

Strategisches Bieten in Flex-Märkten

Lion Hirth, Christoph Maurer, Ingmar Schlecht und Bernd Tersteegen

Zur Bewältigung von energiewendebedingten steigenden Engpässen im Stromnetz sind Flex- oder Redispatchmärkte ein zentrales Instrument. Allerdings kann strategisches Bieterverhalten (sog. Inc-Dec Gaming) dort dazu beitragen, Engpässe sogar noch zu verschärfen. Hierzu ist nicht einmal Marktmacht vonnöten. Im Folgenden werden strategische Gebote im Kontext von Redispatchmärkten sowie Voraussetzungen und Konsequenzen solcher Bietstrategien erläutert. Anlass ist auch der Artikel von Schuster et al. in „et“ 1/2 2019 zu marktbasierem Engpassmanagement, auf den explizit Bezug genommen wird.

Die deutsche Energiewirtschaft diskutiert über Flex-Märkte, smart markets und marktbasiereten Redispatch. Dafür gibt es mehrere Gründe: Eine Reihe von Pilotprojekten im Rahmen des BMWi-Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG) entwickeln Konzepte für Märkte und Plattformen für lokale Flexibilität. Die jüngst vom Europäischen Parlament verabschiedete Novelle der Strommarktverordnung nennt „marktbasiereten Redispatch“ als Norm, wenn auch mit Ausnahmen. Marktakteure, Netzbetreiber, Strombörsen und Wissenschaftler haben darüber hinaus eigene Vorschläge für „smart markets“ oder „Redispatchmärkte“ gemacht [1]. Im Hintergrund dieser Initiativen stehen die steigenden Mengen und Kosten von Engpassmanagement-Maßnahmen.

Trotz Unterschieden im Detail teilen diese Vorschläge einen Kerngedanken: Marktakteure wie Erzeuger, Speicher und Lasten nehmen freiwillig am Redispatch teil und werden bei Abruf auf Basis ihrer Gebote bezahlt [2]. Dies steht im Kontrast zum aktuellen deutschen System des administrativen, kostenbasierten Redispatch, der Erzeuger zur Teilnahme verpflichtet und eine Kompensation der entstandenen Kosten und entgangenen Erlöse vorschreibt.

Ein Redispatchmarkt bedeutet das Nebeneinander des zonalen (deutschlandweiten) Strommarkts mit einem neuen, zusätzlichen Netzknotenscharfen Markt. Daraus ergibt sich für Marktakteure ein Anreiz, ihre bisherige Gebotsstrategie auf dem Strommarkt zu ändern. Ein Beispiel: Antizipiert ein Kraftwerksbetreiber in Süddeutschland einen Nord-Süd-Engpass, wird er auf dem Redispatchmarkt höhere Erlöse erzielen als auf dem Spotmarkt. Um diese Mehrerlöse realisieren zu können,

wird er auf dem Spotmarkt ein Gebot über Grenzkosten abgeben, um das Kraftwerk „aus dem Markt zu preisen“. Das Problem ist, dass dadurch der Netzengpass verschärft wird. Analoge Anreize bestehen für Erzeuger im Norden – hier preisen sich Kraftwerke in den Markt, um dann im Redispatch heruntergeregelt zu werden. Redispatchmärkte verursachen also engpassverstärkendes Verhalten. Solch strategisches Verhalten wird manchmal als „Inc-Dec Gaming“ bezeichnet, da Erzeuger ihr Angebot auf dem einen Markt reduzieren (*decrease*), um es auf dem anderen Markt zu erhöhen (*increase*).

Dieser Artikel will strategische Gebote im Kontext von Redispatchmärkten diskutieren und die Voraussetzungen und Konsequenzen solcher Bietstrategien darlegen. Insbesondere soll aufgezeigt werden, dass Inc-Dec keinerlei Marktmacht erfordert. Marktmacht kann durchaus ein Problem in Flex-Märkten sein, jedoch taucht Inc-Dec selbst bei völlig wettbewerblichem Verhalten auf. Anlass ist auch der Artikel von Schuster et al. [3] zu marktbasierem Engpassmanagement, auf den wir explizit Bezug nehmen möchten.

