

Berlin

Prof. Hartmut Gaßner
Dr. Klaus-Martin Groth
Wolfgang Siederer
Katrin Jänicke
Caroline von Bechtolsheim
Dr. Achim Willand
Dr. Jochen Fischer
Dr. Frank Wenzel
Dr. Maren Wittzack
Dr. Gerrit Aschmann
Dr. Georg Buchholz
Jens Kröcher
Dr. Sebastian Schattenfroh
Dr. Jörg Beckmann
Dr. Joachim Wrase
Isabelle-Konstanze Charlier, M.E.S.
Dr. Markus Behnisch
Wiebke Richmann
Annette Sander
Linus Viezens
Till Schwerkolt
Dr. Manuel Schwind
Dr. Benjamin Tschida
Franziska Kaschlunn
René Hermann
Daniela Weber
Gina Benkert
Stefanie Jauernik
Linda Reiche
Janna Birkhoff
Ida Oswald
Henriette Albrecht
Felix Anlauf

Augsburg

Dr. Thomas Reif
Robert Kutschick
Prof. Dr. Valentin Köppert, LL.M.



Rechtlicher Rahmen für die Umsetzung des SFV-SMARD-Konzeptes

Aktualisierte Fassung 21. September 2021

im Auftrag
des Solarenergiefördervereins Deutschland e. V.

Rechtsanwalt Dr. Markus Behnisch

Inhaltsverzeichnis

I.	Ausgangssituation – SFV-SMARD-Konzept	4
II.	Wesentliche rechtliche Rahmenbedingungen des aktuellen Strommarktes.....	11
1.	Ausgangssituation.....	11
2.	Verantwortlichkeit und Steuerungsinstrumente der Netzbetreiber.....	12
a)	Netzbezogene Maßnahmen.....	14
b)	Marktbezogene Maßnahmen.....	14
aa)	Regelenergie	15
bb)	Engpassmanagement.....	16
cc)	Weitere marktbezogene Maßnahmen	17
(1)	Countertrading.....	17
(2)	Dispatch	17
(3)	Redispatch	19
(4)	Engpassbewirtschaftung.....	19
dd)	Netzreserve gem. § 13d EnWG.....	20
ee)	Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG)	23
ff)	Aktuelle Einbeziehung von Speichern nach KapResV	26
c)	Einspeisemanagement für EE-Anlagen	26
3.	Maßnahmenreihenfolge und Vorrang der EE-Elektrizität im NABEG 2.0.....	29
a)	Relevante Regelungen des NABEG 2.0.....	29
b)	Konkrete Regelungen.....	29
III.	Vorgaben der aktuellen EU-Novellen für den zukünftigen Strommarkt.....	31
1.	Grundsätzliche Ziele der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und	Elektrizitätsbinnenmarktverordnung..... 31
2.	Vorrang der Marktorientierung durch Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.....	34
a)	Grundsätzliche Vorgaben, Regelungsmechanismen	34
b)	Bedeutung der Verordnung für Einspeisevorrang.....	36
3.	Konkrete Vorgaben für Errichtung und Betrieb von Speicheranlagen.....	39
a)	Grundsätzliche Aufgaben	39
b)	Spezielle Regelungen zum Eigentum und Betrieb an Speichern.....	40
c)	De-minimis-Regelung – Weiterer Spielraum für VNB?	43
d)	Reichweite und Umfang des Speichereinsatzes.....	45

aa)	Vollständig integrierte Netzkomponenten.....	45
bb)	Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen.....	47
cc)	Aufgabenwahrnehmung durch Dritte/Eckpunkte.....	48
dd)	Aufgabenwahrnehmung durch beauftragte Dritte.....	50
IV.	Weitere Eckpunkte eines rechtlichen Rahmens zum Speichereinsatz	51
1.	Aufnahme von Speichern in den Netzentwicklungsplan.....	52
a)	Aktuelle Pläne der Netzbetreiber zum Einsatz von Speichern.....	52
b)	Netzentwicklungsplan als geeignetes Instrument.....	54
2.	Marktorientierte Elemente.....	57
3.	Zusätzliche Anzelelemente für umfangreicheren Einsatz von Speichern.....	60
4.	Zwischenergebnis.....	62
V.	Konkrete Vorschläge für die weitere Umsetzung in nationales Recht.....	63
1.	EnWG	63
a)	Grundsätze, Definition Speicher	63
b)	Eigentum, Betrieb von Speicheranlagen	65
c)	Regelungsbedarf zum Einspeisemanagement	73
d)	Aufnahme von Speichern (als Bestandteil der Kapazitätsreserve).....	74
2.	Sicherstellung einer Umlagebefreiung für Speicherleistungen	77
VI.	Zusammenfassung und verbleibender gesetzgeberischer Regelungsbedarf	78

I. Ausgangssituation – SFV-SMARD-Konzept

Ein Umstieg auf ein Energiesystem mit einer Erzeugung aus 100 % erneuerbaren Energien (nachfolgend: „EE“) erfordert notwendig eine ausreichende Menge an Speichern.

Speicher(technologien) sind zum einen erforderlich, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb (z. B. Ausgleich von Systemschwankungen) und zum anderen – vor allem bei einem kontinuierlich zunehmenden Anteil an erzeugten Energien aus erneuerbaren Quellen – überhaupt eine ausreichende Versorgungssicherheit trotz umfänglich fluktuierender Erzeugung sicherzustellen.

Stromspeicher können dabei verschiedene Aufgaben wahrnehmen, um eine ununterbrochene Stromversorgung zu gewährleisten. Eine besonders wichtige Rolle werden Langzeitspeicher bei der Bewältigung sogenannter Dunkelflauten spielen.

Gerade die Entwicklung von Langzeitspeichern befindet sich derzeit noch auf eher niedrigem Niveau. Um das Ziel einer vollständigen Energie-/Stromversorgung aus EE bis 2045 (§ 3 Abs. 2 Klimaschutzgesetz) zu ermöglichen, müsste jedoch bereits jetzt eine Markteinführung stattfinden, welche eine kontinuierliche Weiterentwicklung ermöglicht. Nur dann können bis zum Zwischenziel 2030 und dem endgültigen Ziel 2045 genügend Langzeitspeicher kostengünstig zur Verfügung stehen.

Unabhängig davon muss es Anreize geben, Speicher (weiter) zu betreiben. Eine Arbeitsgruppe des Solarenergie-Fördervereins-Deutschland e. V. (SFV)¹ hat dazu ein Konzept erarbeitet, das die Rahmenbedingungen für eine solche Markteinführung und den Betrieb von Speichern und insbesondere Langzeitspeichern beschreibt.

Dabei zielt das Konzept nicht auf eine bestimmte Technologie wie z. B. elektrische Batterien, Power-to-Gas oder Power-to-Liquid, Redox-Flow-Batterien, Pumpspeicherkraftwerke, sondern beschreibt technologieoffene Rahmenbedingungen für einen Einsatz von Speichern.

¹ Arbeitspapier des SFV zum Speichermarktdesign (SFV-SMARD) Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt, Dr. Markus Behnisch, Alfons Schulte, Thomas Bernhard, Samuel Krämer, Solarenergie Förderverein Deutschland e.V., Version 2.2, vom 17.05.2021, nachfolgend: „SFV-SMARD-Konzept“.

Anders als ursprünglich vorgesehen,² sollen jedoch nicht vorrangig die Netzbetreiber (nachfolgend auch: „NB“) Speicher selber betreiben. Dies ergibt sich zum einen aus den unionsrechtlich vorgegebenen Anforderungen des Unbundlings (vgl. im Einzelnen unter III.3.), zum anderen aus der unionsrechtlich vorgegebenen Dezentralisierung von Speicheraufgaben als Kernelement (vgl. unter III.1.).

Vielmehr sollen Netzbetreiber Speicherdienstleistungen in Auftrag geben und die Rahmenbedingungen für deren Betrieb organisieren. Für diese Organisation erhalten die Netzbetreiber ein angemessenes Entgelt.

Wesentlicher Grundgedanke des Konzeptes ist, dass Netzbetreiber Strom nicht nur örtlich, sondern auch zeitlich „verschieben“ müssen.

Insoweit hat der Gesetzgeber den Netzbetreibern die Aufgabe übertragen, Strom räumlich und zeitlich zu verteilen. Die Netzbetreiber sind zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas, zunehmend aus EE verpflichtet (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG).

Eine differenzierte Regelung für die Errichtung und den Betrieb von Speichern fehlte bisher sowohl auf unionsrechtlicher als auch auf nationaler Ebene.

Eine besondere Herausforderung ergibt sich durch die regelmäßig in den Wintermonaten auftretenden Dunkelflauten. Diese lassen sich nur durch den Einsatz von Langzeitspeichern bewältigen.³ Zu anderen Jahreszeiten erzeugte Überschüsse müssen für diese Ereignisse über lange Zeiträume vorgehalten werden.

Batteriespeicher eignen sich allerdings aus technischen Gründen nicht als Langzeitspeicher. Die erforderliche Energie erhalten derartige Langzeitspeicher z. B. über durch Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff oder durch Herstellung eines energiereichen Mediums über einen chemischen Vorgang. Bei diesem wird CO₂ aus der Luft und aus Wasser gewonnen.⁴ Die Nutzung in Engpasssituationen findet durch eine Rückverstromung bzw. Verbrennung in einem BHKW statt.

² Kray/Waffenschmidt, Markteinführung für Speicher mit einem neuen Speichermarkt-Design (SFV-SMARD), 04.04.2018.

³ Vgl. von Fabeck, SFV Solarbrief 2/2019, S. 23.

⁴ Power to Methanol, von Fabeck, SFV Solarbrief 2/2019, S. 35 ff.

Erforderlich sind somit verschiedene Speichertechnologien. Neben verschiedenen Batteriespeichern⁵ sind als Langzeitspeicher Speichertechnologien wie Power-to-Liquid (z. B. Methanol)⁶ und Power-to-Gas (z. B. Methan) erforderlich.⁷ Die vorgenannten Techniken bleiben noch kostengünstig (fort-) zu entwickeln und über eine entsprechende Markteinführung zu verbreiten.

Es ist momentan allerdings noch offen, ob sich bei einer derartigen Steuerung über den Markt ausreichend Investoren bzw. Betreiber finden, welche Speichieranlagen errichten und betreiben. Dies betrifft vor allem die Funktion, in Zeiten längerer Angebotsverknappung z. B. bei Dunkelflauten⁸ in ausreichendem Umfang Strom zur Verfügung stellen zu können. Ggf. müsste dieses Angebot sogar durch eine Art Speicherbackup der Netzbetreiber abgesichert werden, soweit notwendige Investitionen Dritter nicht (in ausreichendem Umfang) zur Verfügung stehen.⁹

Netzbetreiber könnten über entsprechende Verträge mit anderen Akteuren die notwendigen Systemdienstleistungen und Flexibilität als Dienstleistung „einkaufen“. Vorteil dieser Konstruktion wäre, dass die Gefahren eines gleichzeitigen Betriebs von Verteilnetz und Speicher vermieden würden. Gleichzeitig ließen sich Speicher effizient

⁵ Vgl. BEE, Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Energieversorgung, Kurzstudie im Auftrag des BEE e. V. und der Hannover Messe, S.12, welche Blei-Säure-Batterien, Nickel-Batterien, Lithium-Batterien und Redox-Flow-Batterien erwähnt. Diese lassen sich für unterschiedlichste Aufgaben von der Versorgungssicherheit, Spannungshaltung- und Qualität, Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung, einschließlich Regel- und Reservierungsleistung über die Betriebsführung bis zum Erzeugungsausgleich einsetzen. Für nicht wenige Bereiche ist aktuell allerdings ein wirtschaftlicher Einsatz noch nicht sichergestellt, z. B. Tertiärregelleistung im Minutenbereich. Teilweise steht wie bei der Funktion als Langzeitreserve i. S. einer Wind- oder Dauerreserve aktuell sogar fest, dass ein wirtschaftlicher Einsatz überwiegend nicht möglich ist, ausgenommen die Redox-Flow-Batterie.

⁶ PtL: (CO₂ + Wasser) Wird in der Anlage mit elektrischer Energie in Methanol umgesetzt. Dieses wird in Tanks gespeichert. Zu einem späteren Zeitpunkt wird das Methanol in Blockheizkraftwerken (BHKW) verbrannt oder in Brennstoffzellen umgesetzt. Dabei entsteht jeweils elektrische und thermische Energie.

⁷ PtG: Wasser wird in der sogenannten Elektrolyse durch elektrische Energie in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) umgesetzt. Dieses kann bis zu einem Anteil von ca. 4 bis 8 % dem Erdgasnetz zugeführt oder in Tanks gespeichert werden. Wasserstoff kann bspw. in Brennstoffzellen rückverstromt werden. In einer anderen Ausführungsform wird unter Zufuhr von CO₂ aus dem H₂ dann Methan (CH₄) synthetisiert (Methanisierung). Dies kann z. B. in einer Biogas-Anlage erfolgen. Das so erzeugte Methan kann natürliches Erdgas im Erdgasnetz vollständig ersetzen und in BHKW oder Gaskraftwerken rückverstromt werden, vgl. im Detail unter https://www.sfv.de/artikel/power_to_methanol_multifunktionell.htm.

⁸ „Der Begriff „Dunkelflaute“ setzt sich aus der ersten Silbe des Wortes Dunkelheit und der zweiten Silbe des Wortes Windflaute zusammen. Er charakterisiert eine Situation, in der eine Windflaute (bzw. Schwachwind) zusammen mit wetter- oder jahreszeitlich bedingter Dunkelheit auftritt und somit das Dargebot von Wind- und Solarenergie nur gering ausfällt oder zum Erliegen kommt. Diese kann sich je nach Wetterlage und Jahreszeit über diverse Tage erstrecken. Fällt eine Dunkelflaute in die Wintermonate, wird auch von einer „kalten Dunkelflaute“ gesprochen.“, Deutscher Bundestag, Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten, Wissenschaftliche Dienste, WD 5 - 3000 - 167/18, 31. Januar 2019. Dunkelflauten traten im Jahr 2016 immerhin in 52 Nächten auf, vgl. von Fabock, Solarenergie Förderverein Deutschland e. V., SFV, Solarbrief 2/2019, S. 23.

⁹ Haußner/Ismer, EnWZ 2018, S. 51, 59 f.

nutzen, da die Betreiber diese zugleich netzdienlich und zu Handelszwecken einsetzen könnten.

Netzbetreiber müssten dann regelmäßig (z. B. jährlich) den Speicherbedarf abschätzen und den Bau und den Betrieb an Dritte delegieren. In diesem Fall erhalten die Dritten für jeden Monat, in dem das Speichersystem betriebsbereit und durch den Netzbetreiber fernsteuerbar ist, eine – umlagefähige – feste Vergütung. Diese ist möglichst so bemessen, dass sie (mindestens) die gleiche Rendite wie für den Netzbetreiber ergibt.

Es wird davon ausgegangen, dass ein (viertel-) stündlicher und täglicher Ausgleich zwischen Einspeisung und Bedarf durch den klassischen Strommarkt, einen Flexibilitätenmarkt, organisiert wird. Hierbei ergibt sich je nach Über- oder Unterangebot ein Preis pro Kilowattstunde. An diesem Markt werden sich Betreiber von Batteriespeichern, flexiblen Kraftwerken aus erneuerbaren Energien sowie zeitlich verschiebbare Lasten beteiligen.

Es wird jedoch Situationen geben, bei denen ein solcher Marktmechanismus überfordert sein wird oder nicht in der Lage ist, den Bedürfnissen für ein stabiles Stromnetz Genüge zu tun. Für solche nachfolgend eng definierten Zwecke soll ein spezieller Speicher-Markt geschaffen werden.¹⁰ Aber nicht ein Markt, bei dem die einzelne Kilowattstunde gehandelt wird. Der Speicher-Markt soll analog zum Markt für Regelenergie, insbesondere Sekundärregelenergie funktionieren:

- Die Netzbetreiber schreiben eine definierte Menge Leistung und Energie aus, die jederzeit unter genau definierten Umständen abgerufen werden kann.

¹⁰ Dessen Realisierung ist aus wirtschaftlicher Sicht durchaus umsetzbar. So lassen sich z. B. über Elektrolysegas aus erneuerbaren Energien und Biogas die verfügbaren Gasspeicher füllen, um in Zeiten der kalten Dunkelflaute Versorgungssicherheit mit klimaneutralen Gaskraftwerken zu gewährleisten. Elektrolyseure könnten in diesem Szenario bei einer Kapazität von 42,7 GW 2478 Volllaststunden anbieten und würden 2 Prozent der Gesamtkosten des Systems verursachen. Sie würden 106 TWh Strom verbrauchen, um das erneuerbare Speichergas zu produzieren. Die Gaskraftwerke zur Absicherung der Versorgungssicherheit würden 10 Prozent zu den Gesamtkosten beitragen. Die mittleren Stromkosten für ein solches System würden unter Annahme einer weiterhin starken Kostendegression erneuerbarer Energien aus aktueller Sicht 5,7 ct/kWh ohne Transport/Verteilung und Besteuerung betragen; *Energy Brainpool GmbH & Co. KG* (2017). Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter, Studie im Auftrag der Greenpeace Energy eG, Huneke, Fabian/Linkenheil, Carlos Perez/Niggemeier, Marie-Louise. Vom 12.05.2017. S. 27. Link: www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdfS. 27 f.

- Betreiber von Speichern können sich bei regelmäßigen Auktionen um eine Teilnahme an diesem Speichermarkt bewerben. Die Speicherbetreiber erhalten bei einem Zuschlag für die nächste Leistungsperiode einen Leistungspreis für das Vorhalten der angebotenen Energie und Leistung. Bei Abruf der Leistung erhalten sie zusätzlich einen Arbeitspreis.
- Der Zuschlag für einen Teilnehmer erfolgt in einer Merit-Order anhand des gebotenen Leistungspreises. Der Abruf erfolgt nach einer Merit-Order anhand des gebotenen Arbeitspreises. Die Häufigkeit der Auktionen ist noch offen.
- Für Dunkelflauten-Reserveenergie bietet sich ein jährlicher Rhythmus an. Die Ausgaben für diesen Speichermarkt werden analog zu Regelenergiekosten auf die Netzgebühren umgelegt.
- Die gelieferte Energie darf ursprünglich ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen. Darüber ist ein Nachweis zu führen, z. B. durch entsprechenden Bilanzkreisausgleich beim Aufladen oder einen Nachweis der Herkunft von Brennstoffen, wie z. B. grüner Wasserstoff.
- Die Mindestleistung eines einzelnen Speichers beträgt 1 MW. Diese Leistung muss für einen noch zu definierenden Zeitraum (z. B. 1 bis 2 Wochen) erbracht werden können. Kleinere Erzeugungseinheiten können die Betreiber zusammenfassen und als ein gemeinsamer Anbieter auftreten. Anbieter sollen verschiedene Speicheraufgaben anbieten dürfen (multi-use Anwendung).

Anbieter dürfen sich aber darauf beschränken, entweder nur Erzeugung oder nur Aufnahme von Speicherenergie anzubieten. Dies ist auch abhängig von dem Verwendungszweck des Speichers.

