höheren lokalen Preis zurückkaufen.

Sensitivitätsuntersuchung. In einer zusätzlichen Analyse haben wir untersucht, wie sich ein eher risikoaverses Verhalten bei der Anwendung von Inc-Dec-Strategien auf das Ausmaß der Wirkungen dieser Strategien auswirken würde. Hierzu haben wir angenommen, dass Akteure nur dann Inc-Dec-Strategien anwenden, wenn der erwartete LMP einen vorgegebenen „Mindestabstand“ zum zonalen Marktpreis aufweist. Folgendes Diagramm zeigt, wie sich Redispatch-Volumen und -kosten beim „risikoaversen Inc-Dec“ zu Volumen und Kosten im Basisfall bei administriertem Redispatch – also ohne flexible Verbraucher und ohne Inc-Dec – verhalten.

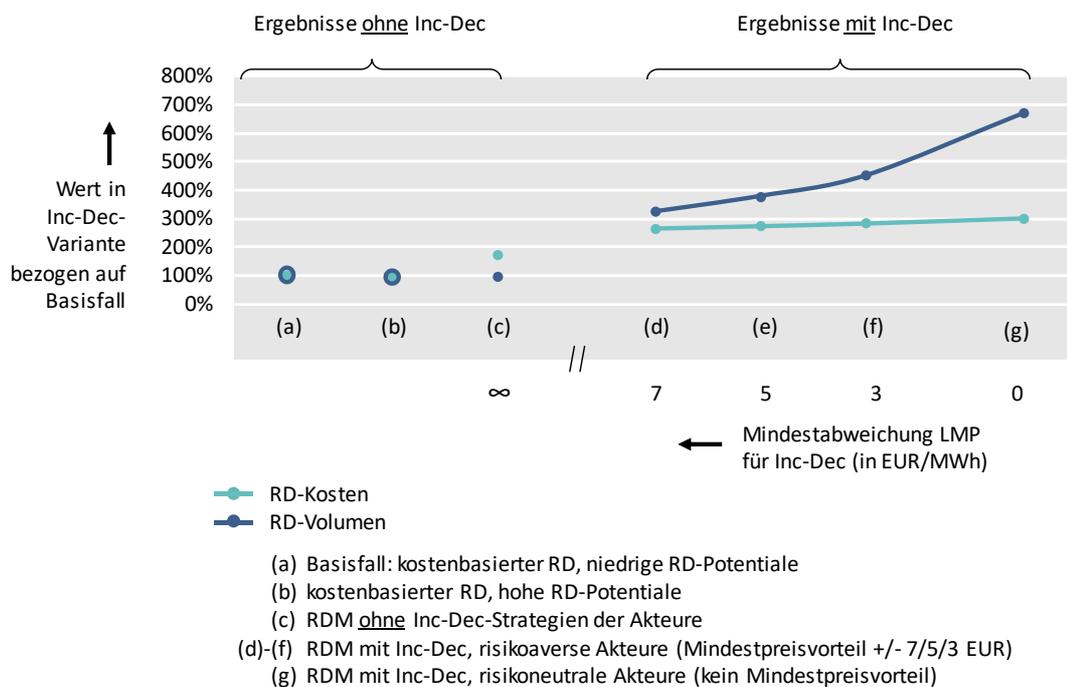


Abbildung 10: Redispatch-Volumen und -Kosten, wenn Inc-Dec nur von den Akteuren angewendet wird, wenn in der jeweiligen Stunde und an dem jeweiligen Netzknoten der LMP eine bestimmte Mindestabweichung zum zonalen Preis aufweist; der Fall ohne Anwendung von Inc-Dec-Strategien entspricht einer „unendlich“ hohen Mindestabweichung (∞)

Diese zusätzlichen Untersuchungen zeigen, dass ein risikoaverses Verhalten zwar den Anstieg von Redispatch-Volumen und -Kosten infolge der Inc-Dec-Strategien begrenzt. Aber selbst bei einem vergleichsweise hohen geforderten „Sicherheitsabstand“ von 7 EUR/MWh für den erwarteten lokalen Preis sind die Anstiege bei Redispatch-Kosten und -Volumen mit einem Faktor von etwa 3 noch sehr erheblich. Die Redispatch-Kosten sinken mit steigendem „Sicherheitsabstand“ deutlich weniger stark als die Volumina. Denn die Berücksichtigung des

„Sicherheitsabstandes“ führt vor allem dazu, dass Inc-Dec-Verhalten in Situationen vermieden wird, in denen die möglichen zusätzlichen Renten für die Marktakteure aus einer solchen Gebotsstrategie, gerade auch in Bezug zu den dafür notwendigen Änderungen in der Vermarktung, gering sind. Mit zunehmender Risikoaversion wird Inc-Dec also zuerst in solchen Situationen verringert, die vergleichsweise wenig Einfluss auf die Gesamtkosten haben. Bei hohen möglichen Renten und damit großen Effekten auf die Redispatch-Kosten werden Inc-Dec-Strategien hingegen weiterhin durchgeführt. Dies führt zu den unterschiedlichen Verläufen der Mengen- und Kostenkurven.

Außerdem zeigt die Abbildung, dass die Einführung eines Redispatch-Markts generell zu einer Rentenverschiebung hin zu den Akteuren führt, die im Redispatch eingesetzt werden. Dies führt zu einer Erhöhung der Redispatch-Kosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine „Preisdiskriminierung“ zwischen Redispatch-Anbietern in einem Redispatch-Markt, anders als beim kostenbasierten Redispatch, nicht möglich ist. Im kostenbasierten Redispatch besteht die Preisdiskriminierung darin, dass jedes Redispatch-Kraftwerk zu seinen individuellen Kosten abgerechnet wird. Zwei Kraftwerke würden also unterschiedlich vergütet, selbst wenn sie am selben Netzknoten einspeisen. Im Redispatchmarkt erfolgt die Abrechnung nach Knotenpreisen. Dies führt dazu, dass Kraftwerke, die „vor dem Engpass“ abgerechnet werden, statt ihrer Grenzkosten nur den niedrigeren Knotenpreis an den ÜNB zahlen. Umgekehrt zahlt der ÜNB an die Kraftwerke, die „nach dem Engpass“ hochgerechnet werden, einen Knotenpreis, der über den Grenzkosten liegt (Windfall-Profits).

2.7 RECHTLICHE EINSCHÄTZUNG

Wettbewerbsrecht. Im allgemeinen Wettbewerbsrecht sind insbesondere zwei Tatbestände untersagt: zum einen Vereinbarungen zwischen Unternehmen und aufeinander abgestimmte Verhaltensweisen, die eine Verhinderung, Verfälschung oder Einschränkung des Wettbewerbs bezwecken oder bewirken (Kartellverbot, Art. 101 AEUV, § 1 GWB). Zum anderen ist marktbeherrschenden Unternehmen untersagt, diese Stellung zu ihren Gunsten missbräuchlich auszunutzen (Missbrauchsverbot, Art. 102 AEUV, §§ 19, 29 GWB). Die Durchführung von Inc-Dec-Strategien setzt jedoch kein kollusives Zusammenwirken von Unternehmen voraus, sondern kann auch durch einen einzelnen Marktakteur betrieben werden; damit ist das Kartellverbot nicht einschlägig. Des Weiteren ist festzuhalten, dass diese Strategie keine Marktmacht voraussetzt, sondern vielmehr auch von einem atomistisch kleinen Akteur umgesetzt werden kann. Verhalten sich alle Marktakteure wettbewerbslich, ist also auch das Missbrauchsverbot nicht einschlägig. Unabhängig davon ist es aber natürlich möglich, dass einzelne Unternehmen eine (regionale) marktbeherrschende Stellung am Redispatch-Markt besitzen und diese auch missbräuchlich ausnutzen. Die Missbräuchlichkeit liegt dabei im Einpreisen von durch das Ausnutzen von Marktmacht überhöhten Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt im Strommarkt. An dieser Stelle ist der Kernpunkt jedoch ein anderer, nämlich dass Inc-Dec-Gebotsstrategien auch ohne Verletzung des Wettbewerbsrechts durchführbar sind.

Einpreisung von Opportunitätskosten. Zwar weichen Marktakteure im Rahmen der Inc-Dec-Strategie mit ihren Strommarktgeboten von ihren Erzeugungskosten (bzw. Lasten von ihrem Nutzen des Stromverbrauchs) ab, dies lässt sich aber vollständig dadurch erklären, dass sie die aus dem Redispatch-Markt erwachsenen Opportunitätskosten einpreisen und Erzeugungskosten plus Opportunitäten die Grenzkosten der Erzeugungsanlage darstellen. Dies lässt sich im Modell aus Abschnitt 2.2 gut am Beispiel der Gaskraftwerke im Süden erkennen. Diese bieten auf dem Strommarkt 60 EUR pro MWh, nicht weil dies ihren eigenen Erzeugungskosten entspricht, sondern weil es die Erlösmöglichkeiten auf dem nachgelagerten Redispatch-Markt sind – also Opportunitäten. Dies ist vergleichbar mit der Einpreisung von Erlösmöglichkeiten auf dem Regelenergiemarkt: Eine hypothetische Erzeugungsanlage, die für eine Vierstundenscheibe umgerechnet 100 EUR pro MWh aus der Erbringung von positiver Regelleistung und -arbeit erwartet, wird nicht bereit sein, ihre Leistung für diesen Zeitraum am Strommarkt zu einem geringeren Preis zu vermarkten. Dieses Verhalten ist üblich und allgemein akzeptiert. Das Bundeskartellamt hat im Jahr 2009 im Zusammenhang mit der Einpreisung kostenlos zugeteilter Emissionszertifikate im Verfahren gegen *RWE* und *E.ON* klargestellt, dass eine Einpreisung von Opportunitätskosten grundsätzlich mit dem Wettbewerbsrecht konform ist. Ein Verstoß gegen das Missbrauchsverbot wäre erst dann zu erkennen, wenn (neben dem Vorliegen von Marktmacht) die durch das Ausüben von Marktmacht überhöhten Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt in die Strommarktgebote eingepreist würden. Inc-Dec-Gebotsstrategien, die ohne die Ausnutzung von Marktmacht auskommen, sind wettbewerbsrechtlich nicht zu beanstanden. Eine ausführlichere rechtliche Evaluation von inc-dec Gebotsstrategien im Rahmen dieses Projektes durch die [Stiftung Umweltenergierecht \(2019\)](#) findet sich im Begleitmaterial dieses Projektes.

Bilanzkreispflichten. Inc-Dec-Gebote sind auch bei Wahrung von Bilanzkreistreue möglich, wie in allen hier gezeigten Beispielen der Fall. Somit werden hiermit keine Bilanzkreispflichten verletzt. Wenn Redispatch-Märkte so ausgestaltet sind, dass Fahrpläne abgegeben werden können, die nicht physisch oder durch Handelsgeschäfte gedeckt sind und die zu einem späteren Zeitpunkt noch geändert werden können, ermöglicht dies für den Akteur noch risikoärmere Varianten von Inc-Dec – im Rahmen dieser Studie betrachten wir aber nur durch Handelsgeschäfte gedeckte Varianten von Inc-Dec ohne Verletzung von Bilanzkreispflichten.

Inc-Dec ist rechtmäßig. Da Inc-Dec-Gebote ohne Verletzung von Wettbewerbsrecht und Bilanzkreisverträgen durchführbar sind, sind sie nach aktueller Gesetzeslage rechtmäßig. Mit anderen Worten, selbst wenn Inc-Dec-Gebote identifiziert würden, wären sie derzeit in der oben dargestellten Form nicht sanktionierbar. Zwar sind Inc-Dec-Gebote heute nicht rechtswidrig, jedoch wäre eine entsprechende Gebotsregulierung zumindest theoretisch denkbar; dies diskutieren wir im Folgenden.

2.8 INC-DEC REGULATORISCH EINDÄMMEN

Vier Ansätze. Wir sind zu der Überzeugung gelangt, dass eine Eindämmung des neu geschaffenen Anreizsystems kaum sinnvoll ausgestaltet werden kann – jedenfalls nicht ohne dabei in

signifikantem Maße immer auch den erhofften Nutzen von Redispatch-Märkten zu beschneiden. Dies möchten wir im Folgenden darlegen. Im Kern werden in der Diskussion vier Ansätze zur Verhinderung der Inc-Dec-Anreize vorgeschlagen:

- Antizipation von Engpässen erschweren
- Den Redispatch-Markt auf Lasten beschränken und den bestehenden Redispatch als Rückfalloption behalten
- Gebote auf dem Redispatch-Markt regulieren
- Gebote auf dem Strommarkt regulieren

Antizipation erschweren. Zur Einpreisung der Opportunität aus dem Redispatch-Markt (Inc-Dec) ist eine Antizipation von Netzengpässen notwendig. [Schuster et al. \(2019\)](#) schlagen vor, durch die „Beschränkung der verfügbaren technischen Informationen über Netzengpässe“ (S. 78) strategisches Verhalten zu verhindern. Selbst wenn dies möglich wäre – europarechtliche Verpflichtungen z. B. im Rahmen der Transparenzrichtlinie sprechen dagegen – haben Marktakteure bei jedem Redispatch-Abruf die Gelegenheit, ihre Prognosemodelle zu verbessern. Die wichtigsten Variablen zur Vorhersage von Netzengpässen sind zudem ohnehin öffentlich, darunter Wind- und Solar-, sowie Temperaturvorhersagen zur Schätzung der Last. Diese Informationen können somit ohnehin nicht beschränkt werden. Darüber hinaus hat Transparenz ja ihren Sinn, etwa zur Verhinderung von Insidergeschäften und Marktmanipulation. Gelänge es, vollständige Unklarheit über zukünftige Netzengpässe zu erzeugen, würden Redispatch-Märkte zudem auch keinerlei Investitionswirkung entfalten. Wir halten deswegen die Beschränkung von Information für keine sinnvolle Strategie zur Eindämmung von Inc-Dec-Geboten.

Beschränkung auf Lasten. Viele Vorschläge sehen vor, den verpflichtenden, kostenbasierten Redispatch für Kraftwerke beizubehalten und zusätzlich einen freiwilligen Flex-Markt nur für Lasten einzuführen. Der heutige kostenbasierte Redispatch bleibt also als Rückfalloption bestehen. Dies würde die Konsequenzen von Inc-Dec abmildern, weil Erzeuger vom Markt ausgeschlossen wären. Die Rückfalloption könnte außerdem Preise deckeln und damit Anreize abmildern. Für die dem freiwillig-marktlichen Redispatch unterliegenden Lasten setzt das Marktdesign allerdings weiterhin Anreize für engpassverstärkendes Verhalten. Darüber hinaus ist eine Beschränkung auf bestimmte Akteursgruppen schwierig zu rechtfertigen und ist die Abgrenzung, etwa bei industrieller Eigenerzeugung, nicht einfach. Wir halten einen Redispatch-Markt nur für Lasten für weniger schädlich als einen allgemeinen, sehen Inc-Dec jedoch auch hier als fundamentales Problem.

Regulierung von RDM-Geboten. Zwar sind Inc-Dec-Gebote heute nicht rechtswidrig, indes wäre eine entsprechende Gebotsregulierung zumindest theoretisch denkbar. Prinzipiell sind zwei Varianten einer solchen Regulierung möglich. Eine Option wäre, den Redispatch-Markt so weit zu regulieren, dass aus diesem keine Profitmöglichkeiten mehr erwachsen, und dafür den Strommarkt unreguliert zu lassen. Eine solche Regulierung des Redispatch-Markts wäre denkbar über ein Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) in Verbindung mit der Verpflichtung, dort immer zu Grenzkosten zu bieten, so dass keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden. Wir halten diesen Ansatz für wenig vielversprechend, weil sich gerade für Lasten diese Anforderung kaum überprüfen lässt. Des Weiteren würde diese Regulierung, wenn sie erfolgreich

wäre, alle Renten und somit auch Anreize verhindern und wäre faktisch eine Rückkehr zum kostenbasierten Redispatch.

Regulierung von Strommarktgeboten. Eine andere Möglichkeit der Regulierung wäre eine Verpflichtung, auf dem Strommarkt eigene Erzeugungskosten bzw. die eigene Zahlungsbereitschaft zu bieten – bzw. jeweils Fahrpläne anzumelden, die sich auf Basis von Erzeugungskostengeboten/der Zahlungsbereitschaft auf dem Strommarkt ergeben würden. Auch dies dürfte allerdings schwierig zu überwachen sein, insbesondere bei Lasten. Die Überlegungen zur Einführung eines Redispatch-Markts speisen sich unter anderem aus der Erkenntnis, dass eine regulierte Feststellung der Flexibilitätskosten von Lasten kaum möglich ist. Zudem sind Gebote auf dem Strommarkt derzeit Portfoliogebote, in denen nicht zwischen einzelnen Erzeugungsanlagen unterschieden wird, was eine Überwachung zusätzlich erschwert.