Unsere Überlegungen basieren auf Erkenntnissen, die in einem noch laufenden Beratungsprojekt für das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) gewonnen wurden. Dieses Projekt („Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“) bearbeitet Neon gemeinsam mit Consentec in Kooperation mit Connect Energy Economics, Fraunhofer ISI und Stiftung Umweltenergie recht. Teilberichte des Projekts sind veröffentlicht, weitere Teile folgen in den nächsten Monaten (siehe <https://bmwi.de/Navigation/DE/Service/Publicationen/publikationen>).

Warum Flex-Märkte?

Der primäre Gedanke hinter den Vorschlägen für Redispatchmärkte ist die Integration von Lasten und anderen Flexibilitätsressourcen in das Engpassmanagement. Der heutige regulatorische Redispatch ermöglicht den Netzbetreibern nur Zugriff auf einen gesetzlich festgeschriebenen Kreis an Anlagen, darunter sind aber z.B. keine flexiblen Verbraucher.

Eine Integration von Lasten in den kostenbasierten Redispatch ist nur schwer vorstellbar, weil zur Berechnung der Erstattung Kenntnisse über die Wertigkeit des Stroms für die jeweiligen Verbraucher notwendig wären. Diese Opportunitätskosten sind stark fallspezifisch und dürften sich nicht nur von Verbraucher zu Verbraucher stark unterscheiden, sondern auch über die Zeit stark schwanken. Im Vergleich zu variablen Kosten der Stromerzeugung sind sie damit regulatorisch ungleich schwieriger zu bestimmen. Dies wäre aber Voraussetzung für eine „wirtschaftlich neutrale Kompensation“, die dem heutigen Redispatch als konstituierendes Merkmal zugrunde liegt. Die Hoffnung ist, dass freiwilliger, marktbasierter Redispatch diese Potenziale heben und so zu einer Kostensenkung im Engpassmanagement beitragen kann.

Der Kerngedanke dieser Märkte ist, dass Anbieter von Flexibilität (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher) dem Netzbetreiber freiwillig ihr Potenzial zur Engpassentlastung anbieten. Die Anbieter geben freies Flexibilitätspotenzial und die von ihnen geforderte Vergütung im Falle eines Abrufs an und die Netzbetreiber wählen situations-bezogen die günstigsten Anbieter zur Behebung von Netzüberlastungen aus. Da hierbei vom Netzbetreiber auch die stand-

ortabhängig unterschiedliche Wirksamkeit der Anlagen zur Netzentlastung berücksichtigt wird, handelt es sich um lokal differenzierte (netzknottenscharfe) Märkte. Diese sollen mit dem zonalen Strommarkt koexistieren. Die Vergütung zu lokalen Marktpreisen erlaubt Flexibilitätsanbietern gegenüber der reinen Spot-Vermarktung das Erwirtschaften von Zusatzrenditen – anders als beim heutigen Redispatch entsteht damit ein Anreiz, Flexibilität aktiv dem Netzbetreiber anzubieten. Das Angebot von Anlagen, die zur Netzentlastung beitragen können, könnte damit wachsen.

Strategisches Bieten: Inc-Dec

Dieser Abschnitt soll darlegen, was eine „Inc-Dec Gebotsstrategie“ ist. Zur Illustration dient ein einfaches Modell eines Stromsystems mit nur zwei Knoten (Nord und Süd) und einer Leitung mit 30 GW Kapazität. Betrachtet wird eine einzelne Stunde, in der es nur im Süden Last gibt (50 GW). Der Redispatchmarkt folgt auf den Spotmarkt, wird jedoch von den Marktteilnehmern antizipiert. Beide Marktsegmente unterliegen perfektem Wettbewerb (keinerlei Marktmacht). Details zu den weiteren Modellannahmen finden sich in einem längeren Arbeitspapier (<http://hdl.handle.net/10419/194292>).

