

Berlin, 23. September 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Diskussionspapier

Zum Branchendialog „Systembetrieb 2030“

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Problembeschreibung Systembetrieb 2030	4
2.1	Zunahme kurzfristiger Engpassbefunde	6
2.2	Steigende gleichzeitige Spitzenredispatchbedarfe	7
3	Laufende Prozesse zur Netzdienlichkeit und Redispatch-Verbesserung.....	7
4	Instrumente aus dem Branchendialog	10
4.1	Netztechnische Rahmenvorgaben	10
4.1.1	Voraussetzungen für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzenspasses ..	10
4.1.2	Risiken und Herausforderungen in der Umsetzung	11
4.2	Lokale Stromhandelsgebiete kurz vor Echtzeit	13
4.2.1	Voraussetzungen für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzenspasses ..	13
4.2.2	Risiken und Herausforderungen in der Umsetzung	14
5	Weitere zu betrachtende Instrumente	15
5.1	Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität	15
5.1.1	Voraussetzung für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzenspasses	16
5.1.2	Risiken, Herausforderungen und Ausgestaltungsoptionen in der Umsetzung	17
6	Weitere im Branchendialog diskutierte Instrumente	19
6.1	Dispatch Hubs.....	19
6.1.1	Voraussetzungen für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzenspasses ..	19
6.1.2	Risiken und Herausforderungen in der Umsetzung	20
7	Fazit	22

1 Einleitung

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) steigt der Anteil dezentraler und dargebotsabhängiger Erzeugung im Stromsystem. Damit einher geht eine zunehmende Unsicherheit in der regionalen Erzeugungssituation im System, die vor allem auf Prognoseunsicherheiten der witterungsbedingten EE-Einspeisung zurückzuführen ist. Auf diese muss sowohl aus Gründen der Systembilanz als auch aufgrund der Engpasslage im Netz reagiert werden. Der zunehmende Wert von Flexibilität führt aktuell zu einem starken Zubau insbesondere kurzfristig steuerbarer Anlagen, wie Batteriespeichern sowie einer erhöhten Marktteilnahme flexibler Verbraucher. Dieser erfolgt im Wesentlichen orientiert an den verfügbaren Netzanschlusskapazitäten, jedoch ohne Berücksichtigung bestehender oder absehbarer Netzengpässe im Stromnetz. Durch den Einsatz gebotszonenweiter und kurzfristiger Flexibilitäten, die speziell zur Kompensation kurzfristiger Prognoseabweichungen im Erzeugungsdargebot dienen, können lokale Netzengpasssituationen zusätzlich verstärkt werden – bis hin zu aktuell bereits „systemgefährdenden“ Netzengpasssituationen.

Der Ausbau der Stromnetze ist eine zentrale Voraussetzung für die weitere Integration Erneuerbarer Energien. Dabei sind Netzausbau und Engpassmanagement-Lösungen im Sinne der Effizienz gegeneinander abzuwägen. Solange jedoch der Netzausbau mit dem dynamischen Zubau Erneuerbarer Erzeugungsanlagen nicht vollständig Schritt hält, wachsen die Anforderungen an das Engpassmanagement weiter an. Dabei ist ein Netzausbau, der jede theoretisch mögliche Einspeisespitze ermöglicht, volkswirtschaftlich ineffizient, so dass es trotz erfolgtem Netzausbau auch zukünftig Netzengpässe geben wird. Ein gewisses Maß an Redispatch kann deshalb volkswirtschaftlich sinnvoll sein.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 27. Mai 2026 den Branchendialog „Systembetrieb 2030“ begonnen. In mehreren Terminen hat das Ministerium die Herausforderungen und mögliche Lösungsoptionen für den „Systembetrieb 2030“ vorgestellt. Dabei wurde bisher nur der Umgang mit kurzfristig auftretendem Redispatch-Bedarf betrachtet. Der BDEW beteiligt sich an dem Branchendialog und führt die Diskussionen zwischen den verschiedenen Wertschöpfungsstufen im Verband. Im Herbst 2026 soll der Branchendialog im BMWE weitergeführt werden. Das BMWE hat zwischenzeitlich eine wissenschaftliche Begleitung des Prozesses ausgeschrieben und in diesem Zusammenhang für Ende des Jahres ein Optionenpapier zur Bewertung der unterschiedlichen Instrumente, das konsultiert werden soll, angekündigt. Ein Gesetzgebungsprozess soll im Laufe des Jahres 2027 folgen.

Alle im Branchendialog betrachteten Instrumente (Netztechnische Rahmenvorgaben und lokale Stromhandelsgebiete vor Echtzeit) unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Wirksamkeit und der Intensität des Eingriffs in die Vermarktungsmöglichkeiten der Erzeuger und Händler. Eine dezidierte Auseinandersetzung mit den Vor- und Nachteilen der diskutierten

Handlungsoptionen sowie den Wechselwirkungen insbesondere mit den anderen Instrumenten ist erforderlich.

Grundlegend fordert der BDEW daher das BMWK auf, alle diskutierten und vorgeschlagenen Instrumente sowie insbesondere deren Notwendigkeit umfassend zu begründen. Hierfür ist es aus Sicht des BDEW spätestens mit der Veröffentlichung des Optionenpapiers notwendig:

- › die Bedarfe im Spitzenredispatch sowie die Herausforderungen durch kurzfristige Fahrplanänderungen zu quantifizieren,
 - diese Bedarfe und Herausforderungen durch Modelle zu belegen,
 - und die Annahmen transparent darzulegen.
- › Die Auswirkungen der vom BMWK vorgeschlagenen und darüber hinaus eingebrachten Instrumente auf die Netzengpasssituationen sowie auf den Markt und das Investitionsumfeld anhand von Modellen zu bewerten und darzulegen.
- › Auch die marktbasierte Beschaffung von Flexibilitäten als Teil des Optionenpapiers vorzusehen.

Darüber hinaus muss umfassend dargelegt werden, warum die aktuell vorhandenen Instrumente sowie die in Kapitel 3 aufgeführten Prozesse in der Gesamtheit nicht ausreichend sind.

Ziel dieses Papiers ist es, ein gemeinsames Verständnis für die Herausforderungen durch kurzfristige Dargebotsänderungen in einem EE-dominierten Stromsystem und deren Auswirkungen im Zusammenspiel zwischen kurzfristigen Änderungen im gebotszonenweiten Bilanzkreismanagement und dem Netzengpassmanagement zu schaffen. Darüber hinaus soll der vom BMWK vorgeschlagene Lösungsraum diskutiert und weitere mögliche Maßnahmen geprüft werden.

2 Problembeschreibung Systembetrieb 2030

Das heutige Strommarktdesign verpflichtet die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch spiegeln sich in marktlichen Preissignalen wider, die Anreize für eine Anpassung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherbetrieb schaffen. Um ihre Bilanzkreise trotz laufend aktualisierter Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen ausgeglichen zu halten, sind BKV auf die Möglichkeit angewiesen, entsprechende Energiemengen kurzfristig über die Spotmärkte zu handeln. Dies betrifft beispielsweise Abweichungen infolge dargebotsabhängiger EE-Einspeisung, ungeplanter Kraftwerksausfälle oder kurzfristiger Laständerungen. Aber auch marktliche Preissignale führen bei einer wirtschaftlichen Optimierung zu kurzfristigen Lastanpassungen oder geänderten Fahrweisen von Flexibilität, insbesondere von Speichern. Netzengpässe werden dabei jedoch

im aktuellen Marktdesign nicht abgebildet, sondern im Rahmen des Engpassmanagements durch die Netzbetreiber gehandhabt.

