

Zurück zur Physik – Wege zur Zusammenführung von Stromhandel und Netzbetrieb

Frederik Sapp, Andreas Maaz, Andre Peters und Kai Flinkerbusch

Die zukünftigen Herausforderungen im Netzbetrieb der Übertragungsnetzbetreiber erfordern eine Anpassung des Strommarktdesigns in Deutschland. Dabei wird es vor allem notwendig sein, Marktakteure zu einem systemdienlichen Verhalten anzureizen, insbesondere bei echtzeitnahen Anpassungen ihrer Stromproduktion bzw. -nachfrage. Im Sinne der Volkswirtschaft können die hier beschriebenen Marktdesign-Elemente dazu beitragen, die Systemsicherheit auch in Zukunft möglichst kosteneffizient zu gewährleisten.

Mit der Energiewende geht ein Wandel der Erzeugungs- und Nachfragestruktur einher. Das führt zu einem erhöhten Transportbedarf für Strom im Übertragungsnetz. Denn zum einen entfällt verbrauchsnahe Erzeugungskapazität aus konventionellen Großkraftwerken, während der Ausbau erneuerbarer Energien primär an ertragreichen Standorten fernab der Lastzentren erfolgt. Und zum anderen wird die Stromnachfrage mit zunehmender Anzahl von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Elektrolyseuren zukünftig voraussichtlich höher (und flexibler) als heute sein.

Parallel zu den nationalen Entwicklungen wird der europäische Strombinnenmarkt weiter ausgebaut. Das ermöglicht Marktteilnehmern mehr Handlungsspielraum zum internationalen Austausch von elektrischer Energie. Hierbei werden jedoch zunehmend Kapazitäten vergeben, die physikalisch nicht im Stromnetz verfügbar sind.

Zukünftige Herausforderungen im Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber

Aufgrund der dargestellten Entwicklungen wird die Lücke zwischen dem Ergebnis des Stromhandels und den physikalischen Randbedingungen des Stromnetzbetriebs weiterwachsen. Das führt zu zunehmenden Herausforderungen im Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Herausforderungen sind hinsichtlich der Vorlaufzeiten für den Einsatz von Engpassmanagement-Maßnahmen in zwei Dimensionen zu unterteilen:

- Mit Vorlauf absehbar (*statische Dimension*): Der Bedarf an Engpassmanagement, der im Systembetrieb auf Basis von Prognosen mit Vorlauf antizipierbar ist, steigt bei gleichzeitig reduzierten

Redispatchpotenzialen mindestens bis zur Inbetriebnahme der Netzausbaugroßprojekte insgesamt an.

- Kurzfristig auftretend (*dynamische Dimension*): Es entstehen zunehmend nicht-antizipierbare Engpassmanagementbedarfe mit kurzem Vorlauf.

Statische Dimension

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen für den Stromhandel, dem Marktdesign, bestehen keine lokalen Anreize zur systemdienlichen Steuerung von Angebot und Nachfrage. Ohne derartige Anreize kann insbesondere eine steigende Flexibilität dazu führen, dass bereits kritische Netzengpasssituationen in Zukunft zusätzlich verschärft werden.

So resultiert aus einer beispielhaften Starkwind-Starklast-Situation, in der Windenergie aus Norddeutschland einen Großteil der deutschlandweiten Nachfrage bedient, ein einheitlich niedriger oder sogar negativer Strompreis. Dieser geringe Strompreis ist unabhängig vom Standort ein Anreiz für Flexibilitäten, ihre Nachfrage zu erhöhen. Reagieren in einer solchen Situation Flexibilitäten in Süddeutschland auf das Preissignal und erhöhen ihre Nachfrage, wirkt sich dies zusätzlich belastend auf den Nord-Süd-Engpass aus. Das ist insbesondere dann kritisch, wenn neue flexible Lasten vor allem in Süddeutschland zugebaut werden und die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements auch zukünftig keine Möglichkeiten haben, maßgebliche engpassverursachende Flexibilitäten wie beispielsweise Elektrolyseure, Speicher oder Elektrofahrzeuge zu steuern.

Neben dem Wandel der Erzeugungs- und Nachfragestruktur sind die aktuellen EU-Stromhandelsvorgaben eine weitere Ursache für zunehmende Engpässe im Übertragungs-

netz. So sind dem europäischen Stromhandel ab 2026 mindestens 70 % der Übertragungskapazität auf handelsrelevanten Netzelementen wie Stromleitungen und Transformatoren zur Verfügung zu stellen (sog. minRAM-Vorgabe). Falls diese Vorgabe mit den verfügbaren physikalischen Kapazitäten nicht erfüllbar ist, sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, „virtuelle“ Übertragungskapazität für den Stromhandel freizugeben. Nutzen die europäischen Marktteilnehmer diese virtuelle Kapazität, entstehen zusätzliche Überlastungen, welche wiederum durch die Netzbetreiber – z.B. durch gezielte Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz – behoben werden müssen.

