



Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign

ZIELMODELL FÜR EINE ERGÄNZENDE MARKTBASIERTE EINBINDUNG
KLEINTEILIGER DEZENTRALER FLEXIBILITÄTEN IN DEN REDISPATCH-
PROZESS

13.10.2022

Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign

ZIELMODELL FÜR EINE ERGÄNZENDE MARKTBASIERTE EINBINDUNG KLEINTEILIGER DEZENTRALER FLEXIBILITÄTEN IN DEN REDISPATCH-PROZESS

Auftraggeber: TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH

E-Bridge Consulting GmbH: Gerald Blumberg, Dr. Christian Schneller, Dr. Henning Schuster

TenneT TSO GmbH: Dr. Fabian Ocker

TransnetBW GmbH: Dr. Sabrina Ried, Dr. Jessica Stenglein

13.10.2022

Das Copyright für die veröffentlichten von dem/den Autor:innen selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem/den Autor:innen vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung des Autors/der Autorinnen nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Originals ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary	I
1 Hintergrund und Zielstellung der Studie	1
1.1 Problemstellung: Deckung des Redispatch-Bedarfs in Süddeutschland	1
1.2 Redispatch 3.0 als Lösungsansatz	3
1.3 Zielsetzung der Studie	6
1.4 Vorgehen	6
2 Status quo des regulatorischen Rahmens	7
3 Vorschlag für ein „Redispatch 3.0“-Zielmodell	9
3.1 Ableitung von Bewertungskriterien	9
3.2 Kategorien für marktbasierte Redispatch-Mechanismen	12
3.2.1 Kombination aus Regelleistungs- und Redispatch-Erbringung	12
3.2.2 Lokale Orderbücher	13
3.2.3 Flexibilitäts-Marktplätze	14
3.2.4 Kurzfristige Arbeitsangebote	14
3.2.5 Langfristige Leistungsangebote	15
3.3 Bewertung und Auswahl eines möglichen Zielmodells für Redispatch 3.0	17
4 Ausgestaltung des Zielmodells	19
4.1 Technisch-prozessuale Umsetzung des Redispatch 3.0	19
4.2 Produktdesign im Redispatch 3.0	21
4.2.1 Langfristige Leistungsangebote	21
4.2.2 Kurzfristige Arbeitsangebote	21
4.3 Diskussion zur extrinsischen Vermeidung von Gaming	22
4.4 Aggregation kleinteiliger, dezentraler Flexibilitäten im Redispatch 3.0	23
4.5 Technische Anforderungen	25
5 Einbettung des Zielmodells in den regulatorischen Rahmen	27
6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	28
ANHANG	31
Abbildungsverzeichnis	32
Abkürzungsverzeichnis	33
Literaturverzeichnis	34
A. Kostenbestimmung für lastseitige Flexibilitäten	36
B. Kategorisierung Flexibilitätpotenziale	37
C. Begriffsdefinitionen	40
D. Liste der zum Stakeholder-Workshop eingeladenen Organisationen	43

Executive Summary

1. Auf dem Weg zur Klimaneutralität und energetischen Unabhängigkeit erfolgt ein enormer Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und gleichzeitig eine Stilllegung konventioneller Kraftwerke.
2. Das Übertragungsnetz wird mit hoher Geschwindigkeit ausgebaut und verstärkt. Da jedoch der Zubau an EE-Anlagen und der Transportbedarf schneller steigen als der Netzausbau folgen kann, sind Redispatch-Maßnahmen notwendig. Hierbei werden bislang Einspeisungen überwiegend im Norden Deutschlands herunter- und Kraftwerke im Süden hochgefahren (sog. negativer und positiver Redispatch).
3. Durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke wird der Mangel an positivem Redispatch-Potenzial vor allem in Süddeutschland verstärkt. Das limitierte positive Redispatch-Potenzial stellt die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bereits heute vor große Herausforderungen bei der Wahrung der Systemsicherheit und -stabilität.
4. Durch die Dekarbonisierung und Digitalisierung von Industrie-, Wärme- und Verkehrssektor entstehen zeitgleich viele Millionen kleinteiliger und dezentraler Flexibilitätspotenziale (Elektroautos, Wärmepumpen, Batterie-Kleinspeicher).
5. Durch Aggregation dieser Flexibilitätspotenziale könnte der Einsatz sowie ggf. der Bedarf an notwendigem positiven Redispatch-Potenzial durch Lastverschiebung reduziert werden und damit einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit und -stabilität geleistet werden.
6. Das heute existierende kostenbasierte Redispatch-Regime ist ungeeignet, um die kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten im Redispatch zu berücksichtigen, da die Kosten eines Redispatch-Eingriffes nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand adäquat abgebildet werden können. Dazu sind marktbasierende Ansätze notwendig.
7. Um die Potenziale vorhandener dezentraler Flexibilitäten nutzbar zu machen, wird die Implementierung eines hybriden Redispatch-Modells aus dem bestehenden kostenbasierten Redispatch für Erzeuger und einem ergänzenden marktbasierten Redispatch für weitere Flexibilitäten empfohlen.
8. Die Einführung eines ergänzenden marktbasierten Redispatch ist konform mit EU-Recht und juristisch geboten: systemische Fehlanreize als rechtlicher Rechtfertigungsgrund zum Ausschluss marktbasierter Mechanismen können zumindest im Falle langfristiger Leistungsangebote verhindert werden.
9. Um weitere Flexibilitätspotenziale für positives (und negatives) Redispatch-Potenzial erschließbar zu machen, sollte neben einem marktbasierten Mechanismus mit langfristigen Leistungsangeboten die parallele Einführung eines marktbasierten Mechanismus mit kurzfristigen Arbeitsangeboten und Instrumenten zur gezielten Eindämmung von Inc-Dec-Gaming erprobt werden.
10. Ein hybrides Redispatch-Modell kann die neuen Branchenprozessen von Redispatch 2.0 sehr gut ergänzen – die Einführung marktbasierter Mechanismen steht nicht im Widerspruch zu den bisherigen Prozessen und dürfte primär zur Ausdehnung bzw. Anpassung der Neuerungen des Redispatch 2.0 (Netzbetreiberkoordinationskonzept, Netzzustandsanalyse und Redispatch-Dimensionierung) auf weitere Flexibilitäten führen.
11. Die Umsetzung sollte schnellstmöglich nach einem stufenweisen bzw. parallelisierten Vorgehen erfolgen, um frühzeitig einen Erfahrungsgewinn zu ermöglichen und die Flexibilitätspotenziale zur Verringerung der Angebotslücke für positive Redispatch-Potenziale rechtzeitig nutzbar zu machen. Dazu sollten die Handlungsempfehlungen aus Kapitel 6 umgesetzt werden.

1 Hintergrund und Zielstellung der Studie

Schon heute besteht ein hoher Bedarf an Redispatch in Deutschland. In Norddeutschland ist insbesondere ein hoher Bedarf an Potenzial zum Herunterfahren von Erzeugungsanlagen (negativer Redispatch) vorhanden, wohingegen in Süddeutschland vor allem Hochfahrpotenzial (positiver Redispatch) benötigt wird. Dies haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unter anderem 2020 im Kontext des Berichtes zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) dokumentiert (vgl. [1]). Da jedoch nur ein limitiertes positives Redispatch-Potenzial zur Verfügung steht, stehen die ÜNB vor großen Herausforderungen bei der Wahrung der Systemsicherheit und -stabilität. Im Folgenden wird dieses Problem genauer beschrieben. Anschließend wird das Potenzial kleinteiliger, dezentraler Flexibilität¹ für den Redispatch sowie mögliche Ansätze zur Hebung dieser Flexibilität über einen sogenannten Redispatch 3.0-Mechanismus vorgestellt. Basierend auf der Zielstellung (Kap. 1.3), die dieser Studie zugrunde lag, wurde eine Vorgehensweise zur Untersuchung (Kap. 1.4) abgeleitet.

1.1 Problemstellung: Deckung des Redispatch-Bedarfs in Süddeutschland

In Süddeutschland existiert bereits heute ein **Stromerzeugungsdefizit**². So standen 2020 in Baden-Württemberg laut Statistikamt dem Strombedarf von fast 66 TWh nur eine Erzeugung von 44 TWh gegenüber. In Bayern ist das Bild ähnlich und etwa 84 TWh Bedarf standen knapp 76 TWh Erzeugung gegenüber. Auch in Hessen ist eine ähnliche Entwicklung zu erwarten. Wenn der Atomausstieg und der Kohleausstieg wie geplant erfolgen, werden dem Markt große Erzeugungskapazitäten insbesondere im Süden entzogen. In den 2020er Jahren wird mit einem Rückbau von 7,7 GW gesicherter Leistung in Bayern und Baden-Württemberg gerechnet, weitere 3 GW gehen in die Netzreserve über. Diesem geplanten Rückbau stehen Stand heute wenige Neubauprojekte von (hoch-)regelbaren Kraftwerken gegenüber, im Süden aktuell mit einer Gesamtleistung i. H. v. rund 2 GW [2].

Auch die **sinkenden Wasserpegel der Flüsse**³ stellen ein Problem dar: Kraftwerke (in Süddeutschland und auch in den Nachbarländern) müssen mit reduzierter Leistung betrieben oder ganz abgeschaltet werden, wenn nicht ausreichend Kühlwasser zur Verfügung steht, Laufwasserkraftwerke kein Dargebot an Wasser haben und/oder Brennstoff wie Steinkohle nicht entlang der Wasserstraßen geliefert werden kann. Die reduzierten Leistungen der Kraftwerke führen dazu, dass das Stromerzeugungsdefizit in Süddeutschland (zumindest temporär) erhöht wird. Zur Eingrenzung einer möglichen Erzeugungsknappeit sollen zwei der drei verbliebenen Atomkraftwerke als Notreserve über den Jahreswechsel 22/23 hinaus bereitgehalten werden. Ferner dürfen seit Juli 2022 Steinkohlekraftwerke aus der Netzreserve wieder in Betrieb gehen.

Zudem wird der **Stromverbrauch** in Zukunft v.a. **im Süden Deutschlands** deutlich steigen. Eine wesentliche Rolle spielt der Verbrauch neuer Stromnutzer. Diese umfassen neben Großwärmepumpen, Elektrodenheizern und neuen industriellen Großverbrauchern die Elektrifizierung des Verkehrs durch Elektroautos (EV) und des Wärmesektors durch Wärmepumpen (WP). Zudem wird die geplante zunehmende Digitalisierung nennenswerte Kapazitäten an Rechenzentren benötigen, welche ebenso mit Strom versorgt werden müssen.

Kurz- und mittelfristig verschärft einerseits der **Ukrainekrieg und insbesondere die resultierende Gasmangellage** die Situation am Strommarkt: Gas- und Ölimporte aus Russland sollen minimiert

¹ Durch Verschiebung oder temporäre Unterbrechung des Strombezugs von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Speicherheizungen und anderen kleinen Lasten oder bei (Batterie-)Speichern bspw. in Kombination mit PV-Anlagen durch Veränderung der Ladestrategie oder Rückspeisen in das öffentliche Stromnetz.

² "Süddeutschland" wird hier als Sammelbegriff für die südlichen Bundesländer wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen genutzt.

³ Aufgrund von Niedrigwasser wegen ausbleibender Schneeschmelze und vermehrten Dürren.

oder ganz vermieden werden. Verbrauchsseitig wird in den Medien bereits darauf hingewiesen, dass Haushaltsverbraucher aus Sorge vor einer Gasknappheit und einer resultierenden unzureichenden Heizmöglichkeit vermehrt strombasierte Heizgeräte kaufen. Sollten diese in großer Menge im Winter zum Einsatz kommen, könnte sich der Strombedarf und damit das Stromerzeugungsdefizit in Süddeutschland (zumindest temporär) weiter erhöhen.

Eine Lösung des Problems, dass in Süddeutschland bereits heute Stromangebot und -nachfrage auseinanderklaffen, kann auch der **Ausbau der Stromtransportkapazitäten** nicht gänzlich liefern. Laut der Studie „Stromnetz 2050“ von TransnetBW greifen Europas aktuelle Netzausbaupläne bis 2035 deutlich zu kurz. Ein regionaler Stromüberschuss kann durch „Export“ und ein regionales Stromdefizit durch „Import“ der Energie über das Übertragungsnetz aufgelöst werden, insofern die Übertragungskapazitäten des Stromnetzes dies erlauben. Wenn das über den Markt ermittelte Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage („Dispatch“) zu Netzengpässen führen würde, müssen ÜNB in ihrer Verantwortlichkeit für die Systemsicherheit und -stabilität auf Redispatch zurückgreifen. Der **Redispatch** bezeichnet Maßnahmen, um mit Engpässen bei der Übertragung und Verteilung von Strom umzugehen, durch die eine Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird.

Bei Betrachtung der Entwicklung der Abrufe⁴ für Redispatch in Süddeutschland ist zu erkennen, dass weit mehr Bedarf an positivem Redispatch-Potenzial besteht als an negativem Redispatch-Potenzial. Des Weiteren **steigt** der benötigte **positive Redispatch in Süddeutschland massiv** an, von unter 2 TWh im Jahre 2019 auf fast 4 TWh in lediglich den ersten 8 Monaten des Jahres 2022. Bis Ende 2022 werden die Redispatch-Abrufe noch weiter deutlich steigen. Der parallele Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) verstärkt ebenfalls die Notwendigkeit des weiträumigen Transports von den Erzeugungsschwerpunkten (außerhalb Süddeutschlands) zu den Verbrauchsschwerpunkten (in Süddeutschland). Dies wird trotz massiver Anstrengungen beim Ausbau des Verteil- und Übertragungsnetzes zu fortbestehenden Redispatch-Bedarfen führen⁵.

Neben einem Anstieg des Redispatch-Bedarfs ist ein **Anstieg der mit Redispatch verbundenen Kosten** zu beobachten. Beliefen sich diese im Jahr 2020 auf etwa 1,4 Mrd. €, stiegen sie in 2021 auf 2,1 Mrd. €. Ein weiterer Anstieg wird u.a. aufgrund der gestiegenen Marktpreise auch für 2023 erwartet. Aufgrund des Rückgangs der konventionellen Erzeugungskapazitäten und des Anstiegs des Bedarfs für positiven Redispatch droht in den kommenden Jahren in **einzelnen Szenarien eine Unterdeckung des positiven Redispatch-Bedarfs in Süddeutschland**. Dies gilt insbesondere dann, wenn die durch Kohle- und Atomausstieg stillgelegten Kraftwerke nicht oder erst verspätet, bspw. durch neue Wasserstoff-betriebene Kraftwerke, ersetzt werden.

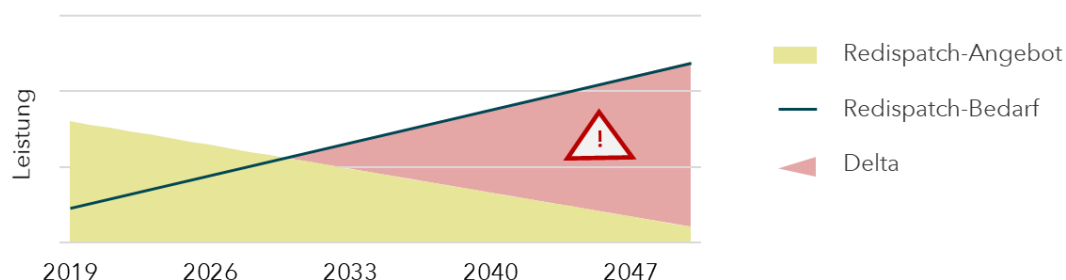


Abbildung 1: Illustrative Darstellung der Deckung der Bedarfe an positivem Redispatch in Süddeutschland für ein mögliches Zukunftsszenario.

⁴ Angewiesene Abrufe durch die sich in Süddeutschland befindenden Kraftwerke durch die ÜNB TenneT, TransnetBW als auch Amprion. Bei grenzüberschreitendem Redispatch mit Nachbarländern werden nur die Auswirkungen auf Kraftwerke bzw. Börsenhandel innerhalb Deutschlands betrachtet (netztransparenz.de).

⁵ Auch durch die Überführung des Einspeisemanagements in das Redispatch-Regime wird positives Redispatch-Potenzial für die Erbringung des bilanziellen Ausgleichs durch die Netzbetreiber benötigt.

Um den zu erwartenden Bedarf decken zu können, muss das Angebot von Redispatchleistung kurzfristig erhöht werden. Dazu wird zusätzliche Leistung im Ausland kontrahiert, die nur nach Können und Vermögen (ungesicherte Leistung) bereitgestellt wird. Es wird auch diskutiert, weitere Mengen für positives Redispatch-Potenzial am Day-Ahead-Markt zu beschaffen. Die süddeutschen Reservekraftwerke werden bereits voll genutzt und stellen somit keine weiteren zusätzlich nutzbaren Potenziale dar. Mittel- bis langfristig soll der bisher noch nicht ausreichende Netzausbau die **Transportkapazität erhöhen** und somit den Redispatch-Bedarf reduzieren. Daneben sind der Neubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken sowie die Umrüstung bestehender Kraftwerke („Fuel Switch“) als Werkzeug für die Systemstabilität entscheidend. Stand heute zeichnen sich kaum Investitionen in die noch vor 2030 benötigten Kraftwerke ab.

In der jüngsten Vergangenheit wurde der Redispatch-Mechanismus mit der Einführung des sogenannten „Redispatch 2.0“ weiterentwickelt. Neben der Erschließung neuer Redispatch-Potenziale, war die wesentliche Motivation⁶ hierfür die Integration des Einspeisemanagements in planwertbasierte Redispatch-Prozesse. Über die Einführung von Mindestfaktoren, welche EE- und Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen in der Abschaltreihenfolge nach hinten verschieben, wurde sichergestellt, dass der EE-Einspeisevorrang bestehen bleibt. Gleichzeitig werden mit Redispatch 2.0 dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber (NB) fernsteuerbar sind, berücksichtigt. Um der Integration von EE und KWK in ein Redispatch-Regime Rechnung zu tragen, wurde bei der Ausgestaltung der Prozesse der **Fokus auf die Abregelung dieser dezentralen Erzeugungsanlagen** gelegt. Die Stromproduktion aus Wind- und PV-Anlagen wurde zudem über das Einspeisemanagement bereits vor Einführung eines Redispatch 2.0 eingesenkt. Die Erhöhung der Stromproduktion bspw. aus KWK- oder Biogasanlagen ist hingegen noch nicht gängige Praxis. Viele dieser Bestandsanlagen werden (auch anreizbedingt) wärmegeführt betrieben und in der Praxis voraussichtlich ohnehin nur eingeschränkt zur Verfügung stehen. Im Gegensatz zur Absenkung der Stromproduktion aus EE-Anlagen beschränken sich erste wenige Erfahrungen hinsichtlich des positiven Redispatch-Potenzials auf größere Power-to-Heat-(P2H)-Anlagen, welche für den Einsatz in Norddeutschland nachgerüstet wurden. Zur (stromgeführten) Steuerbarkeit von Biogas- bzw. KWK-Anlagen gab es in der Vergangenheit daher wenige Erfahrungswerte.

1.2 Redispatch 3.0 als Lösungsansatz

Insbesondere die große Anzahl an EV und WP, welche aufgrund der Bevölkerungs-, Gebäude- und Haushaltsstruktur insbesondere im Westen sowie in Süddeutschland erwartet werden (vgl. z.B. [2] [3]), können künftig nennenswerte lastseitige Flexibilitätspotenziale bereitstellen. Daher können sie insbesondere im Süden Deutschlands dazu beitragen, den Wegfall konventioneller positiver Redispatch-Potenziale zu kompensieren⁷ (vgl. z.B. [4]).

⁶ Mit Inkrafttreten des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) wurden neue Vorgaben für das Management von Netzgängen zum 01. Oktober 2021 eingeführt („Redispatch 2.0“). Die bis dahin geltenden Regelungen zum Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) wurden zu diesem Zeitpunkt aufgehoben und in ein einheitliches kostenbasiertes Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt. Konkret bedeutet dies, dass seit dem 01. Oktober 2021 alle Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, in den kostenbasierten Redispatch 2.0 einbezogen werden.

