



BERICHT

Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements

Ergebnisse und Einordnung des Stakeholder-Dialogs Netzflexibilität

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0
Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren:

Jakob Schieder-Hestermann
Alexander R. D. Müller
Gustav Weber
Christian Wollbaum

Bildnachweis:

Shutterstock/lovelyday12

Stand:

12/24

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements – Ergebnisse und Einordnung des Stakeholder-Dialogs Netzflexibilität

Inhalt

1	Kernbotschaften	4
2	Hintergrund und Ziele	5
3	Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements	7
3.1	Ausgangslage	7
3.2	Einsatz flexibler Lasten im Engpassmanagement – der komplementäre hybride Redispatch	8
3.3	Instrumente zur Begrenzung des Bedarfs für Engpassmanagement.....	10
3.3.1	Netzausbau und innovative Netzbetriebsführung	11
3.3.2	Integration der Netzsituation in das Preissignal des Strommarktes	11
3.3.3	Zeitvariable und lokal differenzierte Netzentgelte	12
3.3.4	Anreize und Vorgaben für die Verortung von Lasten und Erzeugungsanlagen	13
3.4	Voraussetzungen für die Einbindung von flexiblen Verbrauchern in das Engpassmanagement und ihren Einsatz zur Reduzierung von Netzengpässen	14
4	Inhalte und Meinungsbild des Stakeholder-Dialogs	16
4.1	Der Stakeholder-Dialog Netzflexibilität.....	16
4.2	Inhalte und Meinungsbild der Diskussionsrunden.....	16
4.2.1	Der komplementäre hybride Redispatch im Verhältnis zu anderen Instrumenten	16
4.2.2	Bisherige Erfahrungen aus Pilotprojekten und Implementierung eines größeren Piloten	17
4.2.3	Strategisches Bieterverhalten (Inc-Dec-Gaming)	18
4.2.4	Einbindung von Aggregatoren und Verbrauchern und ihre Rollen.....	19
	Abbildungsverzeichnis.....	20
	Literaturverzeichnis.....	21

1 Kernbotschaften

Flexible Verbraucher werden einen wichtigen Beitrag zum effizienten Betrieb des klimaneutralen Stromsystems leisten. Dazu zählt auch die Bereitstellung netzorientierter Flexibilität.

Die Transformation des Energiesystems erhöht die Anforderungen an die Stromnetze. Neben einem umfangreichen Netzausbau wird es entscheidend für ein effizientes Energiesystem sein, dass neue, flexible Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen und Batteriespeicher ihr Verbrauchsverhalten sowohl am Dargebot von erneuerbaren Energien als auch an der jeweiligen Netzsituation ausrichten. So könnten Netzengpässe kosteneffizient reduziert oder behoben und die Bedarfe für den konventionellen Redispatch reduziert werden. Dies ist auch mit Blick auf perspektivisch sinkende konventionelle Redispatch-Potenziale von besonderer Bedeutung. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vorgesehene Flexibilitätsagenda ist daher zentral und sollte erarbeitet werden.

Die Voraussetzungen für einen netzorientierten Betrieb flexibler Verbraucher sollten jetzt geschaffen werden.

Es stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung, die einen netzorientierten Betrieb flexibler Verbraucher ermöglichen. Dazu zählen zum Beispiel zeitvariable und lokal differenzierte Netzentgelte oder die Einbindung flexibler Lasten in den Redispatch. Die verschiedenen Instrumente können zum Teil auch kombiniert werden: So können lokal differenzierte Preisanreize dazu beitragen, Netzengpässe zu reduzieren, während eine Einbindung flexibler Lasten in den Redispatch eine gezielte Steuerung der Netzsituation ermöglicht. Bisher ist noch unklar, welcher Instrumentenmix zum Einsatz kommen sollte. Deshalb sollte die kommende Legislaturperiode genutzt werden, um die notwendige Digitalisierung voranzutreiben und Konzepte zu erproben und umsetzungsreif auszuarbeiten, um so eine Entscheidungsgrundlage für den angestrebten Instrumentenmix zu schaffen.

Mit dem komplementären hybriden Redispatch haben TransnetBW, TenneT TSO, Amprion, E.ON und E-Bridge ein detailliertes Konzept für den netzorientierten Einsatz flexibler Verbraucher vorgelegt. Ein wesentlicher nächster Schritt für die Erprobung des Konzepts ist die Umsetzung eines großskaligen Pilotprojekts.

Erste kleine Pilotversuche haben bereits stattgefunden. Darüber hinaus wurde ein Konzept für ein großskaliges Pilotprojekt ausgearbeitet, in dem weitere Fragen wie zum Beispiel die Berücksichtigung der Netzsituation im Verteilnetz, die Wirksamkeit des Instruments, das Verbraucherverhalten sowie Mitigationsstrategien für strategisches Bieterverhalten untersucht werden sollen. Die Erprobung unter Realbedingungen kann insbesondere zur Frage der Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten wichtige Erkenntnisse für den kosteneffizienten Instrumentenmix liefern.

2 Hintergrund und Ziele

Der schnell fortschreitende Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie sowie die absehbar wachsende Stromnachfrage durch neue, flexible Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen und Batterien machen es erforderlich, dass die heutigen Methoden zum Netzengpassmanagement weiterentwickelt werden.

Der auch netzorientierte Einsatz von nachfrageseitiger Flexibilität wird entscheidend sein, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Wie diese nachfrageseitigen Flexibilitätpotenziale am besten auch für das Netz gehoben werden können, ist schon seit einiger Zeit Gegenstand der energiepolitischen Debatte. Mit Blick auf die nun schnell fortschreitende Entwicklung der Energiewende gewinnt das Thema an Bedeutung.

Die Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW, TenneT TSO und Amprion haben deshalb gemeinsam mit E.ON und E-Bridge mit dem komplementären hybriden Redispatch einen Vorschlag vorgelegt, wie auch kleine, dezentrale Lasten zukünftig in den Redispatch integriert werden können.¹ Ziel des Vorschlags ist es, auch in Zukunft eine ausreichende Redispatch-Leistung bereitstellen zu können und gleichzeitig die Kosten für den Redispatch zu begrenzen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben das Konzept für die Integration flexibler Lasten in den Redispatch detailliert ausgearbeitet und bereits in ersten kleinskaligen Pilotprojekten erprobt.

Neben einer Einbeziehung von Lasten in den Redispatch werden, anknüpfend an die Diskussion im Rahmen der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ des BMWK, weitere Instrumente diskutiert, um eine effiziente Allokation und einen effizienten Einsatz lastseitiger Flexibilitäten zu fördern. Im Fokus dieser Diskussion stehen verschiedene Instrumente, die lokal differenzierte Anreize für Lasten setzen, zum Beispiel örtlich und zeitlich differenzierte Netzentgelte oder örtlich differenzierte Investitionsanreize. In der öffentlichen Debatte wird auch eine Integration einer lokalen Komponente in die Preissignale des Strommarktes durch eine Trennung der einheitlichen Gebotszone in Deutschland kontrovers diskutiert und auf europäischer Ebene im Rahmen einer „Bidding Zone Review“ der europäischen Regulierungsbehörde ACER weiter untersucht.² Allerdings hat dieses Instrument zurzeit keine politische Unterstützung in Deutschland und wird dementsprechend vom BMWK im Optionenpapier zur Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“³ nicht weiter betrachtet.

TenneT TSO und TransnetBW haben die Deutsche Energie-Agentur (dena) damit beauftragt, ihren Vorschlag zum komplementären hybriden Redispatch und zu einer weiteren Erprobung des Instruments in einem Branchendialog mit Stakeholdern aus den Bereichen Energiewirtschaft, Aggregatoren, Wissenschaft, Hersteller steuerbarer Verbraucher, Politik und Regulierer sowie zivilgesellschaftlichen Organisationen vorzustellen und zu diskutieren. Der Workshop fand am 25. Juni 2024 in Berlin statt und hat das große Interesse der Branche an der Thematik gezeigt.

