

Redispatch 3.0

Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch nach geltendem Recht und de lege ferenda

RA Dr. Christian Schneller, Associate Consultant E-Bridge

26.08.2022



Redispatch 3.0

NUTZUNG KLEINTEILIGER DEZENTRALER
FLEXIBILITÄTEN FÜR DEN REDISPATCH NACH
GELTENDEM RECHT UND DE LEGE FERENDA

26.08.2022

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor 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 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

Einleitung und Executive Summary	I
1 Engpassmanagement im nationalen Regulierungsrahmen	4
1.1 Engpassmanagement traditionell durch Anpassung der Stromerzeugung	4
1.2 Kontinuierliche Ausweitung des Anwendungsbereichs für Redispatch	5
1.3 Redispatch 2.0 als massentaugliches Verfahren des Engpassmanagements für erzeugungs- und speicherseitigen Redispatch	6
1.3.1 Erfasste Erzeugungs- und Speicheranlagen	6
1.3.2 Prozessuale Gestaltung des Redispatch 2.0	7
1.4 Zwischenergebnis	7
2 Ansätze zur Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für Zwecke des Engpassmanagements im geltenden nationalen Rechtsrahmen	8
2.1 Beschaffung ab- und zuschaltbarer Lasten nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 Abs. 6, § 13i Abs. 2 EnWG i.V.m. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	8
2.2 § 14a EnWG – Vereinbarungen über die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen	10
2.2.1 Bis 31.12.2022 geltende Fassung des § 14a EnWG	10
2.2.2 Ab 1.1.2023 geltende Fassung des § 14a EnWG	11
2.3 Zwischenergebnis:	12
2.4 § 14c EnWG – Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber	12
2.5 Keine Einbindung in das System des Redispatch 2.0	14
2.6 Zwischenergebnis	14
3 Europarechtliche Vorgaben zum Einsatz kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch	14
3.1 Vorgaben für Flexibilitätsanbieter und Verteilernetzbetreiber	14
3.2 Anforderungen an den Redispatch der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber nach Art. 13 EBMV	15
3.2.1 Gleichberechtigte Einbeziehung von Verbrauchseinrichtungen in das Redispatch-Instrumentarium nach Art. 13 Abs. 1 EBMV	15
3.2.1.1 Unzureichende Erfassung von Verbrauchseinrichtungen im deutschen Redispatch 2.0	16
3.2.1.2 Diskriminierende Kosten-Regulierung bei Einsatz von Verbräuchen durch Übertragungsnetzbetreiber	17
3.2.2 Verpflichtung zum marktbasierten Redispatch nach Art. 13 Abs. 2 EBMV	18
4 Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch de lege lata	19
4.1 Unmittelbare Geltung des Art. 13 EBMV	19
4.2 Anwendungsvorrang gegenüber nationalem Recht	19
4.2.1 Gleichbehandlung von Redispatch-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Einsatz von Verbrauchseinrichtungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV	20

4.2.2	Redispatch-Auswahl nach dem Grundsatz niedrigster Kosten (§ 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG) zulässig im Sinne eines Wirtschaftlichkeitsgebots bei der Maßnahmenauswahl	20
4.2.3	Zulässigkeit eines Hybrid-Modells aus marktbasiertem Redispatch für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten und kostenbasiertem Redispatch	21
4.2.3.1	Marktbasierter Redispatch verbrauchsbezogener Flexibilitäten	21
4.2.3.2	Nicht marktbasierter Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen	21
4.2.3.3	Zulässigkeit eines Hybrid-Modells aus kosten- und marktbasiertem Redispatch	22
4.3	Ergebnis	23
5	Handlungsempfehlungen	23
ANHANG		25
A.	Abkürzungsverzeichnis	26

ARBEITSSSTAND

Einleitung und Executive Summary

TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH haben E-Bridge im Frühjahr 2022 beauftragt, um gemeinsam den aktuellen regulatorischen Rahmen sowie mögliche Markt- und Produktdesigns für eine ergänzende marktbasierende Einbindung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch zu untersuchen. Ziel ist die Entwicklung eines Vorschlags für einen Redispatch 3.0, der den heutigen Redispatch 2.0 ergänzen soll.

Die vorliegende Untersuchung ist Teil dieses gemeinsamen Projektes und behandelt den rechtlichen Gestaltungsrahmen für einen in diesem Sinne erweiterten Redispatch 3.0.¹

Unter kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten werden dabei nachfolgend Anlagen unterhalb der Leistungsgrenze von 100 kW verstanden, die eine oder mehrere der Funktionen Stromerzeugung, Stromverbrauch oder Speicherung elektrischer Energie im Sinne einer Verschiebung ihrer Nutzung auf einen späteren Zeitpunkt einschließlich der Nutzung in anderen Energieformen² umfassen. Idee ist, solche Flexibilitäten über Aggregatoren so zu erschließen, dass sie bedarfsgerecht gebündelt und auch für den Redispatch eingesetzt werden können.

Folgende **Untersuchungsergebnisse** sind festzuhalten:

1. Der Begriff Redispatch bezeichnet nach der Definition der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung³ (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 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 kW⁴, 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. Während künftig immer weniger konventionelle Kraftwerke für den Redispatch zur Verfügung stehen,

¹ Ein besonderer Dank geht an Jana Nysten, L.L.M und Dr. Johannes Hilpert von der Stiftung Umweltenergierecht, die mit ihrem Feedback zu diesem Beitrag beigetragen haben.

² Vgl. hierzu die zur vollständigen Umsetzung des Begriffs der Energiespeicheranlage des Art. 2 Nr. 60 Elektrizitätsbinnenmarktlinie 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).

³ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁴ mit Ausnahme der nur an das Bahnstromnetz angeschlossenen Anlagen (vgl. BK6-20-059)

bleiben die wachsenden kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten damit derzeit für den Redispatch ungenutzt.

5. Die marktbasierete Einbeziehung von kleinteiligen dezentralen 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 ermöglichen, ist u.a. von der weiteren konkreten Ausgestaltung durch Bundesnetzagentur und Netzbetreiber abhängig.
 - 7.3. Zudem ist die gleichberechtigte Kostenanerkennung für den Redispatch von Verbrauchseinrichtungen durch Übertragungsnetzbetreiber nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) derzeit nicht vorgesehen.
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 Bundesnetzagentur müsste danach Redispatch-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für den Redispatch von Verbrauchseinrichtungen ebenso wie bei den Verteilernetzbetreibern im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze anerkennen. Naheliegender 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 Integration in die Redispatch-Prozesse der Netzbetreiber geschaffen werden, um einerseits stufenweise robuste operativ handhabbare Prozesse zu schaffen und andererseits diese Prozesse bei den Marktteilnehmern auch erfolgreich etablieren zu können. .
11. Ein Hybrid-Modell, d.h. die Kombination von nicht marktbasieretem Redispatch für Erzeugungsanlagen und marktbasieretem 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 marktbasieretes Modell.

Das Ziel, die kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten auch für den Redispatch nutzbar zu machen, führt zu folgenden **Handlungsempfehlungen**:

12. Um kleinteilige dezentrale Flexibilitäten in ein integriertes Redispatch-Modell aus Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie Verbrauchseinrichtungen einzubinden, ist notwendig:
 - 12.1. Ergänzung des § 13a EnWG um Regelungen zur marktbasieren, d.h. auf freiwilliger Teilnahme beruhenden Beschaffung und Vergütung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten sowie zum bilanziellen Ausgleich nach Abs. 2.
 - 12.2. Ergänzung der Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur nach § 13j Abs. 1 EnWG und entsprechend erweiterte Festlegungsbeschlüsse der Beschlusskammer 6, so dass Redispatch mittels kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten im Rahmen des bilanziellen Redispatch-Ausgleichs, der Netzbetreiberkoordinierung und der Informationsbereitstellung erfasst wird.
 - 12.3. Schaffung einer Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur in § 13j EnWG für Regeln zur Bildung einer geeigneten gemeinsamen Merit Order aller Redispatch-Ressourcen, unter Berücksichtigung von Wirkung und Kosten der Redispatch-Potenziale.
13. Die freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) der Übertragungsnetzbetreiber zum Redispatch sollten um den Redispatch von dezentralen kleinteiligen Flexibilitäten (und größerer Verbrauchseinrichtungen) ergänzt und neu gefasst werden. Durch Beschlussfassung der BK 8 der BNetzA über die neuen FSVen könnte dann die gleichberechtigte Behandlung dieser Redispatch-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar nach § 11 Abs. 2 Sätze 2 und 4 ARegV gewährleistet werden. 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.
14. Innerhalb eines Hybrid-Modells für den Redispatch sind je nach Charakteristik der Redispatch-Ressourcen Differenzierungen für einzelne Anlagen-Kategorien zu prüfen, soweit diese auf unterschiedlichen Voraussetzungen der technischen Machbarkeit i.S.v. Art. 13 Abs. 1 EBMV oder auf Effizienz- und Praktikabilitätserwägungen basieren.
15. Insgesamt ist der gesetzliche Rahmen für die Nutzung verbrauchs- und speichergebundener Flexibilitäten derzeit von punktuellen und unsystematischen Regelungen geprägt. Notwendig ist ein ganzheitlicher Regelungsansatz, der insbesondere der wachsenden Bedeutung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten Rechnung trägt.

Die bestehenden gesetzlichen Regelungen, 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 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 und sonstiger flexibler Verbrauchseinrichtungen und Speicher durch die Marktteilnehmer unter Gewährleistung eines sicheren Netz- und Systembetriebs sein.

1 Engpassmanagement im nationalen Regulierungsrahmen

Große verbrauchsferne Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien, der Ausstieg aus Kernenergie und Kohle, neue Stromverbraucher von der E-Mobilität bis zu Großelektrolyseuren sowie die Zunahme des Stromhandels bewirken zusätzliche und erheblich veränderte Lastflüsse in den Stromnetzen. Dadurch kommt es zu Engpässen auf allen Spannungsebenen des Elektrizitätsnetzes.

Zur Bewältigung neuer Transportanforderungen sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG verpflichtet, ihre Infrastruktur bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Der notwendige Netzausbau erfolgt jedoch häufig mit zeitlicher Verzögerung, so dass das vorhandene Netz die Transportbedarfe nicht vollständig decken kann. Immer höhere mögliche Einspeisespitzen eines bis 2035 vollständig regenerativen Erzeugungssystems lassen sich zudem kaum wirtschaftlich vernünftig durch entsprechende Netzkapazitäten abdecken. Es ist daher mehr denn je notwendig, Lastflüsse so anzupassen, dass Engpässe und damit sicherheitsgefährdende Überlastungen von Netzbetriebsmitteln vermieden bzw. weitestgehend reduziert werden.