⁷ Laut den Autor:innen der Studie zum ökonomischen Potenzial dezentraler Flexibilität könnte im Jahr 2025 bis zu 50 % des Redispatch-Bedarfs durch dezentrale Flexibilität gedeckt werden. Damit kann ein beträchtlicher Beitrag für den positiven Redispatch benötigten Energiemenge geleistet werden. Da es zum Großteil um Lastverschiebung geht, d.h. diese Energiemengen nicht für unbegrenzte Zeiträume (Tage bis Wochen) zur Verfügung stehen, bleibt ein Bedarf an gesicherter Leistung zur Abdeckung der

Nicht nur das technische Potenzial der dezentralen Flexibilität wächst. Eine im Jahr 2021 vom TGZ InEnergy der TTI GmbH an der Universität Stuttgart durchgeführten Studie zeigt, dass die **Redispatch-Kosten in den Jahren 2022-2028** durch den Einsatz von vier lastseitigen Flexibilitätstechnologien (EV, WP, stationäre Batteriespeicher (SBS) in Haushalten sowie Querschnittstechnologien⁸ im GHD- und Industriesektor) **allein in Baden-Württemberg um bis zu 15 bis 47 Mio. € pro Jahr sinken könnten** – in Summe 228 Mio. € [4].



Abbildung 2: Ökonomisches Potenzial⁹ durch Nutzung dezentraler Flexibilität für den Redispatch in Baden-Württemberg.

Wenngleich Erlöse von Marktakteuren sowie Kosten für die Erschließung hier vernachlässigt wurden¹⁰, scheint ein weiterer Anstieg des erwarteten ökonomischen Mehrwerts in Anbetracht der folgenden Entwicklungen wahrscheinlich. Folgende Gründe gibt es dafür: Erstens soll die Geschwindigkeit beim Ausbau der EE verdreifacht werden [5], wodurch der Redispatch-Bedarf weiter zunehmen könnte. Zweitens sind die Werte für den Hochlauf von EV, WP (und SBS) gemäß Szenario-Rahmen für den neuen Netzentwicklungsplan (NEP) gestiegen, was zu einer weiteren Erhöhung des Potenzials führt.¹¹

Die Aggregation der genannten Flexibilitätspotenziale könnte Lastverschiebung im Süden für den Strommarkt nutzbar machen und somit einen Beitrag zu Systemsicherheit und -stabilität bei gleichzeitiger Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz leisten. Das heutige Redispatch-Regime lässt die Nutzung dezentraler Flexibilität für den Redispatch jedoch nicht zu. Dies liegt vor allem daran, dass die Kostenbasis häufig nicht eindeutig bzw. nur mit einem unverhältnismäßig hohen

Lastspitzen bestehen. Letzter könnte durch neu gebaute Kraftwerke oder Fuel-Switch-Projekte erbracht werden.

⁸ Die Autor:innen der Studie zum ökonomischen Potenzial dezentraler Flexibilität definieren dies als „Raumluftechnische Anlagen und Kompressionskältemaschinen“

⁹ Durch Nutzung der dezentralen Flexibilität für den Redispatch würde sich dieses Potenzial aufteilen auf Kosten für die Erschließung, Gewinne der neuen Marktteilnehmenden sowie Reduktion der Redispatch-Kosten.

¹⁰ Transaktions-, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)-Kosten sowie Gewinnmargen der neuen Flexibilitätsanbietenden. Die Vernachlässigung der IKT-Kosten ist adäquat, zumal der marktbasierende Redispatch hier keine nennenswerten eigenen Anforderungen gegenüber anderen Vermarktungsoptionen stellt.

¹¹ Wurden in der Studie noch von 15 Mio. E-Pkw und 7 Mio. Wärmepumpen in Deutschland im Jahr 2035 ausgegangen, wird für den anstehenden Netzentwicklungsplan von 19-25 Mio. E-Pkw und 11,9 Mio. Haushalts-Wärmepumpen im Jahr 2037 ausgegangen.

operativen Aufwand bestimmbar ist¹². Eine verpflichtende Teilnahme würde große praktische Herausforderungen darstellen. Der bestehende, **kostenbasierte Redispatch ist daher ungeeignet**, um die kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten bzw. Speicher in das Redispatch-System zu integrieren. Eine **hybride Form aus kostenbasiertem Redispatch für Einspeiser¹³ und einem marktbasieren Redispatch für alle anderen Flexibilitäten¹⁴** erscheint daher notwendig. Zudem verdeutlicht Abbildung 1, dass erste Schritte zur praktischen Hebung zeitnah erfolgen sollten, um die sich ergebenden Flexibilitäten rechtzeitig für den Redispatch nutzbar zu machen. Der in diesem Papier vorgestellte Redispatch 3.0 soll diese Nutzung zeitnah möglich machen.

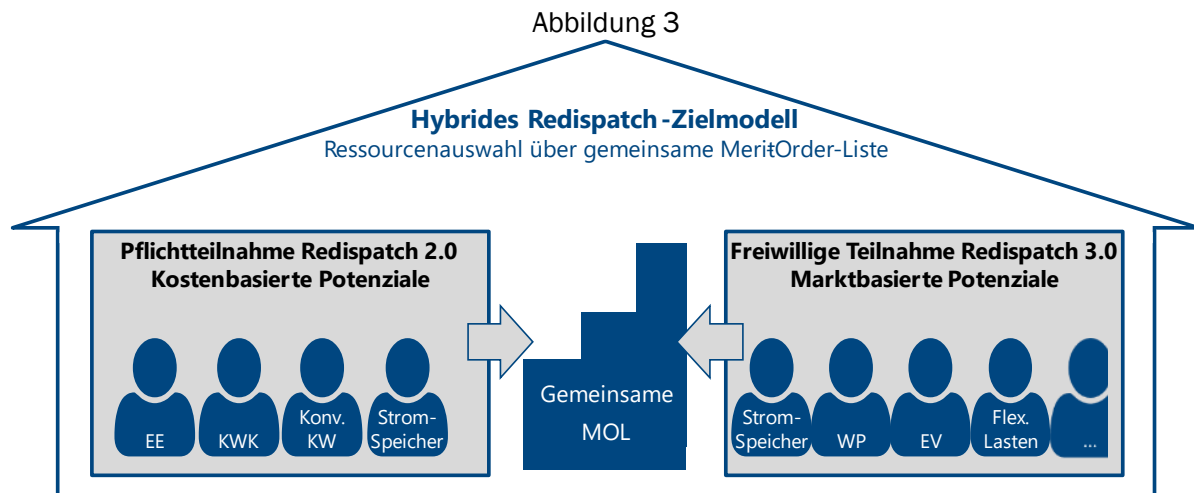


Abbildung 3: Schematische Darstellung des hybriden Zielmodells von Redispatch 2.0 und Redispatch 3.0

Der heutige kostenbasierte Redispatch 2.0 bietet NB aktuell nur die Möglichkeit, erzeugungsseitige Potenziale¹⁵ zu nutzen¹⁶. Dafür ist der NB zum bilanziellen und finanziellen Ausgleich¹⁷ bei Abruf des Potenzials verpflichtet. Gleichzeitig gibt es bisher keinen gesamtsystemischen Ansatz, wie WP, EV, Power-2-X-Anlagen und andere lastseitige Flexibilitäten auch für Redispatch¹⁸ genutzt werden können¹⁹. Der vorgestellte Redispatch 3.0-Ansatz entsprechend Abbildung 3 (rechte Seite) schließt diese Lücke durch einen ergänzenden **marktbasierten Mechanismus** zur Integration kleinteiliger, dezentraler Flexibilitätspotenziale in den Redispatch-Prozess auf freiwilliger Basis. Über den vorgeschlagenen Mechanismus können neben kleinteiligen dezentralen Flexibilitätspotenzialen (bspw. Haushaltswärmepumpen, Elektrofahrzeuge) auch alle weiteren Flexibilitätspotenziale in den

¹² Die Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar noch nicht vollständig abgeschlossen (Stand Mitte 2022). Es wird jedoch bereits heute deutlich, dass eine Berücksichtigung von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie (mit Ausnahme von Pumpspeichieranlagen) in der Praxis nicht praktikabel umsetzbar ist (siehe Anhang A).

¹³ Einschl. Pumpspeicherkraftwerke oder vergleichbarer großer „Stromspeicher“ mit mehreren MW Leistung, die im Redispatch 2.0 nutzbar sind.

¹⁴ I.S. des juristischen Begriffs „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, s. Anhang B.

¹⁵ Einschließlich Power-to-Heat und (Pump-)Speicherkraftwerke.

¹⁶ Ab- bzw. Zuschaltreihenfolge aller Potenziale, welche auf Netzwirksamkeit und Kosten basieren, bzw. bei EEG- und KWK-Anlagen auf Mindestfaktoren.

¹⁷ Ein finanzieller Ausgleich erfolgt unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach § 13a Absatz 1a EnWG.

¹⁸ Es ist grundsätzlich nicht das Ziel, die lastseitigen Flexibilitäten „nur“ für Redispatch bzw. netzdienlich nutzbar zu machen. Vielmehr sollen die Anreize für eine aus volkswirtschaftlicher Perspektive effiziente Abwägung mit anderen Märkten wie den Spot- oder den Regelleistungsmärkten gesetzt werden.

¹⁹ Zwar gibt bzw. gab es vereinzelt Ansätze wie §13 Abs. (6b) oder die AbLaV, jedoch ist in keinem Ansatz eine Integration dieser lastseitigen Flexibilitäten über eine gemeinsame RD-MOL gegeben.

Redispatch-Prozess integriert werden, die nicht von den Regelungen des kostenbasierten Redispatch 2.0 erfasst werden (bspw. Großwärmepumpen, Elektrolyseure) bzw. deren Kostenbasis nicht oder nur mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand bestimmbar sind (bspw. Batteriespeichieranlagen). Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass erzeugungsseitige Flexibilitätén weiterhin uneingeschränkt im verpflichtenden Redispatch 2.0 verbleiben. Eine diskriminierungsfreie Auswahl aller zur Verfügung stehenden Potenziale sowohl aus dem Redispatch 2.0 als auch aus dem Redispatch 3.0 wird dabei über eine **gemeinsame Merit-Order-Liste der Redispatch-Angebote (RD-MOL)** sichergestellt, wobei die ergänzenden marktbasierten Redispatch-Potenziale entsprechend ihrer Angebotspreise vergütet werden (d.h. „pay-as-bid“).

1.3 Zielsetzung der Studie

Im Rahmen dieser Studie wird untersucht, wie ein hybrides Redispatch-System, bestehend aus dem aktuellen kostenbasierten Redispatch 2.0 und einem komplementären marktbasierten Redispatch 3.0 zur Integration von insbesondere kleinteiligen, dezentralen Flexibilitätén (bzw. grundsätzlich alle Flexibilitätén, die nicht durch den kostenbasierten Redispatch 2.0 erfasst werden) umgesetzt werden kann. Ziel ist die Ausarbeitung eines möglichen Markt- und Produktdesigns für den Redispatch 3.0. Darüber hinaus soll untersucht werden, wie dieser marktbasierte Mechanismus prozessual und operativ zu den bestehenden Redispatch 2.0-Prozessen ergänzt werden kann und welche Anpassungen des bestehenden regulatorischen Rahmens notwendig sind. Basierend auf den Ergebnissen werden zudem konkrete Handlungsempfehlungen für das weitere Vorgehen abgeleitet.

Die vorliegende Studie liefert dazu Antworten auf die folgenden Fragen:

- Weshalb ist für die Einbindung kleinteiliger, dezentraler Flexibilitätén in den Redispatch ein ergänzender marktbasierter Ansatz mit Teilnahme auf freiwilliger Basis sinnvoll?
- Inwiefern unterstützt oder hindert der aktuelle regulatorische Rahmen die Umsetzung eines Redispatch 3.0-Mechanismus?
- Wie kann das Markt- und Produktdesign ausgestaltet werden, sodass eine aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht effiziente Einbindung kleinteiliger, dezentraler Flexibilitätén in den Redispatch ermöglicht wird?

Es werden weder kuratives Engpassmanagement noch andere mögliche Ansätze zur Reduktion von Redispatch-Bedarfen (z.B. Gebotszonenkonfiguration/Nodal pricing, Flow-based-market-coupling/Mindesthandelskapazitäten, dynamische Netzentgelte) in dieser Studie betrachtet.

1.4 Vorgehen

Zur Beantwortung dieser Fragen haben TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH im Frühjahr 2022 E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge) mit der Erstellung der vorliegenden Studie beauftragt. Die Bearbeitung der Aufgabenstellung ist hierbei unter Leitung von E-Bridge gemeinsam mit der TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH erfolgt. Im Rahmen der Studie wird neben Vorschlägen zu möglichen Markt- und Produktdesigns auch eine umfassende Analyse und Bewertung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens für eine ergänzende Einbindung kleinteiliger, dezentraler Flexibilitätén in ein hybrides Gesamt-Redispatch-Regime durchgeführt.

Die Bewertung des regulatorischen Rahmens erfolgte dabei in einem eigenständigen Gutachten[6], dessen Ergebnisse in dem vorliegenden Bericht berücksichtigt und zusammenfassend dargestellt sind (siehe Kapitel 2). Die Beschreibung und Auswahl eines geeigneten Redispatch 3.0-Zielmodells wird in Kapitel 3 dargestellt. Darauf aufbauend wird eine praxisnahe und auf den Redispatch 2.0-Prozessen basierende Ausgestaltung des Zielmodells in Kapitel 4 beschrieben. Zudem werden verbleibende Handlungsbedarfe skizziert. Anschließend fasst Kapitel 5 den Handlungsbedarf zur Umsetzung des Redispatch 3.0 aus juristischer Perspektive zusammen, während Kapitel 6 neben einer inhaltlichen Zusammenfassung eine Empfehlung für eine Roadmap zur Umsetzung des Redispatch 3.0 skizziert, welche die in Unterkapitel 1.3. dargelegte zeitliche Dringlichkeit der Umsetzung berücksichtigt.

2 Status quo des regulatorischen Rahmens

Nachfolgend sind die zentralen **Untersuchungsergebnisse** der separat durchgeführten Untersuchung [6] zum regulatorischen Rahmen im Kontext der Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch nach geltendem Recht und de lege ferenda dargestellt:

1. Der Begriff Redispatch bezeichnet nach der Definition der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung²⁰ (nachfolgend EBMV) Maßnahmen, durch die eine Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit und -stabilität zu sorgen. Hierzu zählt auch die Speicherung elektrischer Energie.
2. Der deutsche Gesetzgeber hat den Anwendungsbereich für Redispatch seit 2005 ständig erweitert und zuletzt im Rahmen des sog. Redispatch 2.0 (§ 13a EnWG, BNetzA-Festlegungen nach § 13j Abs. 1 EnWG) auch die dezentrale erneuerbare Stromerzeugung einbezogen. Erfasst werden sämtliche Stromerzeugungsanlagen und Speicher mit einer Nennleistung ab 100 kW und entsprechende Anlagen unter 100 kW²¹, wenn diese durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind. Hierzu zählen wegen des weiten europarechtlichen Begriffs der Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz grundsätzlich alle elektrischen, chemischen, mechanischen, physikalischen und thermischen Stromspeicher unabhängig von der Möglichkeit zur Rückverstromung.
3. Allerdings werden Speicher – mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken – bislang in der Praxis aufgrund unvollständiger untergesetzlicher Ausgestaltung der Redispatch-Regelungen und u.a. Problemen bei der Bestimmung von Verfügbarkeiten und Kosten nicht eingesetzt.
4. Die Regelungen des Redispatch 2.0 erfassen zudem keine Verbrauchseinrichtungen.
5. Die marktbasierende Einbeziehung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Elektrizitätsmarkt ist dagegen ein zentrales und übergreifendes Ziel des europäischen Gesetzgebers im sogenannten Clean Energy Package.
6. Die EBMV regelt erstmals ausdrücklich den Redispatch. Nach Art. 13 Abs. 1 EBMV sind grundsätzlich alle Redispatch-Potenziale einschließlich Speicher und Verbrauchseinrichtungen im Rahmen des technisch Möglichen gleichberechtigt in den Redispatch einzubeziehen.
7. Diesen Anforderungen genügt das deutsche Energierecht bislang nur unzureichend:
 - 7.1. Die deutschen Redispatch-Regelungen nach § 13a EnWG klammern den Verbrauch elektrischer Energie pauschal aus. Zudem werden Speicher mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken in den Festlegungen zu § 13a EnWG nicht in den Redispatch einbezogen.
 - 7.2. Eine gleichberechtigte Nutzung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten zum Engpassmanagement wird derzeit auch nicht durch andere Bestimmungen des EnWG (§ 13 Abs. 6, Abs. 6b § 14a, § 14c EnWG) ermöglicht. Inwieweit durch die Neuregelungen der §§ 13 Abs. 6b, 14a und 14c EnWG künftig partielle Verbesserungen möglich werden, ist u.a. von der weiteren konkreten Ausgestaltung durch BNetzA und NB abhängig.
 - 7.3. Zudem ist die gleichberechtigte Kostenanerkennung für den Redispatch von Verbrauchseinrichtungen durch ÜNB nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) derzeit nicht vorgesehen.

²⁰ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

²¹ Mit Ausnahme der nur an das Bahnstromnetz angeschlossenen Anlagen (vgl. BK6-20-059)

8. Nach Art. 13 Abs. 2 EBMV hat die Auswahl von Redispatch-Maßnahmen grundsätzlich über wettbewerbliche Mechanismen zu erfolgen, soweit kein Ausnahmetatbestand nach Art. 13 Abs. 3 EBMV vorliegt. Dieser Anforderung müsste auch die Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für das Engpassmanagement genügen.
9. Rechtlich wäre die Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für das Engpassmanagement durch Netzbetreiber aufgrund des unmittelbar und vorrangig geltenden Art. 13 EBMV grundsätzlich bereits heute möglich. Die BNetzA müsste danach Redispatch-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für den Redispatch von lastseigenen Flexibilitäten (inkl. kleinteiliger, dezentraler Flexibilitäten) ebenso wie bei den Verteilernetzbetreibern im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze anerkennen. Naheliegend erscheint daher, diese als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV zu behandeln.
10. Wegen der bislang fehlenden Einbindung in die Prozesse des Redispatch 2.0 könnte ein Redispatch für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten zunächst zeitlich begrenzt etwa im Rahmen von Pilotvorhaben erfolgen. Parallel dazu könnten die organisatorischen und operativen Voraussetzungen für eine vollständige Integration in die Redispatch-Prozesse der Netzbetreiber geschaffen werden.
11. Ein Hybrid-Modell, d.h. die Kombination von nicht marktbasiertem Redispatch für Erzeugungsanlagen und marktbasiertem Redispatch für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten integriert alle Redispatch-Potenziale über eine gemeinsame Merit-Order. Auch Lasten größer 100 kW wären integrierbar. Ein Hybrid-Modell käme der Vorgabe des Art. 13 Abs. 2 EBMV zur Nutzung marktbasierter Mechanismen näher als ein lediglich um Verbrauchskapazitäten erweitertes, nicht marktbasiertes Modell.

3 Vorschlag für ein „Redispatch 3.0“-Zielmodell

Zur Identifizierung und Bewertung geeigneter Zielmodelle wurden mehrere Schritte durchlaufen, die im Folgenden kurz skizziert und in den nachfolgenden Unterkapiteln detailliert beschrieben werden:

- Zunächst wurden mittels einer Literaturrecherche konkrete Vorschläge zur Umsetzung identifiziert und kategorisiert.
- Anschließend wurden Bewertungskriterien aufgestellt, um anhand dieser die Kategorien vorab qualitativ zu bewerten und die verbleibenden Kategorien in drei mögliche Umsetzungsvarianten zu überführen.
- In einem dritten Schritt wurde eine Bewertung der möglichen Umsetzungsvarianten durch mehrere Fachexpert:innen anhand der Bewertungskriterien durchgeführt und darauf aufbauend eine Empfehlung für ein Zielmodell abgeleitet.

Nachfolgend werden zunächst die Bewertungskriterien vorgestellt (s. Unterkapitel 3.1), die Vorauswahl der Kategorien anhand der Bewertungskriterien erfolgt in Unterkapitel 3.2. In Unterkapitel 3.3 wird schließlich die Bewertung der drei Umsetzungsvarianten vorgestellt.

3.1 Ableitung von Bewertungskriterien

Jede konkrete Ausgestaltungsform marktbasierter Redispatch-Mechanismen inkl. zugehörigem Markt- und Produktdesign hat spezifische Vor- und Nachteile. Die identifizierten Bewertungskriterien werden zur systematischen Darstellung dieser Vor- und Nachteile herangezogen (s. Abbildung 4). Diese Bewertungskriterien richten sich an der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt aus (in Anlehnung an [7]). Sie wurden um weitere Kriterien ergänzt, die das hybride Zielmodell aus Redispatch 2.0 und Redispatch 3.0 fördern. Abbildung 4 fasst die Bewertungskriterien zusammen:



Abbildung 4: Übersicht der Bewertungskriterien für einen marktbasierten Redispatch-Mechanismus (Redispatch 3.0) als Komplement zum kostenbasierten Redispatch 2.0 in einem hybriden Zielmodell.