Darüber hinaus sieht die in der zentraleuropäischen Kapazitätsberechnungsregion CORE relevante Methode zur Berechnung der Day-Ahead-Stromübertragungskapazitäten vor, dass im europäischen Stromhandel zukünftig keine internen Netzelemente mehr als Handelsrestriktionen berücksichtigt werden dürfen [1]. Das würde bedeuten, dass der Day-Ahead-Stromhandel nicht mehr durch Handelsbeschränkungen auf internen Netzelementen begrenzt werden kann. Analog zur Einführung der minRAM-Vorgabe wäre die Folge ein weiter erhöhtes Handelsvolumen, allerdings auf Kosten zusätzlicher (innerdeutscher) Engpässe im Übertragungsnetz.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen zeigt Abb. 1 die historische Entwicklung des Engpassmanagementbedarfs in Deutschland sowie eine Prognose der Entwicklung für das Jahr 2030 (insbesondere auch unter der Annahme eines verzögerten Netzausbaus).

In der jüngeren Vergangenheit ist der Engpassmanagementbedarf stetig bis auf 18,1 TWh im Jahr 2023 gestiegen (einseitig, das

heißt nur die Absenkung). Die Prognose für das Jahr 2030 stammt aus der aktuellen Langfristanalyse [2] der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Darin wird der Engpassmanagementbedarf in zwei Szenarien untersucht: Ein Szenario unterstellt einen konservativen Ansatz des fortschreitenden Netzausbaus, das andere einen optimistischen, progressiven Netzausbau.

Während im Szenario mit progressivem Netzausbau eine Reduktion des Engpassmanagementbedarfs um 2,6 TWh im Vergleich zum Jahr 2023 berechnet wird, steigt der Bedarf unter der Annahme eines konservativen Netzausbaus um 12,2 TWh an. Folglich ist davon auszugehen, dass der mit Vorlauf absehbare Engpassmanagementbedarf im Systembetrieb (siehe blaue Balken) mindestens bis zur Inbetriebnahme der Netzausbau-Großprojekte insgesamt ansteigt.

Mit dem Wegfall gesicherter Leistung aus Großkraftwerken gehen gleichzeitig signifikante Redispatch-Hochfahrpotenziale verloren: Positiver Redispatch wird heute in aller Regel von Großkraftwerken erbracht, die nicht ihre volle Leistung vermarktet haben. In Teilen könnten diese Potenziale in Zukunft durch flexible Nachfrage und dezentrale Assets, beispielsweise Batteriespeicher, ersetzt werden. Damit solche Anlagen in die derzeitigen Redispatchprozesse eingebunden

werden können, sind geeignete Rahmenbedingungen notwendig. Hierzu zählt insbesondere die Möglichkeit zur Steuerbarkeit der Anlagen durch die Netzbetreiber. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass flexible Nachfrage und dezentrale Assets nur zeitlich begrenzt Redispatchpotenzial zur Verfügung stellen können und zusätzlich technischen sowie operativen Restriktionen unterliegen.

Zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz müssen neue Redispatchpotenziale zukünftig nicht nur im Verteilnetz, sondern auch im Ausland erschlossen werden. Insbesondere wenn systemdienliche Investitionsanreize für ausreichend gesicherte Großkraftwerksleistung ausbleiben.

Ein zentraler Baustein, um das Marktergebnis näher an die Physik des Stromnetzes heranzuführen, wäre die Abschaffung der virtuellen Übertragungskapazitäten für den Stromhandel. Darüber hinaus sollte die Möglichkeit erhalten bleiben, interne Netzelemente als Handelsrestriktionen im europäischen Stromhandel zu berücksichtigen. Dies würde den für die Zukunft prognostizierten, mit Vorlauf absehbaren Engpassmanagementbedarf deutlich reduzieren. Entsprechende regulatorische Anpassungen liegen allerdings nicht in nationaler Hand, sondern müssten auf EU-Ebene beschlossen werden.

Dynamische Dimension

Zusätzlich zu den mit Vorlauf absehbaren Engpässen ergeben sich aus dem umfassenden Zubau von volatiler Erzeugungsleistung und nachfrageseitiger Flexibilität neue Herausforderungen im Engpassmanagement.

Im derzeitigen Marktdesign haben Marktteilnehmer bis kurz vor Echtzeit umfassende Handlungsmöglichkeiten. Insbesondere können sie am Intraday-Markt kurzfristige Handelsgeschäfte abschließen und ihr Portfolio innerhalb eines Bilanzkreises selbst optimieren, ohne dabei die physikalischen Restriktionen des innerdeutschen Stromnetzes berücksichtigen zu müssen.

Diese Optimierung erfolgt auf Basis von Prognosen. In einem Energiesystem, das auf volatilen erneuerbaren Energieträgern und nachfrageseitiger Flexibilität basiert, können die Prognosen jedoch von der tatsächlichen Stromerzeugung und -nachfrage abweichen. Aus derartigen Prognoseabweichungen und den darauffolgenden kurzfristigen Handelsgeschäften ergeben sich Lastflüsse, die im Vorfeld nicht antizipierbar sind und kurzfristig im Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber gelöst werden müssen (siehe lilafarbige Balken in Abb. 1). Diese Effekte müssen mithilfe der verfügbaren Werkzeuge im Netzbetrieb jederzeit beherrschbar sein – auch in möglichen Extremfällen.