Das Gebotsverhalten der Erzeuger auf dem Spotmarkt wird für zwei Fälle verglichen: Mit kostenbasiertem Redispatch sowie mit Redispatchmarkt. Bei kostenbasiertem Redispatch sind Marktakteure indifferent bezüglich Redispatch. Netzengpässe haben daher keine Auswirkung auf ihr Gebotsverhalten. Alle Erzeuger bieten ihre echten variablen Erzeugungskosten (Abb. 1). Das Marktergebnis impliziert einen Leistungsfluss von 40 GW, weswegen 10 GW Redispatch erforderlich sind.

Existiert ein nachgelagerter Redispatchmarkt, antizipieren die Erzeuger die möglichen Erlöse auf diesem zweiten Marktsegment. In unserem Beispiel liegen die Gleichgewichtspreise für Redispatch bei 60 €/MWh im Süden und 30 €/MWh im Norden. Die Verdienstmöglichkeiten auf dem Redispatchmarkt haben Einfluss auf das Gebotsverhalten auf dem Spotmarkt, wie in Abb. 2 darstellt. Kraftwerke im Süden (in grün) bieten nicht mehr ihre eigenen Grenzkosten. Da sie wissen, dass sie auf dem Redispatchmarkt 60 €/MWh Erlöse können, sind sie nicht bereit, auf dem Spotmarkt günstiger zu liefern. Süd-Kraftwerke optimieren also zwischen zwei möglichen Vermarktungskanälen – in ihren Spot-Geboten preisen sie die alternativen Erlösmöglichkeiten, also Opportunitätskosten ist völlig normal und rational.

Umgekehrt wissen Kraftwerksbetreiber im Norden, dass sie sich, unter Zahlung von 30 €/MWh, per Redispatch herunterregeln lassen können. Teure Kraftwerke bieten unter den eigenen Grenzkosten, eben zu jenen 30 €/MWh. Der markträumende Spotpreis im zonalen Markt stellt sich bei 60 €/MWh ein. Spitzenlastkraftwerke im Norden verdienen also eine Marge von 30 €/MWh, ohne dass sie je Strom erzeugen. Nord-Kraftwerke verkaufen also Strom auf dem Spotmarkt, um ihn dann günstiger auf dem Redispatchmarkt zurückzukaufen. Solche Arbitragegeschäfte sind auf Terminmärkten absolut üblich. Anders als bei anderen Arbitragegeschäften gleichen sich jedoch die Preise auf Spot- und Redispatchmarkt nicht an, weil durch die Arbitrage selbst der Bedarf an Redispatch steigt. Eine Angleichung ist auch deshalb nicht möglich, weil sich ein Spotmarktpreis nicht gleichzeitig an zwei Redispatch-Preise annähern kann.

In diesem Beispiel verfolgen nur Erzeuger die Inc-Dec-Strategie. Tatsächlich könnten (leistungsgemessene) Lasten ebenfalls strategisch bieten. Die Strategie ist dabei immer entgegengesetzt zur Strategie der Erzeuger und damit ebenso engpassverstärkend. Lasten im Norden würden sich also durch niedrige Gebote aus dem Spotmarkt herausbieten, um sich dann unter Zahlung von 30 €/MWh im Redispatch hochregeln zu lassen. Sie würden sich also zwischen den beiden Marktsegmenten für die günstigere Bezugsquelle für Strom entscheiden.

Konsequenzen von Inc-Dec

Die Inc-Dec-Gebotsstrategie hat vier relevante Konsequenzen: engpassverstärkendes Verhalten, Windfall Profits, Implikationen für Terminmärkte und unerwünschte Investitionsanreize.

Im oben gezeigten Beispiel steigt der Redispatchbedarf von 10 GW auf 15 GW. Numerische Simulationen des deutschen Strommarktes mit einem Übertragungsnetzknottenscharfen Modell zeigen einen Anstieg des Redispatchbedarfs um 300 % bis 1.000% (!).