Die Lastflusssituation in Deutschland kann sich durch die getätigten Ausgleichsmaßnahmen der BKV je nach Umfang der zugrundeliegenden Unsicherheit sehr stark verändern. Dabei stehen in diesem Papier (kurzfristige) Unsicherheiten in der Prognose dargebotsabhängiger Erzeugung im Fokus. Insbesondere in Situationen, in denen z. B. durch Nord-/Süd-Transport bereits Netzengpässe entstanden sind, können kurzfristige Änderungen dargebotsabhängiger Erzeugung und darauffolgende Reaktionen der BKV zu einer weiteren Belastung der Netzengpässe führen. Dies führt zu Situationen, die bereits derzeit nur durch komplexe Maßnahmen beherrscht werden können, und zwar hinsichtlich des Umfangs der dadurch notwendigen Eingriffe in das System sowie der Erfassung der Kurzfristigkeit von Fahrplanänderungen im System zur Sicherstellung der Systembilanz.

Um Prognoseabweichungen durch die zunehmend volatile Stromerzeugung angemessen zu berücksichtigen, kann die gebotszonenweite Bilanzkreisbewirtschaftung – bezogen auf die einheitliche Gebotszone Deutschland und Luxemburg – zu kurzfristigen Fahrplanabweichungen und Dispatchänderungen führen, deren räumliche Verteilung unter Umständen bestehende Netzengpässe verschärfen oder neue Netzengpassbefunde hervorrufen kann.

Netzengpässe werden über Redispatch und weitere Engpassmanagementmaßnahmen adressiert. Kurzfristige Änderungen im Dispatch erhöhen die Dynamik und den Druck auf das Engpassmanagement. Die ÜNB sehen sich bei der Systemführung in einzelnen Netzsituationen mit erheblichen operativen Herausforderungen konfrontiert. Diese Situationen werden nach Analysen der ÜNB in Zukunft zunehmen. Neben der fortwährenden technologischen Weiterentwicklung des Redispatches ist der Netzausbau ein wesentliches Instrument, um Netzengpässe langfristig zu reduzieren. Darüber hinaus wird intensiv an der Verbesserung der europäischen Kooperation zur Behebung von Engpasssituationen und einer höheren Netzauslastung gearbeitet. Ein weiterer wichtiger Punkt ist eine verbesserte Koordination zwischen Netzbetreibern. Zusätzlich werden die aktuellen Abläufe im Redispatch verbessert, beispielsweise hinsichtlich bestehender aber nicht vollständig umgesetzter Anforderungen an Informationsaustausch und Steuerbarkeit einzelner Anlagen.

Ziel ist es, den Systembetrieb weiter sicher und effizient zu gestalten. Die zu adressierende Herausforderung ist weder auf die Funktionsweise des Stromhandels zurückzuführen noch als Netzproblem zu verstehen. Die Herausforderung ist mit der Frage verbunden, wie kurzfristige Aktivitäten der Bilanzkreisverantwortlichen transparent bleiben, welche Implikationen sie für den Netzbetrieb haben und wie Netzengpasssituationen von den Netzbetreibern transparent gemacht werden können. Während Bilanzkreisverantwortliche Prognoseabweichungen berücksichtigen müssen, um ihre Bilanzkreise auszugleichen, müssen Netzbetreiber einen

sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Mit dem weiteren Fortschritt der Energiewende können diese Rollen zunehmend in Konflikt geraten, weshalb sie in der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns zusammen betrachtet werden müssen.

Dabei beschreiben hohe Spitzenredispatchbedarfe und kurzfristige Engpassbefunde unterschiedliche Sachverhalte, die auch gleichzeitig auftreten können, aber für die weitere Diskussion thematisch getrennt werden sollen:

2.1 Zunahme kurzfristiger Engpassbefunde

Eine zunehmende Herausforderung für die Systemführung sind Netzenspassbefunde, die erst kurzfristig vor dem Echtzeitbetrieb entstehen oder sich verstärken. Eine wesentliche Ursache hierfür sind Prognoseabweichungen bei der dargebotsabhängigen EE-Einspeisung, die die BKV versuchen, noch kurzfristig auszugleichen. Darüber hinaus ist im kurzfristigen Handel am Intraday-Markt vor dem Hintergrund erwarteter Zubauten von Speichern mit enormen Zuwächsen des kurzfristigen Handelsvolumens zu rechnen. Zwar verbessern sich die Prognosemodelle kontinuierlich, aufgrund des starken Zubaus von Windenergie- und Photovoltaikanlagen nehmen die absoluten Prognosefehler jedoch weiter zu. Kurzfristige Abweichungen der tatsächlichen Wetterentwicklung von den Prognosen führen daher zu immer größeren Änderungen der erwarteten Erzeugung.

In der Folge kommt es im Rahmen des gebotszonenweiten Bilanzkreismanagements zu kurzfristigen Anpassungen des Dispatches, auf die sich die Systemführung der Netzbetreiber kurzfristig einstellen muss. Relevante Prognoseabweichungen und daraus resultierende Dispatchänderungen können bis kurz vor der physischen Lieferung auftreten. BKV gleichen ihren Bilanzkreis aus, indem sie selbst am Kurzfristhandel teilnehmen und/oder den Dispatch eigener flexibler Erzeuger oder Verbraucher anpassen. Bei Anpassung via Kurzfristhandel kann sich ebenfalls der Dispatch der Handelspartner verändern, weshalb die Netzbetreiber die angepassten Lastflüsse neu berechnen müssen.

Da das derzeitige Strommarktdesign keine Informationen zur aktuellen oder bevorstehenden Netzauslastung enthält, können im Rahmen des Bilanzkreismanagements auch Anlagen aktiviert werden, deren Einsatz die jeweilige Netzsituation zusätzlich belastet. Damit steigen die Anforderungen an die Systemführung.

Sofern die kurzfristigen Maßnahmen der BKV engpassverstärkend wirken oder zu zusätzlichen Engpässen führen, müssen diese über weitere Redispatch-Maßnahmen der Netzbetreiber adressiert werden. Aufgrund der Kurzfristigkeit der BKV-Maßnahmen stoßen effiziente Redispatch-Maßnahmen an ihre Grenzen. Die ÜNB nennen hierbei ein Zeitfenster von rund 2-3 Stunden vor Lieferung, innerhalb dessen sie im aktuellen Netzenspassmanagement nicht mehr hinreichend reagieren können. Auch ist ein optimierter Redispatch ein hochkomplexer

Prozess, der ausreichend Zeit benötigt, um effektive und bilanzierte Maßnahmen zu dimensionieren. Dies beinhaltet die Koordinierung zwischen den deutschen und benachbarten ÜNB sowie den Verteilnetzbetreibern (VNB) sowie die entsprechende Anweisung der betroffenen Anlagen.

2.2 Steigende gleichzeitige Spitzenredispatchbedarfe

Eine bisher unveröffentlichte Risikoanalyse der ÜNB hat ergeben, dass der maximale gleichzeitige Redispatchbedarf auf Basis der EE-Ausbauziele von derzeit rund 27 GW bis zum Jahr 2030 auf über 60 GW ansteigen könnte. Diese zunehmenden Spitzenredispatchbedarfe sind Folge des geplanten Ausbaus von EE-Anlagen und der Annahme einer regional verteilten Ausweitung des Angebots an kurzfristiger Flexibilität durch (Batterie-)Speicher sowie eines Verbrauchs, der zunehmend auf Preise reagiert. Diese Redispatchbedarfe werden auch in Zukunft auftreten, da ein Netzausbau, der jede Erzeugungs- und Lastspitze abdecken kann, ineffizient wäre und lokale Flexibilitätsanreize im aktuellen Marktdesign nicht ausreichen. Zugleich können mit zunehmender Verbrauchsflexibilität höhere Gleichzeitigkeiten von hoher EE-Erzeugung und Strombedarf im Netz entstehen, welche wenn sie räumlich nicht beieinander liegen, die Spitzenredispatchbedarfe ggf. erhöhen.