Ein Beispiel zur Veranschaulichung: Eine sich verzögernde Windfront verursacht kurz vor Echtzeit ein Erzeugungsdefizit im nördlichen Nordrhein-Westfalen. Unter dem aktuellen Marktdesign kann dieses Defizit am Markt kurzfristig durch ostdeutsche Pumpspeicher ausgeglichen werden. Der angepasste Einsatz dieser Pumpspeicher kann jedoch wiederum Ost-West-Netzengpässe hervorrufen, die aufgrund ihres Bekanntwerdens kurz vor Echtzeit nicht mehr im Engpassmanagement behoben werden können.

Im schlimmsten Fall führt das Wegbrechen von Erzeugung „hinter“ einem bestehenden Engpass kurzfristig zur Verschärfung einer bereits angespannten Netzsituation. So könnte in einer Starkwind-Starklast-Situation mit bestehendem Nord-Süd-Engpass die Photovoltaik-Erzeugung kurz vor Echtzeit einbrechen – etwa aufgrund einer Gewitterzelle über Baden-Württemberg. Das würde

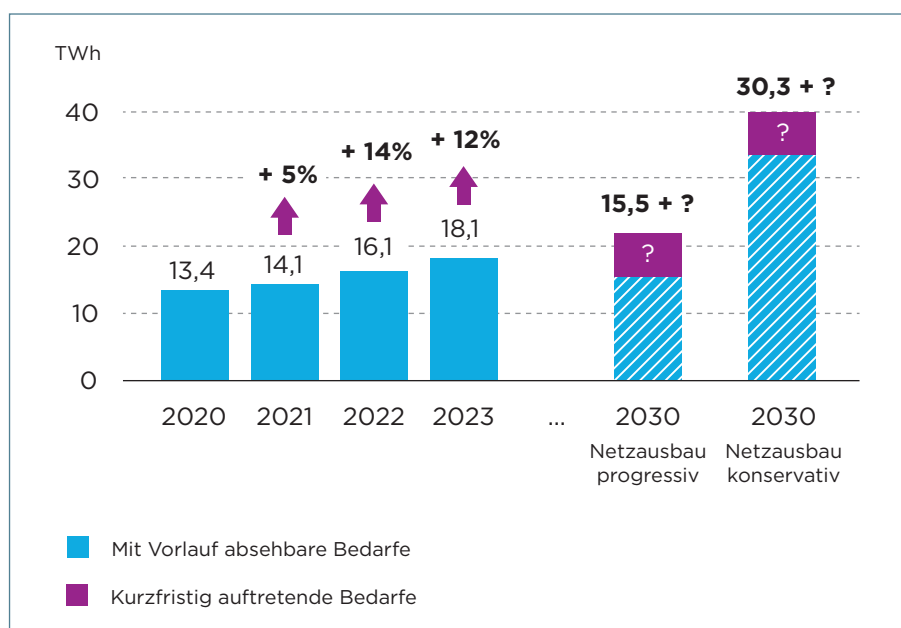


Abb. 1 Historische Engpassmanagementbedarfe in Deutschland und Prognose [2] der Entwicklung bis zum Jahr 2030

Quelle für alle Abb.: Amprion

den Netzengpass insbesondere dann weiter verschärfen, wenn die kurzfristig fehlende Erzeugung in Süddeutschland durch ein Handelsgeschäft mit einem Erzeuger „vor“ dem Engpass ausgeglichen wird.

Abb. 2 veranschaulicht die Herausforderungen, die sich aufgrund der absehbar steigenden, absoluten Prognosefehler im Systembetrieb ergeben werden: Aufgrund notwendiger Vorlaufzeiten ist drei Stunden vor Echtzeit der aktuell letztmögliche Zeitpunkt, um Redispatch-Maßnahmen in relevantem Umfang anzuweisen. Demgegenüber haben Marktteilnehmer bis kurz vor Echtzeit die Möglichkeit, Handelsgeschäfte am Intraday-Markt durchzuführen und auf diese Weise Prognosefehler auszugleichen. Dies gilt regelzonenübergreifend innerhalb von Deutschland beispielsweise bis 15 Minuten vor Echtzeit.

Mit zunehmenden absoluten Prognosefehlern wird auch der Umfang kurzfristiger Handelsgeschäfte steigen. Demzufolge werden unter dem aktuellen Marktdesign zukünftig mehr kurzfristige Engpässe auftreten.

Falls kurz vor Echtzeit keine ausreichenden Werkzeuge für das Engpassmanagement –

wie beispielsweise schnell reagierende Redispatch-Maßnahmen – gesichert zur Verfügung stehen, müssen die Netzbetreiber mögliche Abweichungen vom prognostizierten Erzeugungs- und Nachfrageverhalten zu jedem Zeitpunkt in der Betriebsplanung berücksichtigen. Das kann beispielsweise durch ein (potenziell ineffizientes) frühzeitiges Anfahren von Kraftwerken in Teillast oder durch das „Freihalten“ von Sicherheitsmargen auf Netzelementen geschehen. Für letzteres wird Redispatch im Day-Ahead-Zeitbereich angewiesen, der dazu führt, dass von Unsicherheiten betroffene Netzelemente entsprechend vorliegender Prognosedaten und unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsituation < 100 % ausgelastet werden. Durch entsprechendes „Freihalten“ von Sicherheitsmargen kann sichergestellt werden, dass bei auftretenden Prognoseabweichungen keine Grenzwertverletzung entsteht.