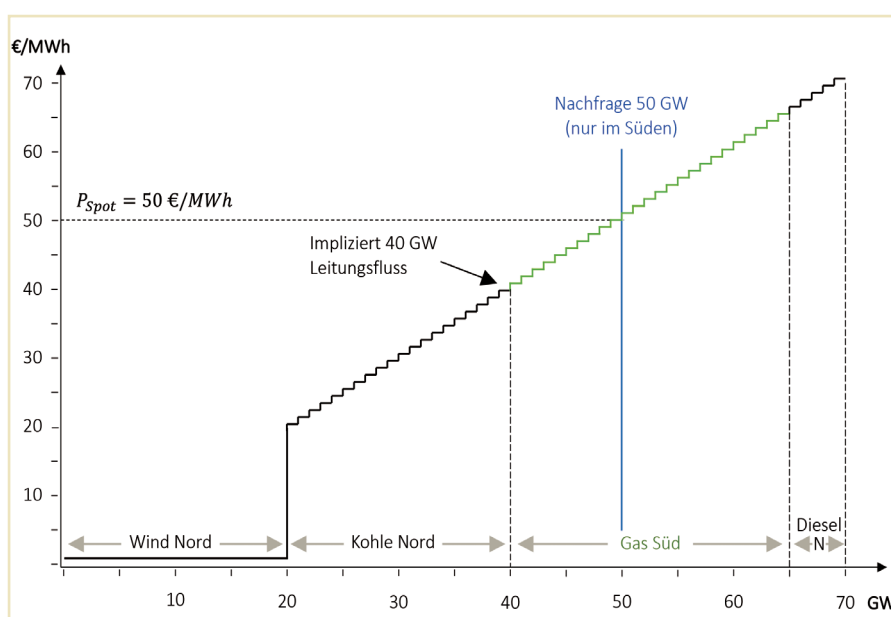


Abb. 1 Spotmarkt-Gebote ohne Redispatchmarkt

Marktakteure profitieren von der Gebotsstrategie in Form von höheren Gewinnen. Diese ergeben sich zum einen aus veränderten Spotpreisen, zum anderen aus höheren Redispatchkosten, die in erhöhten Netzentgelten resultieren und somit zu Lasten der Verbraucher gehen. Der Spotmarkt dient nicht nur der Koordinierung von physischer Erzeugung, sondern auch als Basis für finanzielle Märkte. Forwards und Futures sind essenziell für Verbraucher, Vertriebe und Erzeuger, um Risiken zu managen. Mit der Einführung von Redispatchmärkten verliert der Spotmarkt insofern an Bedeutung, als dass relevante Erlösströme aus dem Redispatchmarkt stammen. Für diese Erlöse gibt es keine Hedginginstrumente (denkbar wären „financial transmission rights“). Zudem ist der Spotpreis nicht mehr allein fundamental bestimmt, sondern spiegelt Erwartungen an den Redispatchmarkt wider. Seine Funktion, Innovationen auszulösen, kann er ebenfalls nicht mehr erfüllen.

Zwar setzen Redispatchmärkte einerseits gewünschte Investitionsanreize: In unserem Beispiel steigen die Preise im Süden, so dass dort zusätzliche Investitionen profitabel würden. Andererseits besteht ein Anreiz, in „Geisterkraftwerke“ im Norden zu investieren – Kraftwerke, die niemals Strom produzieren, sondern nur dem Arbi-

tragehandel zwischen den beiden Marktsegmenten dienen. Denkbar wäre beispielsweise, dass eigentlich zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke dafür in Betrieb gehalten werden. Umgekehrt könnten zur Stilllegung vorgesehene Lasten im Süden in Betriebsbereitschaft gehalten werden.

Voraussetzungen und Empirische Evidenz

Die Inc-Dec Gebotsstrategie erfordert keinerlei Marktmacht. Vielmehr ist sie auch von atomistisch kleinen Marktakteuren implementierbar [4]. Ebenso wenig sind Absprachen zwischen den Anbietern (Kollusion) notwendig. Damit dürfte sie auch nicht im Widerspruch zum existierenden Wettbewerbsrecht stehen und auch keine Bilanzkreispflichten verletzen. Mit anderen Worten, selbst wenn Inc-Dec-Gebote identifiziert würden, wären sie nach aktueller Gesetzeslage nicht sanktionierbar.