Die einzelnen Bewertungskriterien werden nachfolgend beschrieben²².

²² Bei vielen der folgenden Effizienzkriterien sind bei der Entwicklung teilweise Überlegungen von [7] eingeflossen: Kompatibilität zu Anforderungen sicherer Netzführung, Vermeidung von Fehlanreizen („Inc-Dec-Gaming“), Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht, Statische Effizienz

Kompatibilität zu (kostenbasiertem) Redispatch 2.0. Von zentraler Bedeutung ist die Notwendigkeit einer gemeinsamen Merit-Order aus kosten- und marktbasierten Flexibilitätspotenzialen²³, ohne die eine effiziente und diskriminierungsfreie Auswahl der Redispatch-Potenziale nicht möglich ist. Weiterhin ist die Anwendung bzw. Weiterentwicklung des Netzbetreiberkoordinationskonzeptes (NKK) zur koordinierten Nutzung der Flexibilität über Spannungsebenen hinweg wichtig. Wenn möglich, sollten weitere Prozesse, wie z. B. die Übermittlung von Sensitivitäten, Flexibilitätsbeschränkungen, Beschaffungsvorbehalte oder der Austausch von Planungsdaten (s. Anhang C für die Begriffsbeschreibungen) auf verschiedene Aggregationsebenen an Redispatch 2.0-Prozesse angelehnt werden bzw. mit diesen kompatibel sein. Ziel ist, ein in Summe transaktionskostenarmes, handhabbares und hochautomatisierbares Redispatch-Regime zu ermöglichen.²⁴

Kompatibilität zu Anforderungen sicherer Netzführung (ÜNB + VNB). Dies bedeutet im Kontext der kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten (als Untergruppe der lastseitigen Flexibilitäten), dass eine adäquate Aggregation durch ein Zielmodell sichergestellt sein muss. Zudem müssen die (aggregierten) Redispatch-Potenziale dieser zusätzlichen Flexibilitäten eine hohe Prognosegüte (auf aggregiertem Level) sowie Liefertreue bei Abruf aufweisen²⁵.

Vermeidung von Fehlanreizen („Inc-Dec-Gaming“). Inc-Dec-Gaming²⁶ kann zu engpassverstärkendem Verhalten führen und in Konsequenz die Redispatch-Kosten steigen lassen. Durch geeignete Marktdesign-Elemente muss in einem marktbasierten Redispatch-Mechanismus sichergestellt sein, dass Anreize bzw. Möglichkeiten für systemschädliches Inc-Dec-Gaming vermieden oder zumindest stark begrenzt werden.

Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht. Die Netzverortung einzelner Flexibilitätssressourcen wirkt sich auf die Auflösung von Engpässen aus. Sobald auf gewisse Engpässe nur Flexibilitätssressourcen von einem oder wenigen Marktteilnehmern wirken, besteht hier Marktmacht und somit die reelle Gefahr dies auszunutzen.²⁷ Hintergrund des Marktmacht-Problems ist, dass die Anzahl der Flexibilitäten, die zur Aufhebung eines Engpasses beitragen können (also eine „Sensitivität > 0“ besitzen), je nach den lokalen, netztechnischen Gegebenheiten begrenzt sein kann. Zudem könnten Aggregatoren aufgrund der Vielzahl der Flexibilitätspotenziale Marktmacht haben, weil die Anzahl der Teilnehmer:innen begrenzt sein kann. Dies kann auch der Fall sein, wenn Marktteilnehmer:innen regional (fast) alle kleinteiligen, dezentrale Flexibilitäten in einem "Pool"²⁸ zusammengefasst haben. Dieses Missbrauchspotenzial kann bspw. durch Wettbewerb mit möglichst viele Teilnehmern oder durch Produktdesign (z.B. durch eine Preisobergrenze) begrenzt werden.

Statische Effizienz. Statische Effizienz ist gegeben, wenn unter Berücksichtigung **aller** vorhandenen Redispatch-Potenziale die volkswirtschaftlich günstigste Lösung zur Behebung eines Engpasses

²³ Hierbei gehen die marktbasierten Redispatch-Potenziale mit ihrem Angebotspreis in die gemeinsame Redispatch-MOL ein, die Vergütung erfolgt entsprechend Gebotspreis ("pay-as-bid").

²⁴ Die einzelnen Prozesse werden im Redispatch 2.0 auch „Use Case“ und die KWEP-Fahrpläne auch „PlannedResourceSchedules“ genannt. Bzgl. der Aggregationslevel s. Anhang C.

²⁵ Z.B. könnten bei aggregierten Flexibilitäts-Ressourcen Abschläge auf das Redispatch-Potenzial angewandt werden, welche auf Basis statistischer Analysen ermittelt werden, um ungeplantem Nutzerverhalten Rechnung zu tragen.

²⁶ Handelsstrategien, die den Redispatch-Markt bzw. das erwartete Ergebnis bei der Positionierung auf dem Spotmarkt strategisch antizipieren, um Erlöse zu maximieren.

²⁷ Inc-Dec-Gaming-Anreize sind unabhängig von der Existenz von Marktmacht, allerdings kann Marktmacht diese Anreize verschärfen.

²⁸ Für den Begriff „Pool“ s. Anhang C

gewählt wird. Gibt es keine Wechselwirkungen und ist das Redispatch-Zielsystem im obigen Sinne statisch effizient, so ist es auch über alle weiteren Strommärkte insgesamt statisch effizient.

Geringer Aufwand und hohe Attraktivität für die Marktteilnehmer:innen. Dieses Kriterium ist im Kontext der kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten von besonderer Bedeutung: Ein Großteil der für Flexibilitätsdienstleistungen grundsätzlich nutzbaren kleinteiligen dezentralen Anlagen wird nicht primär zur Bereitstellung von Redispatch-Potenzial errichtet oder betrieben werden. Beispielsweise werden EV zum Fahren und WP zum Heizen angeschafft. Der Anreiz zur Teilnahme am Redispatch dürfte daher primär darin bestehen, dass Aggregatoren²⁹ durch Zusatzerlöse am Redispatch-Markt die Teilnahme an diesem für die Asset-Owner³⁰ attraktiv gestalten können.³¹ Bei geringem Aufwand und hoher Attraktivität können möglichst viele Teilnehmer erreicht werden. Zur Bewertung spielen beispielsweise folgende Fragen eine Rolle:

- Wie ist die technische Umsetzbarkeit für die Marktteilnehmer:innen? Bzw. wie viele (Zusatz-) Voraussetzungen, die nicht ohnehin anderweitig gesetzlich erfüllt werden müssen, werden zur Teilnahme am Redispatch 3.0 gefordert?
- Welche Erlöse sind erzielbar? Wie hoch sind die Einschränkungen auf andere Vermarktungsoportunitäten?
- Wie hoch sind die Transaktionskosten (z. B. zur Abwicklung oder zur Angebotsbestimmung)?
- Wie groß sind die Unsicherheiten (z. B. bzgl. der Vergütung)?

Marktgröße vs. Transaktionskosten. Je umfangreicher Redispatch 3.0 einen Teilnahmeanreiz für marktbasierende Flexibilitätspotenziale setzt, desto größer dürfte die Marktgröße und damit das mögliche Effizienzsteigerungspotenzial sein. Allerdings reduzieren die Transaktionskosten den möglichen Effizienzgewinn, d.h. Redispatch 3.0 ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nur dann sinnvoll, wenn der erwartete Effizienzgewinn höher als die erwarteten Transaktionskosten ist.

Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien. Zusätzliche Flexibilitätspotenziale für Redispatch 3.0 leisten i.d.R. einen Beitrag zur EE-Integration und daher zur Dekarbonisierung des Stromversorgungssystems. Je nach Umfang (Anzahl der Teilnehmenden, die "zugangsberechtigt" sind und für die der Mechanismus attraktiv ist) und der tatsächlichen abgerufenen Energiemenge ist dieser Beitrag jedoch unterschiedlich groß.

Dynamische Effizienz. Dynamische Effizienz ist gegeben, wenn Redispatch 3.0 Investitionsanreize in die volkswirtschaftlich langfristig kostengünstigsten Technologien setzt (Anreiz, in kostengünstige lastseitige Flexibilitäten zu investieren). Da die Anzahl der Abrufe über das Jahr begrenzt sein dürfte, ist dieses Kriterium nur der Vollständigkeit halber aufgeführt und wird im Folgenden weniger stark gewichtet.

Notwendige rechtliche Änderungen zur Umsetzung. Die hinter diesem Kriterium liegenden Fragestellungen sind, ob Redispatch 3.0 bereits auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens umsetzbar ist oder ob und wie viele Anpassungen nötig sind. Das im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Rechtsgutachten konnte jedoch unabhängig vom Zielmodell keine nennenswerten Unterschiede identifizieren, die eine Differenzierung in der Bewertung der Redispatch 3.0-Kategorien erlauben würden (vgl. Kapitel 5 für die nötigen regulatorischen Schritte). Daher wird dieses Kriterium nachfolgend nicht weiter berücksichtigt.

²⁹ Hier synonym verwendet für Lieferanten, welche die Flexibilität der Verbraucher, die sie versorgen, aggregieren und vermarkten.

³⁰ Eigentümer:innen von EV, WP etc.

³¹ Gleichzeitig wird der Aggregator voraussichtlich versuchen, die Flexibilitäten zunächst gegen statische oder dynamische Stromtarife und regulatorische Vorgaben (bspw. vermindertes Netzentgelt nach §14a EnWG) zu optimieren, bevor weitere Vermarktungsoportunitäten, wie Regelleistungs- oder marktbasierende Redispatch-Mechanismen berücksichtigt werden.

3.2 Kategorien für marktbasierte Redispatch-Mechanismen

Zu kosten- vs. marktbasiertem Redispatch bei Stromerzeugungsanlagen gibt es bereits umfangreiche Vorarbeiten sowie wiederkehrende Diskussionen im In- und Ausland. Ebenso wurden im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms bereits umfangreiche praxisnahe Untersuchungen für den erzeugerseitigen Redispatch durchgeführt (vgl. [8]). Zudem gibt es insbesondere vor dem Hintergrund der Inc-Dec-Gaming-Diskussion im erzeugungsseitigen Redispatch verschiedene Gutachten, die basierend auf der ökonomischen Theorie und den zugehörigen Anreizanalysen für oder gegen bestimmte Umsetzungsvarianten argumentieren (vgl. [9]).

In diesem Unterkapitel wird eine Kategorisierung von marktbasierten Mechanismen zur Integration lastseitiger Flexibilitäten und dementsprechend für Redispatch 3.0 vorgestellt. Hierbei kann zwischen Redispatch-Mechanismen differenziert werden, die keine oder nur begrenzte Inc-Dec Anreize induzieren („intrinsische Begrenzung“) und solchen, die zusätzlicher Instrumente bedürfen („extrinsische Begrenzung“). An dieser Stelle sei betont, dass eine trennscharfe Abgrenzung der verschiedenen marktbasierten Mechanismen nicht immer möglich und auch nicht immer zielführend ist. Vielmehr soll die Kategorisierung eine Vorauswahl für die Spezifizierung eines Zielmodells in Kapitel 4 schaffen. Anschließend wird auf Basis der Bewertungskriterien (s. Unterkapitel 3.1) eine Vorauswahl an marktbasierten Mechanismen getroffen, welche in Kapitel 4 weiter konkretisiert werden. Abbildung 5 zeigt die identifizierten Kategorien.



Abbildung 5: Kategorisierung konkreter Vorschläge für die Umsetzung von marktbasiertem Redispatch

3.2.1 Kombination aus Regelleistungs- und Redispatch-Erbringung

Die erste Kategorie repräsentiert bereits einen in einigen Ländern (nicht in Deutschland) umgesetzten Ansatz zur kombinierten marktlichen Beschaffung von Regelleistung und Redispatch-Potenzialen. Insbesondere die zum ersten Juli 2022 außer Kraft getretene Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) in Deutschland, aber auch die mögliche Nutzung der manuellen Regelleistungsprodukte³² zu Redispatch-Zwecken gehören hierzu. Charakteristisch ist die gemeinsame Beschaffung der Potenziale zum primären Zweck der Frequenzregelung mit Möglichkeit der (partiellen) Nutzung für das Engpassmanagement. Problematisch in diesem Kontext sind insbesondere zwei Punkte:

1. Durch eine kombinierte Beschaffung von Redispatch und Regelleistung kann der Ausgleichsenergiepreis, der als Anreizinstrument zur Einhaltung der Leistungsbilanz eingesetzt wird, beeinflusst werden. Konkret bedeutet dies das Risiko, dass der Ausgleichsenergiepreis durch den Einsatz der kombiniert beschafften Gebote erhöht wird. Dies kann bspw. dann der Fall sein, wenn eine gemeinsame Merit-Order gebildet wird und bei Gleichzeitigkeit einer Maßnahme für Regelleistung und Redispatch die billigsten Gebote nicht ausschließlich für Regelleistung eingesetzt werden. Dieser Fall muss mithilfe eines gut gewählten Marktdesigns vermieden werden.
2. Die hohen Anforderungen an die Regelleistungspotenziale im Kontext der Frequenzregelung werden pauschal auf die Potenziale des Engpassmanagements übertragen. Beispielsweise haben im Kontext der AbLaV die Anforderungen an (a) eine Mindestlosgröße von 5 MW, (b) die Abgabe von Leistungspreis- und Arbeitspreis-Geboten für eine komplette Woche sowie (c) die vergleichsweise hohen Präqualifikationsanforderungen der Produkte für die Anbieter:innen

³² Manual frequency restoration reserve (mFRR).

unattraktiv gemacht. Bei einer getrennten Beschaffung könnten die Anforderungen jedoch abgesenkt werden, wodurch marktbasierter Redispatch-Mechanismen für einen größeren Teil der Flexibilitäts-Potenziale attraktiver werden dürften.

Aufgrund der beiden zuvor genannten Punkte wird diese Kategorie für die weitere Betrachtung nicht berücksichtigt.

3.2.2 Lokale Orderbücher

Bei lokalen Orderbüchern werden die Gebote eines kontinuierlichen Energiehandels zusätzlich mit Informationen zum Ort des Verbrauches bzw. der Erzeugung ausgestattet. Die Gebote werden anschließend in Orderbüchern entlang ähnlicher netztechnischer Wirksamkeiten zusammengefasst. Beispielsweise werden in dem von enera vorgeschlagenen Flexmarkt [10] die last- und erzeugungsseitigen Flexibilitäten entsprechend der Sensitivität der Anlagen in regionale Orderbücher der EPEX-Spot eingruppiert. Typisches Merkmal und zentrales Abgrenzungscharakteristikum gegenüber der Gruppe „Kurzfristige Arbeitsangebote“ (vgl. Abschnitt 3.2.4) ist, dass bei lokalen Orderbüchern neben den (kontinuierlichen) Geboten der Flexibilität auch die Nachfrage-Seite (kontinuierlich) bietet und ein Clearing über eine Marktplattform erfolgt. Daher ist eine separate Bedarfsbestimmung des über das lokale Orderbuch zu kontrahierenden Redispatch 3.0-Potenzials vor der Auswahl der technisch zu regelnden Redispatch-Potenziale in der RD-MOL durch den Netzbetreiber notwendig³³. Die Bedarfe werden hierbei (i.d.R.) in einem kontinuierlichen Handel mit den Angeboten der einzelnen Orderbücher gematched (vgl. z.B. Kapitel 7.1 in [10]).

Lokale Orderbücher haben einige Vorteile. Insbesondere die aus Flexibilitätsanbietersicht „einfache“ Teilnahmemöglichkeit ist hier zu nennen, die sowohl im Rahmen von Demonstrationsprojekten wie z.B. enera (vgl. Kapitel 7.5 in [10]), als auch in der Praxis anhand der Erfahrungen von GOPACS gezeigt werden konnte (vgl. [11]). Beim Kriterium „Aufwand und Attraktivität für die Marktteilnehmer“ scheiden lokalen Orderbüchern also relativ zu anderen marktlichen Redispatch-Mechanismen gesehen besonders gut ab.

Folgende Aspekte sind jedoch bezüglich der Bewertungskriterien „Kompatibilität zu (kostenbasiertem) Redispatch 2.0“ und „Kompatibilität zu Anforderungen sicherer Netzführung (ÜNB + VNB)“ kritisch zu sehen:

- Die komplexen Massenprozesse des Redispatch 2.0 inkl. des NKK erfordern ein Mindestmaß an ausreichender Vorlaufzeit. Eine Kontrahierung nach diesem **Mindestmaß an Vorlaufzeit** wäre aus zeitlich-prozessualer Sicht kritisch, da innerhalb weniger Minuten die Bedarfsbestimmung, das Clearing und die Einsortierung der kontrahierten Potenziale in die Redispatch-Dimensionierung (RDD) erfolgen muss und diese Prozesse sicher und zuverlässig funktionieren müssen.
- Die RDD findet im Redispatch 2.0 bei den jeweiligen Netzbetreibern bzw. in deren Redispatch-Systemen statt³⁴. Entsprechend müsste die Bedarfsbestimmung nach der Netzzustandsanalyse (NZA) und vor der RDD erfolgen. In dieser RDD würde eine gemeinsame MOL unter Berücksichtigung aller Redispatch-Potenziale aus Redispatch 2.0 und den im Vorfeld über das lokale Orderbuch kontrahierten Redispatch 3.0-Potenziale die Flexibilitätsauswahl optimiert. Zudem müssten neue IT-Systeme auf NB-Seite für die Übersetzung von Redispatch-Bedarfen in die jeweilige Nachfrage der lokalen Orderbücher geschaffen werden. Es stellt sich jedoch die Frage, **inwiefern ein diskriminierungsfreier Einbezug** der kontrahierten Flexibilitäten in die RDD möglich ist. So würden diese entweder „vorab“, d.h. vor der RDD, ausgewählt und damit erzeugungsseitige Redispatch-Potenziale des Redispatch 2.0 nur nachrangig geregelt. Oder sie würden mit in die RD-MOL eingruppiert und

³³ Auch GOPACS arbeitet nach einem ähnlichen Prinzip. Jedoch wird hier direkt ein Market-Matching von positivem und negativem Redispatch-Potenzial über eine gemeinsame Plattform umgesetzt. Dies ist insofern abweichend von der Auftrennung von Redispatchdimensionierung (RDD) und Beschaffung des energetischen Ausgleiches, wie es im Redispatch 2.0 ist.

³⁴ Z.T. soll die RDD auch Netzbetreiber-übergreifend über Plattformen erfolgen, z.B. im DA/RE Projekt.

könnten u.U. nicht im Rahmen der RDD ausgewählt werden, was bedeuten würde, dass die Flexibilitäten bezahlt, aber nicht genutzt würden. Beide Fälle erscheinen daher nicht kompatibel mit den Anforderungen des Redispatch 2.0. Zudem ist die statische Effizienz eines solchen Verfahrens fraglich, da es keine Integration der Flexibilitäten über eine gemeinsame RD-MOL gibt, außer die Flexibilitäten werden im Vorfeld kontrahiert, was wie erläutert ebenfalls ineffizient sein kann.

- Je nachdem, wie kurzfristig die Potenziale in die lokalen Orderbücher eingestellt werden dürfen, ist eine aufwärts-kaskadierende Potenzialaggregation des Redispatch-Vermögens (RDV) („Clustering“) zeitlich für die Kraftwerkseinsatzpläne (KWE³⁵) nicht mehr möglich. Dies ist kritisch, da **die vorgelagerten Netzbetreiber (NB) u.U. nicht hinreichend frühzeitig bzw. planbar mit den nötigen Informationen** versorgt werden, um eine **sichere Netzbetriebsführung** zu erreichen.
- Die Bedarfsbestimmung in einem vorherigen Clearing ist anspruchsvoll und kann zu einer **Bedarfsüberdimensionierung** durch die NB führen, mit der Folge, dass die Teilnehmer:innen überhöhte Preise bieten (vergleichbar mit den Erfahrungen der AbLaV, s. [1]). Dies dürfte i.d.R. **zulasten der statischen Effizienz** gehen.
- Lokale Orderbücher sind aufgrund der **Möglichkeit zur kurzfristigen Angebotsabgabe** der Flexibilitäten grundsätzlich **Inc-Dec-Gaming** ausgesetzt (s. [9]) und daher nur kompatibel zu den Anforderungen einer sicheren Netzführung, wenn sie um wirksame Instrumente zur Begrenzung des Inc-Dec-Gamings ergänzt werden (extrinsische Begrenzung nötig).