Zum Ausgleich für das finanzielle Risiko eines deflationären Marktes – in späteren Jahren können neue Anbieter billiger anbieten – sind folgende Maßnahmen denkbar: Es kann ein Investitionszuschuss beim Bau der Anlage oder ein Bonus für den Betrieb eines längeren Zeitraums wie z. B. 20 Jahren bei den Auktionen gewährt werden.

Zur Rückverstromung dadurch erneuerbar erzeugten Gases wären Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen notwendig, welche bereits in größerem Umfang verfügbar sind.

Entsprechende Leistung ruft ein Netzbetreiber unter den folgenden Umständen ab:

- **Bei Dunkelflaute**

Dies bedeutet, dass der normale Strommarkt oder ggf. ein Flexibilitäten-Markt nicht mehr in der Lage ist, ein erwartetes Defizit der elektrischen Erzeugung zu kompensieren.

Kurzfristige Über-oder Unterdeckungen sollen auch in Zukunft durch einen Flexibilitäten-Markt ausgeglichen werden. Dieser enthält insbesondere die Möglichkeit der Lastverschiebung und Angebote von Batteriespeichern zum Tag-Nacht-Ausgleich. Diese Flexibilitäten lassen sich aber nur für einen begrenzten Zeitraum nutzen.

Lassen sich Lasten nicht weiter aufschieben und sind Tag-Nacht-Speicher leer, existiert kein Angebot auf dem Markt mehr. Dann darf der Netzbetreiber die Dunkelflaute-Reserve aktivieren.

- **Re-Dispatch**

Sind Leitungen überlastet und müsste am Anfang Leistung abgeregelt und am anderen Ende zusätzlich Leistung eingespeist werden, wird diese Leistung von Anbietern von Einspeise-Leistung abgerufen. Am Anfang der Leitungen wird die Leistung an Anbieter von Aufnahme-Energie geliefert.

- **Abregelung vermeiden**

Mögliche Abregelungen von Strom aus erneuerbaren Energie-Anlagen aus Netzgründen sollten für den Netzbetreiber so ausgestaltet sein, dass diese möglichst ausgeschlossen, zumindest aber mit höheren Kosten verbunden sind, als eine Einspeicherung.

Eventuell wäre es sinnvoll, mehrere ähnliche Märkte für Dunkelflaute-Energie und Re-Dispatch-Energie zu schaffen. Insbesondere der Re-Dispatch-Markt könnte auch lokal begrenzt sein. Ein Anbieter würde dann unterschiedlich präqualifiziert. Grundsätzlich könnte er aber an allen Märkten mit ein und derselben Speicheranlage teilnehmen.

- **Sonstige Einsatzbereiche für Speicheranlagen**

Zusätzlich sollten Dritte auch Speicher zur Frequenzsteuerung oder Erzeugung von Blindleistung anbieten können. Dadurch bestehen für Marktteilnehmer zusätzliche Optionen, dass sich getätigte Investitionen rechnen und weitere Investitionen möglich werden.

- **Nachladen**

Die Beschaffung (oder ggf. die Rücknutzung) der Energie, welche für den Abruf benötigt wird, steht im Belieben des Betreibers. Insbesondere darf er dazu Energie auf dem normalen Strommarkt (oder Flexibilitäten-Markt) kaufen oder verkaufen oder erneuerbare Brennstoffe beschaffen. Er wird die Energie dann einkaufen, wenn sie billig ist. Das ist der Fall bei einem Überangebot.

Nach einem Abruf der Energie muss er innerhalb einer vorgegebenen und noch zu definieren Frist in der Lage sein, seinen vollen Lieferverpflichtungen wieder nachzukommen. Er muss dabei den Nachweis der Herkunft aus erneuerbaren Energien führen muss.

Der Betrieb von Speichern und die Beteiligung an den Ausschreibungen ist offen für jedermann. Speicherbetreiber müssen zur Teilnahme präqualifiziert werden, d. h. ihre technische und finanzielle Leistungsfähigkeit unter Beweis stellen (analog zu Regelenergie). Bürgerenergie-Gesellschaften und Stadtwerke können sich – ähnlich wie heute schon mit Speichern für Regelenergie – an diesem Markt für Dunkelflauten-Energie beteiligen und in Dunkelflauten-Speicher investieren.

II. Wesentliche rechtliche Rahmenbedingungen des aktuellen Strommarktes

1. Ausgangssituation

Das SFV-SMARD-Konzept knüpft zum einen daran an, dass mit einer Zunahme der Erzeugung von Strom bzw. Energie aus erneuerbaren Quellen Netzengpässe auftreten können.

Tatsächlich werden aktuell in Deutschland Erzeugungskapazitäten aus Wind- und PV-Anlagen abgeschaltet, anstatt den – dennoch vom Verbraucher bezahlten – Strom in Speichern aufzufangen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zu verwenden. Allein in 2017 wurden in Deutschland Erzeugungskapazitäten aus EE-/KWKG-Anlagen im Umfang von 5.528 GWh nicht genutzt, gleichzeitig aber vom Verbraucher bezahlt. Mithin sind in dem Jahr 610 Mio. Euro aufgewandt worden, ohne diesen Strom tatsächlich zu verwenden.¹¹

Insoweit stellt sich für die weitere Untersuchung zunächst die Frage, welche Regelungen und Mechanismen dafür verantwortlich sind, dass derartige „Fehlsteuerungen“ auftreten.

Ausgangspunkt ist die mit Voranschreiten der Energiewende zunehmende Kompensation der auf der Übertragungsnetzebene einspeisenden, konventionellen (Groß-) Kraftwerke durch (kleine) EE-Anlagen.

Im August 2021 betrug der Anteil der EE-Anlagen an der Stromerzeugung im Jahresdurchschnitt 47,5 %.¹² 98 % der ca. 1,5 Mio. EE-Anlagen und nahezu alle Letztverbraucher sind an das Verteilnetz angeschlossen. Diese Konstellation führt zu einer starken Aufteilung der Erzeugungskapazitäten. Der Anteil der am Verteilnetz angeschlossenene Erzeugungskapazitäten wird dabei von 60 auf 80 % steigen.¹³

¹¹ Bundesverband WindEnergie, Redispatch und Abregelung – welche Rolle spielen die Erneuerbaren? Vom 21.06.2018; Schwintowski, Der Grundsatz der Technologieoffenheit als Rechtsprinzip, EWeRK 2019, 182, 185.

¹² <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/779784/umfrage/monatlicher-anteil-erneuerbarer-energien-an-der-stromerzeugung-in-deutschland/>, Abruf vom 15.08.2021.

¹³ Schäfer-Stradowsky/Timmermann, Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB durch die Digitalisierung der Energiewende, EnWZ 2018, 199 mit entsprechenden Quellennachweisen.

Angesichts der vom Gesetzgeber vorgegebenen Ausbaukorridore gem. § 1 Abs. 2 EEG verschiebt sich die physikalische Herausforderung, die Netzstabilität auf der Verteilnetzebene zu gewährleisten. Der Ausgleich von Einspeisung und Lasten und damit die Frequenz und die Spannungshaltung müssen daher zunehmend auf lokaler Ebene stattfinden. Diese Tendenz verstärkt sich durch den verzögerten Ausbau der Übertragungsnetze.¹⁴

Als für den Ausbau der erneuerbaren Energien sehr nachteiligen Effekt ergibt sich die Abschaltung von EE-Anlagen. Die fluktuierende Stromenergieerzeugung der EE-Anlagen verlangt somit ein entsprechendes Erzeugungs- und Lastmanagement. Für diesen kommt (gewerblichen) Stromspeichern *per se*¹⁵ und mit der Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie eine entscheidende Bedeutung zu.

Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes erhöhen sich die erforderlichen Ausbaukorridore noch einmal erheblich. Die gem. § 3 Abs. 1 KSG vorgegebene Minderung der Treibhausgasemissionen um 65 % bis 2030 und um 100 % bis 2050 führt zu einer deutlich höheren direkten/indirekten Nutzung erneuerbarer Energien in allen Verbrauchssektoren.¹⁶

2. Verantwortlichkeit und Steuerungsinstrumente der Netzbetreiber

Ausgangspunkt einer juristischen Analyse ist die Verantwortlichkeit der Netzbetreiber zum Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes (§ 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG).

Jeder Betreiber ist für sein Netz verantwortlich. Nach geltender Rechtslage steht die Systemverantwortung gem. § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG ausschließlich den ÜNB sowie den nach § 14 Abs. 1 EnWG regelverantwortlichen VNB zu. Die nichtregelverantwortlichen VNB werden lediglich unterstützend tätig (§ 14 Abs. 1 c EnWG).

¹⁴ Schäfer-Stradowsky/Timmermann, a.a.O., S. 200.

¹⁵ Schäfer-Stradowsky/Timmermann, a.a.O., S. 200.

¹⁶ Fraunhofer Institut, „Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem 2050“ Update Zielverschärfung, 2021, S. 5; abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschaeerfung.pdf>.

Netzbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. EnWG) kommt dabei Vorrang gegenüber marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) zu.¹⁷

Die marktbezogenen Maßnahmen untergliedern sich in die Erbringung von Regelenergie, abschaltbare und zuschaltbare Lasten [vgl. im Einzelnen unter b)]. Um eine bestmögliche Systemintegration von EE-Anlagen zu gewährleisten, ist eine Reduzierung von entsprechenden Einspeiseleistungen gegenüber der Reduzierung konventioneller Einspeisungen subsidiär (§ 13 Abs. 2 a EnWG).

Als Ultima Ratio stehen die Notfallmaßnahmen des § 13 Abs. 2 EnWG, d. h. die Regulierung von Einspeisungen (Einspeisemanagement) und Lasten ohne den Willen der Anschlussnutzer zur Verfügung.

Die vorgenannte Abschaltreihenfolge ist gem. § 11 Abs. 5 EEG auch bei Rückspeisungen aus dem Verteilnetz ins vorgelagerte Übertragungsnetz zu beachten. Der ÜNB hat die nachgelagerten EE-Anlagen bei der Anwendung der Abschaltreihenfolge einzubeziehen.¹⁸

Gleichzeitig steht gem. § 11 Abs. 2 Satz 1 EnWG über das Instrument der 3 %-Spitzenkappung den NB ein Instrument zur Verfügung, das den Netzausbaubedarf reduzieren soll, jedoch die Einspeisekapazitäten für EE-Strom von vornherein beschränkt.

Die ÜNB sind gem. § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen durchzuführen, sofern eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone vorliegt.

Eine Gefährdung im vorgenannten Sinne liegt nach § 13 Abs. 4 EnWG vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

¹⁷ Schäfer-Stradowsky/Timmermann, a.a.O., S. 200.

¹⁸ Schäfer-Stradowsky/Timmermann, a.a.O., S. 200.

Für die besondere Situation von Netzengpässen bestehen spezielle Regelungen. Das dafür vorgesehene sog. Engpassmanagement ist in § 15 StromNZV geregelt. Adressaten sind sowohl die ÜNB als auch gem. § 15 Abs. 4 StromNZV die VNB.¹⁹

Für den Fall, dass sich die Entstehung eines Engpasses nicht mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen vermeiden lässt, sind die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften (§ 15 Abs. 2 StromNZV).²⁰

Die in § 13 Abs. 1 EnWG vorgesehenen Maßnahmen stehen in einer bestimmten Rangfolge. Auf einer ersten Stufe können ÜNB vorrangig netzbezogene Maßnahmen (sog. Netting) und in einer zweiten Stufe marktbezogene Maßnahmen durchführen. Die dritte Stufe („Anpassungen“) kann sich auf die Vorgaben des § 13 Abs. 2 EnWG stützen.²¹

a) Netzbezogene Maßnahmen

Die netzbezogenen Maßnahmen umfassen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG insbesondere Netzschaltungen. Dies sind Topologiemassnahmen und die Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder (Spannung, Strom), d. h., Schalthandlungen im eigenen Netzgebiet einschließlich der Kuppelleitungen, die den Lastfluß im Netz beeinflussen und ggf. mit benachbarten Netzbetreibern abzustimmen sind.

b) Marktbezogene Maßnahmen

Marktbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG umfassen:

- Regelenergie,
- Ab- und zuschaltbare Lasten – vertragliches Lastmanagement
- Präventives Engpassmanagement und zusätzliche Reserven

¹⁹ Mit der Überarbeitung des Strommarktgesetzes vom 26.07.2016 stellt § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG klar, dass einen VNB im Hinblick auf systemrelevante Erzeugungsanlagen oder systemrelevante Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie einen VNB bezogen auf sein Verteilnetz die gleichen Rechte und Pflichten treffen wie einen ÜNB; so auch der Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Strommarktgesetz, BT-Drs. 18/7317, 116.

²⁰ Hartmann/Weise, in Danner/Theobald, Energierecht, Beck-online, § 13 EnWG, Rn. 9 ff., 13.

²¹ Hartmann/Weise, a.a.O., § 13, Rn. 16.

- Weitere marktbezogene Maßnahmen, insbesondere die Netzreserve nach § 13d und die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG.

aa) Regelenergie

Regelenergie ist gem. § 2 Nr. 9 StromNZV diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird.

Mit dem Einsatz von Regelenergie begegnen die ÜNB auf Über- oder Unterspeisungen der Regelzone, die Auswirkungen auf die Nennfrequenz haben können. Es gehört zu den originären Aufgaben der ÜNB, die Nennfrequenz von 50 Hertz zu halten.²²

Hintergrund ist, dass sich in einem elektrischen Energieversorgungssystem Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie immer die Waage halten müssen, da sich Energie nur sehr geringfügig in einem elektrischen Energieversorgungssystem speichern lässt.

Abweichungen zwischen Erzeugung und Entnahme sind durch den Einsatz von Regelenergie auszugleichen, um Gefährdungen der Systemstabilität zu verhindern. Mit auch „Regelleistung“ genannter Regelenergie bezeichnet man die Energie, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen. Es wird zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Wenn die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie übersteigt, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. In diesem Fall benötigt der Netzbetreiber negative Regelenergie durch Stromabnehmer, die dem Netz kurzfristig Strom entziehen. Bei nicht prognostizierter, erhöhter Stromnachfrage ist positive Regelenergie erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig zusätzliche Einspeisung von Energie in sein Netz.²³

²² Hartmann/Weise, a.a.O., § 13, Rn. 20.

²³ Bundesnetzagentur unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html, Aufruf zuletzt am 27.05.2020.

Die ÜNB verfügen über drei Regelenergiequalitäten:

- Primärregelenergie – wird zur schnellen Stabilisierung des Netzes innerhalb von 30 Sekunden benötigt (vgl. § 2 Nr. 8 Strom-NZV)
- Sekundärregelenergie gem. § 2 Nr. 10 StromNZV muss innerhalb von fünf Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen
- Minutenreserve gem. § 2 Nr. 6 Strom NZV wird zur Ablösung der Sekundärregelenergie eingesetzt, ist mit einer Vorlaufzeit von bis zu 7,5 Minuten zu erbringen und wird mindestens 15 Minuten lang in konstanter Höhe abgerufen.²⁴

Zur Beschaffung entsprechender Kapazitäten haben die ÜNB gem. § 22 Abs. 2 Satz 1 EnWG entsprechende Ausschreibungen durchzuführen.

bb) Engpassmanagement

Unter Engpassmanagement fallen alle Maßnahmen, die ein Netzbetreiber einsetzen kann, um Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe in seinem Netz zu vermeiden oder zu beheben.

Dies umfasst sowohl ein vertragliches Lastmanagement durch zu und abschaltbare Lasten auf der Grundlage zuvor abgeschlossener entsprechender Verträge sowie ein präventives Engpassmanagement wie Pro-rata-Kürzungen und Auktionen sowie die Nichtannahme von Fahrplänen intra-day, um das Entstehen von Engpässen im Vorfeld zu verhindern.²⁵

ÜNB müssen im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren verhindern, dass Engpässe in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen entstehen.

²⁴ Vgl. *BNA*, a.a.O.,

²⁵ *Hartmann/Weise*, a.a.O., § 13, Rn. 23 f.

cc) Weitere marktbezogene Maßnahmen

Weitere marktbezogene Maßnahmen sind das Countertrading und der Redispatch sowie eine Engpassbewirtschaftung.²⁶

(1) Countertrading

Beim Countertrading handelt es sich um einem zonenübergreifenden Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird.²⁷

(2) Dispatch

Dispatch, d. h. „Abfertigen, Ausliefern“, bezeichnet in diesem Zusammenhang die Einsatzplanung von Kraftwerken durch den jeweiligen Kraftwerksbetreiber. Der Zweck des Dispatch´s ist es, die in betriebswirtschaftlicher Hinsicht möglichst lukrative Fahrweise des eigenen Kraftwerksparks umzusetzen. Dazu wird der Einsatz aller verfügbaren Kraftwerke unter Berücksichtigung der variablen Kosten des Kraftwerkseinsatzes - dominant sind die Kosten des Brennstoffs - und unter Berücksichtigung der zu erwartenden Preise am jeweiligen Absatzmarkt geplant. Das Ergebnis des Dispatches ist die Allokation der verfügbaren Kraftwerksleistung in räumlicher, zeitlicher und gradueller Hinsicht, ein sogenannter Fahrplan.

Das graduelle Kriterium benennt, mit welcher Last (100 % = Volllast, kleiner als 100 % = Teillast) ein Kraftwerk fahren soll. Alle Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, diesen Fahrplan mit den von ihnen am Folgetag zu produzierenden Strommengen beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) anzumelden. Dazu übermitteln sie bis zu einem gewissen Zeitpunkt, in Deutschland ist 14:30 Uhr des Vortages üblich, den Fahrplan aller eigenen Kraftwerke an den ÜNB, in dessen Regelzone sich die

²⁶ Maßnahmenkatalog, Anhang A.1 zum TransmissionCode 2007.

²⁷ Vgl. Art. 2, Nr. 13 VERORDNUNG (EU) Nr. 543/2013 DER KOMMISSION vom 14. Juni 2013.

jeweiligen Kraftwerke befinden. Aus der Summe aller Fahrpläne in allen Regelzonen ergibt sich der Dispatch im gesamten Verbundnetz für den Folgetag.

Während bei fluktuierenden erneuerbaren Energien wie die Erzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen der Fahrplan für den Folgetag auf der Auswertung von Wetterprognosen und Anlagenverfügbarkeiten basiert, sind regelbare erneuerbare Energien wie Biomasse und teilweise Wasserkraft in der Lage, den Einsatz der eigenen Kraftwerke für die Zukunft zu planen.

Bei Biogasanlagen wird ein Dispatch zum Beispiel im Bereich der bedarfsgerechten Einspeisung vorgenommen, indem zu erwartende Hochpreisphasen („Peaks“) an der Strombörse als Grundlage für die Einsatzplanung des Folgetags dienen.

Sobald die ÜNB zu den festgelegten täglichen Zeitpunkten alle Fahrpläne für den Folgetag erhalten haben, erstellen sie eine Übersicht der voraussichtlichen Ein- und Ausspeisung auf Netzebene, indem sie eine Lastflussberechnung durchführen.

Dabei wird bestimmt, welche Teile des Stromnetzes, wie beispielsweise Leitungsabschnitte im Übertragungsnetz, durch den gemeldeten Dispatch wie stark beansprucht würden. Um nun am Folgetag die Anzahl der kurzfristigen Eingriffe in die Fahrweise von konventionellen und regenerativen Kraftwerken zur Sicherung der Netzstabilität (in Deutschland im Rahmen des Einspeisemanagement nach EnWG § 13 bzw. EEG § 11 und § 12) möglichst gering zu halten, wird bereits am Vortag das Ergebnis der Lastflussberechnung von den ÜNB genutzt, um die Kraftwerksbetreiber zur Verschiebung der geplanten Stromproduktion anzuweisen. Dadurch können vorausschauend und gezielt Netzengpässe vermieden werden.