Der Redispatch wird in der Spitze herausfordernder für die Systemführung, da zukünftige Redispatchpotenziale durch den fortschreitenden Kohleausstieg und dem unzureichenden Zubau von steuerbarer Kapazität aus heutiger Sicht noch nicht ausreichend verfügbar sind. Damit wächst das Risiko, dass künftig nicht zu jedem Zeitpunkt das notwendige Redispatchpotenzial zur Verfügung steht, um bestehende Netzengpässe sicher und wirksam zu beheben.

Andererseits treten auch in Momenten, in denen viel Redispatch aktiviert wurde, kurzfristige Änderungen auf, die Engpasssituationen verstärken können. Dieses gleichzeitige Auftreten der Spitzenredispatchbedarfe und kurzfristiger Änderungen von Fahrplänen führt bei komplexen Engpasssituationen dazu, dass eine Koordination der Maßnahmen nicht mehr möglich scheint.

3 Laufende Prozesse zur Netzdienlichkeit und Redispatch-Verbesserung

Zahlreiche aktuell diskutierte regulatorische Prozesse verfolgen das Ziel, die Herausforderungen der dargebotsabhängigen Erzeugung mit den Vorteilen von Flexibilität zu vereinen und eine netzdienliche Allokation sowie ein entsprechendes Verhalten der Marktakteure anzureizen. Mehrere Instrumente befinden sich bereits in der Umsetzung bzw. sollen im parlamentarischen Verfahren noch 2026 beschlossen werden. Der Fokus dieser Instrumente liegt nicht auf dem operativen Umgang mit kurzfristigen Netzengpässen. Inwiefern diese untereinander und mit den im Rahmen des Branchendialogs diskutierten Instrumenten kompatibel sind, ist derzeit unklar, da eine Analyse der Wechselwirkungen fehlt. Dabei soll die Auflistung der

abgeschlossenen und aktuell diskutierten Prozesse keine Bewertung und keine implizite Zustimmung zu den aktuellen Ständen darstellen.

Das Netzanschlusspaket, welches noch in 2026 vom Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden soll, sieht bereits einige Instrumente vor, um Netzengpässe zu adressieren und die regionale Verteilung von Flexibilitäten und Erzeugung anzuregen. Auch die BNetzA plant relevante Festlegungen:

- › Standardisierungsvorgaben für Flexible Netzanschlussvereinbarungen; BNetzA-Festlegung in 2027 (Neuanlagen)
- › Begrenzung von Redispatch-Ausgleichsansprüchen für neue EE-Anlagen in ausgewiesenen kapazitätslimitierten Netzgebieten ab 2027
- › Regional differenzierte BKZ für Einspeiser ab 2027/28; BNetzA-Festlegung in 2027 (Neuanlagen)

Darüber hinaus gibt es regulatorische Prozesse, die den netzdienlichen Betrieb von Erzeugungseinheiten anreizen sollen bzw. das Redispatchverfahren verbessern sollen:

- › Einführung und Weiterentwicklung (nicht-frequenzgebundener)-Systemdienstleistungsmärkte (für Neu- und Bestandsanlagen, Einführung 2025/2026)
- › EU-Grid Action Plan: Network Codes für Demand Response 2026, nationale Umsetzung 2028/29 (Neu- und Bestandsanlagen)
 - Darin enthalten: Entwicklung und Stärkung lokaler Flexibilitätsmärkte, nicht marktliche Beschaffung nur als Ausnahme
- › Dynamische Netzentgelte für Speicher und anschließend auch Erzeuger, d.h. ein Preissignal basierend auf Netzengpässen (ab 2030 bzw. 2032)

In Abstimmung mit der Branche wird darüber hinaus das Redispatchverfahren überarbeitet. Damit soll die Redispatch-Kommunikation beschleunigt, mehr Anlagen einbezogen und eine verbesserte Koordination zwischen den Netzbetreibern erfolgen. Die Prozesse sollen bis 2028 erarbeitet und bis 2031 umgesetzt sein. Darüber hinaus laufen Pilotprojekte zur Einbindung von aggregierten Flexibilitäten.

- › Redispatch 2.0: laufende Überarbeitung zur Sicherung der Bilanzierungsqualität und Fixierung klarer Verantwortlichkeiten (Umsetzung bis spätestens 2032)
- › Redispatch-Überarbeitung, weitere Prozesse:

- ROSC (Regional Operational Security Coordination): international optimierte Dimensionierung der Engpassmanagementmaßnahmen für die CORE-/CE-Region ab d-1 18 Uhr
 - NRAO (Non Costly Remedial Action Optimization): Optimierung topologischer Maßnahmen (Schalt- und Stufungsoptionen von Phasenschiebertransformatoren und Kupplungen)
 - Weiterentwicklung der europäischen Netzmodellierung (CGM)
 - Probabilistische Netzsicherheitsrechnung und Redispatch-Dimensionierung (Forschungsprojekt der ÜNB)
- › Verbesserung der Steuerbarkeit und der Abrufprozesse von Anlagen mit Anschluss an die Verteilnetze (Zusammenarbeit ÜNB/VNB)
- Untertägige national koordinierte Engpass-Dimensionierungen
 - Höherauslastung der Netzbetriebsmittel (witterungsabhängig und kurativ) sowie optimierte 4-ÜNB-Koordination
 - Verbesserung der Qualität und Vollständigkeit der Planungsdaten der Kraftwerks- und Anlagenbetreiber

Übergeordnet verfolgen diese Prozesse dasselbe Ziel: Flexibilitäten und EE-Anlagen sollen im Zusammenspiel zu einem sicheren Netzbetrieb beitragen. Für die in Kapitel 2 beschriebenen Herausforderungen in Extremsituationen geht aus der Risikoanalyse der ÜNB hervor, dass diese Maßnahmen nicht sicher ausreichen, um die Herausforderungen in der Systemführung vollständig zu lösen.

Gleichzeitig zeigt die Vielzahl der aktuellen und zukünftigen Prozesse, wie dynamisch sich das Marktumfeld für Flexibilitäten entwickelt. Dies bedeutet erhebliche Unsicherheiten für Investoren und ihre Projekte. Die im Branchendialog diskutierten Instrumente wirken sich ebenfalls auf die Investitionssicherheiten aus, wie in den folgenden Kapiteln beschrieben. Bei deren Bewertung müssen die parallellaufenden Prozesse immer auch mitberücksichtigt werden. Das Zusammenspiel der vielen verschiedenen Prozesse darf nicht dazu führen, dass Investitionen ausbleiben. Bei Einführung zusätzlicher Eingriffe ist darzulegen, welche Verbesserungen durch die bereits beschlossenen oder laufenden Maßnahmen zu erwarten sind und welche konkret verbleibenden Umsetzungs-, Anwendungs-, und Regelungslücken durch ein neues Instrument geschlossen werden sollen.

4 Instrumente aus dem Branchendialog

Im Branchendialog wurden in drei bisherigen Sitzungen BMW-seitig zwei Instrumente diskutiert, welche im weiteren Prozess ausgestaltet und zu konkreten Vorschlägen weiterentwickelt und dann konsultiert werden sollen. In diesem Kapitel stellt der BDEW aus Sicht aller Wertschöpfungsstufen der Branche Anforderungen an die Wirksamkeit dar und hebt Risiken und Herausforderungen der Instrumente für die Umsetzung hervor. Dies ersetzt jedoch nicht die notwendigen umfassenden Analysen, welche das BMW vorlegen soll, damit eine Bewertung der Vorschläge und vollständige Abschätzung der Risiken möglich ist.