Aufgrund der vorgenannten modell-immanenten Nachteile werden lokale Orderbücher für die weiteren Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt (vgl. [10][11]).

3.2.3 Flexibilitäts-Marktplätze

Plattform-Ansätze haben keine klare Marktdesign-Definition und damit einen hohen Freiheitsgrad hinsichtlich des Markt- und Produktdesigns für den jeweiligen NB. Bspw. ermöglicht der „NODES“-Markt eine direkte Integration der Flexibilitäten in ein separates Redispatch-Beschaffungssystem (s. [12]). Zudem differenziert NODES zwischen LongFlex- und ShortFlex-Märkten. Bezüglich der Short-Flex-Märkte gelten ähnliche Randbedingungen wie bei lokalen Orderbüchern. Auch bei den Long-Flex-Märkten kontrahieren die NB Produkte, welche ähnlich wie die Produkte der Kategorie „langfristige Leistungsangebote“ sind.

Für viele Aspekte der verschiedenen Ausgestaltungsformen der Flexibilitäts-Marktplätze galten teils regulatorische Rahmenbedingungen, die durch die Einführung von Redispatch 2.0 überholt wurden oder wodurch eine Kompatibilität mit dem Redispatch 2.0 begrenzt bis gar nicht möglich ist. Daher wird auch diese Kategorie nicht weiter betrachtet³⁶.

3.2.4 Kurzfristige Arbeitsangebote

Kurzfristige Arbeitsangebote sind ein in dieser Studie entwickelter Redispatch-Mechanismus, welcher auf der Kategorie der lokalen Orderbücher und den damit verbundenen Vorteilen aufbaut. Lokale Orderbücher bieten den Vorteil einer hohen Attraktivität für die Marktteilnehmer:innen. Jedoch bedarf es einer angepassten Ausgestaltung in Hinblick auf die Redispatch 2.0-Anforderungen. Wesentliche Unterschiede zu den „lokalen Orderbüchern“ sind:

- Arbeitsangebote können von gepoolten Flexibilitäten über die in den Redispatch 2.0 definierten RDV-Informationen anhand von Fahrplänen auf unterschiedlichen Aggregationsebenen übermittelt werden. Zeitgleich sind die entsprechenden Angebotspreise anzugeben.
- Bedarfsdimensionierung und Angebotsauswahl erfolgen in bestehenden NB-Systemen, was die Verwendung einer gemeinsamen MOL aller für den Redispatch verfügbaren kosten- und marktbasierten Flexibilitäten ermöglicht (d.h. Redispatch 2.0 und Redispatch 3.0-Potenziale).

³⁵ Für die Begriffserklärungen siehe Anhang C

³⁶ Eine gute Übersicht über verschiedene Flexibilitätsplattformen außerhalb und innerhalb der Sinteg-Projekte und der betrachteten Aspekte findet sich in Kapitel 2 in [8].

Darüber hinaus sind bei kurzfristigen Arbeitsangeboten folgende Prozesse analog zum Redispatch 2.0 auszugestalten:

- Die Flexibilitäten werden nur im Falle der Auswahl durch die RDD entsprechend vergütet.
- Der bilanzielle Ausgleich für die zum Redispatch ausgewählten Flexibilitäten kann analog den Redispatch 2.0-Prozessen (für das Planwertmodell, s. BK6-20-059) erfolgen.
- Es gelten die zeitlichen Zyklen des Redispatch 2.0. Weitere Vorgaben des Redispatch 2.0 sollten bedarfsgerecht auf den Redispatch 3.0 angewandt oder angepasst werden (vgl. Unterkapitel 4.4).
- Zudem ist analog zu den Redispatch 2.0-Prozessen die Meldung von Stammdaten sowie Änderungen der Stammdaten nötig.
- Die Mechanismen des Beschaffungsvorbehalts sowie der Flexibilitätsbeschränkungen in den NKK-Prozessen können genutzt werden.

Abweichend von den Redispatch 2.0 Prozessen ist die Abgabe von Geboten im o.g. Sinne freiwillig.

„Kurzfristige Arbeitsangebote“ vereinen die Vorteile der lokalen Orderbücher („Aufwand und Attraktivität für die Marktteilnehmer:innen“) mit einer diskriminierungsfreien und zu den Redispatch 2.0-Prozessen kompatiblen RDD. Sowohl die kostenbasierten (erzeugerseitigen) Potenziale des Redispatch 2.0 als auch die marktbasierten lastseitigen Potenziale werden in einer gemeinsamen RD-MOL integriert, wobei die ergänzenden marktbasierten Redispatch-Potenziale mit ihrem Angebotspreis in die dann gemeinsame RD-MOL eingehen und entsprechend Gebotspreis vergütet werden („pay-as-bid“). Ein Nachteil dieses Ansatzes ist die nötige „extrinsische Begrenzung“ des Inc-Dec-Gaming-Anreizes – d.h., es werden ergänzend wirksame Instrumente benötigt, um den Anreiz zum Gaming zu verhindern oder zu minimieren.

3.2.5 Langfristige Leistungsangebote

Langfristige Leistungsangebote entkoppeln die Angebotsabgabe und Bezuschlagung zeitlich von der Abrufentscheidung. Dadurch wird die Antizipationsmöglichkeit von Engpässen (weitestgehend) ausgeschlossen. Somit kann ein/e Flexibilitätsanbieter:in sein Verhalten am zonalen Spot-Markt nicht (oder nur sehr reduziert) anpassen, um den Redispatch-Bedarf zu erhöhen. Somit können Arbitrage-Gewinne aufgrund der Aufeinanderfolge der Märkte „intrinsisch“ vermieden werden.

Da zum Zeitpunkt der Bezuschlagung jedoch nicht bestimmt werden kann, ob die kontrahierten Flexibilitäten überhaupt benötigt werden, erfolgt die Vergütung dieser Redispatch-Marktgruppe in aller Regel für die Vorhaltung der Leistung. Dies kann zeitlich anteilig für den tatsächlich als „verfügbar“ gemeldeten Anteil des Redispatch-Potenzials i.S. der Redispatch 2.0-Terminologie erfolgen³⁷. Zusätzlich kann eine Entschädigung im Abruffall („Abrufpreis“) anhand eines (Börsenpreis-)Index erfolgen, sodass Inc-Dec-Gaming-Anreize durch fehlende Arbitrage-Möglichkeiten mit dem zonalen Markt weitestgehend eliminiert werden (s. [13] und [14]). Wesentliche **Ausgestaltungsparameter** sind entsprechend:

- Die Lieferperiode, oder genauer gesagt, die Dauer, für welche die Flexibilitäten kontrahiert wird, [14] schlagen beispielsweise eine Woche vor.
- Die Art und die (maximal vorgegebene) erlaubte Menge bzw. zulässige Zeitintervalle von „Nichtverfügbarkeitsmeldungen“: Im Kontext der langfristigen Leistungspreise könnte eine „Verfügbarkeitsmeldung“ erfolgen, in dem ein RDV größer Null gemeldet wird. Eine „Nullmeldung“ des RDV dürfte entsprechend innerhalb der Lieferperiode nur in einem begrenzten und vorgegebenen Umfang erlaubt sein.
- Abrufdauern innerhalb der Lieferperiode: Um eine Kompatibilität zum Redispatch 2.0 herzustellen, erscheint die Festlegung auf Viertelstunden als Untergrenze sinnvoll zu sein. Die

³⁷ „Nichtverfügbarkeiten“ i.S. der AbLaV bzw. im Kontext der Diskussion zum Redispatch 3.0, s. Anhang C.

längste Abrufdauer ist in Abhängigkeit der technischen sowie nutzerseitigen Restriktionen zu bestimmen.

- Die Dauer einer Handelsperiode vor der Bezuschlagung.
- Die Zeit zwischen Handels- und Lieferperiode.
- Die Frequenz der Auktion.
- Die Art der Abrufentschädigung und wie diese in die Bezuschlagungslogik im Markt-Clearing eingeht. Zudem sind wie in allen anderen Kategorien Preisbegrenzungen, Vorgaben zur Beschränkung der Abrufhäufigkeit, sowie technologiespezifische Eigenschaften wie verfügbare Zeiträume oder maximale Abrufdauer, vorstellbar.
- Dem größten Vorteil der langfristigen Leistungspreise, der intrinsischen Begrenzung von Inc-Dec_Gaming, stehen folgende **Herausforderungen** gegenüber: Die **Bedarfsdimensionierung** muss für die gesamte Periode der Kontrahierung erfolgen. Dies ist aus den folgenden Gründen keine triviale Aufgabe:
 - Wird der Bedarf überschätzt, werden die Flexibilitätsanbieter:innen geneigt sein den Leistungspreis in die Höhe zu treiben, in der höheren Erwartung der Bezuschlagung.
 - Wird der Bedarf unterschätzt, können insbesondere am Ende der Periode Knappheiten entstehen. Eine Bedarfsunterschätzung kann auch zu einer gesamtsystemisch ineffizienten Auswahl führen, falls Redispatch 3.0-Flexibilitäten den Bedarf kostengünstiger hätten decken können aber nicht zum Zuge kamen.
 - NB sollte die Freiheit eingeräumt werden, den ausgeschriebenen Bedarf der zyklischen Auktion im Zeitverlauf anzupassen. Denkbar ist, dass NB hierfür eine nicht öffentliche Funktion definieren, anhand derer die Auswahl der Gebote erfolgt, jedoch mit der Möglichkeit, diese Funktion im Zeitverlauf anpassen zu dürfen. Zugleich sollten NB entsprechend einen Anreiz erhalten, den Bedarf systemisch effizient zu bestimmen.
- Die **Angebotserstellung** ist für die Redispatch-Anbieter:innen komplex, da die Vermarktungsoportunitäten (insb. Spotmärkte und Eigenverbrauchsoptimierungen, aber gegebenenfalls auch Regelleistungsmärkte) zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch großer Unsicherheit unterliegen. Da Redispatch-Märkte (künftig) nur eine von mehreren Vermarktungsoptionen sein dürften³⁸, senkt dies die Attraktivität für die Flexibilitätsanbieter:innen bzw. kann dazu führen, dass Angebote mit einem hohen Risikoaufschlag abgegeben werden.
- Die **Integration in eine gemeinsame RD-MOL** mit den erzeugungsseitigen kostenbasierten Potenzialen des Redispatch 2.0 muss über kalkulatorische Preise erfolgen, welche auf Basis der Leistungsgebote, einer etwaigen Abrufentschädigung und -häufigkeiten erfolgen.

³⁸ Vgl. Kriterium Aufwand und Attraktivität für die Marktteilnehmer:innen in Unterkapitel 3.1.

Exkurs: Verzerrungseffekte und Relevanz für verschiedene Arten von Lasten.

Wenn zu- bzw. abschaltbare lastseitige Flexibilitäten einen Leistungspreis für die Vorhaltung des RDV bzw. für den Redispatch zur Verfügung stehen, so preisen sie die erhaltenen Zahlungen in ihre Gebote am Spot-Markt ein. Dies kann zu unerwünschten „Verzerrungseffekten“ führen, d.h. die Preisgebote können dahingehend verändert werden, dass abschaltbare (zuschaltbare) Flexibilitäten für positives Redispatch-Potenzial den Preis am Spotmarkt erhöht (reduziert), nur um abschaltbar (zuschaltbar) zu sein. Eine detailliertere Beschreibung findet sich in der bisher nicht veröffentlichten Ausarbeitung von Hirth et al. (2022). Dieser unerwünschte Einfluss auf die Gebote am Spot-Markt kann durch eine Limitierung der Abrufanzahl begrenzt werden. Dabei gilt: Je strikter die Abruflimitation, desto geringer das Verlustrisiko für den Flexibilitätsteilnehmer, desto geringer die nötige Leistungszahlung zum Teilnahmeanreiz am marktbasierten Mechanismus, desto schwächer der Verzerrungseffekt (vgl. auch [13]).

Bei kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten (Fokus Lastverschiebung) dürfte der Verzerrungseffekt keine Rolle spielen, da die Last i.d.R. nur innerhalb des Tageszyklus verschoben wird und daher die Leistungszahlung konstant bleibt. Bei größeren abschaltbaren Lasten sollte die Abruflimitation zumindest zur Markteinführung nicht zu restriktiv gehandhabt werden. Etwaigen Verlusten durch den Verzerrungseffekt steht gerade hier der Vorteil zusätzlichen positiven RDV entgegen, dass andernfalls teure Alternativen (noch) notwendig(er) machen würde. Größere zuschaltbare Flexibilitäten sind aktuell begrenzt verfügbar. Zudem scheint der Verzerrungseffekt hier leicht identifizierbar. Sollte dieser Effekt auftreten, kann die Abruflimitation entsprechend restriktiver formuliert werden.

3.3 Bewertung und Auswahl eines möglichen Zielmodells für Redispatch 3.0

Unter Berücksichtigung der bislang diskutierten Vor- und Nachteile der möglichen Umsetzungsvarianten für einen ergänzenden marktbasierten Redispatch verbleiben die Optionen „Kurzfristige Arbeitsangebote“ sowie „Langfristige Leistungsangebote“ zur Ableitung eines Zielmodells. Dabei können die Varianten innerhalb eines Gesamtdispatch-Systems auch miteinander kombiniert werden (vgl. Unterkapitel 4.1) und werden folglich kurz als „kombinierte Variante“ bezeichnet. Somit ergeben sich drei Umsetzungsvarianten für den Redispatch 3.0 als Bestandteil eines hybriden Zielmodells aus kostenbasiertem Redispatch für Erzeuger:innen (Redispatch 2.0) und einem marktbasierten Redispatch für lastseitige Flexibilitäten (Redispatch 3.0) (Abbildung 6). Die drei möglichen Umsetzungsvarianten werden anschließend anhand der Bewertungskriterien aus Unterkapitel 3.1 bewertet.



Abbildung 6: Varianten für die Umsetzung von Redispatch 3.0 innerhalb eines hybriden Redispatch-Zielmodells

Eine **Bewertung** entlang der Bewertungskriterien durch mehr als 15 Expert:innen ergab, dass die kombinierte Variante am besten abschneidet³⁹. Im Kontext der Marktgröße wurde die kombinierte Variante am besten bewertet, während beim wichtigen Kriterium "Aufwand und Attraktivität für die Marktteilnehmer:innen" eine gleichgute Bewertung zu den „kurzfristigen Arbeitsangeboten“ erzielt wurde. Bei den beiden wichtigen Kriterien "Kompatibilität zu den Anforderungen sicherer Netzfürhrung" und der "Vermeidung von Inc-Dec-Gaming" ist die Bewertung vergleichbar mit der Variante „Langfristige Leistungsangebote“. Folglich wird die Umsetzung der kombinierten Variante favorisiert. Abbildung 7 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen

Einstufung der Kriterien				
mit Ausschlusswirkung bei zu negativer Bewertung				
Sonstige Kriterien				
	Bewertungskriterien	Langfristige Leistungspreise	Kurzfristige Arbeitsangebote	Kombinierte Variante
Gruppe 1: „Sicherheits-Kriterien“	▪ Kompatibel zu Anforderungen sicherer Netzfürhrung (ÜNB + VNB)			
	▪ Vermeidung Fehlanreize / Abwägung mit anderen Strommärkten („Gaming“)			
	▪ Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht			
Gruppe 2: „Potential-erschließung“	▪ Kompatibilität zu (kostenbasiertem) RD 2.0			
	▪ Statische Effizienz (innerhalb Gesamt -RD)			
	▪ Marktgröße vs. Transaktionskosten			
	▪ Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien			
	▪ Aufwand und Attraktivität für Marktteilnehmer			
	▪ Dynamische Effizienz			

Abbildung 7: Aggregierte Bewertung anhand der Ergebnisse des Stakeholder-Workshops

In der kombinierten Variante können Flexibilitäten, für die das Modul der „langfristigen Leistungsangebote“ unattraktiv oder unpraktikabel wäre, durch kurzfristige Arbeitsangebote angesprochen werden. Das Risiko von Inc-Dec-Gaming-Verhalten kann in diesem Fall durch entsprechende Instrumente beherrscht werden. Besteht ein Inc-Dec-Gaming-Risiko weiterhin, können sie Flexibilitäten über langfristige Leistungsangebote in den Redispatch-Prozess integriert werden.

Um weitere Flexibilitätspotenziale für Redispatch zu erschließen, sollte daher neben der Einführung eines marktbasierten Mechanismus mit langfristigen Leistungsangeboten parallel ein Mechanismus mit kurzfristigen Arbeitsangeboten eingeführt werden. Aufgrund des höheren Gaming-Risikos sollte letzteres einschließlich Instrumenten zur gezielten Eindämmung von Inc-Dec-Gaming erprobt werden.

³⁹ Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines Stakeholder-Workshops über eine Abstimmung validiert. Die Liste der zum Workshop eingeladenen Organisationen finden sich in Anhang D. Workshop-Teilnehmer:innen der BNetzA haben sich bei der Abstimmung enthalten.

4 Ausgestaltung des Zielmodells

Das in Kapitel 3 identifizierte Zielmodell wird nachfolgend insbesondere hinsichtlich der damit verbundenen Redispatch 3.0-Prozesse beschrieben (Unterkapitel 4.1). Anschließend werden in Unterkapitel 4.2 Produktdesign-Aspekte andiskutiert, welche als Basis für eine weiterführende Ausgestaltung des Zielmodells dienen können. Als Grundlage für weitere Untersuchungen und Handlungsempfehlungen wird in Unterkapitel 4.3. das Inc-Dec-Gaming thematisiert. Unterkapitel 4.4 diskutiert die Aggregation kleinteiliger, dezentraler Flexibilitäten und Unterkapitel 4.5 fasst ausgewählte technische Anforderungen an die Flexibilitäten zusammen.

4.1 Technisch-prozessuale Umsetzung des Redispatch 3.0

Die in Abschnitt 3.2.4 und 3.2.5 vorgestellten marktlichen Mechanismen „Kurzfristige Arbeitsangebote“ und „Langfristige Leistungsangebote“ der kombinierten Variante weisen verschiedene Anforderungen bezüglich der Integration in die Redispatch 2.0 Prozesse auf.

Grundsätzlich kann das kombinierte Redispatch 3.0-Modell sehr gut mit den Redispatch 2.0-Branchenprozessen harmonisiert werden – die Einführung von marktbasierenden Mechanismen steht daher nicht im Widerspruch zu den bisherigen Prozessen und dürfte primär zur Ausdehnung der Neuerungen des Redispatch 2.0 (Netzbetreiberkoordinationskonzept, Netzzustandsanalyse und Redispatch-Dimensionierung) auf weitere Flexibilitäten führen.

Dies wird nachfolgend anhand von Abbildung 8 erläutert. Hier sind schematisch die Prozesse und Interaktionen zwischen den betroffenen Rollen sowie deren zeitliche Abhängigkeiten dargestellt. Der Mechanismus der langfristigen Leistungsangebote geht mit der Abgabe von Angeboten im Vorfeld des Clearings an den Spotmärkten einher. Kurzfristige Arbeitsangebote können im Gegensatz dazu in etwa zeitgleich zur Übermittlung der Planungsdaten von Redispatch 2.0-Ressourcen durch deren EIVs übermittelt werden.