(3) Redispatch

Diese Anweisung zur Verschiebung der Stromproduktion wird mit dem Begriff Redispatch bezeichnet.

Ein Redispatch wird zukünftig, d. h. ab dem 01.10.2021 bereits für Anlagen durchgeführt, deren Nennleistung über 100 kWp (vgl. § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG n.F.) liegt. Die Durchführung des Redispatches wird über sogenannte Kraftwerkspärchen organisiert. Dies bedeutet, dass von zwei Kraftwerken im Netz eines angewiesen wird, weniger und das andere mehr elektrische Energie zu produzieren. Dadurch ändert sich nicht die Summe der Stromeinspeisung, sondern nur die örtliche Verteilung der Produktion im vermaschten Stromnetz.

Die Kosten des Redispatches werden in Deutschland auf die Netznutzungsentgelte umgelegt (vgl. §§ 21, 21 a EnWG i.V.m. ARegV). Sie beliefen sich 2011 auf 41,63 Mio. €, im Jahr 2012 auf 164,79 Mio. € und sind 2015 auf 411,9 Mio. € angestiegen. Im Jahr 2016 lag der Aufwand bei rund 505 Mio. €, 2017 bei etwa 1 Milliarde €.²⁸

Die Kosten ergeben sich zum einen aus der Erstattung der Brennstoffkosten sowie der Anfahrtkosten der Anlage und zum anderen aus der Glattstellung des Bilanzkreises des von der Redispatch-Maßnahme betroffenen Betreibers durch den Übertragungsnetzbetreiber, wie dies im Falle des kompletten Herunterfahrens eines Kraftwerks der Fall ist.²⁹

(4) Engpassbewirtschaftung

Es kann die Situation eintreten, dass sich die Entstehung eines Engpasses nicht mit netzbezogenen oder marktbezogenen Maßnahmen wie beispielsweise dem Countertrading oder dem Redispatch verhindern lässt. Für diesen Fall sind die ÜNB gem.

²⁸ *Wikipedia*, Aufruf zuletzt vom 27.05.2020.

²⁹ *Wikipedia*, Aufruf zuletzt vom 27.05.2020.

§ 15 Abs. 2 StromNZV i.S. einer Notbewirtschaftung verpflichtet, die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei gem. § 15 Abs. 2 StromNZV zu bewirtschaften, d. h. zu vergeben.³⁰

Erlöse der Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung sind unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, dafür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen. Die ÜNB müssen diese Erlöse dokumentieren und die Dokumentation der Bundesnetzagentur vorlegen (§ 15 StromNZV).³¹

Spezielle Maßnahmen der Engpassbewirtschaftung sind die Bildung einer Netzreserve gem. § 13d EnWG und die Bildung einer Kapazitätsreserve gem. § 13e EnWG [vgl. dazu unter dd) und ee)].

dd) Netzreserve gem. § 13d EnWG

Die Netzreserve wird gebildet aus

- Anlagen, die derzeit nicht betriebsbereit sind und aufgrund ihrer Systemrelevanz auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen wieder betriebsbereit gemacht werden müssen,
- systemrelevanten Anlagen, für die die Betreiber eine vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG angezeigt haben, und
- geeigneten Anlagen im europäischen Ausland.

Der wesentliche Zweck der Netzreserve besteht darin, Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Eingriffe der ÜNB vorzuhalten, die über den gewöhnlichen Redispatch hinausgehen. Diese wird jedes Jahr jeweils

³⁰ Lüdtker-Handjery/Schipke, in Danner/Theobald, Energierecht, 103. EL, § 15 StromNZV, Rn. 10 ff.

³¹ Vgl. auch Bundesnetzagentur unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html, Aufruf zuletzt vom 27.05.2020.

im Winterhalbjahr gebildet, wenn der Strombedarf in der Regel besonders hoch ist und vor allem die Windparks im Norden Deutschlands viel Strom produzieren.

Netzengpässe führen dann bei dem Transport des Stroms vom Norden in den Süden dazu, dass ÜNB häufig Kraftwerke im Norden abschalten und Anlagen im Süden mit gleicher Leistung hochfahren müssen. Nur auf diesem Wege lässt sich das Stromnetz ausreichend entlasten.

Die Netzreserve stellt somit sicher, dass trotz des Nord-Süd-Gefälles beim Stromtransport sowie des schleppenden Netzausbaus im Übertragungsnetz ausreichend Kraftwerke für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung stehen, um erfolgreich Netzstabilisierungsmaßnahmen durchführen zu können.³²

Die Bundesnetzagentur prüft bis spätestens zum 30. April eines jeden Jahres den Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve (§ 3 Abs. 1 Satz 1 NetzResV).

Bestätigt sich ein entsprechender Bedarf, findet ein Interessenbekundungsverfahren gem. § 4 Abs. 2 NetzResV statt. Im Anschluss daran schließen die ÜNB mit den Anlagenbetreibern Verträge über die Nutzung von Anlagen für die Netzreserve ab, sofern diese Anlagen im folgenden Winterhalbjahr benötigt werden (§ 4 Abs. 3 NetzResV).

Ein Vertragsabschluss setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber eine für die Netzreserve genutzte Anlage nach Ablauf des Vertrags bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einsetzt (§ 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV).

In dem Vertrag wird sowohl Einsatz einer Anlage als Bestandteil der Netzreserve als auch der im Gegenzug entstehende Anspruch auf Kostenerstattung geregelt. Grundlage der Kostenerstattung ist die Kostenstruktur der jeweiligen Anlage. Der Anlagenbetreiber hat gem.

³² *Tüngler*, in Kment, Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 13 d, Rn. 2.

§ 6 Abs. 1 und 3 NetzResV einen Anspruch auf Erstattung aller Kosten, die durch den Einsatz der Anlage in der Netzreserve entstehen und nicht auch bei endgültiger Stilllegung entstanden wären. Im Wesentlichen ergeben sich daraus folgende Kostenpositionen gem. § 6 Abs. 3 NetzResV)³³:

- Ein **Leistungspreis** für die Bereithaltung der relevanten Anlage [Kosten, welche zusätzlich und fortlaufend durch Vorhaltung der Anlage für die Netzreserve entstehen (z. B. als pauschalierter Betrag in EUR je MW)] und auf Grundlage von konkret ermittelten Erfahrungswerten festgelegt werden. Die Bundesnetzagentur kann der Anlage zurechenbare Gemeinkosten bis zu einer Höhe von 5 % der übrigen Kosten anerkennen.
- Ein **Arbeitspreis** in Form der notwendigen Auslagen für eine tatsächliche Einspeisung der Anlage.
- Die **einmaligen Kosten** für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage (z. B. Kosten der Reparatur außergewöhnlicher Schäden).

Anlagen der Netzreserve kommen gem. § 2 Abs. 1, 7 NetzResV bei Frequenz-, Spannungs- oder Stabilitätsproblemen des Übertragungsnetzes, bei kurzfristigen Netzengpässen oder wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes drohen, zum Einsatz. Diese Anlagen dürfen aber nicht bei einem Leistungsbilanzdefizit, d. h. Differenzen zwischen Stromentnahme und Stromeinspeisung, die ansonsten unausgeglichen blieben, eingesetzt werden.³⁴

³³ Vgl. auch zusammenfassen *Tüngler*, a.a.O., § 13 d, Rn. 23.

³⁴ *Tüngler*, a.a.O., § 13 e, Rn. 2.

ee) Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG)

Die ÜNB halten gem. § 13e Abs. 1 Satz 1 EnWG Reserveleistung vor, um bei einer Gefährdung, Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite aufgrund eines nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen (Kapazitätsreserve).

Die Kapazitätsreserve wird schrittweise ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 außerhalb der Strommärkte gebildet (§ 13e Abs. 1 Satz 2 EnWG). Die Anlagen der Kapazitätsreserve speisen ausschließlich auf Anforderung der ÜNB ein (§ 13e Abs. 1 Satz 3 EnWG).

Die Kapazitätsreserve soll anders als die Netzreserve ausschließlich bei einem Systembilanzproblem aktiviert werden.³⁵ Die Kapazitätsreserve schafft also einen Puffer, um die Versorgungssicherheit bei kurzfristig auftretenden außergewöhnlichen Situationen absichern zu können.³⁶

Die Bildung der Kapazitätsreserve findet durch Ausschreibungen statt (§ 13e Abs. 2 EnWG).

Diese umfassen für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 eine Reserveleistung von 2 Gigawatt und für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 eine Reserveleistung in Höhe von 2 Gigawatt.

Diese Leistung kann nachträglich gem. § 13e Abs. 5 angepasst werden (§ 13e Abs. 2 Satz 3 EnWG).

Anlagen können wiederholt an dem Beschaffungsverfahren teilnehmen und in der Kapazitätsreserve gebunden werden (§ 13e Abs. 2 Satz 4 EnWG).

³⁵ BMWi, Weißbuch 2015, S. 82.

³⁶ Tüngler, a.a.O., § 13 e, Rn. 2.

Die Betreiber der Anlagen der Kapazitätsreserve erhalten von den ÜNB eine jährliche Vergütung. Deren Höhe wird im Rahmen des Beschaffungsverfahrens ermittelt. Die Vergütung umfasst alle Kosten, einschließlich der Kosten für

- die Vorhaltung der Anlage, einschließlich Kosten für den Stromverbrauch der Anlage selbst, für aufgrund anderer gesetzlicher Vorschriften notwendige Anfahrvorgänge sowie für die Instandhaltung der Anlage und Nachbesserungen, sowie
- den Werteverbrauch durch den Einsatz der Anlage (§ 13e Abs. 3 Sätze 1 und 2 EnWG).

Zu diesen Kosten zählen auch die Kapitalkosten und bei neu zu errichtenden Anlagen zusätzlich die Kosten für die Errichtung und Inbetriebnahme.³⁷

Gesondert erstattet werden gem. § 13e Abs. 3 Satz 3 Nr. 1 bis 4 EnWG:

- die Kosten für die Einspeisungen von Wirkleistung oder Blindleistung der Anlage, wenn und soweit sie durch eine von den ÜNB angeforderte Einspeisung von Wirkleistung oder Blindleistung im Rahmen der Kapazitätsreserve oder Netzreserve verursacht worden sind,
- die variablen Instandhaltungskosten der Anlage, wenn und soweit sie durch eine von ÜNB angeforderte Einspeisung von Wirkleistung oder Blindleistung im Rahmen der Netzreserve verursacht worden sind,
- die Kosten, die gegenüber einer im Strommarkt üblichen Brennstoffversorgung dafür entstehen, dass die Brennstoffversorgung der Anlage jederzeit entsprechend den Anforderungen der ÜNB sichergestellt werden muss, und

³⁷ *Tüngler, a.a.O., § 13 e, Rn. 20.*

- die Kosten, die dafür entstehen, dass auf Anforderung der ÜNB die Schwarzstartfähigkeit der Anlage oder die Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung hergestellt oder aufrechterhalten wird.

Die ÜNB dürfen die ihnen entstehenden Kosten nach Abzug der entstehenden Erlöse über die Netzentgelte geltend machen (§ 13e Abs. 3 Satz 4 EnWG).

Die Betreiber von Anlagen der Kapazitätsreserve,

- dürfen die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern (Vermarktungsverbot) und
- müssen diese Anlagen endgültig stilllegen, sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot), § 13e Abs. 4 Satz 1 EnWG.

Wie bereits ausgeführt, sollen Speicher jedenfalls für die Zukunft einen Ausgleich für Erzeugungsgenässe bei Dunkelflauten leisten (vgl. unter I.).

Zur Überbrückung künftiger Stromgenässe infolge von Dunkelflauten kommen grundsätzlich unterschiedliche Instrumente wie

- flexibel nutzbare konventionelle Kraftwerkskapazitäten (insbesondere von Gaskraftwerken),
- Maßnahmen des Last- bzw. Demand Side Managements,
- Stromspeicher (insbesondere von längerfristig nutzbaren Speichern wie großen Pumpspeichieranlagen) sowie
- Speichern auf der Grundlage von Power-to-Gas-Technologien

Stromimporten im Rahmen des europäischen Stromverbundes in Frage.³⁸

Insoweit bleibt zu prüfen, ob und welcher Ergänzungsbedarf sich in den wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen ergibt. Ausgangspunkt dafür ist die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV).

ff) Aktuelle Einbeziehung von Speichern nach KapResV

Die Kapazitätsreserveverordnung sieht die Möglichkeit einer Berücksichtigung und damit eines Einsatzes von Speicher bereits ausdrücklich vor (so in § 2 Abs. 1 Nr. 1: „Abruf: Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber, die Wirkleistungseinspeisung von in der Kapazitätsreserve gebundenen Erzeugungsanlagen, Speichern“; so in § 2 Nr. 5: „Anlage: Erzeugungsanlage, regelbare Last oder Speicheranlage“).

In der Kapazitätsreserve gebundene Erzeugungsanlagen und Speicher speisen ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber ein (§ 3 Abs. 1 Satz 1 KapResV).

Nach der bisher stattgefundenen ersten Ausschreibung scheinen Speicher bisher keine (wesentliche) Rolle bei der Bildung der Kapazitätsreserve einzunehmen.³⁹

Insoweit bietet es sich zur Markteinführung an, einen bestimmten Umfang der auszuschreibenden Leistung ausschließlich für Speicheranlagen vorzusehen (vgl. unter V.1.d).

c) Einspeisemanagement für EE-Anlagen

Die Anpassung, d. h. die Verringerung bzw. die Abschaltung der Leistung von EE-Anlagen ist rechtlich als Maßnahme des Einspeisemanagements gem. § 13 Abs. 2a EnWG erfasst.

³⁸ *Deutscher Bundestag*, Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten, Wissenschaftliche Dienste, WD 5 - 3000 - 167/18, 31. Januar 2019, Seite 7; vgl. auch Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2017), a.a.O., S. 27.

³⁹ Vgl. <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2020-2022>. Danach ergab sich ein Zuschlagswert für alle Kapazitätsreserveanlagen von 68.000,- €/ (MW/Jahr).

Voraussetzung ist eine Notfallsituation, wie z. B. zu erwartende Netzengpässe und eine dadurch bedingte Beeinträchtigung der Netzsicherheit.⁴⁰ Dabei ist allerdings der Einspeisevorrang für die EE-Anlagen gem. § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG zu beachten.

Das vorgenannte Redispatch betrifft zukünftig alle Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kWp [vgl. gerade unter b)(3)].

Gleichzeitig entsteht ein Entschädigungsanspruch im Umfang von mindestens 95 % (§ 15 Abs. 1 EEG).

Kosten für Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagement-Maßnahmen können Netzbetreiber bei der Ermittlung der Netzentgelte nur dann in Ansatz bringen, soweit die Einspeisemanagement-Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat (§ 15 Abs. 2 EEG).

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) prüft die Kostenansätze eines Netzbetreibers auf ihre sachliche und inhaltliche Richtigkeit. Entschädigungszahlungen sind insoweit nur dann als Kosten eines effizienten Netzbetreibers anerkannt, als

- die zu Grunde liegende Einspeisemanagement-Maßnahme erforderlich war,
- der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat und
- die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nicht übersteigen.

Die Einspeisung der Erzeugung aus EE-Anlagen ist gem. § 14 Abs. 1 EEG nur ausnahmsweise abzuregeln, soweit

- erstens andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,

⁴⁰ Vgl. *Hartmann/Weise*, a.a.O., § 13, Rn. 42 ff., 61.

- der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, etc. gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten,
- sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben. Weiterhin müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

Insoweit sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet Nachweise vorzulegen, welche anderweitigen Maßnahmen durchgeführt worden sind. Der Netzbetreiber hat die Maßnahme insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat (§ 15 Abs. 2 EEG).

Insgesamt ergaben sich immerhin Aufwendungen für 2017 i.H.v. 610 Mio. €, bezogen auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland von 0,84 % (vgl. BWE).⁴¹ Die abgeregelte Strommenge lag 2017 somit bei insgesamt 5.518 GWh.

Windenergieanlagen sind überproportional von Abregelungen betroffen, weil sich die Anlagen mit einer sehr hohen Wirksamkeit für den jeweiligen Netzengpass direkt durch die Netzbetreiber steuern lassen. Hinzu kommt, dass bei der Regelung von Windenergieanlagen die Entschädigungen am geringsten ausfallen. Daher betrug der Anteil der Windenergieanlagen an Land am Einspeisemanagement knapp 80 %. Gerade in Norddeutschland, wo viel Strom aus Windenergie produziert wird, sind die Netze stark überlastet. Folglich entfallen rund 58 % der Entschädigungsansprüche im Jahr 2017 auf Schleswig-Holstein, obwohl der Netzausbau innerhalb des Bundeslandes weitgehend abgeschlossen war.⁴²

⁴¹ BWE, Hintergrund Redispatch und Abregelung – welche Rolle spielen die Erneuerbaren, 21.06.2018, S. 3.

⁴² BWE, a.a.O., S. 3.

3. Maßnahmenreihenfolge und Vorrang der EE-Elektrizität im NABEG 2.0

a) Relevante Regelungen des NABEG 2.0

Der Gesetzgeber hat mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) u.a. das EnWG, das EEG und das KWKG novelliert. Die neuen Regelungen treten im Wesentlichen allerdings erst mit Wirkung vom 01.10.2021 in Kraft. Die Regelungen des NABEG 2.0 haben somit bereits Änderungen aufgrund der Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung mit aufgenommen. Insoweit stellt sich dann auch die Frage, ob die beiden Regelungsregimes miteinander vereinbar sind oder ggf. sogar miteinander kollidieren.

Zunächst hebt der Gesetzgeber die §§ 14 und 15 EEG 2017 auf (vgl. Art. 5 NABEG 2.0).

b) Konkrete Regelungen

Der Gesetzgeber hat mit der neuen Fassung des § 13 EnWG bereits Elemente aus der Verordnung in nationales Recht umgesetzt.

Die Voraussetzungen für Netzschaltungen und den sich dadurch ergebenden finanziellen Ausgleich sind nunmehr umfassend in den §§ 13 und 13a EnWG bezüglich der ÜNB und über § 14 Abs. 1 EnWG n.F. auch für die VNB vollständig neu geregelt.

Danach sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, die Gefährdung oder Störung dadurch zu beseitigen, dass sie netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzabschaltungen, durchführen (§ 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG n.F.) oder andere Maßnahmen nach 13a EnWG n.F. (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG n.F.).

Bei derartigen Anpassungen der Wirkungsleistungserzeugung sind von mehreren geeigneten diejenigen Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Ausgenommen sind Maßnahmen gegenüber Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung unter 100 kW. Diese dürfen die

Netzbetreiber, soweit sie jederzeit fernsteuerbar sind, unabhängig von den Kosten nachrangig steuern (§ 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F.).

Im Rahmen der vorgenannten Auswahlentscheidung sind die Verpflichtungen nach § 11 Abs. 1 und 3 EEG einzuhalten, indem für Maßnahmen zur Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EEG-Anlagen kalkulatorische Kosten anzusetzen sind, die anhand eines für alle EE-Anlagen einheitlichen kalkulatorischen Preises zu bestimmen sind.