Ökonomisch fragwürdig. Selbst wenn eine Gebotsüberwachung gelänge, hätte diese fragwürdige ökonomische Folgen. Gerade besonders günstigen Anbietern – die bereits im Strommarkt im Geld sind – würde die lokale Rente verwehrt, während teurere Anbieter – die im Strommarkt aus dem Geld sind – eine lokale Rente erwirtschaften dürften. Dies wird im Fall der Gaskraftwerke im Süden aus dem Modell aus Abschnitt 2.2 deutlich. Im Falle einer perfekten Regulierung dürften Kraftwerke, deren Erzeugungskosten über dem Preis auf dem Strommarkt liegen, auf dem Redispatch-Markt teilnehmen und dort Deckungsbeiträge erwirtschaften. Kraftwerken mit geringeren Erzeugungskosten am gleichen Standort würde dies untersagt; ihnen würde die lokale Rente also nicht zugestanden. Letztlich würde ein solches Vorgehen Anlagen unterschiedlich behandeln, je nachdem ob ihre kurzfristigen Erzeugungskosten auf dem Strommarkt bereits gedeckt wären oder nicht. Daraus würden Fehlanreize z. B. mit Blick auf Investitionen in Engpassgebieten resultieren: Es bestünde dort ein Anreiz eher in Erzeugungsanlagen mit hohen Erzeugungskosten zu investieren. Ökonomisch und rechtlich ist eine solche Diskriminierung nur schwer zu rechtfertigen. Daher scheint ganz grundsätzlich eine Detektion und Sanktionierung von Inc-Dec-Geboten fragwürdig.

Eindämmen heißt auch: Vorteile reduzieren. Die meisten Ansätze zur Eindämmung der Inc-Dec-Anreize zielen auf die Reduktion von Renten ab, um Anreize für engpassverstärkendes Verhalten zu reduzieren. Doch damit wird auch die grundsätzliche Idee von marktbasiertem Redispatch unterminiert, der ja gerade Anreize generieren soll: Ohne Deckungsbeiträge besteht kein Anreiz zur Teilnahme am Redispatch-Markt. Effektiv wäre man dann zurückgekehrt zum kostenbasierten Redispatch von heute. Deutlich wird dies auch an einem Beispiel. Angenommen, eine Investition in einen Speicher lohnt sich auf der Basis hoher Redispatch-Preise. Im Betrieb sei der Speicher aber auch bereits im Strommarkt „im Geld“. Wenn dem Speicher nun verwehrt würde, die höhere Rente auf dem Redispatch-Markt zu erwirtschaften, da er ja bereits am Strommarkt „im Geld“ ist, könnte er seine Investition nicht refinanzieren – er würde in Erwartung dessen nie gebaut.

Alle Marktformen sind betroffen. In Arbeitspaket 4 des Vorhabens ([Connect Energy Economics 2018](#)) wurden alternative Formen von marktbasiertem Redispatch vorgestellt, etwa eine Beschaffung über eine eigene Plattform, den Intraday-Markt oder den Regelenergiemarkt. Diese lassen sich prinzipiell entlang der Achse „Regulierung – Markt“ einordnen (Abbildung 11). Je

marktlicher die Beschaffung ist, d. h. je weniger reguliert Redispatch-Gebote sind, desto stärker treten die Vorteile in Form von Anreizwirkung zutage. Gleichzeitig steigt jedoch auch der Anreiz für Inc-Dec-Strategien. Diese sind unabhängig von der konkreten Ausgestaltungsform oder Beschaffungsplattform.

Inc-Dec im Nachhinein schwer zu identifizieren. Ein Vorschlag in der Diskussion besteht darin, Redispatch-Märkte Schritt für Schritt einzuführen und dabei auftretende Inc-Dec-Strategien empirisch zu beobachten. Dies ist nicht ohne Weiteres durchführbar, da auch ex post eine Identifikation solcher Strategien schwierig und in der Regel nicht zweifelsfrei möglich ist.

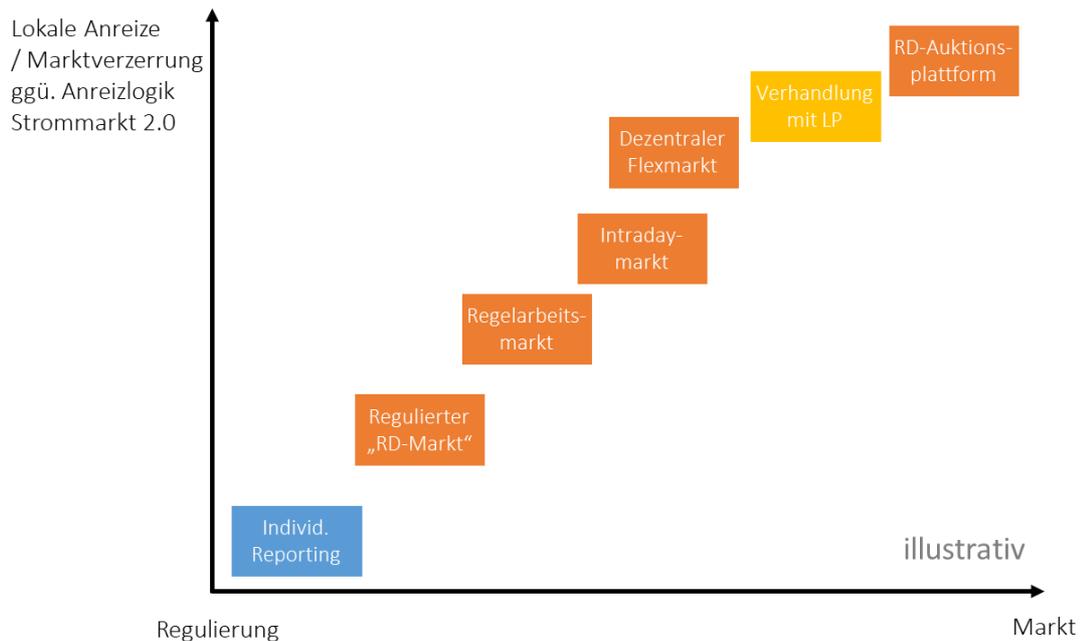


Abbildung 11: Verschiedene Konzepte zur wettbewerblichen Beschaffung von Redispatch
Quelle: [Connect Energy Economics \(2018\)](#)

2.9 WISSENSCHAFTLICHE LITERATUR UND HISTORISCHE BEISPIELE

Theoretische Literatur. In der (spiel)theoretischen ökonomischen Literatur werden strategische Gebote zur Gewinnmaximierung auf einem in einen zonalen Strommarkt eingebetteten Redispatch-Markt als „increase-decrease game“ oder auch „Inc-Dec gaming“ bezeichnet. Der Begriff „gaming“ („spielen“) leitet sich aus den Begrifflichkeiten der Spieltheorie ab. Neben den grundlegenden Arbeiten von Harvey und Hogan (2000a, 2000b) sind insbesondere die aktuellen Beiträge von Pär Holmberg mit verschiedenen Ko-Autoren ([Holmberg & Lazarczyk 2015](#), [Hesamzadeh et al. 2018](#), [Sarfati et al. 2018](#)) hervorzuheben. Diese kommen auf Basis verschiedener analytischer und numerischer Modelle zu ähnlichen Ergebnissen wie wir. Daneben gibt es umfangreiche Literatur zu spezifischen historischen Fällen von Inc-Dec-Strategien, wie sie z. B. in den USA in den ehemals zonalen Märkten in Kalifornien (CAISO), New England (ISO-NE), Texas (ERCOT) oder PJM auftraten. Besonders bekannt wurden die Beispiele in Kalifornien und Großbritannien.

Kalifornien. Der kalifornische Strommarkt wurde 1996-98 liberalisiert. Dabei wurde ein zonaler Großhandel mit zwei Gebotszonen eingeführt. Netzengpässe innerhalb der Zonen wurden mit Hilfe von marktbasierendem Redispatch (unter anderem Namen) behoben. In Konsequenz wandten Marktakteure in großem Maßstab Inc-Dec-Gebotsstrategien an, darunter der Energiehändler Enron, der später in diverse Betrugsskandale verwickelt war. Bereits 1999 warnte der Regulator *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), „the existing congestion management approach is fundamentally flawed and needs to be overhauled or replaced“. In den Jahren 2000-01 erlebte der Staat eine schwerwiegende Energiekrise mit großflächigen Stromausfällen. Die Gründe hierfür sind vielschichtig, aber strategische Gebote trugen zur Verschärfung mit bei. So nutzten beispielsweise Erzeuger den sogenannten „Miguel Constraint“ im Süden Kaliforniens aus und erzielten monatliche Zusatzeinnahmen durch Inc-Dec-Strategien von ca. 3-4 Millionen USD (Hobbs 2009, Neuhoff et al. 2011). Als Konsequenz führte Kalifornien 2009 Nodal Pricing ein. Vergleichbare Erfahrungen, wenn auch ohne größere Versorgungskrisen, hatten bereits die Bundesstaaten in New England zur Einführung von Nodal Pricing bewogen. Das strategische Bieten von Marktakteuren war ein wesentlicher Grund für die Einführung eines nodalen Strommarkts in Kalifornien und anderen nordamerikanischen Strommärkten. Der kalifornische Fall wird in Hogan (1999), Harvey & Hogan (2001), Alaywan et al. (2004), Brunekreeft et al. (2005) und CAISO (2005) dokumentiert.

Großbritannien. Zwischen England und Schottland kam es unter anderem durch den Ausbau der Windenergie im Norden im Laufe der 2000er Jahre zu zunehmenden Netzengpässen; ein wichtiger Netzengpass ist bekannt als „Cheviot Boundary“. Netzengpässe werden in Großbritannien vor allem im Rahmen des *Balancing Mechanism* gelöst, sozusagen durch eine gemeinsame Beschaffung von Regelenergie und Redispatch in wettbewerblichen Auktionen auf Basis von Pay-as-bid-Zuschlagsregeln. Um das Jahr 2010 traten in größerem Umfang Inc-Dec-Strategien auf. Der britische Regulierer Ofgem schätzte die durch Inc-Dec-Strategien und die Ausnutzung von Marktmacht verursachten Kosten für das Jahr 2010 auf bis zu 125 Millionen GBP. Insbesondere Betreiber von schottischen Kohle- und Gaskraftwerken standen im Verdacht durch strategische Gebote auf dem Day-Ahead-Markt bewusst Netzengpässe zu forcieren, um diese dann im *Balancing Mechanism* auszunutzen. Aber auch die Erlöse von schottischen Windkraftbetreibern innerhalb des *Balancing Mechanism* durch erfolgreiche Gebote zur Reduzierung ihrer Erzeugung (Bids) überstiegen zum Teil deutlich die entgangenen Erlöse durch ursprünglich geplante Stromverkäufe. Ofgem reagierte auf diesen Umstand mit der Einführung der *Transmission Constraint License Condition (TCLC)* im Jahr 2012, die „exzessive“ Gebote untersagt. Die rechtlichen Grundlagen hierfür wurden bereits im *Energy Act (2010)* gelegt. Die Einführung der TCLC hatte eine erhebliche Wirkung auf den *Balancing Mechanism*. Nach Einführung der Regulierung verringerten sich beispielsweise die durchschnittlichen Gebote von Windkraftbetreibern zur Reduzierung ihrer Erzeugung (Bids) zwischen 2012 und 2016 um ca. 70 % (Ofgem 2016). Dieser Effekt kann jedoch vermutlich nicht ausschließlich auf die Einführung der TCLC zurückgeführt werden. Auch andere Umstände wie beispielsweise erhöhter Wettbewerb, Schließung von thermischen Kraftwerken in der Engpassregion (Exportengpass), Netzausbau und Verbesserungen in der Systemführung werden einen Einfluss gehabt haben. Die Einhaltung der TCLC wird durch Ofgem überwacht und bei Verstoß drohen empfindliche Strafen. Seit Einführung der Regulierung wurde jedoch

erst ein Verstoß geahndet. Im Jahr 2014 konnte ein Betreiber von schottischen Wasserkraftwerken seine innerhalb des *Balancing Mechanism* eingereichten Gebote zur Reduzierung der Erzeugung nicht rechtfertigen. Aufgrund ihrer positiven Wirkung, aber auch wegen Verzögerungen des Netzausbaus wurde die Regulierung seitdem mehrmals verlängert und ist bis heute auf unbestimmte Zeit in Kraft. Nach unserem Verständnis erzwingt die Regulierung faktisch das Bieten von eigenen Grenzkosten plus eines geringen Aufschlags und ist damit dem kostenbasierten Redispatch im Ergebnis recht ähnlich. Ofgem (2009, 2012, 2016, 2018) und Konstantinidis & Strbac (2015) dokumentieren den Fall.

Interkonnektor Dänemark-Deutschland. Ein weiteres Beispiel für ein Engpassmanagement-Arrangement, das prinzipiell Inc-Dec-Anreize aufweist, findet sich an der dänisch-deutschen Grenze. Im Jahr 2017 vereinbarten beide Länder eine über die Zeit ansteigende Mindesthandelskapazität, die im Rahmen einer Verpflichtungszusage Tennets gegenüber der Europäischen Kommission 2018 noch einmal angehoben wurde. Um eine physische Überlastung des Netzes zu vermeiden, wurde übereingekommen, dass die ÜNB den Handelsflüssen bei Bedarf mit Countertrading entgegenwirken würden. Während sich TenneT dabei (in der Regel für das Heraufregeln) dem kontinuierlichen Intraday-Markt bedient, nutzt EnerginetDK (in der Regel für das Herunterregeln) Gebote aus dem nordischen Balancing-Market im Rahmen der *Special Regulation*, wobei einzelne Gebote zum Engpassmanagement außerhalb der Merit-Order abgerufen und zum Gebotspreis (*pay-as-bid*) vergütet werden. Dies bietet Anreize für dänische Lasten, ihren Strombedarf nicht bereits am Day-Ahead-Markt zu decken, sondern auf einen günstigeren Preis in der *Special Regulation* des Regelenergiemarkts zu warten. Eine solche „Zurückhaltung von Nachfrage“ würde den Engpass verschärfen; sie ist nichts anderes als eine Inc-Dec-Strategie. Im aktuellen Monitoring-Bericht zur Vereinbarung (EnerginetDK & TenneT 2019) bestätigen die beteiligten ÜNB, dass solches Verhalten auftritt und einige Marktakteure in einigen Stunden der *Special Regulation* deutlich weniger Strom am Day-Ahead-Markt kaufen, als sie benötigen. Dieses Verhalten sei jedoch nicht konsistent und systematisch, da eine sichere Vorhersage von Engpässen schwer möglich sei. Zugleich betonen die ÜNB aber auch, dass sie keine Möglichkeit haben, zu untersuchen, ob auch Erzeugungseinheiten eine analoge Strategie durchgeführt haben (Überangebot am Day-Ahead-Markt und Abregelung in der *Special Regulation*). Aus unserer Sicht lässt sich die Erfahrung an diesem einzelnen Interkonnektor nicht generalisieren. Die Implementierung von Inc-Dec-Strategien erfordert Investitionen in Analyse- und Prognosekapazitäten. Es ist gut möglich, dass sich dies nicht lohnt, wenn die erwarteten Profite aufgrund der kleinen Marktgröße unerheblich sind. In einem großen Markt wie bei einem bundesweiten marktbasieren Redispatch dürfte die Mehrzahl der Marktakteure Inc-Dec-Strategien verfolgen. Gleichzeitig scheint das deutsch-dänische Beispiel zu bestätigen, dass die Vorhersehbarkeit entscheidend für das Auftreten von Inc-Dec-Strategien ist.

3 Marktmacht

Unabhängig von und zusätzlich zu Anreizen für Inc-Dec-Gebotsstrategien können Redispatch-Märkte (lokaler) Marktmacht unterliegen. Die Überlegungen in Abschnitt 3.1 veranschaulichen anhand eines einfachen Beispiels, dass in nodalen Märkten grundsätzlich eine höhere Marktkonzentration besteht, da die Lokalität der Anlagen dabei eine wesentliche Rolle spielt. Anschließend haben wir mithilfe unseres Modells die Potentiale für Marktmachtausübung auf Systemebene untersucht, indem wir die Anlagen aus unserem Modell ihren jeweiligen Marktakteuren zugeordnet und anschließend deren Potentiale zur Marktmachtausübung quantifiziert haben. Die Untersuchungsmethodik wird ausführlich in Abschnitt 3.2 erläutert. Dort werden ebenfalls die Ergebnisse dargestellt und erläutert.