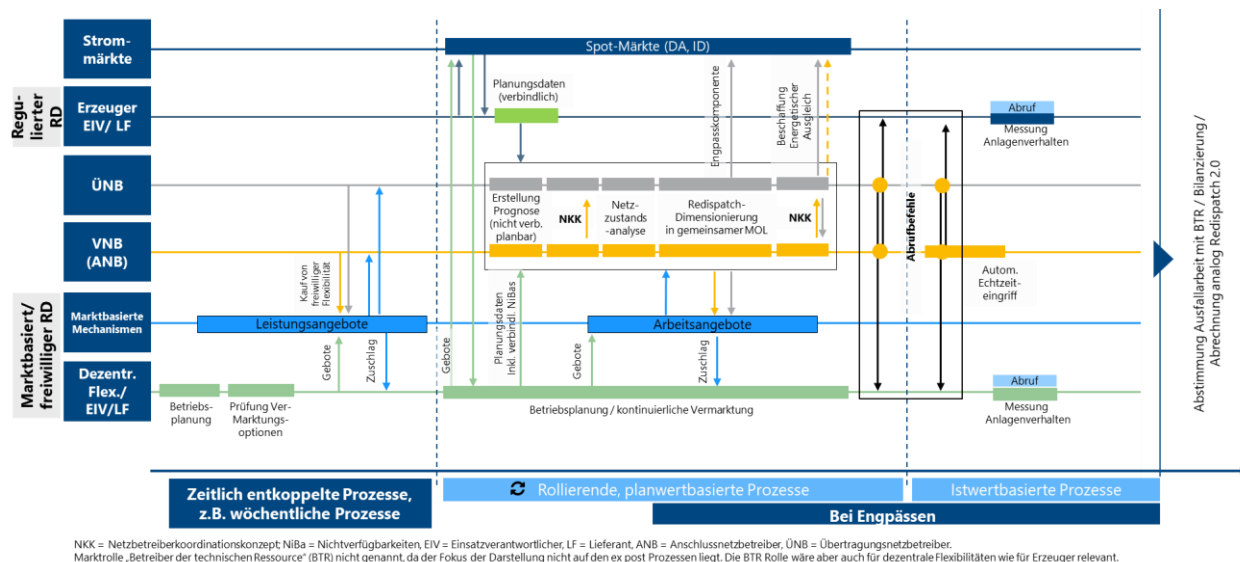


Abbildung 8: Darstellung der prozessualen Integration von kosten- und marktbasierendem Redispatch auf Basis der aktuellen Redispatch 2.0 Prozesse

Anmerkung zur Abbildung 8: Aggregatoren können die Rollen der unteren Akteursschiene („Dezentraler Flex./EIV/LF“)⁴⁰ gebündelt übernehmen. Zudem ist die Beschaffung des energetischen Ausgleichs alternativ zur Beschaffung über die Börse auch über die Auswahl geeigneter entgegengesetzter Redispatch-Maßnahmen möglich.

⁴⁰ Einsatzverantwortlicher (EIV), Lieferant (LF)

Fahrplanabgabe vs. Gebotsabgabe. Für den Fall, dass Anschlussnetzbetreiber (ANB)⁴¹ auf den unteren Netzebenen der Nieder- oder Mittelspannung absehbar keine eigenen Engpässe erwarten, haben diese NB keinen Bedarf für Fahrpläne auf SR-Ebene. In diesem Fall sollte hier eine pragmatische Lösung gefunden werden, welche die Meldung von Fahrplänen auf SR-Ebene obsolet macht.

Bei der Ausgestaltung der Prozesse bleibt zu diskutieren, ob Marktteilnehmer:innen zyklisch Fahrpläne bspw. auf SR- oder Pool-Ebene abgeben, unabhängig davon, ob sie aktuell ihre Flexibilität vermarkten wollen oder nicht⁴². In einem rollierenden Planungsprozess würden Anbieter:innen folgende Meldungen zu entsprechenden Zeitpunkten machen:

- Im Modul langfristige Leistungsangebote würden nach Bezuschlagung für die jeweilige Lieferperiode entsprechende RDV gemeldet. Eine „Nichtverfügbarkeitsmeldung“ würde entsprechend durch Nullmeldung der RDV umgesetzt. Die Meldung der Fahrpläne innerhalb der Lieferperiode würde auf Viertelstundenbasis geschehen. Bei jeder Änderung des Fahrplans wäre eine Aktualisierung zu melden, mindestens aber eine Fahrplanmeldung pro Tag analog zu Redispatch 2.0 bzw. der Betriebsplanungsprozesse.
- Im Modul kurzfristige Arbeitspreise würden Anbieter nur RDV größer Null melden, wenn Sie ihre Flexibilität anbieten wollen.

Um eine verlässliche Planungsgrundlage für die Ermittlung der Vergütung zu erhalten, sollte geprüft werden, inwiefern einmal gemeldete RDV-Meldungen nachträglich angepasst werden dürfen.

Flexibilitätsnutzung nicht nur für Redispatch. Abbildung 8 zeigt im unteren Bereich („Dezentrale Flexibilitäten/EIV/LF“), dass die Betriebsplanung der lastseitigen Flexibilitätsanbieter:innen und die Prüfung der Vermarktungsoptionen weiterhin möglich und gewollt ist. D.h. ein Aggregator kann sich entsprechend allen Vermarktungsoptionen optimieren. Anhand der Abbildung wird in diesem Kontext nochmals der Unterschied der beiden Module sichtbar: Während bei kurzfristigen Arbeitsangeboten erst kurzfristig unter geringerer Unsicherheit die Vermarktungsentscheidung getroffen wird und die Kosten als Arbeitsangebote bspw. leicht mit denen der Spot-Vermarktung vergleichbar sind, muss im Modul langfristige Leistungsangebote schon im Vorfeld und damit unter größerer Unsicherheit die Prüfung der Vermarktungsoption Redispatch erfolgen.

Abrufe. Im Redispatch 2.0 können Abrufe prinzipiell je nach Wahl des EIVs/Aggregators im Aufforderungs- oder im Duldungsfall erfolgen. Sinnvollerweise erfolgt die Steuerung der kleinteiligen Anlagen jedoch durch den EIV, der eine verbindliche Aufforderung zum Regeln vom Netzbetreiber erhält. Im Rahmen weiterer Untersuchungen sollte zudem geprüft werden, ob für Redispatch 3.0 Prozesse geschaffen werden können, die eine Übermittlung des Abrufes auf Pool-Ebene, ggf. unter Vorgabe der Aufteilung auf verschiedene unterlagerte ANB durch den direkt vorgelagerten Netzbetreiber, ermöglichen.

NKK-Prozesse weiterhin nutzbar. Die Prozesse des Redispatch 2.0, die gerade in der Branche etabliert werden, können nach bisheriger Einschätzung weitestgehend beibehalten werden. Insbesondere Beschränkungen der Flexibilität bzw. Beschaffungsvorbehalte können entsprechend genutzt werden. Auch die NB-internen Prozesse der NZA und der RDD müssten nicht geändert

⁴¹ Häufig ANB = anweisender Netzbetreiber.

⁴² Dies könnte in den Bedingungen für eine Teilnahme am marktbasierten Redispatch festgelegt werden. Der prozessuale Zusatzaufwand durch wiederkehrende Fahrplanabgabe für Marktteilnehmer:innen könnte dann begrenzt ausfallen, wenn die Fahrplanabgabe durch den EIV ein automatisierter Prozess wird. Der Fahrplan könnte unabhängig davon, ob Aggregatoren oder Vermarkter großer lastseitiger Flexibilitäten ihre Flexibilität gerade für Redispatch vermarkten oder nicht – d.h. ein positives oder negatives RDV bzw. negatives wärmegebundenes wRDV melden – abgegeben werden. Der Vorteil einer generellen Übermittlung unabhängig von der Platzierung eines Gebots könnte darin liegen, dass das Verhalten der neuen Flexibilitäten wie WP und EVs bei der Ermittlung des Redispatch-Bedarfs berücksichtigt werden könnte. Dies wäre mit anderen Ansätzen abzuwägen.

werden. Die Prozesse könnten bei der vorgeschlagenen Weiterentwicklung zu Redispatch 3.0 weitergeführt werden und um neue Prozesse und Flexibilitäten ergänzt werden.

Besonderheit bei langfristigen Leistungsangeboten. Langfristige Leistungsangebote haben die Besonderheit, dass kalkulatorische Preise für die kontrahierten Potenziale gebildet werden müssen. Wie in [13] diskutiert, könnte dies im einfachsten Fall durch eine Division der Leistungspreise mit der maximalen zugesicherten Abrufanzahl erfolgen. Ein Einbezug dieser Abrufentschädigungskosten ist sinnvoll, um die tatsächlichen Kosten des Abrufes abzubilden, um diese in eine RD-MOL eingliedern zu können. Bei der Ermittlung der Abrufentschädigung sollte ein hoher Automatisierungsgrad angestrebt werden, um den Aufwand bei den Akteuren zu begrenzen und die Marktattraktivität nicht unnötig einzuschränken.

4.2 Produktdesign im Redispatch 3.0

In diesem Unterkapitel werden Ideen für das Produktdesign beschrieben und im Kontext der vorgeschlagenen marktlichen Mechanismen des Redispatch 3.0 diskutiert.

4.2.1 Langfristige Leistungsangebote

Abruflimitation. Einschränkungen der Anlagenvermarktung durch die Teilnahme am Redispatch 3.0 können zu unerwünscht höheren (oder niedrigeren) Geboten am Spotmarkt führen. Um dies zu verhindern, kann durch Netzbetreiber eine Limitierung der Abrufanzahl vorgesehen werden (Abruflimitation). Wie in Abschnitt 3.2.5 beschrieben, ist eine Abruflimitation für einige der lastseitigen Flexibilitäten aufgrund möglicher Verzerrungseffekte nicht oder nur eingeschränkt darstellbar. Es erscheint sinnvoller, bspw. bei einer festgelegten Ausschreibedauer eine maximale Abrufanzahl pro festgelegtem Zeitintervall festzulegen. So könnten Aggregatoren für größere EV- oder WP-Cluster grundsätzlich einen wahrscheinlichen Bedarf an Bezugsleistung pro Woche kalkulieren⁴³. Folglich kann die Anzahl der möglichen Abrufe (pro Tag) kalkuliert werden, die ohne Einfluss auf den Komfort der Asset-Owner durchführbar sind.

Differenzierung der Vorlaufzeiten. Bei langfristigen Leistungsangeboten ist zu prüfen, ob eine zeitliche Differenzierung der Vorlaufzeiten der „Nichtverfügbarkeitsmeldungen“ (vgl. Unterkapitel 3.2.5 für die Begriffsklärung in Abgrenzung zu Fahrplänen) innerhalb des Erbringungszeitraums je nach Technologie und Aggregationsgrad notwendig ist. Beispielsweise erscheint es praxisfern, dass EV-Aggregatoren die „Nichtverfügbarkeiten“ auf Fahrzeug-Ebene mehrere Tage im Voraus melden können.

4.2.2 Kurzfristige Arbeitsangebote

Fixierung der minimalen Vorlaufzeit. Um die Planbarkeit für die Netzbetriebsführung sicherzustellen, ist die Einführung einer minimalen Vorlaufzeit für die Abgabe der Gebote⁴⁴ notwendig. Eine **minimale Vorlaufzeit**, die etwas länger vor dem Engpasszeitpunkt liegt, erhöht die Aussagekraft der NZA und der RDD im Vorfeld des Engpasses für alle betroffenen Netzbetreiber, wenn es zwischen dem Zeitpunkt des Beginns der minimalen Vorlaufzeit und dem Engpass ein rollierendes, bspw. viertelstündliches Update für den Engpasszeitpunkt gibt. Nach der RDD erhalten die EIVs und Lieferanten der Redispatch 3.0 Flexibilitäten (analog Redispatch 2.0) Updates der Fahrpläne und damit Updates über die Änderungen des geplanten Abrufs ihres Anlagenpools von den Netzbetreibern. Melden die lastseitigen Flexibilitäten im Modul der kurzfristigen Arbeitsangebote ihre Fahrpläne inkl. RDV-Information erst spät, könnte dies zu größeren Änderungen der geplanten Abrufe führen, da sich die Ergebnisse von NZA und RDD entsprechend ändern können. Umgekehrt ist eine **kurze minimale Vorlaufzeit** vorteilhaft für die Flexibilitätsanbieter:innen, da dies die Freiheitsgrade der Vermarktungsoptimierung erhöht.

Bei Einführung dieses marktbasierenden Mechanismus könnte zunächst mit einer hohen minimalen Vorlaufzeit von mehreren Stunden bis wenigen Tagen begonnen werden. Dies vereinfacht die

⁴³ Anhand typischer Verbrauchsprofile.

⁴⁴ Analog zu Meldungen von RDV > 0 und Abgabe Kostenblatt im Redispatch 2.0.

Erprobung und erhöht die Chancen eines zuverlässigen Baseline-Monitorings (Definition s. Anhang C) zur Reduktion des Inc-Dec-Gaming Risikos durch verbesserte Beobachtbarkeit. Allerdings erhöht eine kurze minimale Vorlaufzeit die Planbarkeit für die Aggregatoren. Sollte sich daher bei der Erprobung herausstellen, dass eine kürzere minimale Vorlaufzeit prozessual und vor dem Hintergrund des Instrumentes zur Begrenzung des Inc-Dec-Gaming-Risikos siehe Kapitel 4.3 umsetzbar erscheint, kann diese entsprechend verkürzt werden.

4.3 Diskussion zur extrinsischen Vermeidung von Gaming

Zentrale Herausforderung bei kurzfristigen Arbeitsangeboten ist die extrinsische Vermeidung von Inc-Dec-Gaming-Anreizen. Ein mögliches Instrument zur Beherrschung bzw. Minimierung dieser Anreize ist ein weiterentwickeltes Baseline-Monitoring inkl. entsprechender Sanktionsmechanismen. Wesentliche Elemente zur Weiterentwicklung des bisher z. B. in [15] diskutierten Baseline-Monitorings ist dabei die Umkehrpflicht der Beweislast beim Verdacht von Gaming,

Das in Anhang C erläuterte Prinzip des Baseline-Monitorings besteht grundsätzlich darin, die Fahrpläne einzelner Anlagen, welche Flexibilität bereitstellen, im Nachhinein dahingehend zu überprüfen, ob diese mit einem „erwartbaren“ Verhalten unter der Randbedingung der fehlenden Antizipationsmöglichkeit von Engpässen, der sogenannten Baseline⁴⁵, übereinstimmen. Systematische Abweichungen zwischen der Baseline und den von den Flexibilitätsanbietern gemeldeten Fahrplänen lassen auf ein Optimierungskalkül unter Berücksichtigung der Vermarktungsoportunitäten des marktbasierten Redispatch 3.0-Mechanismus schließen. Ein solches Verhalten ist unerwünscht und wird entsprechend sanktioniert, um Anreize für dieses Verhaltens entgegenzuwirken.

In der Praxis ergeben sich daher folgende Herausforderungen für das Baseline-Monitoring

1. Die Möglichkeit zur Manipulation der „Schätzbarkeit“ der Baseline, z.B. durch Integration von stochastischer Verzerrung in die abgegebenen Fahrpläne. Dies bedeutet, dass die Gebote am Spot-Markt der am Redispatch 3.0-Mechanismus "Kurzfristige Arbeitsangebote" teilnehmenden Flexibilitäten bewusst mit einer Zufallskomponente aufgeschlagen werden. Ziel dieses Vorgehens wäre es, die Baseline schlechter bestimmbar zu machen, da die Zufallskomponente die Gebotssystematik schwerer erkennbar macht. Allerdings kann dieses Vorgehen bei den teilnehmenden Flexibilitäten auch zu echten Verlusten führen, weshalb in der Praxis innerhalb der Erprobungsphase untersucht werden sollte, inwiefern dieses Verhalten tatsächlich ein reales Problem darstellt.
2. Die (begrenzte) Schätzbarkeit der Baseline an sich, insbesondere aufgrund fehlender oder schlecht prognostizierbarer relevanter Inputfaktoren oder aufgrund limitierter Kenntnis ebendieser Faktoren, welche in die Ausprägung des Fahrplans einfließen. Wird beim Baseline-Monitoring ein Ansatz gewählt, der versucht, die Optimierungsfunktion zu schätzen, so dürften z. B. bei Regressionsansätzen die Inputfaktoren für diese Schätzung nötig sein. Inwiefern diese in der Praxis vorliegen, wäre im Rahmen einer Erprobungsphase zu prüfen.
3. Der Transaktionskostenaufwand, insofern die Prozesse nicht zu einem sehr hohen Grad automatisierbar sind, stellt eine weitere potenzielle Herausforderung dar. Da ein hoher

⁴⁵ In der vorliegenden Studie wird die folgende Definition für „Baseline“ verwendet: Die Baseline einer Anlage entspricht dem Fahrplan einer Anlage, die diesen unter Ausschluss der Antizipationsmöglichkeit einer Redispatch-Maßnahme bzw. eines Engpasses aufweisen würde bzw. welcher auf Basis von zum Erstellungszeitpunkt bekannten Einflussfaktoren optimiert wurde. Dabei kann die Baseline von verschiedenen Einflussfaktoren, wie dem Verbrauchsmuster eines angeschlossenen originären Verbrauchers, dem aktuellen Strompreis, oder den Vermarktungsmöglichkeiten abhängen. Die Baseline ist nach dieser Definition also der Fahrplan, der sich unter Anwendung der Optimierungsfunktion der Flexibilität ohne Möglichkeit der Antizipation eines Engpasses und unter ansonsten gleichen Randbedingungen einstellen würde.

Automatisierungsgrad Grundvoraussetzung des Baseline-Monitorings ist, dürfte dieser Punkt in der Praxis nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Diese Probleme machen den Nachweis von Inc-Dec-Verhalten in der Praxis sehr komplex. Daher könnten die Regeln für kurzfristige Arbeitsgebote derart angepasst werden, dass die Nachweispflicht für Abweichungen bei dem/den Flexibilitätsanbieter:innen und nicht bei der das Baseline-Monitoring durchführenden Entität liegt. So wäre eine Beweislastumkehr⁴⁶ inkl. eines Suspendierungs-Automatismus⁴⁷ denkbar, der bei mehrfachem Auftreten einer größeren Abweichung des gemeldeten Fahrplans von der Baseline im Angesicht der Antizipationsmöglichkeit eines Engpasses greift. Hierfür wäre ein empirischer Beleg für eine Korrelation von Fahrplan-Baseline-Abweichung und Marktmanipulation zu erbringen.

Der Ansatz der Beweislastumkehr könnte den Gaming-Anreiz reduzieren und sich somit vorteilhaft auswirken: Zum einen verliert der/die Flexibilitätsanbieter:innen im Fall einer Marktsuspension die Chance auf Zusatzerlöse durch die Vermarktung auf dem Redispatch-Markt. Zum anderen werden die Transaktionskosten (zumindest) anteilig auf ihn verlagert und bei nicht erfolgreicher Entlastung besteht zudem die Möglichkeit der weiteren Sanktionierung. Eine mögliche Beweislastumkehr stellt für die Anbieter einen zusätzlichen Mehraufwand dar, der einen Anbieter von einer Teilnahme am Redispatch-Markt abhalten könnte. Zudem müssten verschiedene Ansätze für die Erbringung des Nachweises einer korrekten Fahrplanübermittlung verifiziert werden. Dies kann aufwändige Einzelfallprüfungen nach sich ziehen, was letztendlich für eine Standardisierung des Vorgehens im Rahmen der Beweislastumkehr spricht.

Fazit. Die Beweislastumkehr im Fall des marktbasierten Redispatch-Mechanismus „Kurzfristige Arbeitsangebote“ stellt eine grundsätzlich denkbare Option zur Eindämmung dar, sofern Inc-Dec-Gaming-Anreize über ein Baseline-Monitoring eingedämmt werden sollen. Bereits im Vorfeld der Teilnahme wird festgelegt, unter welchen Voraussetzungen ein Ausschluss wegen Inc-Dec-Gaming (-Verdacht) erfolgt. Dies führt zudem zu einer proaktiven Ausschlussmöglichkeit von Verdächtigten und damit zu verringerten Gaming-Anreizen. Die Herausforderung, eine hinreichend gute Baseline zu schätzen und die Kriterien genau zu definieren bleibt jedoch. Entsprechend sollte dies im Rahmen des Erfahrungsgewinns bei einer möglichen Erprobungsphase der kurzfristigen Arbeitsgebote weiter untersucht werden.

4.4 Aggregation kleinteiliger, dezentraler Flexibilitäten im Redispatch 3.0

Wie in Anhang C dargelegt gibt es im Redispatch 2.0 unterschiedliche Bilanzierungsmodelle, speziell das Planwert- und das Prognosemodell. Nur im Planwertmodell sind die vom EIV erstellten Fahrpläne auch bilanzierungs- und abrechnungsrelevant. Im Prognosemodell kann der ANB die Betriebsweise und somit den Fahrplan⁴⁸ der Redispatch-Ressourcen nicht genau prognostizieren. Die abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Ausfallarbeit wird ex-Post bestimmt.

Im heutigen Redispatch 2.0 gibt es für Anlagen kleiner 10 MW bislang keine Vorgabe für Speicher, das Planwertmodell verbindlich zu nutzen. Ebenso wenig ist das Planwertmodell an sich (Stand August 2022) im Redispatch 2.0 nutzbar [16]. Weiterhin können die Netzbetreiber die von ihnen im Prognosemodell zu übermittelnden Planungsdaten von Speichern mangels Kenntnis der Betriebsweise i.d.R. nicht genau abschätzen.