Da es absehbar zu mehr absoluten Prognosefehlern kommen wird, die zu Unsicherheiten bezüglich der finalen Stromproduktion bzw. -nachfrage führen, stellen die genannten präventiven Maßnahmen in Zukunft ein wenig praktikables und ineffizientes Vorgehen dar.

Marktdesign-Elemente zur zukünftigen Gewährleistung der Systemsicherheit

Es gilt nun, das Marktdesign an ein System anzupassen, in dem erneuerbare Energieträger und Nachfrageflexibilitäten die Preisbildung mitgestalten und dominieren. Denn nur dann sind Kosteneffizienz und Systemsicherheit auch weiterhin vereinbar. Hierzu ist es notwendig, die zunehmende Diskrepanz zwischen den marktbasieren Stromerzeugungs- und Nachfrage-Entscheidungen und den physikalischen Randbedingungen des Stromnetzbetriebs zu verringern. Eine damit verbundene Weiterentwicklung der Marktregeln sollte insbesondere darauf abzielen, Marktakteuren Anreize für ein echtzeitnahes, systemdienliches Erzeugungs- und Nachfrageverhalten zu bieten.

Eine innerdeutsche Gebotszonenteilung adressiert zwar zentrale Herausforderungen des zukünftigen Netzbetriebs, kann die dargestellten Herausforderungen jedoch nicht vollständig lösen. Zudem bringt sie erhebliche Nachteile wie eine reduzierte Liquidität oder verzerrte Wettbewerbsbedingungen in Deutschland mit sich. Eine mögliche Teilung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg wird derzeit im EU Bidding Zone Review [3] bewertet.

Wie in Abb. 3 dargestellt, gibt es neben dem Konzept der Gebotszonenteilung weitere Optionen zur Anpassung des Marktdesigns an die zukünftige Struktur des Energiesystems, die auf nationaler Ebene beschlossen werden könnten. Jedes dieser Elemente adressiert Teilaspekte der oben skizzierten Herausforderungen im Engpassmanagement.

Reduktion mit Vorlauf absehbarer Netzengpässe – lokale Investitionsanreize schaffen

Wenn neue Erzeuger und Verbraucher an systemdienlichen Standorten gebaut werden, kann dies Engpässen langfristig entgegenwirken.

Mit dem „Systemmarkt [4]“ hat Amprion ein entsprechendes Konzept entwickelt. Der Ansatz ist vergleichbar mit einem klassischen zentralen Kapazitätsmarkt, der um eine lokale Komponente sowie ausgewählte Systemdienstleistungsbedarfe erweiterbar ist. Bei

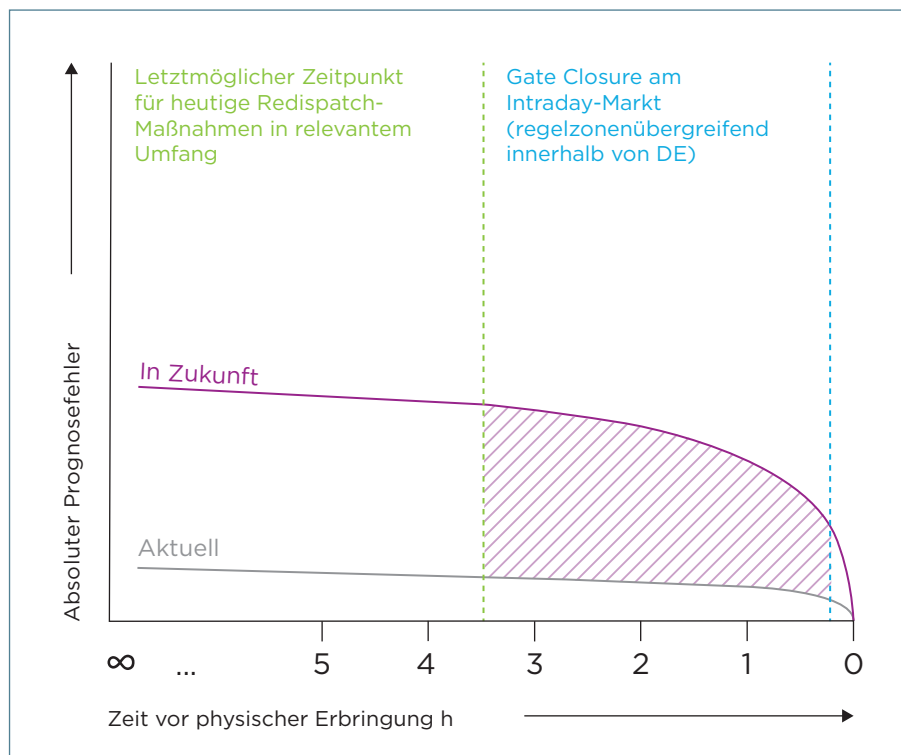


Abb. 2 Zusammenhang zwischen der Entwicklung absoluter Prognosefehler und den Vorlaufzeiten für Redispatch und Intraday-Handel

einer Investitionsentscheidung, wie beispielsweise dem Bau eines Kraftwerks oder einer Power-to-Gas-Anlage, setzt der Systemmarkt folgende monetäre Anreize:

- Anreiz für die grundsätzliche Entscheidung zum Bau,
- Anreiz für den Bau an einem aus System-sicht vorteilhaften Standort,
- Anreiz für die technische Auslegung – so dass die Anlage auch weitere Systembedarfe decken kann.