Hierzu sind nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG zunächst und vorrangig netzbezogene (Schalt-) Maßnahmen heranzuziehen. Reichen diese nicht aus, kommen räumliche und zeitliche Verlagerungen von Stromeinspeisung und -verbrauch im Rahmen sogenannter marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG in Betracht. Sind keine netz- und marktbezogenen Maßnahmen mehr möglich, hat der verantwortliche Netzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG zwangsweise in Erzeugung und Verbrauch einzugreifen, um die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

Traditionell steht bei den marktbezogenen Maßnahmen zum Engpassmanagement die räumliche Verlagerung der Wirkleistung großer Kraftwerke im Vordergrund. In einem immer dezentraleren, von volatilen Einspeisungen und wechselnden Stromflussrichtungen geprägten Versorgungssystem gewinnt die Nutzung gerade von dezentralen kleinteiligen Flexibilitäten als Alternative zum Redispatch konventioneller Kraftwerke zunehmend an Bedeutung.

1.1 Engpassmanagement traditionell durch Anpassung der Stromerzeugung

Dass die Anpassung von Lastflüssen durch Steuerung des Verbrauchs in der bisherigen Praxis des Engpassmanagements keine bzw. nur eine untergeordnete Rolle spielt, zeigt bereits die Verwendung des Redispatch-Begriffs.

Nach der Legaldefinition des Art. 2 Nr. 26 EBMV ist Redispatch „eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen“.⁵ Mit der Einbeziehung von Veränderungen des Lastmusters werden ausdrücklich auch steuernde Eingriffe in den Stromverbrauch vom Redispatch-Begriff der EBMV erfasst.⁶

⁵ Innerhalb des Redispatches ist zudem zwischen strom- und spannungsbezogenen Redispatch zu unterscheiden. Darauf verweist die Formulierung „anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen“. Während strombezogener Redispatch der Entlastung von Transportengpässen dient, bezweckt der spannungsbezogene Redispatch mit der Bereitstellung von Blindleistung die Aufrechterhaltung der Nennspannung in einem Netzgebiet.

⁶ Neben dem Redispatch bietet das sog. „Countertrading“ eine zweite Möglichkeit, um ohne Anweisung einzelner Anlagen über Handelsgeschäfte „gegen den Markttrend“ Engpässe zwischen Gebotszonen zu entlasten. Auch beim Countertrading werden bislang allein erzeugungsbezogene Handelsgeschäfte getätigt.

In Deutschland wurde der Begriff des Redispatches dagegen in Anlehnung an den sogenannten Dispatch der Kraftwerkseinsatzplanung bisher in der Regel allein zur Bezeichnung von Korrekturen der Stromeinspeisung verwendet.⁷

Exemplarisch dafür steht der jüngst von der Bundesnetzagentur vorgelegte „Bericht zum Redispatch nach Art. 13 Verordnung (EU) 2019/943“, der Redispatch abweichend von der EBMV als „Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken“ definiert, auf diese Weise den durch Art. 13 Abs. 4 lit. b EBMV gebotenen Berichtsauftrag verkürzt und auch im weiteren Bericht keine Ausführungen zu Stand und Entwicklung des Redispatches für dezentrale kleinteilige Flexibilitäten enthält.⁸

1.2 Kontinuierliche Ausweitung des Anwendungsbereichs für Redispatch

Die bisherige Entwicklung des Rechtsrahmens zeigt eine kontinuierliche Ausweitung des Anwendungsbereichs für Redispatch in Deutschland. Nach der erstmaligen gesetzlichen Regelung der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2005 begannen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst im Rahmen marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, Kraftwerke auf freiwilliger vertraglicher Basis für Redispatch-Maßnahmen zu verpflichten.⁹ Angesichts wachsenden Redispatch-Bedarfs und von Problemen in der vertraglichen Praxis verpflichtete der Gesetzgeber mit der EnWG-Novelle 2011 Betreiber von Kraftwerken und Speichern auf der Hoch- und Höchstspannungsebenen ab einer Nennleistung von mehr als 50 MW, auf Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber ihre Wirk- oder Blindleistungseinspeisung gegen angemessene Vergütung anzupassen.¹⁰ Die unmittelbare Verpflichtung zur Einspeisungsanpassung aus gesetzlichem Schuldverhältnis wurde 2012 auf Stromerzeugungsanlagen ab 10 MW unabhängig von der Anschlussnetzebene sowie auf nicht betriebsbereite bzw. in Revision befindliche Anlagen ausgedehnt.¹¹

Die bislang umfassendste Erweiterung des Redispatch-Instrumentariums erfolgte durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbau vom 15.5.2019¹² („NABEG2.0“), das die früheren Regelungen zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung konventioneller Kraftwerke und die Bestimmungen zum sog. Einspeisemanagement erneuerbarer und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) in einem einheitlichen Regelungsregime in den §§ 13, 13a EnWG zusammenführte.¹³ Die Änderungen gehen maßgeblich auf die Studie zur „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ zurück.¹⁴ Ziel des Gesetzgebers war es, dadurch die Netzführung zu optimieren und die Kosten für

⁷ Vgl. König, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 13 EnWG, Rn. 27; ebenso Tüngler, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 13 EnWG, Rn. 30.

⁸ Bericht der Bundesnetzagentur zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943 – Entwicklungsstand, Maßnahmen und nächste Schritte vom 5. Januar 2022, Glossar, S. 17.

⁹ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BR-Drucks. 613/04 vom 13.08.2004, S. 102f. Neben dem vertraglichen Redispatch regelte die Novelle in § 13 Abs. 2 EnWG auch den zwangsweisen Eingriff in Erzeugung und Verbrauch als ultima ratio zur Abwehr einer Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems.

¹⁰ Vgl. zur Begründung Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, BT-Drucks. 17/672 vom 06.06.2011, S. 71.

¹¹ Vgl. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie (9. Ausschuss), BT-Drucks. 17/11705 vom 28. 11. 2012, S. 50.

¹² BGBl. 2019 I S. 706.

¹³ Diese sind am 1.10.2021 in Kraft getreten sind. Gleichzeitig wurden die besonderen Bestimmungen der §§ 14, 15 EEG 2017 und § 3 Abs. 1 KWKG aufgehoben.

¹⁴ Ecofys, Consentec, BBH, Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs – Endbericht, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 27. April 2018; abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistun-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12.

die Behebung von Netzengpässen zu senken.¹⁵ Das so erweiterte Redispatch-System wird auch als Redispatch 2.0 bezeichnet.

1.3 Redispatch 2.0 als massentaugliches Verfahren des Engpassmanagements für erzeugungs- und speicherseitigen Redispatch

Methodisch werden in den §§ 13, 13a EnWG 2021 der bisherige Redispatch konventioneller Anlagen als marktbezogene Maßnahme i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG mit dem bisherigen Einspeisemanagement als Spezialfall der Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2, Abs. 3 Satz 3 EnWG in einem gemeinsamen System zur Behebung von Netzengpässen zusammengeführt.

1.3.1 Erfasste Erzeugungs- und Speicheranlagen

Zu den nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG erfassten Anlagen gehören Anlagen zur Erzeugung oder zur Speicherung elektrischer Energie ab einer Nennleistung von 100 kW sowie kleinere Anlagen, soweit sie durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind.

Entsprechend der weiten Definition des § 3 Nr. 18d EnWG zählen zu den Erzeugungsanlagen alle Formen der Stromerzeugung.

Fraglich ist, was unter Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu verstehen ist. Der Begriff der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie wird anders als der Begriff der Gasspeicheranlage in § 3 Nr. 19c EnWG nicht im EnWG bestimmt.¹⁶

Allerdings definiert § 3 Nr. 15d EnWG nunmehr die Energiespeicheranlage und setzt insoweit Art. 2 Nr. 59 und Nr. 60 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie¹⁷ (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,¹⁸

Da die Definition ausschließlich Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erfasst, ist ihre Übertragbarkeit im Rahmen des § 13a EnWG naheliegend. Den Gesetzgebungsmaterialien zur Einführung des § 13a EnWG sind zudem keine Hinweise zu entnehmen, dass der Gesetzgeber nur „reine Stromspeicher“ erfassen und Power-to-X-Anlagen bzw. verbrauchende Speicher vom Redispatch ausschließen wollte.

Dabei hätte eine solche gesetzgeberische Klarstellung durchaus nahegelegen. Der weite Speicherbegriff erfasst eben auch Wärmepumpen als Power-to-X-Anlagen bzw. mobile Verbrauchsspeicher wie E-Automobile. Wärmepumpen und E-Automobile über ein gesetzliches Schuldverhältnis einer Redispatch-Pflicht zu unterwerfen, ist jedoch wegen der damit verbundenen Nutzungseinschränkungen offensichtlich problematisch. An anderer Stelle, bei der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG, hat der Gesetzgeber sog. Power-to-X-Anlagen ausdrücklich ausgeschlossen. Hierauf hat der Gesetzgeber im Rahmen des § 13a EnWG aber sowohl bei der Einführung des Redispatch 2.0 im Jahr 2019, als zeitgleich im europäischen Recht

¹⁵ BT-Drs. 19/7375 S. 37.

¹⁶ Die Formulierung „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ findet sich ebenfalls in § 12 Abs. 4 Nr. 2 EnWG, der Informationspflichten der Netznutzer regelt. In der Gesetzesbegründung des Strommarktgesetzes von 2106, BT-Drucksache 18/7317, S. 81, finden sich keinerlei einschränkende Hinweise des Gesetzgebers. Das Ziel des Gesetzgebers, ein weitreichendes Informations- und Meldesystem zu schaffen, legt daher nahe, einen weiten Speicherbegriff zugrunde zu legen.

¹⁷ 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.

¹⁸ Zur ab dem 1.7.2023 geltenden Definition siehe oben Fußnote 1.

der weite Speicherbegriff des Art. 2 Nr. 59 EBMR eingeführt wurde, als auch in der Folge bei weiteren Novellen des EnWG verzichtet.

1.3.2 Prozessuale Gestaltung des Redispatch 2.0

Das neue integrierte System der Erzeugungsanpassung bringt erhebliche Veränderungen in der Praxis mit sich. Bei im Höchstspannungsnetz auftretenden Engpässen forderte der Übertragungsnetzbetreibervor Einführung des Redispatch 2.0 im Anschluss an die Ausschöpfung netz- und marktbezogener Maßnahmen im eigenen Netz bzw. in den Netzen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG a.F. pauschale Einspeisemanagement-Volumina beim nachgelagerten Verteilernetzbetreiber an. Die Abwicklung der Eingriffe erfolgte über die sog. Kaskade des § 14 EnWG a.F. Energetisch fanden im Gegenzug Leistungsabrufe bei konventionellen Kraftwerken aus der Netzreserve nach § 13d EnWG a.F. statt. Nachrangig zum Redispatch konventioneller Anlagen als marktbezogener Maßnahme i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG a.F. erfolgte das Einspeisemanagement von erneuerbaren Erzeugungsanlagen als Zwangsmaßnahme i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG nach den §§ 14, 15 EEG 2017.