Ebenso wenig ist entsprechend ein positives oder negatives RDV durch den Netzbetreiber bestimmbar. Selbst wenn mit aufwendigen Verfahren versucht werden würde, die theoretische

⁴⁶ Die Beweislastumkehr könnte bspw. über eine notwendige Teilnahmebedingung am marktbasierten Redispatch-Mechanismus „Kurzfristige Arbeitsangebote“ verpflichtend gemacht werden.

⁴⁷ Bspw. eine Suspension vom Marktgeschehen bis zur erfolgreichen Erbringung des Nachweises, dass keine Manipulation des Fahrplans stattfand.

⁴⁸ Dies ist kein an der Strombörse o.ä. gehandelter Fahrplan. Der Begriff Fahrplan bezieht sich hier auf die Erstellung der geplanten Einspeisung innerhalb des „PlannedResourceDocument“ (Planungsdaten).

Einspeisung auf einem niedrigen Aggregationslevel, also je TR oder SR, zu bestimmen, dürfte dies kaum gelingen, da das Nutzerverhalten (z. B. spontanes Losfahren bei EV, stochastischer Warmwasserverbrauch bei Wärmepumpen, etc., ...) auf individueller Ebene nicht hinreichend genau prognostizierbar ist. Die bilanzierungs- und abrechnungsrelevante Ausfallarbeit von Flexibilitäten außerhalb reiner Erzeugungsanlagen ist also über das Prognosemodell nicht adäquat bestimmbar und würde zu einem Risiko für die Systembilanz führen. Daher ist das Planwertmodell für Redispatch 3.0 Flexibilitäten besser geeignet.

Ein Prozess analog zum Planwertmodell im Redispatch 2.0 ist für Flexibilitäten im Redispatch 3.0-Mechanismus besser geeignet. Eine alleinige Vorgabe des Planwertmodells für kleinteilige, dezentrale Flexibilitäten erscheint jedoch nicht ausreichend zu sein, um viele Millionen WP, EV und andere kleinteilige, dezentrale Flexibilitäten in den Redispatch zu integrieren. Grund hierfür ist die erwartbar hohe Varianz zwischen erwartetem und tatsächlichem Nutzerverhalten. Abweichungen im Planwertmodell zwischen den ex ante bestimmten Fahrplänen und den ex post gemessenen IST-Messwerten führen jedoch zu unerwünschten Bilanzkreisungleichgewichten. Daher scheint es notwendig, die Vorgaben des Planwertmodells auf die Ebene des Pools eines EIVs zu heben und dabei ggf. auch verschiedene möglichen Ursachen für Bilanzkreisungleichgewichte (Stochastische Effekte bei geringer Anzahl Anlagen, Prognosefehler, fehlende Reaktionen auf Steuersignale) zu adressieren. Dies wird nachfolgend diskutiert.

In den heutigen Prozessen zum Redispatch 2.0 kann der anfordernde NB (anfNB) bei Abrufen von Clustern den energetischen Ausgleich im Vorfeld auf Basis des aggregierten Fahrplans beschaffen. Bilanziell sieht dies anders aus: Während bei Abrufen von SR der bilanzielle Ausgleich ex ante mit dem Bilanzkreisverantwortlichen vorgenommen werden darf, ist dies bei Clustern anders. Zwar wird der Cluster vom anfNB abgerufen, der bilanzielle Ausgleich erfolgt aber auf Basis der im Cluster enthaltenen Flexibilitäten und damit auf SR-Ebene. Falls diese Flexibilitäten verschiedene Bilanzkreise haben, kann kein Netting-Effekt genutzt werden. Vereinfacht gesprochen würde dies bedeuten, dass Aggregatoren nur für eine hinreichende Güte der Prognose ihres Pools, nicht aber für die Prognosegüte jeder SR garantieren können müssen.

Denkbar ist im Kontext des Redispatch 3.0 daher, dass die Aggregation der RDV auf höheren Netzebenen anders abläuft als im heutigen Redispatch 2.0. Im heutigen Redispatch 2.0 wird ein Bottom-up-Ansatz zur Bestimmung der RDV genutzt. So werden die verschiedenen RDV von Clustern additiv unter Berücksichtigung der Sensitivitäten auf die Netzverknüpfungspunkte der vorgelagerten Netzbetreiber bestimmt. Da die Fahrpläne auf dem niedrigeren Aggregationslevel der SR für Erzeugungsanlagen und insbesondere solche ≥ 100 kW i.d.R. gut bestimmbar sind, ist dieser Ansatz praktikabel. Die fehlerhaft bestimmten RDV innerhalb eines Clusters gleichen sich hinreichend aus.

Dies wird bei den kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten auf nachgelagerten Netzebenen maßgeblich anders sein, da diese stark mit dem Nutzerverhalten variieren und eine aktive Teilnahme an (Redispatch-)Märkten allenfalls als sekundäres Einsatzfeld sehen. Der Aggregator muss das RDV mit stochastischer Verlässlichkeit je Pool melden können. Nur diese Meldung des Fahrplans auf Pool-Ebene wäre entsprechend den Vorgaben des heutigen Planwertmodells verbindlich. Dazu müsste jeder EIV innerhalb eines Clusters vom Netzbetreiber informiert werden, welche seiner SR in diesem Cluster sind. Diese SR wären dann der Pool des EIVs innerhalb dieses Clusters. Unbeschadet dieser Variation ist der VNB weiterhin für die Übermittlung einer aggregierten Sensitivitätszeitreihe für den einem Netzknoten zuordenbaren Anlagenpool zuständig.

Die Nutzung des Planwertmodells für kleinteilige, dezentrale Flexibilitäten erscheint aus den o.g. Gründen zwingend erforderlich. Allerdings kann die adäquate Umsetzung der Themenfelder Aggregation und der Umgang mit Bilanzierung, Abrechnung und Adaption des RDV im Aggregationsprozess ein sehr komplexes Themenfeld darstellen. Dies zeigen auch die bisherigen Herausforderungen bei der Umsetzung von Redispatch 2.0. Daher sollte hier die Implementierung so weit wie möglich konkretisiert werden.

Exkurs: Sonderfall Elektrolyseur mit Ausspeisung in Gas- bzw. Wasserstoffnetz.

Aus Sicht der Autor:innen könnten Elektrolyseure mit Einspeisung in ein Gas- oder H₂-Netz künftig einen Anwendungsfall für eine kostenbasierte Integration „großer Lasten“ in den Redispatch darstellen (vgl. Anhang B zu den Begriffen). Hierfür wäre die Voraussetzung, dass zukünftig „auf beiden Seiten“ dieser Power-2-X-Anlage liquide Märkte gegeben sind. Anders als bei Stromspeichern, deren Kosten durch den Eingriff in die Vermarktungsoportunitäten deutlich schwieriger bestimmbar sind, ist der (nötige) Spread zwischen Strom- und (zukünftigem) Wasserstoff-Markt zur gleichen Zeit anhand des Wirkungsgrades der Anlage bestimmbar. Falls weiterhin keine Einspeiserestriktionen auf Gasnetz- bzw. H₂-Seite für Elektrolyseure vorliegen, könnten die erwarteten Kosten (über Preisindizes der Märkte) ermittelt werden. Inwiefern dies jedoch praktikabel umsetzbar ist, bleibt Gegenstand weiterer Untersuchungen.

4.5 Technische Anforderungen

In diesem Unterkapitel werden ausgewählte Punkte aufgeführt, die bei der Umsetzung des Redispatch 3.0 zu beachten sind.

Für die Integration kleinteiliger, dezentraler Flexibilitäten in ein Redispatch 3.0 müssten die geltenden Regelungen des Redispatch 2.0 bezüglich der Anforderung an die Steuerungstechnik auf kleinere Anlagen ausgedehnt und ggf. angepasst werden. Umsetzungsoptionen werden aktuell bereits im Kontext der SMGW-Infrastruktur und in parallelen Forschungsprojekten adressiert (vgl. z. B. [18]). Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass die Erfahrungen von Redispatch 2.0 gezeigt haben, dass bei Anlagen < 1 MW in der Regel Steuerungstechnik verbaut ist, die defacto nur ein Abregeln der Anlagen, jedoch kein Hochregeln erlauben. Angesichts des Ziels der Deckung des Bedarfs an positivem Redispatch bedarf es daher für die dezentrale Flexibilität neuer Lösungen, die eine Lastverschiebung ermöglichen.

Der Umgang mit den Füllstandsrestriktionen von Speichern oder Energierestriktionen bei verschiebbaren Lasten stellt neben der Kostenbestimmung eine Herausforderung für die praktikable Einbeziehung der kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten im Rahmen des Redispatch 2.0 dar. Dieses Thema sollte durch Aggregatoren adressiert werden.⁴⁹

- Die Übermittlung des aktuellen Füllstands, kurz SoC (“State of Charge”), ist nach BK6-20-061 zwar vorgesehen, praktisch fehlt bislang jedoch ein definierter Weg zur Übermittlung von Echtzeitdaten. Zudem stellt sich die Frage des Umgangs mit Füllstandsrestriktionen bei Clustern, die damit verbundene Rechenzeit für den NB, um die zeitschrittübergreifender RDD zu bestimmen. Auch dürften die genauen Speichereigenschaften häufig unbekannt sein. Folglich erscheint die Berücksichtigung von Füllstandsrestriktionen durch NB wenig erstrebenswert.

⁴⁹ Die aktuell noch verfügbare Speicherkapazität begrenzt die Dauer eines negativen Redispatch-Abrufes. Umgekehrt begrenzt der aktuelle SoC die Dauer eines positiven Redispatch-Abrufes im Falle einer Ausspeicherung. Die Abrufdauern können zudem noch weiter begrenzt werden, falls Speichervolumina für Regelleistung vorgehalten werden müssen. Dies ist aktuell bei kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten nicht der Fall, mittelfristig jedoch durchaus vorstellbar.

- Die Alternative ist die Berücksichtigung der Füllstandsrestriktionen durch den Aggregator. Es läge dann in der Verantwortung des Aggregators, das RDV zu erstellen. Aggregiert könnten zudem die Potenziale besser gegen Unsicherheit abgesichert werden. Zwar würde eine zusätzliche Übermittlung des SoC an die NB zusätzliche Transaktionskosten verursachen, die Aggregatoren erhalten die Informationen zum SoC zwangsläufig, um verschiedene Vermarktungsoportunitäten darzustellen (vgl. Kriterium „Aufwand und Attraktivität für Marktteilnehmer:innen“ in Unterkapitel 3.1).

5 Einbettung des Zielmodells in den regulatorischen Rahmen

Nachfolgend sind die abgeleiteten Handlungsempfehlungen des separat veröffentlichten juristischen Gutachtens [6] zum regulatorischen Rahmen im Kontext der Nutzung kleinteiliger, dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch nach geltendem Recht und de lege ferenda dargestellt:

Um kleinteilige dezentrale Flexibilitäten in ein integriertes Redispatch-Modell aus Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie Verbrauchseinrichtungen einzubinden, besteht umfassender Handlungsbedarf:

1. § 13a EnWG ist um Regelungen zur marktbasierten Beschaffung und Vergütung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten sowie zum bilanziellen Ausgleich nach Abs. 2 zu ergänzen.
2. Die Festlegungskompetenzen der BNetzA nach § 13j Abs. 1 EnWG sind zu ergänzen, so dass der Redispatch 3.0 erfasst wird. Zusätzlich sollte eine Festlegungskompetenz der BNetzA in § 13j EnWG für Regeln zur Bildung einer gemeinsamen MOL aller Redispatch-Ressourcen gebildet werden.
3. Innerhalb eines hybriden Zielmodells aus Redispatch 2.0 und Redispatch 3.0 sind je nach Charakteristik der Redispatch-Ressourcen Differenzierungen zu prüfen, soweit diese auf unterschiedlichen Voraussetzungen der technischen Machbarkeit (i.S.v. Art. 13 Abs. 1 EBMV) oder auf Effizienz- und Praktikabilitätsabwägungen basieren. Insbesondere ist dabei Zuordnung der Redispatch-Ressourcen zum marktbasierten bzw. nicht marktbasierten Redispatch zu prüfen.
4. Die freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) der ÜNB zum Redispatch sind um den Redispatch 3.0 zu ergänzen, so dass die gleichberechtigte Behandlung der Kosten des Redispatches für lastseitige Flexibilitäten im Allgemeinen und kleinteilige dezentrale Flexibilitäten im Speziellen als dauerhaft nicht beeinflussbar nach § 11 Abs. 2 Sätze 2 und 4 ARegV gewährleistet ist. Hierfür bietet sich die im Hinblick auf § 32 Abs. 1 Nr. 4 2. Halbsatz und § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV ohnehin erforderliche Neufassung der FSVen für die vierte Regulierungsperiode Strom (2024-2028) an.

Insgesamt ist der gesetzliche Rahmen für die Nutzung lastseitiger Flexibilitäten derzeit von punktuellen und unsystematischen Regelungen geprägt. Notwendig ist ein ganzheitlicher Regelungsansatz, der insbesondere der wachsenden Bedeutung der kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten Rechnung trägt.

Die bestehenden gesetzlichen Regelungen⁵⁰ sollten daher im Hinblick auf Praxistauglichkeit, Wettbewerbs- und Kosteneffekte überprüft und durch eine ganzheitliche gesetzliche Konzeption ersetzt werden. Ziel sollte die volkswirtschaftlich optimale Nutzung dezentraler kleinteiliger Flexibilitäten sowie sonstiger flexibler Verbrauchseinrichtungen und Speicher durch die Marktteilnehmer unter Gewährleistung eines sicheren Netz- und Systembetriebs sein.

⁵⁰ Insbesondere die §§ 13 Abs. 6, 13i Abs. 2 EnWG und AbLaV, der §§ 13 Abs. 6b, 14a und 14c EnWG sowie die Regelungen zum Einsatz von Flexibilitäten für Systemdienstleistungen.

6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Mittelfristig ist ein Mangel an positivem Redispatch-Potenzial in Süddeutschland zu erwarten. Insbesondere dezentrale kleinteilige Flexibilitäten, aber auch lastseitige Flexibilitäten, die über einen marktbasierten Redispatch-Mechanismus (Redispatch 3.0) als Komplement zum heutigen Redispatch 2.0 integriert werden, könnten einen substanziellen Beitrag zur Behebung dieses Mangels leisten.

Nach Art. 13 Abs. 1 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung sind grundsätzlich alle Redispatch-Potenziale im Rahmen des technisch Möglichen gleichberechtigt in den Redispatch einzubeziehen. Diesen Anforderungen genügt das deutsche Energierecht bislang nur unzureichend, da in den nationalen Regelungen Verbrauchseinrichtungen nicht inkludiert sind. Zudem ist die gleichberechtigte Kostenanerkennung für den Redispatch von Verbrauchseinrichtungen durch ÜNB nach der ARegV derzeit nicht vorgesehen. Somit gibt es keinen hinreichenden Anreiz für Netzbetreiber, lastseitigen Flexibilitäts-Potenziale für den Redispatch zu heben.

Das vorgestellte Redispatch-3.0-Zielmodell enthält eine Kombination aus zwei marktbasierten Mechanismen zur Hebung dieser Potenziale: „Langfristige Leistungsangebote“ sowie „kurzfristige Arbeitsangebote“. Dabei werden die zusätzlichen marktbasierten Redispatch-Potenziale zusammen mit den Redispatch-2.0-Potenzialen in eine gemeinsame MOL⁵¹ überführt und ein diskriminierungsfreier und volkswirtschaftlich effizienter Redispatch-Abruf sichergestellt.

Eine zeitnahe Erprobung sowohl der langfristigen Leistungsangebote als auch der kurzfristigen Arbeitsangebote in einer Pilotphase ist für einen ersten Erfahrungsgewinn zielführend. Im Falle der langfristigen Leistungsangebote gilt: Sollten sich im Rahmen dieser Pilotphase keine Ineffizienzen durch die ex ante Kontrahierung der Redispatch-Potenziale nachweisen lassen, so scheint die flächendeckende Einführung regulatorisch geboten. Im Falle der kurzfristigen Arbeitsangebote sollte die Pilotphase differenzierter verlaufen. In einem ersten Schritt könnten hier ausschließlich Flexibilitäten betrachtet werden, die nicht am Spotmarkt aktiv sind und entsprechend keinen Inc-Dec Anreizen ausgesetzt sind. In einem zweiten Schritt sollten dann Instrumente zur Eindämmung der Inc-Dec Anreize für lastseitige Flexibilitäten, die auch am Spotmarkt agieren, erprobt werden. Hier könnte das Baseline-Monitoring mit Beweislastumkehr ein zielführendes Instrument sein.

Angesichts des drohenden Mangels an positivem Redispatch-Potenzial im Süden von Deutschland Ende der 2020er Jahre verbleibt wenig Zeit für die Integration der lastseitigen Flexibilitäten. Daher erscheint eine zeitnahe Erprobung der o. a. ergänzenden marktbasierten Redispatch-Mechanismen gerechtfertigt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Hochlauf dezentraler Flexibilität – im Gegensatz zu anderen Lösungen zur Redispatch-Leistungsbereitstellung – in den kommenden Jahren für andere primäre Nutzungszwecke erfolgen wird. Redispatch 3.0 bietet hier einen auf Freiwilligkeit basierenden marktlichen Ansatz, ohne die Abwägung des Flexibilitätseinsatzes für andere Vermarktungsoptionen (Spot- oder Regelleistungsmarkt) einzuschränken.

Somit können die nachfolgenden **Handlungsempfehlungen** abgeleitet werden: Die parallele Erprobung beider Mechanismen im Rahmen einer Demonstrationsphase fördert den nötigen Erfahrungsgewinn und die praxisnahe Erprobung auch von Inc-Dec begrenzenden Instrumenten. Durch das parallele Vorgehen kann die Dauer der Erschließung der Flexibilitätspotenziale begrenzt werden, wodurch ein Teil des benötigten positiven Redispatch-Potenzials rechtzeitig gehoben werden kann.

Weiterhin sollten die gewonnen Erkenntnisse aus der Redispatch 2.0-Einführung beachtet werden. So haben sich beispielsweise agile Ansätze bewährt, entwickelte Lösungen sollten für eine hohe Umsetzbarkeit möglichst praxistauglich ausgestaltet, und antizipierte Kosteneinsparpotenziale im

⁵¹ Hierbei gehen die marktbasierten Redispatch-Potenziale mit ihrem Angebotspreis in die gemeinsame Redispatch-MOL ein, die Vergütung erfolgt entsprechend Gebotspreis ("pay-as-bid"). Die letztendliche Potenzial-Auswahl berücksichtigt neben dem Angebotspreis auch die Sensitivität auf den Engpass.

Laufe der Erprobung validiert werden. Die angestrebte Einführung von Redispatch 3.0 kann hierbei losgelöst von der Redispatch-2.0-Einführung umgesetzt werden, bzw. die Integration von Redispatch 3.0 in Betriebsplanungsprozesse und Redispatch-Maßnahmendimensionierung ist nicht zwingend in der frühen Demonstrationsphase notwendig. Zudem sollten die Anreize zur Nutzung dieses Instruments für die Netzbetreiber durch die gleichberechtigte Kostenanerkennung zeitnah harmonisiert werden.

Um eine rechtzeitige Umsetzung zu ermöglichen, wird empfohlen, im ÜNB-Kreis unter Einbeziehung der relevanten Stakeholder eine Roadmap mit den folgenden parallelen Elementen zu entwickeln. Diese könnte wie folgt ausgestaltet sein:



Abbildung 9: Empfehlung der Verfolgung einer parallelisierten Roadmap zur Einführung von Redispatch 3.0

Wie Abbildung 9 zeigt, ist die Identifikation eines Zielmodells sowie der regulatorische Handlungsbedarf (Handlungsstrang 1) mit der Veröffentlichung dieser Studie abgeschlossen (Meilenstein „Erste Version Zielmodell identifiziert“). Es folgt die Erprobung des parallelisierten Ansatzes von langfristigen Leistungsangeboten (Handlungsstrang 2) sowie kurzfristigen Arbeitsangeboten (Handlungsstrang 3). Eine Konkretisierung dieses Zeitplans sollte so bald wie möglich erfolgen (Meilenstein „Folgephasen vorbereitet“). Zudem sollte die Planung agiler als bei der Einführung des Redispatch 2.0 erfolgen. Zumindest erscheint jedoch ein Planungsupdate am Übergang der Jahre 2023 bis 2026 sinnvoll. Wann immer verschiedene Umsetzungsoptionen für die marktbasierten Mechanismen untersucht werden, sollten diese regelmäßig auf Komplexität und Funktionalität der Prozesse bewertet und wenn nötig eingegrenzt werden.