Im Beispiel oben haben wir perfekte Voraussetzung angenommen. Dies ist nicht notwendig. Jedoch erfordert Inc-Dec ein Mindestmaß an Prognostizierbarkeit, denn die Strategie ist nicht risikolos. Würde in unserem Beispiel etwa entgegen den Erwartungen der Marktakteure doch kein Engpass auftreten, müssten die Dieselkraftwerke produzieren und würden negative Deckungsbeiträge er-

wirtschaften. Wir halten die strukturellen Engpässe in Deutschland auf Basis historischer Daten für relativ gut prognostizierbar. Darüber hinaus können Marktakteure anhand jedes Abrufs lernen, in welchen Situationen Engpässe auftreten und welche Preise sich auf dem Redispatchmarkt einstellen. Aufgrund der übersichtlicheren Struktur dürfte dies in Verteilnetzen noch einfacher sein als im Übertragungsnetz. Besitzt ein Akteur Anlagen auf beiden Seiten des Engpasses, ist sogar eine risikolose Inc-Dec-Strategie durch das „Verschieben“ von Erzeugungsmengen möglich.

Inc-Dec-Strategien sind kein theoretisches Konstrukt, sie wurden in zahlreichen Märkten beobachtet. Nach der Liberalisierung der amerikanischen Strommärkte Ende der 1990er Jahre bedienten sich Marktakteure der damals zonal strukturierten Strommärkte dieser Strategie, etwa in Kalifornien oder Texas. Im Falle Kaliforniens trug diese Strategie zur Verschärfung der Energiekrise in den Jahren 2000/2001 bei, die in mehreren großflächigen Blackouts kulminierte [5]. Als Konsequenz wurde in diesen Märkten Nodal Pricing eingeführt. Auch in Großbritannien traten 2010/11 Inc-Dec Strategien am strukturellen Engpass zwischen Schottland und England auf, woraufhin der marktbasierende Redispatch massiv reguliert wurde. Dagegen dürften kleine Märkte und Pilotprojekte keine geeignete empirische Evidenz für das (Nicht-) Auftreten von Inc-Dec Strategien sein. Die Implementierung solcher Strategien erfordert Investitionen in Analysekapazitäten und Prognosemodelle. Es ist zu erwarten, dass Marktakteure diese Investitionen im Rahmen von kleinen (Pilot-)Projekten nicht vornehmen. Aus der Abwesenheit von Inc-Dec in solchen Projekten kann man nicht schließen, dass sie auch in einem deutschlandweiten Markt nicht auftreten würden. Außerdem besteht der strategische Anreiz, in einem Pilotprojekt kein Inc-Dec zu bieten, um die Einführung eines Redispatchmarktes mit seinen Erlösmöglichkeiten nicht zu gefährden.

Strategisches Bieten verhindern

Wir sind zu der Überzeugung gelangt, dass sich strategische Inc-Dec Gebote kaum sinnvoll verhindern lassen – jeden-