3.1 MARKTMACHT UND REDISPATCH-MÄRKTE

Was gemeint ist. Unter Marktmacht verstehen wir hier Situationen, in denen sich Akteure in wesentlichem Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern verhalten können. Sie erlangen bei hoher Marktkonzentration die Möglichkeit durch z. B. Mengenzurückhaltung oder Preisaufschläge die Marktpreise über das wettbewerbliche Niveau zu heben. Ob Marktmacht dann tatsächlich ausgeübt wird, hängt von weiteren Faktoren ab, unter anderem davon, wie stark der Anreiz zur Marktmachtausübung für sie ist, also insbesondere das Ausmaß, mit dem sie ihren Gewinn steigern könnten.

Wettbewerbskontrolle. Wettbewerbsaufsicht kann die Ausübung von Marktmacht eindämmen. Allerdings ist dies stets zumindest mit Aufwand verbunden und in der Praxis in der Regel nicht lückenlos möglich. Insofern stellt eine geringe Marktkonzentration bereits einen „Wert an sich“ dar.

Marktmacht und Marktkonzentration messen. Die Messung von Marktkonzentration ist keine neue oder auf den Strommarkt begrenzte Aufgabe. Wettbewerbsbehörden befassen sich auf den unterschiedlichsten Märkten mit der Frage nach geeigneten Methoden zur Messung von Marktkonzentration. Daher gibt es etablierte Kenngrößen und Indikatoren für Marktkonzentration. Hierzu zählen der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), der sich aus den Marktanteilen der am Markt aktiven Akteure berechnet, sowie verschiedene Indikatoren wie der *Pivotal Supplier Index* (PSI) oder *Residual Supplier Index* (RSI), die erfassen sollen, wie entscheidend ein bestimmter Akteur zur Befriedigung der Marktnachfrage ist. Das Bundeskartellamt hat sich ausführlich, z. B. im Zusammenhang mit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel, mit solchen und anderen Indikatoren beschäftigt. Neben den in der Wettbewerbsaufsicht besonders relevanten Indikatoren spielen auch spieltheoretische Modelle eine Rolle, beispielsweise sogenannte agentenbasierte Simulationsmodelle, mit denen versucht wird, Akteursstrukturen und Strategien zur Ausübung von Marktmacht explizit zu modellieren.

Grundsätzliche Herausforderungen bei nodalen Strommärkten. Marktmacht ist im Zusammenhang mit nodalen Strommärkten, zu denen auch Redispatch-Märkte gehören, eine besondere Herausforderung. Einerseits ist die Messung von Marktkonzentration herausfordernd, da die Abgrenzung des relevanten Markts nicht eindeutig und zeitlich hochdynamisch ist. Zugleich sind die Strategien zur Ausübung von Marktmacht in nodalen Märkten oftmals komplexer als in zonalen Märkten. Andererseits ist Marktmacht hier ein besonders relevantes Thema, da – je nach Netzsituation/-konstellation – der relevante Markt vergleichsweise klein ist und insofern auch grundsätzlich kleinere Akteure ein hohes Marktmachtpotenzial erlangen können.

Die Frage der Marktabgrenzung bei nodalen Märkten. Es ist offensichtlich, dass der einzelne Netzknoten – also die Gegenüberstellung der an einem Netzknoten vorhandenen Erzeugung und Last – keine geeignete räumliche Abgrenzung darstellt. So können Anlagen an anderen Netzknoten in der Regel ebenfalls die Last an einem Knoten bedienen und stellen insofern Wettbewerber für die Anlagen an dem Netzknoten dar. Insbesondere im eng vermaschten Übertragungsnetz bestehen aber enge Wechselwirkungen. So können beispielsweise Anlagen an zwei verschiedenen entfernten Knoten möglicherweise nicht gleichzeitig in vollem Umfang in Wettbewerb zu der betrachteten Anlage treten, da die verfügbare Transportkapazität zum betrachteten Netzknoten eingeschränkt ist. Im Zusammenhang mit Redispatch-Märkten stellt sich zudem noch eine sehr grundsätzliche Frage: Welcher Markt zur Deckung welcher Nachfrage wird überhaupt betrachtet? Üblicherweise geht es im Zusammenhang mit Strommärkten um einen Markt, auf dem Akteure Kapazität zur Deckung einer Verbrauchslast anbieten¹⁴. Bei Redispatch-Märkten ist aber auch eine andere Sichtweise auf die „Nachfrage“ denkbar, nämlich die einer Nachfrage des Netzbetreibers nach disponibler Kapazität zur Behebung von Engpässen. Dies beeinflusst offensichtlich zumindest die Anwendung von Konzentrationsmaßen.

Systematisch höheres Marktmachtpotenzial in Redispatch-Märkten. In Redispatch-Märkten ist das Marktmachtpotenzial aus verschiedenen Gründen systematisch höher als in zonalen Märkten. Ein Grund für das systematisch größere Marktmachtproblem ist die Tatsache, dass die Nachfrage des Netzbetreibers nach engpassentlastender Kapazität im Gegensatz zur Stromnachfrage am Strommarkt vollständig preisunelastisch ist. Während am Strommarkt häufig, insbesondere in Modellanalysen, vereinfachend von einer preisunelastischen Nachfrage ausgegangen wird, ist diese tatsächlich, zumindest bei deutlichen Preisausschlägen, in der Regel zunehmend preiselastisch. Dies begrenzt die Anreize zur Ausübung von Marktmacht. In Erfüllung seiner Systemverantwortung hat der Netzbetreiber bei Vorliegen eines Engpasses allerdings keine andere Wahl, als mit den ihm angebotenen Kapazitäten seine

¹⁴ Bereits hier stellen sich zukünftig neue Fragen, da die Verbrauchslast angesichts zunehmender Aktivierung von Lastflexibilitäten nicht mehr als fix angenommen werden kann, wie dies häufig bei der Anwendung von Marktkonzentrationsmaßen heute noch der Fall ist.

Nachfrage nach engpassentlastender Kapazität vollständig zu befriedigen. Eine Anpassung seiner Nachfrage, falls Anbieter sehr hohe Preise für ihre Kapazitäten verlangen, ist dem Netzbetreiber nicht möglich.¹⁵

Ein weiterer Grund für das systematisch höhere Marktmachtpotenzial ist die Tatsache, dass zwar für einen bestimmten Engpass häufig grundsätzlich viele Anbieter engpassentlastende Kapazität anbieten können. Eine Eigenschaft vermaschter Netze besteht aber darin, dass die engpassentlastende Wirkung einer Anlage in hohem Maße von ihrer genauen Lage im Netz abhängt, d. h. von ihrem Netzverknüpfungspunkt und dessen relativer Position zur überlasteten Leitung. Grundsätzlich gilt: Je näher eine Anlage zur Leitung liegt, desto höher kann ihre engpassentlastende Wirkung sein.

In Drehstromnetzen wird dies mit der sogenannten Lastflusssensitivität beschrieben. Diese gibt an, wie sich der Fluss auf einer bestimmten Leitung im Verhältnis zur Einspeisungsänderung an einem bestimmten Knoten ändert. Die Lastflusssensitivität kann Werte zwischen +100 % und -100 % annehmen. Ein Wert von +50 % bedeutet z. B., dass für eine Entlastung einer Leitung um 1 MW die Einspeisung am jeweiligen Knoten um 2 MW reduziert werden muss. Die Lastflusssensitivität ist eine Systemeigenschaft, die nur von der Netztopologie und den elektrischen Eigenschaften des Netzes sowie der Lage von betrachteten Knoten und betrachteter Leitung abhängt.

Beispielhaft zeigt folgende Abbildung für einen in der jüngeren Vergangenheit typischen Engpass im deutschen Übertragungsnetz (Leitung Gießen Nord – Großkrotzenburg, im Bild rot eingekreist) die Lastflusssensitivitäten für die fünf Kraftwerksstandorte größer 100 MW, die die höchste Sensitivität zur Engpassentlastung auf die betrachtete Leitung haben.

¹⁵ Lediglich für den Fall, dass ihm zu wenig Kapazität angeboten wird, sind dem Netzbetreiber weitere Eingriffsmöglichkeiten gegeben.

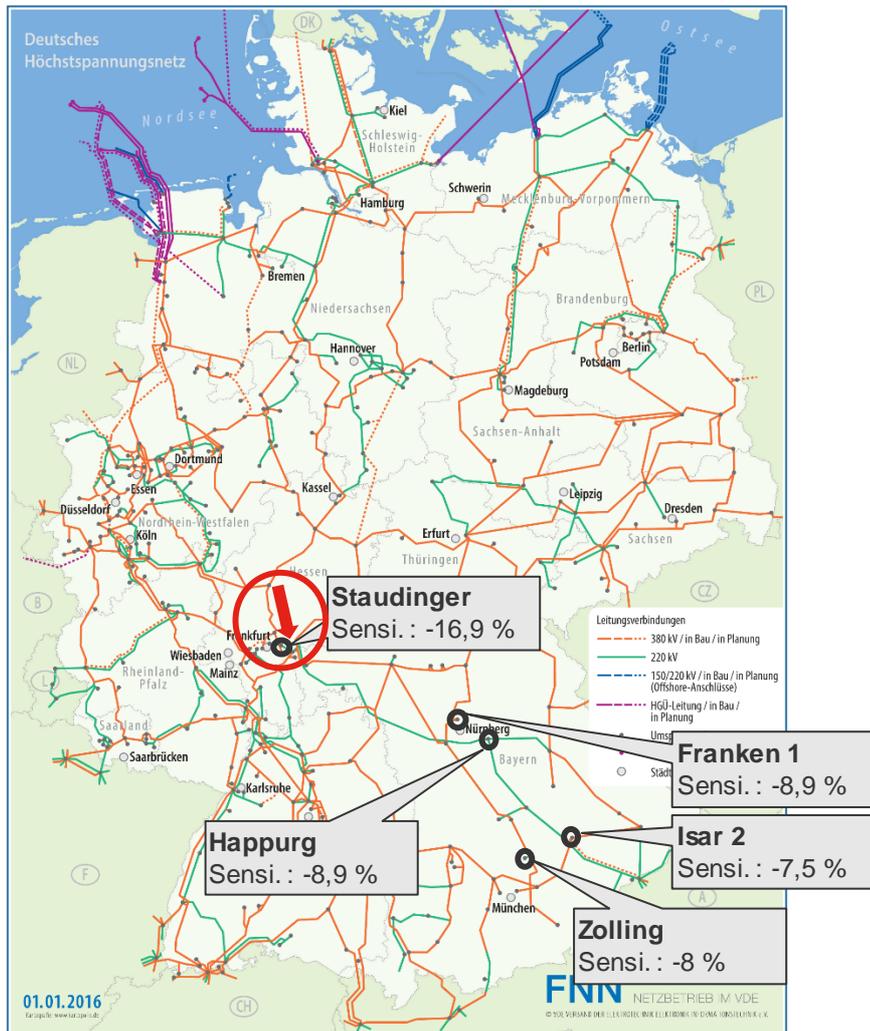


Abbildung 12: Lastflusssensitivität der fünf sensitivsten Kraftwerkseinspeisungen für die Leitung Gießen/Nord – Großkrotzenburg; bei der Leitung handelt es sich um einen heute typischen Engpass im deutschen Übertragungsnetz

Das Kraftwerk Staudinger besitzt eine Sensitivität von -17 %, d. h., eine Leistungserhöhung des Kraftwerks von 1 MW führt zu einer Entlastung der Leitung um 0,17 MW. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass eine Entlastung um 1 MW eine Leistungserhöhung von 5,9 MW erforderlich macht. Die zweiteffektivsten Kraftwerke (Happurg und Franken 1) besitzen eine bereits beinahe nur noch halb so hohe Sensitivität. Eine Entlastung der Leitung von 1 MW würde hier bereits eine Leistungserhöhung von 11,1 MW erfordern. Für das fünfteffektivste Kraftwerk wäre eine Leistungserhöhung von 13,3 MW erforderlich, um eine netztechnisch vergleichbare Wirkung zu erzielen. Selbst unter den fünf effektivsten Kraftwerken variiert die Lastflusssensitivität somit bereits um den Faktor 2. Weitere Kraftwerke an anderen Netzknoten haben deutlich geringere Lastflusssensitivitäten, weil die Faktoren schnell weiter anwachsen. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass in diesem Fall die drei effektivsten Kraftwerke zudem ganz oder zumindest teilweise (Pumpspeicherkraftwerk Happurg) im Besitz des gleichen Eigentümers, hier Uniper, liegen. Dies führt dazu, dass sich die Marktkonzentration deutlich erhöht, da sich die Möglichkeiten zur Deckung der Nachfrage des Netzbetreibers standortspezifisch

sehr stark unterscheiden. Deswegen stehen Kraftwerke mit „günstiger“ Lage zum Engpass (hohe Sensitivität) mit nur wenigen Kraftwerken an anderen Knoten „ernsthaft“ in Konkurrenz.

3.2 QUANTITATIVE ANALYSEN

Ziel der Analysen. Wie erläutert ist die Messung von Marktkonzentration in nodalen Märkten eine besondere Herausforderung. Aufgabe dieses Vorhabens ist aber nicht die Entwicklung von exakten Indikatoren zur Bestimmung der Marktkonzentration in Redispatch-Märkten – diese ist bei Einführung solcher Märkte notwendig, aber bislang weder in der Praxis noch in der Wissenschaft abschließend gelöst. Ziel ist vielmehr eine empirische Einordnung, inwiefern Redispatch-Märkte zu einer im Vergleich zum Status quo hohen Marktkonzentration und Anreizen zur Ausübung von Marktmacht führen.

Potenzial zur Änderung von Knotenpreisen. Da es in diesem Vorhaben nicht um die Entwicklung von exakten Marktkonzentrationsmaßen geht, haben wir hier einen Indikator entwickelt, der zwar nur für unsere Modelluntersuchungen relevant ist, dafür aber vergleichsweise einfach zu implementieren und geeignet ist, das Marktmachtpotenzial in Redispatch-Märkten zu zeigen: die Fähigkeit von Marktparteien, Knotenpreise zu beeinflussen. Der entwickelte Indikator geht von der Beobachtung aus, dass die Strategien der Akteure – sofern es ihnen um die Ausübung von Marktmacht geht – im Ergebnis insbesondere darauf abzielen, Knotenpreise in einer für ihre eigenen Anlagen günstigen Weise zu beeinflussen. Dies kann auf zwei Weisen geschehen:

1. Lokale Preise durch Mengenzurückhaltung oder Preisaufschläge erhöhen, um den Deckungsbeitrag aus der Vermarktung der Energie zum lokalen Preis bzw. Erlöse aus engpassentlastender Flexibilität „hinter dem Engpass“ zu erhöhen. Ein Kraftwerk „hinter dem Engpass“ wirkt engpassentlastend, wenn es seine Leistung erhöht, und erhält somit am Redispatch-Markt für die hochgefahrte Leistung eine Vergütung in Höhe des lokalen Preises vom Netzbetreiber. Diese Strategie tritt auch in Nodal-Pricing-Systemen auf.
2. Lokale Preise durch Angebotsausweitung oder Preisnachlässe senken, um Erlöse aus engpassentlastender Flexibilität „vor dem Engpass“ zu erhöhen. Ein Kraftwerk „vor dem Engpass“ wirkt engpassentlastend, wenn es seine Leistung absenkt. Es zahlt dem Netzbetreiber für die Absenkung einen Preis in Höhe des lokalen Preises. Es ist für diesen Akteur umso günstiger, wenn der lokale Preis in diesem Fall möglichst niedrig ist. Diese Strategie ist ein Spezifikum von Redispatch-Märkten.

Diese Strategien lassen sich auch anders interpretieren: Akteure haben – jenseits bzw. „ergänzend“ zur Inc-Dec-Strategie – ein Interesse an engpassverstärkendem Verhalten.

Methodisches Vorgehen. Das konkret in diesem Vorhaben für diese Untersuchungen implementierte methodische Vorgehen zeigt folgende Darstellung.

