

STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung
„Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes“
(Strommarktgesetz)

- Allgemeine Anmerkungen -

Berlin, 2. März 2015

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht. Aktuell engagieren sich rund 140 kommunale Unternehmen im Breitbandausbau. Bis 2018 planen sie Investitionen von rund 1,7 Milliarden Euro - damit können dann rund 6,3 Millionen Kunden die Breitbandinfrastruktur kommunaler Unternehmen nutzen.

[Verband kommunaler Unternehmen e.V.](http://www.vku.de) · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Einleitung

Mit dem vorliegenden Entwurf eines „Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes“ hat die Bundesregierung den mit dem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ 2014 begonnenen Prozess vorläufig zum Abschluss gebracht.

Die Bundesregierung spricht sich in dem Gesetz dafür aus, den Strommarkt zum sogenannten Strommarkt 2.0 weiterzuentwickeln. Für die Versorgungssicherheit soll eine Kapazitätsreserve von bis zu 4,4 GW geschaffen werden. Um die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen, sollen zusätzlich 2,7 GW Braunkohlekraftwerke stillgelegt und in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden.

Im Grünbuch hieß es mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck im Vorwort:

„Die große Herausforderung eines künftigen Strommarktes besteht darin, auch in Zukunft umweltverträglich und zu möglichst niedrigen Kosten ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.“

Und auch das Weißbuch identifizierte Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Umweltverträglichkeit als zentrale Anliegen aller Akteure, die sich an der Konsultation zum Grünbuch beteiligt hatten.

Diesen Anforderungen wird das Strommarktgesetz leider nicht gerecht. Der VKU sieht, dass der Entwurf zum Strommarktgesetz die Ecken des energiepolitischen Zieldreiecks verletzt.

1) Versorgungssicherheit langfristig gefährdet, dafür steigende Regulierung

Das Bundeswirtschaftsministerium setzt in seinem Ansatz vor allem auf Preisspitzen und Langfristverträge für Kapazitäten. Das soll u. a. über die Verschärfung der Bilanzkreisverantwortung angereizt und die Flexibilisierung des Marktes umgesetzt werden. Zusätzlich soll das System über eine Kapazitätsreserve abgesichert werden.

Der VKU bezweifelt weiterhin, dass der Ansatz langfristig funktioniert und Anreize für den Bau von gesicherten Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen setzt.

Preisspitzen sind eine unsichere Grundlage für Investitionsentscheidungen. Die gesetzliche Zielbestimmung im EnWG hindert den Gesetzgeber nicht, in das Marktgeschehen einzugreifen.

Die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) lässt offen, wie das Zusammenspiel der Kapazitätsreserve mit anderen Märkten, wie z. B. dem Regelenergiemarkt erfolgen soll. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Kapazitätsreserve keinesfalls außerhalb des Marktes steht, sondern in ihn hineinwirkt. Kraftwerke müssen rechtzeitig angefahren werden, damit sie für den Notfall einsatzbereit sind. Sie produzieren Strom, den sie in das Netz einspeisen. Die KapResV sieht vor, dass Kraftwerke, die noch im Markt tätig sind, ggf. abgeregelt werden. Diese Konstruktion erschwert es Marktteilnehmern, sich auf Preisspitzen und hohe Preise zu optimieren.