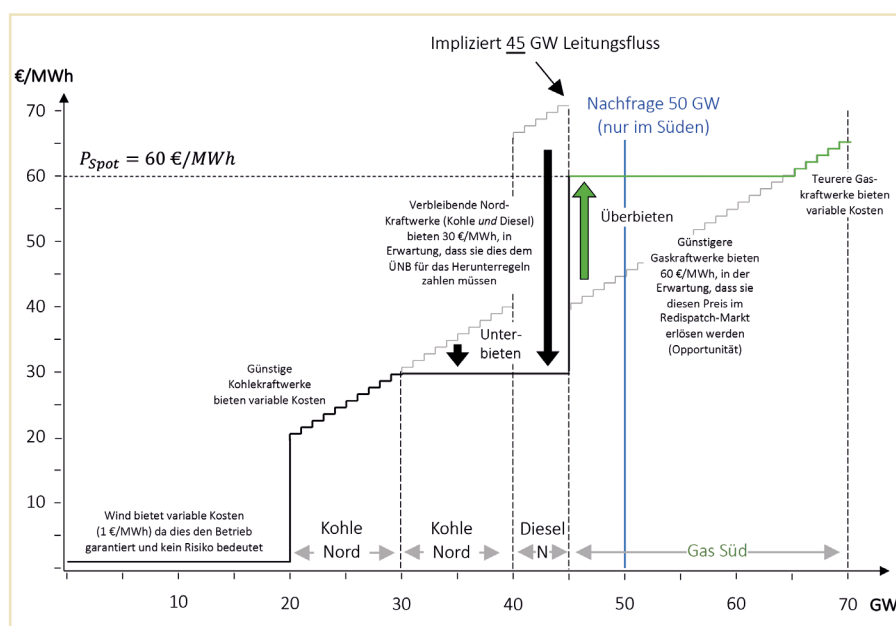


Abb. 2 Spotmarkt-Gebote mit Redispatchmarkt

falls nicht ohne dabei in gleichem Maße immer auch den erhofften Nutzen von Flex-Märkten zu beschneiden. Dies möchten wir im Folgenden darlegen. Im Kern werden in der Diskussion, zum Teil auch von Schuster et al., vier Ansätze zur Verhinderung von Inc-Dec vorgeschlagen:

- Antizipation von Engpässen erschweren;
- zusätzliches Angebot für Redispatch schaffen;
- den Redispatchmarkt auf Lasten beschränken oder
- Gebote regulieren.

Zur Durchführung der Inc-Dec Strategie ist eine Antizipation von Netzengpässen notwendig. Schuster et al. schlagen vor, durch die „Beschränkung der verfügbaren technischen Informationen über Netzengpässe“ (S. 78) strategisches Verhalten zu verhindern. Selbst wenn dies möglich wäre – europarechtliche Verpflichtungen im Rahmen der Transparenzrichtlinie sprechen dagegen – haben Marktakteure bei jedem Redispatch-Abwurf die Gelegenheit, ihre Prognosemodelle zu verbessern. Darüber hinaus hat Transparenz ja ihren Sinn, etwa zur Verhinderung von Insider-Geschäften und Marktmanipulation. Gelänge es, vollständige Unklarheit über zukünftige Netzengpässe zu erzeugen, dürften Redispatchmärkte auch keinerlei Investitionswirkung entfalten. Wir halten deswegen die Beschränkung von Information für keine sinnvolle Strategie zur Eindämmung von Inc-Dec-Geboten.

Es wird auch argumentiert, mehr Angebot für Redispatch löse die Inc-Dec-Problematik. Tatsächlich kann der Redispatchmarkt Anreize für die Nutzung neuer Flexibilitäten zur Engpassbehebung setzen. Diese zusätzlichen Potenziale ändern aber nichts an der Existenz der Engpässe, denn diese entstehen durch den Dispatch am zonalen Markt. Dieser verändert sich aber nicht, nur weil zusätzliche Redispatchpotentiale erschlossen werden. Damit bleiben auch die Engpässe bestehen, die dann durch Redispatch zu beheben sind. Dadurch bleiben auch Inc-Dec-Anreize grundsätzlich bestehen. Auch wenn die Anreize ggf. geringer werden, verschwinden sie keinesfalls.

Andere Vorschläge sehen vor, den verpflichtenden, kostenbasierten Redispatch für Kraft-

werke beizubehalten und zusätzlich einen freiwilligen Flex-Markt nur für Lasten einzuführen. Das bestehende System bleibt also als Rückfalloption bestehen. Dies würde die Konsequenzen der Inc-Dec-Strategie abmildern, weil die davon betroffenen Mengen reduziert würden. 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 unter Umständen rechtlich bedenklich; weiterhin ist die Abgrenzung, etwa bei industrieller Eigenerzeugung, nicht einfach.