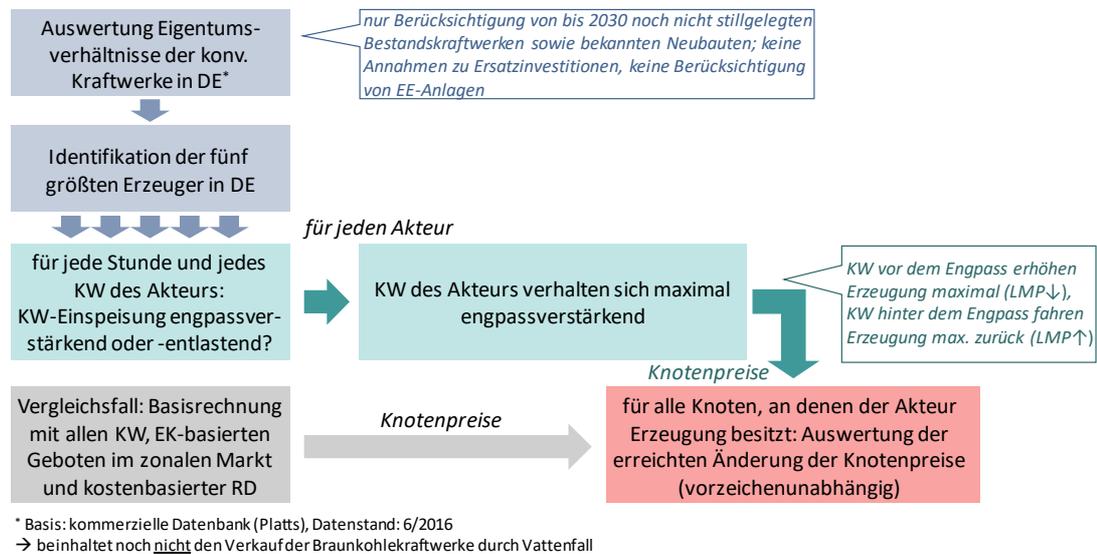


Abbildung 13: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens bei den quantitativen Analysen zu Marktmachtanreizen in Redispatch-Märkten

Angewendet wurden die Analysen auf das bereits im Zusammenhang mit den quantitativen Analysen zur Inc-Dec-Strategie verwendete Szenario für das Betrachtungsjahr 2030. Die Analyse wurden exemplarisch für die fünf größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland durchgeführt.

Dazu wurden zunächst die Daten einer kommerziellen Datenbank zu den Eigentumsverhältnissen konventioneller Kraftwerke in Deutschland ausgewertet. Berücksichtigt wurden nur bis 2030 noch nicht stillgelegte, heutige Bestandskraftwerke bzw. bekannte Neubauten. Auf diese Weise wurden die nach dieser Definition fünf größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland für das Betrachtungsjahr 2030 identifiziert (vgl. Abbildung 14).

Für jeden dieser Akteure wird nun folgende Strategie implementiert und deren Auswirkung analysiert. Für jede Stunde und jedes Kraftwerk des Akteurs wird zunächst auf Grundlage der Basisrechnung (erzeugungsgrenzkostenbasierte Gebote im zonalen Markt, keine Marktmachtausübung, kostenbasierter Redispatch) geprüft, ob die Kraftwerkseinspeisung engpassverstärkend oder -entlastend wirkt. Dann wird die Einspeisung der Kraftwerke im Redispatch-Markt (!) so verändert, dass sie maximal engpassverstärkend wirkt – und damit auch im Hinblick auf die Wirkung auf den lokalen Preis maximal in die aus Sicht des Akteurs positive Richtung wirkt. Ein Kraftwerk vor dem Engpass würde seine Einspeisung maximal erhöhen (und damit den lokalen Preis maximal senken), ein Kraftwerk hinter dem Engpass würde seine Leistung maximal zurückhalten (und damit den lokalen Preis maximal erhöhen). Auf dieser nur für die Kraftwerke des betrachteten Akteurs veränderten Rechnung werden dann erneut Knotenpreise ermittelt und diese mit den Knotenpreisen aus der Basisrechnung verglichen.

So wird für jeden Akteur ermittelt, welche Änderung der Knotenpreise dieser durch Mengenanpassung im Redispatch-Markt zu seinen Gunsten maximal erreichen kann. Dabei wird die

durch die abgebildete Strategie erreichte Änderung der Knotenpreise betragsmäßig betrachtet und mit der Erzeugungsleistung des jeweiligen Akteurs am jeweiligen Knoten gewichtet. Dies dient als Indikator dafür, wie stark die Anreize des Akteurs zur Ausübung von Marktmacht sind. Dabei ist anzumerken, dass die abgebildete Strategie maximaler Engpassverstärkung den Effekt der Ausübung von Marktmacht im quantitativen Ausmaß überzeichnet, da der Akteur bei dieser Strategie selbst gerade keinen Nutzen mehr aus der Strategie ziehen könnte. Hat er seine Kapazität auf dem Redispatch-Markt maximal zurückgehalten/erhöht, hätte er dann zwar den Preis maximal in eine für ihn positive Richtung verändert, kann aber selbst keine Kapazität mehr zu diesem Preis vermarkten. Die aus Sicht des Akteurs optimale Mengenanpassung liegt also bei einer kleineren als der maximalen Anpassungsmenge. Die gewählte maximale Menge stellt aber einen eindeutigen (klar definierten) Punkt dar, der es ermöglicht Vergleichsbetrachtungen durchzuführen, ohne sehr aufwändige, spieltheoretische Agentenmodelle zur Abbildung der Strategien einsetzen zu müssen. Der gewählte Indikator der leistungsgewichteten Knotenpreisänderung bildet zudem eine akteursbezogene Sichtweise ab und drückt aus, welche Anreize aus Sicht des Akteurs zur Ausübung von Marktmacht bestehen. Dies lässt keine unmittelbaren Aussagen darüber zu, welche Effizienzverluste und Rentenverschiebungen durch die Ausübung von Marktmacht insgesamt entstehen würden. Dies ist jedoch auch nicht Ziel der Untersuchungen in diesem Abschnitt.

Ergebnisse. Folgende Abbildung zeigt zunächst das Ergebnis der Auswertung der Eigentümerstruktur im modellierten Kraftwerkspark für das Jahr 2030 in Deutschland. Der größte Akteur (hier mit „A“ bezeichnet) besitzt mit gut 7,5 GW Erzeugungsleistung einen Anteil von 15 % an der gesamten noch installierten konventionellen Kraftwerksleistung, der fünfgrößte Akteur „E“ mit unter 2 GW einen Anteil von etwa 3 %.

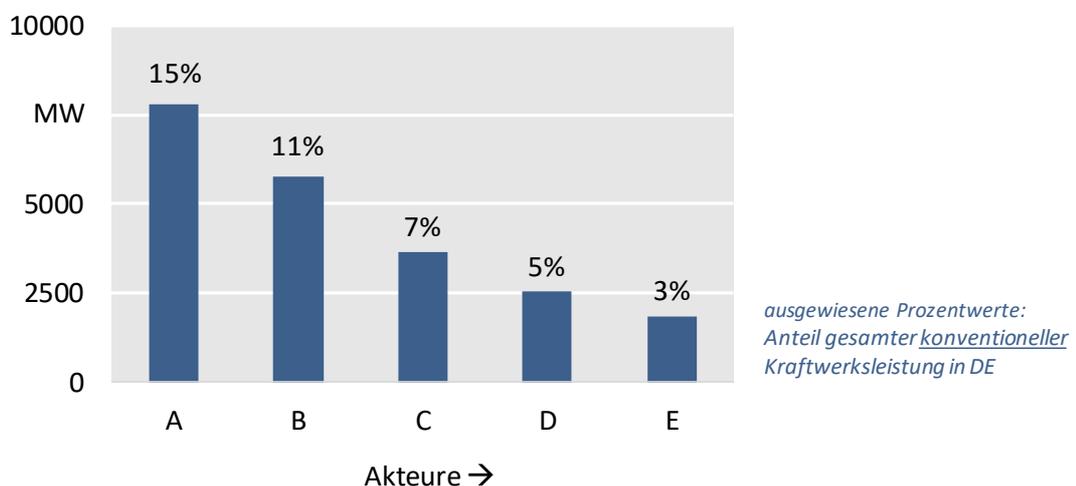


Abbildung 14: Kraftwerksleistung der fünf größten Akteure in Deutschland im Betrachtungsjahr 2030

Das Ergebnis der Modellierung der maximal engpassverstärkenden Gebotsstrategie entsprechend dem oben skizzierten Vorgehen zeigt Abbildung 15. Dargestellt sind sowohl die im Mittel über das Jahr durch den Akteur erreichbare Knotenpreisänderung als auch die in 500

bzw. 100 Stunden mindestens erreichte Knotenpreisänderung. Die grauen Balken im Hintergrund deuten an, dass in wenigen Stunden (< 100) auch höhere Knotenpreisänderungen möglich sind. Es wurde allerdings bewusst darauf verzichtet, das Maximum aufzuzeigen, da dieses – aufgrund seiner Abhängigkeit von den betrachteten Netzknoten – keinen stabilen Wert darstellt (gleitender Übergang nach oben hin).

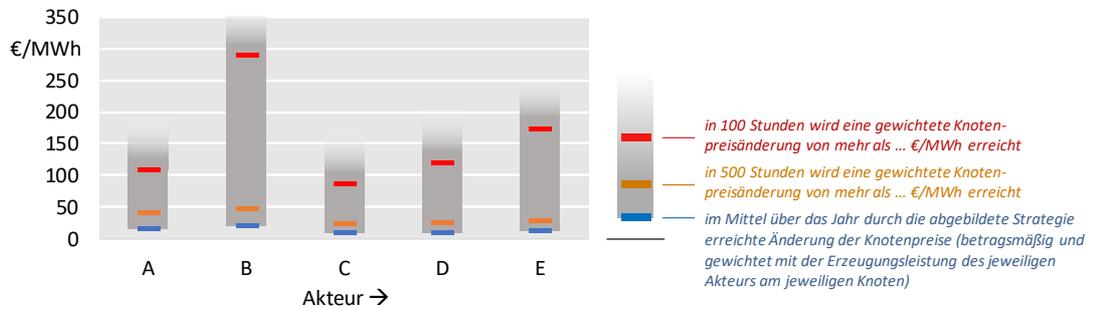


Abbildung 15: Maximal erreichbare Änderung der Knotenpreise zugunsten der Akteure durch Mengenanpassung mit Redispatch-Markt

Erkennbar ist, dass die Akteure im Mittel Änderungen von Knotenpreisen in der Größenordnung von 15 bis 20 EUR/MWh erzielen können. Hervorzuheben ist aber, dass sie in einer kleineren Zahl von Stunden (500 bzw. 100) eine sehr hohe Preisänderung (bis zu 50 EUR/MWh bzw. 300 EUR/MWh) herbeiführen können. Dies deutet darauf hin, dass in diesen Stunden – die durch eine besonders hohe Engpassbelastung des Netzes gekennzeichnet sein dürften – sehr hohe Anreize zur Markttausübung bestehen.

Um die Zahlenwerte besser einordnen zu können, wurde als „Referenz“ zudem ermittelt, welche maximale Preisänderung die Akteure ohne Redispatch-Markt erzielen könnten, d. h. wenn sie eine Strategie der maximalen Mengenzurückhaltung auf dem zonalen Markt anwenden würden. Eine solche Strategie haben wir ebenfalls simuliert und die so erreichte Änderung der Zonenpreise nach dem gleichen Schema berechnet. In der folgenden Abbildung zusätzlich dargestellt ist die in 500 Stunden mindestens erreichte Änderung des Zonenpreises durch maximale Kapazitätzurückhaltung durch den Akteur.

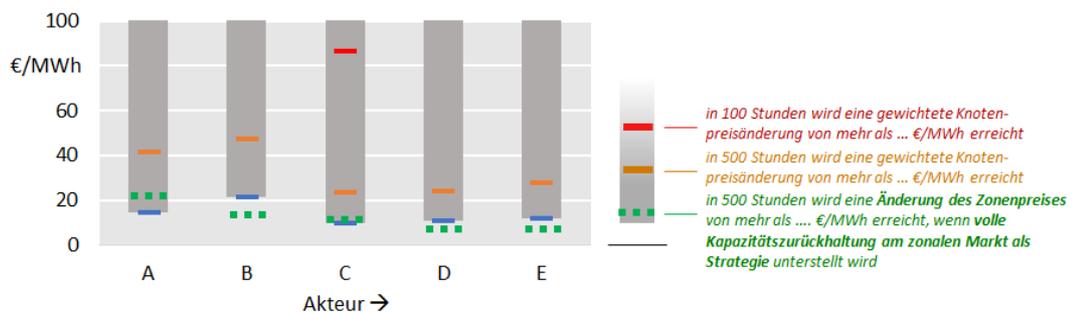


Abbildung 16: Maximal erreichbare Änderung des zonalen Preises im Vergleich zur maximal erreichbaren Änderung der Knotenpreise mit Redispatch-Markt

Diese Auswertung erlaubt eine bessere Einordnung der ermittelten Zahlen. Im Vergleich zeigt diese Auswertung, dass der Anreiz zur Ausübung von Marktmacht in Redispatch-Märkten offensichtlich deutlich höher ist als in einem zonalen Markt: Der jeweils gleiche Akteur kann mit einer vergleichbaren Strategie (maximale Kapazitätsanpassung) die für seine Erlöse relevanten Preise im Redispatch-Markt um ein Vielfaches (Faktor 2 bis 4) stärker in eine für ihn positive Richtung verändern als im zonalen Markt. Zur Veranschaulichung sei Akteur B betrachtet. Er kann durch eine maximale Kapazitätszurückhaltung am zonalen Markt eine Erhöhung des zonalen Marktpreises von mindestens 14 EUR/MWh in 500 Stunden erreichen. Bei Einführung eines Redispatch-Markts würde sich seine Strategie nicht auf den zonalen Marktpreis, sondern auf den lokalen Marktpreis beziehen. Unsere Modellierung zeigt, dass er bezogen auf den lokalen Marktpreis am Standort seiner Kraftwerke durch eine Strategie der Mengenanpassung anstatt einer Preisänderung von 14 EUR/MWh eine Preisänderung von über 47 EUR/MWh erreichen kann. Dies verdeutlicht, dass aus Sicht des gleichen Akteurs mit einer dem Prinzip nach gleichen Strategie (Mengenanpassung) das Potenzial zur Preisbeeinflussung – und damit auch der Anreiz dies zu tun – durch die Einführung eines Redispatch-Markts deutlich steigen kann. Grund hierfür ist, dass sich – je nach Lage der Erzeugungsanlagen insbesondere im Verhältnis zu den Netzengpässen – der Wettbewerb, dem der Akteur ausgesetzt ist, deutlich ändert: Steht er im zonalen Markt noch mit allen anderen Erzeugern der Gebotszone voll und mit Erzeugern in benachbarten Zonen beschränkt (aufgrund der begrenzten grenzüberschreitenden Handelskapazitäten) im Wettbewerb, ist der Wettbewerb im Redispatch-Markt deutlich eingeschränkt, da die Möglichkeiten zur Engpassentlastung sehr stark standortabhängig sind (vgl. die Erläuterungen in Abschnitt 3.1 anhand von Abbildung 12).

4 Marktbasierter Redispatch: Schlussfolgerungen

Dieses Kapitel wägt die Vor- und Nachteile von marktbasiertem Redispatch ab. Unter den Vorteilen sticht die Integration von Lasten in den Redispatch heraus. Neben den genannten Nachteilen aus Inc-Dec-Strategien und Marktmacht sind darüber hinaus verzerrte Investitionssignale zu nennen. Schließlich gehen wir auf Besonderheiten im Verteilnetz ein und diskutieren Redispatch auf Basis von Leistungs- statt Arbeitszahlungen.

4.1 VORTEILE

Teilnahmeanreize. Im Gegensatz zum kostenbasierten Redispatch ermöglicht ein marktbasierter Redispatch durch Redispatch positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und bietet somit einen Teilnahmeanreiz. Dies gilt sowohl in Knappheitsregionen (hochgefahrenen Erzeugungsanlagen bekommen nicht nur ihre eigenen Kosten erstattet, sondern einen vom marginalen Kraftwerk gesetzten Preis) als auch in Überschussregionen (heruntergeregelte Erzeugungsanlagen müssen nicht ihre eigenen eingesparten Kosten vollständig abgeben, sondern nur die der marginalen noch heruntergefahrenen Erzeugungsanlage). Dieser Effekt ist vor allem für die Teilnahme von Lasten am Redispatch relevant, da Lasten ohne solche freiwilligen Anreize bislang nicht in den regulativen Redispatch integriert werden konnten, da bei ihnen die regulative Kostenfeststellung kaum möglich ist. Dies halten wir für den grundlegenden Vorteil von marktbasiertem Redispatch.