Dieser einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkungsleistungserzeugung der EE-Anlagen nur stattfindet, wenn dadurch in der Regel ein Vielfaches möglicher reduzierter nichtvorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor). Der Faktor beträgt mindestens 5 und höchstens 15. Näheres hat die Bundesnetzagentur zu bestimmen.

Eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone liegt vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann (§ 13 Abs. 4 EnWG n.F.).

Die ÜNB haben Ab- oder Zuschaltleistungen über vertraglich vereinbarte ab- oder zuschaltbare Lasten nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG n.F. in einem entsprechenden Ausschreibungsverfahren zu besorgen.

Für Maßnahmen der Anpassung, d. h. auch Abschaltungen des ÜNB, haben die Betreiber von EE-Anlagen einen Anspruch auf angemessenen finanziellen Ausgleich im Umfang von 95 % der entgangenen Einnahmen zzgl. der zusätzlichen Aufwendungen (§ 13a Abs. 2 Nr. 5 EnWG n.F.).

Grundsätzlich stellt sich allerdings die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen ein derartiger Vorrang mit den neuesten unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar ist (vgl. unter III.2.b).

III. Vorgaben der aktuellen EU-Novellen für den zukünftigen Strommarkt

Mit der Novelle der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (RL) und der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO) vom Mai und Juni 2019 existieren umfangreiche unionsrechtliche Vorgaben, welche den deutschen Gesetzgeber zur Umsetzung und damit zum Handeln zwingen. Die Umsetzungsfrist läuft bis zum 31.12.2020 (Art. 73 RL).

Wesentliches Ziel ist der Wechsel von der Stromerzeugung in großen zentralen Erzeugungsanlagen hin zur dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hin zu dekarbonisierten Märkten. Dabei ergeben sich folgende zu berücksichtigende Aspekte.

1. Grundsätzliche Ziele der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und Elektrizitätsbinnenmarktverordnung

Wesentliches Ziel der Novellen ist, dass neue und innovative Energiedienstleistungsunternehmen mittels neuer Technologien alle Verbraucher in die Lage versetzen, sich umfassend an der Energiewende zu beteiligen und ihren Verbrauch so zu steuern, dass energieeffiziente Lösungen erzielt werden, durch die sie Geld sparen und die insgesamt dazu beitragen, den Energieverbrauch zu senken (Erwägungsgrund 5 RL).

Ein wesentlicher Baustein dafür soll die Abkehr von der Stromerzeugung in großen zentralen Erzeugungsanlagen hin zur dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hin zu dekarbonisierten Märkten sein. Dafür sollen die geltenden Vorschriften für den Stromhandel angepasst sowie Aufgaben bisheriger Marktteilnehmer geändert werden. Gleichzeitig soll der Elektrizitätsmarkt flexibler gestaltet und neue Energiedienstleistungsunternehmen, einschließlich Energiespeicherbetreibern und Lastmanagern eingebunden werden (Erwägungsgrund 6 RL).

Die VNB sollen neue Formen der Stromerzeugung, insbesondere Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, sowie neue Lasten wie jene, die aus Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen resultieren, kosteneffizient integrieren. Dazu sollen die VNB 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 sollten geeignete Maßnahmen wie nationale Netzkodizes und Marktvorschriften umsetzen und den Verteilernetzbetreiber mittels Netzentgelten, die der Flexibilität oder der Verbesserung der Energieeffizienz im Netz nicht im Wege stehen, Anreize bieten.

Die Mitgliedsstaaten sollen außerdem Netzentwicklungspläne (nachfolgend: „NEP“) für die Verteilernetze aufstellen, um die Einbindung von EE-Anlagen zu unterstützen und den Ausbau von Energiespeicheranlagen und die Elektrifizierung des Verkehrs zu fördern (Erwägungsgrund 61).

Im Vordergrund steht dabei die Inanspruchnahme von Speichertechnologien über Dienstleistungen. Denn gleichzeitig sollen die NB grundsätzlich nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein bzw. diese Anlage nicht errichten, verwalten oder betreiben.

Nach dem neuen Elektrizitätsmarktkonzept sollten Speicherdienste marktgestützt und wettbewerblich gehalten sein. Daher sollte eine Quersubventionierung zwischen der Energiespeicherung und der regulierten Funktion der Verteilung und der Übertragung vermieden werden. Diese Beschränkung des Eigentums an Energiespeicheranlagen dient dazu, Wettbewerbsverzerrungen vorzubeugen, das Risiko der Diskriminierung abzuwenden, allen Marktteilnehmern fairen Zugang zu Speicherdiensten zu gewähren und über den Betrieb der Verteiler- oder Übertragungsnetze hinaus die wirksame und effiziente Nutzung von Energiespeicheranlagen zu fördern. Diese Anforderung sollte im Einklang mit den Grundrechten der Europäischen Union – insbesondere der unternehmerischen Freiheit und dem Eigentumsrecht – ausgelegt und angewendet werden (Erwägungsgrund 62).

Ein eigenständiger Betätigungsspielraum ergibt sich gemäß Erwägungsgrund 63 lediglich, soweit es sich bei Energiespeicheranlagen um vollständig integrierte Netzkomponenten handelt. Diese dürfen allerdings **nicht dem Regelenergie⁴³ oder Engpassmanagement dienen:**

„Für diesen Einsatzbereich sollten diese Anlagen – vorbehaltlich der Genehmigung der Regulierungsbehörde – nicht dieselben strengen Beschränkungen des Eigentums an, oder Errichtung, der Verwaltung und des Betriebs dieser Anlagen wie für Netzbetreiber gelten.

*Zu den derart vollständig integrierten Netzkomponenten können **Kondensatoren⁴⁴** oder Schwungräder⁴⁵ zählen, die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze dienen bzw. dazu beitragen, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Systems zu ermöglichen.“*

Nach dem Gegenstand der Richtlinie ist gem. Art. 1 folgender Regelungszweck vorgesehen:

„Mit dieser Richtlinie werden gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung, -verteilung und -versorgung sowie Vorschriften im Bereich des Verbraucherschutzes erlassen, um in der Gemeinschaft für die Verbesserung und Integration von durch Wettbewerb geprägte Strommärkte zu sorgen.

Diese Richtlinie dient dazu, unter Nutzung der Vorteile eines integrierten Marktes für die Verbraucher erschwingliche und transparente Energiepreise und -kosten, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit und einen reibungslosen Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem mit geringem CO₂-Emissionen sicherzustellen. Sie enthält grundsätzliche Bestimmungen über die Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätssektors der Union, insbesondere Vorschriften zur Stärkung und zum Schutz der Verbraucher über den freien Zugang zum integrierten Markt, über den Zugang Dritter zur

⁴⁴ Vgl. zur Definition unter III.3.d)aa).

⁴⁵ Vgl. zur Definition unter III.3.d)aa).

Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur, Entflechtungsanforderungen sowie Vorschriften über die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten.

Mit dieser Richtlinie werden zudem Methoden der Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern festgelegt, um einen vollkommen vernetzten Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen, auf dem die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, der freie Wettbewerb und die Versorgungssicherheit gefördert werden.“

2. Vorrang der Marktorientierung durch Elektrizitätsbinnenmarktverordnung

a) Grundsätzliche Vorgaben, Regelungsmechanismen

Mit der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (nachfolgend: **EL-VO**) trifft die EU Vorgaben für das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes unter den Anforderungen der Nutzung erneuerbarer Energien.

Ein wesentlicher Eckpfeiler ist die Bildung der Strompreise durch Angebot und Nachfrage. Diese Preise sollten erkennen lassen, wenn Elektrizität benötigt wird. Auf diesem Weg sollen marktbasierende Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen wie flexible Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung geboten werden (Erwägungsgrund 22).

Folgerichtig sollen gem. Art. 3 a die Elektrizitätsmärkte nach dem Grundsatz funktionieren, dass Preise auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet werden.

Die sichere und nachhaltige Erzeugung sowie Energiespeicherung und Laststeuerung sollen gemäß den Anforderungen des Unionsrechts gleichberechtigt am Markt teilnehmen (Art. 3 j).

Gleichzeitig ist die Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft mit einem großen Marktanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen eines der Ziele der Energieunion. Deshalb sollen im Markt bestehende Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel beseitigt und Investitionen in die unterstützende Infrastruktur, beispielsweise in flexiblere Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung, gefördert werden.

Dieser Übergang zu einer variablen und dezentralen Erzeugung soll dadurch sichergestellt werden, dass die Grundsätze des Energiemarktes die Grundlage für die künftigen Elektrizitätsmärkte der Union bilden. In den Mittelpunkt sollen Kurzfristmärkte und Knappheitspreise rücken (Erwägungsgrund 23).

Kurzfristmärkte sollen die Liquidität und den Wettbewerb verbessern, weil sie mehr Ressourcen, insbesondere jenen Ressourcen, die flexibler sind, die uneingeschränkte Marktteilnahme ermöglichen. Wirksame Knappheitspreise sollen die Marktteilnehmer dazu bewegen, auf Marktsignale zu reagieren und dann verfügbar zu sein, wenn sie vom Markt am meisten benötigt werden. Diese sollen sicherstellen, dass die Marktteilnehmer ihre Kosten auf dem Großhandelsmarkt decken können. Daher müssen administrative und implizite Preisobergrenzen unbedingt beseitigt werden, damit Knappheitspreise ermöglicht werden.

Die Grundidee ist, dass Kurzfristmärkte und Knappheitspreise bei vollständiger Einbindung in die Marktstruktur dazu beitragen, andere marktverzerrende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit wie Kapazitätsmechanismen zu beseitigen. Gleichzeitig sollte durch Knappheitspreise ohne Preisobergrenzen auf dem Großhandelsmarkt nicht die Möglichkeit beeinträchtigt werden, den Endkunden, insbesondere Haushaltskunden, kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) und industriellen Kunden, zuverlässige und stabile Preise zu bieten (Erwägungsgrund 24).

Freistellungen von den Marktgrundsätzen, beispielsweise Bilanzkreisverantwortung, marktbasierter Dispatch oder Redispatch werden grundsätzlich kritisch gesehen.

Derartige Freistellungen führen nach Ansicht des Verordnungsgebers dazu, dass weniger Flexibilität signalisiert und die Entwicklung von Lösungen wie Energiespeicherung, Laststeuerung oder Aggregation behindert wird.

Obwohl Freistellungen weiterhin notwendig sind, um einen unnötigen Verwaltungsaufwand für bestimmte Marktteilnehmer, insbesondere Haushaltskunden und KMU, zu vermeiden, stehen weit gefasste Freistellungen für ganze Technologiebereiche deshalb nicht im Einklang mit dem Ziel, effiziente marktbasierende Dekarbonisierungsprozesse einzuführen und sollten daher durch gezieltere Maßnahmen ersetzt werden.

Schließlich sollen Netztarife zu keiner Benachteiligung der Energiespeicherung führen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung schaffen oder die Verbesserung der Energieeffizienz behindern (Erwägungsgrund 39).

b) Bedeutung der Verordnung für Einspeisevorrang

Die neu in § 13 EnWG eingefügten Absätze 1 a bis 1 c einschließlich der Änderungen in § 13a EnWG n.F. überführen das bisher in § 14 EEG geregelte Einspeisemanagement (vgl. dazu oben unter II.2.c) in das EnWG und integrieren dieses in die Redispatch-Regelungen. Der Gesetzgeber hat diese Regelungen mit der letzten EnWG-Novelle noch detaillierter ausgestaltet [vgl. unter IV.1.b)].

Der Einspeisevorrang von Strom aus erneuerbaren Energien bleibt gem. § 13 Abs. 1 a EnWG n.F. erhalten. Eine Abregelung von EE-Anlagen ist nur dann zulässig ist, wenn ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung geregelt werden müsste, um die zusätzlich abgeregelte EE-Menge einsparen zu können. Deshalb kann in bestimmten Situationen und Stunden des Jahres das Gesamtvolumen der notwendigen Maßnahmen stark reduziert werden.

Der Gesetzgeber geht davon aus, dass dies aus Gründen der Systemsicherheit sehr vorteilhaft ist, weil der Bedarf an korrespondierenden Erzeugungssteigerungen für den energetischen Ausgleich verringert und die Umsetzung der Maßnahme durch die Netzbetreiber vereinfacht wird. Dies gilt

gerade in den Stunden, in denen die ÜNB in einem erheblichen Umfang Maßnahmen ergreifen müssen. Eine derartige moderate Relativierung des Einspeisevorrangs helfe, den Umfang in einem für die ÜNB noch handhabbaren Maß zu halten und so Risiken für die Elektrizitätsversorgung zu verringern.⁴⁶

Der Einspeisevorrang wird dadurch gewährleistet, dass für die EE-Anlagen im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. nicht die tatsächlichen, sondern ausschließlich kalkulatorische Kosten anzusetzen sind.

Die kalkulatorischen Kosten werden anhand eines für alle Abregelungen von EE-Anlagen einheitlichen kalkulatorischen Preises (in Euro je Megawattstunde) wie folgt bestimmt: Eine Reduzierung der Einspeisung von EE-Anlagen findet erst statt, wenn in der Regel – also pauschalierend – mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache möglicher zu reduzierender Leistung aus der Erzeugung nicht vorrangberechtigter Anlagen ersetzt werden kann. Der Faktor wird als Mindestfaktor festgelegt und im Wege einer konkreten Festlegung durch die Bundesnetzagentur auf einen Faktor zwischen 5 und 15 festgelegt.

Unabhängig von den kalkulatorischen Kosten sind die Zahlungen nach § 13a Abs. 2 EnWG n.F. an den Anlagenbetreiber zu leisten. Die Festlegung kalkulatorischer Kosten soll es ermöglichen, die Einspeisemanagement-Maßnahmen gegenüber EE-Anlagen in die marktbezogenen Maßnahmen zu integrieren.

Insoweit wird kritisch eingewandt, dass dieser Vorrang mit den Vorgaben der VO nicht vereinbar seien. Die Verordnung sehe durch das Abstellen auf einen auf Marktmechanismen basierenden Redispatch keine Vorgaben zur Abschaltreihenfolge der unterschiedlichen Anlagentypen vor.⁴⁷

Diese Rechtsauffassung berücksichtigt allerdings nur unzureichend, dass der Vorrang der erneuerbaren Energien auch in der VO vorgesehen ist.

⁴⁶ *BT-Drs. 19/7375*, Begründung, Besonderer Teil, zu Art. 1 Nr. 7, S. 52.

⁴⁷ *Klausmann*, E-Werk 2019, 201, 205.

So haben die ÜNB und VNB gem. Art. 13 Abs. 5 a VO zu gewährleisten, dass die Übertragungs- und Verteilernetze in der Lage sind, die aus erneuerbaren Energiequellen oder mittels hocheffizienter KWK erzeugte Elektrizität mit möglichst geringem Redispatch zu übertragen.

Dabei darf der Redispatch bei der Netzplanung auch weiterhin in begrenztem Umfang Berücksichtigung finden. Voraussetzung dafür ist, dass die ÜNB und VNB transparent nachweisen können, dass dies wirtschaftlich effizienter ist.

Dabei darf ein Redispatch 5 % der jährlich erzeugten Elektrizität in Anlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die direkt an das jeweilige Netz angeschlossen sind, nicht überschreiten.

Ein Mitgliedstaat kann allerdings von diesem Wert abweichen, wenn die Elektrizität aus allen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Koppelung genutzt werden, einen Anteil von mindestens 50 % am jährlichen Bruttoendstromverbrauch ausmacht.

Eine Regelung, welche insoweit einen Redispatch von bis zu 5 % der jährlichen Erzeugungsleistung vorsieht, ist im Hinblick auf den zu erhöhenden Anteil der EE an den gesamten Erzeugungskapazitäten von vornherein kritisch zu sehen.

Allerdings handelt es sich nicht um eine zwingende, sondern eine optionale Vorgabe. Insoweit räumt der Verordnungsgeber einem Mitgliedsstaat ausdrücklich die Möglichkeit ein, diesen Prozentsatz geringer anzusetzen. Gleichzeitig ergibt sich daraus im Umkehrschluss, dass ein Redispatch von EE-Anlagen lediglich eine untergeordnete Rolle spielen darf. Gemessen daran lässt sich weiterhin ein – leicht modifizierter – Einspeisevorrang rechtfertigen.

3. Konkrete Vorgaben für Errichtung und Betrieb von Speicheranlagen

a) Grundsätzliche Aufgaben

Die VNB sind gem. Art. 31 Abs. 1 RL dafür verantwortlich, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen und in ihrem Gebiet unter wirtschaftlichen Bedingungen ein sicheres zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz zu betreiben, zu warten und auszubauen. Dabei hat der VNB als neutraler Marktvermittler bei der Beschaffung der Energie, die er zur Deckung von Energieverlusten in seinem Netz verwendet, gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu handeln (Art. 31 Abs. 5).

Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen sollen auch dadurch entstehen, dass die Regulierungsbehörde oder die Verteilernetzbetreiber, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren, an dem alle relevanten Netznutzer und der Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen, die Spezifikationen für die beschafften Flexibilitätsleistungen und ggf. mindestens auf der Ebene der Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte für diese Leistungen festlegen. Durch die Spezifikationen wird die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sichergestellt, einschließlich Marktteilnehmern, die Energie aus erneuerbaren Quellen anbieten oder im Bereich Laststeuerung tätig sind, Betreibern von Energiespeicheranlagen oder Unternehmen, die in der Aggregation tätig sind.

Die VNB werden für die Beschaffung solcher Leistungen angemessen vergütet, damit sie zumindest die damit verbundenen angemessenen Kosten decken können, einschließlich der Ausgaben für die erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Infrastrukturkosten (Art. 32 Abs. 2).

b) Spezielle Regelungen zum Eigentum und Betrieb an Speichern

Die Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz ist gem. Art. 2 Nr. 59 RL definiert als

„die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder 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.“

Energiespeicheranlage im Elektrizitätsnetz ist in diesem Sinne gem. Art. 2 Nr. 60 RL:

„eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.“

Die novellierte Binnenmarkttrichtlinie verortet allerdings die Verantwortung und die Gestattung für die Errichtung und den Betrieb von Speicheranlagen bei Dritten, nicht aber (unmittelbar) beim Netzbetreiber.

Nach Art. 36 Abs. 1 RL wird es den VNB nicht gestattet,

„Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.“

Die Mitgliedsstaaten können es allerdings abweichend davon gem. Art. 36 Abs. 2 RL den Verteilnetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben,

„wenn sie vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen, [...], wenn die Regulierungsbehörde ihre Genehmigung erteilt hat,

oder wenn [kumulativ] alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

1. *Anderen Parteien wurde nach Durchführung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf, nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen weder zu angemessenen Kosten noch rechtzeitig erbringen.*
2. *Solche Anlagen sind notwendig, damit die Verteilnetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Verteilnetze erfüllen können, und die Anlagen werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.*
3. *Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Bewertung des Ausschreibungsverfahrens einschließlich seiner Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt.*

Die Regulierungsbehörden können Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Verteilnetzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen.“

Der nationale Gesetzgeber erhält danach die Möglichkeit, VNB den Eigentumserwerb und den Betrieb von Energiespeichereinrichtungen dann zu ermöglichen, wenn die Regulierungsbehörde für vollständig integrierte Netzkomponenten zur Errichtung, Verwaltung oder dem Betrieb ihre Genehmigung erteilt hat.