4.1 Netztechnische Rahmenvorgaben

Netzsicherheitsbezogene Rahmenvorgaben ermöglichen es den ÜNB, in netzkritischen Situationen im Stromnetz regional eine Verbindlichkeit der Fahrplanmeldungen ab einem bestimmten Zeitpunkt auszusprechen. Somit werden nach Festsetzung der Rahmenvorgaben Fahrplanänderungen in bestimmten Gebieten abhängig von der Engpasslage nur noch in eine bestimmte Richtung für zulässig erklärt. In bestimmten Konstellationen kann ein Abweichen der tatsächlichen Fahrweise vom durch Rahmenvorgaben verbindlich gemachten Planungsstand auch in beide Richtungen unzulässig werden.

4.1.1 Voraussetzungen für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzengpasses

Damit der Systembetrieb durch netztechnische Rahmenvorgaben verbessert werden kann, müssten bei der Ausgestaltung des Instruments wesentliche Voraussetzungen berücksichtigt werden:

- › Netztechnische Rahmenvorgaben müssen mindestens zwei bis drei Stunden im Voraus veröffentlicht bzw. vorgegeben werden und sollen bis zu einem Zeitraum von mehreren Stunden, aber mindestens so lange die kritische Situation besteht, gelten. Eine wirksame Anwendung von netztechnischen Rahmenvorgaben setzt voraus, dass zum Zeitpunkt der Anweisung anlagenscharfe Fahrpläne vorliegen und Fahrplaneinschränkungen danach nur noch richtungsscharf sowie regional differenziert erfolgen.
- › Für mögliche Sonderfälle, bei denen netztechnische Rahmenvorgaben aufgrund von Ausfällen oder Force Majeure sowie anderer netztechnischer Anforderungen an die Anlage (z.B. bei der Bereitstellung von Regelleistung oder bei Redispatchbedarf im Verteilnetz) nicht eingehalten werden können, sind Ausnahmeregelungen vorzusehen.
- › Bei der konkreten Ausgestaltung sind Maßnahmen vorzusehen, die die Einhaltung der netztechnischen Rahmenvorgaben sicherstellen. Die Einhaltung dieser Vorgaben kann beispielsweise durch die Einführung einer Pönale sichergestellt werden. Diese könnte greifen, wenn

die BKV ab dem Zeitpunkt ihrer verbindlichen Fahrplanmeldung dennoch davon abweichen. Eine Pönalisierung müsste dynamisch ausgestaltet werden. Im Spannungsfeld zwischen Ausgleichsenergiepreis (AEP) bei unausgeglichenem Bilanzkreis und der Pönale im Redispatch sollte verhindert werden, dass die Rahmenvorgaben wegen der Höhe der Pönale nicht eingehalten werden. Daher wäre eine Kopplung der Pönale an den AEP denkbar. Sofern die Rahmenvorgabe eine Abweichung in negative Richtung (Abweichung vom Fahrplan nach unten) verbietet, dürfen Fahrplanabweichungen von EE-Anlagen aufgrund fehlender dargebotsabhängiger Erzeugung nicht pönalisiert werden.

- › Für die Ausweisung netztechnischer Rahmenvorgaben müssen nachvollziehbare und messbare Kriterien erfüllt werden. Hierfür braucht es klare Vorgaben seitens des Regelsetzers.
- › Auch wenn die Meldung von Einsatz-Fahrplänen nach den Redispatch-Prozessen immer anlagenscharf erfolgt, kann die Einhaltung der Rahmenvorgabe auch gesamthaft für alle betroffenen Anlagen eines BKVs in einer ausgewiesenen Region in Summe überprüft werden, sodass einzelne Anlagen gegen die Rahmenvorgabe verstoßen können, sofern dies durch andere Anlagen des gleichen BKVs in der gleichen Region in entsprechender Höhe ausgeglichen wird.

4.1.2 Risiken und Herausforderungen in der Umsetzung

Bei der praktischen Umsetzung der netztechnischen Rahmenvorgaben ergeben sich mehrere Risiken und Herausforderungen.

- › Zur vollständigen Bewertung der Folgewirkungen des Instruments ist zu definieren, an welche Kriterien die Auslösung geknüpft ist, wie die Gebiete definiert werden und welche Anlagengrößen einbezogen werden. Es ist sicherzustellen, dass Rahmenvorgaben nur in drohenden Gefährdungssituationen angewendet werden können, wenn zu erwarten ist, dass alle anderen Maßnahmen nicht ausreichen werden. Zur Definition der Gefährdungssituationen müssen transparente, überprüfbare, messbare und planbare Kriterien definiert werden, um die Anwendung des Instruments auf ein erforderliches Maß beschränken. Im Rahmen der Umsetzung ist schließlich zu prüfen, ob eine Piloteinführung bzw. eine schrittweise Einführung sinnvoller ist, um Auswirkungen bei der praktischen Umsetzung zu erkennen.
- › Dieses Instrument würde das Bilanzkreismanagement für Marktteilnehmer erschweren und Investitionen aufgrund von zusätzlicher Unsicherheit verteuern.
- › Die Notwendigkeit für den Bilanzkreisausgleich, bspw. aufgrund von Prognoseabweichungen oder Anlagenausfällen, wird durch dieses Instrument nicht verringert. Die Verfügbarkeit von Flexibilitätsquellen für diese Aufgabe wird jedoch eingeschränkt. Daraus resultierende Mehrkosten im Bilanzkreismanagement, die eingepreist werden müssten, würden

die Stromversorgung verteuern. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für Investitionen in Flexibilitäten stünde im Widerspruch zu der aus diesem Instrument resultierenden netztechnisch begründeten Einschränkung flexibler Anlagen. Dies reduziert die Wirtschaftlichkeit der Einzelinvestition und kann möglicherweise Förderbedarfe erhöhen und marktba-sierte Modelle ohne Förderbedarfe erschweren. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die zusätzlichen Kosten ungewiss sind und entsprechendes Risiko eingepreist werden muss. Je transparenter und planbarer die Auswirkungen für Betreiber sind, desto geringer sind die Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten.

- › Zentral ist, dass die Rahmenvorgaben mit einer ausreichenden Vorlaufzeit verbindlich ausgesprochen werden, damit die BKV sie beim Ausgleich ihrer Bilanzkreise berücksichtigen können. Dabei stellt sich die Frage nach der Form der Datenübermittlung von den ÜNB an die BKV. Es braucht Transparenz und eine vollständige Automatisierung für die Übermittlung der Rahmenvorgaben. Dafür sind entsprechende Datenübermittlungswege zu implementieren. Die Verantwortlichkeit der Kommunikation muss geklärt werden.
- › Für eine mögliche Einführung müssen die Prozesse zwischen ÜNB und VNB klar definiert und möglichst einfach und beherrschbar sein. Es sollte verhindert werden, dass neben den komplexen Redispatch-Prozessen ein ähnlich komplexes Instrument eingeführt wird. So muss beispielsweise die Anweisung zwischen ÜNB und VNB klar kommuniziert werden. Ausnahmeregelungen müssen klar und einfach umzusetzen sein, wie bspw. bei der Erbringung von Regelenergie oder aufgrund von im Verteilnetz gegenläufiger Anweisungen von Redispatch.,.
- › Bei der Ausweisung der betroffenen Gebiete ist sicher zu stellen, dass im übrigen Markt, insbesondere im Intraday-Markt weiterhin ausreichend Liquidität vorhanden ist, so dass Prognoseabweichungen von den BKV ausgeglichen werden können.
- › Es ist ein nachvollziehbares Anliegen der Anlagenbetreiber, dass die betroffenen Anlagen für wirtschaftliche Einbußen durch Rahmenvorgaben vollständig kompensiert werden. Bei der Festlegung von Kompensationen ist darauf zu achten, dass diese praktisch umsetzbar und pragmatisch ist. Eine Abwicklung nach dem Redispatch Regime ist dabei nicht übertragbar.
- › Aktuell müssen die gemeldeten Fahrpläne insbesondere bei Gate Closure des Intraday-Handels mit der Gesamterzeugung des BKV deckungsgleich sein. Aber es besteht bislang keine Verpflichtung zum kontinuierlichen Fahrplanversand. Einspeisefahrpläne flexibler Anlagen werden im Optimierungs- und Bilanzierungsprozess nachlaufend an Prognoseänderungen und Handelsgeschäfte angepasst. Durch die Einführung dieses Instruments würden vorläufige Fahrpläne eingefroren. Diese stellen nicht notwendigerweise den aktuellen Stand der