Investitionsanreize. Die Möglichkeit, Deckungsbeiträge im Redispatch erwirtschaften zu können, schafft regional differenzierte Investitionsanreize. Es besteht ein zusätzlicher Anreiz, in Knappheitsregionen in Erzeugungsanlagen zu investieren sowie in Überschussregionen in Lasten zu investieren. Dies ist wünschenswert. Leider bietet ein Redispatch-Markt auch gegengelagerte, unerwünschte Investitionsanreize: Die zusätzlichen Renten machen auch Erzeugungsinvestitionen in Überschussregionen sowie Lasten in Knappheitsregionen attraktiver. Ob ein solcher Markt insgesamt zu Investitionen führt, die regional netzdienlicher oder weniger netzdienlich verteilt sind als ein zonaler Strommarkt ohne regionale Steuerung, ist nicht ohne Weiteres zu erkennen.

Quantifizierung des Nutzens der Lastenintegration. In diesem Vorhaben haben wir auch den Nutzen von Lasten als zusätzliches Potenzial zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass dieser Nutzen insgesamt eher begrenzt ist. Zwar dürfte das Potenzial in Bezug auf die maximal verfügbare, flexible Leistung vergleichsweise hoch sein. Allerdings ist dieses Potenzial (z. B. aus in Grenzen flexibel einsetzbaren Wärmepumpen oder Elektromobilität) einerseits bundesweit verteilt und insoweit können jeweils nur bestimmte Anteile der gesamten Leistung netztechnisch vorteilhaft eingesetzt werden. Andererseits ist auch die zeitliche Verfügbarkeit beschränkt und häufig kürzer als die Dauer von zu

behebenden Engpässen, die z. B. aufgrund von durchziehenden Windfronten entstehen. Unter den in den Berechnungen getroffenen Annahmen liegt das Einsparpotenzial im regulatorischen Redispatch bei knapp über 60 Mio. EUR an jährlichen Redispatch-Kosten. Das Redispatch-Volumen reduziert sich um etwa 1,3 TWh. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass der Nutzen der Einbeziehung von Lasten eher auf wenige Situationen mit besonders hohem Redispatch-Bedarf begrenzt ist. Keine Rückschlüsse erlauben unsere Berechnungen auf den Nutzen der Lastflexibilität für die Behebung von Engpässen in den Verteilnetzen. Hier ist fallweise ein höherer Nutzen vorstellbar. Eine systematische Untersuchung hierzu liegt aber nicht vor.

4.2 NACHTEILE

Höhere Redispatch-Kosten. Selbst wenn man annimmt, dass weder Inc-Dec-Strategien noch Marktmacht auftreten, führt marktbasierter Redispatch zu signifikant erhöhten Redispatch-Kosten. In unseren Simulationen eines deutschen Redispatch-Markts (vgl. Abschnitt 2.5) würden sich die Redispatch-Kosten etwa verdoppeln, da nicht mehr nur die Kosten erstattet, sondern darüber hinaus das Erwirtschaften von Renten ermöglicht wird. In der Folge steigen dann die Kosten für Redispatch. Dies ist die Kehrseite des Teilnahme- und Investitionsanreizes. Höhere Redispatch-Kosten schlagen sich in höheren Netzentgelten für Verbraucher nieder. Wenn die geschaffenen Anreize allesamt systemdienlich wären, ließen sich erhöhte Kosten rechtfertigen. Dies ist aber nicht der Fall, wie im Folgenden dargestellt wird.

Fehlgeleitete Investitionsanreize. Die Möglichkeit, (zusätzliche) Deckungsbeiträge im Redispatch erwirtschaften zu können, verstärkt oder schafft Investitionsanreize. Wenn die zusätzlichen Deckungsbeiträge nur bei systemdienlichen Kraftwerken anfallen würden, wären diese sinnvoll und wünschenswert. Selbst ohne Inc-Dec oder Marktmacht setzt marktbasierter Redispatch, im Gegensatz zu Nodal-Pricing-Systemen, jedoch auch falsche Investitionsanreize. Im Beispiel aus Abschnitt 2.2 gesprochen: Während für sich betrachtet die erhöhten Deckungsbeiträge für Kraftwerke im Süden zu begrüßen sind, da sie Investitionen in diese Region locken, erwirtschaften auch Kraftwerke im Norden zusätzliche Deckungsbeiträge. Diese fallen gerade bei jenen Kraftwerken an, die aufgrund ihrer hohen Erzeugungskosten im finalen Kraftwerkseinsatz nicht erzeugen, weil sie per Redispatch heruntergefahren werden. Es besteht also ein verstärkter Anreiz, in genau solche nicht benötigten Kraftwerke zu investieren bzw. Desinvestitionen hinauszuzögern. Für die Standortwahl von Lasten bestehen umgekehrte investive (Fehl)anreize. Diese fehlgeleiteten Investitionsanreize treten selbst dann auf, wenn Inc-Dec regulatorisch vollkommen unterbunden würde.

Inkonsistentes Marktdesign. Wie in Kapitel 2 diskutiert, führt marktbasierter Redispatch zusätzlich zu Rückkopplungen auf den zonalen Strommarkt, die zu einer Verstärkung der Engpässe, einer Erhöhung der Redispatch-Mengen, weiteren investiven Fehlanreizen und zu Windfall-Profits führen. Die modellbasierte Quantifizierung hat gezeigt, dass diese Auswirkungen in ihrer Höhe bedeutsam sind. Da die dafür verantwortlichen Inc-Dec-Gebote die optimale Gebotsstrategie von rationalen, auf Anreize reagierenden Akteuren ist, halten wir markt-basierten Redispatch in zonalen Strommärkten für ein im Kern inkonsistentes Marktdesign.

Marktmacht. Wie in Kapitel 3 dargelegt, unterliegt marktbasierter Redispatch zudem Markt-machtproblemen. Da ein marktbasierter Redispatch notwendigerweise knotenscharf ist, ist das Marktgebiet klein; es gibt also nur wenige Anbieter, die die Nachfrage nach Redispatch erfüllen können. Es ist daher davon auszugehen, dass Marktakteure entweder ihre Spielräume zur Erhöhung der Preise über das wettbewerbliche Niveau ausnutzen würden oder eine eng-maschige Marktmachtkontrolle durchgeführt werden müsste. Im Vergleich zu Nodal-Pricing-Systemen kommt bei marktbasiertem Redispatch zudem eine weitere Spielart der Markt-machtausnutzung hinzu: die Möglichkeit, in Überschussregionen den Preis auf dem Redispatch-Markt zu drücken, um dem Netzbetreiber weniger für das Herunterregeln bezahlen zu müssen.

Zusammenspiel von Inc-Dec-Strategien und Marktmacht. Während Marktmacht und Inc-Dec für sich alleinstehend bereits signifikante Probleme des marktbasierten Redispatch darstellen, liegt in der Kombination weiteres Problempotenzial. Durch die Möglichkeit, lokale Markt-macht am Redispatch-Markt auszunutzen, besteht die Gefahr, dass Akteure nicht nur (im Rahmen des Inc-Dec-Anreizsystems) vorhandene Engpässe verstärken, sondern zudem durch Marktmacht erhöhte Opportunitäten aus dem Redispatch-Markt einpreisen und dadurch auch neue Engpässe schaffen. Zudem würde auch das Preisniveau auf dem zonalen Strommarkt bei lokaler Ausnutzung von Marktmacht beeinflusst werden, da die Akteure das erwartete Preisniveau am Redispatch-Markt als Opportunität in ihre Gebote im zonalen Markt einpreisen.

Auswirkungen auf Netzausbau. Ein marktbasierter Redispatch könnte zudem Auswirkungen auf die Netzausbauplanung haben, die den Netzausbau möglicherweise vom Optimum entfernen würde. In welche Richtung diese Auswirkungen gehen, ist hingegen unklar. Die deutlich gestiegenen Kosten für Redispatch könnten dem Netzbetreiber und Regulator suggerieren, dass der Ausbaubedarf größer ist, als es volkswirtschaftlich optimal wäre. Andererseits wäre es auch denkbar, dass marktbasierter Redispatch als sinnvolle Alternative zum Netzausbau angesehen würde und damit die Bereitschaft für den Netzausbau sinkt.

EE-Ziele. Regelungen zum Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien oder zu einer Abschaltreihenfolge, wie aktuell seit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes vorgesehen, sind bei marktbasiertem Redispatch nicht möglich, da auch erneuerbare Energien auf dem Redispatch-Markt mit ihren Grenzkosten (inklusive entgangener Förderung) bieten würden. Dies könnte es erschweren, die Ziele zum EE-Anteil an der Stromerzeugung zu erreichen.

4.3 INC-DEC-STRATEGIEN IN VERTEILNETZEN

Konzeptionelle Bedenken sind übertragbar. Die Erkenntnisse und Ableitung bezüglich der Inc-Dec-Problematik wurden bisher vor allem anhand von Beispielen aus dem Übertragungsnetz illustriert. Dennoch sind die Überlegungen prinzipiell auf Engpässe im Verteilnetz übertragbar. Die Anreizproblematik des Inc-Dec entsteht aus der Inkonsistenz der räumlichen Auflösung zweier Marktstufen. Dabei ist es für den grundsätzlichen Wirkungszusammenhang unerheblich, ob die differenziertere räumliche Auflösung der zweiten Marktstufe (Redispatch-

Markt oder Flexibilitätsmarkt) aus Netzengpässen im Übertragungs- oder im Verteilnetz herührt.

Unterschiede zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Auch wenn die grundsätzlichen Wirkungszusammenhänge und Anreizstrukturen identisch sind, bestehen Unterschiede zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen im Hinblick auf die Bewertung von marktbasierem Engpassmanagement: Die Probleme sowohl von kostenbasiertem wie auch von marktbasierem Redispatch scheinen im Verteilnetz schwerer zu wiegen.

Einbeziehung von Last unter Umständen relevanter. Ein erheblicher Teil des Ausbaubedarfs bzw. der Engpässe in Verteilnetzen dürfte zukünftig auch lastbedingt sein. Ursächlich hierfür ist unter anderem der Ausbau der Sektorkopplung, z. B. in Form von Elektromobilität, deren Ladeinfrastruktur hohe Anschlussleistungen aufweist. Im bisherigen Verlauf des Vorhabens wurde bereits ausführlich herausgearbeitet, das z. B. aufgrund von Informationsasymmetrien erhebliche Schwierigkeiten bei der Einbeziehung von Lasten in den kostenbasierten Redispatch bestehen. Naturgemäß wäre gerade der netzdienliche Einsatz dieser „neuen“ Verbraucher im Rahmen des Engpassmanagements geeignet, primär von ihnen verursachten Netzausbaubedarf zu vermeiden bzw. von ihnen verursachte Engpässe effektiv zu beheben. Ihre Einbeziehung in das Engpassmanagement könnte damit besonders relevant sein. Allerdings fehlt nach unserer Kenntnis heute eine umfassende, über einzelne Fallbeispiele hinausgehende Kosten-Nutzen-Analyse, was die netzdienliche Nutzung solcher Flexibilitäten anbelangt. Wir können also nur vermuten, dass eine Einbeziehung von Lasten in das Engpassmanagement im Verteilnetz relevanter sein dürfte als im Übertragungsnetz und in Konsequenz die Probleme, dies im kostenbasierten Redispatch zu tun, schwerer wiegen.

Marktmachanfälligkeit in Verteilnetzen tendenziell höher. Wie im Übertragungsnetz ist marktbasierter Redispatch auch im Verteilnetz anfällig für lokale Marktmacht. Die Anfälligkeit für Marktmacht und auch kollusives Verhalten von Akteuren dürfte in Verteilnetzen fallweise noch einmal deutlich höher sein als im Übertragungsnetz. Grund ist, dass der Einfluss einzelner Anlagen auf Engpässe wegen der weniger (bis gar nicht) vermaschten Netzstruktur in Verteilnetzen teilweise deutlich höher ist als im Übertragungsnetz. Zugleich ist die Anzahl von Anlagen mit Einfluss auf Engpässe in der Regel viel kleiner. Dadurch besteht auch ein größeres Potenzial, dass Absprachen zwischen Akteuren zum Schaden der Netznutzer (höhere Engpassmanagementkosten) stattfinden, denn „erfolgreiche“ Absprachen brauchen dann nur wenige Netznutzer, die sich an einer solchen Absprache beteiligen (Kollusion).

Unvollständige Entflechtung in Verteilnetzen. Ein weiteres Problem liegt darin, dass Verteilnetzbetreiber zum Teil nicht in gleichem Maße wie Übertragungsnetzbetreiber den Entflechtungsregeln (Unbundling) unterliegen. Kraftwerksbetreiber könnten Kenntnisse über Netzengpässe aus dem Verteilnetzbetrieb für die Generierung von erhöhten Profiten aus Redispatch-Märkten nutzen.

4.4 REDISPATCH AUF BASIS VON LEISTUNGSZAHLUNGEN

Konzept. Marktbasierter Redispatch auf Basis von Abrufzahlungen unterliegt, wie dargestellt, den Problemen von Inc-Dec-Strategien und Marktmacht. Freiwilliger Redispatch auf Grundlage von Leistungszahlungen würde hingegen zumindest die Anreize für Inc-Dec-Strategien deutlich mildern. Ein solches System wollen wir im Folgenden kurz skizzieren. Flexible Verbraucher räumen Netzbetreibern hierbei auf freiwilliger Basis das Recht ein, auf die vorhandene Flexibilität zuzugreifen. Das Zugriffsrecht des Netzbetreibers ist dabei begrenzt, z. B. im Hinblick auf die in einem bestimmten Zeitraum zugestandene Anzahl an Zugriffen. Das Zugriffsrecht geht nicht mit der Anforderung der Vorhaltung einer bestimmten Flexibilität einher, der Netzbetreiber hat nur das Recht, die Flexibilität zu nutzen, sofern diese verfügbar ist.¹⁶ Im Gegenzug für das Einräumen des Zugriffsrechts erhalten die Verbraucher eine pauschale Leistungszahlung, gegebenenfalls auch in Form einer pauschalen Vergünstigung bei Netzentgelten. Entscheidend ist, dass die Vergütung unabhängig vom tatsächlichen Flexibilitäts Einsatz des Netzbetreibers ist. Die Höhe der Vergütung kann ex ante im Sinne eines Angebots („Wer ist bereit zu diesem Preis seine Flexibilität bereitzustellen?“) durch den Netzbetreiber vorgegeben sein oder sich auch marktbasierend, z. B. in Form von Ausschreibungen, ergeben. Insbesondere in Verbindung mit einer Gegenleistung in Form vergünstigter Netzentgelte könnte dieses Konzept als Weiterentwicklung der heute im § 14a EnWG angelegten Regelungen gesehen werden.

Intention. Dieses Konzept verfolgt das Ziel, Lasten für das Engpassmanagement zu erschließen und dabei Inc-Dec-Anreize möglichst weitgehend zu vermeiden. Letzteres soll dadurch gelingen, dass die Vergütung für die Beteiligung am Engpassmanagement nicht für den Abruf erfolgt, sondern bereits vorher fixiert ist. Anders als andere in Kapitel 5 diskutierte Instrumente zielt dieses Instrument primär auf die Bereitstellung von Flexibilität für Netzbetreiber im operativen Netzbetrieb ab und nicht auf die regionale Steuerung von Investitionen.

Nachteile und Probleme. Inwieweit dieser Ansatz strategische Anreize vermeidet, hängt von bestimmten Voraussetzungen ab. Inc-Dec-Anreize dürften dann wesentlich reduziert werden, wenn dem Flexibilitätsanbieter bei Nutzung der Flexibilität durch den Netzbetreiber Kosten entstehen. Der Anbieter hat dann – anders als bei Inc-Dec – keinen Anreiz, durch sein Gebotsverhalten den Abruf der Flexibilität durch den Netzbetreiber zu provozieren, denn ihm

¹⁶ Damit kommen insbesondere Last- und Erzeugungsschaltungen für derartige Flexibilitätsprodukte in Frage. Wenn Eingriffe selten genug erfolgen und ein grundsätzlicher Anreiz an einem Betriebszustand besteht, in dem die Flexibilität verfügbar ist (bei Erzeugungsanlagen Erlösanreiz, bei Lasten Nutzungsanreiz, insbesondere wenn das Angebot von Flexibilität nicht kostenlos möglich, sondern z. B. mit erheblichen Netzentgelten, die die Flexibilitätszahlung übersteigen, verbunden ist), wären aus einer solchen Regelung nur begrenzte Anreize für anbieterseitige Verhaltensänderungen zur Maximierung der eigenen Erlöse zu erwarten. Die Frage der Verfügbarkeit von Flexibilitätsanbietern für Last- oder Erzeugungserhöhungen wäre hingegen deutlich schwieriger nachzuweisen. Insofern könnte hier ein Moral-Hazard-Problem derart bestehen, dass Anbieter Flexibilitätsprodukte offerieren, ohne die Erfüllung von Anforderungen tatsächlich zu ermöglichen.

entstehen dadurch nur Kosten, aber er erhält keine abrufabhängige Vergütung. Dies gilt zumindest in statischer Betrachtung. Dynamisch, also langfristig, könnte der Anreiz bestehen, sich zunächst eher engpassverstärkend zu verhalten, um später die Nachfrage des Netzbetreibers nach netzentlastender Flexibilität zu erhöhen und so zukünftig von einer aufgrund der höheren Nachfrage gestiegenen Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers zu profitieren. Insbesondere bei längeren Vertragslaufzeiten (z. B. im Bereich mehrerer Monate) dürften diese Anreize aber deutlich absinken, da die Unsicherheiten über den Erfolg dieser Strategie deutlich zunehmen.