Damit einhergehend setzen sich die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für eine lokale Komponente in einem deutschen Kapazitätsmarkt ein [5]. Dies deckt sich auch mit der kürzlich veröffentlichten Empfehlung des sogenannten Joint Research Centre der Europäischen Kommission, lokale Kom-

ponenten in Auktionsverfahren wie Kapazitätsmärkten zu berücksichtigen [6].

Eine marktbasierete Beschaffung der Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit ist bereits laufend. Darüber hinaus bereiten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine marktbasierete Beschaffung weiterer nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen vor. Dies kann als Bestandteil eines umfassenden Systemmarktes weiterentwickelt werden.

Die beabsichtigte Kraftwerksstrategie der Bundesregierung würde die marktbasierete Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen unter dem Dach eines Systemmarktes sinnvoll ergänzen, sofern sie Regelungen zu spezifischen Standortanreizen beinhaltet.

Reduktion mit Vorlauf absehbarer Netzengpässe – lokale Preissignale setzen

Geografisch lokale und zeitlich dynamische Netzentgelte können dazu beitragen, die Betriebsweise der Verbraucherseite systemdienlich zu steuern.

Netzentgelt-Preissignale müssten vom Übertragungs- bzw. vom Verteilnetzbetreiber festgelegt werden. Anders als bei einer Gebotszonenteilung könnten die Netzbetreiber damit auch Engpässen im Verteilnetz begegnen. Lokale und dynamische Netzentgelte können folglich ein sinnvolles Element im Markt-design darstellen, um flexible Nachfrage und dezentrale Assets zu steuern.

Um politische Akzeptanz für dieses Markt-design-Element zu erlangen, sollten größere lokale Verteilungseffekte zwischen den Regionen vermieden werden. Hierzu könnten lokale und dynamische Netzentgelte wie folgt ausgestaltet werden:

- Werden Netzentgelte in bestimmten Stunden vermindert, um einen Anreiz zur zusätzlichen Nachfrage zu setzen, wird dies über höhere Netzentgelte in den übrigen Stunden innerhalb derselben Region ausgeglichen (und umgekehrt) [7].
- Alternativ könnte lediglich die zusätzliche Entnahme in entsprechenden Netz-situationen über eine lokale Reduktion der Netzentgelte beanreizt werden, ohne dass ein Ausgleich erfolgt. Die im Vergleich zu einem statischen Netzentgelt anfallenden Mindereinnahmen werden durch einen Zuschuss finanziert [8].

Damit lokale und dynamische Netzentgelte eine signifikante Wirkung entfalten können, müssten bestehende Sonderregelungen (insbesondere § 19 Abs. 2 StromNEV) überprüft werden. Grundsätzlich wäre für die Umsetzung eine ausreichende Vorlaufzeit notwendig – insbesondere aufgrund technischer Herausforderungen.

Reduktion kurzfristig auftretender Netzengpässe – Verbindlichkeit schaffen

Wie bereits erläutert, haben Marktteilnehmer im aktuellen Markt-design umfassende Handlungsmöglichkeiten. Insbesondere können sie