Es bleibt zwar auf dieser Regelungsebene offen, unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde ihre Genehmigung erteilen darf. Allerdings müssen dafür nicht zwingend die unter Ziffer 1 bis 3 aufgeführten Bedingungen erfüllt sein.

Dafür spricht zunächst die Formulierung „oder“. Weiterhin stellt die Richtlinie nach dem Erwägungsgrund 63 lediglich auf die Genehmigung der Regulierungsbehörde ab. Es sind aber keine weiteren Bedingungen vorgegeben.

Art. 36 Abs. 2 Satz 1 RL enthält somit zwei verschiedene Regelungsalternativen.

Die erste Alternative bezieht sich auf vollständig integrierte Netzkomponenten. Um Eigentum an diesen bzw. eine Nutzung zu erlauben, bedarf es „lediglich der Genehmigung der Regulierungsbehörde“. Der Einsatzbereich ist mit der Begrenzung auf vollständig integrierte Netzkomponenten eher gering [dazu sogleich unter d) aa)].

Für Speicheranlagen mit einem weitergehenden Einsatzbereich ist dagegen das in Art. 36 Abs. 2 Satz 1 2. Alternative vorgesehene Verfahren vorgesehen.

Wesentliche Voraussetzung für solche Anlagen ist gem. Art. 36 Abs. 2 Satz 1 b) die Notwendigkeit, dass VNB ihre Verpflichtungen nach dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen zuverlässigen und sicheren Betriebes der Verteilnetze erfüllen können.

Entscheidend ist allerdings, dass die VNB diese Anlagen nicht verwenden dürfen, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen. Dies schränkt die Möglichkeiten zur Refinanzierung und damit auch zur Finanzierung durch eine Steuerung über Marktmechanismen nicht unerheblich ein.

Zusätzlich sollen nach Art. 36 Abs. 3 RL regelmäßige Überprüfungen der Regulierungsbehörden zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen stattfinden.

Dabei ist zu prüfen, ob ein Potenzial für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet diese Überprüfung durch die Regulierungsbehörden darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu

betreiben oder zu verwalten, so sollen die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteilernetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden.

Die Regulierungsbehörden sollen dann den VNB gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere sich den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeicheranlagen erstatten zu lassen.

Dieser Absatz gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten und nicht für den üblichen Abschreibungszeitraum für neue Batteriespeicheranlagen, bei denen die endgültige Investitionsentscheidung vor dem 04. Juli 2019 getroffen wurde, und soweit solche Batteriespeicheranlagen, die nach Art. 36 Abs. 4 a) bis d) aufgeführten Anforderungen erfüllen.

Ein Betrieb von Speicheranlagen durch NB setzt somit voraus, dass sich über eine entsprechende Ausschreibung von Dienstleistungen kein entsprechendes bzw. hinsichtlich der Kosten nicht zu vertretendes Angebot ergibt.

c) De-minimis-Regelung – Weiterer Spielraum für VNB?

Für VNB könnte sich immerhin zumindest noch ein gewisser Spielraum ergeben, wenn diese wegen der geringeren Kundenumfänge unter die sogenannte De-minimis-Regelung fallen.

Diese Regelung bewirkt, dass ein Großteil der Netzbetreiber von den gesetzlichen Regelungen des Unbundlings (rechtliche und operationelle Trennung von Netz und Betrieb) ausgenommen sind. Diese Ausnahmeregelung gilt für VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden. So betreiben z. B. die Versorgungsbetriebe Bordschholm einen Großbatteriespeicher, welcher unter diese Regelung fällt.⁴⁸ Nach aktueller Rechtslage, d. h. de lege lata, bestehen insoweit für VNB – jedenfalls keine ausdrücklich vorgesehenen – Beschränkungen für den Betrieb von Speichern

⁴⁸ Waffenschmidt, Solarbrief 02/2019, S. 44.

Die entscheidende rechtliche Frage ist allerdings, ob diese Regelung auch zukünftig, d. h. de lege ferenda, für die Errichtung und den Betrieb von Speichern gilt. Der Wortlaut der Richtlinie sieht eine Anwendung der De-minimis-Regelung nicht ausdrücklich vor. Die Herausforderung besteht somit darin, deren Anwendung auf Speicher zu übertragen. Es wird sich noch zeigen, ob dabei rechtliche Unsicherheiten verbleiben.

Nach Art. 32 Abs. 5 RL haben die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, die in Art. 32 Abs. 3 festgelegte Verpflichtung nicht auf Elektrizitätsunternehmen anzuwenden, die weniger als 100.000 angeschlossene Kunden oder kleine, isolierte Netze beliefern.

Allerdings enthält Art. 36 keine dem Art. 32 Abs. 5 und dem Art. 35 Abs. 4 RL vergleichbare Regelung.

Art. 35 Abs. 4 eröffnet den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, Elektrizitätsunternehmen, die weniger als 100.000 angeschlossene Kunden oder kleine, isolierte Netze beliefern von den in den Abs. 1 bis 3 aufgestellten Regelungen und Anforderungen zu befreien.

Bisher gilt insoweit § 7 EnWG. Nach § 7a Abs. 7 EnWG sind mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbundene Verteilnetzbetreiber, an deren Verteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, von den Entflechtungsanforderungen ausgenommen. Hintergrund ist, dass derartige VNB als wettbewerblich nicht bedeutsam anzusehen sind, so dass ihre Einbeziehung in das Gebot der rechtlichen Entflechtung unverhältnismäßig wäre.⁴⁹

Insoweit stellt sich die Frage, ob sich für den Betrieb von Speichern diese Ausnahme auch ohne ausdrückliche Regelung in Art. 36 RL annehmen lässt. Anknüpfungspunkt bietet Erwägungsgrund 62. Wie ausgeführt, dient danach die Beschränkung des Eigentums an Energiespeichern dazu, Wettbewerbsverzerrungen vorzubeugen, etc. (vgl. unter III.1.). Dieses Ziel stimmt mit den Erwägungen zu den ausdrücklich geregelten Fällen einer De-minimis-Regelung überein.

⁴⁹ *Knauff*, in *Kment*, Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 7, Rn. 9.

Die Aufgabenzuweisung nach Art. 32 Abs. 3 RL umfasst auch die Verpflichtung, im NEP auf die Nutzung von Energiespeicheranlagen als Alternative zum Netzausbau zurückzugreifen. Da sich Art. 32 Abs. 5 RL ausdrücklich auf die in Art. 32 Abs. 3 RL festgelegten Verpflichtungen bezieht und damit auch die Nutzung von Energiespeicheranlagen umfasst, ergibt sich aus dieser grundsätzlichen Aufgabenzuweisung auch die Anwendung auf die den Einsatz von Speichern im Detail regelnden Vorschriften wie Art. 36 RL.

Es spricht somit einiges dafür, dass die nationalen Gesetzgeber berechtigt sind, für VNB entsprechende Ausnahmevorschriften vorzusehen bzw. die bestehende Vorschrift auf die Nutzung von Speichern anzuwenden. Ohne eine entsprechende ausdrückliche unionsrechtliche Regelung verbleibt allerdings bezüglich dieser Gestaltungsbefugnis eine gewisse Rechtsunsicherheit.

d) Reichweite und Umfang des Speichereinsatzes

Hinsichtlich der vorgenannten Ausnahmen stellt sich die Frage, welche Funktionen ein NB damit abdecken darf.

Insoweit ist zwischen den vollständig integrierten Netzkomponenten und den sonst zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Verteilnetze erforderlichen Speicheranlagen zu unterscheiden.

aa) Vollständig integrierte Netzkomponenten

Vollständig integrierte Netzkomponenten sind gem. Art. 2 Nr. 51 RL:

*„Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilnetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilnetzes **nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement** dienen.“*

Insoweit ergibt sich somit von vornherein ein eher nur geringer (technischer) Einsatzumfang.

Nach dem Erwägungsgrund 63 gehören zu den vorgenannten Netzkomponenten Kondensatoren oder Schwungräder.

Ein Kondensator ist ein passives elektrisches Bauelement mit der Fähigkeit, in einem Gleichstromkreis elektrische Ladung und die damit zusammenhängende Energie statisch in einem elektrischen Feld zu speichern. Die gespeicherte Ladung pro Spannung wird als elektrische Kapazität bezeichnet und in der Einheit Farad gemessen. In einem Wechselstromkreis wirkt ein Kondensator als Wechselstromwiderstand mit einem frequenzabhängigen Impedanzwert. Kondensatoren bestehen im Prinzip aus zwei elektrisch leitfähigen Flächen, den Elektroden, die von einem isolierenden Material, dem Dielektrikum, voneinander getrennt sind. Die Größe der Kapazität wird durch die Fläche der Elektroden, das Material des Dielektrikums und den Abstand der Elektroden zueinander bestimmt. Die Elektroden und das Dielektrikum können aufgerollt oder parallel geschaltet als Stapel angeordnet sein. Industriell hergestellte Kondensatoren werden mit Kapazitätswerten von etwa 1 Pikofarad (10 bis 12 F) bis zu etwa 1 Farad, bei Superkondensatoren sogar bis zu 10.000 Farad geliefert.⁵⁰

Schwungradspeicherung ist eine Methode der mechanischen Energiespeicherung, bei der ein Schwungrad (in diesem Zusammenhang auch „Rotor“ genannt) auf eine hohe Drehzahl beschleunigt und Energie als Rotationsenergie gespeichert wird. Die Energie wird zurückgewonnen, indem der Rotor induktiv an einen elektrischen Generator gekoppelt und dadurch abgebremst wird. Benutzt werden sie meist zum Ausgleich von Spitzenlasten, Glätten von Leistungsspitzen, Rekuperation bei Elektrofahrzeugen und auch als Anlage zur unterbrechungsfreien Stromversorgung in Krankenhäusern und Industrieanlagen. Schwungräder können auch als vergleichsweise kleine Speicherkraftwerke Stromnetze in der Netzfrequenz stabilisieren und als

⁵⁰ *Wikipedia*, Aufruf zuletzt vom 27.05.2020, Stichwort: Kondensator.

kurzfristiger Ausgleichsspeicher dienen. Weitere Anwendungsbereiche für Schwungradspeicher sind Inselnetze, Hybrid-Systeme (Kombination von Schwungradspeichern mit Blockheizkraftwerken oder Batterien), Windenergieanlagen, die Rückgewinnung von Bremsenergie von Schienenfahrzeugen sowie Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge.⁵¹

Bereits die vorgenannte technische Beschreibung zeigt, dass es sich um einen eher begrenzten Einsatzbereich für Netzbetreiber handeln soll.

bb) Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen

Von den vorgenannten Netzkomponenten zu unterscheiden sind die Aufgaben zur Beschaffung der für das Netz eines Verteilernetzbetreibers benötigten nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, welche gem. Art. 31 Abs. 7 RL grundsätzlich in einem marktgerechten Verfahren zu besorgen sind. Die Verpflichtung zur Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen gilt nicht für vollständig integrierte Netzkomponenten (Art. 31 Abs. 7 Satz 2).

Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung ist eine von Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern genutzte Dienstleistung für statische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit (Art. 2 Nr. 49 RL).

Systemdienstleistung an sich ist gem. Art. 2 Nr. 48 RL:

„eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement“.

⁵¹ Wikipedia, Aufruf zuletzt vom 27.05.2020.

Gleichzeitig sollen die Mitgliedsstaaten über entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen sicherstellen, dass die VNB Dienstleistungsverträge auch im Bereich Speicherung vergeben, wenn sich durch diese Dienstleistungen eine andernfalls notwendige Nachrüstung oder ein Ersatz (Neubau) von Netzen kosteneffizient erübrigt und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird (Art. 32 Abs. 1 Unter Abs. 1).

cc) Aufgabenwahrnehmung durch Dritte/Eckpunkte

Es erscheint somit nach den vorgehenden Ausführungen konsequent, dass (vorrangig) Dritte als Dienstleister Speicher betreiben sollen. Es stellt sich allerdings die Frage, in welchem Umfang sich Dritte finden, welche diese Aufgabe zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten durchführen können (z. B. angestrebte Rendite).

Immerhin geht der Bundesverband Energiespeicher in einer aktuellen Marktanalyse der vergangenen Jahre von einer anhaltend positiven Marktentwicklung für die Energiespeicherbranche aus.⁵²

Die Energiespeicherbranche ist demnach ungebrochen auf Wachstumskurs und verzeichnete im Jahr 2019 einen Umsatz von 5,5 Milliarden Euro und hat etwa 13.300 Beschäftigte. Das Marktwachstum erstreckt sich über verschiedene Sektoren und Technologien und steigerte sich allein von 2018 zu 2019 um 10 %. Danach fällt auf, dass das Marktsegment „Speicher in Industrie und Gewerbe“ anzieht.

Speicher werden demnach in Industrie und Gewerbe zunehmend zur unterbrechungsfreien Stromversorgung, zur Notstromversorgung, zum Spitzenlastmanagement, zur Optimierung von Produktionsprozessen, oder zur Dekarbonisierung und Sektorenkopplung eingesetzt.

Das Marktsegment Industriespeicher wird danach zum wichtigsten Marktsegment der Energiespeicherbranche. Weiterhin ließen sich im Bereich der Industrie bereits erste Effekte des anstehenden CO₂-Prei-

⁵² BVES, unter https://www.bves.de/bves_branchenzahlen_2020/, vom 13.03.2020.

ses beispielsweise darin erkennen, dass die Nachfrage nach thermischen Speichern stark anzieht. Das Wachstum im Marktsegment „Thermische Energiespeicher“ setze sich beständig fort und wird angekurbelt durch nach und nach breitere Anwendungsfälle für Wärmespeicher.

Weiterhin besteht viel Kraft im wachsenden Heimspeichermarkt, dessen Wachstum vom Treiber E-Mobilität beschleunigt wird. Energiespeichertechnologien spielen eine zunehmende Bedeutung zur Bereitstellung von Flexibilität in Mobilitätsinfrastrukturen, insbesondere zur Bereitstellung von Schnellademöglichkeiten.

Allerdings wird im heimischen Markt die Entwicklung der Zukunftsbranche Energiespeicher durch veraltete regulatorische Rahmenbedingungen begrenzt.

Das belegen auch erneut die BVES-Branchenzahlen 2020, die die regulatorischen Bedingungen als dominierendes Markthemmnis für die Geschäfte der Energiespeicherunternehmen identifizieren. Zu den regulatorischen Bedingungen zählen namentlich u.a. die rechtliche Einordnung von Speichern als Verbraucher (d. h. die fehlende Integration von Energiespeichern als vierte Säule des Energiesystems) sowie langwierige Genehmigungsverfahren, Netzanschlussbedingungen mit unpraktikablen Mess- und Abrechnungskonzepten sowie verbreitete Intransparenz der geltenden Regelungen.

Der BVES sieht die Lösung darin, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen dahingehend angepasst werden, dass Speicher rechtlich als vierte Säule des Energiesystems eingeordnet werden. Insoweit sieht der BVES in der Umsetzung des EU-Rechts, eine Chance die Bedeutung und den Einsatz von Energiespeichern zu erhöhen.

Gleichfalls steigt die Nachfrage nach grünem Wasserstoff, angeheizt von dem hohen Bedarf der industriellen Anwender nach CO₂-armer Energieversorgung. Dennoch werden Power-to-Gas-Technologien noch nicht im industriellen Maßstab eingesetzt. Den Hauptgrund sieht der BVES auch in der fehlenden systemischen Einbindung in die

bestehende Infrastruktur. Ursache sei auch das Fehlen eines konsequent durchgeführten dezentralen Energiesystems, welches die Investitionssicherheit gefährdet und stark markthemmend wirkt.

dd) Aufgabenwahrnehmung durch beauftragte Dritte

Die VNB sollen Leistungen zur Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen, wenn sich durch diese Dienstleistungen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird (Art. 32 Abs. 1 RL).

Gleichzeitig werden die VNB für die Beschaffung auch von Speicherdienstleistungen angemessen vergütet, damit sie zumindest die damit verbundenen angemessenen Kosten decken können, einschließlich der Ausgaben für die erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Infrastrukturkosten (Art. 32 Abs. 2).

Durch diesen Regelungsrahmen wird insbesondere sichergestellt, dass die VNB solche Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen und die Einführung von Maßnahmen zur Energieeffizienz fördern, wenn sich durch diese Dienstleistungen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird.

Der Betrieb und Einsatz durch einen Dienstleister könnte dabei folgende Aufgaben umfassen:

- Betrieb eines Speichers zur Zwischenspeicherung von Verlustenergie (gem. § 2 Nr. 12 StromNZV, die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie).
- Erzeugung von Blindleistung zum Ausgleich von Spannungsschwankungen.
- Betrieb eines Speichers durch Angebot freier Speicherkapazitäten (durch einen Unternehmensteil) für den Netzbetreiber.

- Betrieb eines Speichers als Flexibilitätsoption z. B. als Alternative zum Netzausbau (z. B. Generierung technischer Kapazitäten, um Peaks verhindern zu können).
- Aufnahme von überschüssigen Strommengen, um die Abregelung von Strom aus EE-Anlagen zu verhindern.
- Zusätzliche, ggf. auch eigenständige Aufgaben/Einsatzbereiche durch die Sicherstellung von Stromangeboten vor allem im Rahmen von Flexibilitäts- und Dunkelflaudemärkten (vgl. oben unter I.).

In entsprechenden Verträgen zwischen NB und Betreibern von Speichern wären demnach vor allem folgende Aspekte abzubilden:

- vorzuhaltender Leistungsumfang und Zeitdauer bis zum Bereitstellen von Speicherleistungen;
- Laufzeit (kurz-/langfristig);
- Vergütung (Grundpreis für Vorhaltung/Leistungskomponente je angebotener kWh/Speicherkapazität);
- sonstige Einsatzmöglichkeiten des Speichers durch Betreiber;
- Kündigungsmöglichkeiten, ggf. Entschädigungsklauseln bei vorzeitiger Beendigung.

Auf der Grundlage der ausgeführten rechtlichen Rahmenbedingungen und der Anforderungen des SFV-SMARD-Konzeptes stellt sich nachfolgend die Frage, welche weiteren Elemente für einen Einsatz von Speichern in Frage kommen könnten (vgl. unter IV.). Daran anschließend sollen sich dann Vorschläge für eine entsprechende Ausgestaltung durch den Gesetzgeber ergeben (V.)

IV. Weitere Eckpunkte eines rechtlichen Rahmens zum Speichereinsatz

Für einen umfassenden Einsatz bzw. die konkreten Refinanzierungswege von Speichern bilden sich erst konkrete Pläne oder Modelle heraus. Um weitere Eckpunkte für die Umsetzung des Unionsrechts in das nationale Recht zu gewinnen, bleibt daher das beschriebene SFV-SMARD-Konzept (vgl. unter I.) auf der Grundlage der aufgezeigten

Rahmenbedingungen weiter auszudifferenzieren, um weitere Kriterien eines rechtlichen Rahmens für die Umsetzung der Richtlinien in nationales Recht gewinnen zu können.

Vorab ist als Zwischenergebnis festzuhalten, dass der Gesetzgeber aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Speichern beim Ausbau der EE Rahmenbedingungen schaffen sollte, welche vielfältige Einsatz- und Refinanzierungsmöglichkeiten vorsehen.

1. Aufnahme von Speichern in den Netzentwicklungsplan

a) Aktuelle Pläne der Netzbetreiber zum Einsatz von Speichern

Die ÜNB haben im aktuellen Szenario-Rahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 im Rahmen der Flexibilisierung und Speicherung bereits festgehalten, dass die verlustarme Speicherung von Strom eine der größten Herausforderungen der Energiewende ist.

Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien und ihre volatile Einspeisung sei deshalb eine Flexibilisierung der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite zukünftig von großer Bedeutung. Insoweit sind im Szenario-Rahmen verschiedene Szenarien einer deutlichen Flexibilisierung vorgesehen. Dies sind neben einer Flexibilisierung der konventionellen Erzeugungsanlagen mit einer verstärkten Entkoppelung von Strom- und Wärmeerzeugung, der vermehrte Einsatz von Demand-Side-Management sowie ein intelligenter und flexibler Einsatz neuer Stromanwendungen, insbesondere der Power-to-X-Technologien.⁵³

Ein wesentliches Element soll auch die Power-to-Gas-Technologie sein, um anstelle fossilen Erdgases diesen Energiebedarf immissionsarm über die strombasierte Erzeugung von Gasen (insbesondere Wasserstoff) mittels Elektrolyse zu bedienen. Die Leistung von Power-to-Gas-Anlagen soll eine Bandbreite von 3 bis 8 GW betreffen.

⁵³ Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 – Entwurf der ÜNB, Stand Januar 2020, Seite 13.

Der größte Umfang betrifft Power-to-Wasserstoff-Anlagen. Diese Anlagen sollen überwiegend Wasserstoff für den lokalen Bedarf an Industriestandorten erzeugen. Annahme ist, dass vor Ort keine alternativen Technologien zur Wasserstoffherzeugung vorhanden sind. Die Anlagen werden danach entsprechend stark genutzt, da stets genug Wasserstoff für die nachgelagerten chemischen Industrieprozesse zur Verfügung stehen muss. Aufgrund der angenommenen hohen Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen erscheint eine Auslegung der Anlagen auf hohe Volllaststunden wahrscheinlich.

Die schwerpunktmäßige Nutzung wird in Stunden mit hoher Stromeinspeisung aus EE und entsprechend niedrigen Strompreisen erwartet. Insgesamt wird bei diesen Anlagen von etwa 3.500 Volllaststunden im Jahr ausgegangen. Darüber hinaus können Power-to-Wasserstoff-Anlagen anstelle der unmittelbaren Versorgung einer lokalen Industrie auch in das allgemeine Gasnetz eingespeist werden. Die Anlagen orientieren sich dann stärker an den Opportunitätskosten der konventionellen Gasnutzung. Sie werden marktbasierend nur in Stunden mit sehr geringen Strompreisen eingesetzt. Gleichzeitig können sie auch zur Behebung von Netzengpässen dienen. Der Umfang der Einsatzweisen lässt sich erst im Rahmen einer Marktsimulation und Netzanalysen bestimmen und aktuell nur abschätzen.

Zur Bestimmung des Bruttostromverbrauchs wird davon ausgegangen, dass der Einsatz dieser Power-to-Wasserstoff-Anlagen mit ca. 1.500 Volllaststunden und somit deutlich unter denen der industriellen Power-to-Gas-Anlagen liegt.

Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung von synthetischem Methan produzieren ebenfalls in Konkurrenz zum herkömmlichen Erdgasangebot und werden daher nur bei sehr niedrigen Strompreisen eingesetzt. Insoweit wird für die Bestimmung des Bruttostromverbrauchs von Volllaststunden in Höhe von 1.000 ausgegangen.⁵⁴

⁵⁴ *Szenario-Rahmen*, a.a.O., S. 52 f.

Zusätzlich geht der Szenario-Rahmen von einem Zuwachs an dezentralen Kleinspeichern im Bereich privater Haushalte aus. Annahme ist eine zunehmende Wirtschaftlichkeit des gekoppelten Betriebes von Batteriespeichern und Gebäude-PV-Anlagen. Danach soll in allen Szenarien 20 % der installierten Leistung der Gebäude-PV-Anlagen als installierte Leistung dezentraler PV-Batteriespeicher zur Verfügung stehen. Zum Einsatzverhalten wird angenommen, dass die PV-Batteriespeicher jeweils den Strombezug der privaten Haushalte aus dem öffentlichen Netz minimieren („Eigenbedarfsoptimierung“). Danach nehmen PV-Batteriespeicher in den verschiedenen Szenarien von 2035 bis 2040 immerhin eine Leistung von 13,2 bis 17,2 GW ein.

Für Großbatteriespeicher wird im Szenario-Rahmen eine noch im Detail zu konkretisierende Größenordnung von 3 GW aufgenommen.⁵⁵

b) Netzentwicklungsplan als geeignetes Instrument

Die vorgesehene Aufnahme in den Netzentwicklungsplan bietet die Möglichkeit, den Betrieb von Speichern durch die Umlegung über Netznutzungsentgelte zu refinanzieren. Diese Idee ist grundsätzlich auch in der RL vorgegeben (vgl. unter III.1.).

Die Bedeutung von Speichern ließe sich insofern ggf. noch erhöhen, falls ein bestimmter Ausbaukorridor für Speicher als Netzstabilisierungsinstrument und auch über Langzeitspeicherkapazitäten (PtX) festgelegt wird.

Gleichzeitig wird der Umfang der vorgesehenen Speicherkapazitäten davon abhängen, ob und wann sich die bestehenden Netzausbauengpässe ganz oder vollständig auflösen lassen.

Eine Grenze für die Aufnahme von Speichern in den NEP könnte sich auf den ersten Blick aufgrund der eingeschränkten Möglichkeiten der NB, selbst Speicher errichten und betreiben zu dürfen.

Denkbar wäre, einen verstärkten Einsatz von Speichern über einen erweiterten Begriff der Netzstabilität begründen.

⁵⁵ Szenario-Rahmen, a.a.O., S. 85.

Die Richtlinie beschränkt allerdings diesen Einsatz (grundsätzlich) auf Bereiche, in denen NB weder dort gespeicherte Elektrizität am Strommarkt verkaufen noch diese im Rahmen des Engpassmanagements einsetzen dürfen.

Ein wesentlicher Vorteil einer Aufnahme in den NEP ist die bereits für einen längeren Zeitraum rechtsverbindlich vorgesehene Möglichkeit, die Kosten über die Umlegung auf die Netznutzungsentgelte zu finanzieren.

Die Bundesnetzagentur müsste die Netznutzungsentgelte letztendlich genehmigen. Gleichzeitig wären bestimmte (auskömmliche) Renditen vorgesehen.

Ein entsprechendes Instrumentarium, die Kosten aus Dienstleistungsverträgen bzw. von Dritten erbrachte Speicherdienstleistungen abzubilden, existiert bereits in § 4 Abs. 5 a StromNEV.

Anknüpfungspunkt ist, dass viele NB den Betrieb der Versorgungsnetze über Dienstleistungsverträge geregelt haben. So stellen zum Teil die Unternehmen der Netzbetreiber gleichsam nur noch eine Hülle dar. Das komplette Sachanlagevermögen ist dann gepachtet und die technische Abwicklung des Netzbetriebes weitgehend Dritten übertragen.

Allerdings steigen damit auch die Anforderungen an die Regulierung. Anstelle lediglich eines Unternehmens, d. h. dem NB, müssen dann häufig eine Mehrzahl von Unternehmen (Verpächter und zum Teil auch Subverpächter, verschiedene Dienstleister) und deren jeweilige Kostenrechnung betrachtet werden.⁵⁶ Der Dienstleistungsbegriff ist dabei weit gefasst und betrifft auch die Geschäftsführung, das Rechnungs- und Personalwesen und die Rechtsberatung.⁵⁷

Bezüglich der Höhe der anzusetzenden Kosten ergeben sich verschiedene Varianten.

⁵⁶ Holznel/Schütz, Kommentar zur StromNEV, § 4, Rn. 69 ff.

⁵⁷ Holznel/Schütz, a.a.O., Rn. 71.

Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes oder ein Gesellschafter des Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu einer Gruppe miteinander verbundener Elektrizitätsunternehmen, so darf der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie bei dem die Dienstleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung im Sinne dieser Verordnung und ggf. unter Anwendung des § 6 Abs. 2 der Anreizregulierungsverordnung tatsächlich angefallen sind (§ 4 Abs. 5 a Satz 2 StromNEV).

Beinhalten die nach § 4 Abs. 5 a Satz 2 StromNEV für die Erbringung von Dienstleistungen angefallenen Kosten oder Kostenbestandteile Vorleistungen von Unternehmen, die ebenfalls zu der Gruppe miteinander verbundener Elektrizitätsunternehmen gehören, der das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes oder dessen Gesellschafter angehören, können diese nur maximal in der Höhe einbezogen werden, wie sie jeweils bei dem die Vorleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung im Sinne dieser Verordnung und ggf. unter Anwendung des § 6 Abs. 2 der Anreizregulierungsverordnung tatsächlich angefallen sind (§ 4 Abs. 5 a Satz 3 StromNEV).

Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes oder dessen Gesellschafter nicht zu einer Gruppe miteinander verbundener Elektrizitätsunternehmen, so darf der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes hat die erforderlichen Nachweise zu führen (§ 4 Abs. 5 a Satz 4 StromNEV). Grundlage für die Berechnung ist somit eine „kalkulatorische Als-ob-Betrachtung der fiktiven Kosten des Betreibers eines Elektrizitätsversorgungsnetzes“.⁵⁸

⁵⁸ BR-Drucksache 296/16, S. 18.

Die Nachweispflicht dafür obliegt dem NB (§ 4 Abs. 5 a Satz 6 StromNEV).

Die Aufnahme in den NEP sowie auch oder vorrangig durch Dritte erbrachte Speicherdienstleistungen bieten somit eine rechtlich sichere Grundlage, um Speichertechnologien zu errichten und zu betreiben.

Es stellt sich allerdings die Frage, in welchem Umfang sich ein zügiger Ausbau von Speichertechnologien mit diesem Instrumentarium umsetzen lässt. Immerhin bedarf es einer entsprechenden Initiative der Netzbetreiber. Weiterhin dürfte sich der NEP angesichts der zu erwartenden dynamischen Entwicklung von Speichertechnologien aufgrund der langen Vorlaufzeiten für die Planung eher für eine grundlegende Bereitstellung von Speichertechnologien eignen.

Zusätzlich dürfte eine vorrangige oder sogar ausschließliche Steuerung über den NEP und bei einem damit wahrscheinlich verbundenen Betrieb von Speichern durch NB dem Grundsatz einer dezentralen Stromerzeugung und damit auch dezentralen Energiespeicherung (vgl. dazu unter III.) widersprechen.

Somit bleiben weitere Möglichkeiten einer Finanzierung und Realisierung von Speichern zu prüfen. Ein Weg wäre die Steuerung über stärker marktorientierte Anreize.

2. Marktorientierte Elemente

Die novellierten unionsrechtlichen Vorgaben sehen eine deutliche Orientierung zu einer Steuerung des Strommarktes über die Marktmechanismen und somit von Angebot und Nachfrage und damit über Knappheitssignale vor (vgl. unter III.).

Die aktuelle Bestandsaufnahme des BVES sieht insoweit eine positive Entwicklung und Einsatzbereiche sogar im Bereich Industrie und Gewerbe. Durch eine sehr viel stärkere Fokussierung auf Speichertechnologien dürften sich auch die momentan noch gesehenen hinderlichen (rechtlichen) Rahmenbedingungen verändern lassen.

Marktbasierte Realisierungs- und Refinanzierungsmodelle hätten sicherlich auch den Vorteil, dass sich neue und auch kostengünstige Technologien unabhängig von einer eher schwerfälligen Steuerung über die NEP entwickeln könnten.

Allerdings stellt sich die Frage, wie konkret ein Einsatz von Speichern im System der Förderung/Vergütung von EE-Anlagen ablaufen könnte, so dass ein Einsatz der Speicher auch bewirkt, dass sich der Verbrauch der erzeugten Strommengen, zunehmend auch Wärmequellen, aus EE auch erhöht. Eine wesentliche Bedeutung kommt dabei Langzeitspeichern zu.

Tatsächlich fällt – zumindest aktuell – überschüssiger Strom aus EE-Anlagen als Überangebot von Windstrom im Norden Deutschlands in der Nähe von Windparks an.

Insoweit ließen sich z. B. E-Methanolanlagen aufstellen, an die Speicher angeschlossen sind. Auf diesem Weg könnte man in größeren Mengen sog. grüne Kraftstoffe produzieren, welche den CO₂-Ausstoß sofort und nachhaltig reduzieren würden. Orientiert sich dieser Preis an den CO₂-Vermeidungskosten, ergäbe sich wohl auch ein eher marktorientiertes Preiskriterium.

Überschüssiger Strom, z. B. aus Windenergieanlagen würde dann auch in Engpasssituationen produziert. Die Anlagenbetreiber würden dann die in der Regel über Ausschreibungen erlangte Marktprämie für den produzierten Strom erhalten.

Eine wesentliche Herausforderung kommt bei dem Einsatz von Speichern dem möglichen Einsatzstandort zu. Gemessen an dem Beispielsfall einer überschüssigen Produktion von Windstrom im Norden Deutschlands könnte z. B. in der Nacht gespeicherter überschüssiger Windstrom bei regelmäßig geringeren Verbräuchen am Tag auch im Süden oder in anderen Regionen Deutschlands verbraucht werden. Bei bestehenden Netzengpässen wird dies allerdings dann nicht oder nur eingeschränkt funktionieren, wenn z. B. bei sturmähnlichen Situationen weiterhin Netzengpässe bestehen bleiben würden.

Bei der Produktion von Methanol bliebe noch im Detail zu prüfen, in welchem Umfang sich auf der einen Seite im Rahmen des Herstellungsprozesses Verluste ergeben und ob sich diese bei einem Verkauf von E-Methanol angemessen decken bzw. sogar mit Gewinn refinanzieren lassen.⁵⁹

Anders wird sich die Situation bei – allerdings nicht als Langzeitspeicher geeigneten – Batteriespeichern darstellen. Insoweit wird der überschüssige Strom direkt von den Speichermedien aufgenommen. Insoweit stellt sich die Frage, welcher „Eingangspreis“ dafür anzusetzen wäre. Dies wäre – vereinfacht – die an den Erzeuger zu zahlende Marktprämie, ggf. im Falle einer Abschaltung die Entschädigung in Höhe von 90 % der eigentlich zu zahlenden Marktprämie.

Insoweit ergibt sich hinsichtlich des Eingangspreises bei einer Auszahlung der kompletten Marktprämie formal betrachtet sogar eine höhere Kostenbelastung als bei einem „Abschaltscenario“.

Gleichzeitig könnte sich aufgrund fehlender Transportmöglichkeiten oder Speichermedien im Süden Deutschlands eine Engpasssituation ergeben, so dass dort Reservekapazitäten bereitstehen müssen. Allerdings sollen gerade derartige Erzeugungsmöglichkeiten durch entsprechende Speicherkapazitäten geschaffen werden (vgl. unter I.).

Bei Batteriespeichern ist zu berücksichtigen, dass der gespeicherte Strom wiederzuverwenden ist. Die Grundidee ist insoweit die zeitliche und von der Erzeugung losgekoppelte Verwendung von Strom. Eine unmittelbare Verwertung ergäbe sich bei einem Verkauf von aus überschüssigem Strom hergestelltem Wasserstoff oder E-Methanol zur z. B. industriellen Verwendung. Insoweit scheinen sich bereits zumindest partiell Verwertungsmöglichkeiten zu ergeben (vgl. unter III.3.d)cc) und IV.1.a).

Alternativ ließe sich produziertes und gespeichertes Gas im Falle von Erzeugungsempässen durch Verbrennen in BHKW wieder zur Erzeugung von Strom einsetzen. Dadurch ließen sich Erlöse bei einem Verkauf an der Strombörse, bei Engpäs-

⁵⁹ Insoweit skeptisch die BNA für *Eine Nutzung von Power-to-Gas, anschließender Transport durch das Gasnetz und Rückverstromung als Ersatz für Leitungsausbau, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur aufgrund der hohen Wirkungsgrad-verluste nicht effizient*, S. 109, Bedarfsermittlung 2019-2030 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom

sen wahrscheinlich sogar eher zu höheren Preisen oder über entsprechende Vergütungs-/Fördertatbestände refinanzieren. Soweit häufig die Betreiber der BHKW und der Speicher verschiedene Personen/Unternehmen sind, müsste sich insoweit ein Preis für den Verkauf des aus der Umwandlung von Strom aus EE errechnen lassen.

Ein weiterer entscheidender Punkt wird allerdings sein, in welchen Umfängen Netzbetreiber oder Dritte als Speicherdienstleister Speicher im Sinne einer Verwertung einsetzen werden. Dies wird zum einen davon abhängen, in welchem Umfang (regional/zonal) Speicher erforderlich sind. Wahrscheinlich wird regional je nach Anfall von Strom aus EE ein unterschiedlicher Bedarf an Speichern bestehen.

Eine Steuerung über den Markt und vor allem dezentrale Verteilung von Speichereinrichtungen ist das nach Vorgaben des Unionsrechts präferierte Modell.

Soweit erforderliche Speicherkapazitäten (noch) nicht in dem erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen, werden marktwirtschaftliche Elemente sich erst sukzessive etablieren.

3. Zusätzliche Anreizelemente für umfangreicheren Einsatz von Speichern

Ein zusätzlicher Ansatz können Zwänge oder Anreize Anlagenbetreibern/Netzbetreibern drohen/zur Verfügung stehen, um im Falle von potentiellen Netzengpässen die Produktion von Strom aus EE-Anlagen nicht zu drosseln, sondern weiterlaufen zu lassen. Ein weiterer entscheidender Aspekt ist die Frage, inwieweit der Einsatz von Speichern die Ertüchtigung oder sogar den Ausbau von Übertragungsleitungen ersetzen können soll oder muss.

Ein Weg könnte darin bestehen, den VNB eine bestimmte Vergütung i. S. eines Netzentgeltes zu zahlen, wenn sie durch den Einsatz von Speichern bzw. Einkauf von Speicherleistungen ein Redispatch (Abschalten) von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieanlagen verhindern. Eine derartige Verknüpfung müsste sich allerdings überhaupt belastbar darstellen lassen. Denkbar müsste diese durch Auswertung von Tageslastprofilen und Erzeugungsprognosen sein.

Unter Umständen eignet sich dieses Modell auch eher für ÜNB besser als für Versorgungsnetzbetreiber, weil dort nur wenige Akteure existieren.

Wahrscheinlich wird diese Variante gegenüber der Möglichkeit einer Realisierung/Finanzierung über den NEP einen eher geringeren Umfang annehmen, ggf. hinsichtlich der Planbarkeit sogar zu vernachlässigen sein.

Ein anderer Weg könnte darin bestehen, einen zusätzlichen Anreiz über Boni (zusätzliches Netzentgelt) zu schaffen, falls ÜNB/VNB durch den Einsatz von Speichern den Anteil des aus fossilen Erzeugungsanlagen erzeugten Stroms über einen bestimmten Umfang erhöhen. Ergeben sich für ein abgelaufenes Betriebsjahr bereits konkrete Erfahrungen über den Umfang von Boni, könnten sich auf dieser Basis auch Vorauszahlungen festlegen ermitteln und festlegen lassen.

Wahrscheinlich würden sich bei dieser Variante die Kosten der Erzeugung von Strom aus EE erhöhen.

Schließlich wäre auch ein Sanktionsmodell denkbar. Dabei würde den VNB/ÜNB vorgegeben, lediglich bis zu einem bestimmten Umfang aus EE erzeugten Strom abschalten zu dürfen. Überschreiten die VNB/ÜNB diese Grenze, sinken deren Einnahmen automatisch (vgl. dazu unter I.).

Insoweit ist zunächst zu berücksichtigen, dass die Zulässigkeit einer entsprechenden Abschaltung durch den weiterbestehenden Vorrang der EE ohnehin eingeschränkt bzw. nur in bestimmten Konstellationen zulässig ist (vgl. unter II.3.).

Weiterhin entspräche ein derartiges Modell nicht der Grundidee des novellierten Unionsrechts, den Einsatz von Speichern über einen Marktmechanismus umzusetzen (vgl. unter III.1.). Dabei ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass ein derartiger Steuerungsansatz das Ziel einer möglichst dezentralen Energieerzeugung und damit auch dezentralen Laststeuerung und dem dezentralen Einsatz von Speichern zumindest erschweren, wenn nicht ggf. sogar verhindern würde. Dies gilt auch deshalb, weil gem. Art. 54 Abs. 1 RL jedenfalls die ÜNB Stromspeicher überhaupt nicht betreiben dürfen.

Insoweit wäre dieses Steuerungsinstrument überhaupt nur dann rechtlich vertretbar, wenn sich über den Markt bzw. den NEP, verbunden mit einer Dienstleistung durch Dritte, kein ausreichendes Angebot an Speicherkapazitäten ergäbe.

4. Zwischenergebnis

Es ergeben sich verschiedene Möglichkeiten, die Errichtung und den Betrieb von Speichern im Detail umzusetzen. Gleichzeitig lässt sich momentan kaum feststellen, welche Variante sich technisch und wirtschaftlich umsetzen und dauerhaft durchsetzen wird.

Ein wesentlicher Eckpunkt sollte entsprechend des SMARD-Konzeptes sein, dass der Einsatz von Speichern die Abschaltung von Erzeugungskapazitäten aus EE-Anlagen weitgehend verhindert. Gleichzeitig sollte ein Einsatz von Speichern Maßnahmen des Netzausbaus zunehmend verringern.

Die novellierten unionsrechtlichen Vorgaben verlangen, eine (möglichst) dezentrale Energieerzeugung und Speicherung und eine vorrangige Steuerung über Angebot und Nachfrage, mithin Preissignale.

Damit müssen zwangsläufig andere Akteure als ÜNB oder VNB eine wesentliche Rolle bei der Errichtung und dem Betrieb von Speicher einnehmen. Gleichzeitig lassen sich Speicher über diesen Weg auch für andere Aufgaben als zur Entlastung der Netze verwenden.

Wahrscheinlich ist auch ein mehrstufiges Vorgehen erforderlich oder sinnvoll, indem z. B. ÜNB oder VNB eine Art Speicherbackup schaffen, das für den Fall nicht ausreichend zur Verfügung stehender Speicherkapazitäten durch Dritte ausreichende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.⁶⁰

In diesem Sinne sollte der nationale Gesetzgeber bei der Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben zunächst Rahmenbedingungen schaffen, welche überhaupt die Markteinführung von Speichern herbei- bzw. fortführen.

⁶⁰ In diese Richtung *Haußner/Ismer*, EnWZ 2018,51, 58 f.

Der Gesetzgeber sollte dabei die weitere Entwicklung angesichts des erforderlichen Ausbaus der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien evaluieren, um den geschaffenen Rechtsrahmen anpassen bzw. optimieren zu können.

V. Konkrete Vorschläge für die weitere Umsetzung in nationales Recht

Nachfolgend sollen die für eine Errichtung und Betrieb von Speichern erforderlichen Änderungen der aktuell geltenden Vorschriften abgeleitet werden. Ausgangspunkt sind dabei die durch die aktuellen Änderungen des EnWG (BGBl. I vom 16.7.2021, S. 3026 ff.).

1. EnWG

Der wesentliche Regelungsbereich betrifft zunächst das EnWG mit den dort geregelten Pflichten der Netzbetreiber.

a) Grundsätze, Definition Speicher

Ausgangspunkt sind die in § 1 a EnWG geregelten Grundsätze des Strommarktes.

Dieser lautet aktuell wie folgt:

„(1) 1Der Preis für Elektrizität bildet sich nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt. 2Die Höhe der Preise für Elektrizität am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt.

[...]

(3) 1Es soll insbesondere auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden. 2Ein Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten, eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sowie die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem sollen die Kosten der Energieversorgung verringern, die Transformation zu

einem umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgungssystem ermöglichen und die Versorgungssicherheit gewährleisten.

(4) Elektrizitätsversorgungsnetze sollen bedarfsgerecht unter Berücksichtigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftlicher Effizienz ausgebaut werden.

[...]“

Immerhin ist der Einsatz von Speichern als Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten in § 1a Abs. 3 EnWG bereits als Grundsatz aufgeführt.

Zusätzlich sollte zumindest in § 1a Abs. 4 EnWG hinter „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“, ergänzt werden:

„des umfangreichen und stetig zunehmenden Einsatzes von Speicheranlagen“.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Aufnahme einer allgemeinen Definition von Speichern.

Der Gesetzgeber hat insoweit folgende neue Definition in § 3 Nr. 15 d aufgenommen:

„Energiespeicheranlagen

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,“

Die Definition ist bereits aufgrund der unionsrechtlichen Vorgabe gem. Art. 2 Nr. 59 der Richtlinie notwendig weiter zu fassen und sollte wie folgt lauten:

„Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz ist die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder 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. Energiespeicheranlage ist eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.“

Die vom Gesetzgeber verabschiedete Definition § 3 Nr. 15 d) widerspricht mit der Verwendung der Begriffe „Erzeugung“ und „Verbrauch“ den unionsrechtlichen Vorgaben. Die unionsrechtliche Vorgabe stellt demgegenüber entscheidend auf die zeitliche Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung ab. Diese zeitliche Flexibilität, welche ein Kernelement von Speichern beschreibt, fehlt in der neuen Definition. Vielmehr stellt der Gesetzgeber auf die bisher verwendeten Begriffe von Erzeugung und Verbrauch ab. Damit beschreibt er die technischen Fähigkeiten und Aufgaben von Energiespeichern im Energiesystem nur unzureichend.⁶¹

b) Eigentum, Betrieb von Speichieranlagen

Die Vorgaben der Art. 36 und 54 der Richtlinie (vgl. unter III.3.) hat der Gesetzgeber wie folgt weitgehend konsequent umgesetzt:

Nach § 7 Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. sind

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nicht berechtigt, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder eine solche zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.“

⁶¹ So auch BVES, Stellungnahme zum Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsgesetz, vom 27.01.2021, Seite 2 f.

Gleichzeitig sind gem. § 7 Abs. 2 EnWG:

„Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind hinsichtlich der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nummer 38 verbunden sind, von den Verpflichtungen nach Absatz 1 ausgenommen. 2Satz 1 gilt für Gasverteilernetze entsprechend.“

Insoweit sollte allerdings in § 7 Abs. 2 Satz 2 EnWG mit aufgenommen werden:

„und Energiespeicheranlagen“.

In § 8 Abs. 1 EnWG ist folgender neuer Satz 4 eingefügt:

„Insbesondere sind Übertragungsnetzbetreiber nicht berechtigt, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder eine solche zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.“

Der Betrieb von Energieversorgungsnetzen ist in § 11 EnWG geregelt. Dieser lautet gemäß § 11 Abs. 2 und 3 EnWG in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung wie folgt:

„(2) 1Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung). 2Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die für ihre Netzplanung eine Spitzenkappung zugrunde gelegt haben, müssen dies

1. auf ihrer Internetseite veröffentlichen,
2. dem Betreiber des vorgelagerten Elektrizitätsversorgungsnetzes, dem Betreiber des Übertragungsnetzes, der Bundesnetzagentur sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde unverzüglich mitteilen und
3. im Rahmen der Netzplanung für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar dokumentieren.

3Die Dokumentation nach Satz 2 Nummer 3 muss der Bundesnetzagentur, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem Betreiber des vorgelagerten Elektrizitätsversorgungsnetzes, dem Betreiber des Übertragungsnetzes, einem Einspeisewilligen sowie einem an das Netz angeschlossenen Anlagenbetreiber auf Verlangen unverzüglich vorgelegt werden. 4Die §§ 13 und 14 und § 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bleiben unberührt. 5Ein Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes, der Kosten für die Reduzierung der Einspeisung von mehr als 3 Prozent der jährlichen Stromerzeugung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung bei der Ermittlung seiner Netzentgelte in Ansatz bringt, muss der Bundesnetzagentur sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde den Umfang der und die Ursachen für die Reduzierung der Einspeisung mitteilen und im Fall einer Spitzenkappung die Dokumentation nach Satz 2 Nummer 3 vorlegen.

Insoweit sollte grundsätzlich das „3 %-Kriterium“ weiter abgesenkt werden. Allerdings gibt das Unionsrecht insoweit sogar noch einen größeren Spielraum für eine Spitzenkappung vor (vgl. unter III.2.b).

Die Netzbetreiber sollten zumindest vorsehen/nachweisen müssen, dass sie selbst/durch die Beauftragung Dritter über einen (zusätzlichen) Einsatz von Speicheranlagen versucht haben, die Erzeugungskapazitäten aus EE möglichst nicht zu kappen.

Insoweit sollte zumindest am Ende von Abs. 2 folgender Satz eingefügt werden:

„Dabei ist auch darzulegen und nachzuweisen, in welchem Umfang der Netzbetreiber Speichieranlagen eingesetzt hat, um Reduzierungen zu vermeiden. Ein Einsatz soll vorrangig durch vom Netzbetreiber beauftragte Dritte und nicht mit diesem verbundene Unternehmen stattfinden, soweit sich dafür ausreichende Angebote ergeben.“

Ein sehr wirksames Instrument wäre es, die Nachweisverpflichtung nicht erst bei 3 %, sondern bereits 2 % oder sogar 1 % greifen zu lassen.

Weitere wichtige und umfangreiche Regelungen zur Beschaffung von Speicherleistungs- und Kapazitäten hat der Gesetzgeber in den neugefassten § 11a und § 11b EnWG getroffen.

§ 11a EnWG umfasst folgende Vorgaben vor allem für die Ausschreibung von Speicherleistungen:

„(1) 1Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes kann die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer im Eigentum eines Dritten stehenden Energiespeicheranlage, die elektrische Energie erzeugt, in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren ausschreiben, wenn diese Energiespeicheranlage notwendig ist, damit der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes seinen Verpflichtungen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 in effizienter Weise nachkommen kann. 2Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes darf einen Zuschlag in einem nach Satz 1 durchgeführten Ausschreibungsverfahren nicht an einen Dritten erteilen, wenn dieser die mit der Energiespeicheranlage im Sinne von Satz 1 angebotene Dienstleistung unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht zu angemessenen Kosten oder nicht rechtzeitig erbringen kann. 3Angemessen sind die Kosten, wenn sie die Kosten für die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer vergleichbaren Energiespeicheranlage im Eigentum eines Netzbetreibers nicht übersteigen.“

*(2) 1Der Dritte kann die Anlage nach Absatz 1 Satz 1 so planen und errichten, dass deren Leistungsfähigkeit die durch den Netzbetreiber gesetzten Anforderungen übertrifft. 2Wird die Anlage zeitweise oder dauerhaft nicht für die Erfüllung der Vereinbarung nach Absatz 1 benötigt, **dürfen Leistung und Arbeit in diesem Umfang durch den Dritten auf den Strommärkten veräußert werden.**“*

Weitere Vorgaben zur näheren Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens kann die Bundesnetzagentur durch entsprechende Festlegungen nach § 29 EnWG machen (§ 11a Abs. 3 EnWG n.F.).

Anders als noch im ursprünglichen Referentenentwurf des EnWG vom 22.01.2021 (vgl. § 11a Abs. 2 EnWG-Entwurf) ist nach langer Diskussion und durch eine entsprechende Änderung unmittelbar vor dem Gesetzesbeschluss ein Betrieb von multi-use Anlagen ausdrücklich vorgesehen. Diese sehr wesentliche Änderung ist – wie bereits im Arbeitspapier des SFV vom 17.05.2021 gefordert – sehr zu begrüßen und erweitert den Einsatzbereich sowie die Chancen eines wirtschaftlichen Betriebes von Speichern wahrscheinlich erheblich.

Teilweise befürchtete Marktverzerrungen wird ein transparentes und öffentliches Ausschreibungsverfahren verhindern können. Ebenso befürchtete Quersubventionierungen lassen sich dadurch verhindern, dass der Netzbetreiber bei der Inanspruchnahme von Speicherleistungen nicht den gesamten Speicher, sondern nur die Differenz zwischen entstehenden Kosten und den Einnahmen über den Markt ausgleicht.

Einem Netzbetreiber steht dagegen diese Möglichkeit nicht offen [vgl. sogleich § 11b Abs. 2 Nr. 1 b)].

Der Gesetzgeber hat weiterhin in § 11b EnWG n.F. mögliche Ausnahmen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen geregelt. Dies betrifft im einzelnen folgende Regelungen:

„(1) Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes darf abweichend von Teil 2 Abschnitt 2 und 3 Eigentümer sein von Energiespeicheranlagen, die elektrische Energie erzeugen, oder solche errichten, verwalten oder betreiben, sofern

- 1. die Regulierungsbehörde dies nach Absatz 2 auf Antrag des Netzbetreibers genehmigt hat oder*
- 2. die Regulierungsbehörde dies für Energiespeicheranlagen, die vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen, durch Festlegung gegenüber allen oder einer Gruppe von Netzbetreibern nach § 29 Abs. 1 gestattet hat; sofern eine vollständig integrierte Netzkomponente nicht bereits von einer solchen Festlegung erfasst wird, bleibt der Regulierungsbehörde eine Genehmigung auf Antrag des Netzbetreibers im Einzelfall unbenommen.*

(2) Die Regulierungsbehörde erteilt ihre Genehmigung nach Absatz 1 Nummer 1, wenn

- 1. der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes nachgewiesen hat, dass die Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1*
 - a) notwendig ist, damit er seinen Verpflichtungen gemäß § 11 Abs. 1 Satz 1 in effizienter Weise nachkommen kann,*
 - b) neben der bestimmungsgemäßen Nutzung nach Buchstabe a nicht verwendet wird, um Leistung oder Arbeit ganz oder teilweise auf den Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen, und*
- 2. der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren nach § 11a durchgeführt hat, dessen Bedingungen die Regulierungsbehörde im Hinblick*

auf das technische Einsatzkonzept der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 geprüft hat, und

- a) der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes den Zuschlag nach § 11a Absatz 1 zur Errichtung, zur Verwaltung oder zum Betrieb der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 nicht an einen Dritten erteilen konnte, oder*
- b) sich nach Erteilung des Zuschlags an einen Dritten herausstellt, dass dieser die mit der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 angebotene Dienstleistung nicht oder nicht rechtzeitig erbringen kann.*

(3) 1Soweit eine Genehmigung unter den Voraussetzungen des Absatzes 2 erteilt wurde, führt die Regulierungsbehörde fünf Jahre nach der Inbetriebnahme der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 und danach in regelmäßigen Abständen von höchstens fünf Jahren eine öffentliche Konsultation durch. 2Dabei ermittelt die Regulierungsbehörde, ob Dritte zu angemessenen Kosten unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Lage sind, Eigentümer dieser Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 zu sein, diese zu verwalten und zu betreiben. 3Kann die Regulierungsbehörde dies mit hinreichender Wahrscheinlichkeit feststellen, verpflichtet sie den Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes, den Betrieb und die Verwaltung der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 gemäß § 11a in Verbindung mit Absatz 2 Nummer 2 auszuschreiben und nach Erteilung eines Zuschlags an einen Dritten innerhalb von 12 Monaten einzustellen, sofern Belange der Versorgungssicherheit nicht entgegenstehen. 4Mit dem Betrieb der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 ist auch das Eigentum gegen Zahlung des Restbuchwertes zu übertragen. 5Mit Übertragung des Eigentums

erlischt auch die Genehmigung nach Absatz 2. 6Die Verpflichtung nach den Sätzen 3 und 4 kann mit Nebenbestimmungen versehen werden. 7Nach erfolgter Eigentumsübertragung darf die Leistung oder Arbeit der Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden, solange über die Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 ein Dienstleistungsvertrag mit dem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes besteht, mindestens aber für die Dauer von fünf Jahren, nachdem erstmalig eine Ausschreibung nach Satz 3 für die Energiespeicheranlage im Sinne von Absatz 1 durchgeführt wurde.

(4) 1Während des üblichen kalkulatorischen Abschreibungszeitraums für Batteriespeicheranlagen ist Absatz 3 nicht anzuwenden, sofern es sich um Batteriespeicheranlagen im Eigentum

- 1. eines Übertragungsnetzbetreibers handelt, für die eine Investitionsentscheidung bis zum 31. Dezember 2024 erfolgt, oder eines Verteilernetzbetreibers handelt, für die eine Investitionsentscheidung bis zum 4. Juli 2019 erfolgte, und*
- 2. die spätestens zwei Jahre nach der Investitionsentscheidung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen wurden oder werden und die ausschließlich der reaktiven unmittelbaren Wiederherstellung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs durch netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 1 dienen.*

2 Die Wiederherstellungsmaßnahme gemäß Satz 1 Nummer 2 beginnt unmittelbar nach Eintritt der Störung und endet, sobald das Problem durch Maßnahmen gemäß § 13 Absatz 1 Nummer 2 und 3 behoben werden kann.

(5) Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt, durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 Satz 1 Vorgaben zur näheren Ausgestaltung der Genehmigungsverfahren nach Absatz 1 Nummer 1 in Verbindung mit den Absätzen 2 und 3 sowie nach Absatz 1 Nummer 2 zweiter Halbsatz zu treffen.

Insoweit setzt der Gesetzgeber die Vorgaben der Richtlinie um.

In § 12 Abs. 3, d. h. zur Übertragung von Elektrizität sind folgende Sätze 3 und 4 verändert bzw. neu eingefügt worden:

„Dafür können sie [die Betreiber von Übertragungsnetzen] im Rahmen des technisch Möglichen auch geeignete technische Anlagen etwa zur Bereitstellung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen nutzen, die keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind. 3Hierbei hat eine Abwägung mit einer marktgestützten Beschaffung nach § 12h zu erfolgen.“

c) Regelungsbedarf zum Einspeisemanagement

Eine weitere wesentliche Norm für die Novellierung ist § 13 EnWG. Dort ist – jedenfalls zukünftig – das Einspeisemanagement geregelt.

Die bereits durch Gesetz vom 13.05.2019 und ab dem 01.10.2021 geltende Fassung des § 13 EnWG lautet wie folgt:

„§ 13 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen

1 Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen durch

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen,
2. marktbezogene Maßnahmen, insbesondere durch den Einsatz von Regelenergie, Maßnahmen nach §§ 13a Absatz § 13a Absatz 1, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen sowie
3. zusätzliche Reserven, insbesondere die Netzreserve nach § 13d und die Kapazitätsreserve nach § 13e.

2Bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind abweichend von Satz 1 von mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. 3 Maßnahmen gegenüber Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung unter 100 Kilowatt, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, dürfen die Betreiber von Übertragungsnetzen unabhängig von den Kosten nachrangig ergreifen.“

Ansatzpunkt für einen besonders wirkungsvollen Einsatz von Speicher wäre folgende Ergänzung vor § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F.:

„Anpassungen der Wirkleistungserzeugung i. S. einer Reduzierung der Wirkleistungserzeugung, insbesondere von Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG sind nur dann zulässig, wenn nachweislich keine Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Ein Netzbetreiber hat dabei sicherzustellen, dass aufgrund des Einsatzes von Speicheranlagen Anpassungen der Wirkungsleistung der vorgenannten Anlagen regelmäßig nicht stattfindet.“

d) Aufnahme von Speichern (als Bestandteil der Kapazitätsreserve)

Der Speicher-Markt soll analog zum Markt für Regelenergie, insbesondere Sekundärregelenergie funktionieren. Insoweit sind § 13e EnWG und die Kapazitätsreserveverordnung anzupassen.

Folgende Elemente des SFV-SMARD-Konzeptes sind dabei bereits geregelt:

- Die Netzbetreiber schreiben eine definierte Menge Leistung und Energie aus, die jederzeit unter genau definierten Umständen abgerufen werden kann. Der Zuschlag für einen Teilnehmer erfolgt in einer Merit-Order anhand des gebotenen Leistungspreises. Der Abruf erfolgt nach einer Merit-Order anhand des gebotenen Arbeitspreises.
- Betreiber von Speichern können sich bei regelmäßigen Auktionen um eine Teilnahme an diesem Speichermarkt bewerben.
- Die Speicherbetreiber erhalten bei einem Zuschlag für die nächste Leistungsperiode einen Leistungspreis für das Vorhalten der angebotenen Energie und Leistung. Bei Abruf der Leistung erhalten sie zusätzlich einen Arbeitspreis. Die Ausgaben für diesen Speichermarkt werden analog zu Regelenenergiekosten auf die Netzgebühren umgelegt (vgl. § 13e Abs. 2 und 3 EnWG).

Bisher sind Ausschreibungen für eine Leistungserbringung für die Jahre 2020/2021 und die Jahre 2021/2022 durchgeführt worden bzw. vorgesehen. Hinsichtlich der Dunkelflauten-Reserveenergie bietet sich die Fortführung eines jährlichen Rhythmus weiterhin an.

Insoweit bleibt § 13e Abs. 2 mit einer Ziffer 3 wie folgt zu ergänzen:

„für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 jährlich eine Reserveleistung in Höhe von [...] Gigawatt, vorbehaltlich einer Anpassung nach Absatz 5“.

Da Speicher in der bisherigen Ausschreibung noch nicht zum Zuge gekommen sind, sollte entweder eine bestimmte Kapazität der Reserveleistung für Speicheranlagen vorgesehen werden oder Bieter von Speicheranlagen einen Angebotspreis bieten dürfen, welche auch Angebote für Bieter von Speicheranlagen erwarten lässt. Hinsichtlich eines dann wiederum erhöhten Angebotspreises wäre wiederum zu überlegen, den Umfang an Angeboten für Speicheranlagen zu begrenzen.

Die Mindestleistung eines einzelnen Speichers soll 1 MW betragen und für einen im Detail noch festzulegenden Zeitraum von 2 bis 3 Wochen vorgehalten werden müssen. Kleinere Erzeugungseinheiten können die Betreiber zusammenfassen und als ein gemeinsamer Anbieter auftreten. Anbieter sollen verschiedene Speicheraufgaben anbieten dürfen (multi-use Anwendung).

Gleichzeitig darf die vorgehaltene Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen. Darüber ist ein Nachweis zu führen, z. B. durch einen entsprechenden Bilanzkreisausgleich beim Aufladen oder einen Nachweis der Herkunft von Brennstoffen, wie z. B. grüner Wasserstoff.

Details dazu sind nach Auswertung der aktuell zu erwartenden Speicherkapazitäten zu klären und zu regeln.

Ein weiteres Element zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit sollte darin bestehen, hinsichtlich des bisher in § 13e Abs. 4 Nr. 1 und 2 vorgesehenen Vermarktungsverbotes für Speicheranlagen, welche (ursprünglich) Strom aus erneuerbaren Energien verwenden, eine Ausnahme vorzusehen. Als Ausgangspunkt dafür könnte die vergleichbare Regelung in § 11a Abs. 3 a.F. gelten. Insoweit bietet sich folgende Regelung als neuer Satz 2 an:

„Wird eine Speicheranlage zeitweise oder dauerhaft nicht als Reserveleistung benötigt, dürfen Leistung und Arbeit in diesem Umfang durch den Betreiber auf den Strommärkten veräußert werden.“

2. Sicherstellung einer Umlagebefreiung für Speicherleistungen

Eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb von Speichern und damit einem realistischen Markteintritt ist der Wegfall der bisher grundsätzlich vom Gesetzgeber vorgesehenen doppelten Belastung von Speicherleistungen. Diese Belastung ergibt sich einmal bei der Einspeicherung von Strom aus dem Netz und ein zweites Mal nach der erneuten Einspeisung in das Netz beim eigentlichen Verbrauchsvorgang.

Eine derartige Doppelbelastung widerspricht jedoch der klaren unionsrechtlichen Definition von Speichern [vgl. gerade unter 1.a)].

Ein wesentlicher Punkt für eine entsprechende Belastung ergäbe sich bereits mit der Übernahme der hier vorgeschlagenen und durch das Unionsrecht vorgegebenen Definition von Energiespeicheranlagen, welche die wesentliche Aufgabe einer Verschiebung der endgültigen Nutzung durch Speicherung und Rückverstromung exakt abbildet und auf die Begriffe „Erzeugung“ und „Verbrauch“ verzichtet.

Anknüpfungspunkt dafür ist, dass der Strombezug der Zwischenspeicherung dient und die elektrische Energie erst später an einen finalen Letztverbraucher geliefert wird. Erst dieser hat dann die entsprechenden Letztverbraucherabgaben und -Umlagen zu leisten.

Dadurch müssten bereits die meisten Anknüpfungspunkte für die Erhebung von Umlagen entfallen:

- § 61 Abs. 1 EEG: (EEG-Umlage: „Letztverbraucher“);
- § 27b KWKG: („Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung in einem [...] Stromspeicher verbraucht wird“);
- § 48 EnWG (Konzessionsabgabe: „Einräumung des Recht zur Benutzung [...] von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern [...] dienen“);
- § 17f Abs. 1, Satz 1 EnWG (Offshore-Haftungsumlage: „nach Maßgabe [...] an Letztverbraucher gelieferten Strommengen“);
- § 19 StromNEV (Sonderformen Netznutzung, Umlage: „Letztverbraucher“);
- § 18 Abs. 1 AbLAV (Umlage: „Letztverbraucher“).

Gleichzeitig sollte die bestehende Regelung zur Befreiung der Speicheranlagen von Netzentgelten (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG) weiter gefasst werden (möglichst technologie neutrale Formulierung, nicht notwendig zwingende Rückspeisung in das gleiche Netz, Möglichkeiten des Bezugs auch über Direktleitungen, z. B. aus Wind- oder Solarparks, so dass im Ergebnis auch multi-use-Anwendungen möglich sind).

VI. Zusammenfassung und verbleibender gesetzgeberischer Regelungsbedarf

1. Der inzwischen auch vom Gesetzgeber vorgesehene Umstieg auf ein Energiesystem mit einer Erzeugung aus 100 % erneuerbaren Energien bis 2045 setzt notwendig eine ausreichende Menge an Speicherkapazitäten voraus.

Speichertechnologien sind zum einen erforderlich, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb (z. B. Ausgleich von Systemschwankungen) und zum anderen angesichts eines kontinuierlich zunehmenden Anteils einer Erzeugung aus erneuerbaren Energien überhaupt eine ausreichende Versorgungssicherheit trotz umfänglich fluktuierender Erzeugung sicherzustellen. Stromspeicher können und sollen dabei verschiedene Aufgaben wahrnehmen (multi-use-Speicher).

2. Das Konzept ist technologieoffen und umfasst somit verschiedene Technologien (z. B. elektrische Batterien, Power-to-Gas oder Power-to-Liquid, Redox-Flow-Batterien, Pumpspeicherkraftwerke). Diese Techniken bleiben noch fortzuentwickeln, so dass nach einer entsprechenden Markteinführung als Ergebnis ein kostengünstiger Betrieb stattfinden kann.
3. Wesentlicher Grundgedanke des SFV-SMARD-Konzeptes ist, dass Netzbetreiber Strom nicht nur örtlich, sondern auch zeitlich verschieben müssen. Netzbetreiber sollen grundsätzlich Dritte mit entsprechenden Speicherdienstleistungen beauftragen; mithin Speicher vorrangig nicht selbst betreiben.

Netzbetreiber sollen über entsprechende Verträge mit anderen Akteuren die notwendigen Systemdienstleistungen und Flexibilität als Speicherdienstleistung einkaufen. Diese Leistungen umfassen jedoch nicht nur den „klassischen“ Strommarkt, d. h. einen Flexibilitätenmarkt mit einem viertelstündlichen Ausgleich

zwischen Erzeugung bzw. Einspeisung und Verbrauch (Bedarf), sondern auch einem Speichermarkt für Dunkelflauten-Reserveenergie.

4. Eine Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen des aktuellen Strommarktes zeigt, dass bereits momentan ein nicht unerheblicher Anteil an Erzeugungskapazitäten aus Windenergie- und Solaranlagen abgeschaltet wird.

Immerhin hat der Gesetzgeber diese Möglichkeiten mit § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG bereits erschwert, indem eine Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen nur dann zulässig ist, wenn ein Vielfaches an Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen geregelt werden müsste, um die zusätzlich abgeregelte Menge aus erneuerbaren Energien einsparen zu können.

Eine Spitzenkappung darf allerdings immer noch einen Umfang von bis zu 3 % der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung der an das Netz angeschlossenen Windenergieanlage an Land oder Solaranlage stattfinden.

Bei der Bildung der Kapazitätsreserve gem. § 13e EnWG scheinen Speicherleistungen noch keine Rolle zu spielen. Gleichzeitig dürfen Betreiber von Anlagen der Kapazitätsreserve, d. h. aktuell auch nicht Betreiber von Speicheranlagen, die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen ganz oder teilweise auf den Strommärkten veräußern.

5. Ein wesentlicher Baustein der Novelle der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (BMRL) ist die Abkehr von der Stromerzeugung in großen zentralen Erzeugungsanlagen hin zur dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und hin zu dekarbonisierten Märkten. Dafür sollen die geltenden Vorschriften für den Stromhandel angepasst und Aufgaben bisheriger Marktteilnehmer geändert werden. Gleichzeitig soll der Elektrizitätsmarkt flexibler gestaltet und neue Energiedienstleistungsunternehmen, einschließlich Energiespeicherbetreibern und Lastmanagern eingebunden werden.

Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, sollen kosteneffizient integriert werden. Dazu sollen die Netzbetreiber die Möglichkeit und Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren die Dienste dezentraler Energieresourcen wie Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, um

ihre Netze effizient zu betreiben und einen kostspieligen Netzausbau zu vermeiden.

Die Mitgliedstaaten sollten geeignete Maßnahmen ergreifen, damit Speichertechnologien über Dienstleistungen zur Verfügung stehen. Gleichzeitig sollen die Netzbetreiber grundsätzlich nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein bzw. diese Anlagen nicht errichten, verwalten oder betreiben. Eine Ausnahme kann dann gelten, wenn Energiespeicheranlagen vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen oder wenn sich trotz öffentlicher Ausschreibungen kein Angebot an Speicherleistungen ergibt. Selbst dann dürfen Netzbetreiber die Elektrizität von Speicheranlagen nicht auf Strommärkten kaufen oder verkaufen (Art. 36 Abs. 1 und 2 BMRL).

Speicherdienste sollen marktgestützt und wettbewerblich gehalten sein. Daher sollte eine Quersubventionierung zwischen der Energiespeicherung und der regulierten Funktion der Verteilung und der Übertragung vermieden werden.

Vollständig integrierte Netzkomponenten sind gem. Art. 2 Nr. 51 RL Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilnetz integriert sind und ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilnetzes, nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen. Darunter fallen Kondensatoren oder Schwungräder.

6. Die aktuelle Marktauswertung zeigt, dass die Entwicklung in der Energiespeicherbranche vor allem im Marktsegment „Speicher in Industrie und Gewerbe“ bereits anzieht, jedoch die rechtlichen Rahmenbedingungen noch notwendig anzupassen sind (vor allem fehlende Säule von Speichern als vierte Säule des Energiesystems). Gleichzeitig bleiben noch die konkreten Details entsprechender Dienstleistungsverträge zwischen Netzbetreibern und Betreibern von Speicheranlagen zu entwickeln.
7. Die Umsetzung rechtlicher Rahmenbedingungen sollte verschiedene Elemente enthalten.

Ein Element besteht darin, den Einsatz von Speichern bzw. die Beschaffung von entsprechenden Leistungen über Dritte mit in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Damit lässt sich ein verbindlicher Einsatz über einen längeren Zeitraum

sicherstellen und die dabei entstehenden Kosten über die Netznutzungsentgelte finanzieren. Ein entsprechendes Instrumentarium, die Kosten von beauftragten Speicherdienstleistungen abzubilden, existiert mit § 4 Abs. 5a StromNEV bereits.

Marktorientierte Elemente dürften sich zunächst vor allem über den Einsatz in Industrie- und Gewerbe sicherstellen lassen. Soweit erforderliche Speicherkapazitäten noch nicht in dem erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen, werden sich marktwirtschaftliche Elemente darüber hinaus erst sukzessive etablieren.

In diesem Sinne sollte der nationale Gesetzgeber bei der Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben zunächst Rahmenbedingungen schaffen, welche überhaupt die Markteinführung von Speichern herbei- bzw. fortführen.

Der Gesetzgeber sollte dabei die weitere Entwicklung angesichts des erforderlichen Ausbaus der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien evaluieren, um den geschaffenen Rechtsrahmen für die Markteinführung von Speichern anpassen bzw. optimieren zu können.

8. Als Konsequenz der rechtlichen Prüfung ergibt sich aktuell folgender Ergänzungs- und Regelungsbedarf für den Gesetzgeber:

a) In § 1a Abs. 4 EnWG sollte hinter „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“, ergänzt werden:

„des umfangreichen und stetig zunehmenden Einsatzes von Speicheranlagen“.

b) Die Definition der Energiespeicheranlagen in § 3 Nr. 15d EnWG sollte wie folgt neu gefasst werden, um den Vorgaben der BMRL (Art. 2 Nr. 59) zu entsprechen:

„Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz ist die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwand-

lung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger. Energiespeicheranlage ist eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.“

- c) In § 7 Abs. 2 Satz 2 EnWG sollte mit aufgenommen werden:

„und Energiespeicheranlagen“.

- d) In § 8 Abs. 2 EnWG sollte am Ende folgender Satz eingefügt werden.

„Dabei ist auch darzulegen und nachzuweisen, in welchem Umfang der Netzbetreiber Speicheranlagen eingesetzt hat, um Reduzierungen zu vermeiden. Ein Einsatz soll vorrangig durch vom Netzbetreiber beauftragte Dritte und nicht durch mit ihm verbundene Unternehmen stattfinden, soweit sich dafür ausreichende Angebote ergeben.“

Weiterhin sollte § 8 Abs. 2 Satz 4 EnWG insoweit angepasst werden, dass diese Nachweisverpflichtung nicht erst bei 3 %, sondern bereits 2 % oder sogar 1 % der jährlichen Stromerzeugung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien greift.

- e) § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG sollte wie folgt ergänzt werden:

„Anpassungen der Wirkleistungserzeugung i. S. einer Reduzierung der Wirkleistungserzeugung, insbesondere von Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG sind nur dann zulässig, wenn nachweislich keine Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Ein Netzbetreiber hat dabei sicherzustellen, dass aufgrund des Einsatzes von Speicheranlagen Anpassungen der Wirkungsleistung der vorgenannten Anlagen regelmäßig nicht stattfindet.“

- f) Zur Umsetzung eines Speicher-Marktes analog zum Markt für Regelenergie ist § 13 e EnWG wie folgt anzupassen:

In § 13e Abs. 2 EnWG bleibt eine neue Ziffer 3 wie folgt einzufügen:

„für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 jährlich eine Reserveleistung in Höhe von [...] Gigawatt, vorbehaltlich einer Anpassung nach Absatz 5“.

Insoweit sollte entweder eine bestimmte Kapazität der Reserveleistung für Speichieranlagen vorgesehen werden oder Bieter von Speichieranlagen einen Angebotspreis bieten dürfen, welche auch Angebote für Bieter von Speichieranlagen erwarten lässt. Hinsichtlich eines dann wiederum erhöhten Angebotspreises wäre wiederum zu überlegen, den Umfang an Angeboten für Speichieranlagen zu begrenzen.

Die Mindestleistung eines einzelnen Speichers soll 1 MW betragen und für einen im Detail noch festzulegenden Zeitraum von 2 bis 3 Wochen vorgehalten werden müssen. Kleinere Erzeugungseinheiten können die Betreiber zusammenfassen und als ein gemeinsamer Anbieter auftreten. Anbieter sollen verschiedene Speicheraufgaben anbieten dürfen (multi-use Anwendung).

Gleichzeitig darf die vorgehaltene Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen. Darüber ist ein Nachweis zu führen, z. B. durch einen entsprechenden Bilanzkreisausgleich beim Aufladen oder einen Nachweis der Herkunft von Brennstoffen, wie z. B. grüner Wasserstoff.

Details dazu sind nach Auswertung der aktuell zu erwartenden Speicherkapazitäten zu klären und zu regeln.

In § 13e Abs. 4 EnWG ist als Ausnahme folgender neuer Satz 2 einzufügen:

„Wird eine Speichieranlage zeitweise oder dauerhaft nicht als Reserveleistung benötigt, dürfen Leistung und Arbeit in diesem Umfang durch den Betreiber auf den Strommärkten veräußert werden.“

- g) Schließlich bleiben die bestehenden Doppelbelastungen für Speicherleistungen abzuschaffen.

Ein wesentlicher Punkt für einen Wegfall der Belastung ergäbe sich bereits mit der Übernahme der hier vorgeschlagenen und durch das Unionsrecht vorgegebenen Definition von Energiespeicheranlagen, welche die wesentliche Aufgabe einer Verschiebung der endgültigen Nutzung durch Speicherung und Rückverstromung exakt abbildet und auf die Begriffe „Erzeugung“ und „Verbrauch“ verzichtet.

Gleichzeitig sollte die bestehende Regelung zur Befreiung der Speicheranlagen von Netzentgelten weiter gefasst werden (möglichst technologie-neutrale Formulierung, nicht notwendig zwingende Rückspeisung in das gleiche Netz, Möglichkeiten des Bezugs auch über Direktleitungen, z. B. aus Wind- oder Solarparks, so dass im Ergebnis auch multi-use Anwendungen möglich sind).