Ein Prozess zur Konsultation des Konzepts durch die Branche (speziell ÜNB, VNB, Aggregatoren, Anlagen-Hersteller) sowie durch politische Akteure sollte möglichst zeitnah gestartet und bestenfalls von der BNetzA moderiert werden („Branchenprozess“ in Handlungsstrang 4). Dabei sind auch Entwicklungen auf europäischer Ebene Rechnung zu tragen: Ab voraussichtlich Frühjahr 2023 soll dort unter direkter Beteiligung der Netzbetreiber ein neuer regulatorischer Rahmen für Laststeuerung (Network Code/New Rules on Demand Response) entwickelt werden. Ziel sollte eine detaillierte Prozessbeschreibung auf einem Detaillierungslevel vergleichbar mit dem der von der BNetzA beschlossenen Kommunikationsprozesse zum Redispatch 2.0 (vgl. [19]) sein⁵². Die Anpassung des regulatorischen Rahmens (Handlungsstrang 5) sollte möglichst zeitnah beginnen und mit dem laufenden Branchenprozesses gekoppelt sein. Dabei sollte bestenfalls bereits für die Umsetzung der Pilotprojekte ab 2023 ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden, in welchem die Kosten für die Vergütung der dezentralen Flexibilität sowie für die zu entwickelnden innovativen

⁵² Auch wenn der Umfang voraussichtlich deutlich geringer sein dürfte, da viele der Prozesse weiterhin genutzt werden können, vgl. Unterkapitel 4.1.

IT-Systeme abgedeckt werden [20]⁵³. Dies könnte beispielsweise über die Ergänzung der Möglichkeit von Ausschreibungen für Pilotprojekte für dezentrale Flexibilität und insbesondere verschiebbare Lasten im EnWG §13 Abs. 1 geschehen. Bei einer Umsetzung erster regulatorischer Anpassungen Mitte 2023 kann die Zeit bis dahin für die Konkretisierung von Pilot- und Demonstrationsprojekte durch die Netzbetreiber genutzt werden.

Die Erprobung und Entwicklung der Prozesse im Rahmen der Demonstrationsphasen sollte bis ca. Ende 2024 vorangetrieben werden. Die Pilot- und Demonstrationsprojekte könnten dabei von den ÜNB und/oder durch die BNetzA initiiert werden. Eine enge Abstimmung im Handlungsstrang 4 ist notwendig, um die Einschätzung dieses Berichtes abzusichern, dass die Kosten bereits heute im Rahmen der jährlichen Anpassungen der Erlösobergrenze einbringbar sind (vgl. Punkt 9. in Kapitel 2).

Im Rahmen einer Übergangsphase könnten notwendige Anpassungen auf Basis der gewonnenen Erfahrungen im Modul der langfristigen Leistungsangebote ab 2025 durch den Start von Implementierungsprojekten und Tests bei den beteiligten Parteien umgesetzt werden. Daran anschließend kann der marktbasierte Redispatch 3.0 eingeführt werden, um neue Leistung aus lastseitiger Flexibilität für den positiven Redispatch zu erschließen. Grundsätzlich sollte der Ablauf beim Mechanismus „Kurzfristige Arbeitsangebote“ parallel verlaufen. In der Übergangsphase sind hier insbesondere solide Analysen und eine abschließende Bewertung zu ergänzen, um Möglichkeiten der Eindämmung von Inc-Dec-Gaming durch Baseline-Monitoring oder andere Instrumente zu bewerten. Etwa im Jahr 2026 könnte basierend auf diesen Untersuchungsergebnissen entschieden werden, ob bzw. für welche Technologien oder Flexibilitäten kurzfristige Arbeitsangebote im Rahmen des Redispatch 3.0 (zusätzlich) eingesetzt werden können. In einer anschließenden Umsetzungsphase gilt es, basierend auf bereits erprobten Konzepten Implementierungsprojekte für den operativen Betrieb zu starten. Spätestens hier sollte die Integration von Redispatch 3.0 in die Betriebsplanungsprozesse sowie in die Redispatch-Maßnahmendimensionierung umgesetzt werden. Dabei muss in allen Phasen sichergestellt werden, dass die organisatorischen und operativen Voraussetzungen für eine Integration der zusätzlichen Redispatch-Potenziale in die Prozesse der Netzbetreiber geschaffen werden. So können einerseits stufenweise robuste sowie operativ handhabbare Prozesse geschaffen und andererseits diese Prozesse bei den Marktteilnehmern erfolgreich etabliert werden.

⁵³ Beispielsweise über Regulatory Innovation Trial (RIT), d.h. Schaffung eines Rahmens zur Erprobung regulatorischer Änderungen sowie Pioniergeistprämie zur Finanzierung der Pilotprojekte.

ANHANG

Abbildungsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis

Literaturverzeichnis

- A. Kostenbestimmung für lastseitige Flexibilitäten
- B. Kategorisierung Flexibilitätpotenziale
- C. Begriffsdefinitionen
- D. Liste der zum Stakeholder-Workshop eingeladenen Organisationen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Illustrative Darstellung der Deckung der Bedarfe an positivem Redispatch in Süddeutschland für ein mögliches Zukunftsszenario.	2
Abbildung 2: Ökonomisches Potenzial durch Nutzung dezentraler Flexibilität für den Redispatch in Baden-Württemberg.	4
Abbildung 3: Schematische Darstellung des hybriden Zielmodells von Redispatch 2.0 und Redispatch 3.0	5
Abbildung 4: Übersicht der Bewertungskriterien für einen marktbasierten Redispatch-Mechanismus (Redispatch 3.0) als Komplement zum kostenbasierten Redispatch 2.0 in einem hybriden Zielmodell.	9
Abbildung 5: Kategorisierung konkreter Vorschläge für die Umsetzung von marktbasiertem Redispatch	12
Abbildung 6: Varianten für die Umsetzung von Redispatch 3.0 innerhalb eines hybriden Redispatch-Zielmodells	17
Abbildung 7: Aggregierte Bewertung anhand der Ergebnisse des Stakeholder-Workshops	18
Abbildung 8: Darstellung der prozessualen Integration von kosten- und marktbasiertem Redispatch auf Basis der aktuellen Redispatch 2.0 Prozesse	19
Abbildung 9: Empfehlung der Verfolgung einer parallelisierten Roadmap zur Einführung von Redispatch 3.0	29
Abbildung 10: Abgrenzung verschiedener Anlagenarten	39

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
ANB	Anschlussnetzbetreiber
anfNB	Anfordernder Netzbetreiber
BK	Beschlusskammer
BNetzA	Bundesnetzagentur
CR	Cluster Ressourcen
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EV	Elektromobile
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KI	Künstliche Intelligenz
KWEP	Kraftwerkseinsatzplan
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LF	Lieferant
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NB	Netzbetreiber
NKK	Netzbetreiberkoordinationskonzept
NZA	Netzzustandsanalyse
PV	Photovoltaik
RD	Redispatch
RDD	Redispatch-Dimensionierung
RD-MOL	Redispatch-Merit-Order-Liste
RDV	Redispatch-Vermögen
SBS	Stationäre Batteriespeicher
SG	Steuergruppe
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SoC	Speicherfüllstand / State of Charge
SR	Steuerbare Ressource
TR	Technische Ressource
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpen
wRDV	Wärmegebundenes Redispatch-Vermögen

Literaturverzeichnis

- [1] TenneT; TransnetBW; Amprion; 50Hertz, „Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zu abschaltbaren Lasten gem. §8 Abs. 3 AbLaV (29.06.2020)“, Stuttgart, Bayreuth, Dortmund, Berlin, 2020.
- [2] TransnetBW GmbH, „Incentives for investments in new reliable capacities“, https://hr.linkedin.com/posts/transnetbw_incentives-for-investments-in-new-reliable-activity-6975736157590405120-MWCV, Stuttgart, 2022.
- [3] BNetzA, „Bedarfsermittlung 2021-2035 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“, Bonn, 2022.
- [4] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa und M. Wietschel, „Netzentwicklungsplan Strom“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2016.
- [5] N. Klempf, F. Guthoff, P. Häbig, E. Heilmann, M. Schulz und K. Hufendick, „Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten?“, TGZ InEnergy im Auftrag der TransnetBW GmbH, Stuttgart, 2021.
- [6] Bundesregierung, „Pressemitteilung zum Osterpaket der Bundesregierung“, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>, 2022.
- [7] Schneller, C., E-Bridge Consulting GmbH, „Redispatch 3.0: Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch nach geltendem Recht und de lege ferenda“, Bonn, 2022.
- [8] I. Schlecht, C. Wagner, W. Lehnert, M. Bucksteeg, A. Schinke-Nendza und N. Voß, „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)“, ef.Ruhr GmbH im Auftrag des BMWK, Berlin, 2020.
- [9] K. Burges, P. Creutzburg, N. Maas und C. Nabe, „Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen. Synthesebericht 2 des SINTEG Förderprogramms“, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin, 2022.
- [10] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer und B. Tersteegen, „Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland“, BMWi, Berlin, 2019.
- [11] Lehrstuhl für Energiewirtschaft Essen et. al, „Die enera Roadmap“, 2021.
- [12] Gopacs, „Gopacs Performance Metrics“, <https://idcons.nl/#/performance-metrics>, 2022.
- [13] NODES AS; Sarti, Richard, „NODES white paper: Paving the way for flexibility“, Lysaker, Norway, 2020.
- [14] L. Hirth, I. Schlecht und J. Mühlentpfordt, „Leistungsbasierter Redispatch - Möglichkeiten und Grenzen der freiwilligen Teilnahme von Lasten am Redispatch auf Basis von Kapazitäts-Zahlungen“, (unveröffentlicht), Berlin, 2021.
- [15] E. Heilmann, N. Klempf, K. Hufendick und H. Wetzel, „Long-term Contracts for Network-supportive Flexibility in Local Flexibility Markets“, Kassel/Stuttgart, 2022.
- [16] S. Voswinkel, J. Höckner und C. Weber, „Market Monitoring zur Identifikation von strategischem Verhalten in Flexibilitätsmärkten (Inc-Dec-Gaming)“, Projekt Enera, <https://projekt-enera.de/blog/market-monitoring-zur-identifikation-von-strategischem-verhalten-in-flexibilitaetsmaerkten-inc-dec-gaming/>, 2020.
- [17] BDEW, „BDEW Umsetzungsfragen Redispatch 2.0“, https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20220629_Umsetzungsfragen_Redispatch-2-0_v1.14.pdf, 2022.
- [18] M. Linnemann, „Redispatch 3.0 - Wie geht es weiter?“, items GmbH & Co. KG, <https://itemsnet.de/itemsblogging/redispatch-3-0-wie-geht-es-weiter>, 2022.
- [19] Bundesnetzagentur, „Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059: Kommunikationsprozesse Redispatch“, Bundesnetzagentur, Bonn, 2020.

- [20] G. Brunekreft, M. Buchmann, J. Kuszniir und R. Meyer, „Weiterentwicklung der Anreize für Digitalisierung und Innovation in der Anreizregulierung der ÜNB“, <https://www.transnetbw.de/uploads/2021-11-05-12-11-29-71-1.pdf>, Bremen, 2021.
- [21] Bundesnetzagentur, „Anlage zum Festlegungsverfahren BK6-20-06): "Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen" „, Bundesnetzagentur, Bonn, 2021.
- [22] BDEW, „Branchenleitfaden Vergütung von Redispatch Maßnahmen“, Berlin, 2018.

A. Kostenbestimmung für lastseitige Flexibilitäten

Die Ausgestaltung des aktuellen Redispatch 2.0- Systems für Erzeugungsanlagen elektrischer Energie als kostenbasiertem Redispatch-System in Deutschland ist durch die Sorge vor Inc-Dec-Gaming begründet worden (s. insb. [9]). Für Stromerzeugungsanlagen existiert ein Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, einschl. der Bestimmung der Opportunitätskosten. Die Ermittlung von Opportunitätskosten ist jedoch für lastseitige Flexibilitäten und Stromspeicher mit Ausnahme großer Pumpspeicherkraftwerke in aller Regel nicht ohne weiteres möglich. Dies führt bereits in der bisherigen Praxis des Redispatch 2.0 üblicherweise zu einer Vernachlässigung von Speichern, da die Position in der Abrufreihenfolge bzw. der Redispatch-Merit-Order nicht bekannt ist. Die Kosten, die durch den Abruf eines Batteriespeichers entstehen, hängen von einer Vielzahl von Parametern ab: Vom jeweiligen Zeitpunkt, der Dauer des Abrufes und dem damit einhergehenden Eingriff in anderweitige Vermarktungsoportunitäten ab. Zudem dürfte es anders als bei einigen Pumpspeicherkraftwerken nicht bekannt sein, welche Vermarktungsoportunitäten kleinteilige, dezentrale Flexibilitäten überhaupt wahrnehmen⁵⁴. Daher dürften die Anbieter auf Dienstleister wie Aggregatoren bzw. Direktvermarkter angewiesen sein. Es wird davon ausgegangen, dass auch Aggregatoren die Bewertung der Redispatch-Vermarktungsoportunität i.d.R. nicht auf Basis einer Einzelanlage bzw. auf SR-Ebene leisten können. Das heißt, dass dies für einen Asset-Owner einer kleinteiligen, dezentralen Flexibilität noch weniger praktikabel erscheint.

Selbst im Falle, dass eine Festlegung der Kosten rechnerisch möglich wäre, könnten Anlagenbetreiber entsprechend mannigfaltige Kostenansprüche geltend machen, welche die NB zu prüfen hätten. Dies würde einen immensen Aufwand und damit hohe Transaktionskosten verursachen und scheint daher für einen Massenprozess mit vielen Millionen kleinteiligen und dezentralen Flexibilitäten nicht umsetzbar. Umgekehrt können Aggregatoren den Preis der Flexibilitätsnutzung in einem marktlichen Verfahren mittels marktbasierter Redispatch-Mechanismen bestimmen.

⁵⁴ Vgl. zur Komplexität der Kostenbestimmung z. B. die Kostenbestimmung für Pumpspeicher bei [21].

B. Kategorisierung Flexibilitätspotenziale

Das aktuelle Redispatch 2.0-Regime berücksichtigt (zumindest aus juristischer Perspektive) Erzeuger und Speicher[6]. Da verschiedene Flexibilitätspotenziale verschiedene Anforderungen und Herausforderungen bezüglich der markt- oder kostenbasierten Integration in ein „Redispatch 3.0“-Regime stellen, ist eine konsistente definitorische Abgrenzung verschiedener Flexibilitätspotenziale nötig, welche sowohl juristisch tragfähig als auch techno-ökonomisch verständlich ist.

Dabei spielen die Begriffe des **„Verbrauches elektrischer Energie“**, der **„Erzeugung elektrischer Energie“**, der zeitliche Zusammenhang zwischen Verbrauch bzw. Erzeugung der elektrischen Energie und der Zweck des Verbrauches eine wichtige Rolle⁵⁵. Während der Zweck der Erzeugung elektrischer Energie im Sinne der Fußnote stets die Einspeisung in das elektrische Energienetz ist, können beim Verbrauch verschiedene Zwecke differenziert werden. Die erste Gruppe stellen hierbei „originäre Verbraucher“ elektrischer Energie dar, welche die Energie zum Zweck der einmaligen Nutzung in eine andere Energieform (beispielsweise thermische Energie zum Kochen oder Strahlungsenergie im TV) wandeln. Die gewandelte Energieform ist hierbei nicht dazu gedacht, an einen weiteren originären Verbraucher einer anderen Energieform (z. B. Heizkörper) weitergeleitet zu werden.

Maßgeblich für die weitere Kategorisierung ist der (sehr weite) Begriff der **„Energiespeicheranlage“**. In § 3 Nr. 15d EnWG wird nunmehr die Energiespeicheranlage definiert. Diese setzt insoweit Art. 2 Nr. 59 und Nr. 60 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie⁵⁶ (nachfolgend: EBMR) um. **Energiespeicheranlagen sind danach Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen** und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben,⁵⁷ Folglich sind Energiespeicheranlagen (juristisch) eine Oberkategorie von Power-2-X-Anlagen und Stromspeichern. Im Rahmen von Redispatch 2.0 sind allerdings wohl nur Stromspeicher über den §13a EnWG adressiert [6].

Bei **Power-2-X-Anlagen** ist der Zweck des Verbrauches elektrischer Energie die Wandlung elektrischer Energie in eine beliebige anderweitige Energieform⁵⁸ zur Abgabe der Energie an ein anderes Energienetz, einen originären Verbraucher einer nicht elektrischen Energieform oder einen Erzeuger elektrischer Energie (beispielsweise Elektrolyseure, die Wasserstoff ins Gasnetz ausspeichern oder Wärmepumpen, die Wärme an einen Wärmespeicher und/oder Heizkörper und damit an einen „originären Wärmeverbraucher“ abgeben). Hierbei kann bei einer Power-2-X-Anlage zwischen Verbrauch der elektrischen Energie und Abgabe der anderweitigen Energieform ein

⁵⁵ Natürlich wird die Energie ingenieurstechnisch defacto nur in andere Energieformen gewandelt, aus Sicht des elektrischen Energienetzes kann die Entnahme der elektrischen Energie aber als „Verbrauch“ und die Einspeisung selbiger als „Erzeugung“ verstanden werden. Daher werden die Begriffe Erzeugung und Verbrauch nachfolgend aus einer solchen Netzperspektive genutzt, soweit dies nicht anderweitig kenntlich gemacht wird.

⁵⁶ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

⁵⁷ Vgl. hierzu die zur vollständigen Umsetzung des Begriffs der Energiespeicheranlage des Art. 2 Nr. 60 Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie ergänzte Definition des Begriffs der Energiespeicheranlage in der ab 1.7.2023 geltenden Fassung des § 3 Nr. 15d EnWG: „Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt.“ Zur Frage einer europarechtlich eigenständigen Speicher-Funktion neben den Funktionen Erzeugung und Verbrauch vgl. Dembski/Valentin, Neue Regelungen für Stromspeicher im EEG und im EnWG, EnWZ 2021, 396 (397).

⁵⁸ Bei einer Wandlung können Verluste auftreten, sodass es legitim ist, wenn ein gewisser Teil des Verbrauches nicht dem angedachten Zweck zugutekommt.

beliebiger Zeitversatz entstehen – mit anderen Worten wird die elektrische Energie (zumindest kurzzeitig) über den Weg der Umwandlung in eine andere Energieform zwischengespeichert.

Die dritte Gruppe stellt **Stromspeicheranlagen** dar, **welche elektrische Energie zum Zweck der temporären Speicherung durch Wandlung in beliebiger Energieform verbrauchen und diese entweder zur späteren Erzeugung von elektrischer Energie** (i.S. der Einspeisung in das Stromnetz) oder zur Abgabe der elektrischen Energie an einen originären elektrischen Verbraucher oder eine andere Anlage (z.B. Power-2-X-Anlage) verwenden. Diese Einordnung würde es bspw. ermöglichen, sowohl Pumpspeicher (Verbrauch zur Zwischenspeicherung in potenzieller Energie und spätere Erzeugung von elektrischer Energie) als auch Batteriespeicher als Stromspeicher zu sehen. Gleichzeitig würde diese Öffnung des Stromspeicherbegriffes und die „Zerlegung“ von funktional zusammenhängenden Einheiten (wie EV in Stromspeicher und originärer Verbraucher) dazu führen, dass auch Kleinstgeräte wie Mobiltelefone oder Akku-Heckenscheren als Stromspeicher betitelt werden könnte. Um dies zu vermeiden, wäre die Einführung einer „Bagatellgrenze“ mit Bezug auf die Relevanz für das Stromnetz denkbar. So dürften auch 80-Millionen Mobiltelefone keinerlei Einfluss als Flexibilität haben⁵⁹. Wichtig ist, dass es für den Stromspeicher irrelevant ist, ob eingespeicherte Energie wieder zur Erzeugung elektrischer Energie (i.S. der Einspeisung in das Netz) genutzt wird oder ob z. B. ein Teil der Energie später an Haushaltsgeräte oder einen Elektromotor (originäre elektrischer Verbraucher) abgegeben wird. Ansonsten könnten alle Stromspeicher ohne Rückspeisung in das Netz juristisch nicht mehr trennscharf abgegrenzt werden und es könnte ersatzweise benutzter Begriffe wie „geschlossenes Verbrauchsgerät mit Akku“ (vgl. BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen) bedürfen. Dieser Begriff daher aus Sicht der Gutachter nicht zielführend. Ein geschlossenes bzw. „normales“ Verbrauchsgerät differenziert sich systematisch nur durch die Herkunft der elektrischen Energie aus einer anderen Anlage (geschlossen) oder aus dem elektrischen Energienetz. Ein weiterer Vorteil dieser Differenzierung wäre es, große Stromspeicher wie große Pumpspeicherkraftwerke oder große Batteriespeicher mehrerer MW abgrenzen zu können. Diese speziellen Stromspeicher wären dadurch charakterisiert, dass diese Ihre Energie zu einem ganz überwiegenden Teil wieder zur Einspeicherung in das Netz nutzen. Eine solche Einteilung würde ermöglichen, regulatorische Anpassungen vorzunehmen, sodass z. B. nur „große Batteriespeicher“ im Redispatch 2.0 verbleiben würden.