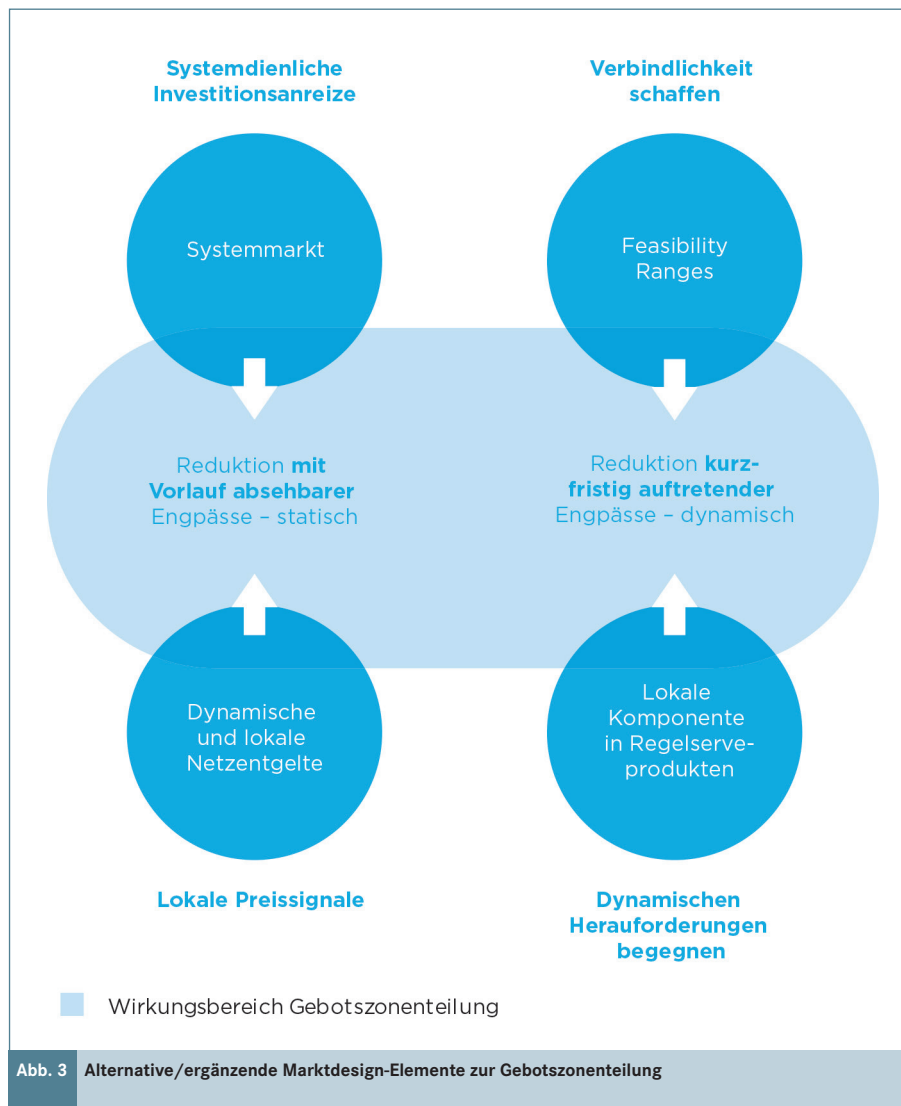


Abb. 3 Alternative/ergänzende Markt-design-Elemente zur Gebotszonenteilung

kurzfristige Handelsgeschäfte am Intraday-Markt abschließen sowie ihr Portfolio innerhalb eines Bilanzkreises bis Echtzeit selbst optimieren, ohne dabei die physikalischen Restriktionen des Stromnetzes berücksichtigen zu müssen.

Die daraus resultierenden kurzfristigen Netzengpässe ließen sich mithilfe einer Erweiterung der bisherigen Redispatch-Eingriffsmöglichkeiten reduzieren. Aktuell können die Übertragungsnetzbetreiber den Handlungsspielraum einer Anlage nur dann beschränken, wenn sie auf Basis der gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanung ein von der Anlage ausgehendes Systemsicherheitsrisiko feststellen und eine entsprechende Redispatch-Maßnahme anweisen. Den Handlungsspielraum einer Anlage ohne eine solche Redispatch-Maßnahme einzuschränken, erfolgt aktuell nur in Ausnahmefällen.

Sog. „Feasibility Ranges“, die derzeit beispielsweise in Italien genutzt werden, könnten weitere Möglichkeiten eröffnen. Sie sehen vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Handlungsspielraum relevanter Anlagen abhängig von der jeweiligen Netzsituation bereits im Vorfeld eingrenzen können – selbst wenn von der betroffenen Anlage auf Basis der gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanung noch kein Systemsicherheitsrisiko ausgeht.

Wie im Folgenden anhand von Abb. 4 erläutert, könnte mit diesem Werkzeug sichergestellt werden, dass sich die Anlagen mit ihren Betriebsweisen im Bereich der technischen Randbedingungen des Stromnetzes bewegen. Darüber hinaus könnten Feasibility Ranges genutzt werden, um notwendige Redispatch-Potenziale zu sichern.

Ausgangslage ist eine Starklastsituation mit hoher Windenergie-Einspeisung in Norddeutschland und einer moderaten Photovoltaik-Einspeisung in Süddeutschland. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält nach dem Day-Ahead-Stromhandel eine Meldung bezüglich der Kraftwerkseinsatzplanung für ein Gaskraftwerk im Norden. Für die vorgesehene Einspeisung von 50 MW stellt er im Rahmen der folgenden Systemsicherheitsanalysen noch kein Risiko fest und greift demnach nicht in den gemeldeten Fahrplan ein.

Aufgrund eines Prognosefehlers bricht in dieser beispielhaften Situation ein Teil der Photovoltaik-Einspeisung in Süddeutschland kurzfristig weg. Um sein Portfolio ausgeglichen zu halten und keinen Ausgleichsenergiepreis zahlen zu müssen, bezieht der verantwortliche Direktvermarkter wenige Minuten vor Echtzeit Energie vom Gaskraftwerk. Aus dem geänderten Fahrplan des Gaskraftwerks und der reduzierten Photovoltaik-Einspeisung resultiert ein kurzfristig auftretender, unvorhergesehener Nord-Süd-Engpass, der im Systembetrieb behoben werden muss.

Hat der betroffene Übertragungsnetzbetreiber nicht genügend Handlungsmöglichkeiten, um solche echtzeitnahen Situationen beherrschen zu können, müssen diese – wie im Abschnitt „Dynamische Dimension der zukünftigen Herausforderungen im Engpassmanagement“ beschrieben – präventiv geschaffen werden. Dies geschieht beispielsweise durch frühzeitiges Anfahren von Kraftwerken in Teillast oder durch das „Freihalten“ von Sicherheitsmargen auf Netzelementen.

Mithilfe von Feasibility Ranges hätte der Übertragungsnetzbetreiber im zuvor beschriebenen Beispiel zusätzlich die Möglichkeit, den kurzfristig aufgetretenen Engpass bereits präventiv zu vermeiden, indem er den Handlungsspielraum des Gaskraftwerks frühzeitig einschränkt. Der für die Photovoltaik-Anlage verantwortliche Direktvermarkter könnte sein Portfolio nach wie vor kurzfristig ausgleichen – allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die technischen Randbedingungen des Stromnetzes auch bei einem angepassten Kraftwerkseinsatz eingehalten

würden. Dies geschieht beispielsweise durch frühzeitiges Anfahren von Kraftwerken in Teillast oder durch das „Freihalten“ von Sicherheitsmargen auf Netzelementen.

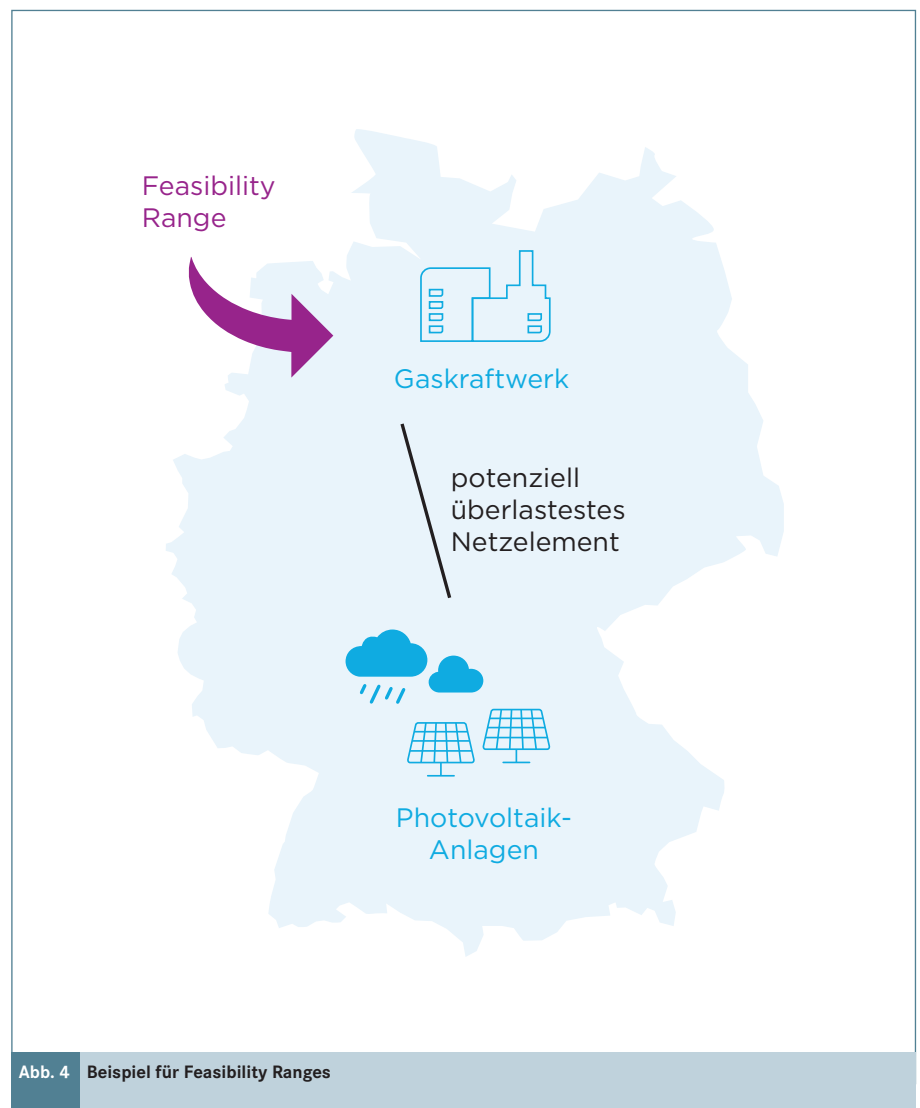


Abb. 4 Beispiel für Feasibility Ranges

werden. Großflächig angewendet würde dies dazu führen, dass etwa im sehr kurzfristigen Intraday-Handel nur noch Flexibilitäten zur Verfügung stehen, die keine zusätzlichen Grenzwertverletzungen hervorrufen. Der Markt wäre so wieder im Einklang mit der Physik.

Als Element des Marktdesigns könnten Feasibility Ranges beispielsweise über eine konkrete Adressierung in EnWG § 13a als Standardwerkzeug eingeführt werden.

Reduktion kurzfristig auftretender Netzengpässe – dynamischen Herausforderungen begegnen

Im heutigen Regelleistungsregime gibt es in Deutschland lediglich regelzonenscharfe Gebote. Damit ist beispielsweise in der Amprion-Regelzone nicht differenzierbar, ob ein abgerufenes Gebot für Regelarbeit in Niedersachsen oder im südlichen Bayern auf das Übertragungsnetz wirkt. Auch wenn in Zukunft umfassende Flexibilitäts-Potenziale im Engpassmanagement gesichert zur Verfügung stünden, eignet sich ein Regelleistungsregime mit einer regelzonenscharfen Auflösung nicht für das zukünftige Energiesystem in Deutschland.