Zwar sind Inc-Dec-Gebote heute nicht rechtswidrig, jedoch wäre eine entsprechende Gebotsregulierung zumindest theoretisch denkbar. Prinzipiell sind zwei Varianten einer solchen Regulierung möglich. Eine Möglichkeit wäre eine Verpflichtung, auf dem Spotmarkt Grenzkosten bzw. Grenznutzen zu bieten. Dies dürfte allerdings schwierig zu überwachen sein, insbesondere bei Lasten. Die Überlegungen zur Einführung eines Redispatchmarktes speisen sich ja gerade aus der Erkenntnis, dass eine regulierte Feststellung der Flexibilitätskosten von Lasten kaum möglich ist. Würde das Gebotsverhalten auf dem Redispatchmarkt zusätzlich freigegeben, würde die Verpflichtung zum grenzkostenorientierten Gebotsverhalten am Spotmarkt zudem dazu führen, dass gerade besonders günstige Anbieter für ihr systemdienliches Verhalten nicht (in Form von Erlösen am Redispatchmarkt) honoriert würden, während teurere Anbieter sehr wohl eine Honorierung erhalten könnten. Daraus würden massive Fehlanreize z. B. mit Blick auf Investitionen in Engpassgebieten resultieren: Es bestünde dort ein Anreiz eher Kraftwerk mit hohen Erzeugungskosten zu bauen.

Alternativ könnte der Spotmarkt unreguliert bleiben, dafür müsste jedoch der Redispatchmarkt so weit reguliert werden, dass aus diesem keine Profitmöglichkeiten mehr erwachsen. Dies 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. Hier wird das Problem, dass eine Gebotsregulierung der Idee des marktbasieren Engpassmanagement diametral entgegenläuft, noch offenkundiger und grundsätzlicher: Ohne Deckungsbeiträge

besteht kein Anreiz zur Teilnahme am Redispatchmarkt. Effektiv wäre man dann zum kostenbasierten Redispatch von heute zurückgekehrt.

Fazit

Neben lokaler Marktmacht sind Inc-Dec-Gebotsstrategien ein zentrales Problem von Flex-Märkten und marktbasierendem Redispatch. Wir halten die Voraussetzungen für solche strategischen Gebote im deutschen Übertragungsnetz und in vielen Verteilnetzen für erfüllt. Die Konsequenzen wären gravierend: Simulationen deuten auf einen Anstieg des Redispatchbedarfs um ein Mehrfaches und Windfall Profits für Stromerzeuger im Milliarden-Euro-Bereich hin. Die bekannten Ansätze zur Verhinderung von Inc-Dec sind wenig überzeugend. Deswegen empfehlen wir, auf die Einführung von marktbasierendem Redispatch zu verzichten, zumindest in der aktuell viel diskutierten Ausprägung mit kurzfristigen Geboten für den Abruf von lokaler Flexibilität.

Anmerkungen

[1] Wir verwenden die Begriffe „Flexibilitätsmarkt“, „Redispatchmarkt“ und „marktbasierter Redispatch“ synonym.

[2] Gemeint sind hier immer auch erneuerbare Energien, die durch die NABEG-Novelle in den Redispatch integriert werden; außerdem immer Engpässe im Übertragungs- wie Verteilnetz.

[3] Henning Schuster, Janis Kaltschnee, Stefan Nykamp und Sandra Maeding: „Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasierendem Engpassmanagement“ in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69. Jg. Heft 1/2 2019, S. 76-79.

[4] Dies steht im Widerspruch zu mehreren Aussagen von Schuster et al., etwa auf S. 76: „Es besteht Marktmacht von wenigen Anbietern von Flexibilität. In diesen Situationen kann eine Problematik des sog. ‚Gaming‘ entstehen.“

[5] Die Dokumentation „Enron. The Smartest Guys in the Room“ zeigt das damalige Vorgehen der Marktakteure eindrucksvoll.

Prof. Dr. L. Hirth und Dr. I. Schlecht, Neon Neue Energieökonomik GmbH, Berlin; Dr. C. Maurer und Dr. B. Tersteegen, Consentec GmbH, Aachen
hirth@neon-energie.de
maurer@consentec.de