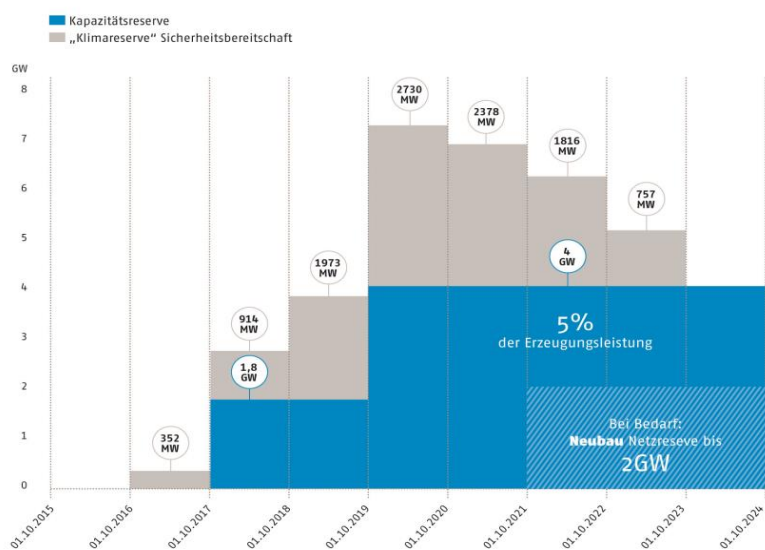
Grundsätzlich ist zu bemängeln, dass das BMWi versucht, Versorgungssicherheit herzustellen, indem es die Regulierung weiter verschärft. Das steht im eklatanten Widerspruch zum mehrfach betonten Bekenntnis des Ministeriums zu Markt und Wettbewerb.

Das Bundeswirtschaftsministerium hat die Einführung eines Kapazitätsmechanismus unter anderem mit der Begründung abgelehnt, dass er zu regulierungsintensiv und zu komplex sei. Ein Strommarkt 2.0 mit drei Reserven steht dieser Behauptung entgegen.

Während die Braunkohlereserve im Referentenentwurf vom 14. September 2015 als Klimasegment noch Teil der Kapazitätsreserve war, wird sie im Kabinettsentwurf unter Stilllegung von Braunkohlekraftwerken separat geregelt. Die Braunkohlekraftwerke dürfen weder in der Kapazitäts- noch in der Netzreserve tätig werden. Nach Verständnis des VKU soll es jetzt drei Reserven geben. Die Netzreserve für die Systemsicherheit, die Kapazitätsreserve für die Versorgungssicherheit und eine „Klimareserve“ mit Braunkohlekraftwerken.

Wie der unten stehenden Abbildung zu entnehmen ist, entsteht allein durch Kapazitäts- und Klimareserve ein Reservensockel von 7,1 GW (4,4 GW Kapazitätsreserve, 2,7 GW Braunkohlekraftwerke), die dem Markt entzogen werden.

REGULIERTER TEIL DES STROMMARKTES WÄCHST!



Versorgungssicherheit wird immer häufiger über den Redispatch hergestellt. Damit wird in den Markt eingegriffen. Anlagen, die Betreiber vorläufig stilllegen möchten, müssen betriebsbereit gehalten werden und bei laufenden Kraftwerken wird in den Kraftwerkeinsatz eingegriffen. Die Kraftwerksbetreiber werden in beiden Fällen für ihren unfreiwilligen Einsatz nicht ausreichend vergütet.

Mit den Beschlüssen wird eine steigende Zahl wichtiger Fragen bezüglich der Ausgestaltung des Strommarkts der parlamentarischen Kontrolle entzogen und an die Bundesnetzagentur und das Wirtschaftsministerium delegiert. So werden sämtliche Entscheidungen zur Kapazitätsreserve der BNetzA übertragen, die sich so immer weiter von einer Regulierungsbehörde für Netze zu einer alle Bereiche – insbesondere auch den wettbewerblich organisierten Erzeugungssektor – regulierenden Behörde entwickelt. Dies bemängelt auch der Bundesrat in seinen Empfehlungen zum StrommarktG.

Eine steigende Regulierung ist auch in den wettbewerblich organisierten Teilen von Vertrieb und Handel zu beobachten. Die Verantwortung für die Versorgungssicherheit wird über Anpassungen im Ausgleichsenergiesystem auf die Bilanzkreise verlagert, um Last und Erzeugung in der kurzen Frist miteinander in Einklang zu bringen.