Abschaltung vs. Zuschaltung. Die Voraussetzung, dass dem Flexibilitätsanbieter durch den Abruf Kosten entstehen, ist bei Lastreduktionspotenzialen in aller Regel gegeben, nicht zwingend hingegen bei Potenzialen zur Steigerung der Last. Bestünde die dem Netzbetreiber angebotene Flexibilität im Herauffahren von Last, so würden dennoch Inc-Dec-Anreize entstehen: Ein Verbraucher im Norden, dessen Last engpassentlastend wirkt, könnte dann auf eine Beschaffung am zonalen Markt verzichten, um vom Netzbetreiber seine Last hochfahren zu lassen und die Energie kostenfrei vom Netzbetreiber geliefert zu bekommen.

Zeitvariable Kosten. Für Lasten mit stark zeitvariablen Opportunitätskosten – dies dürfte in Abhängigkeit von der festgelegten Vertragslaufzeit für das Flexibilitätsprodukt z. B. bei einigen Industrielasten der Fall sein – erscheint dieses Instrument zudem wenig geeignet. Wenn diese Verbraucher ex ante nicht gut abschätzen können, ob der Abruf der Flexibilität durch den Netzbetreiber eher zu Zeiten hoher oder niedriger eigener Kosten durch Lastverzicht erfolgt, dürfte das Anbieten der Flexibilität für sie nur bei hohen Leistungszahlungen in Frage kommen. Aus Sicht des Netzbetreibers dürften die hohen Kosten den Nutzen dann oftmals übersteigen. Alternativ wäre denkbar, dass Flexibilitätsanbieter einem Abruf unter bestimmten Bedingungen widersprechen könnten, was jedoch wiederum Anreize setzen könnte, Flexibilität anzubieten, die faktisch gar nicht vorhanden ist.

Einordnung. Für einen gewissen Teil der Lastflexibilität erscheint dieses Konzept grundsätzlich geeignet, um diese für das Engpassmanagement zu erschließen, ohne dabei gleichzeitig Inc-Dec-Anreize hervorzurufen. Welche Lasten tatsächlich in dieses Segment fallen und welchen Nutzen ihre Einbindung in das Engpassmanagement tatsächlich bringen könnte, sollte daher ebenso weiter vertieft analysiert werden wie die Frage, mit welcher Produktspezifikation (z. B. im Hinblick auf Vertragslaufzeiten) Inc-Dec-Anreize möglichst vermieden werden. Auch das Verhalten bei negativen Strompreisen sollte noch genauer beleuchtet werden.

5 Alternative lokale Anreize

Langfristiger Überausbau. Eine große Preiszone mit kostenbasiertem Redispatch bietet innerhalb der Zone keine regionale Steuerung von Investitionen. Neu- und Erhaltungsinvestitionen in Erzeugung, Speicher und Lasten werden also nicht hin zu netzdienlichen Standorten gelenkt, sondern völlig unabhängig von Netzengpässen vorgenommen. Weil qua Marktdesign keine Abwägung zwischen Netzausbau und Investitionen an netzdienlichen Standorten getroffen werden kann, ist in einem zonalen Marktdesign ein Maß an Netzausbau notwendig, welches das volkswirtschaftliche Optimum übersteigt.

Verzögerung im Netzausbau. Zwar gelten diese Überlegungen in der Theorie, in der Praxis dürfte aber momentan das gegenteilige Problem überwiegen: Verzögerungen beim Netzausbau. Durch die Langwierigkeit insbesondere des Übertragungsnetzausbaus kann es zu jahrelangen Netzengpässen kommen. Vor allem die „Durststrecke“ zwischen endgültigem Atomausstieg und Fertigstellung der Gleichstromtrassen in Deutschland dürfte von deutlichen Netzengpässen über das ökonomische Optimum hinaus geprägt sein. Auch dies ist allerdings ein Argument für die regionale Steuerung von Investitionen. Sowohl theoretisch-langfristig wie auch praktisch-mittelfristig spricht also einiges dafür, eine regionale Steuerung von Investitionen in Kraftwerke, Lasten und Speicher zumindest zu prüfen.

Arbeitspaket 2. In Arbeitspaket 2 des Vorhabens haben wir uns mit der Interaktion von Markt und Netz sowie verschiedenen Instrumenten der lokalen Bepreisung und regionalen Steuerung auseinandergesetzt. Der entsprechende Bericht „Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts“ ist veröffentlicht (Neon & Consentec 2018). Für das Vorhaben „Beschaffung von Redispatch“ stellen diese Fragen jedoch nur einen Randaspekt dar; die folgende Diskussion ist also keinesfalls abschließend.

Instrumente der regionalen Steuerung. Zum einen können regionale Steuerungssignale aus dem Strommarkt selbst erwachsen, wenn dieser eine geographische Auflösung erhält. Dies ist bei kleinen Preiszonen und Nodal Pricing der Fall (Abbildung 17). Zum anderen können zusätzliche, außerhalb des Strommarkts angesiedelte Instrumente eine Steuerungswirkung entfalten. Zu solchen Anreizsystemen zählen insbesondere tiefe Netzanschlussentgelte sowie lokal differenzierte Netznutzungsentgelte, EE-Förderung oder Kapazitätsmechanismen. Diese Instrumente lassen sich sowohl miteinander wie auch mit einem lokal aufgelösten Strommarkt kombinieren.

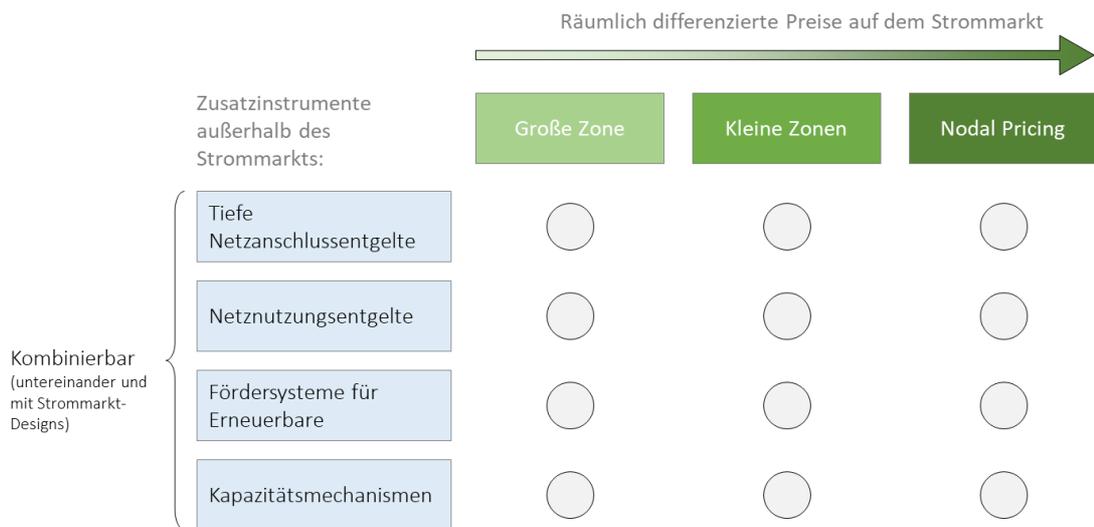


Abbildung 17: Grundsätzliche Optionen der lokalen Steuerung im Strommarkt

5.1 LOKALE ANREIZE AUS DEM STROMMARKT

Ein Ansatz für lokale Anreize ist, dem Strommarkt selbst eine höhere geographische Auflösung zu geben. Dies kann durch kleinere Gebotszonen oder Nodal Pricing geschehen.

5.1.1 Gebotszonenteilung

Konzept. Man könnte die derzeitige deutsch-luxemburgische Gebotszone in beispielsweise zwei bis sechs kleine Gebotszonen aufteilen und diese z. B. alle paar Jahre neu zuschneiden. Dies entspräche in etwa dem Leitbild der EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung).

Intention. Folgende Probleme werden durch das System adressiert:

- Bei strukturellen, andauernden Netzengpässen können Gebotszonen geteilt werden, sodass Engpässe zwischen den Gebotszonen bereits im Marktergebnis berücksichtigt sind. Dies führt zu geringeren Redispatch-Mengen und -Kosten und unterschiedlichen Strompreisen in den einzelnen Zonen.
- Dadurch werden auch lokale Investitionsanreize auf Ebene von Gebotszonen geschaffen.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich die folgenden Probleme:

- Zonengrenzen sind kurzfristig statisch. Häufig sind jedoch Engpässe dynamisch und variieren auf physikalischer Ebene saisonal und tageszeitabhängig. Auf dieser Zeitskala sind kleine Gebotszonen jedoch fix und können dies nicht berücksichtigen. Sie sind daher besser für Länder geeignet, die eine eher lineare Netztopologie (und damit

natürliche Engpassgrenzen eher an stabilen Punkten) besitzen, als solche, die eine stark vermaschte Netztopologie mit sich saisonal und/oder tageszeitabhängig ändernden Engpassgrenzen aufweisen.

- Innerhalb der Preiszonen besteht weiterhin Bedarf an Redispatch. Auch gibt es zonenintern keine regionale Steuerung von Investitionen.
- Durch die Gefahr der regulativen Zonenänderung ist die Stabilität und Glaubwürdigkeit der Preise eingeschränkt. Anders als Marktrisiken lässt sich dieses regulatorische Risiko nicht absichern. Dies stellt eine Gefahr für effiziente lokale Investitionen bzw. sogar Investitionen generell dar.

Einordnung. Das Konzept kleiner Preiszonen liegt mit seinen Vor- und Nachteilen zwischen einer großen Zone und Nodal Pricing; die genaue Verortung zwischen diesen beiden Prototypen hängt von der Anzahl der Zonen ab. Das regulatorische Risiko eines Zonenneuzuschnitts trifft jedoch nur auf dieses Konzept zu, weshalb wir insbesondere von einem regelmäßigen Neuzuschnitt abraten.

5.1.2 Nodal Pricing

Konzept. Bei diesem typischerweise unter den Begriffen *Nodal Pricing* oder *Locational Marginal Pricing* bekannten System erfolgt der physische Handel mit elektrischer Energie über alle Marktstufen hinweg auf Basis hochaufgelöster (netzknotenscharfer) Preise.¹⁷ Im Vergleich zu den bislang diskutierten Marktdesigns werden bei Nodal Pricing der Markt und das Netz nicht mehr getrennt voneinander betrachtet, sondern integral in einem Schritt optimiert. Ein unabhängiger Systembetreiber, der auch für die Netzbetriebsführung verantwortlich ist, bestimmt auf Basis einheitlicher Gebote der Marktteilnehmer zentral den gemäß der definierten Zielfunktion optimalen, Netzengpässe vermeidenden Kraftwerkseinsatz und die dazugehörigen knotenscharfen Marktpreise (sogenannter *central dispatch*).¹⁸ Im Verlauf der unterschiedlichen Marktstufen (analog z. B. zu Day-Ahead, Intraday, Balancing) werden die Einsätze und Preise auf Basis der jeweils aktuellsten vorliegenden Informationen angepasst. Die Rolle des Netzausbaus in einem System mit Knotenpreisen verschiebt sich. Während ein Netzausbau in zonalen Märkten zwingend notwendig ist, um die Last zu decken, wird er in nodalen Systemen eine Option neben regionaler Steuerung. Da innerhalb der begrenzten Knoten ein liquider Langfristhandel mit elektrischer Energie z. B. für Absicherungsgeschäfte kaum

¹⁷ Dies gilt vielfach verpflichtend nur für Erzeugungsanlagen. Verbraucher werden in vielen realen Nodalmärkten wie z. B. Kalifornien (CAISO) mehrere Knoten umfassenden Zonen zugeordnet und zahlen nur den Durchschnittspreis in dieser Zone.

¹⁸ Im Gegensatz dazu ist das in Deutschland und den meisten europäischen Staaten genutzte Modell der sogenannte *self-dispatch*. Hierbei geben die Marktteilnehmer Gebote nur für ihr Gesamtportfolio ab und übernehmen selbständig die Zuordnung verkaufter Energiemengen zu produzierenden Einheiten. Anders als beim *central dispatch* erfolgen die Optimierung der Fahrweise des Anlagenparks und die Berücksichtigung von dessen technischen Eigenschaften dabei dezentral auf Basis individuell festgelegter Methoden durch die Betreiber und nicht durch einen zentralen Algorithmus mit vorgegebenen Schnittstellen.

möglich ist, werden Absicherungsgeschäfte bevorzugt an liquiden Hubs, die mehrere Knoten zusammenfassen, und auf Basis von finanziellen Übertragungsrechten, sogenannten *Financial Transmission Rights*, zwischen Hubs oder Knoten abgeschlossen. Der Bericht „Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich“ (Consentec & Neon 2018) fasst eine Vielzahl von Pro- und Contra-Argumenten zusammen.

Intention. Folgende Probleme werden durch Nodal Pricing adressiert:

- Engpässe werden marktbasierend und ohne regulatorische Zwangsmaßnahmen bewirtschaftet. Redispatch ist nicht mehr notwendig.
- Durch Nutzung auf freiwilligen Angeboten basierender Marktmechanismen wird die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes gesteigert.
- Gleichzeitig wird allen Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit gegeben, am Engpassmanagement (das bei Nodal Pricing Teil des Strommarkts ist) zu partizipieren. Eine Integration von (großen) Lasten und Speichern ist möglich.
- Durch die lokal aufgelösten Preise werden Signale zur lokalen Steuerung von Investitions-/Desinvestitionsentscheidungen an die Marktteilnehmer gesandt.
- Konsistente Preissignale über alle Preisstufen hinweg vermeiden Anreize für Inc-Dec-Strategien.

Nachteile und Probleme.

- Bei Nodal Pricing kann das Problem lokaler Marktmacht auftreten. Um den Missbrauch von Marktmacht zu verhindern, sind deshalb intensive Maßnahmen der Marktüberwachung und Wettbewerbsaufsicht notwendig. Dabei kann die Unterscheidung zwischen missbräuchlicher Ausübung von Marktmacht und im Prinzip erwünschter Rendite für unternehmerisches Handeln schwierig sein. Sowohl eine nicht geahndete Marktmachtausübung als auch eine ungerechtfertigte Renditeabschöpfung können die Wirksamkeit der lokalen Preissignale wie auch die Akzeptanz des Systems schwächen.
- Insbesondere ist zu befürchten, dass eine intensive Marktüberwachung Knappheitspreise unterdrückt. Die Folge einer solchen Regulierung wäre ein sogenanntes „Missing Money“-Problem, also ein Fehlen ausreichender Investitionsanreize. Dies war in der Vergangenheit in realen Märkten häufig ausschlaggebend für die Einführung von Kapazitätsmechanismen.
- Es ist unklar, ob lokale Preise ausreichend Glaubwürdigkeit als Signal für Investitionsentscheidungen haben. Denn neben den Handlungen der Marktteilnehmer werden die lokalen Preise in erheblichem Maße durch Netzausbauentscheidungen der regulierten, einem anderen ökonomischen Kalkül folgenden Netzbetreiber beeinflusst.