Wäre im Stromnetz eine örtliche Differenzierung von Regelarbeit möglich, ließen sich diese Potenziale nutzen, um bei Prognoseabweichungen handlungsfähig zu sein. Erforderlich wäre dafür entweder eine zusätzliche räumliche Segmentierung des Regelleistungsmarkts oder die Einführung einer fakultativen Ortsinformation für einzelne Regelarbeitsgebote. Da der Einsatz von Regelreserve marktbasierend erfolgt, würden in beiden Fällen neben einer Erweiterung des Angebotsmechanismus selbst auch Konzepte benötigt, die einem möglichen Missbrauch von Marktmacht und Inc-Dec-Gaming-Problemen vorbeugen.

Zukünftige Redispatch-Potenziale sichern

In den nächsten Jahren entfällt weitere gesicherte Leistung aus Großkraftwerken. Umso notwendiger wird es, zusätzliche schnell reagierende Potenziale für den Redispatch zu sichern. Die Einführung von Feasibility Ranges und die Nutzung von Regelreserve für den Redispatch würden dies unterstützen.

Darüber hinaus wird es vor allem notwendig sein, den Redispatch auf dezentrale Verbrau-

cher und Speicher zu erweitern. Derzeit werden die Prozesse zum Abruf von Anlagen im Verteilnetz zusammen mit den Verteilnetzbetreibern im Rahmen von Redispatch 2.0 weiterentwickelt. Mithilfe neuer Kommunikationswege zwischen den Netzebenen könnten Vorlaufzeiten darüber hinaus reduziert und so zusätzliche Redispatchpotenziale auch für die kurze Frist erschlossen werden.

Unabhängig davon sind die Übertragungsnetzbetreiber darauf angewiesen, dass die Marktteilnehmer verfügbare Redispatchpotenziale möglichst vollständig und verbindlich melden.

Zurück zur Physik – es besteht Handlungsbedarf

Unser Energiesystem wird zukünftig von wetterabhängigen erneuerbaren Energien, lastseitigen Flexibilitäten und Kraftwerken als Backup-Kapazitäten geprägt sein. Hieraus resultieren neue Herausforderungen für den Netzbetrieb, insbesondere im Bereich des Engpassmanagements. Um die Systemsicherheit auch in Zukunft so kosteneffizient wie möglich gewährleisten zu können, sollte das Marktdesign an die physikalischen Eigenschaften des zukünftigen Energiesystems angepasst werden. Hierzu bedarf es neuer Marktdesign-Elemente wie etwa lokale Preis- und Investitionssignale sowie Feasibility Ranges. Sie setzen Anreize für Marktteilnehmer, die Physik des Stromnetzes bei Anpassungen ihrer Stromproduktion bzw. -nachfrage zu berücksichtigen.

Um die verbleibende Lücke zwischen Marktergebnis und physikalischer Realität zu schließen, sind die Übertragungsnetzbetreiber auf ausreichend kurzfristig und langfristig verfügbare Handlungsmöglichkeiten (insbesondere Redispatchpotenziale) angewiesen. Die Einführung der in diesem Artikel beschriebenen Marktdesign-Elemente kann dazu beitragen, die Systemsicherheit im Sinne der Volkswirtschaft auch in Zukunft möglichst kosteneffizient zu gewährleisten.

Anmerkungen

- [1] Von Sonderregelungen abgesehen und voraussichtlich ebenfalls ab Ende 2025. Im Zuge der anstehenden Zusammenführung der Kapazitäts-

berechnungsregionen Core und Italy-North wird die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode bis Anfang 2025 überarbeitet. In diesem Prozess könnten sich Änderungen hinsichtlich der Berücksichtigung interner Netzelemente ergeben.

- [2] Die unter „Dynamische Dimension der zukünftigen Herausforderungen im Engpassmanagement“ beschriebenen kurzfristig auftretenden Redispatchbedarfe sind nicht Gegenstand der Untersuchung. Die Studie ist einsehbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapire/Studie-zum-beschleunigten-Kohleausstieg-bis-2030> (Teilpaket 2).
- [3] Aktuelle Entwicklungen zum EU Bidding Zone Review sind auf der ENTSO-E Webseite abrufbar: www.entsoe.eu/network_codes/bzr
- [4] www.amprion.net/strommarkt/systemmarkt
- [5] <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/4%C3%9CNB-Studie-zur-Ausarbeitung-eines-Kapazit%C3%A4tsmechanismus-%C3%BCr-den-deutschen-Strommarkt>
- [6] <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC137685>
- [7] In dieser Variante wären die Netzentgelte in nicht-engpassbehafteten Stunden in Nord- höher als in Süddeutschland. So könnte bewirkt werden, dass die Höhe des jährlichen Netzentgelts für eine Bandlast unabhängig vom Standort gleich ist.
- [8] Damit könnten Netznutzer von der Einführung von lokalen und dynamischen Netzentgelten ausschließlich profitieren.

F. Sapp, Dr. A. Maaz, A. Peters und Dr. K. Flinkerbusch, Amprion GmbH, Dortmund
Kontakt: frederikpaul.sapp@amprion.net

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de