Optimierung dar. Auch müssten sie abrechnungsrelevant hinsichtlich möglicher Pönalen werden, was qualitative Ansprüche auch hinsichtlich Bestätigung durch die ÜNB nach sich zieht, die derzeit allenfalls für den finalen Fahrplan vor Gate Closure gelten.

- › Bei der Ausgestaltung der netztechnischen Rahmenvorgaben müssen die Wechselwirkungen mit dem bestehenden und weiterzuentwickelnden Redispatch, der Vermarktung auf anderen Märkten wie dem Regelleistungsmarkt und den Systemdienstleistungsmärkten (SDL-Märkten) sowie mit weiteren Verpflichtungen, wie der Bilanzkreistreue, bekannt sein und beherrschbar bleiben. Anlagenbetreibern soll die Teilnahme an der Leistungsvorhaltung für den Regelerneuermarkt durch die Einschränkungen nicht verweigert werden. Denn zu bedenken ist, dass die BKV bei Anwendung des Instruments nur eingeschränkt die Möglichkeit haben, ihre Bilanzkreise im Intraday-Markt auszugleichen. Dadurch wird der Bedarf an Ausgleichsenergie über den Regelerneuermarkt in den Fällen zunehmen, in denen durch die Einschränkungen keine Liquidität mehr am Intraday-Markt übrigbliebe.

4.2 Lokale Stromhandelsgebiete kurz vor Echtzeit

Lokale Stromhandelsgebiete kurz vor Echtzeit sind ein Instrument, das den kurzfristigen Stromhandel ab einem festzulegenden Zeitpunkt vor der physischen Lieferung auf kleinere, regional abgegrenzte Handelsgebiete beschränkt. Bis zu diesem Zeitpunkt bleibt der Handel unverändert innerhalb der einheitlichen Gebotszone Deutschland-Luxemburg möglich. Der Zugschnitt der einheitlichen Gebotszone wird nicht verändert.

Das Instrument basiert auf der Möglichkeit des regelzoneninternen Handels 30 Minuten vor Lieferung, der jetzt schon den europaweiten Intraday-Markt (SIDC) nach Handelsschluss ergänzt. Ausgestaltungsoptionen sind unter anderem der Zeitpunkt, zu dem die Regionalisierung erfolgt (1 - 0,5h vor Lieferung), Anpassungen in der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises und die Zahl der Regionen, in die der Markt aufgeteilt wird und die höher ist als die Zahl der bisherigen vier Regelzonen.

4.2.1 Voraussetzungen für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzengpasses

- › Das Instrument schafft nur dann eine geeignete Wirkung, wenn der Ausgleichsenergiepreis (AEP) regional differenziert nach Handelsgebieten ausgestaltet wird; diese Anpassung muss der Einführung der regionalen Handelsgebiete vorausgehen. Ein einheitlicher, symmetrischer AEP würde es den BKV ohne zusätzliche Verpflichtungen zur Bilanzkreistreue durch den Bilanzkreisvertrag andernfalls ermöglichen, kurzfristige Erzeugungsabweichungen weiterhin dort auszugleichen, wo dies am günstigsten ist, und damit die Regionalisierung des kurzfristigen Handels zu umgehen, ohne davon finanziell benachteiligt zu sein.

- › Die Wirksamkeit des Instruments ist zudem an einen ausreichenden zeitlichen Vorlauf von mindestens einer Stunde gebunden: Eine Regionalisierung, die erst weniger als 30 Minuten vor Echtzeit greift, entfaltet mutmaßlich keine hinreichende Steuerungswirkung, da der Handel im Kurzfristbereich > 30 Minuten weiterhin unbeschränkt wäre.
- › Schließlich muss bei der Konfiguration der regionalen Handelsgebiete sichergestellt werden, dass in den entstehenden Teilmärkten weiterhin ausreichend Angebot und Nachfrage im kurzfristigen Intraday-Stromhandel sowie im Regelarbeitsmarkt besteht.

4.2.2 Risiken und Herausforderungen in der Umsetzung

- › Das Instrument darf keinen faktischen Gebotszonensplit initiieren. Hierzu ist eine klare Abgrenzung des Instruments zur Stromgebotszonendebatte notwendig. Die Herausforderung der Zonenausgestaltung im Spannungsfeld von Liquidität und Wirksamkeit auf kurzfristige Engpassbefunde ist hervorzuheben.
- › Die Anpassung von Ausgleichsenergiepreisen, die Berücksichtigung regionaler Gebiete bei der Dimensionierung von Regularbeit und -leistung, die Einrichtung neuer lokaler handelbarer Produkte sowie die Ertüchtigung der Handelssysteme der Marktteilnehmer würden zu signifikantem administrativen Mehraufwand führen. Dies betrifft unter anderem Netzbetreiber, Marktteilnehmer sowie Strombörsen und deren Clearinghäuser.
 - Die Anpassung des Ausgleichsenergiepreises setzt Änderungen der europäischen Gesetze und, je nach Ausgestaltung, Anpassungen u. a. von PICASSO voraus, die voraussichtlich langwierig sein und eine Genehmigung der Europäischen Kommission erfordern dürften.
 - EU-rechtlich ist beispielsweise aktuell vorgesehen, dass AEPs pro Gebotszone einheitlich ausgestaltet sein müssen.
- › Die Rückwirkungen auf den Intraday-, Day-Ahead- und Terminmarkt sind noch zu analysieren. Der Bilanzkreisausgleich wird erschwert. Die Notwendigkeit für den Bilanzkreisausgleich, bspw. aufgrund von Prognoseabweichungen oder Anlagenausfällen, wird durch dieses Instrument nicht verringert. Die dem Bilanzkreisverantwortlichen für diese Aufgabe verfügbaren Instrumente werden jedoch signifikant eingeschränkt: Anstatt kurzfristig auftretende Ungleichgewichte am Großhandelsmarkt effizient auszugleichen, können diese nur noch innerhalb des lokalen Handelsgebiets ausgeglichen werden. Für diesen Zweck stehen dann also wesentlich weniger Anlagen zur Verfügung. Die Regionalisierung schränkt somit die Möglichkeiten zum Bilanzkreisausgleich ein und erschwert eine planbare Bilanzkreisbewirtschaftung. In Abhängigkeit von Anzahl und Größe der Zonen könnten die Kosten des Bilanzkreisausgleichs steigen. Die daraus resultierenden Folgen sind für viele BKV nur

schwer abzuschätzen. Diese, durch verringerten Zeitraum der Bilanzkreisoptimierung, auftretenden zusätzlichen Kosten würden mit der Vorlaufzeit der Aufteilung steigen: eine Einschränkung des Intraday-Handels eine Stunde vor Lieferung würde wesentlich höhere Kosten verursachen als eine Einschränkung nur der letzten 30 Minuten. Die Mehrkosten und Risiken würden über einen Aufschlag beim Strompreis gewälzt werden müssen und somit Verbraucher zusätzlich belasten.