Im neuen integrierten Verfahren des Redispatch 2.0 ist dagegen die Erfassung und Bewertung aller Erzeugungsanlagen und elektrischen Speicher auf allen Spannungsebenen eines Netzbereichs sowohl für Verteilnetz- als auch für Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Das integrierte Verfahren und die Vielzahl der Anlagen machen umfangreiche Datenaustausche zwischen Übertragungs-, Verteilnetz- und Anlagenbetreibern notwendig. Auf Basis einer vorausschauenden Netzzustandsanalyse erfolgt eine planwert- bzw. prognosebasierte Regelung konventioneller, erneuerbarer und KWK-Anlagen, wobei nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG vorrangig die Maßnahmen zu ergreifen sind, die voraussichtlich die niedrigsten Kosten verursachen. Erneuerbare und KWK-Anlagen unterliegen dabei nach § 13 Abs. 1a, Abs. 1b EnWG Sonderregelungen zur kalkulatorischen Berechnung ihrer Kosten, die bewirken, dass konventionelle Stromerzeugungsanlagen regelmäßig vorrangig heranzuziehen sind. „Redispatchte“ Energiemengen werden gem. § 13a Abs. 1a und 2 EnWG einheitlich finanziell und bilanziell ausgeglichen und in einem Redispatch-Bilanzkreis bewirtschaftet.

Auf Basis der BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0 - Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse¹⁹ mit einem Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit hat die Bundesnetzagentur in vier Beschlüssen die gesetzlichen Regelungen detailliert ausgestaltet.²⁰

1.4 Zwischenergebnis

Der heutige Redispatch 2.0 umfasst mehrere 100.000 konventionelle und erneuerbare Stromerzeugungsanlagen sowie Stromspeicher auf allen Spannungsebenen in einem System einheitlicher und Netzebenen-übergreifender Planungs- und Regelungsprozesse, welche über Netzbetreiber-Koordinierungs-Konzepte umgesetzt werden.

¹⁹ https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchenl_sung_Kerndokument.pdf

²⁰ Beschluss vom 30.11.2020 (Az. PGMF-8116-EnWG § 13j) im Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung); BK6-20-059 vom 6.11.2020, Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch zum Zwecke von Redispatch-Maßnahmen mit Anlage 1: „Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit“, Anlage 2: „Kommunikationsprozesse Redispatch“, Anlage 3: „Änderung der Anlage 1 der MaBiS“; BK6-20-060 vom 12.03.2021, Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen; BK6-20-061 vom 23.03.2021, Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Verfahren mit Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“. Diese Festlegung sieht auch ausdrücklich die Stammdatenerfassung für Speicher vor.

Soweit unterhalb der Leistungsgrenze von 100 kW die Fernsteuerbarkeit durch Netzbetreiber möglich ist, können damit prinzipiell auch sämtliche Stromerzeugungsanlagen zum Redispatch eingesetzt werden.

Grundsätzlich werden auch sämtliche Anlagen zur Stromspeicherung i.S.d. weiten Begriffs der Energiespeicheranlage gem. § 3 Nr. 15d EnWG erfasst. Abgesehen von Pumpspeichern werden Speicher aufgrund unvollständiger untergesetzlicher Ausgestaltung der Redispatch-Regelungen und u.a. Problemen bei der Bestimmung von Verfügbarkeiten und Kosten nicht eingesetzt

Verbrauchseinrichtungen bleiben nach der derzeitigen Konzeption des Redispatch 2.0 gem. § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG bislang sogar vollständig ungenutzt.

2 Ansätze zur Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für Zwecke des Engpassmanagements im geltenden nationalen Rechtsrahmen

Allerdings nennt § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG ausdrücklich vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten als eine der möglichen marktbezogenen Maßnahmen zur Beseitigung einer Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Auch § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG, der die Netzbetreiber bei Wirkleistungsanpassungen zur Auswahl derjenigen Maßnahmen mit den voraussichtlich geringsten Kosten verpflichtet, eröffnet mit dem Begriff des Wirkleistungsbezugs explizit die Möglichkeit, Verbrauchseinrichtungen in das Redispatch-System einzubeziehen.²¹

Aktuell bestehen nachfolgende Regelungen für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber:

2.1 Beschaffung ab- und zuschaltbarer Lasten nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 Abs. 6, § 13i Abs. 2 EnWG i.V.m. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)²²

§ 13 Abs. 6 EnWG regelt, dass zu- und abschaltbare Lasten für Maßnahmen nach Abs. 1 Nr. 2 durch den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber in diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu beschaffen sind und hierfür eine gemeinsame Internetplattform einzurichten ist.²³ Weitere konkretisierende Regelungen ergeben sich aus der Verordnungsermächtigung des § 13i Abs. 2 EnWG und der AbLaV.

Danach bestehen für die Beschaffung ab- und zuschaltbarer Lasten zahlreiche Einschränkungen:

Zunächst gilt die Regelung ausdrücklich nur für Übertragungsnetzbetreiber. Nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG kommt zwar eine entsprechende Geltung von § 13 EnWG für Verteilernetzbetreiber in Betracht. Die Vorschrift des § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG enthält jedoch keine Verweisung auf die

²¹ Der Begriff Wirkleistungsbezug wurde vom Gesetzgeber nachträglich zur Klarstellung eingefügt, da das OLG Düsseldorf in seinem Beschluss vom 28.4.2015 - 3, Kart 313/12 (V) - davon ausgegangen war, dass Einspeichervorgänge nicht von den Redispatch-Regelungen erfasst würden, vgl. dazu Lülldorf, in: Theobald/Kühling, EnWG, 114. EL, Januar 2022, § 13a, Rn. 25-27.

²² Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026).

²³ Wie beim Erzeugungsredispatch sind individuell ausgehandelte Verträge seit Einfügung der § 13 Abs. 4a und 4b a.F. durch das Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012 nicht mehr erforderlich.

Verordnungsermächtigung nach § 13i Abs. 2 EnWG, die damit ebenso wie die AbLaV selbst auf die Geltung für Übertragungsnetzbetreiber beschränkt bleibt.²⁴

§ 1 AbLaV beschränkt den sachlichen Anwendungsbereich der Verordnung sodann auf die Durchführung von Ausschreibungen zum Erwerb von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten. Zuschaltbare Leistungen werden nicht erfasst und sind damit nicht Bestandteil der Ausschreibungen.

Weiter sollen nach § 2 Nr. 1 b AbLaV dem Begriff der abschaltbaren Lasten nur solche Verbrauchseinrichtungen unterfallen, bei denen die Stromabnahme aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist. Damit sind Lasten unterhalb der Mittelspannungsebene prinzipiell ausgeschlossen.²⁵

Schließlich begrenzt die gesetzliche Verordnungsermächtigung das Volumen der auszuschreibenden Gesamt-ab- oder Zuschaltleistung auf höchstens jeweils 3.000 MW. Nach § 8 Abs. 1 AbLaV sind die wöchentlichen Ausschreibungen sogar auf jeweils 750 MW für sofort abschaltbare und 750 Megawatt für schnell abschaltbare Lasten, in Summe also 1.500 MW beschränkt.²⁶

Obwohl der Ordnungsgeber mit der Novellierung der AbLaV 2016 die Anforderungen an potenzielle Anbieter senkte,²⁷ und u.a. ein Pooling kleiner Leistungen über Konsortien ermöglichte, um die Mindestleistung von 5 MW zu erreichen, wird die Anwendungspraxis weiterhin durch wenige große Verbrauchseinrichtungen bestimmt.

So hat die in den Wochenaktionen angebotene Leistung laut Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zwischen 2018 und 2020 zwar um 39 % zugenommen. Allerdings bestanden 2020 gerade einmal zwölf Rahmenverträge mit acht Anbietern über 1532 MW schnell (SNL) bzw. 802 MW sofort (SOL) abschaltbare Leistung.²⁸ Der Abruf abschaltbarer Lasten erfolgte zudem ganz überwiegend zur Systembilanzstützung. Zwischen 2017 und 2020 erfolgten nur fünf Lastabrufe für das Engpassmanagement „als Substitut“ für fehlenden Erzeugungs-Redispatch.²⁹

Zwischenergebnis: Durch die stark begrenzenden Vorgaben von Gesetz- und Ordnungsgeber bleibt die Beschaffung abschaltbarer Lasten damit weiterhin auf ein sehr kleines Segment des Stromverbrauchs beschränkt.³⁰

²⁴ Vgl. auch von Gneisenau, Zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung – Status Quo und Optionen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens, NundR, 2021, 130 (134).

²⁵ Zudem sind nur wirtschaftlich und technisch sinnvolle Angebote zulässig. Wirtschaftlich sinnvoll sind nach § 13i Abs. 2 Satz 3 EnWG Angebote zum Erwerb der Lasten, für die eine Vergütung zu zahlen ist, die die Kosten für die sonst drohenden Versorgungsunterbrechungen nicht übersteigen. Technisch sinnvoll sind nach Satz 4 Angebote, durch die Ab- und Zuschaltungen für eine Mindestleistung von 5 MW innerhalb von maximal 15 Minuten herbeigeführt werden können.

²⁶ Zwischenzeitlich hatte die Bundesnetzagentur 2019 ein Festlegungsverfahren zur Anpassung der Gesamtabschaltleistung eingeleitet, um die gesamte auszuschreibende Abschaltleistung nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 8 Abs. 4 Nr. 2 AbLaV auf insgesamt 750 MW nochmals zu halbieren. Hintergrund war, dass die Ausschreibungen regelmäßig unterzeichnet waren. Dieses Verfahren wurde aber im April 2019 vorläufig ausgesetzt, nachdem die Ausschreibungsangebote wieder gestiegen waren.

²⁷ U.a. Einbeziehung der Mittelspannungsebene statt ursprünglich nur Hoch- oder Höchstspannung, Mindestgröße von 5 MW statt ursprünglich 50 MW, vgl. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten), BT-Drs. 17/11671.

²⁸ Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zu abschaltbaren Lasten nach § 8 Abs. 3 AbLaV, 29.6.2020, S. 5

²⁹ Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zu abschaltbaren Lasten nach § 8 Abs. 3 AbLaV, 29.6.2020, S. 8.

³⁰ Der ursprünglichen Verordnungsbegründung zufolge sind „Abschaltbare Lasten im Sinne dieser Verordnung (...) große Verbrauchseinheiten, die am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, mit großer Leistung nahezu rund um die Uhr Strom abnehmen und aufgrund der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Abruf für eine bestimmte Zeit ihre Verbrauchsleistung reduzieren können. Sie können daher zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung der Versorgungssicherheit eingesetzt

2.2 § 13 Abs. 6b EnWG – Künftig Ausschreibung zuschaltbarer Lasten für den Redispatch

Im Zuge des sog. Osterpakets hat der Gesetzgeber mit § 13 Abs. 6b EnWG eine neue Bestimmung eingeführt, die in Zukunft die Beschaffung zuschaltbarer Lasten für den Redispatch vorsieht.³¹ Vorgesehen ist eine Ausschreibung durch die Übertragungsnetzbetreiber für den Strombezug von zuschaltbaren Lasten, die erstmals zum 1. Juli 2023 erfolgen soll.

Im Gegensatz zu den nach § 13a Abs. 1 EnWG für den Redispatch heranzuziehenden Erzeugungs- und Speichereinrichtungen, sollen die Redispatch-Lasten im Rahmen der Neuregelung nicht in die jeweilige Kosten-Merit-Order der möglichen Redispatch-Maßnahmen integriert, sondern ausschließlich nachrangig, d.h. zum Zweck der Vermeidung der Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bzw. Grubengas (§ 3 Nr. EEG) ausgeschrieben werden.