In diesem Sinne ist auch ein **bidirektionales EV** mit V2G, genauer gesagt der Akku des EV mit Ausspeicherfunktion ins öffentliche Netz, eine Stromspeicheranlage, die einen Teil der aus dem Netz durch Wandlung in chemische Energie verbrauchten, elektrischen Energie zwischenspeichert und diese entweder durch Rückwandlung in elektrische Energie in das Netz oder (zu nennenswerten Anteilen) an den Elektromotor abgibt. Der Elektromotor ist in diesem Falle ein „geschlossener originärer Verbraucher elektrischer Energie“, wobei die Bezeichnung „geschlossen“ angibt, dass dieser keinen Zugang zu einem elektrischen Energienetz hat. Umgekehrt verfügt ein „offener originärer Verbraucher elektrischer Energie“ über die Möglichkeit – nicht aber die Pflicht – seinen Verbrauch aus dem elektrischen Energieversorgungsnetz zu decken. In diesem Sinne könnte die Summe der elektrischen Verbrauchsgeräte eines Haushaltes als ein (Aggregat) offener originärer Verbraucher verstanden werden.

Analog kann diese Differenzierung auch für geschlossene originäre Verbraucher anderer Energieformen genutzt werden. So wäre

- das Heizsystem eines Haushaltes, welches über eine Wärmepumpe versorgt wird, ein geschlossener originärer Verbraucher thermischer Energie, der über eine Power-2-X-Anlage versorgt wird,
- ein EV (mit oder ohne V2G) aufteilbar in den Akku und den Elektromotor. Letzterer wäre ein geschlossener originärer Verbraucher elektrischer Energie, der über den Akku als Stromspeicher versorgt wird und

⁵⁹ Bei jeweils 1000 mAh und einer typischen Spannung von 3,6 V bei täglicher Ladung des gesamten Akku-Inhaltes führen 80 Mio. Mobiltelefone in Deutschland zu einem Verbrauch i.H.v. 0,1 TWh/a.

- ein Industriebetrieb, der seinen Wasserstoffbedarf direkt und ausschließlich aus einem Elektrolyseur deckt, ein geschlossener originärer Verbraucher chemischer Energie, der über eine Power-2-X-Anlage versorgt wird,

wobei das X in den drei Beispielen Wärme (Heat), elektrische Energie oder Wasserstoff wären.

Abbildung 10 fasst die definitorische Abgrenzung der Anlagengruppen zusammen:

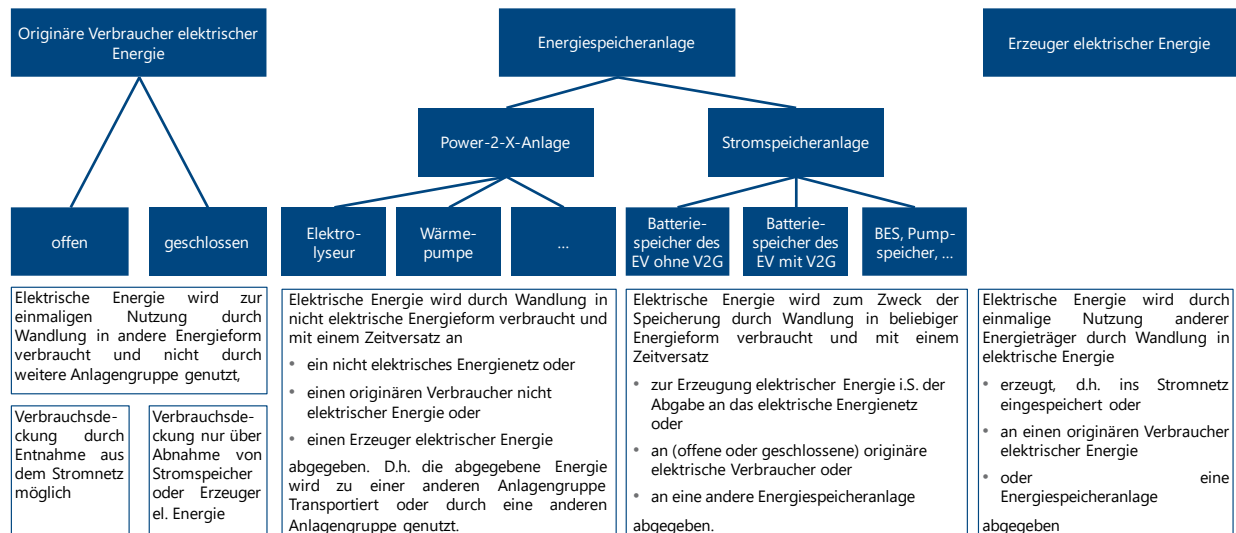


Abbildung 10: Abgrenzung verschiedener Anlagenarten

C. Begriffsdefinitionen

Baseline. Der Begriff „Baseline“ wurde u. a. im Rahmen des SINTEG-Projektes enera [15] verwendet, um im Kontext der marktbasierten Beschaffung von Flexibilitätsoptionen zur Engpassbehebung ein Monitoring und eine Bewertung des Gebotsverhaltens von Flexibilitätsanbietern/Flexibilitätsanbieterinnen zu ermöglichen. Die Baseline einer Anlage entspricht gemäß der im enera-Projekt verwendeten Definition dem Fahrplan einer Anlage, die diesen unter Ausschluss der Antizipationsmöglichkeit einer Redispatch-Maßnahme bzw. eines Engpasses erstellt bzw. welcher auf Basis von zum Erstellungszeitpunkt bekannten Einflussfaktoren optimiert wurde. Dabei kann die Baseline von verschiedenen Einflussfaktoren, wie dem Verbrauchsmuster eines angeschlossenen originären Verbrauchers, dem aktuellen Strompreis, oder den Vermarktungsmöglichkeiten, abhängen. Die Baseline ist also gemäß der in enera verwendeten Definition der Fahrplan, der sich unter Anwendung der Optimierungsfunktion der Flexibilität ohne Möglichkeit der Antizipation eines Engpasses und unter ansonsten gleichen Randbedingungen (=Inputs der Optimierung) einstellen würde.

Baseline-Monitoring. Das Baseline-Monitoring beschreibt ein systematisches Monitoring der abgegebenen Fahrpläne aller oder ausgewählter Teilnehmer:innen des Redispatch. Hierbei werden möglichst alle relevanten Einflussfaktoren für das Optimierungskalkül der betrachteten Teilnehmenden des Redispatch durch einen vom Vermarkter der Flexibilität unabhängigen Akteur gesammelt, um zyklisch die Baseline dieser Teilnehmenden zu ermitteln und diese mit den tatsächlich abgegebenen Fahrplänen der Teilnehmenden zu vergleichen. Sind Baseline und Fahrplan identisch oder haben beide geringe Abweichungen, so entspricht der Fahrplan den Erwartungen unter der Randbedingung der fehlenden Antizipationsmöglichkeit von Engpässen.

Ziel des Baseline-Monitorings ist es, insbesondere systematische Abweichungen der abgegebenen Fahrpläne (unter der Randbedingung der Antizipationsmöglichkeit von Engpässen) von den ermittelten Baselines (unter Randbedingung fehlende Antizipationsmöglichkeit von Engpässen) zu ermitteln. Dies ist i.d.R. der Zeitraum von wenigen Kalendertagen vor bis zum Eintritt eines Netzengpasses. Zudem spielen nur Fahrpläne von Teilnehmenden des Redispatch mit positiver netztechnischer Wirksamkeit auf eben diesen Engpass eine Rolle.

Eine derartige systematische Abweichung lässt auf sogenanntes **Inc-Dec-Gaming** (vgl. [9]) und damit auf eine strategische Beeinflussung des abgegebenen Fahrplans vor dem Hintergrund des antizipierten Engpasses durch den Redispatch-Teilnehmenden schließen. Der Redispatch-Teilnehmende würde entsprechend während einer Antizipationsmöglichkeit von Engpässen einen Fahrplan unter Berücksichtigung von Redispatch-Vermarktungsoportunitäten erstellen.

In der Praxis würde beim Baseline-Monitoring also eine (neutrale) Entität versuchen, die Optimierungsfunktion der Flexibilität in Zeiten ohne zu antizipierende Netzengpässe nachzubilden, um die Baseline zu bestimmen und so den abgegebenen Fahrplan der Flexibilität mit der Baseline zu vergleichen. Hierzu könnten z. B. über KI-basierte Ansätze wie neuronale Netze oder Regressionsmodelle genutzt werden. Alternativ könnte es auch denkbar sein, eine typische Baseline aus historischen Daten unter Berücksichtigung vergleichbarer Randbedingungen (wie z.B. gleiche Wetterbedingungen oder Strommarktpreise) abzuleiten. Systematische Abweichungen zwischen Baseline und Fahrplan deuten dann auf die Anwendung einer abweichenden Optimierungsfunktion unter Berücksichtigung von Redispatch-Vermarktungsoportunitäten durch den/die Flexibilitätsanbieter:innen hin. Dies ist ausdrücklich unerwünscht und ggf. ein Verstoß gegen die REMIT, da hierdurch volkswirtschaftliche Ineffizienzen oder sogar erhöhte Gefährdungen der Systemsicherheit und -stabilität verursacht werden können (s. [9]).

Effizienz. Der Begriff der Effizienz nimmt im Kontext des Redispatch eine zentrale Rolle ein, da er sowohl europarechtlich als auch im nationalen Recht verankert ist (vgl. insb. §1 Abs. (1) und (2) EnWG). Aus ökonomischer Perspektive ist ein effizientes System ein solches, das die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt maximiert, also die Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente, da hierdurch eine kurz- und langfristig effiziente Ressourcenallokation gewährleistet wird. Im Kontext des Redispatch lässt der Effizienzbegriff unter Vernachlässigung der

geringen Bedeutung des Redispatches im Verhältnis zu anderen Erlös- bzw. Kostenquellen für die investiven Anreize von Anlagen derart verengen, dass die Beschaffung und der Einsatz von Systemsicherheit und -stabilitätsmaßnahmen dem Grundsatz der gesamtwirtschaftlichen Effizienz unterliegen. Dies bedeutet gleichwohl, dass in die Bewertung der Effizienz alle durch den Einsatz von Systemsicherheit und -stabilitätsmaßnahmen verursachten Kostenpositionen zu berücksichtigen sind und hierbei keine weitere Eingrenzung auf eine Teilmenge vorgenommen werden darf. Konkret sind diese Kostenpositionen:

- Die Kosten für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich einer Redispatch Maßnahme, welche in die Netzentgelte eingehen und so auf den Stromverbraucher umgelegt werden.
- Die Kosten für die Beschaffung einer Redispatch-Maßnahme bzw. Vergütung in Form eines Flexibilitätsentgeltes, insofern das Flexibilitätspotenzial auf freiwilliger, marktgestützter Form kontrahiert wurde, welche in die Netzentgelte eingehen und so auf den Stromverbraucher:innen umgelegt werden.
- Die Kosten für die Strombezugskosten (aller Verbraucher:innen, auch außerhalb der Flexibilitätsanbieter:innen), insofern diese durch die Redispatch-Maßnahmen verändert werden, welche durch die Lieferanten je nach Vertrag an die Stromverbraucher:innen durchgereicht werden.
- Die Kosten für Steuern, Abgaben und Umlagen (aller Verbraucher:innen, auch außerhalb der Flexibilitätsanbieter:innen), insofern diese durch die Redispatch-Maßnahmen verändert werden, welche an die Stromverbraucher durchgereicht werden.

Aggregationslevel und Ressourcen. Sowohl Einspeiser als auch lastseitige Flexibilitäten können (und sollten) für verschiedene Prozesse aggregiert werden. Hierbei wurden im Kontext der SINTEG-Projekte (insbesondere im Kontext von enera) bereits umfangreiche Vorarbeiten geleistet, die im Zuge der Einführung von Redispatch 2.0 ausgereift und operativ in Betrieb genommen wurden. Die kleinste Einheit ist hierbei die „technische Ressource“ (TR). Jede TR gehört genau einer „steuerbaren Ressource“ (SR) an, wobei die SR die erste Aggregationsebene anhand der Steuerungstechnik der Anlagen ist. So sind z. B. zwei PV-Anlagen, die über eine Fernwirktechnik gemeinsam gesteuert werden, zwei TR in einer SR. Im Falle von kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten dürfte eine SR in aller Regel

- eine TR bei WP,
- ein bis zwei TR bei EV (ein bis zwei EV eines privaten Haushaltes) im privaten Bereich
- und ein oder mehrere TR bei EV (Firmenparkplatz o.ä.) im nicht privaten Bereich

enthalten.

Für einige Prozesse, insbesondere die Sicherstellung einer praktikablen Netzbetriebsführung auf (Hoch- und) Höchstspannungsebene werden die SR von Netzbetreibern zu Cluster Ressourcen (CR) zusammengefasst. Im Falle von Funkrundsteuer-gesteuerten SR werden die SR zu Steuergruppen (SG) zusammengefasst. Aufgrund der fehlenden Rückmeldung von Echtzeitdaten von Funkrundsteuerempfängern werden SG jedoch im Rahmen dieser Studie nicht weiter berücksichtigt, da Echtzeitdaten als notwendig erachtet werden.

Cluster vs. Pool. Im aktuellen Redispatch 2.0 gelten Bildungsvorschriften für CR. So müssen die SR innerhalb der CR ähnliche kalkulatorische Kosten aufweisen und die netztechnischen Wirksamkeiten dürfen nicht zu weit abstimmen (vgl. BK6-20-060). Weichen die netztechnischen Wirksamkeiten nicht zu weit ab, bedeutet dies im Umkehrschluss, dass alle SR einer CR auf einen Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber „wirken“, d.h. die Erhöhung der Einspeisung der SR verlagert den Energiefluss am Netzverknüpfungspunkt (ggf. weiter) in Richtung Rückspeisung zum vorgelagerten Netzbetreiber und umgekehrt. Unter einem Pool wird im Rahmen dieser Studie eine Teilmenge der SR eines Clusters verstanden, die dem gleichen EIV bzw. Aggregator zugewiesen ist.

Echtzeitdaten. Der Begriff der Echtzeitdaten wurde im Rahmen der Festlegung BK6-20-061 durch die [20] konkretisiert. So bedeutet „Echtzeit“, dass die Daten mindestens einmal pro Minute aktualisiert werden müssen. Für Anlagen ab 100 kW sieht die o.g. Festlegung die Übermittlung von Echtzeitdaten für „behördliche oder marktbedingte Anpassungen“ von PV- und Windenergieanlagen, die Wirkleistung und den Speicherfüllstand (SoC) für Speicher vor. Allerdings hat die Bundesnetzagentur im Zuge der Mitteilung Nr. 7 zum Redispatch 2.0 mitgeteilt, dass der ANB auf die Erhebung von Echtzeitdaten verzichten kann, wenn ihm Viertelstundenwerte als ausreichend erscheinen.

IST-Messwerte. Unter IST-Messwerten werden i.d.R. die in viertelstündlicher Auflösung vorliegenden geeichten IST-Messwerte der Wirkleistungsein- bzw. Wirkleistungsausspeisung der Anlagen aus der Zählerfernauslese verstanden, welche bilanzierungsrelevant sind. IST-Messwerte können aber auch andere Größen als die Wirkleistung erfassen. Unter IST-Messwerten werden jedoch in aller Regel geeicht-gemessene Werte verstanden. Der Begriff kann leicht mit dem Begriff der „Messwerte“ an sich verwechselt werden, worunter z. B. auch Wirkleistungsmesswerte aus der Fernwirktechnik fallen.

Fahrplan. Unter „Fahrplan“ oder „KWEP-Fahrplan“ werden Fahrpläne verstanden, die im Vorfeld die Fahrweise einer Anlage beschreiben. Diese Fahrpläne werden in den edi@energy-Formaten unter dem Begriff „PlannedResourceSchedule“ detailliert beschrieben. Fahrpläne umfassen Angaben über die geplante Produktion, das verfügbare negative und positive Redispatch-Potenzial (inklusive Differenzierung von wärmegebundenem Redispatch-Potenzial), Angaben über die für alle Regelleistungsprodukte gebundenen bzw. freizuhaltenden Leistungsbereiche und aktuelle Redispatch-Regelungen. Fahrpläne können für verschiedene Aggregationslevel (SR, SG, CR) erstellt werden. Im Redispatch 2.0 werden die Fahrpläne entweder von den Netzbetreibern für die SR, SG oder CR erstellt („**Prognosemodell**“) und sind nicht für die Bilanzierungsprozesse relevant, oder sie werden von den EIVs erstellt und somit als verbindliche Fahrpläne für die Bilanzierungsprozesse berücksichtigt („**Planwertmodell**“).

Ausfallarbeit. Die Ausfallarbeit beschreibt das Delta zwischen der **theoretischen Einspeisung** bzw. der geplanten Einspeisung entsprechend dem Fahrplan der SR und den geeichten IST-Messwerten der Anlage. Diese Energiemenge wird für die Bilanzierung und Abrechnung im Redispatch 2.0 herangezogen und damit auch für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich vom anfordernden Netzbetreiber gegenüber dem Bilanzkreis des Lieferanten des Anlagenbetreibers bzw. gegenüber dem Anlagenbetreiber. Wichtig: Im Prognosemodell wird die theoretische Ausfallarbeit entsprechend verschiedenen Abrechnungsverfahren bestimmt, während im Planwertmodell für die fluktuierenden Anlagen die Planungsdaten zur Bestimmung der Ausfallarbeit verwendet werden. Entsprechend sind die Fahrpläne im Planwertmodell verbindlich und entsprechend bilanzierungs- und abrechnungsrelevant.

Nichtverfügbarkeiten. Die Begriffe Nichtverfügbarkeit und Nichtbeanspruchbarkeit werden im Redispatch 2.0 synonym verwendet. Hierbei handelt es sich um zyklisch im Rahmen der Planungsdaten übermittelte Zeitreihen mit Angaben, welche Leistungsanteile nicht für RDV bzw., je nach Typ, im Allgemeinen oder nur äußerst nachrangig zur Verfügung stehen. Bspw. können Anteile der elektrischen Erzeugung dahingehend gekennzeichnet werden, dass ein Eingriff in die Stromerzeugung wegen anderweitiger Energielieferverpflichtungen (z.B. Wärme) zu einem Eingriff in die anderweitigen Energielieferungen führen würde. Solche Anteile dürften nur als „Sonderredispatch“ äußerst nachrangig abgeregelt werden. Dies gilt analog für Anteile der Erzeugung, die der Deckung des Eigenverbrauchs aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen dienen. Eine detaillierte Beschreibung der Formate ist edi-energy.de zu finden. **Wichtig ist an dieser Stelle zwischen dem Planwert- und Prognosemodell zu unterscheiden.** Nach aktuellem Kenntnisstand werden Nichtverfügbarkeiten nur im Prognosemodell im Redispatch 2.0 gesendet. Die übermittelten Informationen werden hingegen im Planwertmodell direkt in die Fahrplaninformationen eingearbeitet. Im Kontext des marktbasierten Redispatch bzw. im Kontext der AbLaV wird der Begriff „Nichtverfügbarkeiten“ jedoch synonym für die Beschränkung des Redispatch-Vermögens (RDV) auf null innerhalb des Fahrplans verwendet.

D. Liste der zum Stakeholder-Workshop eingeladenen Organisationen

50Hertz
Amprion
Bayernwerk Netz
BMW
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
Bundesnetzagentur
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
Consentec
Deutsche Energie-Agentur
E.ON Netz
E-Bridge
Entelios
EPEX Spot
ewe Netz
Forschungsstelle für Energiewirtschaft
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
Hansewerk
Jacobs University Bremen
MITNETZ STROM
Neon
Netze BW
Next Kraftwerke
Regulatory Assistant Project
Schleswig-Holstein Netz
sonnen
Stadtwerke München
Takon
TenneT TSO
Tesla
The Mobility House
TransnetBW
Umweltministerium Baden-Württemberg
Universität Duisburg-Essen
Universität Stuttgart
Verband kommunaler Unternehmen
Viessmann Solutions Services
ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung