

Stellungnahme

zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom 14. September 2015

Strommarktgesetz

Berlin, 29. September 2015

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	3
2.	Zusammenfassung	3
3.	Anmerkungen im Einzelnen	5
3.1.	Netzreserve – § 13a EnWG-E	5
3.2.	Kapazitäts- und Klimareserve – § 13d und e EnWG-E	8
3.2.1.	Kapazitätssegment	9
3.2.2.	Klimasegment	9
3.3.	Redispatch – § 13 Absatz 1b EnWG-E	10
3.4.	Weiterentwicklung des Bilanzkreissystems	12
3.4.1.	Grundsätze des Bilanzkreissystems – § 1a EnWG-E	13
3.4.2.	Bilanzkreisabrechnung – § 13 Absatz 4 EnWG-E und § 26 Absatz 3 StromNZV-E	13
3.4.3.	Weiterentwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems – § 8 Absatz 1 und Absatz 2 sowie § 27 Absatz 1 Nr. 21a StromNZV-E	15
3.5.	Versorgungssicherheit Gas – § 16 Absatz 3 EnWG-E	15
3.6.	Spitzenkappung – § 11 Absatz 2 EnWG-E	16
3.7.	Energieinformationsnetz – § 12 Absatz 4 und 5 EnWG-E	17
3.8.	Ladepunkte für Elektromobile als Letztverbraucher – § 3 Nr. 25 EnWG-E	18
3.9.	Marktstammdatenregister – § 111f EnWG-E	20
3.10.	Einrichtung einer nationalen Transparenzplattform – § 111d EnWG-E	21
3.11.	Ausnahme Grundversorgungspflicht – § 37 Absatz 1	21
3.12.	Vermiedene Netzentgelte – Artikel 3, § 18 Absatz 1 StromNEV-E	22
3.13.	Systemstabilitätsverordnung – Artikel 5	22
3.14.	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – Artikel 7	23
3.15.	Erneuerbare-Energien-Gesetz – Art. 8	23
3.15.1.	Änderung von § 6 EEG 2014	23
3.15.2.	Einfügung von § 19 Absatz 1a EEG 2014	24
3.15.3.	Änderung der 6-Stunden-Regelung – § 24 EEG 2014	26
3.15.4.	Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ – Speicherdefinition	28
3.15.5.	Notwendigkeit der Änderung weiterer Regelungen im EEG	29

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat am 14. September 2015 offiziell die Länder- und Verbändeanhörung zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) eingeleitet. Der BDEW nimmt hiermit die Gelegenheit wahr, eine schriftliche Stellungnahme abzugeben. Kritisch zu sehen ist allerdings die im Verhältnis zum Umfang und zur Bedeutung des Gesetzentwurfes sehr kurze Frist zur Stellungnahme. Eine dem Thema angemessene Abstimmung von konstruktiven Änderungsvorschlägen war kaum möglich. Aus diesem Grund behält sich der BDEW vor, zusätzliche Formulierungsvorschläge nachzureichen. Mit dem Gesetzesentwurf soll der bestehende Strommarkt weiterentwickelt werden zu einem Strommarkt 2.0, der durch eine Kapazitäts- und Klimareserve abgesichert wird. Insgesamt soll das künftige Strommarktdesign bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten. Daher werden in dem nun vorliegenden Gesetzesentwurf etliche der im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ dargestellten Maßnahmen aufgegriffen und gesetzlich umgesetzt.

2. Zusammenfassung

Der BDEW hat sich bereits in seinen Vorschlägen aus September 2013 für eine Weiterentwicklung und Optimierung des bestehenden Strommarktes ausgesprochen. Insofern ist die aktuelle Initiative des BMWi grundsätzlich zu begrüßen.

Das Bekenntnis zur freien Preisbildung begrüßt der BDEW. Allein fehlt das Vertrauen der Energiewirtschaft in das „politische Versprechen“, auf staatliche Interventionen, bei Auftreten von extremen Preisspitzen am Spotmarkt, zu verzichten. Auch der nun gewählte Weg über eine Festschreibung der Grundsätze für einen Strommarkt mit freier Preisbildung im Energiewirtschaftsgesetz trägt nicht, betrachtet man die 29 Gesetzesänderungen in den vergangenen zehn Jahren.

Einer genaueren Überprüfung müssen noch die im Referentenentwurf enthaltenen Regelungen zur Schaffung von Anreizen für die Bilanzkreisverantwortlichen zur Bilanzkreistreue sowie zur Ausweitung des Angebots von Regelenergie unterzogen werden. In diesen Bereichen ist in den vergangenen Jahren bereits viel geändert und verschärft worden, sodass die vorliegenden Vorschläge keine große „Strommarkt-Reform“ mehr darstellen. Der BDEW stimmt zu, dass das Bilanzkreissystem eine zentrale Bedeutung für die Versorgungssicherheit besitzt. Um dessen Leistungsfähigkeit zu sichern und zu stärken, sind neben den richtigen Anreizen auch die Bedingungen für die Bilanzkreisbewirtschaftung insgesamt so zu gestalten, dass die Bilanzkreisverantwortlichen ihre Bilanzkreisabweichungen möglichst gering halten können. Die aktuellen Vorschläge müssen jedoch noch auf ihre Wirksamkeit und Verursachungsgerechtigkeit überprüft werden.

Eine Absicherung des Strommarktes 2.0 durch eine Kapazitätsreserve ist auf jeden Fall ratsam und angebracht. Die angedachte Kapazitätsreserve ähnelt in Funktion und bei den Grundsätzen zu ihrer Bildung der Strategischen Reserve, die der BDEW bereits vor Jahren angeregt hatte. Im Hinblick auf die Schaffung eines Klimasegments sind jedoch viele Fragen

offen – etwa zur Frage der Kostentragung, der europarechtskonformen Ausgestaltbarkeit und der Transparenz.

Systemstabilität ist ein hohes Gut. Ihre Gewährleistung stellt eine Herausforderung dar, die nicht nur beschränkt auf Süddeutschland ist. In Bezug auf die Weiterentwicklung der Netzreserve sind die vorgenommenen Klarstellungen für die verwendeten Begriffe und Begriffsinhalte im Gesetz zu begrüßen. Ebenso zeigen die präzisierten Ausführungen zur Ermittlung einer angemessenen Vergütung, dass der Gesetzgeber Anregungen der Branche zur Herstellung der Angemessenheit in vielen Punkten gefolgt ist. Dennoch bleiben noch etliche Fragen offen.

So darf nicht vergessen werden, dass es sich bei der Netzreserve bei ihrer Einführung um einen Notbehelf handelte, um die Versorgungssicherheit in Süddeutschland trotz Kraftwerksstilllegungen und trotz der durch verlagerte Erzeugung verschärften innerdeutschen Netzengpässe aufrecht zu erhalten. Mit der Entfristung der Reservekraftwerksverordnung wird dieser Notbehelf quasi zur Dauereinrichtung. Zum zügigen Netzausbau in Deutschland stellt die Regelung aber keine Alternative dar. Der Netzausbau und die Beseitigung der Netzengpässe zwischen Nord und Süd müssen weiterhin oberste Priorität haben. Die Entfristung der Reservekraftwerksverordnung mit der Option der Errichtung neuer Kraftwerke darf den Druck zum Netzausbau nicht senken.

Allerdings erkennt der BDEW an, dass Maßnahmen dauerhaft notwendig sein können und nicht nur den süddeutschen Raum betreffen.

Die Änderungen bei der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen sind aus Sicht der Kraftwerksbetreiber kritisch zu beurteilen, da die als anrechenbar aufgeführten Kostenkategorien sowohl von ihrer Struktur her als auch in ihrer Höhe deutlich hinter dem tatsächlich anfallenden Kostenvolumen liegen. Die aktuellen Vorschläge bedeuten damit gegenüber der bestehenden Rechtslage eine erhebliche Verschlechterung für die betroffenen Anlagenbetreiber. Zudem ist die vorgeschlagene Neuregelung teilweise in sich widersprüchlich und für die Anwendung auf Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie ungeeignet. Darüber hinaus führt u. a. die der Bundesnetzagentur (BNetzA) zugedachten Kompetenz zur Einführung von Pauschalen, die ausdrücklich die Kosten im Einzelfall unterschreiten dürfen, zu einer weiteren erheblichen Gefahr für alle betroffenen Kraftwerksbetreiber. Aus Sicht des BDEW ist es notwendig, eine rechtssichere Grundlage für eine ausreichende Vergütung herzustellen. Nur mit einer Abbildung der tatsächlichen Kosten kann den wirtschaftlichen Gegebenheiten und den Anforderungen der vom Redispatch betroffenen Anlagen angemessen Rechnung getragen werden. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist hinsichtlich der Vergütungsdiskussion neben der Rechtssicherheit entscheidend, dass es nicht zu operativen Einschränkungen kommt.

Positiv ist zunächst auch, dass die Spitzenkappung eingeführt werden soll. Für Verteilernetzbetreiber bietet sich ein zusätzliches Werkzeug an, ist aber nicht verpflichtend. Dennoch entspricht die Spitzenkappung in dieser Ausgestaltung nicht der bisherigen Position des BDEW zur Spitzenkappung (3 Prozent netzgebietsscharf und 10 Prozent pro einzelne Anlage).

Von zentraler Bedeutung im Zusammenhang mit der Spitzenkappung ist die Anpassung der Härtefallregelung. Der BDEW empfiehlt hier die Abschaffung des Selbstbehalts im Rahmen der Härtefallregelung.

Abschließend sei an dieser Stelle noch kritisch auf den regulatorischen Mehraufwand durch die Maßnahmen im Strommarktgesetz hingewiesen. Durch die Vorgaben zur Transparenz, zum Monitoring und zur Administration der verschiedenen Kraftwerksreserven wächst der Personalbestand allein der BNetzA um über 50 Planstellen. Hinzu kommt noch ein Personalaufwuchs beim Bundeskartellamt (BKartA). Absehbar aber noch nicht rechnerisch erfasst, ist darüber hinaus ein vielfacher Mehraufwand auf Seiten der Marktteilnehmer für die Erfüllung der neuen Vorgaben. Unberücksichtigt bleiben so unter anderem bei diesen Abschätzungen die deutlichen Mehraufwendungen bei den Verteilernetzbetreibern, ausgelöst durch die zusätzlichen Informationspflichten und Aufgaben. Damit zeigt sich jedoch, dass der Markt weiter der Regulierung weichen muss.

3. Anmerkungen im Einzelnen

Die freie Preisbildung soll als normative Grundentscheidung des Gesetzgebers in die Zielbestimmung des EnWG eingefügt werden. Dies ist ein Schritt in die richtige Richtung und grundsätzlich zu begrüßen. Angesichts der Frequenz der Änderungen des EnWG (mindestens 29 seit 2005) bleibt diese Maßnahme aber weit entfernt von der im Weißbuch angekündigten Garantie. Durch das Strommarktgesetz wird das EnWG außerdem in § 1a um Grundprinzipien des Strommarktes ergänzt. Die Regelung wird flankiert durch die gemeinsame Erklärung mit den Nachbarstaaten vom Juni 2015, in der sich die Unterzeichner verpflichten, keine gesetzlichen Preisgrenzen einzuführen.

Ob solche Grundsätze in Gesetzen letztlich tatsächlich rechtliche Relevanz entfalten ist zweifelhaft. Im Ergebnis scheint es sich eher um eine politische Erklärung zu handeln. Dennoch sollten auch hier einheitliche Begriffe verwendet werden. Statt von "Strom" ist im EnWG durchweg von "Elektrizität" die Rede. Die grundsätzlich positive Wirkung, die ein solches Bekenntnis haben kann, wird aber dadurch geschmälert, dass es nur für den Strommarkt geäußert wird. Hier drängt sich die Frage auf, ob für den Gasmarkt anderes gelten soll. Auch im Gasmarkt müssen sich Preise am Großhandelsmarkt frei bilden können und sollten nicht regulatorisch begrenzt werden.

Außerdem sind Zweck und Ausmaß der erteilten Ermächtigungen zum Erlass von Verordnungen zum Teil nicht im Gesetz bestimmt genug und erscheinen aus diesem Grund nur schwer mit dem Grundgesetz vereinbar. Das gilt analog für diverse Festlegungsermächtigungen, bei denen noch weitergehend sogar der Zweck ungenannt bleibt.

3.1. Netzreserve – § 13a EnWG-E

In Bezug auf die Weiterentwicklung der Netzreserve sind die Klarstellung und Angleichung der im Gesetz verwendeten Begriffe und Begriffsinhalte zu begrüßen. Ebenso zeigen die präzisierten Ausführungen zur Ermittlung einer angemessenen Vergütung, dass das BMWi den

Anregungen der Branche nach Besserstellung bzw. zur Herstellung der Angemessenheit in verschiedenen Punkten Rechnung trägt. Dennoch bleiben aus Sicht der betroffenen Kraftwerksbetreiber auch in Zukunft noch etliche Fragen offen, die vor allem die Vergütung betreffen.

Die vorgesehene Entfristung der Reservekraftwerksverordnung ist keine Alternative zum zügigen Netzausbau in Deutschland. Der Netzausbau und die Beseitigung der Netzengpässe zwischen Nord und Süd müssen weiterhin oberste Priorität haben.

Bei der vorläufigen Stilllegung soll nach dem Gesetzentwurf neben den bereits heute anerkannten (unzureichenden) Kostenerstattungen zusätzlich der „anteilige Werteverzehr“ berücksichtigt werden. Die Kosten sollen sich aus dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden in der Reserve zu den Betriebsstunden berechnen, die bei der Investitionsentscheidung für die Anlage angesetzt wurden. Der Ansatz ist nicht sachgerecht. Der Netzbetreiber hat an 365 Tagen im Jahr die Option, das Kraftwerk zur Behebung des Netzengpasses anzufordern und nach Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft einzusetzen. In dieser Zeit kann der Betreiber über sein Kraftwerk nicht verfügen und hat keinen Einfluss auf dessen Einsatz. Er hat weder die Möglichkeit, es nach seinem Ermessen sachgerecht für mehrere Jahre zu konservieren, noch Anlagenteile am Markt zu verkaufen oder anderweitig einzusetzen. Die tatsächlich beanspruchten Betriebsstunden zu erstatten, greift hier zu kurz und ist darüber hinaus ungeeignet.

Zudem ist zu hinterfragen, wie die bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden nachgewiesen werden sollen. Es entsteht eine stark subjektive Komponente, da die unternehmensindividuellen Preiserwartungen Einfluss auf den Anlagen-einsatz haben. In der Unternehmenspraxis wird in der Regel mit verschiedenen Szenarien gearbeitet, die verschiedene Einsatzstunden ergeben. Da hier der Bezug auf eine Zeitspanne fehlt, wäre anscheinend von der geplanten Gesamtlebensdauer der Anlage auszugehen. Selbst wenn Jahresgrößen gemeint sein sollten, spielt die Betriebsstundenzahl keine Rolle, sondern vielmehr die angenommenen Erlöse.

Die Vergütung von endgültig stillgelegten Kraftwerken soll nach dem Gesetzentwurf analog der Vergütung der vorläufigen Stilllegung erfolgen. Zusätzlich sollen die Opportunitätskosten in Form einer Verzinsung auf die Kapitalbindung von Grundstücken und wieder verwertbaren Anlagen anerkannt werden. Unklar ist hier, welcher Nachweis für die Opportunitätskosten bezüglich entgangener Gewinne gefordert ist. Aus Sicht der ÜNB ist neben der Rechtssicherheit maßgeblich, dass sich aus der Vergütungsdiskussion keine operativen Einschränkungen ergeben.

Sachgerecht wäre es aus Sicht der Kraftwerksbetreiber, die betroffenen Kraftwerke in Analogie der StromNEV zu vergüten, d. h. eine Erstattung der Gesamtkosten, inklusive Abschreibung und Verzinsung für den jeweiligen Zeitraum zu gewähren. Es ist nicht nachvollziehbar, warum Netzbetriebsmittel des Netzbetreibers und Kraftwerke, die zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angezeigt worden sind, für die identische Leistung nach unterschiedlichen Grundsätzen vergütet werden sollten. Das gilt umso mehr, als die Benachteiligung gegenüber ausländischen Kraftwerken in der Netzreserve weiterhin nicht beseitigt wird.

Die Kostenanerkennung sollte mit der Feststellung der Systemrelevanz erfolgen und damit ab dem Zeitpunkt der Feststellung der Systemrelevanz. Dies sollte in Absatz 3 klargestellt werden. Neben der Spannungshaltung und der Bewirtschaftung von Engpässen können auch andere „Systemdienstleistungen im erweiterten Sinne“ wie Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit Gründe für eine Systemrelevanz sein und realistische Anwendungsfälle bilden. In Absatz 4 ist bei der Ausgestaltung bzw. Anwendung der systemrelevanten Anlagen deswegen darauf zu achten, dass nicht ausschließlich auf Redispatch (Netzengpässe) und Spannungshaltung abgestellt wird. Schließlich sollte in § 13a Absatz 2 EnWG-E klargestellt werden, dass die Systemanalyse durch den jeweiligen regelzonenverantwortlichen ÜNB durchgeführt und von der BNetzA bestätigt wird. Darüber hinaus ist für Altfälle eine rückwirkende Geltung der Vorgaben zu prüfen.

Vorschläge

BDEW schlägt vor § 13 Absatz 1 wie folgt zu fassen:

(1) Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind Betreiber von Übertragungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

- 1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen,*
- 2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe, und Management von Engpässen, sowie*
- 3. zusätzliche Reserven*

*zu beseitigen. **Der Einsatz der Maßnahmen nach Nr. 3 erfolgt nachrangig zu den Maßnahmen nach Nr. 1 und Nr. 2, soweit diese zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht ausreichen.***

BDEW schlägt vor, § 13a Absatz 2 Sätze 8 und 9 EnWG-E wie folgt zu fassen:

*(2) [...] Die Ausweisung erfolgt in dem Umfang und für den Zeitraum, der erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung abzuwenden. Sie soll eine Dauer von 24 Monaten nicht überschreiten, es sei denn, die Systemrelevanz der Anlage wird durch eine **von der Bundesnetzagentur bestätigte** Systemanalyse des betreffenden regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers für einen längeren Zeitraum nachgewiesen **und von der Bundesnetzagentur bestätigt.***

sowie § 13a Absatz 3 Satz 2 wie folgt zu ergänzen:

(3) [...] Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung für erforderliche Erhaltungsmaß-

*nahmen nach Satz 1 (Erhaltungsauslagen) sowie der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne des § 13 Absatz 1c, sofern und soweit diese **nach ab** dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber des Übertragungsnetzes nach Absatz 2 Satz 1) anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind.*

und § 13a Absatz 4 Satz 1 wie folgt zu fassen:

*(4) Die Übertragungsnetzbetreiber halten nach den Absätzen 2 und 3, nach § 13 Absatz 1a Satz 2 und Absatz 1c sowie nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 13b Absatz 1 Nummer 2 Anlagen zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen **und, für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus durch die Bereitstellung einer Schwarzstartfähigkeit und einer Inselbetriebsfähigkeit** vor (Netzreserve). Die Netzreserve wird gebildet aus [...]*

BDEW schlägt vor § 6 NetzResV wie folgt zu ändern:

*(1) [...] Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen nach § 5 Absatz 2 sind nur erstattungsfähig, sofern und soweit eine verlängerte Kapitalbindung **insbesondere** in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen aufgrund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht. **Die Verzinsung wird in Höhe des für die Übertragungsnetzbetreiber jährlich ermittelten Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen nach Maßgabe der StromNEV, mindestens jedoch in der gem. § 7 Absatz 6 Satz 3 StromNEV bei Neuanlagen festgeschriebenen Höhe, gewährt.** Der Werteverbrauch der weiterverwertbaren technischen Anlagen oder der Anlagenteile ist nur erstattungsfähig, sofern und soweit die technischen Anlagen in der Netzreserve **vorgehalten oder** tatsächlich eingesetzt werden; für die Bestimmung des **anteiligen** Werteverbrauchs ist § 13 Absatz 1c Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden.*

Über die vorgeschlagenen Änderungen hinaus behält sich BDEW vor, noch zusätzlich Formulierungsvorschläge nachzureichen.

3.2. Kapazitäts- und Klimareserve – § 13d und e EnWG-E

Die Regelungen zur Kapazitätsreserve erinnern zum Teil an die vom BDEW im Jahr 2012 vorgeschlagene Strategische Reserve und können bei sachgerechter Ausgestaltung eine mittelfristige Lösung der Probleme darstellen.

Der Kostenerstattungsgrundsatz für die Vorhaltung sowie den Abrufung der Kapazitäts- und Klimareserve findet sich nicht in den einschlägigen Vorschriften des § 13d EnWG-E wieder, sondern erst in der Verordnungsermächtigung des § 13e EnWG-E, die darüber hinaus rein

fakultativ ist. Da es sich aber bei der Kostenerstattung für die Vorhaltung und Abrufung der Reserven um ein wesentliches Element bei deren Etablierung handelt, sollten diese Grundsätze nicht nur in den Verordnungsermächtigungen des § 13e EnWG-E, sondern (wie in § 6 Absatz 3 NetzResV) direkt in den Vorschriften zur Kapazitäts- und Klimareserve geregelt werden.

3.2.1. Kapazitätssegment

Positiv ist, dass die Reserve komplett außerhalb des Marktes agieren soll.

Die geplante finanzielle Abwicklung der Einsatzkosten der Kapazitätsreserve über die Bilanzkreisverantwortlichen im Falle der Inanspruchnahme mit Kosten von mindestens 20.000 €/MWh wird nicht von allen BDEW-Mitgliedern begrüßt. Die Bilanzkreisverantwortlichen, die als Lieferanten Endkunden beliefern, haben nicht immer die Möglichkeit, ihren Bilanzkreis auch tatsächlich nachzusteuern, da die hierfür notwendigen Daten nicht in jedem Fall vorliegen. Darüber hinaus bestünde die Gefahr einer dauerhaften Überdeckung.

Tritt der Kapazitätsreservefall intraday ein, haben Bilanzkreisverantwortliche, die als Lieferanten Endkunden beliefern, oft keine Möglichkeit, Unterdeckungen ihres Bilanzkreises zu erkennen, um entsprechende Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Den Bilanzkreisverantwortlichen, die Endkunden beliefern, fehlen intraday zum Teil die dafür notwendigen Daten. Deshalb müssen mit Einführung der Kapazitätsreserve und Umlage der Vorhaltekosten über die Ausgleichsenergiepreise die Lieferanten/Bilanzkreisverantwortlichen in die Lage versetzt werden, anhand von aktuelleren Daten ihre Prognose zu verbessern, sodass sie dem Ist-Stand näher kommen können. Im Sinne des Wettbewerbs und der Aufrechterhaltung der aktuellen Wechselfristen müssten hierfür standardisierte Marktprozesse mit den entsprechenden Datenübertragungen vorgesehen werden.

3.2.2. Klimasegment

Die Einrichtung der Klimareserve soll gemäß Begründung „einerseits der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels für 2020, andererseits unter anderem mit Blick auf den Kernenergieausstieg der Versorgungssicherheit“ dienen.

Der BDEW hat sich im Zusammenhang mit seinem Vorschlag zur Strategischen Reserve für eine technologieneutrale Ausgestaltung ausgesprochen. Im Rahmen seiner Stellungnahme zum Weißbuch hat er betont, dass die jetzt vorgeschlagene beschaffungsseitige Übergangsregelung nur eine einmalige Ausnahme darstellen darf. Die Klimareserve ist in ihrer Laufzeit bis zum Jahr 2023 beschränkt. Zur Vermeidung von unnötigem Verwaltungsaufwand sollte auch das in § 13d Absatz 6 Satz 1 EnWG-E vorgesehene Monitoring auf die Laufzeit der Klimareserve beschränkt werden.

Die Vorgaben zum Klimasegment enthalten noch offene Punkte, die sich auch auf andere Marktteilnehmer auswirken können. Dies gilt beispielsweise für den Umgang mit den entstehenden Kosten (z. B. Grundsätze der Kostenerstattung für die Vorhaltung). Darüber hinaus dürfen Betreiber von Anlagen, die das „Hocheffizienzkriterium“ der EU-

Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) erfüllen und jünger als 25 Jahre sind bzw. in den letzten 25 Jahren im Sinne von § 5 Absatz 3 Satz 2 KWKG vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Art. 13 G des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, nicht dazu verpflichtet sein, für diese Anlagen einen Vorschlag nach § 13d Absatz 6 Satz 2 EnWG-E über geeignete Maßnahmen zur zusätzlichen Einsparung von zusätzlichen Kohlendioxidemissionen vorzulegen. Aufgrund der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme sparen diese Anlagen gegenüber der ungekoppelten Bereitstellung bereits heute große Mengen an CO₂ ein. Zusätzliche CO₂-Einsparmaßnahmen sollten daher nicht bei diesen hocheffizienten und modernen Anlagen ansetzen, die zudem Wärmelieferverpflichtungen erfüllen müssen.

Die Regelung muss darüber hinaus vom BMWi beihilferechtlich sicher ausgestaltet werden.

Die Vorschläge für zusätzliche Maßnahmen der Betreiber von Erzeugungsanlagen, die Braunkohle einsetzen, sollen einerseits die Differenz zwischen Zielsetzung und prognostiziertem Beitrag durch das Klimasegment ausgleichen, andererseits aber nicht mehr als 1,5 Millionen Tonnen betragen. Diese Vorgaben müssen in Satz 2 klargestellt werden. Die Ermächtigung für das BMWi, weitere installierte Braunkohleleistung im Klimasegment zu binden, sollte aus Gründen der Verhältnismäßigkeit im Umfang begrenzt werden. In der Verordnungsermächtigung zur Kapazitäts- und Klimareserve in § 13e EnWG-E sollten die Verweise auf § 13d Absatz 4 und 6 EnWG-E präzisiert und zur Erhöhung der Information und Transparenz die Bundesländer grundsätzlich beteiligt werden. Daneben muss entsprechend den Ausführungen zu § 13d Absatz 6 Satz 3 EnWG-E auch hier der Beginn der zusätzlichen Minderungsspflicht erst ab dem Jahr 2020 greifen.

Unklar bleibt darüber hinaus, wer den betroffenen Anlagenbetreibern die Kosten nach § 13d Absatz 4 EnWG-E erstattet. Einerseits sollen "bilaterale Abstimmungen" der Anlagenbetreiber mit dem BMWi erfolgen, die auch die erstattungsfähigen Kosten betreffen, andererseits sollen die Anlagen in die Kapazitätsreserve überführt werden. Die Erstattung der Kosten in der Kapazitätsreserve erfolgt dagegen auf der Grundlage von Verträgen mit den ÜNB. Auf die Ermächtigungsgrundlage in § 13e Absatz 1 Nr. 6 EnWG-E, mit der die den ÜNB entstehenden Kosten geregelt werden, verweist auch die Ermächtigungsgrundlage in § 13e Absatz 2 Nr. 2 und 3 EnWG-E.

Insgesamt muss die Regelung gerade vor dem Hintergrund der geplanten "bilateralen Abstimmung" den verfassungs- und europarechtlichen Vorgaben genügen.

3.3. Redispatch – § 13 Absatz 1b EnWG-E

Der Entwurf des § 13 Absatz 1b EnWG-E regelt, wie die Redispatch-Vergütung in Zukunft ausgestaltet werden soll. Danach sollen neben den Erzeugungskosten (Brennstoffkosten u. ä.) auch die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten erstattet werden. Darüber hinaus ist vorgesehen, den anteiligen Werteverbrauch auf der Grundlage der Betriebsstundenzahl zu erstatten, die bei der Investitionsentscheidung zugrunde gelegt wurde (s. Kapitel 2.1 zu § 13a EnWG-E). Betriebsbereitschaftskosten und Kapitalkosten sollen explizit nicht vergütet werden. Dieser Ansatz ist aus Sicht der betroffenen Anlagenbetreiber unzureichend,

lässt die Erkenntnisse des Oberlandesgerichtes Düsseldorf (OLG Düsseldorf) außer Acht und würde zu einer systematisch zu geringen Vergütung der durch Redispatch entstehenden Kosten führen. Ferner stellt sich die Frage, inwieweit die Regelungen auch auf Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie anwendbar sein sollen. Dies scheint aus systematischen Gründen nahezu ausgeschlossen.

Der Referentenentwurf zum Strommarktgesetz ermächtigt die BNetzA, dessen ungeachtet, erstmals ausdrücklich die notwendigen Kosten für die tatsächliche Anpassung der Einspeisung (Erzeugungsauslagen) durch eine vereinfachende Bestimmung als Pauschale für vergleichbare Kraftwerkstypen zu bestimmen (Satz 2 Nummer 2). Der BDEW hat Zweifel, inwieweit eine pauschale Vergütung den Anforderungen an eine angemessene Vergütung gerecht werden kann. Die pauschale Vergütung darf nicht dazu führen, dass systematisch immer die gleichen Kraftwerke nicht kostendeckend arbeiten können, wenn sie z. B. regelmäßig die erhöhten Logistikkosten für die Brennstoffbeschaffung (wie den Kohletransport) zu tragen haben. Dies würde die Angemessenheit in Frage stellen.

Satz 2 Nummer 2 sieht die Erstattung eines minimierten anteiligen Werteverbrauchs vor. Die nach Satz 4 zur Bestimmung der Vergütung notwendigen Daten (die bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden) sind allerdings ungeeignet und nicht praxistauglich, da sie in der Regel weder nachweisbar noch in geeigneter Form dokumentiert sind. Außerdem sind die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden kein geeignetes Kriterium, da sie die Entwicklungen des Strommarktes nicht widerspiegeln können. Eine pauschale Regelung zur Bestimmung dieser Daten würde zur zusätzlichen systematischen Benachteiligung bestimmter Kraftwerke führen. Im Übrigen richten sich die handelsrechtlichen Wertansätze nach der voraussichtlichen Nutzungsdauer in Jahren.

Der Referentenentwurf lässt insgesamt wesentliche Kostenbestandteile unberücksichtigt, die das OLG Düsseldorf (Aufhebungsbeschluss VI-3 Kart 332/12) in seiner Grundsatzentscheidung zu der Redispatchfestlegung als sachgerecht und angemessen festgestellt hat. Es erscheint wenig nachvollziehbar, dass der Gesetzgeber die Ergebnisse einer jahrelangen gerichtlichen Überprüfung, an der nahezu alle vom Redispatch betroffenen Marktteilnehmer beteiligt waren, in zentralen Punkten unbeachtet lässt, beispielsweise durch die Reduzierung der Vergütung des Leistungs- oder Fixkostenanteils auf eine anteilige Vergütung des Werteverbrauchs. Redispatch steht nach Auffassung des OLG Düsseldorf in Konkurrenz zum Netzausbau. Daher sollte eine Vergütung der anfallenden Fixkosten inkl. einer Eigenkapitalverzinsung möglich sein. Auch die Tatsache, dass beim Redispatch in die Berufsausübungsfreiheit der Anlagenbetreiber eingegriffen wird, erfordert einen angemessenen Ausgleich und legt eine Vergütung der Fixkosten nahe. Darüber hinaus wäre auch ein Gemeinkostenzuschlag sachgerecht, da Redispatchmaßnahmen im öffentlichen Interesse erfolgen.

Die geplanten, sehr weitgehenden Befugnisse der BNetzA ragen weit in den wettbewerblichen Bereich des Anlagenbetriebs hinein, so etwa bei der Bestimmung der Redispatch-Vergütung. Dies darf nicht zu einem Interessenkonflikt führen. Die Bestimmung der angemessenen Vergütung darf nicht maßgeblich vor dem Hintergrund von deren Auswirkungen auf die Netzentgelte bestimmt werden.¹

Darüber hinaus ist die Formulierung in Satz 6 nicht abschließend. Danach kann die BNetzA „insbesondere“ Vorgaben zu den nachfolgend aufgezählten Punkten treffen, ist aber nicht hierauf beschränkt. Dies führt zu Rechtsunsicherheit unter anderem hinsichtlich der BNetzA nach Satz 7 zustehenden Festlegungskompetenz. So soll diese auch auf Daten der Anlagenbetreiber zurückgreifen können, einschließlich der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Hier muss klar erkennbar sein, um welche Daten es sich handeln soll, deren Vertraulichkeit im Übrigen angesichts des bestehenden Wettbewerbs gewahrt sein muss.

Wichtig ist, unbeschadet dieser Aussagen zur Bestimmung der angemessenen Vergütung auch, dass die operative Abwicklung der Redispatch-Maßnahmen durch die Vergütungsdiskussion nicht gefährdet werden darf.

Darüber hinaus müssen für Redispatch-Maßnahmen im Verteilernetzbereich klare Regelungen definiert werden.

Der BDEW behält sich vor, zu § 13 Absatz 1b EnWG-E noch einen Formulierungsvorschlag nachzureichen.

3.4. Weiterentwicklung des Bilanzkreissystems

Das Bilanzkreissystem ist ein bedeutender Teil des Gesamtsystems und leistet einen erheblichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Seinem reibungslosen Funktionieren sind alle Marktteilnehmer verpflichtet. Die Weiterentwicklung dieses Systems ist wichtig, sollte aber nicht vorschnell erfolgen und alle Aspekte angemessen berücksichtigen. Der BDEW weist darauf hin, dass die Bilanzkreisverantwortlichen in den letzten Jahren bereits viele Verbesserungen im Bilanzkreismanagement vollzogen haben, die bei Einführung weiterer Maßnahmen berücksichtigt werden müssen. Dabei zeigt sich, dass der aktive Ausgleich

¹ Folgende Kernaussagen aus dem Aufhebungsbeschluss VI-3 Kart 332/12 verdeutlichen einerseits den Anspruch der Anlagenbetreiber auf umfassendere Vergütung einschließlich angemessener Verzinsung und andererseits den Interessenkonflikt der BNetzA:

- Die betroffenen Kraftwerke werden vom Übertragungsnetzbetreiber hilfsweise, zur Erfüllung seiner eigenen Aufgabe, nämlich für ein stabiles und ausreichend leistungsfähiges Übertragungsnetz zu sorgen, herangezogen. Allein weil die Übertragungsnetzbetreiber bislang aufgrund der sich verändernden Stromerzeugung (noch) nicht die erforderlichen Leitungen errichtet haben, sind Redispatch-Maßnahmen und damit die Inanspruchnahme von Kraftwerken in erheblichem und zunehmendem Umfang erforderlich. So fallen die Redispatch-Maßnahmen, oft wiederholend, an überlasteten und nicht ausreichend dimensionierten Netzknoten an. Der angewiesene Anlagenbetreiber wird daher vor allem im Drittinteresse tätig. Hätte der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber bereits die erforderlichen Maßnahmen erbracht, etwa das Leitungsnetz verstärkt, wären die dadurch entstehenden Kosten, einschließlich Fixkosten und Eigenkapitalverzinsung, im Übrigen auch abrechnungsfähig gewesen.
- Das sichere Stromnetz ist Teil der Daseinsvorsorge und kommt daher allen in der Bundesrepublik, Privaten oder Unternehmen, zugute. Es ist daher auch nicht sachgerecht, dem konkret betroffenen Anlagenbetreiber insoweit wiederkehrend ein Sonderopfer aufzuerlegen, weil sein Interesse an einem sicheren Stromnetz nicht oder nur unwesentlich über das Interesse Anderer hinausgeht. Entschädigungslos sind ggfs. Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG zu erbringen, nicht aber nach § 13 Absatz 1a EnWG (vgl. § 13 Absatz 2 und 4 EnWG).
- Könnten aber bei einem ordnungsgemäßen Netzausbau die anfallenden Fixkosten einschließlich Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der StromNEV geltend gemacht werden, ist nicht ersichtlich, warum Kraftwerksbetreiber im Redispatch-Fall auf die Grenzkosten verwiesen werden sollen. Es überzeugt nicht, einem Anlagenbetreiber, der mit Hilfe von Redispatch als „Leitungsersatz“ für die Systemsicherheit im Netz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers sorgt, einen Fixkostenersatz von vornherein zu verwehren.

der Abweichungen in den Bilanzkreisen gerade dann besser wird, wenn der Markt liquide und im Intraday der Handelsschluss möglichst nahe an der tatsächlichen Erfüllung ist. Die Bilanzkreisverantwortlichen haben zudem viel Aufwand in die Weiterentwicklung der Prognosefähigkeiten investiert, sodass trotz steigender Anforderungen durch nicht-steuerbare Erzeugung und sich verändernde Lasten Abweichungen in den Bilanzkreisen heute deutlich geringer sind.

3.4.1. Grundsätze des Bilanzkreissystems – § 1a EnWG-E

Die in § 1a EnWG-E nun noch einmal ausdrücklich festgehaltene Bilanzkreistreue ist ein wichtiges und bereits etabliertes Element des Systems, das schon heute Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen setzt. Von den angedachten Änderungen sind die Bilanzkreisverantwortlichen besonders betroffen. Sie müssen durch die gesetzten Regeln in die Lage versetzt werden, ihren Verpflichtungen so effizient wie möglich nachkommen zu können. Hemmnisse, die den Marktteilnehmern den Ausgleich von Einspeisungen in das und Entnahmen aus dem Elektrizitätsversorgungssystem erschweren, müssen zu diesem Zweck auf ein Minimum verringert werden.

Hierbei ist klarzustellen, dass allein durch die Anhebung des Ausgleichsenergiepreises durch "Strafzahlungen" die Systemstabilität nicht zwingend unterstützt wird. Prognoseabweichungen sind nicht vollständig vermeidbar.

Vorschlag

Aus diesem Grund schlägt BDEW folgende Änderungen vor:

§ 1a Absatz 2 EnWG-E wird um folgenden Satz ergänzt

*(2) Das Bilanzkreis- und das Ausgleichsenergiesystem haben eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit. **Die Regelungen dieses Gesetzes und der darauf basierenden Verordnungen sollen ihre Leistungsfähigkeit stärken. Daher soll die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen sichergestellt werden. Dazu müssen die Bilanzkreisverantwortlichen in die Lage versetzt werden, die Bilanzkreise möglichst effizient und effektiv bewirtschaften zu können.***

3.4.2. Bilanzkreisabrechnung – § 13 Absatz 4 EnWG-E und § 26 Absatz 3 StromNZV-E

Es bedarf insgesamt einer sachgerechten Abwägung, welche Risiken welchem Marktteilnehmer zuzuordnen sind. Nur da, wo die Bilanzkreisverantwortlichen tatsächlich Einfluss nehmen können, werden sie in Zukunft einen Beitrag für die Funktionstüchtigkeit und Stärkung der Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems leisten können.

Der Entwurf des Strommarktgesetzes unterscheidet beispielsweise nicht zwischen den verschiedenen Arten von Einspeisungen und Entnahmen, bei denen die Bilanzkreistreue unter-

schiedlich schwierig einzuhalten ist. So gibt es bei Bilanzkreisen, die nur die Versorgung von SLP-Lieferstellen umfassen, im Normalfall überhaupt keine Abweichungen. Währenddessen sind bei anderen Entnahmen (z. B. lastganggemessen Verbraucher in Vertriebsbilanzkreisen) oder bei Einspeisungen (z. B. fluktuierende Einspeisungen oder bei unvorhergesehenen Ausfällen konventioneller Kraftwerke) größere Abweichungen auch bei bestmöglicher Prognose und Bewirtschaftung nicht vollständig vermeidbar. Dies gilt unter anderem auch für die von den Netzbetreibern zu führenden Differenzbilanzkreise. Darüber hinaus müssen die Kosten für die Bewirtschaftung der Netzbetreiberbilanzkreise (Handling- und Ausgleichsenergiekosten) im Rahmen der Kostenprüfung angemessen berücksichtigt werden.

Auf Eingriffe der ÜNB nach § 13 Absatz 2 EnWG und damit verbundene Änderungen z. B. des Kraftwerkeinsatzes hat der Bilanzkreisverantwortliche ebenso wenig Einfluss wie auf Marktteilnehmer, denen er nach § 26 Absatz 3 StromNZV den Zugang zu seinem Bilanzkreis gewähren soll.

Vor diesem Hintergrund ist die Änderung von § 13 Absatz 4 EnWG-E aus Sicht vieler Mitglieder des BDEW sehr kritisch zu sehen und in dieser Form abzulehnen. Hilfsweise muss aber zumindest berücksichtigt werden, dass die Bilanzkreisabrechnung und damit auch die Bepreisung der Abweichungen nur soweit erfolgen kann, wie der Bilanzkreisverantwortliche auch Einfluss nehmen kann. Bilanzkreise für jede Viertelstunde abzurechnen, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Unserer Auffassung nach darf diese Maßnahme jedoch nicht dazu führen, dass entsprechende Notfallmaßnahmen des ÜNB die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen ungerechtfertigt wirtschaftlich belasten. Dies kann zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Im Falle von Notfallmaßnahmen müssen die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen „neutralgestellt“ werden, d. h. es dürfen über den Zeitraum der eingeleiteten Notfallmaßnahmen keine Nachteile entstehen. Die Last des entgangenen Gewinns wegen reduzierter Stromlieferung an den Kunden muss der Bilanzkreisverantwortliche ohnehin bereits tragen.

Das aktuelle Ausgleichsenergiesystem verteilt die Kosten der Regelenergie verursachergerecht auf die Bilanzkreise. Der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) kann bei unterdecktem Netzregelverbund nicht unter den durchschnittlichen Intraday-Preis der jeweiligen Stunde fallen (bzw. bei positivem Saldo darüber steigen), sodass die Spekulation auf einen günstigen reBAP im Verhältnis zum Intraday-Preis grundsätzlich systematisch unterbunden wird. Die extreme Inanspruchnahme des Ausgleichsenergiesystems wird darüber hinaus durch die zusätzliche Pönale bei Einsatz von insgesamt mehr als 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleistung bestraft.

Auf der anderen Seite ist eine Weiterentwicklung des Ausgleichsenergieregimes in bestimmten Punkten zu begrüßen. Der Eckpunkt „Umgang mit Nulldurchgängen“ sollte untergesetzlich umgesetzt werden. Inwieweit die Umlegung der Vorhaltekosten für Regelenergie ganz oder teilweise über die Ausgleichsenergie erfolgen soll, müsste, wie angedeutet, noch näher untersucht werden.

Darüber hinaus sollen Bilanzkreise nach § 26 Absatz 3 StromNZV-E verpflichtend für Drittanbieter für die Bereitstellung von Minutenreserve und von Sekundärregelung geöffnet werden. Ungeregelt bleiben dabei Fragen zu Bilanzkreisverantwortung, den erforderlichen Datenaustauschprozessen und dem angemessenen Entgelt. Insbesondere darf die Regelung nicht der

Pflicht zur Bilanzkrestreue entgegenstehen. Es muss hier über Marktprozesse sichergestellt sein, dass der Informationsfluss zwischen Aggregatoren, Vertrieben und Netzbetreibern gewährleistet wird. Weiterhin sind Verantwortlichkeiten, Rollen und Prozesse zu definieren, die es allen Aggregatoren und Vertrieben erlauben, wettbewerblich Flexibilitäten der Verbraucher zu heben. BDEW behält sich außerdem vor, zu § 13 Absatz 4 EnWG-E einen konkreten Änderungsvorschlag zu unterbreiten.

Vorschlag

BDEW schlägt folgende Ergänzung in § 26 Absatz 3 StromNZV-E_vor:

*(3) In den Bilanzkreisverträgen ist sicherzustellen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen, **soweit hierdurch in ihrem Bilanzkreis keine Bilanzkreisabweichungen entstehen**, gegen angemessenes Entgelt ihren Bilanzkreis für die Bereitstellung von Minutenreserve und von Sekundärregelleistung öffnen, die ein Bereitsteller des eigenen Bilanzkreises über einen anderen Bilanzkreis erbringen will.“*

3.4.3. Weiterentwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems – § 8 Absatz 1 und Absatz 2 sowie § 27 Absatz 1 Nr. 21a StromNZV-E

Die Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems ist unbestritten von großer Bedeutung. Der BDEW vertritt die Auffassung, dass die Bepreisungsmethodik von Regelarbeit (Nr. 3b) und die Grundsätze der Tragung von Vorhaltekosten für die Regelleistung auf Verordnungsebene festgeschrieben und näher spezifiziert werden müssen. Aus Sicht der Bilanzkreisverantwortlichen bestehen keine Vorteile einer Umlage von Vorhaltekosten auf die Ausgleichsenergiepreise. In jedem Fall aber erscheint die Maßnahme nicht geeignet, um die Anreize zur Bilanzkrestreue zu stärken. Auch ACER hat sich erst vor Kurzem in der Reaktion auf den Netzkodex zum “Electricity Balancing” explizit gegen eine solche Umlage ausgesprochen.

3.5. Versorgungssicherheit Gas – § 16 Absatz 3 EnWG-E

Aus Sicht der Gasbranche sollte derzeit von einer Änderung des § 16 Absatz 3 EnWG-E im Rahmen dieser Novelle abgesehen werden. Die Regelungen des § 16 EnWG befinden sich in verschiedener Hinsicht in der Diskussion sowohl im Hinblick auf neue Regelungen als auch bezüglich der erforderlichen Beseitigung von Rechtsunsicherheiten. Zudem befindet sich die Erdgas-SoS-VO im europäischen Novellierungsprozess. Auch daraus kann sich Umsetzungsbedarf im Hinblick auf die Normen des EnWG zur Versorgungssicherheit Gas ergeben. Eine isolierte Betrachtung der Abrechnung von Bilanzkreisen sieht der BDEW daher nicht als sinnvoll an. Zudem wäre zu diskutieren, ob die vorgeschlagene Änderung in ihren Rückwirkungen auf Bilanzkreisverantwortliche nicht zu Fehlanreizen führen kann und ob die Verursachungsgerechtigkeit erhalten wird. Der Umfang des Ruhens von Leistungspflichten und der Haftungsregelung muss daher auch unter diesen Aspekten gleichzeitig jedoch ganzheitlich mit der Ausgestaltung der Maßnahmen nach § 16 EnWG geprüft und beurteilt werden. Eine Überarbeitung des § 16 EnWG bzw. weiterer Vorschriften zur Versorgungssicherheit Gas in

Gesetz und Verordnungen sollte erst nach gemeinsamer Diskussion und ausreichender Erwägung der angekündigten bzw. im Raum stehenden Anpassungsvorschläge für die Sparte Gas angegangen werden.

3.6. Spitzenkappung – § 11 Absatz 2 EnWG-E

Die Einführung der Spitzenkappung als zusätzliches Werkzeug in der Netzplanung wird grundsätzlich begrüßt. Aufgrund der unterschiedlichen Situationen in den Verteilernetzen kann die Spitzenkappung nur ein optionales und kein verpflichtendes Mittel sein. Der Gesetzesentwurf folgt in diesem Punkt dem BDEW-Positionspapier zur Spitzenkappung. Die anlagenscharfen Grenzwerte der neuen Regelung gehen in die richtige Richtung. Denkbar und flexibler wäre auch, die 3 Prozent auf die Gesamtmenge der in das Netz eingespeisten EEG-Energie zu beziehen.

Spitzenkappung kann nur dann effektiv zur Vermeidung von Netzausbaukosten beitragen, wenn sie für Netzbetreiber mit entsprechenden Anreizen verbunden ist. Im aktuellen Regulierungsrahmen gibt der Effizienzbenchmark jedoch nur sehr unscharfe Signale in Bezug auf innovative Netzplanung. Die Regelungen des neu eingeführten Absatzes sind daher durch die dauerhafte Anwendung von Einspeisemanagement mit einem finanziellen Risiko für den Verteilernetzbetreiber verbunden.

Darüber hinaus sollte die Dokumentation nur den Anlagenbetreibern und Einspeisewilligen vorgelegt werden, die von einer solchen Maßnahme direkt betroffen sind. Sie sollten auf die den jeweiligen Anlagenbetreiber betreffende Dokumentation beschränkt sein. Eine Vorlage aller Dokumentationen an alle Anlagenbetreiber und Einspeisewilligen würde insbesondere bei großen Netzbetreibern den Rahmen sprengen.

§ 15 EEG 2014 ändert der Referentenentwurf nicht. Soweit § 11 Absatz 2 EnWG-E auf § 15 EEG 2014 verweist, müssen die Anlagenbetreiber generell – und damit auch für den Fall der Spitzenkappung – zu 100 Prozent entschädigt werden. Die Härtefallregelung des § 15 EEG 2014 sieht aktuell vor, dass Anlagenbetreibern ein Entschädigungsanspruch in Höhe von 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zzgl. der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zusteht. Soweit die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, sind die betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt mit 100 Prozent zu entschädigen. In der Praxis führt diese Regelung zu erhöhtem Abwicklungsaufwand. Hinzu kommt, dass Anlagenbetreiber im Zuge der Einführung von Auktionen ohnehin das Selbstbehaltsrisiko bei Einspeisemanagementmaßnahmen einpreisen müssten. Das Selbstbehaltsrisiko wird dann über die EEG-Vergütung und schließlich über die EEG-Umlage bezahlt – unabhängig davon, ob es sich während des Betriebs der Anlage realisiert. Angesichts des fehlenden energiewirtschaftlichen Mehrwerts und des hohen administrativen Aufwands empfiehlt der BDEW die vollständige Streichung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen. Dies senkt Risikoprämien und steigert die Kosteneffizienz bei der Auktion zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Aus Sicht des BDEW wäre ein Selbstbehalt systemdienlich, wenn vom ihm eine Steuerungswirkung ausgehen würde. Das wäre jedoch nur der Fall, wenn der Netzengpass erst durch neue Erzeugungsanlagen hervorgerufen wird und dann gezielt diese Erzeugungsanlagen als Verursacher des Netzengpasses geregelt würden. Dies ist jedoch durch die gegebene Regelung nicht gewährleistet, da Netzengpässe auch noch Jahre nach Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage aufgrund anderer Umstände auftreten können. Der Anlagenbetreiber kann folglich kaum Einfluss darauf nehmen, ob ihn die Selbstbehaltsregelung trifft.

Angesichts dieser Überlegungen regt der BDEW eine generelle Abschaffung des Selbstbehalts bei Einspeisemanagementmaßnahmen an und empfiehlt auch im Rahmen der Spitzenkappung eine vollständige Entschädigung.

Vorschlag

BDEW schlägt folgende Änderung des § 15 Absatz 1 Satz 1 und 2 EEG 2014 vor:

*(1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für dessen **95 Prozent der** entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. **Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen***

3.7. Energieinformationsnetz – § 12 Absatz 4 und 5 EnWG-E

Für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb ist der Informationsaustausch zwischen den Akteuren in der Energiewirtschaft unerlässlich. Unter Einbeziehung aller relevanten Wertschöpfungsstufen arbeitet der BDEW seit mehreren Jahren genauere Vorgaben für diese Datenaustausche im Rahmen des Energieinformationsnetzes aus. Alle Arbeitspakete wurden dabei im BDEW-Vorhabenplan zum Energieinformationsnetz festgehalten und begründet.

Die Ergänzung des Anwendungsbereiches des § 12 Absatz 4 EnWG sowie die explizite Erwähnung der Verteilnetzbetreiber zeigt die zunehmende Bedeutung der Vernetzung unterschiedlicher Akteure. Der Verteilnetzbetreiber wird dabei eine wichtige Rolle spielen. Die für die Systemsicherheit notwendigen Datenaustausche werden gemeinsam mit allen Betroffenen im Energieinformationsnetz erarbeitet. Dabei sind Synergien zu nutzen und unnötige Mehrbelastungen für z. B. Anlagenbetreiber zu vermeiden. Der Informationsbedarf der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, zusätzliche Datenanfragen sowie die Anfrage von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen werden dabei detailliert begründet. Die Vorschläge des BDEW greifen dabei, sofern möglich, auf bestehende Datenkanäle und Technologien zurück.

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass die Wahrnehmung solcher Aufgaben, wie z. B. die vermehrte Datenerhebung, -bereitstellung und Bedienung des Energieinformationsnetzes und/oder des Marktstammdatenregisters einen erhöhten Aufwand mit sich bringt und natürlich mit Kosten für System und Personal verbunden sind. Das sollte auch der Regulierungsbehörde bewusst sein und bei der Novellierung der ARegV Berücksichtigung finden.

Nicht nachvollziehbar sind die vollumfänglichen Regelungen der Ziffern 2 und 3 spätestens ab vollständiger Inbetriebnahme des Marktstammdatenregisters. Auf dieses Register hat die BNetzA unmittelbaren Zugriff (vgl. auch § 12 Absatz 4 letzter Satz, in dem die Netzbetreiber explizit auf das Marktstammdatenregister verwiesen werden). Die Regelungen sollten deshalb auf Daten beschränkt werden, die nicht aus dem Marktstammdatenregister abrufbar sind. Darüber hinaus sollte stets der Mehrwert zusätzlicher Datenerhebungen geprüft und abgewogen werden.

Vorschlag

BDEW schlägt daher vor, § 12 EnWG-E bilden einen neuen Absatz 7 anzufügen

(7) Bundesnetzagentur, Landesregulierungsbehörden sowie Betreiber Elektrizitätsversorgungsnetzen sollen anstelle des Auskunftsverlangens nach Absatz 4 und 5 das Marktstammdatenregister nach § 111e nutzen, sobald und soweit ihnen das Marktstammdatenregister den Zugriff auf Daten im Sinne des Satzes 2 eröffnet.

BDEW behält sich darüber hinaus vor, hinsichtlich der Vermeidung von weiterem Aufwand bei der Datenlieferung einen Formulierungsvorschlag nachzureichen.

3.8. Ladepunkte für Elektromobile als Letztverbraucher – § 3 Nr. 25 EnWG-E

Der BDEW begrüßt die Anpassung von § 17 Absatz 1 EnWG-E und Änderung in § 3 Nr. 25 EnWG-E. Die Einordnung des Strombezugs von Ladesäulen als Letztverbraucher sorgt für Rechtssicherheit hinsichtlich der Einordnung als Lieferant, der Stromsteuerpflicht und der EEG-Umlage. Der energierechtliche Status der Ladepunkte ist nicht für alle Fälle ausdrücklich geklärt. Die Diskussion, wie öffentlich zugänglichen Ladepunkte (Ladesäulen) einzuordnen sind (Bestandteile des Netzes oder Kundenanlagen oder sonstige Anlagen, die im EnWG nicht geregelt sind) klärt der Entwurf nicht ausdrücklich. Zur Erhöhung der Investitionssicherheit sollte diese Unsicherheit durch eine Klarstellung behoben werden. In Betracht kommt vor allem öffentlich zugängliche Ladepunkte, die nicht Teil einer Kundenanlage sind, als Anlagen eigener Art zu definieren.

Durch die Anpassung des EnWG sollten keine Mehrbelastungen für die Betreiber vorhandener Ladeinfrastruktur entstehen. Bei vorhandener Ladeinfrastruktur sollten die Betreiber allerdings Bestandsschutz über die Lebensdauer der vorhandenen Ladeinfrastruktur (8-10 Jahre)

genießen, da Investitionsentscheidungen bzgl. der Ladeinfrastruktur auf Basis einer abweichenden bzw. fehlenden Rechtsgrundlage getroffen wurden.

Es ist unklar, ob Elektrofahrzeuge in § 12 Absatz 4 EnWG-E als Ladeinfrastruktur einzuordnen sind bzw. in welchem Umfang sie betroffen sind – als Beispiel seien hier die unter § 12 Absatz 4 Nr. 2, 5 und 6 aufgeführten Adressaten genannt. Hier ist eine Klarstellung erforderlich.

Durch die Änderung der Formulierung von "öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen für Elektromobile" in "Ladepunkte für Elektromobile" wird das Anwendungsspektrum der Anforderungen des § 49 Absatz 4 auf Ladepunkte im privaten Bereich ausgeweitet. Diese Anpassung hätte zur Folge, dass durch die Ausweitung des Anwendungsspektrums alle Ladepunkte (öffentlich, halb-öffentlich, privat – das heißt z. B. auch die Wallbox in der heimischen Garage) im ausdrücklich nicht öffentlich zugänglichen Bereich betroffen sind. Die Anpassung der Verordnungsermächtigung in § 49 Absatz 4 wird mit der Richtlinie 2014/94/EU begründet, geht aber in der Umsetzung deutlich weiter. Hier wäre eine Klarstellung wünschenswert, inwieweit die Anforderungen aus § 49 Absatz 4 auch nicht öffentliche Ladepunkte betreffen.

Die Neueinfügung von § 111f Nr. 2 b) cc) EnWG-E zur Schaffung einer Verordnungsermächtigung zum Marktstammdatenregister soll auch Ladepunkte für Elektromobile umfassen. Hier wäre die Konkretisierung der Ladegrenzen der Ladepunkte zu definieren. Andernfalls könnte die Norm dahingehend missverstanden werden, dass Ladesteckdosen (Wallbox 3,7 kW) hiervon ebenfalls betroffen sind.

Der Entwurf der Ladesäulenverordnung (LSV) vom 11. März 2015 sieht ebenfalls die Schaffung eines Melderegisters für Ladepunkte vor. Hier wäre klarzustellen, ob mit dem Marktstammdatenregister eine weitere bzw. zusätzliche Meldestelle für Ladepunkte eingeführt werden soll. Der BDEW spricht sich gegen eine behördliche Meldestelle aus und schlägt vor, dies durch den Markt zu organisieren. In jedem Fall sollte für alle Ladepunkte, die bereits über die LSV im Sinne einer Registrierung erfasst wurden, eine Doppelregistrierung vermieden werden.

Außerdem sollte die Gesetzesbegründung angepasst werden, um möglichst viele Optionen für eine bedarfsgerechte Bereitstellung der Ladeinfrastruktur zu ermöglichen. Die Praxis zeigt, dass die Rollen "Betreiber der Ladeinfrastruktur" und "Elektromobilitätsprovider (EMP)" auseinanderfallen können. Dies sollte der Wortlaut der Gesetzesbegründung widerspiegeln, die nur auf den Betreiber des Ladepunktes Bezug nimmt, andere Rollen aber nicht erwähnt. Ist der Betreiber eines Ladepunktes nicht personenidentisch mit dem EMP, wäre er beispielsweise nur in Bezug auf den Betriebsverbrauch der Ladesäule Letztverbraucher. Hinsichtlich des übrigen Strombezugs (für den Ladevorgang) wäre der EMP Letztverbraucher.

Zur Begründung des Gesetzesentwurfs ist außerdem anzumerken, dass die Ausführungen zur EEG-Umlagepflicht im letzten Absatz (S. 74) den vorhergehenden Darstellungen widersprechen: Werden Ladepunkte von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen selbst betrieben und wird der Betreiber des Ladepunktes gesetzlich als Letztverbraucher definiert, beliefert sich das Elektrizitätsversorgungsunternehmen insoweit selbst. Dann kann keine Belieferung eines Letztverbrauchers nach § 60 EEG 2014 vorliegen, weil dies eine Personenver-

schiedenheit zwischen Lieferant und Letztverbraucher voraussetzt. Hier kommt dann nur eine privilegierte Eigenversorgung nach § 61 EEG 2014 oder ein nicht privilegierter, "sonstiger Letztverbrauch" nach § 61 Absatz 1 Satz 3 EEG 2014 in Betracht. Versorgt sich das Elektrizitätsversorgungsunternehmen an dem Ladepunkt selbst im Rahmen einer Eigenversorgung nach § 61 EEG 2014, ist es auch Schuldner der EEG-Umlage, soweit keine Privilegierung greift. Gleiches gilt im Falle des "sonstigen Letztverbrauchs", z. B. bei Strombörsenbezug. Nur dann, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den Strom, den es an dem Ladepunkt zur Verfügung stellt, von einem anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert wird (Vorlieferant), besteht für diesen Vorlieferanten und nicht für das ladepunktbetreibende Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine EEG-Umlagepflicht nach § 60 Absatz 1 EEG 2014.

Der BDEW behält sich darüber hinaus vor, konkrete Formulierungsvorschläge nachzureichen.

3.9. Marktstammdatenregister – § 111f EnWG-E

Mit dem Referentenentwurf des Strommarktgesetzes werden die rechtlichen Grundlagen für das Marktstammdatenregister gelegt. Auch die BNetzA bereitet seit Herbst 2014 die Inbetriebnahme des Registers vor. Der BDEW bringt seine Expertise dabei konstruktiv ein, um den Bürokratieabbau zu unterstützen und die Nutzbarkeit des Registers für die Branche sicherzustellen.

Da der BDEW seit Herbst 2014 die Einführung des Registers durch die BNetzA begleitet, entsprechen die umgesetzten Regelungen im Gesetzesentwurf grundsätzlich den Erwartungen. Positiv anzumerken sind die bereits jetzt mitgedachten Verknüpfungen zur BiomasseNachV und zum Anlagenregister sowie die Möglichkeit der Verhängung eines Bußgeldes bei Nichtmeldung.

In der Verordnungsermächtigung in § 111f EnWG-E ist darüber hinaus die Verknüpfung der Meldepflichten mit einer Absenkung der EEG-Förderungen, KWK-Zuschläge und weiterer Begünstigungen vorgesehen. Dies ist zur Sicherstellung einer guten Datenqualität unerlässlich und wurde auch in der BDEW-Stellungnahme zum Marktstammdatenregister vom Dezember 2014 vorgeschlagen.

Die Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung in § 111f EnWG-E wird aufgrund ihres Umfangs in einem Punkt kritisch gesehen. So kann das BMWi ohne Zustimmung des Bundesrats eine umfangreiche Ausdehnung des betroffenen Personen- und Anlagenkreises vornehmen. Der BDEW spricht sich dafür aus, den Datenumfang und die Datenlieferanten klar an den im neuen Strommarktgesetz definierten Zielen und Aufgaben zu orientieren.

Im Detail ist auch darauf hinzuweisen, dass der Standort der Anlage, wenn er mit Grundstück/Flurstück und ggf. Straße und Hausnummer anstelle einer ausschließlichen Angabe der Postleitzahl anzugeben ist, für jedermann lokalisierbar ist. Dies führt für den Anlagenbetreiber dann teilweise zu einer ungewollten Transparenz. Diese Transparenz und die Datenschutzgesichtspunkte haben die BNetzA veranlasst, in der Regelzone der TransnetBW für die von

den dortigen Netzbetreibern zu führenden Anlagenregister nur die PLZ der Anlage zu verlangen und keine weiteren Informationen zur Lokalisierung.

Wenn das Register dagegen nur für „Berechtigte“ einsehbar sein soll, wäre zwar die genaue Angabe des Standorts der Anlage unproblematisch. Dies setzt allerdings voraus, dass alle Berechtigten sorgfältig ausgewählt, bzw. bei einem heterogenen Kreis der berechtigten Zugriffsberechtigungen vergeben werden, die hinsichtlich des Dateninhalts entsprechend nach den Informationsnotwendigkeiten differenzieren.

3.10. Einrichtung einer nationalen Transparenzplattform – § 111d EnWG-E

Die Einrichtung einer nationalen Transparenzplattform ist aus Sicht des BDEW überflüssig. Sie wird keine neuen Informationen für die Marktteilnehmer bereithalten, sondern lediglich bereits veröffentlichte Informationen aufbereiten. Der öffentliche Bedarf an Transparenz wurde jahrelang verhandelt und ist sowohl in der Verordnung (EU) No 543/2013 als auch in der REMIT fest verankert. Vor diesem Hintergrund ist die Verpflichtung der ÜNB sowie der Primäreigentümer der Daten, diese im Zweifel an die BNetzA zu übermitteln, abzulehnen. Weitere Schnittstellen zur Übermittlung von Daten und ggf. leicht geänderte Datenformate würden einen erheblichen und unnützen Aufwand bei allen Beteiligten inklusive der BNetzA nach sich ziehen. Nicht zuletzt ist die rein nationale Betrachtung der Marktdaten angesichts der zusammenwachsenden Märkte praktisch wertlos. Die Vorschrift sollte insgesamt, wenigstens aber die Absätze 2 und 5 gestrichen werden.

Vorschlag

BDEW schlägt vor § 111d EnWG-E zu kritisch zu überprüfen.

3.11. Ausnahme Grundversorgungspflicht – § 37 Absatz 1 EnWG-E

Der BDEW begrüßt die Änderungen bei der Grundversorgungspflicht i.S.v. § 37 Absatz 1 EnWG-E. Die Ausrichtung des Strommarktgesetzes ist richtig. Allerdings betreffen die geplanten Änderungen nicht die Netzentgeltssystematik und sind somit nicht ausreichend, da weiterhin eine Privilegierung von Kunden, die zur Deckung des Eigenbedarfs eine Anlage zur Erzeugung von Energie betreiben oder sich von einem Dritten versorgen lassen, entsteht.

Im aktuellen Referentenentwurf wurde richtiger Weise die Argumentation bzgl. der Vollversorgung eines Haushaltskunden mit der Versorgung von Kunden, die zur Deckung des Eigenbedarfs eine Anlage zur Erzeugung von Energie betreiben oder sich von einem Dritten versorgen lassen, gegenübergestellt, um das Entgelt für die Grundversorgung zu bestimmen. Eben diese Argumentation ist in gleicher Weise auch in der Netzentgeltssystematik anzuwenden.

Die bisherige Privilegierung von Kunden, die Erzeugungsanlagen für die Deckung des Eigenbedarfs aus erneuerbaren Energien und kleineren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nutzen,

wird durch die vorgeschlagene Anpassung in Bezug auf die Netzentgelte allerdings nicht vollständig gelöst.

Aus diesem Grund ist es fachlich nur richtig und zugleich volkswirtschaftlich kosteneffizient, wenn Kunden mit entsprechenden dezentralen Erzeugungsanlagen auch bei den Netzentgelten bzgl. der Zusatz- und Ersatzversorgung folgerichtig eine Anpassung der Netzentgelte erhalten.

3.12. Vermiedene Netzentgelte – Artikel 3, § 18 Absatz 1 StromNEV-E

Der BDEW unterstützt die sofortige Abschaffung von vermiedenen Netzentgelten (vNE) für volatile Einspeiser aus PV und Wind. Im Hinblick auf die stark steigende dezentrale Erzeugungsleistung sollten vNE die Entlastung des vorgelagerten Netzes angemessen reflektieren und deshalb nur für solche Erzeugungseinheiten gewährt werden, die aus der Sicht des Netzbetreibers steuerbar einspeisen und bei denen deshalb eine netzentlastende Wirkung vermutet werden kann. Entsprechend müssten die vNE für volatile Wind- und PV-Einspeisungen entfallen, um dem ursprünglichen Sinn der vNE besser zu entsprechen. Darüber hinaus entsprechen zahlreiche Erneuerbare Energien-Anlagen nicht der Definition einer "dezentralen Erzeugungsanlage" nach § 3 Nr. 11 des EnWG. Diese ist hier definiert als "eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage".

Bei sachrichtiger Behandlung von „dezentraler Erzeugung“ in Bezug auf vNE gemäß EnWG-Definition (§ 3 Nr. 11 EnWG) und den unterliegenden Verordnungen sind vNE weiterhin für Erzeuger (Spitzenerzeuger, KWK, Speicher, etc.) auf Spannungsebenen bis einschließlich 110 kV berechtigt. Diese Anlagen haben auf diesen Spannungsebenen (und darunter) historisch bereits Netzausbau vermieden. Dies wird bei sachlich angemessener Allokation der vNE auch weiterhin der Fall sein. Daher sind vNE im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Leistung zum richtigen Zeitpunkt (bei Netzhöchstlast und geringer Einspeiseleistung in die jeweiligen und darunter liegenden Netzebenen) auch künftig über das Jahr 2020 hinaus für neue KWK-Anlagen, Speicher und Spitzenerzeuger sowie auch im Fall einer Änderung der Netzentgeltsystematik sachgerecht und notwendig.

Vorschlag

Der BDEW schlägt daher folgende Regelung in § 18 Absatz 1 Satz 1 StromNEV vor:

*(1) Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen **die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind** erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. **Dies gilt nicht für dezentrale Erzeugungsanlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie und aus Windenergie.***

3.13. Systemstabilitätsverordnung – Artikel 5

Der BDEW begrüßt die redaktionellen Anpassungen, die u. a. die Unsicherheit in der Praxis beseitigt, ob auch Grubengasanlagen in den Anwendungsbereich der Verordnung fallen.

Zu Art. 5 Nr. 2 ist nur anzumerken, dass die korrekte Leistungsgrenze für die betroffenen Anlagen bei 100 kW, nicht wie im Gesetzestext vorgesehen, 1000 kW liegt (vgl. auch den aktuellen § 2 Absatz 2 Nr. 4 SysStabV und die Begründung des Entwurfs auf S. 126.).

Vorschlag

§ 2 Absatz 2 Nr. 4 SysStabV muss daher heißen:

„4. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gasförmiger und flüssiger Biomasse, einschließlich Biomethan und Deponie-, Klär- sowie Grubengas, mit einer installierten maximalen Leistung von mehr als 1000 Kilowatt, die nach dem 31. Dezember 1999 in Betrieb genommen wurden,“

3.14. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – Artikel 7

Der BDEW präferiert, dass das Marktstammdatenregister ab seiner Inbetriebsetzung das Register der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung inkorporiert, damit keine parallelen Datenmeldungspflichten bestehen. In jedem Falle sollte die Datenmeldepflicht nach dem Marktstammdatenregister bereits dann erfüllt sein, wenn Daten zu einer Anlage an das Register der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung gemeldet worden sind. Die Dateninhalte können und sollten dann über den vorgesehenen § 73 Absatz 1a BioSt-NachV hinaus von der Behörde, die das Register der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung führt, automatisch an die Behörde gemeldet werden, die das Marktstammdatenregister führt. Es erscheint im Sinne eines Bürokratieabbaus nicht vertretbar, dass ein Anlagenbetreiber seine bereits im Register der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung gemeldete Anlage nochmals im Marktstammdatenregister meldet, und, wenn er dies fahrlässig unterlässt, einer Sanktion nach dem vorgesehenen § 111f Nr. 11 EnWG unterliegt.

3.15. Erneuerbare-Energien-Gesetz – Art. 8

3.15.1. Änderung von § 6 EEG 2014

Auch beim EEG sollte, wie hinsichtlich des Registers der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung bereits von Amtswegen eine Übertragung der Daten, die schon im EEG-Anlagenregister nach § 6 EEG 2014 sowie im PV-Meldeportal enthalten sind, in das Marktstammdatenregister stattfinden.

Zu beachten ist außerdem, dass nach § 6 des geltenden EEG auch eine Registrierungspflicht für Grubengas-Anlagen existiert. Diese Anlagen werden jedoch nicht in **§ 6 Absatz 1 Satz 1** der vorgesehenen Neufassung der Regelung genannt. Da § 6 Absatz 2 der Neufassung der Regelung Bezug nimmt auf „Anlagenbetreiber“, worunter nach § 5 Nr. 2 EEG 2014 auch Betreiber von Grubengasanlagen fallen, bleibt unklar, ob auch diese Anlagen künftig im Markt-

stammdatenregister aufgrund von § 6 EEG (neu) registriert werden müssen, oder ob sich eine solche Registrierungspflicht nun nach dem EnWG richten soll.

Vorschlag

Daher sollte § 6 Absatz 1 Satz 1 EEG (neu) wie folgt gefasst werden:

„(...) Strom aus erneuerbaren Energien **und Grubengas**“.

Hinsichtlich **§ 6 Absatz 3 EEG (neu)** sind wie zu § 111f Nr. 6 b) EnWG-E die Datenschutzprämissen zu beachten. Der Standort der Anlage ist, wenn er mit Grundstück/Flurstück und ggf. Straße und Hausnummer anstelle einer ausschließlichen Angabe der Postleitzahl anzugeben ist, von jedermann lokalisierbar. Aus diesen Informationen kann dann auch der Anlagenbetreiber ermittelt werden. Dies hat im Zuge der von den Netzbetreibern nach dem EEG zu führenden Anlagenregister (s. zuletzt nach § 47 und § 48 EEG 2014) zu erheblichen Problemen mit dem Schutz der Daten des Anlagenbetreibers geführt.

3.15.2. Einfügung von § 19 Absatz 1a EEG 2014

Nummer 4 fügt in § 19 EEG 2014 einen neuen Absatz 1a ein, der klarstellt, dass eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 und eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG nicht miteinander kumuliert werden können. In der Gesetzesbegründung wird argumentiert, dass ansonsten eine Überförderung vorläge. Die anzulegenden Werte des EEG 2014 seien so kalkuliert, dass sie die Kosten des Anlagenbetreibers für die Anlagen voll decken. Eine Kumulierung aber, die zu einer Überförderung führe, sei nach den Vorgaben der Europäischen Kommission aus der beihilferechtlichen Genehmigung zum EEG 2014 unzulässig. Der Anlagenbetreiber müsse sich also entscheiden, ob er entweder eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 oder eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG in Anspruch nehmen wolle.

Einerseits wird mit dieser Regelung ein Überförderungstatbestand aufgehoben. Andererseits ist zu diskutieren, ob aus Gründen des Vertrauensschutzes eine Beibehaltung der bestehenden Regelungen für Bestandsanlagen gerechtfertigt wäre. Derzeit ist vorgesehen, diese Regelung auf alle Anlagen anzuwenden, also auch auf solche, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind.

Bezüglich der vorgesehenen Einschränkung der Stromsteuerbefreiung im Rahmen von **§ 19 Absatz 1a EEG (neu)** ist zu berücksichtigen, dass der nach EEG geförderte Strom bei einer kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe nach § 11 Absatz 2 EEG 2014 ab Erzeugung bilanziell vollständig in den Netzbetreiber- oder Direktvermarkter-Bilanzkreis eingestellt wird und damit dem Anlagenbetreiber aus EEG-Sicht gar nicht mehr zur Verfügung steht.

Nach dem StromStG ist allerdings bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe eine Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung für den „EEG-Ersatzstrom“, also für den tatsächlichen physikalischen Verbrauch von Anlagenstrom im Kunden- oder Arealnetz derzeit in be-

grenztem Umfang noch möglich (vgl. das BMF-Schreiben vom 29. April 2015). Für diesen Strom wird aber bilanziell nach dem EEG überhaupt keine Förderung in Anspruch genommen. Dieser physikalisch aus der Anlage bezogene Strom existiert trotz möglicher Stromsteuerbefreiung aus EEG-Sicht wegen der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung gar nicht mehr.

Aus Gleichbehandlungsgründen und um die unterschiedlichen Konzepte des StromStG und EEG in Übereinstimmung zu bringen, sollte diese Ungenauigkeit im vorgesehenen Wortlaut von § 19 Absatz 1a EEG (neu) oder zumindest in der Begründung der Regelung klargestellt werden. So lassen sich angesichts der in Art. 8 Nr. 7 des Gesetzentwurfs vorgesehenen Sanktion Missverständnisse hinsichtlich der Zuordnung des Stroms vermeiden.

Hierbei ist zu beachten, dass zumindest die Sanktion nach § 25 Absatz 1 Nr. 3 EEG 2014 (neu) augenscheinlich auch auf die „kaufmännisch-bilanziell“ eingespeiste Strommenge abstellt, und nicht nur eine möglicherweise durch den Anlagenbetreiber oder Dritte verbrauchte Strommenge nach § 33 Absatz 2 EEG 2009, 2010 oder 2012 (alt) erfasst, die tatsächlich durch das EEG in der damaligen Fassung gefördert wird.

Außerdem sollte mindestens in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass sich diese Prämisse auch auf Abschlagszahlungen nach § 19 Absatz 2 EEG 2014 bezieht. Dies ergibt sich zwar mittelbar daraus, dass die Höhe der Abschlagszahlungen an der Höhe des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2014 zu messen sind. Allerdings muss die Situation vermieden werden, dass der Netzbetreiber trotz der ihm regelmäßig nicht bekannten Anmeldung der Stromsteuerbefreiung beim Hauptzollamt Abschlagszahlungen auf Vergütungen ausahlt, deren Höhe nach § 25 Absatz 1 Nr. 3 EEG 2014 (neu) eigentlich auf null gesetzt wären.

Hinsichtlich der vorgesehenen Einschränkung der Stromsteuerbefreiung sollte dann auch die Stromsteuer-Durchführungsverordnung angepasst werden, insbesondere der dortige § 12b Absatz 4.

Da § 19 Absatz 1 EEG 2014 gemäß § 100 Absatz 1 Nr. 1 EEG 2014 für sämtliche EEG-Anlagen gilt, geht der BDEW davon aus, dass auch § 19 Absatz 1a EEG 2014 (neu) für sämtliche EEG-Anlagen gelten soll. Weder hier noch im vorgesehenen § 104 Absatz 5 EEG 2014 (neu) und § 9 Absatz 1a StromStG (neu) noch in Art. 12 des Gesetzentwurfs sind entsprechende zeitliche Ausschlusskriterien vorgesehen und auch nicht aus den entsprechenden Begründungen des Gesetzentwurfs erkennbar.

Es ist allerdings hinsichtlich Art. 20 Absatz 3 GG fraglich, ob eine Sanktion (§ 25 Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2014 neu) rückwirkend zum 1. Januar 2016 angewandt werden darf, wie dies nun § 104 Absatz 5 EEG 2014 (neu) vorsehen soll, obwohl der Deutsche Bundestag zu diesem Zeitpunkt das zugrundeliegende Gesetz wohl noch gar nicht beschlossen haben wird und zu dem Sachverhalt in der Branche auch keine unterschiedlichen Rechtsansichten vertreten werden.

Den Sinn für die rückwirkende Anwendung der Regelung zur Stromsteuer kann der BDEW nicht erkennen und schlägt vor, die Regelungen wie die übrigen Vorgaben des Gesetzes am Tag nach der Verkündung in Kraft treten zu lassen.

3.15.3. Änderung der 6-Stunden-Regelung – § 24 EEG 2014

Laut Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission soll der Fördermechanismus für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Anreize setzen, bei negativen Marktpreisen Strom einzuspeisen. Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde mit dem § 24 daher eine neue Regelung eingeführt, die vorsieht, dass sich der anzulegende Wert für Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW und für sonstige Anlagen ab einer Leistung von 500 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 auf null reduziert, wenn „der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.“ Durch die Reduzierung auf null geht der Anspruch auf die Auszahlung der Marktprämie in diesen Stunden verloren, sodass ein Erlösausfall resultiert.

Mit dieser Regelung werden erhebliche Unsicherheiten hervorgerufen. Erstens ist es heute und wohl auch noch für längere Zeit für Investoren/Fremdkapitalgeber kaum möglich, für die gesamte Förderdauer zu prognostizieren, wie oft der § 24 EEG wirksam werden könnte. Zweitens ist die derzeitige gesetzliche Regelung nicht ausreichend konkretisiert, sodass sie aus der Perspektive eines Vermarkters weder rechtssicher noch risikominimierend umsetzbar wäre.

Eine Umsetzung der jetzigen Fassung des § 24 EEG würde sich zudem unmittelbar negativ auf Anlagen in der Übergangsphase auswirken, d. h. auf jene, die ab dem 1. Januar 2016 und vor der Durchführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe in Betrieb gehen, da deren Vergütungshöhe bereits administrativ und ohne Berücksichtigung möglicher Erlösausfälle durch § 24 EEG festgelegt wurden.

Vor diesem Hintergrund ist die Absicht des BMWi zu begrüßen, den derzeit gültigen Gesetzeswortlaut zu konkretisieren und darüber hinaus weitere Maßnahmen zu überprüfen, um die Investitionssicherheit der Anlagenbetreiber zu erhöhen.

Der Entwurf des Strommarktgesetzes sieht nun vor, dass klargestellt werden soll, wann ein Stundenkontrakt negativ ist, nämlich dann, *„wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert der Day-ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind.“*

Dieser Vorschlag wurde auch im BDEW – unabhängig vom inoffiziellen Entwurf des Strommarktgesetzes – intensiv diskutiert. Dabei stellte sich heraus, dass eine solche Regelung Fehlanreize setzen kann.

Ist nämlich aufgrund der Prognose für den nächsten Tag das Auftreten eines Blockes von 6-Stunden mit negativen Stundenkontrakten im Rahmen der Day-Ahead-Vermarktung zu erwarten, so kann für Stromhändler – je nach Erwartung der Preise im Rahmen der Day-Ahead-Viertelstundenvermarktung bzw. des Intradayhandels – der Anreiz entstehen, trotz anders lautender Wetterprognosen, Strommengen zurückzuhalten und nicht im Rahmen der Vortages-Vermarktung anzubieten. Die erwarteten und nicht im Rahmen der Vortagesauktion vermarkteten Strommengen würden dann im nicht im Rahmen der vortägigen Stunden-

Vermarktung angeboten, sondern zu einem späteren Zeitpunkt. Damit könnte sich ein hoher Anteil der Day-ahead-Vermarktung an den untertägigen Handel verschieben.

Im Ergebnis würde das Auftreten von § 24-Fällen reduziert.

Zudem sind Auswirkungen auf die Systemsicherheit zu erwarten, da die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der DACF (Day Ahead Congestion Forecast) für die Lastflussberechnung und daraus resultierend Kapazitätsfestsetzungen und Redispatchmaßnahmen auf möglichst konkrete Informationen über die Erzeugungsstandorte angewiesen sind. Verschieben sich im Vergleich zum DACF Prozess verwendeten Datensatz untertäglich zu hohe Erzeugungsleistungen, so stehen aufgrund ggf. notwendiger Vorlaufprozesse ggf. nicht mehr genügend Redispatchkapazitäten zur Verfügung.

Der derzeitige Diskussionstand zur Ausgestaltung des § 24 EEG 2014 in den BDEW-Gremien stellt sich wie folgt dar:

Aus Sicht des BDEW wäre eine Umstellung der aktuell zeitlich befristeten Förderung auf ein Mengenkontingentsmodell zielführend. Bereits 2012 hatte der BDEW die Einführung von Mengenkontingents für die Förderung von Erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Im Mengenkontingentsmodell wird der Förderbedarf einer Erneuerbare-Energien-Anlage nicht mehr auf alle Kilowattstunden, sondern auf eine geringere Strommenge verteilt. Dadurch wird die Erzeugungsanlage weder mehr noch weniger als bisher gefördert. Allerdings entstehen positive Effekte im Hinblick auf die Systemintegration. So entsteht der Anreiz, Strom nur dann einzuspeisen, wenn der Anlagenbetreiber am Markt positive Deckungsbeiträge erwirtschaften kann. Im Ergebnis sinkt auf Basis der Förderung eines Mengenkontingents der Anreiz für eine nicht-bedarfsgerechte Stromerzeugung und für eine Einspeisung bei negativen Marktpreisen. Als weiterer Vorteil der Mengenkontingentierung ist wahrscheinlich, dass negative Preise infolge des veränderten Gebotsverhaltens in viel weniger Stunden auftreten. Hieraus ergibt sich eine Entlastung der EEG-Umlage, weil der Monatsmarktwert nicht oder nur wenig durch negative Preise herabgesetzt wird.

Die Umstellung auf eine Förderung von Mengenkontingents sollte schnellstmöglich eingeleitet werden. Dabei bietet sich an, die Wirkung der Mengenkontingentierung zunächst bei Windkraftanlagen auf See in der Pilotausschreibung zum zentralen Modell im Küstenmeer der Ostsee zu erproben. Gleichzeitig sollte ein breiter Dialog über die Ausweitung dieses Modells auf weitere Erzeugungstechnologien begonnen werden. Auf Basis der Ergebnisse sollte die Wirkung des Mengenkontingents im Hinblick auf die Markt- und Systemintegration beurteilt werden, um anschließend ggf. das gesamte Fördersystem umzustellen.

Darüber hinaus hält der BDEW eine Übergangsregelung bis zur Umstellung auf ein Mengenkontingentsmodell für sinnvoll. Die Diskussion hierzu ist allerdings im Verband noch nicht final abgeschlossen. Auf Basis des aktuellen Diskussionsstands empfiehlt der BDEW insbesondere folgendes zweistufiges, miteinander verknüpft Vorgehen zu prüfen:

- Der Anspruch auf Marktprämie verfällt – abweichend von der bisherigen Regelung gemäß § 24 EEG – in jeder Stunde, in denen der Stundenkontrakt (EPEX SPOT SE in Paris, Day-ahead) negativ ist.

- Im Gegenzug erhalten Anlagenbetreiber dann eine Kompensation für die ihnen entstehenden Ausfälle, wenn sie nachweislich in diesen Stunden keine Strommengen eingespeist haben. Dies erfolgt entweder
 - unmittelbar als Entschädigung in Höhe der Marktprämie oder
 - als (um den erwarteten Barwertverlust aufgezinste) Strommenge, die am Ende der Förderdauer als Mengenkontingent weiterhin gefördert wird.

Die Ermittlung der abgeregelten Strommenge/Entschädigungsansprüche könnte analog der Härtefallregelung in § 15 EEG 2014, aber ohne Selbstbehalt, erfolgen.

Vorteilhaft an diesem Vorschlag wäre, dass er den Vorgaben der Leitlinien für Energie- und Umweltbeihilfen der Europäischen Kommission entspräche. Die beihilferechtliche Genehmigung wäre damit wahrscheinlich. Die Kosteneffizienz würde steigen, weil die Förderung von nicht nachgefragtem Strom entfielen. Es entstünden keine Fehlanreize für eine Verlagerung des Stromhandels zur Umgehung. Grundlage hierfür ist aber eine Kompensation. Andernfalls entsteht – entsprechend der oben stehenden Bewertung – ein Anreiz zur Verlagerung der Vermarktung auf einen späteren Zeitpunkt, um §24-Fälle zu umgehen. Die Systemsicherheit würde nicht gefährdet. Auch die Investitionssicherheit der Akteure bliebe weitgehend erhalten und durch die Kompensation bliebe die Kosteneffizienz der Auktion durch die Kompensation erhalten.

3.15.4. Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ – Speicherdefinition

Der vorliegende Referentenentwurf erweitert den Anwendungsbereich verschiedener Vorschriften des EnWG um „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (so etwa in § 12 und § 1a EnWG-E). Hierbei ist anzumerken, dass innerhalb des EnWG bisher keine Definition eines solchen Speicherbegriffs existiert. Das Fehlen einer Definition führt dazu, dass Speicher bisher beim Strombezug als Verbraucher und bei der Stromrückspeisung als Erzeuger gelten. Davon zu unterscheiden sind Speicher, die ausschließlich der Eigenverbrauchsoptimierung dienen. Da der Gesetzgeber im vorliegenden Referentenentwurf jedoch eigenständige Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ trifft, erscheint seine bisherige Betrachtungsweise „Verbraucher – Erzeuger“ inkonsistent.

Nach Auffassung des BDEW sollte innerhalb des EnWG eine Definition des Begriffes „Energiespeicher“ sowie der Unterkategorien „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ und „Gasspeicher im Gasversorgungssystem“ vorgenommen werden. Damit einhergehend sollten Speicher von Erzeugern und Letztverbrauchern im Stromsystem differenziert und deswegen von allen Letztverbraucherabgaben und -entgelten, insbesondere von Netzentgelten, befreit werden, wie dies bis 2008 bereits der Fall gewesen ist. Der BDEW hat dem Gesetzgeber hierzu in der Vergangenheit – wie z. B. im Rahmen der Vorschläge zur „Definition des Begriffes ‚Energiespeicher‘“ vom 6. Juni 2014 – bereits mehrfach Vorschläge für eine technologieoffene und diskriminierungsfreie Lösung unterbreitet.

3.15.5. Notwendigkeit der Änderung weiterer Regelungen im EEG

Wie vorstehend unter Nr. 3.6 (Spitzenkappung) dargestellt, müssten ggf. weitere Regelungen im EEG geändert werden, um dort die Möglichkeit bzw. Notwendigkeit des Netzbetreibers abzubilden, eine Spitzenkappung durchzuführen (Netzanschluss, Abnahme des Stroms und Einspeisemanagement).

Die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG-E erfordert eine Änderung von § 15 Absatz 1 EEG 2014, da das Einspeisemanagement von einem Ausnahmefall bei vorübergehend unzureichendem Netzausbau zu einem Regelfall wird. Eine hundertprozentige Entschädigung der Anlagenbetreiber ist sachgerecht und reduziert den Abwicklungsaufwand sowohl bei Anlagen- als auch bei Netzbetreibern.

Ansprechpartner:

Geertje Stolzenburg
Telefon: +49 30 300199-1513
geertje.stolzenburg@bdew.de

Dr. Stephan Krieger
Telefon: +49 30 300199-1060
stephan.krieger@bdew.de