Die Teilnahme an den künftigen Ausschreibungen ist zudem an strenge Voraussetzungen geknüpft. So darf u.a. für die angebotene Abnahmeleistung innerhalb der letzten zwölf Monate vor Beginn und innerhalb des jeweiligen Ausschreibungszeitraums kein Strombezug an Strommärkten erfolgt sein, um strategischem Bietverhalten vorzubeugen. Die Anlage muss sich ferner innerhalb der Bundesrepublik Deutschland, aber außerhalb der Südregion nach der Anlage 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes befinden, ihre jederzeitige Verfügbarkeit im Ausschreibungszeitraum muss ebenso gewährleistet sein, wie ihre Zuschaltung nach Maßgabe der Ausschreibungsbedingungen. Die Mindestgröße für Gebote beträgt 100 Kilowatt, wobei eine Zusammenlegung kleinerer Lasten durch Dritte zulässig ist.

Zwischenergebnis: Inwieweit die neue Regelung künftig praxistaugliche Möglichkeiten zum Einsatz kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten ermöglichen wird, bleibt abzuwarten und ist insbesondere von der Ausgestaltung der Ausschreibungsverfahren abhängig. Da zuschaltbare Lasten nur zur Vermeidung der Abregelung regenerativer Stromerzeugung eingesetzt werden sollen, ist ihr Einsatz anstelle der Abregelung konventioneller Stromerzeugung auch dann ausgeschlossen, wenn dies kostengünstiger wäre. Unklar ist zudem, was konkret unter dem Strombezug an Strommärkten zu verstehen ist, der während des Ausschreibungszeitraums und in den 12 vorhergehenden Monaten zum Ausschluss von der Ausschreibungsteilnahme führen soll.

2.2 § 14a EnWG – Vereinbarungen über die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

§ 14a EnWG regelt die Möglichkeit zur Vereinbarung reduzierter Netzentgelte für sog. steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Die derzeit geltende Fassung der Vorschrift wird ab dem 1. Januar 2023 von einer Neuregelung abgelöst.³²

2.2.1 Bis 31.12.2022 geltende Fassung des § 14a EnWG

Nach § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird.

werden“, Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten), BT-Drs. 17/11671, S. 1.

³¹ Artikel 1 Nr. 9 lit. b Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214).

³² Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237 [1304]). Die Geltung ab dem 1.1.2023 ergibt sich aus Art. 20 Abs. 1 Satz 1 des Gesetzes (BGBl. I S. 1237 [1324]).

Die Regelung des § 14a EnWG, die bereits 2011 in das EnWG aufgenommen wurde,³³ soll Netznutzer anreizen, im Gegenzug für verringerte Netznutzungsentgelte Verteilernetzbetreibern netzdienliche Flexibilisierungspotenziale zur Verfügung zu stellen. Dabei hatte der Gesetzgeber durchaus dezentrale Flexibilitäten wie Wärmepumpen vor Augen, die insbesondere helfen sollten, über intelligente Netzsteuerung Lastspitzen in Verteilernetzen zu vermeiden.³⁴

Nach dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur von 2020, wurden bei 686 von 838 befragten Netzbetreibern für mehr als 1,5 Mio. steuerbare Verbrauchseinrichtungen reduzierte Netzentgelte vereinbart.³⁵ Allerdings erfolgte deren Steuerung in aller Regel über herkömmlich Schalt- und Steuertechniken (bspw. Rundsteueranlagen) und beschränkte sich weitgehend auf Heizanwendungen.³⁶ Bis heute fehlt es zudem an der nach § 14a Satz 3 EnWG vorgesehenen Verordnung, die einen Rahmen für reduzierte Netzentgelte, die vertragliche Ausgestaltung sowie die Festlegung von Steuerungshandlungen schaffen könnte.

Zwischenergebnis: Die Anwendungspraxis des § 14a EnWG lässt vermuten, dass bei Verfügbarkeit entsprechender Mess- und Steuerungstechnik zwar zahlreiche kleinteilige dezentrale Flexibilitäten zur Verfügung stehen, die prinzipiell auch für den Redispatch nutzbar gemacht werden könnten. In der jetzigen gesetzlichen Ausgestaltung spielt das Instrument für den Redispatch aber keine Rolle.

2.2.2 Ab 1.1.2023 geltende Fassung des § 14a EnWG

Die Neufassung des § 14a EnWG ermöglicht künftig Regelungen zur Netzentgeltreduzierung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Wege der Festlegung durch die Bundesnetzagentur. Der Gesetzgeber trägt damit dem Urteil des EuGH aus dem Jahr 2021 im Vertragsverletzungsverfahren gegen die Bundesrepublik Deutschland Rechnung, wonach die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde auch durch Entscheidungsreservate der Regulierungsbehörde gegenüber dem Gesetzgeber zu wahren ist.³⁷ Zugleich soll die neue Fassung des § 14a EnWG einen umfassenden Systemansatz zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ermöglichen, der für den schnelleren Hochlauf der Elektromobilität, einen forcierten Wärmepumpen-Rollout, neue Flexibilitätsmodelle für Prosumer und die bevorstehende Umsetzung des EU-Legislativpaketes „Fit for 55“ erforderlich sei.³⁸

§ 14a EnWG ermöglicht der Bundesnetzagentur, ab 2023 durch Festlegung bundeseinheitliche Regelungen zu treffen, nach denen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und diejenigen Lieferanten oder Letztverbraucher, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, verpflichtet sind, nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (steuerbare Netzanschlüsse) im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen abzuschließen. Die netzorientierte Steuerung kann dabei über wirtschaftliche Anreize, über Vereinbarungen zu Netzanschlussleistungen und über die Steuerung einzelner steuerbarer Verbrauchseinrichtungen erfolgen.

Nach der Gesetzesbegründung unterfallen einer netzorientierten Steuerung „sowohl wirtschaftliche Anreize zu netzverträglichem Verhalten als auch Vereinbarungen über Netzanschlussleistung und eine aktive Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und

³³ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.7.2011 in das EnWG, BGBl. I 2011, 1554.

³⁴ Vgl. Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 73.

³⁵ Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2020, S. 193.

³⁶ Zu Zweifeln an der europarechtlichen Vereinbarkeit von § 14a EnWG mit den ausdifferenzierteren Vorgaben des Art. 15 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie sowie den Anforderungen des MsbG für die technische Nutzung von Smart-Meter-Gateways vgl. Schnurre, in: Assmann/Peiffer, BeckOK zum EnWG, 1. Edition Stand: 15.07.2021, § 14a, Rn. 4f.

³⁷ Vgl. EuGH, 02.09.2021 - C-718/18 – Rn. 103 ff.

³⁸ Vgl. BT-Drucks. 20/2656 vom 06.07.2022, Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie, S. 44.

Netzanschlüssen durch den Netzbetreiber zur Beseitigung von Netzengpässe.“³⁹ Die netzorientierte Steuerung soll also (auch) Redispatch ermöglichen.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne der Absätze 1 und 2 sind nach Abs. 3 des neugefassten § 14a EnWG insbesondere Wärmepumpen, nicht öffentlich-zugängliche Ladepunkte für Elektromobile, Anlagen zur Erzeugung von Kälte oder zur Speicherung elektrischer Energie und Nachtstromspeicherheizungen. Diese ausdrücklich nicht-abschließende Definition steht jedoch unter dem Vorbehalt einer möglicherweise abweichenden Definition durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer künftigen Festlegung.

Abs. 1 Satz 3 der Neufassung des § 14a EnWG zählt zulässige Regelungsgegenstände einer Festlegung auf. Diese reichen von der möglichen Vorrangigkeit des Einsatzes wirtschaftlicher Anreize, über die Regelung marktlicher Ansätze bei einer Vielzahl von Anwendungsfällen, Überwachungspflichten der Netzbetreiber bis hin zu Methoden für die bundeseinheitliche Ermittlung von Entgelten für den Netzzugang für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Sonderregelungen für den Netzanschluss, die Anschlussnutzung, Anschlusskosten und Baukostenzuschüssen. Auch diese Aufzählung ist beispielhaft und nicht abschließend.

Unter dem Eindruck des o.g. EuGH-Urteils gibt der Gesetzgeber der Bundesnetzagentur damit künftig einen extrem großen Gestaltungsspielraum für eine noch zu erlassende Festlegung, die sogar Abweichungen von geltenden gesetzlichen Vorgaben ermöglichen soll.

Nach dem Willen des Gesetzgebers können hierdurch künftig insbesondere „vorrangig marktlich organisierte Flexibilitätsansätze zum Einsatz kommen, um die Netzstabilität sicherzustellen, etwa zeitvariable Netzentgelte, Ausschreibungen von netzdienlicher Flexibilität und weitere Instrumente.“⁴⁰

2.3 Zwischenergebnis:

Auch die Neuregelung des § 14a EnWG ermöglicht grundsätzlich den Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen für das Engpassmanagement. In welcher Form dieser Einsatz künftig erfolgt, ist jedoch angesichts der umfassenden Ausgestaltungsmöglichkeiten durch die Festlegungsbefugnis der Bundesnetzagentur weitgehend offen. In jedem Fall bleibt die Regelung zudem auf die Anwendung durch Verteilnetzbetreiber beschränkt.

2.4 § 14c EnWG – Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber

Nach dem 2021 eingeführten § 14c EnWG, der Art. 32 EBMR umsetzen soll, können Verteilnetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen für ihr Netz am Markt beschaffen, um ihre Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern. Die Beschaffung hat dabei in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu erfolgen.

Der Begriff der Flexibilitätsdienstleistung ist weder in der Richtlinie noch im EnWG definiert⁴¹, sollte nach allgemeinem Sprachverständnis aber kleinteilige dezentrale Flexibilitäten zumindest nicht ausschließen.

³⁹ Vgl. BT-Drucks. 20/2656 vom 06.07.2022, Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie, S. 44.

⁴⁰ BT-Drucks. 20/2656 vom 06.07.2022, Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie, S. 45.

⁴¹ Zu den Begriffen Flexibilitätsdienstleistungen und Flexibilitätsleistungen vgl. Drouet/Thye, Neue Regelungen für den Netzbetrieb und für selbständige Betreiber von Interkonnektoren durch die EnWG-Novelle 2021, in: IR 2021, 218 (219), für einen energiewirtschaftlich begründeten Definitionsansatz vgl. Lange/Hofmann, Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf Verteilernetzebene nach der Reform des EnWG vom Juli 2021, in: NundR, 2022, 13 (15) mwN.

Fraglich ist allerdings, ob der Anwendungsbereich der Vorschrift auch solche Flexibilitäten umfasst, die für das Engpassmanagement bestimmt sind.