Der vorliegende Bericht ordnet den komplementären hybriden Redispatch in die aktuelle energiepolitische Diskussion um den effizienten Einsatz lastseitiger Flexibilitäten ein und stellt wesentliche Inhalte des durchgeführten Stakeholder-Dialogs dar. Darauf aufbauend empfiehlt die dena, die Vorbereitungen für einen möglichen Einsatz des komplementären hybriden Redispatch voranzutreiben und dazu noch offene Fragen in einem großskaligen Piloten zu klären. Basierend auf Erkenntnissen aus der Praxis kann dann eine fundierte

¹ TransnetBW, TenneT, E-Bridge (2022); TransnetBW, TenneT, Amprion, E.ON, E-Bridge (2024)

² <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/bidding-zone-review>

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024a)

Entscheidung darüber gefällt werden, welche Kombination von Instrumenten die beste Integration flexibler Lasten ermöglicht. Damit soll ein Weg nach vorne für die aktuell noch in großen Teilen theoretische Diskussion aufgezeigt und ein lösungsorientierter und praxisnaher Debattenbeitrag zur geplanten Flexibilitätsagenda der Bundesregierung geleistet werden.

Im ersten Teil des Berichts (Kapitel 3) werden die Entwicklungen dargestellt, die eine effiziente Einbindung lastseitiger Flexibilitäten in das Energiesystem und einen netzorientierten Betrieb notwendig machen, und die wesentlichen Instrumente dafür beschrieben und eingeordnet. Im zweiten Teil (Kapitel 4) werden Inhalte und Positionen aus dem Stakeholder-Dialog dargestellt.

3 Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements

3.1 Ausgangslage

Aufgrund der sich schnell verändernden Stromerzeugungsstruktur durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und des nicht in der gleichen Geschwindigkeit voranschreitenden Netzausbaus entstehen insbesondere im Stromübertragungsnetz Engpässe, die durch Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Stromerzeugung gelöst werden müssen. Dafür nutzen die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere den sogenannten Redispatch, bei dem Erzeugungsleistung vor einem Engpass heruntergefahren und hinter dem Engpass hochgefahren wird. Durch Redispatch-Maßnahmen entstehen hohe Kosten, da einerseits Erzeugungsanlagen, deren Leistung reduziert wird, für die entgangenen Einnahmen entschädigt und andererseits die Kosten der hochgefahrenen Erzeugungsanlagen hinter dem Engpass erstattet werden müssen. Diese Kosten werden über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt.

In den letzten Jahren sind die für das Engpassmanagement benötigten Energiemengen gestiegen. Im Jahr 2023 lag das Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement bei rund 34 Terawattstunden. Der Großteil dieser Mengen (ca. 24 Terawattstunden) ist auf den Redispatch zur Auflösung von Engpässen im Übertragungsnetz zurückzuführen. Die Kosten für das Netzengpassmanagement sind erheblich und beliefen sich in 2023 auf rund 3 Milliarden Euro. Die im Vergleich zu 2022 gesunkenen Kosten sind insbesondere auf die wieder gesunkenen Brennstoffpreise zurückzuführen. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Mengen und Kosten für das Netzengpassmanagement insgesamt seit 2019.⁴

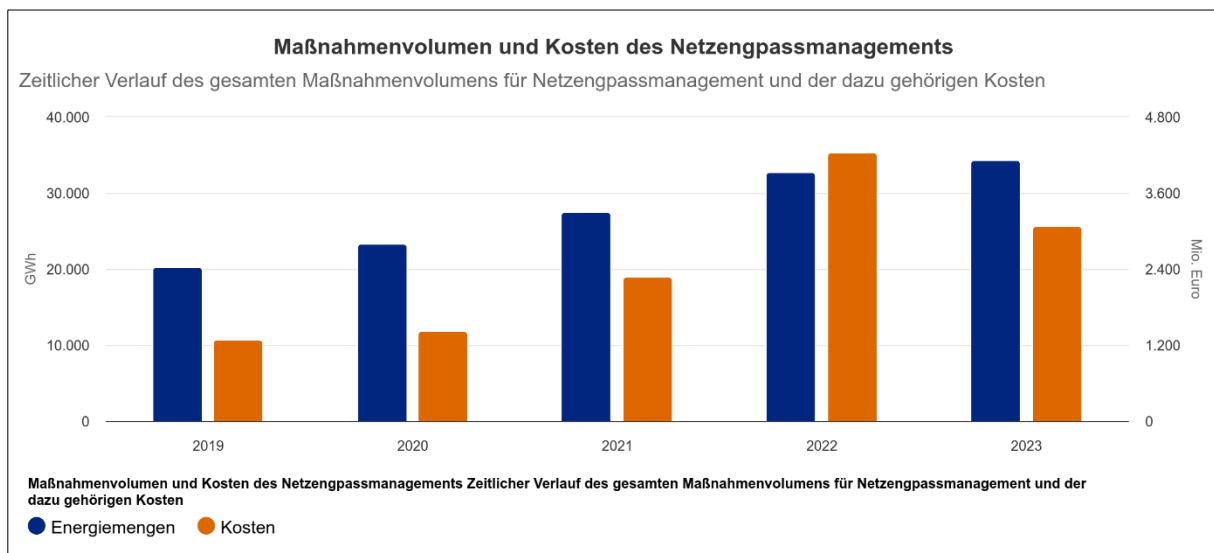


Abbildung 1: Maßnahmenvolumen und Kosten des Netzengpassmanagements (Quelle: Bundesnetzagentur (SMARD) (2024))

⁴ Bundesnetzagentur (SMARD) (2024)

Die steigenden Bedarfe für Engpassmanagement in den letzten Jahren resultieren im Wesentlichen aus der sich verändernden Stromerzeugungsstruktur. Durch Stromerzeugungsschwerpunkte im Norden, wo die Windenergie an Land und offshore stark ausgebaut wurde und wird, bei gleichzeitig zurückgehender Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken entstehen hohe Transportbedarfe von Nord nach Süd. Der Netzausbau hat bisher mit dieser Entwicklung nicht Schritt gehalten, sodass umfangreiche Engpassmanagement-Maßnahmen nötig wurden und weiter nötig sind.

Mit dem voranschreitenden Netzausbau und insbesondere durch die Inbetriebnahme der ersten großen Gleichstromverbindungen von Nord nach Süd (A-Nord, Ultranet, SuedLink und SuedOstLink) zwischen 2026 und 2028 werden sich in Zukunft die Bedarfe für das Engpassmanagement begrenzen lassen. Es ist allerdings nicht zu erwarten und auch nicht effizient, dass der Netzausbau allein alle Engpässe beheben wird:

- Der nötige umfangreiche und schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere auch der Offshore-Windenergie, bei gleichzeitigem Rückgang der konventionellen Erzeugung sorgt für eine relative Konzentration der Stromerzeugung im Norden Deutschlands.
- Durch den perspektivisch stark steigenden Stromverbrauch im Zuge der Elektrifizierung der Verbrauchssektoren und die zunehmende Zahl neuer steuerbarer Verbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen, die ihren Einsatz zum Teil an den Preissignalen des Strommarktes ausrichten werden, entstehen hohe Transportbedarfe.

Neben steigenden Transportbedarfen durch die sich verändernde Struktur von Erzeugung und Verbrauch und deren Einsatzverhalten ist für den Redispatch eine weitere Entwicklung von großer Bedeutung, und zwar der Wegfall steuerbarer Kraftwerksleistung im netztechnischen Süden. Dadurch reduzieren sich die Potenziale zum Hochfahren von Kraftwerken hinter dem Engpass und damit auch die Möglichkeiten, Engpässe im Rahmen des aktuellen Redispatch zu beheben.