Einordnung. Zu erwarten ist ein effizienter statischer Kraftwerkseinsatz, der aber gleichzeitig mit einer intensiven Marktüberwachung und Zentralisierung des Handels einhergeht. Ob dynamische Effizienz bei Investitionen in Last und Erzeugung gewährleistet werden kann, ist fraglich. Es droht zumindest die Notwendigkeit, Investitionen staatlich abzusichern, was den Wert lokaler Preissignale zur Investitionslenkung vermindern würde. Die grundlegenden Unterschiede machen eine Bewertung von Nodal Pricing im Vergleich zu zonalen Marktdesigns schwierig. Der Vergleich zu marktbasierendem Redispatch dagegen ist einfacher: Nodal Pricing setzt keinen Anreiz für strategische Inc-Dec-Gebote. Es bietet außerdem durch Financial

Transmission Rights einen funktionierenden finanziellen Handel. Damit vermeidet Nodal Pricing zwei grundlegende Probleme des marktbasierten Redispatch; andere Probleme, insbesondere lokale Marktmacht, bleiben jedoch erhalten. Wenn ein Marktdesign zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Anreize bieten soll, die wettbewerblich durch freiwillige Gebote von Marktakteuren bestimmt werden, dann scheint Nodal Pricing der einzig gangbare Weg. Diese Aussage sollte nicht als Empfehlung missverstanden werden. Eine fundierte Entscheidung über ein Marktdesign sollte die umfangreichen Vorteile und Nachteile sorgsam abwägen und die Rahmenbedingungen des Stromsystems berücksichtigen (Consentec & Neon 2018).

5.2 INSTRUMENTE AUßERHALB DES STROMMARKTS

Ein anderer Ansatz für lokale Anreize ist, den zonalen Strommarkt unberührt zu lassen und Anreize außerhalb dieses Markts bereitzustellen, etwa durch Netzentgelte, EE-Fördersysteme oder Kapazitätzahlungen. Diese Instrumente müssen dafür natürlich lokal differenziert werden. Diese Optionen vermeiden allesamt Anreize für Inc-Dec-Gebote. Dafür sind sie allerdings mit eigenen Problemen behaftet: So sind sie weitgehend administrativ bestimmt und nicht, oder nur geringfügig, zeitvariabel. Des Weiteren senken sie zwar tendenziell den Redispatch-Bedarf, ersetzen aber kein operatives Engpassmanagement.

5.2.1 Tiefe Netzanschlussentgelte

Konzept. Bei tiefen Netzanschlussentgelten (*Deep Connection Charges*) tragen Kraftwerke und Lasten mit dem Netzanschluss die Kosten für den durch sie verursachten Netzausbau als Einmalzahlung.¹⁹ Diese Entgelte sollten die gesamten Zusatzkosten berücksichtigen, die der Netzanschluss im Netz verursacht. Eine Reihe von europäischen Ländern vor allem in Zentral- und Osteuropa wendet tiefe Netzanschlussentgelte an. Sofern neue Anlagen zur Netzentlastung beitragen, sind Netzanschlussentgelte auch als Zahlungen an die Anschlussnehmer theoretisch denkbar, nach unserem Wissen empirisch jedoch nicht anzutreffen.

Intention. Ein derartiges Modell zielt auf die Beeinflussung der Standortentscheidung bei Neuansiedlungen von Lasten bzw. Investitionen in Erzeugungsanlagen ab.

- Hier entsteht durch das Netzanschlussentgelt ein lokal differenziertes Preissignal.
- Anders als bei anderen lokal differenzierten Preisen resultieren keine Glaubwürdigkeitsprobleme, da die Höhe des Anschlussentgelts bei der Investition feststeht und nachfolgend nicht mehr verändert wird.

Nachteile und Probleme. Aus diesem Design ergeben sich jedoch auch verschiedene Probleme.

¹⁹ Zahlungen können auch über längere Zeiträume gestreckt werden, solange die Höhe des zu zahlenden / zu erhaltenden Entgelts mit Anschluss feststeht und sich abhängig von der Nutzung der Anlage nicht verändert. Werden Veränderungen zugelassen, rückt das Modell näher an das später diskutierte Modell lokal differenzierter Netznutzungsentgelte.

- Das Preissignal reflektiert lediglich die zum Zeitpunkt der Investition abgeschätzten Kosten bzw. Nutzen der neu angeschlossenen Anlage und ist damit rein statisch. Es berücksichtigt somit gerade nicht, dass sich die Kosten- und Nutzeneffekte von Erzeugungsanlagen dynamisch über die Zeit verändern können.
- Durch das Netzanschlussentgelt entsteht ein Preissignal, das lediglich auf Investitions-, nicht aber auf Kraftwerkseinsatzentscheidungen wirkt. Im Betrieb können also weiterhin Engpässe auftreten.
- Wenn jeweils der erste Netzanschluss an einem Ort für die Leitungskapazität bezahlen muss und sie für folgende anschließend günstiger würde, kann der Effekt auftreten, dass niemand „First Mover“ sein möchte und jeder Akteur zuerst abwartet, ob nicht andere vor ihm ausbauen. In der Realität würde man solche Effekte aber durch Durchschnittsbildungen abzufedern versuchen.
- Die lokalen Preissignale werden in einem Modell auf Basis von zentralen Annahmen berechnet: Diese entsprechen nicht den realen Knappheiten und Kostenparametern – insbesondere da eine Prognose von Kosten- und Nutzeneffekten über die Nutzungsdauer der Anlage notwendig ist. Außerdem besteht die Möglichkeit der Einflussnahme auf das Modell oder die Annahmen.
- Die Modellierung von tiefen Netzanschlussentgelten ist nicht eindeutig möglich, da die netztechnische Wirkung einer Quelle/Senke allein nicht beurteilt werden kann. Damit werden Annahmen und Parametrierungsentscheidungen notwendig. Hier besteht das Risiko von Intransparenz der Modellierung und von befürchteter bzw. tatsächlicher Benachteiligung oder Bevorzugung einzelner Akteure. Im Kontext der Entflechtung war dies das wichtigste Argument gegen die Einführung von tiefen Netzanschlussentgelten in den meisten westeuropäischen Märkten.

Einordnung. Die hohe Glaubwürdigkeit spricht für tiefe Netzanschlussentgelte als Instrument der Investitionssteuerung. Die Schwierigkeit, die Höhe der Entgelte diskriminierungsfrei und transparent zu bestimmen, ist dagegen erheblich. Wir halten diese Option somit zwar in vielerlei Hinsicht für problematisch, aber dennoch erwägenswert.

5.2.2 Netznutzungsentgelte

Konzept. Eine andere Möglichkeit der Umsetzung lokaler Signale ist die Erhebung lokal differenzierter Netznutzungsentgelte für Verbraucher und Erzeuger. Diese würden als Auf-/Abschlag auf entnommene bzw. eingespeiste Energie (EUR/MWh) oder als jährliche Leistungszahlung (EUR/MW) erhoben. Die Netznutzungsentgelte könnten modellbasiert und übertragungsnetzknottenscharf auf Basis von Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems entwickelt werden. Denkbar wäre z. B. eine Festlegung im Voraus auf eine Dauer von 1-5 Jahren. Ein ähnlicher Ansatz wird in Großbritannien und Schweden verwendet.

Intention. Lokal differenzierte Netznutzungsentgelte verfolgen vor allem zwei Ziele:

- Es ergeben sich lokale Preissignale für Kraftwerkseinsatz und Investitionen ähnlich wie bei lokalen Marktpreisen (allerdings nur lokal, nicht temporal).

- Gleichzeitig werden Marktakteure durch die Festlegung für längere Perioden vor Risiken der Volatilität lokaler Preissignale geschützt. Die Hoffnung ist somit, glaubwürdige und dadurch wirksame lokale Preissignale zu erreichen.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich die folgenden Probleme:

- Die Entgelte dürften nicht oder nur kaum zeitvariabel sein. Dadurch „verwischen“ die lokalen Preissignale.
- In engpassfreien Stunden sind die produzierten Energiemengen an unterschiedlichen Orten ein homogenes Gut (abgesehen von Netzverlusten), das aber durch die lokalen Preisaufschläge unterschiedlich und damit ineffizient bepreist wird. In diesen Stunden wirkt das Instrument also verzerrend.
- Die lokalen Preissignale werden in einem Modell auf Basis von Annahmen ermittelt: Dies entspricht nicht den realen Knappheiten und Kostenparametern. Es ist eine Prognose für die Dauer der Netznutzungsentgelte notwendig (1-5 Jahre). Außerdem besteht die Möglichkeit von Einflussnahme auf das Modell oder die Annahmen.

Einordnung. Vor- und Nachteile sind ähnlich wie bei Anschlussentgelten. Zusätzlich ist jedoch der Dispatch in engpassfreien Stunden ineffizient. Hinzu kommt die Interaktion mit anderen Politikzielen, etwa der Vermeidung von weiterer regressiver Verteilungswirkung durch eine überproportionale Belastung von einkommensschwachen Haushalten oder Anreize zum Energiesparen. Wir halten Netznutzungsentgelte als Instrument der regionalen Steuerung dennoch für erwägenswert.

Zeitvariable Netzentgelte. Neben der oben diskutierten Variante lokal differenzierter Netzentgelte werden insbesondere für Verteilungsnetze auch eine zeitliche Differenzierung und – als Folge dessen – die Einführung zeitlich variabler Endkundenpreise diskutiert.²⁰ Die Beanreizung netzdienlichen Verhaltens über ein solches Instrument erscheint insbesondere dann sinnvoll, wenn die damit adressierten Netzprobleme durch das Verbrauchsverhalten nicht einzelner Netznutzer, sondern des Kollektivs der Netznutzer innerhalb eines Verteilungsnetzes verursacht werden. Denkbare Wirkungen sind z.B. die Beeinflussung der gleichzeitigen Spitzenlast in einem Netz oder der Verbrauchsstruktur allgemein z.B. durch zeitliche Verschiebung des Verbrauchs. Weniger geeignet sind zeitlich variable Netzentgelte hingegen zur gezielten Belastungssteuerung für einzelne Teilnetze oder Netzelemente wie beim Redispatch im Übertragungsnetz.

5.2.3 Fördersysteme für erneuerbare Energien

Konzept. Dieser Ansatz zielt auf die Internalisierung von Netzeffekten bei der Förderung von erneuerbaren Energien ab. Die ausgezahlte Förderung ist dabei nicht nur von den Kostenstrukturen/Geboten der Anlagen, sondern auch von der Netzsituation in der Anschlussregion / am Anschlusspunkt abhängig. Die Umsetzung kann z.B. wie in Mexiko durch lokal differenzierte

²⁰ Vgl. Consentec, Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität, Studie im Auftrag der dena, 2019.

Zu-/Abschläge auf die Förderhöhe erfolgen oder durch Mengenbeschränkungen wie im Rahmen des deutschen Netzausbaugebiets. Die Berechnung gleicht dann dem Vorgehen bei lokal differenzierten Netznutzungsentgelten. Auch das deutsche Referenzertragsmodell bei der Bezuschlagung von Windenergie-Förderprämien ist letztlich ein Instrument der regionalen Investitionssteuerung.

Intention. Die angestrebten Wirkungen gleichen denen regional differenzierter Netznutzungsentgelte, beschränken sich aber auf Erneuerbare-Energien-Anlagen.

- Ähnlich wie Netzanschlussentgelte ist das System aus Investorensicht sehr glaubwürdig.
- Ein Vorteil ist, dass zur Umsetzung keine Reform der Netzentgeltsystematik notwendig ist. Eine beschränkte Änderung des EE-Förderregimes sollte rechtlich und administrativ deutlich einfacher umsetzbar sein.

Nachteile und Probleme. Gleichzeitig ergeben sich damit wiederum spezifische Probleme:

- Durch das Modell werden faktisch technologiespezifische Lokalpreise implementiert. Dies führt zu Ineffizienzen bei der Technologiewahl zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen wie erneuerbarer und konventioneller Erzeugung, Lastflexibilität und Speichern. Ließe sich beispielsweise ein Netzengpass kostengünstig durch eine netzdienliche Speicherinvestition entlasten, könnte ein EE-Fördersystem hierfür keine Anreize setzen.
- Die Prognose von Kosten- und Nutzeneffekten über die Laufzeit der Anlagen ist ähnlich problematisch wie bei Netzanschlussentgelten einzustufen.
- Die Anreize gelten nur für geförderte EE-Anlagen. Wenn es in Zukunft vermehrt nicht geförderte Anlagen geben wird, unterliegen diese nicht mehr der Steuerung.
- Gleichzeitig ist wegen der fehlenden Technologieneutralität und damit beschränkter Optionen zur Reaktion auf Netzprobleme die Effektivität mit Blick auf die Engpassentlastung geringer als bei allgemeinen Mechanismen. Insbesondere können allein durch einen solchen Mechanismus lokale Versorgungssicherheitsprobleme nicht gänzlich ausgeschlossen werden.

Einordnung. Diese Option ist aufgrund der reduzierten gesetzgeberischen Komplexität und der herausgehobenen Stellung von erneuerbaren Energien attraktiv. Andererseits kann damit kein Anreiz für konventionelle Kraftwerke, Speicher oder Lasten gebildet werden.

5.2.4 Kapazitätsmechanismen

Konzept. Dieses Konzept ergänzt den Strommarkt mit einer lokalen Ausschreibung von Neuinvestitionen in Erzeugungsleistung. Eine lokale Ausschreibung von Leistung könnte man auch als nodalen Kapazitätsmechanismus bezeichnen. Dieses Konzept besitzt, sofern es sich um EE-Anlagen handelt, offensichtlich erhebliche Überschneidungen mit den zuvor diskutierten Ansätzen für eine regionale Steuerung innerhalb der Fördermechanismen für erneuerbare Energien.

Intention. Die Ausschreibungen haben zum Ziel, aus Netzengpässen resultierende lokale Versorgungsengpässe zu adressieren, die nicht durch Bestandsanlagen gedeckt werden können.

Werden lokale Ausschreibungen nicht nur als Notmaßnahme und Ultima Ratio eingesetzt, sondern systematisch gegen Netzausbaumaßnahmen abgewogen, besteht zumindest theoretisch die Möglichkeit, Erzeugungsinvestitionen und Netzausbau zu koordinieren und somit unnötigen Netzausbau zu vermeiden, indem etwa lokale Ausschreibungen in Regionen mit Erzeugungsmangel gezielt zur Behebung von Netzproblemen genutzt werden.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich jedoch die folgenden Probleme:

- Eine staatliche Stelle, wie z. B. der Regulierer, muss die Art und technische Spezifikation der auszuschreibenden Leistung definieren. Aufgrund der Anreizstrukturen für Regulierer, die typischerweise risikovermeidend agieren, besteht dabei zumindest grundsätzlich die Gefahr einer Überschätzung des Bedarfs und einer ineffizienten, weil gegenüber Innovationen eher skeptischen Technologiewahl sowie der Überinvestition.
- Wegen lokaler Markteintrittsbarrieren (z. B. beschränkter Verfügbarkeit von Kraftwerksstandorten) besteht die signifikante Gefahr von Marktmacht(missbrauch) und somit überhöhten Kosten. Bei einem örtlich sehr kleinteilig definierten lokalen Kapazitätsmarkt kann es unter Umständen nur einen oder wenige Anbieter mit geeigneten Standorten geben, sodass aufgrund der Marktmacht dieser Anbieter Ausschreibungspreise oberhalb des wettbewerblichen Niveaus zu erwarten wären.
- Die oben angesprochene Koordinierung mit dem Netzausbau dürfte in der Praxis eher schwierig sein, vor allem über längere Zeiträume. Ausschreibungen von Erzeugungsanlagen werden gegebenenfalls getätigt, um kurzfristige Versorgungssicherheitsprobleme zu lösen. Da gleichzeitig aber der Netzausbau weitergetrieben wird, kann es letztlich zu einer ineffizienten Kombination von Erzeugungs- und Netzausbau kommen.
- Je nach Ausgestaltung und Glaubwürdigkeit kann eine lokale Ausschreibung von Leistung, wie auch andere Formen eines Kapazitätsmarkts, zur Verminderung von Investitionen auf Basis des Energy-only-Markts führen.

Einordnung. Angesichts der aufgeführten Probleme erscheinen uns lokale Kapazitätsausschreibungen allenfalls als Ultima Ratio geeignet. Es sollte zudem erwogen werden, entsprechend geförderte Anlagen nur als Reserve vorzuhalten und nicht am Strommarkt teilnehmen zu lassen, um negative Wirkungen auf den Energy-only-Markt zu vermeiden.

5.2.5 Grundlegende Probleme der „Zusatzinstrumente“

Anreizmechanismen, die zusätzlich zum und außerhalb des Strommarkts installiert werden, haben eine Reihe von Vorteilen: Sie können glaubwürdig ausgestaltet werden und sind dann als Investitionssignal wirksam. In der Praxis dürfte außerdem relevant sein, dass sie eben ohne eine grundlegende Umgestaltung des Strommarkts selbst implementiert werden können. Diese Instrumente haben jedoch auch eine Reihe von gemeinsamen Nachteilen, die im Folgenden diskutiert werden.

Zeit-invariabel. Die lokalen Anreize der Zusatzinstrumente sind in der Regel nicht über die Zeit variabel und bieten dementsprechend keine dynamischen Anreize für systemdienlichen Netzbetrieb. Kapazitätsmechanismen und Netzanschlussentgelte bieten nach der Investitionsentscheidung keinen Anreiz zum netzdienlichen Betrieb. Netznutzungsentgelte und Aufschläge auf die EE-Förderung bieten zwar einen Anreiz, dieser ist jedoch in aller Regel zeitinvariant. Die Netzsituation ändert sich dagegen dynamisch von Stunde zu Stunde. Abbildung 18 stellt illustrativ den optimalen Anreiz als Unterschied im Wert von Strom zwischen zwei Orten da. Zeit-invariable Instrumente setzen zwar im besten Fall einen Anreiz, der im Durchschnitt über das Jahr richtig ist, in jeder einzelnen Stunde jedoch entweder zu hoch oder zu niedrig ist – oder sogar in die falsche Richtung wirkt. Damit eignen sich diese Instrumente zwar gegebenenfalls als Investitionsanreiz, können jedoch operativ keine Alternative zum Re-dispatch sein.

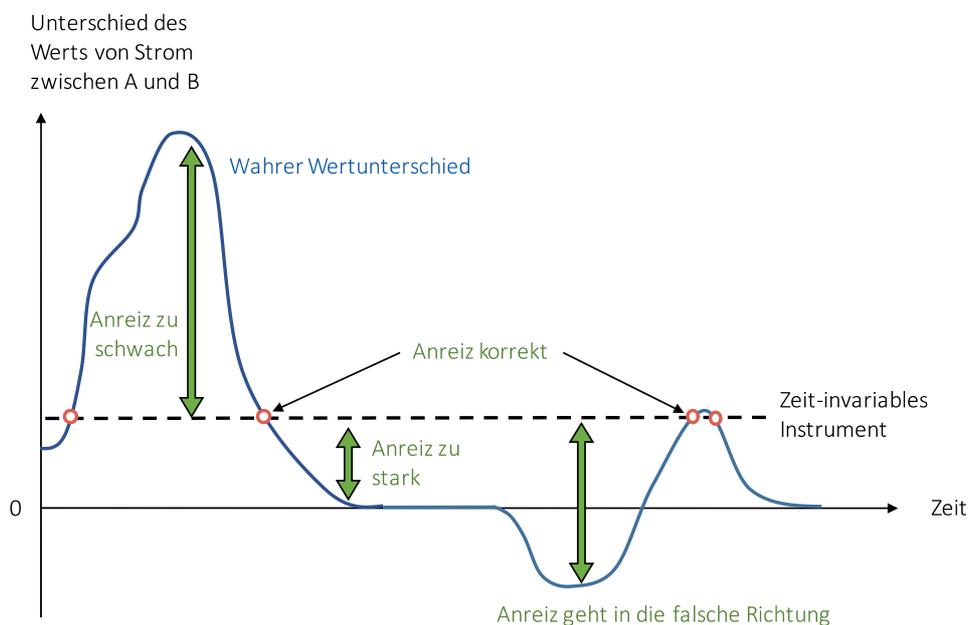


Abbildung 18: Zusatzinstrumente bieten einen kaum oder gar nicht zeitvariablen Anreiz
Quelle: Eicke et al. (im Erscheinen)

Energie oder Leistung. Die genannten Instrumente müssen in Form von Zahlung für Leistung (EUR/kW) oder Energie (EUR/MWh) spezifiziert werden. Eine Leistungszahlung impliziert einen stärkeren Anreiz auf Technologien mit geringen Benutzungsstunden, eine Arbeitszahlung einen stärkeren Anreiz auf Grundlasttechnologien. Mit der Entscheidung „Leistung oder Arbeit“ wird also technologisch diskriminiert.

Administrative Berechnung. Die Höhe der Anreize wird nicht durch Angebot und Nachfrage von Marktakteuren bestimmt. Vielmehr muss sie administrativ berechnet werden. Daraus ergeben sich auch hier zwei bereits diskutierte Probleme:

- Die lokalen Preissignale werden in einem Modell auf Basis von Annahmen ermittelt: Dies entspricht nicht den realen Knappheiten und Kostenparametern – es sind Prognosen für die Dauer der Netznutzungsentgelte notwendig (1-5 Jahre).

- Außerdem besteht die Möglichkeit der Einflussnahme auf das Modell oder die Annahmen.

Dauer der Festschreibung. Es besteht ein Trade-off hinsichtlich der Dauer der Festschreibung des Anreizes: Ein langfristig fixierter Anreiz (im Extremfall einmalig bei der Investitionsentscheidung) bedeutet ein glaubwürdiges Investitionssignal – muss aber Jahrzehnte im Voraus festgelegt werden. Andersherum spiegelt ein kurzfristiger (z. B. jährlich) änderbarer Anreiz die tatsächliche Netzsituation besser wider – ist aber weniger wirksam in der Beeinflussung von Investitionsentscheidungen.

6 Empfehlungen

Ausgangspunkt. Grundstein der vorliegenden Studie war die Frage, auf welche Art Redispatch beschafft werden sollte, insbesondere ob und gegebenenfalls welche Form der marktbasier-ten Beschaffung zu empfehlen ist. Grundlage unserer Empfehlungen sind zum einen theoretische Überlegungen zu den sich ergebenden Anreizstrukturen, dem dadurch beein- flussten Verhalten von Marktakteuren und den daraus folgenden Implikationen auf Netzengpässe, Kosten und Verteilungswirkungen. Diese Analysen erfolgten schwerpunktmä- ßig im Rahmen der Arbeitspakete 2 und 4. Zum anderen basieren unsere Überlegungen auf der quantitativen Abschätzung dieser Effekte in einem Modell des europäischen Übertra- gungsnetzes, die in den Arbeitspaketen 3, 5 und 6 erfolgte. Im vorliegenden Abschlussbericht sind unsere Erkenntnisse zusammengetragen.

Auf marktbasiertem Redispatch verzichten. In der aktuellen und absehbaren deutschen Situa- tion raten wir von der Einführung von marktbasiertem Redispatch auf Basis von Abrufzahlungen ab. Im deutschen Übertragungsnetz liegen momentan und auf absehbare Zeit signifikante und relativ gut antizipierbare Engpässe vor. In einer solchen Situation halten wir das Auftreten von strategischen Inc-Dec-Geboten in großem Maßstab für wahrscheinlich. Die Konsequenzen hiervon sind eine Erhöhung des Redispatch-Bedarfs sowohl im Volumen wie auch in den Kosten, die Schaffung von „Windfall-Profits“ auf Kosten der Stromkunden, eine Unterminderung der für die Risikoabsicherung essenziellen finanziellen Strommärkte sowie die Schaffung falscher Investitionsanreize. In den von uns durchgeführten quantitativen Unters- uchungen erhöht strategisches Verhalten das Redispatch-Volumen auf bis zu 700 % des Volumens bei kostenbasiertem Redispatch. Darüber hinaus dürften Marktakteure versuchen, die in signifikantem Maße vorliegende Marktmacht auszunutzen, was einerseits tendenziell die genannten Probleme weiter verschärft und andererseits entsprechende regulatorische Antworten erfordert. Vor diesem Hintergrund raten wir klar von der Einführung von marktba- siertem Redispatch im Übertragungsnetz ab und empfehlen die Beibehaltung des für die meisten Erzeugungsanlagen und Speicher verpflichtenden administrativen Redispatch mit Kostenerstattung.

Varianten. Es gibt keine Implementierungsvariante von marktbasiertem Redispatch, die wir empfehlen können. Es gilt: Je weniger „marktlich“ – d. h. je stärker kostenbasiert reguliert – ein marktbasierter Redispatch ausgestaltet ist, desto weniger Anreize für Inc-Dec und Markt- machtbissbrauch bietet er. Allerdings ist dann der Vorteil im Vergleich zum Status quo fraglich und insbesondere falsche Investitionsanreize wären auch mit einer perfekten Regulierung nicht vollständig in den Griff zu bekommen.

Prinzipielle Übertragbarkeit auf Verteilnetze. Grundsätzlich sind diese Überlegungen zu Anrei- zen und Konsequenzen auf marktbasierendes Engpassmanagement in Verteilnetzen – oft als „Flexibilitätsmärkte“ bezeichnet – übertragbar. Auch hier bestehen designinhärent Anreize für strategische Gebote auf dem Spotmarkt und es dürfte häufig (lokale) Marktmacht vorliegen. Allerdings wurden im Rahmen dieses Vorhabens die Effekte auf Verteilnetzebene nicht quan- titativ untersucht.

Der Preis des Verzichts. Wir empfehlen, auf marktbasiereten Redispatch zu verzichten, auch wenn dieser Verzicht seinen Preis hat. Im Rahmen des administrativen Redispatch dürfte es sehr schwierig werden, Lasten in signifikantem Maße ins Engpassmanagement mit aufzunehmen. Aus diesem Grund empfehlen wir die vertiefte Untersuchung weiterer Handlungsoptionen zur Entlastung der Netze.

Redispatch auf Basis von Kapazitätzahlungen. Redispatch auf Basis von längerfristigen Vorhaltungspreisen, im Gegensatz zu Arbeitspreisen bei jedem Abruf, bietet deutlich reduzierte Anreize zu engpassverstärkendem Verhalten. Für die Integration von (bestimmten) Lasten in den Redispatch scheinen solche Kapazitätzahlungen denkbar, also eine fixe Entschädigung für die Vorhaltung von Redispatch-Leistung anstatt einer Kompensation des Abrufs. Eine Integration der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) in den Redispatch ist denkbar. Für Verteilnetze scheint eine Regelung auf Basis von § 14a EnWG möglich. Eventuelle Probleme liegen hier in der Preisfindung sowie in der Produktdefinition, z. B. in der Spezifizierung von Tiefe, Dauer und Häufigkeit von Abrufen. Wir empfehlen eine vertiefte Untersuchung von Potenzial, Ausgestaltungsoptionen und Vor- und Nachteilen eines solchen Ansatzes.

Regionale Steuerung. Daneben raten wir die systematische Evaluation von Instrumenten der regionalen (Investitions)steuerung an. Ein Mindestmaß an regionaler (Investitions)steuerung scheint für große Gebotszonen wie die deutsche wünschenswert, zumindest in dieser Phase der Energiewende mit ihrer dynamischen Transformation und Verzögerungen beim Netzausbau. Diese Instrumente setzen in der Regel keinen Anreiz für engpassverstärkendes Verhalten oder Missbrauch lokaler Marktmacht. Wir empfehlen die vertiefte Untersuchung solcher Instrumente für den deutschen Kontext im Rahmen der Energiewende. Diese sollte sowohl Netzanschluss- und Netznutzungsentgelte wie auch EE-Fördersysteme vor dem Hintergrund der regionalen Steuerung beinhalten.

Literatur

Alaywan, Ziad; Wu, Tong; Papalexopoulos, Alex (2004): Transitioning the california market from a zonal to a nodal framework: an operational perspective, S. 269–274.
<https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397468>.

BDEW (2018): Branchenleitfaden. Vergütung von Redispatchmaßnahmen. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.ifn.se/eng/publications/wp/2018/1254>.

Brunekreeft, Gert; Neuhoff, Karsten; Newbery, David (2005): Electricity transmission: An overview of the current debate. In: Utilities Policy 13 (2), S. 73–93.
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.12.002>.

Bundesnetzagentur (2013): Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2013. Bonn. Online verfügbar unter <https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/EnLAG-Archiv2013-2014.zip>.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2015): Monitoringbericht 2014. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf.

Bundesnetzagentur (2016a): 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf.

Bundesnetzagentur (2016b): Monitoringbericht 2015. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf.

Bundesnetzagentur (2016c): Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2016. Bonn. Online verfügbar unter <https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/EnLAG-Archiv2015-2016.zip>.

Bundesnetzagentur (2017): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf.

Bundesnetzagentur (2019a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und viertes Quartal 2018. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf.

Bundesnetzagentur (2019b): Monitoring des Stromnetzausbaus. EnLAG / BBPIG / Netzoptimierungsmonitoring / Offshore-Anbindungen 1. Quartal 2019. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Gesamtbericht.pdf>.

California ISO (2005): 2004 annual report on market issues and performance. Online verfügbar unter <http://www.caiso.com/Pages/documentsbygroup.aspx?GroupID=C533F126-EB85-40AB-8810-481FF8727B7D>.

Connect Energy Economics (2018): Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien. Endbericht. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.html>.

Consentec; Neon Neue Energieökonomik (2018): Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Abschlussbericht. Unter Mitarbeit von Christopher Maurer, Christian Zimmer und Lion Hirth. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf>.

EnerginetDK; TenneT (2019): DK1-DE Countertrade following joint declaration 2018. Monitoring Report. Online verfügbar unter <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2019/05/08/Monitoring-report-2018>.

Parliament of the United Kingdom (2010): Energy Act 2010. Online verfügbar unter <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2010/27/contents>.

Harvey, Scott M.; Hogan, William W. (2000a): Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power. Harvard University. Cambridge, US. Online verfügbar unter <https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/>.

Harvey, Scott M.; Hogan, William W. (2000b): Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power: Further Comment. Harvard University. Cambridge, US. Online verfügbar unter <https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/>.

Harvey, Scott M.; Hogan, William W. (2001): On the Exercise of Market Power Through Strategic Withholding in California. Harvard University. Cambridge, US. Online verfügbar unter <https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/>.

Hesamzadeh, Mohammad Reza; Holmberg, Pär; Sarfati, Mahir (2018): Simulation and Evaluation of Zonal Electricity Market Designs. Research Institute of Industrial Economics. Stockholm (IFN Working Paper, 1211). Online verfügbar unter <https://www.ifn.se/eng/people/research-faculty/parh>.

Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar (2019): Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). ZBW - Leibniz Information Centre for Economics. Kiel, Hamburg. Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/194292>.

Hobbs, Benjamin F. (2009): Introduction to Transmission Market Design in the US: Locational Marginal Pricing. University of Cambridge; The Johns Hopkins University. NGIInfra Academy. Venlo, 24.09.2009. Online verfügbar unter <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/introduction-to-transmission-market-design-in-the-us-locational-marginal-pricing/>.

Hogan, William W. (1999): FERC Policy on Regional Transmission Organizations: Comments in Response to the Notice of Proposed Rulemaking. Harvard University. Cambridge, US. Online verfügbar unter <https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/>.

Holmberg, Pär; Lazarczyk, Ewa (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. In: EJ 36 (2). <https://doi.org/10.5547/01956574.36.2.7>.

Konstantinidis, Christos; Strbac, Goran (2015): Empirics of Intraday and Real-time Markets in Europe: Great Britain. DIW Berlin. Berlin. Online verfügbar unter <https://econpapers.repec.org/paper/zbwesrepo/111266.htm>.

Neon Neue Energieökonomik; Consentec (2018): Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.html>.

www.netztransparenz.de, zuletzt geprüft am 05.07.2019.

Neuhoff, Karsten; Hobbs, Benjamin F.; Newbery, David (2011): Congestion Management in European Power Networks. Criteria to Assess the Available Options. DIW Berlin. Berlin (Discussion Papers, 1161). Online verfügbar unter https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.455921.de.

Office of Gas and Electricity Markets (2009): Addressing Market Power Concerns in the Electricity Wholesale Sector – Initial Policy Proposals. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40530/market-power-concerns-initial-policy-proposalspdf>.

Office of Gas and Electricity Markets (2016): Consultation on the future of the Transmission Constraint Licence Condition. Online verfügbar unter https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/consultation_on_the_future_of_the_transmission_constraint_licence_condition_1.pdf.

Sarfati, Mahir; Hesamzadeh, Mohammad Reza; Holmberg, Pär (2018): Increase-Decrease Game under Imperfect Competition in Two-stage Zonal Power Markets – Part II: Solution Algorithm. Research Institute of Industrial Economics. Stockholm (IFN Working Paper, 1254). Online verfügbar unter <https://www.ifn.se/eng/publications/wp/2018/1254>.

Schuster, Henning; Kaltschnee, Janis; Nykamp, Stefan; Maeding, Sandra (2019): Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwert-basiertem Engpassmanagement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69 (1/2), S. 76–79. Online verfügbar unter <https://emagazin.etmagazin.de/de/profiles/cb1a7fd451c4/editions/2374cf229e3229f1bc25>.

Stiftung Umweltenergierecht (2019): Wettbewerbsrechtliche Einordnung des sog. Inc-Dec-Gamings. Unter Mitarbeit von Katharina Klug und Johannes Hilpert. In: Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch. Sammlung verschiedener Berichte und Kurzpapiere aus dem Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch" (Projekt 055/17). In Veröffentlichung auf: <https://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Publikationen/publikationen.html>.