Gemäß § 14c Abs. 1 Satz 2 EnWG bleiben u.a. die Bestimmungen der §§ 13, 13a und 14a von der neuen Vorschrift `unberührt`. Der Gesetzesbegründung zufolge sollen dadurch die vorgenannten Vorschriften als speziellere Regelungen Vorrang gegenüber § 14c EnWG genießen, soweit die dort jeweils besonders geregelten Maßnahmen oder Dienstleistungen nach den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 unter den Begriff der Flexibilitätsdienstleistungen zu fassen wären.⁴²

Die Gesetzesbegründung legt also nahe, dass neben den Sonderregelungen der §§ 13 Abs. 6, 6b und § 14a EnWG, die grundsätzlich (jedenfalls auch) die Beschaffung von Redispatch-Kapazitäten ermöglichen, kein Raum für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen für den Redispatch nach § 14c EnWG besteht.⁴³

Dem steht allerdings entgegen, dass die Richtlinie selbst das Engpassmanagement als Zweck benennt. Verteilernetzbetreiber sollen nach dem ausdrücklichen Wortlaut des umzusetzenden Art. 32 EBMR „Anreize erhalten, Flexibilitätsdienstleistungen einschließlich Engpassmanagement... zu beschaffen.“ Hiergegen wird wiederum eingewandt, dass die Bestimmung des Art. 13 EBMV zum Redispatch als unmittelbar geltende Lex-specialis-Regelung gegenüber der Richtlinie Vorrang genieße, so dass für das Engpassmanagement im Rahmen des § 14c EnWG kein Raum verbleibe.⁴⁴

Diese fragwürdige Hinwegsetzung über den ausdrücklichen Wortlaut des Art. 32 Abs. 1 Satz 1 EBMR erübrigt sich allerdings, wenn beide europarechtlichen Bestimmungen systematisch-konkordant ausgelegt werden. Dann muss das Engpassmanagement der Verteilernetzbetreiber nämlich sowohl den Anforderungen des Art. 13 EBMV als auch denen des Art. 32 EBMR genügen. Da beide Vorschriften diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren unter Einbeziehung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsressourcen verlangen, steht einer solchen Auslegung nichts entgegen. Damit ist § 14c EnWG auch zur Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen für den Redispatch geeignet.

Für diese Schlussfolgerung spricht auch, dass nach § 14c Abs. 1 Satz 3 EnWG die in § 12h EnWG geregelten nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen keine Flexibilitätsdienstleistungen sind. § 14c EnWG ist gleichzeitig auf die regelenergieverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nicht anwendbar, die für die frequenzstützenden Systemdienstleistungen zuständig sind. Damit verbleibt letztlich nur das strombedingte Engpassmanagement als Anwendungsbereich.⁴⁵ Wollte man diesen Bereich ebenfalls vom Anwendungsbereich des § 14c EnWG ausklammern, liefe die Norm – jedenfalls im Rahmen des bestehenden Kanons herkömmlicher Flexibilitätsprodukte – leer.

Die Verpflichtung aus § 14c Abs. 1 EnWG ist nach § 118 Abs. 28 EnWG allerdings so lange ausgesetzt, bis die Bundesnetzagentur hierfür erstmals Spezifikationen nach § 14c Abs. 2 EnWG genehmigt oder nach Abs. 3 festgelegt hat.

⁴² Vgl. Gesetzesbegründung, Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unions-rechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 9.3.2021, BT-Drucks. 19/27453, S. 100. Zur Ambivalenz der gesetzlichen Formulierung „bleiben unberührt“ heißt es auf der Homepage des BMJV: „Eine Wendung wie „Regelungen anderer Gesetze bleiben unberührt“ kann dagegen Verschiedenes meinen: Es kann sich um einen klarstellenden Hinweis auf andere Rechtsnormen handeln, wobei der Geltungsbereich beider Regelungen sich nicht überschneidet. Durch die Formulierung kann ferner angeordnet werden, dass beide Regelungen nebeneinander anwendbar sind. Manchmal wird mit der Wendung ein Vorrangverhältnis ausgedrückt“, Handbuch der Rechtsförmlichkeit, Rn. 87, abrufbar unter: www.hdr.bmj.de.

⁴³ Vgl. Drouet/Thye, Neue Regelungen für den Netzbetrieb und für selbständige Betreiber von Interkonnektoren durch die EnWG-Novelle 2021, in: IR 2021, 218 (219).

⁴⁴ Vgl. Weyer/Iversen, in: RdE 2021, 1 (5), ähnlich Nysten/Hilpert, Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, in: EnWZ 2021, 351 (Fn. 41).

⁴⁵ Zum Unterschied zwischen spannungs- und strombasiertem Redispatch vgl. oben Fußnote 2.

Zwischenergebnis: § 14c EnWG ermöglicht grundsätzlich die Beschaffung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten durch Verteilernetzbetreiber für das Engpassmanagement. Allerdings schließt die Vorschrift Übertragungsnetzbetreiber von ihrem Anwendungsbereich aus und ist vorläufig mangels einer Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Spezifikationen der Beschaffung ausgesetzt.

2.5 Keine Einbindung in das System des Redispatch 2.0

Schließlich fehlt es in allen vorgenannten Fällen an der Einbindung in das System des Redispatch 2.0. § 13a EnWG sowie die Festlegungskompetenzen des § 13j EnWG beziehen sich ausschließlich auf Erzeugungs- und Speicheranlagen. Verbräuche werden weder in den Stammdaten erfasst, noch können sie bei den automatisierten Abrufen berücksichtigt oder bilanziell ausgeglichen werden.

2.6 Zwischenergebnis

Die Bestimmungen des EnWG zur Beschaffung netzdienlicher Verbräuche, die (auch) für den Redispatch eingesetzt werden könnten, ermöglichen die Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten bislang nur in sehr geringem Umfang.

Ursächlich dafür sind die

- die pauschale Ausklammerung von Verbräuchen in den Regelungen zum Redispatch 2.0,
- die jeweils nur auf Übertragungs- (AbLaV) oder Verteilernetzbetreiber (§§ 14a und 14c EnWG) beschränkten Anwendungsbereiche,
- (zu) strenge Einschränkungen für die einzubeziehenden Verbrauchslasten (AbLaV) und
- (derzeit noch bestehende) Defizite in der Operationalisierung (fehlende Verordnung nach § 14a Satz 3 EnWG bzw. noch ausstehende Festlegung nach §§ 14a Abs. 1 Satz 1, 29 Abs. 1 EnWG2023, ausstehende Entscheidung zu Spezifikationen nach § 14c Abs. 2 EnWG).

3 Europarechtliche Vorgaben zum Einsatz kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch

Demgegenüber hat die Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten mit den Novellen von Strombinnenmarktlinie und -verordnung im Jahr 2019 u.a. für den Redispatch vielfach Eingang in das europäische Energierecht gefunden.

Art. 3 Abs. 1 EBMR regelt die Grundsätze des europäischen Elektrizitätsmarktes, der nunmehr nicht nur wettbewerbsfähig, verbraucherorientiert und diskriminierungsfrei, sondern auch flexibel sein soll. Auch die EBMV setzt auf Flexibilität: „Zur Einbindung des wachsenden Anteils erneuerbarer Energie in das künftige Stromsystem sollten alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung... genutzt werden.“⁴⁶

3.1 Vorgaben für Flexibilitätsanbieter und Verteilernetzbetreiber

Nach Art. 3 Abs. 1 EBMR haben die Mitgliedstaaten durch ihr nationales Recht u.a. sicherzustellen, dass „die Beteiligung der Verbraucher, auch durch Laststeuerung... nicht unnötig behindert“ wird. Erwägungsgrund 39 bestimmt, dass „alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte)... ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können [sollten].“ In Erwägungsgrund 7 EBMR heißt es weiter: In der Vergangenheit waren Stromkunden rein passive

⁴⁶ EBMV, Erwägungsgrund 7.

Kunden, die Elektrizität häufig zu regulierten Preisen ohne unmittelbaren Marktbezug erwerben. In der Zukunft muss es den Kunden ermöglicht werden, in vollem Umfang und gleichberechtigt mit anderen Marktteilnehmern am Markt teilzunehmen und es muss ihnen ermöglicht werden, ihren Energieverbrauch zu steuern.

Die Rolle des flexibilitäts anbietenden Prosumers wird damit in die Grundstrukturen des europäischen Strombinnenmarktes aufgenommen. Sie findet konkreten Niederschlag im Anspruch vom Stromkunden nach Art. 13 Abs. 1 und 2 EBMR, Aggregierungsverträge abzuschließen und als „aktive Kunden“ nach Art. 15 Abs. 2 lit. 2 EBMR an Flexibilitätsprogrammen teilzunehmen. Die Mitgliedstaaten sind nach den detaillierten Vorgaben des Art. 17 EBMR zudem verpflichtet die Beteiligung an der Laststeuerung durch Aggregation aktiv zu fördern.

Den netzkundenbezogenen Bestimmungen entsprechen die Vorgaben für flexibilitätsnachfragende Stromnetzbetreiber: So bestimmt Art. 32 EBMR (vgl. oben 2.3): „Die Mitgliedstaaten schaffen den erforderlichen Rechtsrahmen, durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsdienstleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern.“ In Erwägungsgrund 61 EBMR heißt es insoweit konkreter: „Die Verteilernetzbetreiber müssen... neue Lasten, wie jene die aus Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen resultieren, kosteneffizient integrieren... [Hierzu sollen sie] die Möglichkeit und Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren die Dienste dezentraler Energieressourcen wie Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, um ihre Netze effizient zu betreiben und keinen kostspieligen Netzausbau vorzunehmen.“ Die Mitgliedstaaten wiederum sollen „geeignete Maßnahmen wie nationale Netzkodizes und Marktvorschriften umsetzen und den Verteilernetzbetreibern mittels Netzentgelten, die der Flexibilität oder der Verbesserung der Energieeffizienz im Netz nicht im Wege stehen, Anreize bieten.“

Zwischenergebnis: Die Einbeziehung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Elektrizitätsmarkt und deren marktbasierete Beschaffung ist ein zentrales Anliegen des europäischen Gesetzgebers. Insbesondere sollen Verteilernetzbetreiber durch den Rechtsrahmen der Mitgliedstaaten aktiv angereizt werden, Flexibilitätsdienstleistungen zum Engpassmanagement zu beschaffen, um dadurch ihrer Pflicht zur Integration neuer Verbraucher zu genügen und die Systemkosten des Netzes zu minimieren.⁴⁷ Damit zielt die EBMR explizit auf die marktbasierete Beschaffung (auch) von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten und ihre Nutzung zum Engpassmanagement.

3.2 Anforderungen an den Redispatch der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber nach Art. 13 EBMV

Die europarechtlichen Anforderungen an den Redispatch sind in Art. 13 EBMV geregelt.

3.2.1 Gleichberechtigte Einbeziehung von Verbrauchseinrichtungen in das Redispatch-Instrumentarium nach Art. 13 Abs. 1 EBMV

Nach Art. 13 Abs. 1 EBMV haben sowohl erzeugungs- als auch laststeuernder Redispatch auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien zu erfolgen. Sofern dies technisch machbar ist, muss Redispatch allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung, einschließlich solchen mit Standort in anderen Mitgliedstaaten, offenstehen.

Die Forderung des Art. 13 Abs. 1 EBMV knüpft an die weite Definition des Art. 2 Nr. 16 EBMV an, wonach sowohl erzeugungs- als auch verbrauchsseitige Maßnahmen der Laststeuerung vom Redispatch-Begriff erfasst werden. Zugleich entspricht sie dem unter 3.1 dargestellten übergreifenden Anliegen des europäischen Gesetzgebers, Verbrauchern umfassend und

⁴⁷ Vgl. Lange/Hofmann, Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf Verteilernetzebene nach der Reform des EnWG vom Juli 2021, in: NundR, 2022, 13 (14, 17).

gleichberechtigt die Vermarktung von Flexibilitäten zu ermöglichen und eine solche Vermarktung durch die Mitgliedstaaten sogar aktiv anzureizen.

Die EBMV verlangt damit grundsätzlich einen gleichberechtigten, diskriminierungsfreien Einsatz aller technisch verfügbaren Optionen, die für Leistungsanpassungen zur Entlastung von Netzengpässen verfügbar sind,⁴⁸ wobei die Auswahl nach Art. 13 Abs. 2 Satz 1 EBMV unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus der Gesamtheit der Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung erfolgen soll (dazu näher unter 3.2.2.).⁴⁹ Die vollständige Ausklammerung bestimmter Erzeugungstechnologien vom Redispatch wäre dagegen ebenso unzulässig wie ein pauschaler Ausschluss von Erzeugungsstandorten in der EU.⁵⁰

3.2.1.1 Unzureichende Erfassung von Verbrauchseinrichtungen im deutschen Redispatch 2.0
Vor diesem Hintergrund erscheint vor allem die Ausklammerung sämtlicher Verbrauchseinrichtungen im Rahmen des Redispatch 2.0 nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG problematisch.

Diese wären dann zulässig, wenn Verbrauchseinrichtungen für den Redispatch prinzipiell technisch ungeeignet wären. Zwar unterliegt die Heranziehung von Verbrauchseinrichtungen im Hinblick auf Einschränkungen der jeweiligen Stromanwendung und die Bestimmung der Kosten anderen Anforderungen als der Erzeugungs-Redispatch. Von einer grundsätzlichen technischen Nicht-Eignung geht die EBMV aber gerade nicht aus, wie Art. 13 Abs. 1 EBMV belegt. Auch der deutsche Gesetzgeber hält Verbrauchseinrichtungen offenbar prinzipiell für redispatch-fähig, wie die jüngsten Spezialregelungen des § 13 Abs. 6b EnWG und des § 14a EnWG2023 zeigen.

Im Rahmen des Diskriminierungsverbots kommen prinzipiell auch andere als mit der technischen Machbarkeit begründete Differenzierungen in Betracht. Diese bedürfen aber einer konkreten sachlichen Rechtfertigung.

Eine solche Rechtfertigung könnte möglicherweise darin gesehen werden, dass sich Deutschland unter Berufung auf die Ausnahmegründe des Art. 13 Abs. 3 lit. c und lit. d EBMV entschieden hat, vom Grundsatz des marktbasierten Redispatches nach Abs. 2 zugunsten eines kostenbasierten Systems abzuweichen.⁵¹ Die Auswahlreihenfolge der Redispatch-Anlagen erfolgt im Rahmen des Redispatch 2.0 nicht anhand marktbasierter Gebotspreisen, sondern aufgrund der jeweiligen mit dem Redispatch-Einsatz verbundenen und anhand der gesetzlichen Regelungen zu ermittelnden Kosten. Diese sind im Fall der Erzeugungsanpassung von Strom naturgemäß einfacher zu bestimmen als bei entsprechendem Minder- oder Mehrverbrauch. Denn Verbrauchsänderungen sind mit unterschiedlichsten Folgekosten verbunden, je nachdem welche konkrete Stromnutzung im Einzelfall angepasst wird. Grundsätzlich ist aber auch eine differenzierte Erfassung der Kosten von Verbrauchsanpassungen nicht ausgeschlossen.

Als weiterer Rechtfertigungsgrund käme die Erwägung in Betracht, dass im System des Redispatch 2.0 nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG die Heranziehung zum Redispatch auf gesetzlichem Schuldverhältnis beruht und eine entsprechende Verpflichtung für Stromverbraucher nicht zumutbar ist. In der Tat würde die verpflichtende Teilnahme am Redispatch für Verbraucher wegen der Auswirkungen auf die jeweilige konkrete Stromanwendung offensichtlich erheblich schwerer

⁴⁸ Vgl. auch Nysten/Hilpert, Markt oder kein Markt? Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, in: EnWZ 2021, 351 (355).

⁴⁹ Vgl. Klausmann, Die nationale und unionsrechtliche Neuregelung des Redispatches – Zur Vereinbarkeit des NABEG2.0 mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, in: EWeRK 2019, 201 (205).

⁵⁰ Vgl. Gabler, Redispatch im Spannungsfeld zwischen nationalem und europäischem Recht, in: REE, 2019, 165 (176).

⁵¹ Ausnahmegründe sind nach Art. 13 Abs. 3 lit. c EBMV eine unzureichende Zahl verfügbarer Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen sowie nach lit. d der Vorschrift eine Netzsituation, die derart regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde.

wiegen als der steuernde Eingriff in die Stromproduktion einer Anlage. Das gesetzliche Schuldverhältnis für den Redispatch wurde jedoch vom deutschen Gesetzgeber eingeführt. Europarechtlich ist es nicht zwingend vorgegeben und kann daher auch nicht als Rechtfertigung eines pauschalen Ausschlusses von Verbrauchseinrichtungen dienen. Es stünde dem Gesetzgeber frei, auch im Rahmen des Redispatch 2.0 die Einbeziehung von Verbrauchseinrichtungen auf freiwilliger Basis zu ermöglichen.

Die lediglich partiellen Regelungen der §§ 13 Abs. 6, Abs. 6b sowie 14a und 14c EnWG können die fehlende systematische Einbindung von Verbrauchseinrichtungen in den Redispatch 2.0 des § 13a EnWG wie oben dargelegt (vgl. unter 2.) nicht kompensieren.

Zwischenergebnis: Dem europarechtlichen Anspruch einer gleichberechtigten Einbeziehung von Verbrauchseinrichtungen (und Speichern) genügt das System des Redispatch2.0 derzeit allenfalls teilweise. Die pauschale Ausklammerung von Verbrauchseinrichtungen in § 13a Abs. 1 EnWG, kann durch die begrenzten und zudem gesetzessystematisch unabgestimmten Teilregelungen zur Nutzung von Verbrauchseinrichtungen für das Engpassmanagement (§§ 13 Abs. 6, Abs. 6b, 14a, 14c EnWG) nicht kompensiert werden.

3.2.1.2 Diskriminierende Kosten-Regulierung bei Einsatz von Verbräuchen durch Übertragungsnetzbetreiber

Selbst wenn kleinteilige dezentrale Flexibilitäten in das System und die Prozesse des Redispatch 2.0 gleichberechtigt einbezogen würden, wäre eine Gleichbehandlung noch nicht gewährleistet. Der Abruf von Verbrauchseinrichtungen für den Redispatch wäre nämlich aufgrund der Kostenregulierung für Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zum Erzeugungsredispatch derzeit nachteilig.

Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für den Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen werden bislang⁵² vollumfänglich anerkannt. Sie gelten nach § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, da sie einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung liegt nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV vor, wenn eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt ist, die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 festgelegt hat und es sich nicht um volatile Kostenanteile nach § 11 Absatz 5 handelt. Hier hat die Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 19.05.2021 – Az: BK8/18-0007-A - eine entsprechende Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV getroffen. Dieser Festlegung liegen die freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten zugrunde.

Änderungen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten können nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV in die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers einfließen. Die den Netzbetreibern entstehenden Kosten für den Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen werden also aufwandsgleich ersetzt.

Da die freiwilligen Selbstverpflichtungen bislang lediglich den Redispatch aus Erzeugungs- und Speicheranlagen und die daraus resultierenden Kosten behandeln, wären Kosten eines Redispatches von Verbrauchseinrichtungen derzeit nicht verfahrensreguliert und würden entsprechend auch nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten. Ausgehend vom effizienten Kostenniveau des sog. „Fotojahrs“ unterfielen sie vielmehr den spezifischen Effizienzvorgaben für den jeweiligen Netzbetreiber und dem im Verlauf der Regulierungsperiode sinkenden Erlöspfad.

⁵² Mit § 17 ARegV wurde 2021 ein zusätzliches Anreizinstrument zur Verringerung der Kosten des Engpassmanagements der Übertragungsnetzbetreiber in Form einer Bonus-Malus-Regelung eingeführt, das aber nach § 34 Abs. 9 Satz 2 ARegV bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode nur als Bonus-Regelung Anwendung findet.

Da die Übertragungsnetzbetreiber aber bisher keine Kosten für den Redispatch aus Verbrauchseinrichtungen haben, gäbe es auch keine entsprechende Kostenposition bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus für die Erlösobergrenze. Die Kostenerstattung entfiel damit vollständig und jeder verbrauchsbezogene Redispatch-Abwurf lief unmitttelbar gegen den Gewinn.

Auch eine Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV scheidet aus, da diese nicht auf einer gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflicht beruhen. Die Pflicht zum finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG bezieht sich nur auf den Redispatch von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen. Ebenfalls nicht in Betracht kommt eine Kostenanerkennung nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV, die in Fällen unzumutbarer Härte eine ausnahmsweise Anpassung der Erlösobergrenze vorsieht. Voraussetzung hierfür wäre nämlich der Eintritt eines unvorhersehbaren Ereignisses, was bei der planmäßigen Einbeziehung von Verbrauchseinrichtungen in den Redispatch jedoch offensichtlich nicht der Fall wäre.⁵³

Dagegen bestünde dieses Problem für Verteilnetzbetreiber nicht. Nach § 11 Abs. 5 Nr. 2 ARegV sind sämtliche Kosten für marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, d.h. Kosten sowohl für erzeugungs- wie für verbrauchsbezogenen Redispatch als volatile Kostenanteile anzusehen und können als solche nach § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV in die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze eingebracht werden.

Die Nutzung von Verbrauchseinrichtungen für den Redispatch durch Übertragungsnetzbetreiber wird so wirtschaftlich unattraktiv und widerspricht damit dem Gebot einer gleichberechtigten Nutzung von Verbrauchslasten nach Art. 13 Abs. 1 EBMV.

Zwischenergebnis: Da die Kostenerstattung für verbrauchsbezogenen Redispatch durch die Übertragungsnetzbetreiber derzeit ausgeschlossen wäre, besteht auch insoweit ein Widerspruch zum Gebot des Art. 13 Abs. 1 EBMV; im Rahmen des technisch Möglichen Verbrauchseinrichtungen und Speichern gleichberechtigt in den Redispatch einzubeziehen.

3.2.2 Verpflichtung zum marktbasieren Redispatch nach Art. 13 Abs. 2 EBMV

Nach Art. 13 Abs. 1 Satz 1 EBMV werden die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet.

Die EBMV enthält keine Legaldefinition für den Begriff der „Marktbasiertheit“. Die in Art. 13 Abs. 2 EBMV genannten Gründe, die ausnahmsweise die Anwendung eines nicht marktbasieren Redispatches rechtfertigen können, zeigen jedoch, dass unter marktbasieren Verfahren wettbewerbliche Verfahren zu verstehen sind. Gemeinsamer Nenner der dort genannten Ausnahmetatbestände ist das Fehlen ausreichender Wettbewerbsvoraussetzungen entweder durch ein unzureichendes Angebot an Redispatch-Ressourcen oder durch die Gefahr der Wettbewerbsbeeinträchtigung durch strategisches Bietverhalten. Im Umkehrschluss ergibt sich, dass marktbasieren Verfahren wettbewerbliche Verfahren und nach der konkreten Vorstellung des europäischen Gesetzgebers Ausschreibungsverfahren sein sollen.⁵⁴ Die Anforderung der Marktbasiertheit des Art. 13 Abs. 2 EBMV ist also nicht gleichzusetzen mit der Marktbezogenheit der Eingriffe nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG.⁵⁵

⁵³ Vgl. Von Gneisenau, Zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung – Status quo und Optionen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens, in: NundR 2021, 130 (133).

⁵⁴ Vgl. Tüngler, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 13a, Rn. 23, der – bezogen auf den ursprünglichen Verordnungsentwurf der Kommission – explizit von einer Maßnahmenauswahl anhand von Geboten ebenso und ausführlich dazu Nysten/Hilpert, Markt oder kein Markt? Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, in: EnWZ 2021, 351 (355).

⁵⁵ Ebenso Nysten/Hilpert, Markt oder kein Markt? Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, in: EnWZ 2021, 351 (356).

Die Marktbasiertheit wird auch nicht dadurch erreicht oder substituiert, dass der Gesetzgeber in § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG eine Anlagenauswahl nach dem Prinzip der Kostengünstigkeit verlangt.⁵⁶ Art. 13 Abs. 2 EBMV verlangt keine Redispatch-Auswahl nach den geringsten Kosten, sondern vielmehr eine (gebots-)preisbasierte Auswahl nach den Gesetzen von Angebot und Nachfrage.

Zwischenergebnis: Nach Art. 13 Abs. 2 EBMV hat die Auswahl der Redispatch-Maßnahmen grundsätzlich durch wettbewerbliche Mechanismen zu erfolgen. Dieser Anforderung müsste auch die Nutzung von dezentralen kleinteiligen Flexibilitäten für das Engpassmanagement genügen.

4 Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch de lege lata

Es stellt sich die Frage, ob und wie die Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch der Netzbetreiber de lege lata, also nach bereits bestehendem Recht, erfolgen kann.

4.1 Unmittelbare Geltung des Art. 13 EBMV

Die EBMV ist nach Art. 288 Abs. 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) unmittelbar verbindlich und bedarf keiner Umsetzung durch den nationalen Gesetzgeber. Soweit ihre Regelungsgehalte hinreichend bestimmt sind, kann die Verordnung auch unmittelbar die Rechte und Pflichten der adressierten Rechtssubjekte regeln.⁵⁷

Nach Art. 13 Abs. 1 und 2 EBMV haben Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber Redispatch diskriminierungsfrei und grundsätzlich marktbasierend durchzuführen. Zwar benennt Art. 13 EBMV die Netzbetreiber nicht ausdrücklich als Redispatch-Verpflichtete. Die Netzbetreiber sind aber die operativ „beherrschenden“ Marktteilnehmer. Sie unterliegen darüber hinaus den besonderen Pflichten nach Art. 13 Abs. 4 EBMV (Berichtspflicht) und Abs. 5 (Begrenzung des Redispatches bei Strom aus erneuerbaren Energien und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung). Ferner sind sie verpflichtet, nach Abs. 6 bei abwärts gerichtetem Erzeugungs-Redispatch Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erst nachrangig heranzuziehen und bei nicht marktbasierendem Redispatch die Verpflichtung zum finanziellen Ausgleich nach Abs. 7 zu beachten.

Diese Vorgaben des Art. 13 EBMV können von den Netzbetreibern grundsätzlich direkt und ohne ein weiteres Tätigwerden des nationalen Gesetz- und Ordnungsgebers (z.B. in einem Branchenmodell für die Ausschreibung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten o.Ä.) umgesetzt werden. Sie sind hinreichend bestimmt, um unmittelbare Geltung zu entfalten.⁵⁸ Damit können Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber grundsätzlich auf Basis von Art. 13 EBMV schon heute kleinteilige dezentrale Flexibilitäten zum Redispatch heranziehen. Mit Blick auf das Gebot zur diskriminierungsfreien Heranziehung aller Arten des Redispatches ist die Nutzung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten sowie größerer Verbrauchseinrichtungen über Art. 13 Abs. 1 EBMV schon heute geboten.

4.2 Anwendungsvorrang gegenüber nationalem Recht

Es stellt sich jedoch die Frage, ob neben den Vorgaben des Art. 13 EBMV zusätzlich Bestimmungen des deutschen Rechts zu beachten wären. Verordnungen nach Art. 288 Abs. 2 AEUV genießen nicht nur unmittelbare Geltung, sondern auch Anwendungsvorrang gegenüber dem nationalen Recht.

⁵⁶ So aber Klausmann, Die nationale und unionsrechtliche Neuregelung des Redispatches – Zur Vereinbarkeit des NABEG2.0 mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, in: EWeRK 2019, 201 (205), der die Begrifflichkeiten unter Hinweis auf die Pflicht zur Auswahl der günstigsten Anlage gleichsetzt.

⁵⁷ Vgl. Ruffert, in: Callies/Ruffert, Kommentar zum EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288, Rn. 20.

⁵⁸ Vgl. auch Nysten/Hilpert, Markt oder kein Markt? Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, in: EnWZ 2021, 351 (354).

Letzteres wird verdrängt, wenn es dem europäischen Verwaltungsrecht entgegensteht.⁵⁹ Nach der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) ist der Anwendungsvorrang des Verwaltungsrechts dabei weit auszulegen. Die Mitgliedstaaten sind bei der Schaffung eigenen Rechts im Regelungskontext europäischer Verordnungen zur Zurückhaltung verpflichtet. Sie dürfen keine Lage schaffen, „in der die unmittelbare Geltung der Gemeinschaftsverordnungen aufs Spiel gesetzt würde“.⁶⁰

Etwas anderes gilt lediglich dann, wenn eine Verordnung selbst Ausnahmen vorsieht. Nach Art. 64 EBMV sind ausnahmsweise Freistellungen von einzelnen Bestimmungen der EBMV möglich. Zu den dort genannten Bestimmungen zählt jedoch nicht Art. 13 EBMV. Allerdings sieht Art. 62 EBMV vor, dass die Mitgliedstaaten Maßnahmen beibehalten oder einführen können, die detailliertere Bestimmungen als die Verordnung selbst beinhalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind. Danach sind konkretisierende bzw. ergänzende nationale Regelungen wie etwa die zum bilanziellen Ausgleich nach Art. 13a Abs. 1a EnWG⁶¹ zulässig.

4.2.1 Gleichbehandlung von Redispatch-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Einsatz von Verbrauchseinrichtungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV

Die Bestimmungen der ARegV führen wie dargelegt für den verbrauchsbezogenen Redispatch zu einer Ungleichbehandlung, da die damit verbundenen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten und deshalb bei der Anpassung der Erlösobergrenze keine Berücksichtigung finden. Dies ist vor dem Hintergrund des Gebots diskriminierungsfreier Heranziehung zum Redispatch nach Art. 13 Abs. 1 EBMV problematisch. Aufgrund des Vorrangs der Verordnung erscheint es deshalb geboten, dass die Bundesnetzagentur die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für den Redispatch von dezentralen kleinteiligen Flexibilitätäten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt und bei der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze der Netzbetreiber berücksichtigt.

4.2.2 Redispatch-Auswahl nach dem Grundsatz niedrigster Kosten (§ 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG) zulässig im Sinne eines Wirtschaftlichkeitsgebots bei der Maßnahmenauswahl

Zulässig erscheint dagegen die Vorgabe des § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG, wonach bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von mehreren geeigneten marktbezogenen Maßnahmen diejenigen auszuwählen sind, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Hierunter fallen sämtliche Redispatch-Maßnahmen.

Zwar sieht Art. 13 EBMV weder eine Maßnahmenauswahl nach dem Prinzip der niedrigsten Kosten noch ein allgemeines Wirtschaftlichkeitsgebot vor.⁶² Die Anordnung eines marktbasieren Auswahlverfahrens durch Art. 13 Abs. 2 EBMV impliziert jedoch wie dargelegt ein wettbewerbliches und damit an wirtschaftlicher Effizienz orientiertes Verfahren. Damit konkretisiert Art. 13 Abs. 2 EBMV das Effizienzprinzip bei Netzzugangsbedingungen⁶³ bzw. die Ausrichtung des Energierechts auf eine möglichst wirtschaftliche und verbraucherfreundliche Versorgung.

Allerdings erweist sich der Begriff der Kosten als zu eng. Bei marktbasieren Verfahren sind nicht die tatsächlichen Kosten, sondern die Gebotspreise maßgeblich für die Auswahlentscheidung des

⁵⁹ Vgl. Schröder, in: Streinz, Kommentar zum EUV/AEUV, 3. Aufl. 2018, Art. 288, Rn. 44.

⁶⁰ Vgl. EuGH, Urteil vom 28.3.1985 – Rs. 272/83, Slg. 1985, 1066 (1074) Kommission/Italien; Vgl. hierzu auch Gabler, Redispatch im Spannungsfeld zwischen nationalem und europäischem Recht, in: REE, 2019, 165 (179) m.w.N.

⁶¹ So auch Gabler, a.a.O., der beispielhaft auf den bilanziellen Ausgleich verweist.

⁶² Ebenso Klausmann, Die nationale und unionsrechtliche Neuregelung des Redispatches – Zur Vereinbarkeit des NABEG2.0 mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, in: EWeRK, 2019, 201 (205).

⁶³ Vgl. zu den unionsrechtlichen Vorgaben für wirtschaftliche effiziente Netzzugangsbedingungen Schütte, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 21, Rn. 14ff.

Netzbetreibers. § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist daher europarechtskonform im Sinne eines umfassenderen Wirtschaftlichkeitsprinzips auszulegen, das insbesondere auf den Gesetzen von Angebot und Nachfrage beruht.

4.2.3 Zulässigkeit eines Hybrid-Modells aus marktbasierem Redispatch für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten und kostenbasierem Redispatch

Soweit nicht einer der Ausnahmegründe des Art. 13 Abs. 3 EBMV vorliegt, müsste der Redispatch von verbrauchsseitigen Flexibilitäten nach Art. 13 Abs. 2 EBMV marktbasierend erfolgen. Damit träte ein marktbasierter Redispatch für Verbräuche neben den bestehenden nicht marktbasieren Redispatch der Erzeugung und Speicher. Dies wirft die Frage nach der Zulässigkeit eines solchen Hybrid-Modells auf.