Eine umfangreiche Digitalisierung der Netze und ihrer Nutzer ist die Bedingung dafür, die Infrastruktur effizient zu planen, auszubauen und zu betreiben. Das gilt neben dem Übertragungsnetz auch gerade für die Verteilnetzebene, für die die Anforderungen bereits heute stark steigen und die nicht zuletzt als Anschlussebene für die Vielzahl neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bei der Weiterentwicklung des Engpassmanagements wesentlich gefragt sein wird.

Aufgrund dieser Entwicklungen braucht es Maßnahmen, die das verfügbare Redispatch-Potenzial erhöhen, den Einsatz von Flexibilitäten sicherstellen und der Entstehung von Engpässen vorbeugen. Insbesondere lastseitige Flexibilitäten sollten hierbei in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Denn auf der Lastseite entstehen zum Beispiel durch den Hochlauf der Elektromobilität und von Wärmepumpen erhebliche Flexibilitätpotenziale, die nicht nur zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt werden können, sondern auch die Erfordernisse des Stromnetzes berücksichtigen können. Mit welchen Instrumenten das gelingen kann, stellen die folgenden Abschnitte dar.

3.2 Einsatz flexibler Lasten im Engpassmanagement – der komplementäre hybride Redispatch

Der heutige Redispatch in Deutschland nutzt lediglich Stromerzeugungsanlagen, um Netzengpässe aufzulösen. Da Engpässe aber ebenso von der Lastseite abhängen, ist es naheliegend, auch die Nachfrageseite an der Auflösung von Engpässen zu beteiligen. Bisher waren die lastseitigen Flexibilitätpotenziale eher gering oder schwer erschließbar, doch mit der absehbar stark steigenden Zahl an

Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen und der fortschreitenden Digitalisierung auch der unteren Netzebenen kommen große Flexibilitätspotenziale ins System, die voraussichtlich in nennenswertem Umfang ohnehin flexibel und orientiert an Eigenverbrauchslogiken oder Marktpreissignalen betrieben werden. Diese lastseitigen Flexibilitäten sollten durch einen optimierten Einsatz einen Beitrag dazu leisten, Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Durch die Einbindung dieser flexiblen Lasten in den Redispatch lassen sich die Redispatch-Potenziale erhöhen und voraussichtlich auch die Kosten für den Redispatch senken.

TransnetBW, TenneT TSO, Amprion, E.ON und E-Bridge haben mit dem sogenannten komplementären hybriden Redispatch einen Vorschlag vorgelegt, wie die Einbindung neuer Flexibilitäten auf der Niederspannungsebene in den Redispatch in Zukunft funktionieren könnte.⁵ Der Redispatch ist „komplementär“, weil neben der Erzeugungs- auch die Lastseite für den Redispatch genutzt werden soll, und er ist „hybrid“, weil die Einbindung der Erzeugungsseite weiter kostenbasiert erfolgt und die Einbindung der Lastseite marktbasierend. Die Grundzüge dieses Vorschlags werden im Folgenden kurz dargestellt.

Beim komplementären hybriden Redispatch stellen Besitzer flexibler Verbrauchseinrichtungen über Aggregatoren, die ein ganzes Portfolio an flexiblen Verbrauchseinrichtungen zusammenfassen, den Netzbetreibern Lasterhöhungs- und Lastverminderungspotenzial netzknottenscharf zur Verfügung. Das Angebot und die Vergütung der Flexibilität sollen über eine Marktplattform koordiniert werden, auf der Flexibilitätsanbieter ihre Potenziale sowie den Preis, zu dem sie bereit sind, die entsprechende Lastverschiebung zum jeweiligen Zeitpunkt vorzunehmen, anbieten. Diese Gebote werden gemeinsam mit den Kosten für den Einsatz des erzeugungsseitigen (kostenbasierten) Redispatch in eine gemeinsame Merit-Order überführt, wobei auch weitere Faktoren wie die netztechnische Wirksamkeit berücksichtigt werden. Auf dieser Basis werden die Anbieter ausgewählt, mit deren Potenzialen die Redispatch-Bedarfe am günstigsten gedeckt werden können.

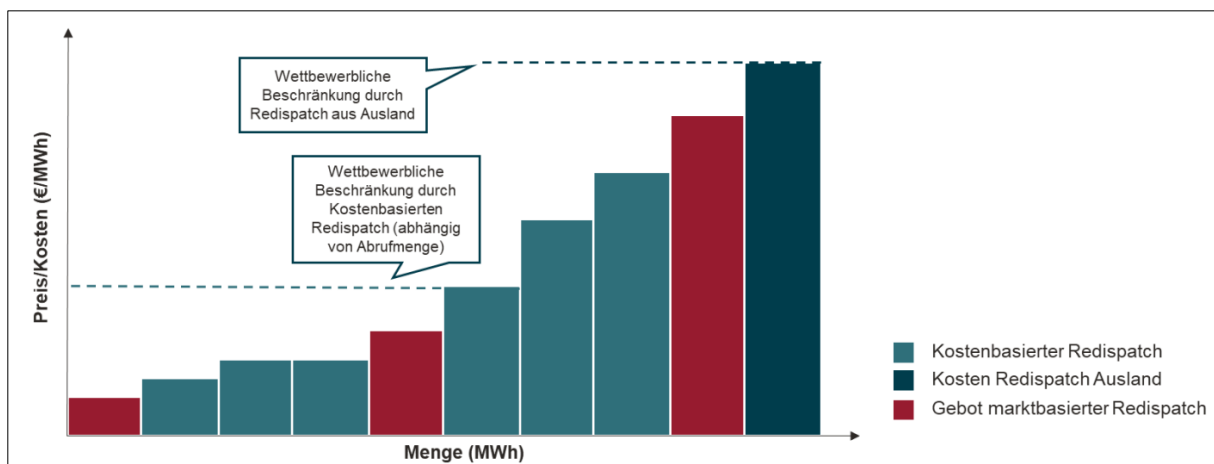


Abbildung 2: Beispiel einer kombinierten Merit-Order mit Geboten lastseitiger Flexibilitäten und den Kosten für erzeugungsseitigen Redispatch (Quelle: Frontier Economics (2024))⁶

Die Einbindung der lastseitigen Flexibilitäten in den Redispatch erfordert ein marktbasierendes Element, um eine angemessene Vergütung der lastseitigen Flexibilität zu ermöglichen. Denn im Gegensatz zu einer

⁵ TransnetBW, TenneT, E-Bridge (2022); TransnetBW, TenneT, Amprion, E.ON, E-Bridge (2024)

⁶ Frontier Economics (2024)

kostenbasierten Vergütung von Erzeugungsanlagen, bei der Erzeuger gemäß den entgangenen Einnahmen am Strommarkt bzw. ihren entstandenen Kosten für den Einsatz entschädigt werden, hängen die Kosten für eine Verschiebung des Verbrauchs stark von der jeweiligen Situation ab. So können zum Beispiel die Kosten für eine Verschiebung des Ladevorgangs eines Elektroautos, wenn es nicht gebraucht wird, als eher gering bewertet werden, doch wenn ein voller Akku für eine längere Fahrt zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigt wird, lassen sich die Kosten für eine Verschiebung als eher hoch einschätzen. Über einen Markt können diese Besonderheiten abgebildet und es kann eine angemessene Vergütung ermittelt werden.