- › Die Einführung der lokalen Stromhandelsgebiete vor Echtzeit erfordert die Einführung standardisierter Handelsprodukte für diese neu zugeschnittenen Gebiete. Darüber hinaus müssen dabei die Dimensionierung und Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit berücksichtigt werden.
- › Zudem ist mit einem insgesamt höheren Regelleistungsbedarf zu rechnen, was mit erheblichen Kosten verbunden wäre, die über die Netzentgelte umgelegt würden.
- › Erschwerend kommt hinzu, dass das EU-Recht mit einer Verkürzung der Cross-Zonal-Gate-Closure im europaweiten Market-Coupling (SIDC) auf 30 Minuten ab spätestens Mitte 2031 eine gegenläufige Entwicklung anstrebt, die der Regionalisierung entgegenstehen würde. Damit ist die Wirksamkeit des Instruments ohne europarechtliche Anpassungen aufgrund der zeitlichen Restriktion auf maximal 30 Minuten begrenzt.

5 Weitere zu betrachtende Instrumente

Wie in Kapitel 1 beschrieben, soll neben dem vom BMWF vorgeschlagenen Lösungsraum auch geprüft werden, mit welchen weiteren Instrumenten sich die dort aufgeführten Herausforderungen bewältigen lassen. Die Kompatibilität der unterschiedlichen Instrumente, die, wie in Kapitel 3 beschrieben, auf eine Minderung von Engpässen einzahlen, muss untersucht werden, um auszuschließen, dass diese widersprüchliche Signale senden und eine konträre Wirkung entfalten. Auch die Auswirkungen und Interdependenzen mit anderen Märkten, insbesondere auf europäischer Ebene, gilt es zu analysieren.

Der BDEW fordert, dass das BMWF im weiteren Prozess des Branchendialogs die folgenden Instrumente zusätzlich aufgreift und vollumfänglich auf ihre Wirksamkeit sowie mögliche Risiken hin untersucht. Erst danach können Branche und Ministerium eine abschließende Bewertung aller Instrumente im weiteren Verlauf des Branchendialogs vornehmen.

5.1 Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität

Die Beschaffung von Flexibilitäten über marktgestützte Verfahren ist europarechtlich das Zielmodell, während der Redispatch in Deutschland weiterhin überwiegend kostenbasiert erfolgt. Bei der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität werden notwendige Energiemengen zur

Sicherstellung des sicheren Netzbetriebs über marktliche Instrumente (d.h. mit Gebotsabgabe) am Markt beschafft. Dazu bieten Anlagenbetreiber an, ihre Erzeugung bzw. ihren Verbrauch gegenüber einem zuvor gemeldeten Fahrplan zu erhöhen oder zu reduzieren. Der Netzbetreiber wählt unter Berücksichtigung des Ortes, der technischen Eignung und des Angebotspreises geeignete Gebote aus.

Mit der marktbasierter Beschaffung von Flexibilitäten können zum kostenbasierten Redispatch zusätzliche Potentiale erschlossen werden, die für die Behebung von Engpässen genutzt werden können. Richtig ausgestaltet können die marktlichen Produkte auch kurzfristig aktiviert werden und somit den in Kapitel 2 adressierten Herausforderungen begegnen.

Als Beispiele für die Ausgestaltung solcher Produkte zur marktlichen Beschaffung von Flexibilität könnten die britische Verzahnung von Engpassmanagement und Regelleistung im sog. Balancing Mechanism, die britische LocalFlex-Plattform sowie die niederländische GOPACS-Plattform der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber oder auch schlicht der deutsche Markt für Sekundärregelleistung dienen. In Deutschland sind lokale Flexibilitätsmärkte unter anderem in den SINTEG-Projekten enera und C/Sells untersucht und betrieben worden.

5.1.1 Voraussetzung für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzengpasses

Batterien müssen in der Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 in den kostenbasierten Redispatch miteinbezogen werden. Über marktliche Zusatzinstrumente kann ein höheres Leistungspotenzial als im Redispatch gehoben werden. Insbesondere erscheint die marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für die Anlagen relevant, die nicht im bestehenden Redispatch abgerufen werden können (flexible Verbraucher, Kleinstflexibilitäten), um somit zusätzliche Potentiale für das Engpassmanagement zu generieren.

Für einen wirksamen Einsatz marktlicher Flexibilitäten sind insbesondere folgende Voraussetzungen zu beachten:

- › Vorgelagert und ergänzend können zusätzlich Systemdienstleistungsprodukte sichere und kurzfristige Aktivierbarkeit bieten: Alle Anlagen, insbesondere Batterien, müssen diskriminierungsfrei teilnehmen können. Insbesondere zur Lösung kurzfristiger Engpässe muss sichergestellt werden, dass die angebotenen Energiemengen auch kurzfristig aktivierbar sind. Hier bietet sich eine Anlehnung an die Regelarbeitsprodukte von Sekundär- bzw. Minutenreserve an.
- › Damit der Netzbetreiber engpassschärf Anlagen abrufen kann, muss in den Geboten in diesem Markt eine Lokalisierung der Anlage engpassbezogen möglich sein.
- › Ggf. ließe sich ein Mehrwert bei bestimmten Produkteigenschaften einer ergänzenden Systemdienstleistung aufzeigen. Ein Beispiel hierfür ist eine Vorhaltung mit gesicherter

Aktivierungsmöglichkeit innerhalb weniger Minuten, die auch für die kurative Systemführung einsetzbar ist. Solche Produkte könnten auch bei kurzfristigen Engpässen einen Mehrwert bieten. Denkbar wäre eine Weiterentwicklung von Regelleistungsprodukten oder eine eigene Systemdienstleistung, angelehnt an das Pilotprojekt KuPilot zur kurativen Systemführung mit Speichern.

- › Der Netzbetreiber gibt vor, zu welchem Zeitpunkt, in welchen Mengen und an welchem Ort das Hoch- und Runterfahrpotenzial abgerufen wird.
- › Für die Bestimmung der tatsächlich erbrachten Leistung ist festzulegen, gegenüber welchem Ausgangszustand eine Anlage ihre Erzeugung bzw. ihren Verbrauch verändert (Baselining).

5.1.2 Risiken, Herausforderungen und Ausgestaltungsoptionen in der Umsetzung

- › Als oft benanntes Risiko der marktlichen Beschaffung von Flexibilität wird das strategische Bieterverhalten bei marktbasiertem Redispatch (Inc-Dec-Gaming) aufgeführt. Marktteilnehmer könnten ihre Fahrpläne in Erwartung eines Engpasses strategisch verändern, um dadurch zusätzliche Erlöse über den Flexibilitätsmarkt zu erzielen. Dies kann die Kosten des Engpassmanagements erhöhen und im Extremfall den Redispatchbedarf selbst verstärken. Zwar werden die Engpässe weniger vorhersehbar und komplexer, jedoch muss das Potenzial zu Inc-Dec-Gaming möglichst geringgehalten werden. Das Risiko hängt vom Marktdesign ab und kann mit verschiedenen Instrumenten beherrscht werden:
 - Da das aktuelle Redispatchsystem parallel fortbesteht und weiterentwickelt wird, wird das Risiko Inc-Dec Gamings stark eingegrenzt. Flexibilität würde nur dann marktlich beschafft werden, wenn eine Aktivierung im aktuellen Redispatchregime nicht möglich oder für den Netzbetreiber weniger vorteilhaft wäre. Damit bestünde mit dem herkömmlichen Redispatch Wettbewerb und eine implizite Preisobergrenze, die den Anreiz für Inc-Dec-Gaming reduziert.
 - Regulatorische Vorgaben können Anbieter verpflichten, in diesem Zusammenhang einen tatsächlichen physischen Effekt zu generieren, der ohne die Kontrahierung so nicht stattgefunden hätte. Vorbild können hierbei Vorgaben aus dem britischen Markt sein, oder auch Vorgaben im Zusammenhang mit „Regelenergieprodukten mit physischer Erfüllungsrestriktion“ im deutschen Gasmarkt.
 - Eine andere Maßnahme wäre, Flexibilität primär über Leistungspreise zu vergüten und für die Aktivierung nur eine Pauschale – bspw. indexiert an den Strompreis – zu zahlen.

- › Darüber hinaus liegen auch in Deutschland mit dem großskaligen Redispatch-3.0-Feldversuch im Rahmen des vom BMWF geförderten Projekts DataFlex bereits praktische Erfahrungen zur marktlichen Einbindung aggregierter, dezentraler Flexibilität vor.
- › Eine alternative Ausgestaltung des Instruments könnte Anbietern die Möglichkeit geben, im preiszonenweiten Regelarbeitsmarkt Gebote mit einer lokationsspezifischen „Flagge“ zu versehen, analog zum britischen System. Dies würde es Netzbetreibern ermöglichen, diese Gebote nicht nur für den Systemausgleich, sondern auch für das Engpassmanagement zu aktivieren. Die Auswirkungen dieser Option auf das Regelennergiesystem und insbesondere die Ausgleichsenergiebepreisung gilt es zu untersuchen.
- › Die Herausforderung bei der Definition der Engpassgebiete besteht im Zwiespalt zwischen der Genauigkeit der Engpassgebiete und dem möglichen Entstehen von Marktmacht: In einzelnen Engpassregionen kann die Zahl der Anbieter gering sein. Dadurch können lokale Marktmacht und infolgedessen höhere Kosten für den Abruf von Flexibilitäten entstehen. Allerdings würde auch hier das parallel weiterbestehende herkömmliche Redispatch-Potential als Preisdeckel dienen.
- › Die zusätzliche Marktstufe erhöht die operative und regulatorische Komplexität. Insbesondere die Wechselwirkungen mit dem Intraday-Handel, der Bilanzkreisbewirtschaftung, der Regelennergie und den Systemdienstleistungen sowie die Abgrenzung der jeweiligen Produkte müssen für die Netzbetreiber und die Marktbeteiligten beherrschbar bleiben.
- › Eine zentrale Plattform könnte zusätzliche Transparenz über Engpässe schaffen. Gleichzeitig können die Investitionskosten für Anlagenbetreiber durch zusätzliche Markterlöse aus diesem Instrument reduziert werden und Anreize für eine netzdienliche Standortwahl gesetzt werden.
- › Gebotsformate, Aktivierungszeiten, technische Anforderungen, Messung und Abrechnung sollten weitgehend standardisiert werden. Das Gleiche gilt für mögliche Produkte und Verträge zwischen Flexibilitätsanbietern und Netzbetreibern.
- › Soweit lokale Flexibilitäten in Verteilnetzen einbezogen werden, müssen gegenläufige Anforderungen unterschiedlicher Netzebenen vermieden werden. Das niederländische GO-PACS-Modell zeigt hierfür einen möglichen Ansatz durch die gemeinsame Nutzung einer Plattform.
- › Die internationalen Modelle aus den Niederlanden oder Großbritannien sind nicht unmittelbar auf Deutschland übertragbar, da sie mehrere Produkte miteinander vereinen. Für Deutschland wäre daher zu prüfen, welche einzelnen marktlichen Elemente in die bestehenden Redispatch- und Regelennergieprozesse integriert werden könnten, ohne das

Gesamtsystem vollständig umzustellen. Die Auswirkungen auf andere Märkte sind zu untersuchen, insbesondere auf das portfolio-based Bidding.

6 Weitere im Branchendialog diskutierte Instrumente

Über netztechnische Rahmenvorgaben und lokale Stromhandelsgebiete hinaus wurde im Branchendialog ebenfalls über Dispatch Hubs diskutiert. Aus Sicht der Branche sollte im aktuellen Branchendialog eine Einführung von Dispatch Hubs nicht weiterverfolgt werden. Der Vollständigkeit halber stellt der BDEW aber auch die Voraussetzungen für die Wirksamkeit sowie Herausforderungen in der Umsetzung für dieses Instrument im nachfolgenden Kapitel dar.

6.1 Dispatch Hubs

Dispatch Hubs sind ein Konzept, um Netzengpässe in mehr Situationen marktlich angereizt statt durch Netzbetreibervorgaben über Redispatch, zu lösen. Die Grundidee: Flexible Anlagen, etwa Speicher oder EE-Anlagen an netztechnisch besonders relevanten Punkten, werden aus der einheitlichen Gebotszone herausgelöst und in einem sog. Dispatch Hub zusammengefasst. Der Dispatch Hub wirkt wie eine eigene, dauerhafte Preiszone innerhalb der bestehenden Preiszone. Innerhalb dieses Hubs ist der Handel uneingeschränkt möglich, während beim Handel über die Hub-Grenze hinaus, also auch mit anderen Marktteilnehmern in Deutschland, die sich aber nicht im gleichen Dispatch Hub befinden, eine Beschränkung der Kapazität gilt. Dadurch kann innerhalb des Hubs ein eigener, vom Zonenpreis abweichender Preis entstehen, welcher Netzengpässe abbildet, damit sich diese wirtschaftlich auflösen.

6.1.1 Voraussetzungen für die Wirksamkeit zur Behebung des Netzengpasses

Für die Wirksamkeit von Dispatch Hubs sind folgende Voraussetzungen zu beachten:

- › Die Zuordnung von Anlagen zu einem Dispatch Hub erfolgt für bestimmte Erzeugungstechnologien ab einer bestimmten Anlagengröße damit der administrative Aufwand für Marktteilnehmer und Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen der zusätzlichen Anlage steht.
- › Für den Handel über die Hub-Grenze hinaus muss eine Grenzkapazität definiert werden, die sich beispielsweise an der jeweiligen Engpasslage orientieren kann. So entsteht innerhalb des Hubs ein eigener, die tatsächliche Netzsituation widerspiegelnder Preis. Gleichzeitig muss aber auch genügend Liquidität und Nachfrage innerhalb eines Hubs gegeben sein.
- › Damit das Instrument seine Wirkung entfalten kann, müssen die Grenzen des Dispatch Hubs über den gesamten Handelszeitraum (vom Termin- bis hin zum Intraday-Markt) und über alle Märkte hinweg einheitlich gelten. Die neuen Handelspunkte müssen in die

europäischen Mechanismen (Single Day-Ahead Market Coupling sowie Single IntradayCoupling) integriert werden. Auch der Ausgleichsenergiepreis müsste für die Anlagen im Dispatch-Hub separat berechnet werden. Eine zeitlich oder marktbezogen uneinheitliche Anwendung würde Umgehungsmöglichkeiten schaffen und die Steuerungswirkung untergraben.

6.1.2 Risiken und Herausforderungen in der Umsetzung

- › Durch die Herauslösung einzelner Anlagen aus der einheitlichen Gebotszone entsteht innerhalb des Hubs eine eigene Preiszone. Der Clearingpreis des Hubs kann je nach Marktsituation sowohl einen Vor- als auch einen Nachteil für die dem Hub zugeordneten Anlagen bedeuten.
- › Zentral ist zu definieren, welche Anlagen einem Dispatch Hub zugeordnet werden und welche nicht, sowie wer für die Abgrenzung verantwortlich ist. Insbesondere bei Mischanlagen, die sowohl einspeisen als auch Strom beziehen, ist bislang offen, wie mit ihnen umzugehen ist.
 - Zu klären ist, für welchen Zeitraum Dispatch Hubs Gültigkeit haben sollen und wie häufig sie angepasst werden. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in den betroffenen Anlagen.
- › Es ist zu prüfen, welche Erzeugungstechnologien und flexiblen Verbraucher in welcher Abgrenzung aufgenommen werden und welche Vor- und Nachteile sich daraus für aufgenommene und nicht aufgenommene Technologien ergeben.
 - Zu berücksichtigen sind die Auswirkungen auf die Liquidität im Terminmarkt sowie auf die Hedgingstrategien der Marktteure.
 - Zu prüfen ist, wie für Anlagenbetreiber Transparenz und Planbarkeit geschaffen werden können.
- › Für durch die Hub-Bildung benachteiligte Anlagen ist ein Risikoausgleich vorzusehen. Diesen Risikoausgleich so zu gestalten, dass kein Engpass-Risiko beim Anlagenbetreiber verbleibt, keine Überkompensation erfolgt und dennoch der gewünschte physische engpassentlastende Effekt eintritt, ist überaus herausfordernd. Gelingt es nicht, die Anlagenbetreiber mit solchen Instrumenten schadlos zu stellen, drohen die gleichen Nachteile einzutreten wie bei einer Preiszonenteilung:
 - Marktteilnehmer wären dann einem neuen Risiko ausgesetzt, wenn im Engpassfall der Strompreis im Dispatch Hub vom Strompreis der einheitlichen Preiszone abweicht. Eine marktrationale Preisabsicherung würden diese

Marktteilnehmer somit nicht in der einheitlichen Preiszone, sondern im Dispatch Hub durchführen. Dementsprechend wird sich die Marktliquidität im Terminmarkt zwischen der verbleibenden einheitlichen Preiszone sowie den einzelnen Dispatch-Hubs aufteilen und die preisliche Absicherung für alle Marktteilnehmer schwieriger und riskanter werden.

- › Ähnlich wie bei einer Preiszonenteilung würde sich die Einführung von Dispatch Hubs auf Investitionssignale auswirken. Dispatch Hubs verändern das Erlöspotential neuer Anlagen und induzieren ein neues Risiko: nämlich, dass sich der Zuschnitt eines Dispatch Hubs und dessen Preiseffekt mit der Zeit verändert, dass die Anlage neu von einem Dispatch Hub erfasst oder daraus entfernt wird. Diese Effekte wirken sich auch auf Anlagen aus, die sich nicht im Dispatch Hub befinden. Sofern dieses Risiko nicht vom Staat übernommen wird, erschwert es die marktliche Finanzierung neuer Anlagen.
- › Im Ergebnis führen Dispatch Hubs zu einer Verschiebung vom Portfolio-basierten hin zum Asset-basierten Ansatz im Strommarkt.
- › Zu prüfen ist, ob und wie sich Dispatch Hubs auf die Regelernergiebeschaffung auswirken.
- › Die regulatorische und rechtliche Umsetzbarkeit des Instruments ist zu klären. Dies ist maßgeblich auf europäischer Ebene zu lösen. Denn die europäischen Regeln und Mechanismen sehen Dispatch Hubs nicht vor. Dem Regelwerk rund um SDAC und SIDC müssten Handelspunkte hinzugefügt werden, die für manche aber nicht alle Anlagen einer geografischen Region verpflichtend sind. Auch die Regelwerke unter der Balancing Guideline (EBGL) müssten angepasst werden, um einen abweichenden Ausgleichsenergiepreis innerhalb einer Preiszone abzubilden.
- › Bei der weiteren Ausgestaltung sollten die Ergebnisse der auf EU-Ebene bereits geführten Diskussion zu regionalen virtuellen Hubs berücksichtigt werden.
- › Das Konstrukt Dispatch Hub ist überaus komplex in der Umsetzung. Effektiv würden sich verschiedene Anlagen in unterschiedlichen, aber sich geografisch überlappenden Preiszonen befinden. Dies müsste sowohl auf Seite der Anlagenbetreiber als auch auf Seiten der Netzbetreiber bilanziell getrennt und überwacht werden. Auch die Herleitung einer Kompensation dürfte sehr kompliziert werden, bspw. die Quantifizierung des Schadens, der aus Verschiebungen von Ein- und Ausspeicherung, Lastprozessen oder abgeregelter EE-Erzeugung entsteht.

7 Fazit

Der zunehmende Ausbau von EE und die Engpässe im Stromnetz führen zu steigenden gleichzeitigen Spitzenredispatchbedarfen und wachsenden Prognoseunsicherheiten. In der Folge kommt es auch zu einer Zunahme kurzfristiger Engpassbefunde, die erst nahe der Echtzeit auftreten. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Herausforderungen im Systembetrieb bis 2030 weiter verschärfen werden und dazu führen, dass auch bei weiteren Prozessverbesserungen nach Analysen der ÜNB die beschriebenen Extremsituationen nicht beherrscht werden können.

Die vom BMW in den Branchendialog eingebrachten Instrumente der netztechnischen Rahmenvorgaben und der lokalen Stromhandelsgebiete kurz vor Echtzeit sollen grundsätzlich zur Behebung von Netzengpässen beitragen. Ob diese Maßnahmen in der vom BMW erwarteten Weise wirken, muss vor Einführung ausführlich analysiert werden. Die Wirksamkeit unterliegt umfassenden Voraussetzungen. Beide Instrumente bergen zudem Risiken für das Bilanzkreismanagement und die Wirtschaftlichkeit betroffener Anlagen. Diese Risiken müssen im weiteren Verfahren im Vergleich zu marktlichen Instrumenten diskutiert werden.

Der BDEW hält es für erforderlich, dass das BMW ergänzend auch das in Kapitel 5.1 dargestellte Instrument der marktbasierten Beschaffung von Flexibilität zur Sicherstellung des sicheren Netzbetriebs im weiteren Prozess prüft. Dieser Ansatz könnte Netzengpässe stärker marktlich adressieren, erfordert jedoch eine sorgfältige Ausgestaltung.

Der BDEW spricht sich daher für eine vertiefte, wertschöpfungsstufenübergreifende Prüfung aller diskutierten Instrumente aus. Dies umfasst netztechnische Rahmenvorgaben, lokale Stromhandelsgebiete vor Echtzeit sowie zwingend die marktbasierte Beschaffung von Flexibilität. Dabei sind insbesondere die jeweiligen Vor- und Nachteile sowie Wechselwirkungen zu untersuchen. Ziel ist es, bis zum Abschluss des Branchendialogs eine kohärente und effiziente Lösung für den Systembetrieb im Jahr 2030 zu entwickeln.

Ansprechpartner/ Ansprechpartnerinnen

Timon Groß

Fachgebietsleiter Nachhaltiges Stromsystem

timon.gross@bdew.de

+49 30 300 199 1309

Merlin Bähr

Fachgebietsleiter Marktdesign

merlin.baehr@bdew.de

+49 30 300 199 1554

Vera Klöpfer

Fachgebietsleiterin Energienetze, Regulierung und Mobilität

vera.kloepfer@bdew.de

+49 30 300 199 1120