4.2.3.1 Marktbasierter Redispatch verbrauchsbezogener Flexibilitäten

Dass die Einbeziehung des Redispatches von Verbrauchsflexibilitäten, die nicht von den Regelungen des Redispatch 2.0 erfasst werden, marktbasierend erfolgen muss, ergibt sich bereits aus Art. 13 Abs. 2 EBMV.

Im Übrigen wäre ein kostenbasierter Redispatch neben der Notwendigkeit eines rechtfertigenden Ausnahmegrundes nach Art. 13 Abs. 3 EBMV schon praktisch nur schwer durchführbar. Während sich nämlich die Kosten des Redispatches bei Stromerzeugungsanlagen im Wesentlichen aus entgangenen Erlösen bzw. den betrieblichen und Kapitalkosten der Stromgestehung ergeben, entstehen Kosten für die Regelung von Verbräuchen durch den Verzicht, die zeitliche Verschiebung oder die zusätzliche Stromnutzung. Diese Kosten sind jedoch abhängig von der konkreten Nutzung stark individuell geprägt und daher nur schwer zu erfassen. Probleme der Kostenbestimmung werden dagegen von vornherein vermieden, wenn die Auswahl heranzuziehender Verbrauchseinrichtungen, wie durch Art. 13 Abs. 2 EBMV vorgesehen, marktbasierend, d.h. auf Basis freiwilliger Gebote erfolgt.

4.2.3.2 Nicht marktbasierter Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen

Eine andere Frage ist, ob der derzeit nicht markt- sondern kostenbasierend erfolgende Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen europarechtskonform ist.⁶⁴

Nach Art. 13 Abs. 3 EBMV lit. d EBMV ist ein Abweichen vom Grundsatz des marktbasieren Redispatches im Bereich des Übertragungsnetzes u.a. zulässig, wenn aufgrund regelmäßiger und vorhersehbarer Engpässe ein marktbasierter Redispatch regelmäßiges strategisches Bietverhalten verursachen würde. Aus deutscher Sicht besteht diese Gefahr strategischen Bietverhaltens, da strukturelle Netzengpässe und die zeitliche Aufeinanderfolge von Spotmarkt und Redispatchmarkt zu einem kostentreibenden Arbitragehandel führen würden.

Aus der Systematik der EBMV folgt jedoch, dass die so begründete Abweichung nur übergangsweise möglich ist. Denn nach Art. 14 Abs. 1 EBMV sind langfristige strukturelle Engpässe innerhalb von Gebotszonen grundsätzlich nicht erlaubt. Ihre Beseitigung erfolgt nach Art. 14 Abs. 7 EBMV entweder durch Maßnahmen zur Verringerung struktureller Engpässe im Rahmen der nationalen Aktionspläne nach Art. 15 EBMV oder, falls dies nicht (rechtzeitig) gelingt, durch deren Beseitigung im Zuge eines Neuzuschnitts von Gebotszonen. Mit dem bevorstehenden Wegfall struktureller Engpässe (auf dem einen oder anderen Weg) werden dann zugleich die Voraussetzungen für ein Abweichen vom marktbasieren Redispatch nach Art. 13 Abs. 3 lit. d EBMV entfallen.

Da damit auf Dauer auch der Erzeugungs-Redispatch in Deutschland marktbasierend auszurichten ist, erscheint es nicht nur rechtlich geboten, sondern auch praktisch sinnvoll, den

⁶⁴ Vgl. dazu Nysten/Hilpert, Markt oder kein Markt? Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts, in: EnWZ 2021, 351 (356f.).

einzubeziehenden Redispatch von Verbrauchereinrichtungen bereits heute marktbasiert zu organisieren.

Hierfür spricht noch eine weitere Überlegung:

In Anknüpfung an einen Redispatch-Beschluss aus dem Jahr 2015 sah das OLG Düsseldorf die Rechtfertigung für den nicht marktbasierten Redispatch in seinem Beschluss vom 12.08.2020 nicht in der Gefahr strategischen Bietens, sondern vielmehr in der begrenzten und für den Wettbewerb unzureichenden Anzahl verfügbarer Redispatch-Ressourcen.

„Zwar sollen im Sinne von Art. 13 Abs. 2 VO 2019/943 Redispatch-Ressourcen nach "marktbasierten Mechanismen" ausgewählt und vergütet werden. Jedoch sieht Art. 13 Abs. 3 c) VO auch die Möglichkeit der Etablierung eines nicht marktbasierten Redispatches der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung vor, wenn die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlagen befinden, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen. Wie der Senat in seiner Entscheidung vom 28.04.2015 ausgeführt hatte, liegt es auf der Hand, dass die angeforderte Redispatch-Leistung nur von wenigen, in örtlicher Nähe stehenden Kraftwerken erbracht werden kann und daher eine wettbewerbliche Ausgestaltung des Redispatch scheiterte. Der Senat hatte es vor diesem Hintergrund als plausibel angesehen, dass die Bundesnetzagentur kein Marktmodell gewählt hatte, um Redispatch-Leistungen zu vergüten (VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 106 ff, juris).“

OLG Düsseldorf, Beschluss vom 12.08.2020 - 3 Kart 894/18, Rn. 234; ebenso: Assmann, in: BeckOK, EnWG, 2. Ed., Stand 1.3.2022, § 13a, Rn. 6.

Je mehr Redispatch-Alternativen zu den „in örtlicher Nähe stehenden Kraftwerken“ notwendig und sichtbar werden, desto mehr verliert die bisherige Begründung des Gerichts an Gewicht. Ob und wie lange das OLG Düsseldorf, der BGH oder der EuGH die Gefahr strategischen Bietens als Rechtfertigung für den nicht marktbasierten Ansatz des Redispatch 2.0 gelten lassen werden, ist offen. In jedem Fall dürfte es – zumindest politisch – nicht hilfreich sein, wenn in Deutschland gleichzeitig verbrauchsseitige Redispatch-Kapazitäten ungenutzt blieben.

4.2.3.3 Zulässigkeit eines Hybrid-Modells aus kosten- und marktbasiertem Redispatch

Weiter stellt sich die Frage nach der europarechtlichen Zulässigkeit der Kombination von marktbasiertem und nicht marktbasiertem Redispatch. Art. 13 EBMV schließt den Einsatz hybrider Modelle nicht explizit aus. Der Wortlaut der Ausnahmetatbestände der Vorschrift ist insoweit neutral.

Gegen die Einführung eines Hybrid-Modells könnte gegebenenfalls eingewendet werden, dass mit der Anwendung unterschiedlicher Auswahlverfahren die von Abs. 1 geforderte diskriminierungsfreie Heranziehung von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie Verbrauchereinrichtungen verhindert wird. Allerdings muss eine solche Ungleichbehandlung ohnehin durch einen der Gründe des Abs. 3 gerechtfertigt sein.

Entscheidend für die Zulässigkeit eines Hybrid-Modells ist der Grundsatz des *effet utile*, der vom EuGH entwickelt wurde. Er besagt u.a., dass die Gemeinschaftsrechtsakte so auszulegen sind, dass sie eine möglichst „nützliche Wirkung“ im Sinne der jeweiligen Normintention entfalten.⁶⁵ Beim Redispatch geht es dem europäischen Verordnungsgeber um eine möglichst marktbasierte Beschaffung, der ein Hybrid-Modell jedenfalls näherkommt, als eine vollumfänglich kostenbasierte Beschaffung.

Allerdings wäre für die Zulässigkeit eines Hybrid-Modells wohl zu beachten, dass die marktbasierte Komponente und die nicht marktbasierte Komponente über eine integrierte Merit-Order nach dem

⁶⁵ Vgl. etwa EuGH vom 17. September 2002 C-253/00 *Munoz*, Slg. 2002, I-7289, 7321.

Grundsatz der günstigsten Ressource zusammengeführt werden. Auf diese Weise würde eine diskriminierungsfreie Integration beider Modelle ermöglicht. Zugleich könnte dem Wirtschaftlichkeitsgebot des § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG Rechnung getragen werden.

4.3 Ergebnis

Rechtlich ist die Nutzung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für das Engpassmanagement durch Netzbetreiber aufgrund des unmittelbar geltenden und vorrangigen Art. 13 EBMV bereits heute möglich. Dies gilt auch für die Anerkennung entsprechender Redispatch-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV.

Wegen fehlender Einbindung in die Prozesse des Redispatch 2.0 wäre eine umfängliche Berücksichtigung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten für den Redispatch jedoch in der Praxis problematisch, so dass eine Nutzung solcher Flexibilitäten zunächst probenhalber im Rahmen von Pilotprojekten erfolgen könnte. Parallel dazu könnten die organisatorischen und operativen Voraussetzungen für eine Integration in die Redispatch-Prozesse der Netzbetreiber geschaffen werden, um einerseits stufenweise robuste operativ handhabbare Prozesse zu schaffen und andererseits diese Prozesse bei den Marktteilnehmern auch erfolgreich etablieren zu können.

5 Handlungsempfehlungen

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 marktbasierter Beschaffung und Vergütung von kleinteiligen dezentralen Flexibilitäten sowie zum bilanziellen Ausgleich nach Abs. 2 zu ergänzen.
2. Die Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur nach § 13j Abs. 1 EnWG sind zu ergänzen, so dass der marktbasierter Redispatch mittels kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten im Rahmen des bilanziellen Redispatch-Ausgleichs, der Netzbetreiberkoordinierung und der Informationsbereitstellung erfasst wird. Zusätzlich sollte eine Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur in § 13j EnWG für Regeln zur Bildung einer geeigneten gemeinsamen Merit Order aller Redispatch-Ressourcen (unter Berücksichtigung von Wirkung und Kosten der Redispatch-Potenziale) gebildet werden.
3. Innerhalb eines Hybrid-Modells für den Redispatch 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, etwa bei großen Lasten und Speichern, zum marktbasierter bzw. nicht marktbasierter Redispatch zu prüfen.
4. Die freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) der Übertragungsnetzbetreiber zum Redispatch sind um den Redispatch von dezentralen kleinteiligen Flexibilitäten zu ergänzen, so dass die gleichberechtigte Behandlung der Kosten des Redispatches für dezentrale kleinteilige Flexibilitäten 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 verbrauchs- und speichergebundener Flexibilitäten derzeit von punktuellen und unsystematischen Regelungen geprägt. Notwendig ist ein

ganzheitlicher Regelungsansatz, der insbesondere der wachsenden Bedeutung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten Rechnung trägt.

Die bestehenden gesetzlichen Regelungen, 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 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 und sonstiger flexibler Verbrauchseinrichtungen und Speicher durch die Marktteilnehmer unter Gewährleistung eines sicheren Netz- und Systembetriebs sein.

ARBEITSSSTAND

ANHANG

A. Abkürzungsverzeichnis

B. Glossar

ARBEITSSSTAND

A. Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BK 8	Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
EBMR	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
EBMV	Elektrizitätsbinnenmarktverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NKK	Netzbetreiberkoordinierungskonzepte
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

ARBEITSSTAND

KOMPETENZ
IN ENERGIE