Die Ausgestaltung eines Flexibilitätsmarktes ist jedoch mit Herausforderungen verbunden. Denn es besteht die Gefahr, dass Anbieter durch ein strategisches Bieterverhalten am Strom- und am Flexibilitätsmarkt zu einer Verschärfung von Engpässen beitragen, die dann wieder durch ihren Flexibilitätseinsatz behoben werden müssen.⁷ Dieses sogenannte Inc-Dec-Gaming muss durch die Ausgestaltung des Flexibilitätsmarktes begrenzt werden, damit der Nutzen des Instruments erhalten bleibt. Bedenken hinsichtlich dieses strategischen Bieterverhaltens haben bisher in Deutschland marktbasierende Elemente bei der Beschaffung von Engpassmanagement-Optionen unterbunden.⁸ Deshalb wurden im Rahmen der Entwicklung des Konzepts zum komplementären hybriden Redispatch Vorschläge erarbeitet, diese Risiken durch die angebotenen Produkte und Regeln für Anbieter einzugrenzen. Grundsätzlich werden die Risiken durch die hybride Ausgestaltung des Redispatch gesenkt, da Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 100kW weiter kostenbasiert eingebunden werden. Die Risiken können durch die Produktausgestaltung, zum Beispiel durch eine Leistungspreiskomponente, weiter reduziert werden, werden sich jedoch nicht vollständig beseitigen lassen.

Dezentrale lastseitige Flexibilitäten, die für den komplementären hybriden Redispatch genutzt werden sollen, sind vor allem in der Niederspannung angeschlossen. Daher hat ihr Einsatz Auswirkungen auf die Netzsituation auf allen Spannungsebenen. Es muss sichergestellt sein, dass der Einsatz der lastseitigen Flexibilitäten für den Redispatch nicht zu Überlastungen der unterlagerten Spannungsebenen führt oder dass Flexibilitäten gegenläufig aktiviert werden. Dazu braucht es Koordinierungsmechanismen zwischen den Netzbetreibern, die auf den bereits für den Redispatch 2.0 genutzten Prozessen aufbauen. Um begrenzte Kapazitäten auf den unteren Spannungsebenen zu berücksichtigen, wurde im Rahmen des Konzepts ein sogenanntes „Hüllkurvenkonzept“ integriert, das die verfügbare Netzkapazität der Verteilnetze vorhersagt und so zeigt, welche Netzkapazitäten für den Einsatz flexibler Verbraucher zur Verfügung stehen.

3.3 Instrumente zur Begrenzung des Bedarfs für Engpassmanagement

Neben der Einbindung lastseitiger Flexibilitäten in den Redispatch zur Behebung von Engpässen gibt es eine Reihe aktuell diskutierter Instrumente, die unter anderem das Ziel haben, Netzengpässe zu vermeiden oder zu reduzieren. Diese Instrumente wirken größtenteils komplementär zum Redispatch, da sie geeignet sind, die Entstehung von Netzengpässen zu begrenzen und damit Redispatch-Bedarfe insgesamt zu reduzieren. Sie sind jedoch kein Ersatz für den Redispatch, da sie keine gezielte Steuerung des Dispatch von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und damit der Netzsituation ermöglichen.

⁷ Zu einer allgemeinen Diskussion über eine marktbasierende Vergütung von Redispatch siehe Neon, Consentec (2019); zu den Herausforderungen einer marktbasierenden Beschaffung, die auch beim Einsatz von Leistungs- statt Arbeitspreisen entstehen, siehe Erhard et al. (2024)

⁸ Frontier Economics (2024)

3.3.1 Netzausbau und innovative Netzbetriebsführung

Eine der wichtigsten Instrumente zur dauerhaften Begrenzung von Maßnahmen für das Netzengpassmanagement ist der Netzausbau. Im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2037/2045 (2023) wurden insgesamt Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen mit einer Gesamtlänge von fast 20.000 Kilometern bis 2037 ermittelt.⁹ Bereits in den nächsten Jahren ist die Fertigstellung vieler Projekte geplant, die bestehende Netzengpässe reduzieren werden. Hervorzuheben sind die HGÜ-Verbindungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) A-Nord, Ultranet, SuedLink und SuedOstLink, die zwischen 2026 und 2028 in Betrieb gehen sollen und insbesondere den Nord-Süd-Engpass reduzieren werden. Zusätzlich kann eine innovative Systemführung dazu beitragen, die Netze höher auszulasten und damit effizienter zu nutzen. Dazu zählen zum Beispiel kurative Maßnahmen sowie leistungsflusssteuernde Betriebsmittel in Verbindung mit einer Erhöhung des Automatisierungsgrads.¹⁰

Auch der sehr umfangreiche geplante Netzausbau wird jedoch nicht alle Engpässe zu jeder Zeit lösen können, sodass selbst bei einem starken Netzausbau, einer Höherauslastung der Netze durch eine innovative Netzbetriebsführung und der Berücksichtigung weiterer Maßnahmen zur Begrenzung von Engpässen wie zum Beispiel einer netzorientierten Allokation von Elektrolyseuren Engpässe verbleiben, die durch Redispatch gelöst werden müssen. Im NEP 2037/2045 (2023) wurde ermittelt, dass je nach Szenario noch zwischen 2,8 und 5,9 Terawattstunden Redispatch-Bedarfe im Jahr 2045 bestehen bleiben.¹¹

3.3.2 Integration der Netzsituation in das Preissignal des Strommarktes

Der europäische Strommarkt ist in verschiedene Gebotszonen, häufig entlang der Landesgrenzen, unterteilt. Innerhalb einer Zone bildet sich am Markt ein einheitlicher Preis. Zwischen den Zonen kann Strom in dem Umfang gehandelt werden, in dem Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen bestehen. Die Preise können sich daher zwischen den Zonen je nach der regionalen Erzeugungs- und Nachfragesituation sowie den möglichen Im- und Exporten unterscheiden.

Physikalische Restriktionen durch die vorhandenen Übertragungskapazitäten des Netzes werden also nur zwischen den Zonen, nicht aber innerhalb der Zonen im Strompreis abgebildet.

Deutschland hat, gemeinsam mit Luxemburg, eine einheitliche Stromgebotszone, sodass Engpässe innerhalb Deutschlands nicht in den Marktpreisen abgebildet werden. Flexible Verbraucher ebenso wie Erzeuger in Deutschland haben daher keine Anreize, bestehende Netzrestriktionen innerhalb der Gebotszone bei ihrer Einsatzentscheidung zu berücksichtigen. Ebenso werden auch keine lokal differenzierten Anreize für Investitionsentscheidungen über das Preissignal des Strommarktes bzw. die Erwartungen der Strompreisentwicklung am Markt gesetzt.

Daher wird immer wieder auch die Trennung der deutschen Gebotszone in eine oder mehrere Zonen diskutiert, um adäquate lokal differenzierte Signale für die Marktakteure zu schaffen.¹² Aktuell wird eine solche Aufteilung der deutschen Stromgebotszone im Rahmen einer Bidding Zone Review von der

⁹ Übertragungsnetzbetreiber (2023)

¹⁰ Im Projekt InnoSys 2030 wurden entsprechende Konzepte untersucht: <https://www.innosys2030.de/>, siehe auch: IAEW, BET, dena (2022)

¹¹ Übertragungsnetzbetreiber (2023), S. 172

¹² Zuletzt wurde diese Diskussion in zwei Gastbeiträgen in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung geführt. Während ein Bündnis aus Wirtschaftswissenschaftlern die Trennung der Gebotszone forderte, sprach sich ein breites Bündnis aus Unternehmen, Verbänden und Gewerkschaften gegen eine Aufteilung aus: FAZ (2024a, 10. Juli 2024) und FAZ (2024b, 19. Juli 2024).

Europäischen Regulierungsbehörde ACER untersucht, deren Ergebnisse Ende 2024 erwartet werden.¹³ Ergebnis dieses Reviews wird eine Empfehlung sein, die nicht bindend ist.

Eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone ist jedoch aufgrund fehlender politischer Mehrheiten sehr unwahrscheinlich. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im Sommer 2024 im Optionenpapier der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ zwar die Bedeutung lokaler Signale hervorgehoben, aber eine Teilung der Deutsch-Luxemburgischen Stromgebotszone ausgeschlossen.¹⁴

Da eine Teilung der Stromgebotszone oder eine noch feinere, nodale örtliche Differenzierung der Strommarktpreise aus aktueller Sicht unwahrscheinlich ist, müssen lokale Anreize sowohl für den Dispatch von steuerbaren Anlagen als auch für die Allokation von Verbrauchern und neuen Erzeugungsanlagen durch andere Instrumente gesetzt werden, wenn der Bedarf für Netzengpassmanagement und Netzausbau möglichst begrenzt werden soll.

3.3.3 Zeitvariable und lokal differenzierte Netzentgelte

Lokal und zeitlich differenzierte Preissignale für Verbraucher können auch durch eine entsprechende Variation der Netzentgelte als weiterem bedeutenden Preisbestandteil der Endverbraucherpreise gesetzt werden. Eine zeitliche und räumliche Variation der Netzentgelte würde im Gegensatz zu einem lokal differenzierten Preissignal am Strommarkt nur auf die Nachfrageseite und nicht auf die Erzeugungsseite wirken, da Netzentgelte in Deutschland nur für Verbraucher erhoben werden. Auch der Stromhandel über Gebotszonen hinweg würde durch dieses Instrument nicht berührt.

Derzeit sind Netzentgelte in Deutschland für Letztverbraucher weitgehend statisch und unterscheiden sich lokal lediglich aufgrund unterschiedlich ausgeprägter Verteilnetzentgelte. Es werden also aktuell mit den Netzentgelten noch keine Anreize für Verbraucher gesetzt, ihren Verbrauch an die jeweilige Netzsituation anzupassen.¹⁵

Mit der Festlegung der Bundesnetzagentur zum § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurden Verteilnetzbetreiber erstmals verpflichtet, zeitvariable Netzentgelte anzubieten, um einen Anreiz zu schaffen, Engpässe in der Niederspannung zu vermeiden.¹⁶ Die Verteilnetzbetreiber haben daher Ende 2024 für ihre Netzgebiete Hoch- und Niedrigpreis-Zeitfenster für die Netzentgelte neuer flexibler Verbraucher in der Niederspannung festgelegt. Die Teilnahme an diesem Modell ist für Verbraucher freiwillig. Die zeitliche Granularität dieser variablen Netzentgelte ist noch gering und die Vorlaufzeit zur Anpassung der Zeitfenster und Netzentgelte mit einem Jahr noch sehr hoch. Die Wirkung auf das Verbrauchsverhalten und den Beitrag, den diese Anreize leisten, um Netzengpässe in der Niederspannung zu vermeiden, gilt es in den nächsten Jahren zu beobachten und zu evaluieren.

Zeitvariable und lokal differenzierte Netzentgelte könnten perspektivisch zu dynamischen Netzentgelten weiterentwickelt werden, die den tatsächlichen Netzzustand echtzeitnah und über verschiedene Netzebenen hinweg widerspiegeln.¹⁷ Flexible Verbraucher könnten so mit einem Vorlauf von einem Tag 15-Minuten-scharf

¹³ Weitere Informationen zur Bidding Zone Review sind auf der Website von ACER verfügbar: <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/bidding-zone-review>

¹⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024a)

¹⁵ Eine Ausnahme bildet die sogenannte atypische Netznutzung (§ 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)), bei der industrielle Abnehmer durch eine Verschiebung ihres Verbrauchs auf Zeiten mit geringer Netzauslastung Rabatte auf Netzentgelte erhalten können.

¹⁶ Bundesnetzagentur (2023)

¹⁷ Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2023)

Preissignale für einen optimalen netzorientierten Einsatz ihrer Flexibilität erhalten und ihr Verbrauchsverhalten entsprechend anpassen.

Zeitvariable bzw. dynamische Netzentgelte sind theoretisch gut geeignet, um einen effizienten Einsatz steuerbarer Verbraucher anzureizen und so Netzengpässe zu reduzieren. Das Potenzial, das sie zur Reduzierung von Netzengpässen auf den unterschiedlichen Netzebenen entfalten können, hängt unter anderem davon ab, wie zielgerichtet die Netzentgelte ausgestaltet werden können. Da lokal stark differenzierte und zeitlich sehr granulare Netzentgelte mit vielen Bedingungen verbunden sind und eine Kenntnis der Netzsituation auf allen Ebenen voraussetzen, sind bei der Ausgestaltung verschiedene vereinfachte Varianten möglich, die auch zeitnah implementiert werden könnten.¹⁸ Vereinfachte Varianten wirken tendenziell weniger zielgerichtet, können jedoch bereits einen gewissen Nutzen entfalten.

Grundsätzlich sind zeitvariable Netzentgelte geeignet, Netzengpässe zu reduzieren. Wie gut das gelingt, hängt von der Ausgestaltung und der Reaktion der Verbraucher auf die sich ergebenden Preisdifferenzen ab. Auch mit zeitvariablen Netzentgelten werden, je nach Ausgestaltung, voraussichtlich weiterhin Netzengpässe verbleiben, die mithilfe von Redispatch-Maßnahmen sicher gelöst werden müssen.

3.3.4 Anreize und Vorgaben für die Verortung von Lasten und Erzeugungsanlagen

Durch Instrumente, die auch eine netzorientierte Allokation von Erzeugern und Verbrauchern anreizen, kann der Bedarf für Redispatch bzw. für den Netzausbau perspektivisch reduziert werden. So sollten zum Beispiel die meisten Elektrolyseure, die in Zukunft in großer Zahl und mit teils sehr hohen Leistungen ans Netz angeschlossen werden, möglichst im Norden, also in Regionen mit Erzeugung von viel erneuerbarem Strom, stehen.¹⁹ Im Netzentwicklungsplan Strom 2037/245 (2023) wurde ermittelt, dass eine netzorientierte Verortung von Power-to-Gas-Anlagen den Redispatch-Bedarf in einem Szenario für 2045 um bis zu 2,5 Terawattstunden senken kann.²⁰ Doch nicht nur Großverbraucher wie Elektrolyseure können netzorientiert angesiedelt werden, auch die Verortung von Erzeugungsanlagen wie neuen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen könnte zum Teil besser am Stromnetz ausgerichtet sein.

Dafür stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung, die sich in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung bzw. Diskussion befinden:

- *Regionale Anreize durch Differenzierung der Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüsse*
Durch individuell und auf Basis der tatsächlichen Aufwände ermittelte Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüsse entstehen für Verbrauchsanlagen bereits heute teilweise Anreize, die Dimensionierung ihres Netzanschlusses sowie ihre Verortung an die Gegebenheiten des Verteilnetzes anzupassen. Die örtliche Anreizwirkung ist jedoch stark durch die Optionen von Verbrauchern begrenzt, den Ort ihres Verbrauchs im jeweiligen Netzgebiet zu wählen.
Ein Instrument, das Netzanschlusskosten auch überregional differenziert, könnte eine Steuerungswirkung sowohl für große Verbraucher als auch für Erzeugungsanlagen entfalten.²¹ Die Diskussion dazu steht jedoch noch am Anfang und es ist unklar, ob die für das Netz grundsätzlich hilfreiche Anreizwirkung potenzielle

¹⁸ Agora Energiewende (2023)

¹⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024b)

²⁰ Übertragungsnetzbetreiber (2024), S. 173

²¹ Die Bundesnetzagentur hat zum Beispiel in einem Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen vorgeschlagen, eine regionale Differenzierung der Baukostenzuschüssen beim Anschluss von Großbatterien und neuen Lasten im Übertragungsnetz vorzunehmen. Siehe BNetzA (2024)

negative Effekte, zum Beispiel die Verlangsamung des Ausbaus von Erzeugungsanlagen oder für die Energiewende wichtigen Verbrauchern, überwiegt.

- *Regionale Anreize im Kapazitätsmechanismus*

Mit dem Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWStG), das die Kraftwerksstrategie umsetzen soll, hat die Bundesregierung ein erstes Instrument vorgeschlagen, um bis Anfang der 2030er Jahre ausreichend steuerbare Kraftwerksleistung bereitzustellen. Dieses Instrument soll ab 2028 durch einen dauerhaften Kapazitätsmechanismus ergänzt werden, der sicherstellen soll, dass jederzeit eine ausreichende Leistung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Verfügung steht.

Die im Rahmen der im KWStG vorgesehenen Ausschreibungen sehen eine lokale Steuerung vor, sodass Gebote aus dem (netztechnischen) Süden eher zum Zug kommen als solche aus dem Norden. So kann unter anderem die für den Redispatch zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung erhöht werden. Eine ähnliche regionale Komponente könnte auch zunächst im Rahmen des anschließenden Kapazitätsmechanismus zum Einsatz kommen.

- *Regionale Anreize bei der Förderung von erneuerbaren Energien*

Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird der Ausbau der Windenergie durch das Referenzertragsmodell regional angereizt.²² So erhalten Anlagen, die in Regionen mit einer geringeren Windausbeute stehen, insbesondere im Süden, eine höhere Förderung.

Darüber hinaus werden aktuell weitere Instrumente wie zum Beispiel Vorrangregionen, Quoten oder differenzierte Fördersummen diskutiert. Allerdings ist bei diesen Instrumenten der Nutzen für das Stromnetz gegen mögliche negative Effekte wie einen gebremsten Zubau von Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen abzuwägen.

- *Regionale Anreize bei der Förderung von Elektrolyseuren und anderen Großverbrauchern*

Auch eine netzorientierte Verortung von Elektrolyseuren und anderen Großverbrauchern kann gefördert oder über lokale Komponenten in Förderprogrammen angereizt werden.

Ein Anreiz, Anlagen in Gebieten mit hoher Erneuerbare-Energien-Erzeugung und geringem lokalen Verbrauch zu platzieren, ist mit dem § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ geschaffen worden.

Elektrolyseure und elektrische Wärmeerzeuger können so im Rahmen des Redispatch abgeregelten erneuerbar erzeugten Strom vergünstigt erhalten. Dieses Instrument reizt nicht nur eine Verortung solcher Anlagen im Norden, sondern auch einen netzorientierten Betrieb der Anlagen an.

3.4 Voraussetzungen für die Einbindung von flexiblen Verbrauchern in das Engpassmanagement und ihren Einsatz zur Reduzierung von Netzengpässen

Die perspektivische Einbindung von flexiblen Verbrauchern in das Netzengpassmanagement erfordert ebenso wie ihr netzorientierter Einsatz zur Reduzierung von Engpässen technische, organisatorische und regulatorische Maßnahmen sowie die Erprobung in Pilotprojekten, damit die Potenziale zeitnah genutzt werden können.

Grundsätzliche technische und organisatorische Anforderungen sind unabhängig vom eingesetzten Instrument zu erfüllen. Dazu zählt die Ausstattung der Netzanschlüsse von flexiblen Verbrauchern mit Smart Metern sowie der zugehörigen Kommunikations- und Steuerungstechnik aufseiten der Verbraucher. Nur so

²² EEG § 36h

lässt sich der Stromverbrauch 15-Minuten-scharf dokumentieren und lassen sich Steuersignale sicher übermitteln.

Hinzu kommen eine umfassende Digitalisierung der Verteilnetze und der Aufbau von IT-Systemen bei Messstellenbetreibern. Dazu zählen insbesondere der Einbau von Messtechnik, um den jeweiligen Netzzustand in Echtzeit beobachtbar zu machen, sowie der Aufbau von Fähigkeiten zur Datenanalyse und IT-Systemen, um Daten automatisiert verarbeiten und Auslastungsprognosen erstellen zu können. Um den netzebenenübergreifenden Austausch von Daten sicherzustellen, sind außerdem entsprechende Schnittstellen zwischen den Systemen weiterzuentwickeln oder zu schaffen und Konzepte für einen sicheren Datenaustausch zwischen den verschiedenen Akteuren zu entwickeln.²³

Die Erfüllung dieser Voraussetzungen wird in großen Teilen bereits im Rahmen bestehender Prozesse angestoßen:

- Verteilnetzbetreiber sind bereits im Rahmen des § 14a EnWG verpflichtet, die Beobachtbarkeit ihrer Netze voranzutreiben und die Voraussetzungen für eine Steuerung flexibler Verbraucher zu schaffen.
- Im Rahmen des Smart Meter Rollout sollen bis Anfang der 2030er Jahre alle relevanten Netzanschlüsse über ein Smart Meter und Smart Meter Gateway verfügen.
- Im Rahmen des Redispatch 2.0, durch den alle Erzeugungsanlagen mit mehr als 100 Kilowatt Leistung in den Redispatch-Prozess eingebunden sind, wurden und werden Prozesse und IT-Infrastrukturen zur netzebenenübergreifenden Zusammenarbeit implementiert.²⁴ Die so geschaffenen Voraussetzungen ermöglichen in Zukunft auch einen netzorientierten Betrieb flexibler Verbraucher.

Damit die Instrumente zur Reduzierung oder Behebung von Netzengpässen perspektivisch eingesetzt werden können, müssen technische Systeme weiterentwickelt, Marktrollen und Konzepte konkretisiert, Erfahrungen gesammelt und Konzepte in der Praxis getestet werden.

Sollen zum Beispiel perspektivisch lokal differenzierte zeitvariable bzw. dynamische Netzentgelte zum Einsatz kommen, muss ein umfassendes Verständnis der Wirkzusammenhänge zwischen der Höhe der Netzentgelte, dem Verbraucherverhalten und dem Netzzustand über die Netzebenen hinweg entwickelt und es müssen Prozesse für die Bestimmung und Übermittlung der Netzentgelte geschaffen werden.

Zur Integration flexibler Verbraucher in den Redispatch gilt es, bereits entwickelte Konzepte, Schnittstellen und Prozesse, wie zum Beispiel die Kommunikationswege zwischen Netzbetreibern, Aggregatoren und Kunden, die Steuerungssysteme sowie den Bilanzkreisausgleich praktisch zu testen. Insbesondere müssen aber auch das Verhalten flexibler Verbraucher und die Effektivität von Maßnahmen zur Begrenzung von strategischem Bieterverhalten in der Praxis untersucht werden, um die Effizienz des Instruments sicherzustellen.

Basierend auf diesen weiteren Untersuchungen können schließlich zielgerichtet regulatorische Maßnahmen umgesetzt werden, die einen netzorientierten Einsatz flexibler Verbraucher ermöglichen.

²³ Im Rahmen des Projekts „dena-ENDA“ wurde ein möglicher Weg gezeigt, wie der notwendige Datenaustausch in Zukunft auch über einen Datenraum organisiert werden könnte; siehe dena (2024)

²⁴ <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>

4 Inhalte und Meinungsbild des Stakeholder-Dialogs

4.1 Der Stakeholder-Dialog Netzflexibilität

Die dena führte am 25. Juni 2024 im Auftrag von TenneT TSO und TransnetBW einen Stakeholder-Workshop durch, in dem das Konzept des komplementären hybriden Redispatch vorgestellt wurde und die nächsten Schritte auf dem Weg zu einer möglichen Implementierung diskutiert wurden.

Ziel des Dialogs war es, das Konzept einem breiten Stakeholder-Kreis aus Netzbetreibern, Energiewirtschaft, Aggregatoren, Anbietern innovativer Lösungen und Herstellern sowie Vertreterinnen und Vertretern aus Zivilgesellschaft, Forschung, Politik und Regulierung vorzustellen und Hinweise und Einschätzungen für die weitere Ausarbeitung und Erprobung des Konzepts einzuholen. Insgesamt nahmen rund 50 Personen am Workshop teil.

Im ersten Teil des Workshops stellten TenneT TSO, TransnetBW und E.ON das Konzept des komplementären hybriden Redispatch vor, erklärten, aus welchen Gründen sie die Einbeziehung von Lasten in das Engpassmanagement für notwendig halten, zeigten, welche Erkenntnisse bereits auf Basis erster Pilotversuche erlangt werden konnten, und stellten dar, warum ein großskaliger Pilotversuch der nächste Schritt auf dem Weg zu einer möglichen Umsetzung des Instruments sein sollte.

Im zweiten Teil des Workshops wurden vier Themen in gesonderten Themenräumen vertieft mit den Teilnehmerinnen und Teilnehmern diskutiert:

- Der komplementäre hybride Redispatch im Verhältnis zu anderen Instrumenten
- Bisherige Erfahrungen aus Pilotprojekten
- Strategisches Bieterverhalten – Erfahrungen aus dem Ausland
- Einbindung von Aggregatoren und Verbrauchern und ihre Rollen

4.2 Inhalte und Meinungsbild der Diskussionsrunden

Die nachfolgenden Abschnitte stellen die Inhalte und das Stimmungsbild des Stakeholder-Workshops Netzflexibilität dar und zeigen damit einen Ausschnitt aus der aktuellen Diskussion in der Branche rund um das Thema Einbindung flexibler Verbraucher in den Redispatch. Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit bezüglich der branchenweiten Debatte zu diesem Thema.

4.2.1 Der komplementäre hybride Redispatch im Verhältnis zu anderen Instrumenten

Auf Grundlage von Impulsen von Tobias Weißbach, Leiter nicht standardisierte Märkte bei TransnetBW, und Prof. Dr. Anke Weidlich, Mitglied der Expertenkommission der Bundesregierung zum Energiewende-Monitoring, diskutierten die Teilnehmerinnen und Teilnehmer das Verhältnis und mögliche Wechselwirkungen zwischen dem komplementären hybriden Redispatch und weiteren Instrumenten zum netzorientierten Einsatz flexibler Verbraucher. Instrumente, die betrachtet wurden, waren eine mögliche

Aufteilung der Strompreiszone, zeitvariable bzw. dynamische und lokal differenzierte Netzentgelte, Kapazitäts- und Reservemechanismen (Kraftwerksstrategie) sowie §§ 13k, 14a und 14c EnWG.

Grundsätzlich wurden in der Diskussion alle genannten Instrumente als kompatibel und, insofern sie geeignet sind, den Redispatch-Bedarf zu reduzieren, als komplementär zu einer Einbindung von Lasten in den Redispatch eingestuft. Weiterer Untersuchungsbedarf wurde insbesondere bezüglich der Wechselwirkungen zwischen dynamischen Netzentgelten und dem komplementären hybriden Redispatch gesehen:

- Kapazitäts- und Reservemechanismen können, wenn sie eine entsprechende lokale Komponente haben, das Redispatch-Potenzial im Süden erhöhen.
- Eine Aufteilung der einheitlichen Gebotszone würde die Redispatch-Bedarfe insgesamt reduzieren, allerdings würden weiterhin Netzengpässe bestehen bleiben, die mit Redispatch gelöst werden müssen.
- Die Nutzung flexibler Lasten zur Behebung von Netzengpässen im Verteilnetz (§ 14a und § 14c EnWG) ist grundsätzlich kompatibel mit dem komplementären hybriden Redispatch. Engpässe im Verteilnetz können das lastseitige Potenzial, das für den Redispatch auf der Übertragungsebene zur Verfügung steht, begrenzen, doch diese Restriktionen können von vornherein, zum Beispiel über ein Hüllkurvenkonzept, berücksichtigt werden.
- Das mit § 13k EnWG geschaffene Instrument zum „Nutzen statt Abregeln“ ist komplementär zum Redispatch zu sehen, da es dazu beitragen kann, Netzengpässe teilweise zu reduzieren. Verbleibende Engpässe müssen jedoch weiterhin durch Redispatch gelöst werden.
- Dynamische und lokal differenzierte Netzentgelte könnten, je nach Ausgestaltung und Granularität, einen effizienten Anreiz für den Einsatz lastseitiger Flexibilitäten schaffen und dadurch Netzengpässe potenziell deutlich reduzieren. Grundsätzlich ist dieses Instrument daher auch als komplementär zum Redispatch anzusehen. Je nach Ausgestaltung der dynamischen Netzentgelte stellt sich die Frage, ob eine gleichzeitige Einbindung von Lasten in den Redispatch und hinreichend granulare dynamische Netzentgelte, die die Netzsituation netzebenenübergreifend abbilden, sinnvoll wären.

Ein gut abgestimmter Instrumentenmix sollte die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Instrumenten sowie die regulatorische und operative Umsetzbarkeit berücksichtigen und eine Abwägung von Kosten und Nutzen treffen.

4.2.2 Bisherige Erfahrungen aus Pilotprojekten und Implementierung eines größeren Piloten

Im Themenraum zu Erfahrungen aus Pilotprojekten gab Dr. Melih Kurt von TenneT TSO einen Überblick über aktuelle kleinere Pilotprojekte, in denen die Prozesse zur Steuerung flexibler Verbraucher erprobt werden, und demonstrierte live, wie die Steuerung einer Wärmepumpe funktioniert. Im Anschluss zeigte Gerald Blumberg von E-Bridge, welche Elemente im Rahmen eines größeren Piloten erprobt werden sollten.²⁵

²⁵TransnetBW, TenneT, Amprion, E.ON, E-Bridge (2024)

Der Vorschlag eines großskaligen Piloten zielt darauf ab, folgende Elemente zu prüfen:

- Notwendige Prozesse implementieren
- Netztechnische Wirksamkeit nachweisen
- Praktikabilität des Konzepts prüfen
- Mehrwert des Konzepts in der Praxis evaluieren
- Markthochlauf stimulieren
- Netzbetreiber-Koordinationsprozesse validieren

In der anschließenden Diskussion wurde die Bedeutung einer eingehenden Prüfung des Konzepts im Rahmen eines Piloten als wichtig für den Erfolg des Instruments betont. Außerdem wurde der Wunsch geäußert, die Branche auch im Verlauf des Piloten weiter einzubeziehen.

Als Herausforderungen bzw. offene Fragen für einen Piloten wurden der regulatorische Rahmen, der eine Erprobung noch ermöglichen muss, der noch langsame Smart Meter Rollout, die Datenverfügbarkeit, der Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern und Aggregatoren sowie die Erprobung des Bilanzkreisausgleichs genannt. Außerdem sollten die Kunden und ihre Bereitschaft, am komplementären hybriden Redispatch teilzunehmen, in den Blick genommen werden.

4.2.3 Strategisches Bieterverhalten (Inc-Dec-Gaming)

Im Themenraum zu strategischem Bieterverhalten gab Sander van der Poel von Frontier Economics einen Überblick über die Risiken, die von strategischem Bieterverhalten ausgehen, und zeigte, welche Mitigationsstrategien existieren und welche Erfahrung mit einem marktbasieren Redispatch in Großbritannien gemacht wurde.²⁶

In der anschließenden Diskussion wurde deutlich, dass strategisches Bieterverhalten als eine zentrale Herausforderung für die marktbasierende Einbindung lastseitiger Flexibilitäten gesehen wird und bei der Ausgestaltung und Erprobung des komplementären hybriden Redispatch adressiert werden muss.

Dargestellt und zum Teil diskutiert wurden so verschiedene Möglichkeiten, das Risiko von strategischem Bieterverhalten zu reduzieren, zum Beispiel durch die Ausgestaltung des Produkts mit Leistungs- und Arbeitspreisen, durch Beobachtung des Marktes und Regeln für die Bieter, durch randomisierte Abrufe oder durch die Begrenzung des Risikos mittels einer kostenbasierten Einbindung der Erzeugungsseite.

Die Risiken, die von Gaming ausgehen, sollten daher nicht dazu führen, die Chancen, die eine Einbindung flexibler Lasten in den Redispatch bietet, von vornherein auszuschließen. Es wurde dargestellt, dass der Umgang mit dem Gaming-Risiko in anderen Ländern anders gehandhabt wird (beispielsweise durch Ex-post-Adressierung von Missbrauch). Es gibt aber auch Stimmen, die den Nutzen des Instruments aufgrund der Möglichkeit von strategischem Bieterverhalten insgesamt kritisch sehen.²⁷ Bei der weiteren Ausgestaltung des Instruments müssten daher Strategien für die Beschränkung von strategischem Bieterverhalten gut erprobt und basierend darauf müsste der Mehrwert des Instruments evaluiert werden.

²⁶ Frontier Economics (2024)

²⁷ Erhard et al. (2024)

Die Diskussion hat außerdem ein Spannungsfeld zwischen verschiedenen Zielen aufgezeigt: Einerseits sollte die Partizipation am Markt durch ein möglichst einfaches Produkt angereizt werden, andererseits steigt dadurch möglicherweise das Risiko für strategisches Bieterverhalten. Hier gilt es, bei der Ausgestaltung eine gute Balance zu finden.

4.2.4 Einbindung von Aggregatoren und Verbrauchern und ihre Rollen

Im Themenraum zur Einbindung von Aggregatoren und Verbrauchern zeigte Dr. Sabrina Ried von TransnetBW, wie Verbraucher, Aggregatoren und Netzbetreiber im Rahmen des komplementären hybriden Redispatch in Zukunft interagieren könnten. Marcia Poletti von Octopus Energy stellte Erfahrungen aus Großbritannien mit der Einbindung von Elektrofahrzeugen in den Redispatch vor.

In der anschließenden Diskussion mit den Teilnehmerinnen und Teilnehmern wurde auf die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für die Einbindung flexibler Lasten eingegangen, die Rollen von Aggregatoren und Verbrauchern wurden näher erläutert und es wurde diskutiert, wie sowohl Aggregatoren als auch Verbraucher dazu motiviert werden können, ihre Flexibilität für den Redispatch bereitzustellen.

Mit Blick auf die technischen Voraussetzungen müssen neben dem Rollout von Smart Metern die notwendigen technischen Schnittstellen zwischen Netzbetreibern, Aggregatoren und Flexibilitätsanbietern geschaffen werden. Hier kann auf Prozesse und Plattformen aufgebaut werden, die bereits für andere Prozesse, wie zum Beispiel den Redispatch 2.0, genutzt werden.

Für Aggregatoren bietet die Teilnahme am komplementären hybriden Redispatch die Chance, ihr Flexibilitätsportfolio zusätzlich zu vermarkten. Allerdings ist zu erwarten, dass die möglichen Erlöse durch den Einsatz für den Redispatch im Vergleich zu den Erlösen durch Arbitrage-Geschäfte am Strommarkt gering sind. Daher ist es für Aggregatoren hilfreich, wenn sie auch Energielieferanten sind und damit die Flexibilität auch am Strommarkt einsetzen können. Auch ist eine gewisse Größe für Aggregatoren nützlich, damit sie an den jeweiligen Netzknoten ausreichend Flexibilität bereitstellen können.

Damit Verbraucher die Flexibilität ihrer Verbrauchseinrichtung zur Verfügung stellen, muss sichergestellt sein, dass die Nutzung der Flexibilität die primäre Nutzung nicht einschränkt: Elektroautos müssen dann geladen sein, wenn sie benötigt werden, und Wärmepumpen müssen das Haus warm halten. Erfahrungen aus Großbritannien zeigen, dass der Mehrwert des Flexibilitätseinsatzes und die Vermarktung am Strom- und Regelenergie- bzw. Redispatch-Markt sehr groß ist und daher auch attraktive Angebote für Verbraucher möglich sind, die auch eine Teilnahme vieler Verbraucher wahrscheinlich machen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Maßnahmenvolumen und Kosten des Netzengpassmanagements	7
Abbildung 2: Beispiel einer kombinierten Merit-Order mit Geboten lastseitiger Flexibilitäten und den Kosten für erzeugungsseitigen Redispatch.....	9

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2023): Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten – Ein anreizschaffendes Instrument für Nutzen-statt-Abregeln von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien ohne Inc-Dec-Gaming, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-03_DE_Nutzen_statt_Abregeln/A-EW_303_Nutzen_statt_Abregeln_WEB.pdf

Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024a): Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024b): Systementwicklungsstrategie 2024, URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.html>

Bundesnetzagentur (2023): Beschluss BK8-22/101-A“, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Bundesnetzagentur (SMARD) (2024): Netzengpassmanagement im Jahr 2023, URL: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213590>

Bundesnetzagentur (2024): Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundshr/43_Leitfaeden/Downloads/Positionspapier_DL.pdf

dena (2024): Grundlagen und Bedeutung von Datenräumen für die Energiewirtschaft, URL: https://future-energy-lab.de/app/uploads/2024/04/dena_Bericht_Grundlagen-und-Bedeutung-von-Datenraeumen-fuer-die-Energiewirtschaft-dena-ENDA.pdf

Erhard et al. (2024): Analysis of a Capacity-Based Redispatch Mechanism, in ZEW Discussion Papers, No. 24-025, 5/2024, URL: <https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp24025.pdf>

FAZ – Frankfurter Allgemeine Zeitung (2024a, 10. Juli 2024): Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise, S. 20, URL: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>

FAZ – Frankfurter Allgemeine Zeitung (2024b, 19. Juli 2024): Die Energiewende braucht ein stabiles Fundament. S. 23, URL: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/keine-aufspaltung-des-strommarkts-19867574.html>

Frontier Economics (2024): Hybrides Redispatch-Modell: Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc-Dec-Gaming, URL: <https://www.transnetbw.de/Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf>

IAEW, BET, dena (2022): Höherauslastung der Stromnetze, Datengrundlage für die kurative Netzbetriebsführung schaffen, URL:

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/IMPULSPAPIER_Hoeherauslastung_der_Stromnetze.pdf

Neon, Consentec (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatchbeschaffung in Deutschland, URL: https://neon.energy/Neon_Marktbasierter-Redispatch_BMWi.pdf

TransnetBW, TenneT, E-Bridge (2022): Redispatch 3.0 – Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign, URL:

https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/c/4/6/9/c469f1b0ef6bae7e7bf7260b0b22bdc29d83db0/21013_Bericht-Redispatch3.0_final1.pdf

TransnetBW, TenneT, Amprion, E.ON, E-Bridge (2024): Vorbereitungen der Pilotierung des komplementären marktbasiereten Engpassmanagements, URL:

https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/1/f/7/6/1f76f3b163788f99a6e03d95e26e1526fdbd7a67/20240514_PKME_Abschlussbericht_final.pdf

Übertragungsnetzbetreiber (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf, URL:

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf