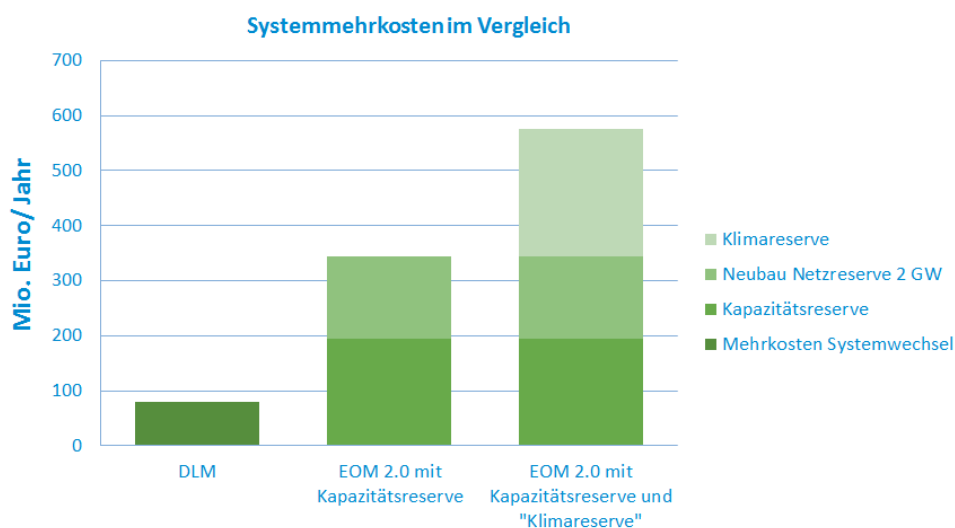
Obwohl nach Auffassung des BMWi das bisherige System gut funktioniert, wird mit der Verschärfung der Bilanzkreistreue in den Strommarkt eingegriffen. Damit distanziert sich das BMWi immer weiter von einem liberalisierten Markt, mit negativen Auswirkungen auf die Endkundenpreise.

2) Hohe Kosten – Versorgungssicherheit

Der Strommarkt 2.0 mit der Kapazitätsreserve wird deutlich teurer als vom BMWi im Rahmen des Grünbuchs angenommen. Das trifft vor allem private Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen sowie kleine Energieversorger.

Allein die Mehrkosten für die System- und Versorgungssicherheit liegen mit 345 Mio. Euro/Jahr deutlich über den im Grünbuch angenommenen 80 Mio. Euro/Jahr. Dazu kommen die jährlichen Kosten für die Klimareserve von 230 Mio. Euro/Jahr (siehe Grafik und Aufstellung der Kosten laut StrommarktG).

	Systemmehrkosten pro Jahr
Dezentraler Leistungsmarkt laut Grünbuch	80 Mio. Euro
Strommarkt 2.0 mit Kapazitätsreserve laut Grünbuch	80 Mio. Euro
Status quo	
Kapazitätsreserve, Vorhaltekosten	130 - 260 Mio. Euro
Netzreserve, 2 GW Neuanlagen	50- 100 Euro/GW
„Klimareserve“	230 Mio. Euro
Systemmehrkosten für Versorgungssicherheit (ohne Klimareserve, bei Kostenspanne Mittelwert)	345 Mio. Euro
Systemmehrkosten für Versorgungssicherheit und Klimaschutz	575 Mio. Euro



Die Kosten für fast alle Maßnahmen sollen über die Netzentgelte gewälzt werden. Die Kosten sind damit nicht mehr transparent zuordenbar.

Der VKU sieht zudem einen Widerspruch zum Plan, Preissignale direkter zum Kunden weiterzugeben und so Flexibilisierungspotentiale zu heben. Der staatlich festgesetzte Preisbestandteil ist schon heute der größte Kostenblock der Strompreise und steigt mit der Wälzung fast aller Kosten über die Netzentgelte nochmals.

Auch der Bundesrat sieht Kosten und die Kostentransparenz als sehr wichtig für die Akzeptanz der Strommarktreform an, deshalb sollen die Kosten für die Sicherheitsbereitschaft und die Kapazitätsreserve separat ausgewiesen werden.

Seit längerem zeichnet sich ab, dass die bestehende Netzentgeltsystematik die Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen nicht mehr sachgerecht abbildet und zu Verzerrungen führt. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb weitere Kostenblöcke in die Netzentgelte gewälzt werden, bevor die neue Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik geklärt ist. Diese muss nach Auffassung des VKU zügig angegangen werden, auch um zu verhindern, dass sich immer mehr Marktakteure mit Eigenverbrauchslösungen aus dem System herauslösen.

Die Regulierung von Vertrieb und Handel trifft vor allem kleine Energieversorger. Die neuen Anforderungen und Verpflichtungen, insbesondere an die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), erhöhen die Kosten für Energieversorger und letztendlich für die Endkunden.

Eine der Konsequenzen der neuen Regelungen wäre, dass alle BKV eine 24/7-Handelsinfrastruktur vorhalten sowie eine Online-Aufschaltung von leistungsgemessenen Kunden vornehmen müssten, auch wenn sie keine fluktuierenden Einspeiser oder Kraftwerke im Bilanzkreis haben. Praktisch bedeutet das u. a., dass eine doppelte Messinfrastruktur geschaffen und zusätzliches Personal in den Energieversorgungsunternehmen eingestellt werden müsste. Dies kann in den Unternehmen zu Mehrkosten in Höhe von 0,5 - 1 Mio. Euro/Jahr führen. Diese steigenden finanziellen Belastungen und Risiken gefährden die Wettbewerbsintensität im deutschen Strommarkt.

Das Strommarktgesetz begünstigt damit einen Konzentrations- und Oligopolisierungsprozess.

Es sollte nicht das Ziel des BMWi sein, Strukturpolitik zu betreiben und über Verschärfungen bei der Bilanzkreisbewirtschaftung die Akteursvielfalt im Strommarkt zu verringern.

Der VKU befürwortet weniger invasive Ansätze zur Stärkung der Bilanzkreistreue. So würde beispielsweise eine einheitliche Regelzone oder zumindest eine regelzonenübergreifende Bilanzierung den Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen vereinfachen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit stärken.

Abschließend begrüßt der VKU den Vorschlag des Bundesrates, dass BKV ein angemessenes Entgelt erhalten müssen, wenn sie ihren Bilanzkreis für Dritte öffnen. Hier

sollte insbesondere klargestellt werden, was unter einem angemessenen Entgelt bzw. einer Kompensation zu verstehen ist (vgl. §26 Abs. 3 StromNZV).

3) Umweltverträglichkeit – intransparente und teure Lösungen

Aus Sicht des VKU setzt ein auf Preisspitzen basierender Markt, wenn überhaupt, lediglich Anreize für schnell abschreibbare Kapazitäten mit geringen Fixkosten und hohen Betriebskosten, wie z. B. Gasturbinen und Dieselaggregate. Ökonomisch nachhaltige und klimafreundliche Technologien, wie die Kraft-Wärme-Kopplung, Speicher oder andere moderne Kraftwerke, hätten in diesem Markt keine Chance.

Die Regelung zur „Klimareserve“ ist aus Sicht des VKU und auch aus Sicht des Bundesrates intransparent und teuer.

Die betroffenen Kraftwerksblöcke sind nicht die ältesten und ineffizientesten Braunkohlekraftwerke. Es ist nachvollziehbar, dass weitere Kriterien wie regionale Aspekte berücksichtigt wurden. Die „Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015“ lassen den Schluss zu, dass durch die Auswahl der Kraftwerksblöcke keine Strukturbrüche zu erwarten sind. Das BMWi sollte jedoch transparent machen, warum ausgerechnet diese Blöcke ausgewählt wurden.

Das gilt auch für die Vergütung der Braunkohlekraftwerke. Die Betreiber bekommen die Opportunitätsgewinne, die sie am Markt erzielt hätten, wenn sie nicht in die Reserve gegangen wären, und ihre tatsächlichen Kosten für die Herstellung der Sicherheitsbereitschaft erstattet. Die vom Betreiber angegebenen Bestandteile der Vergütungsformel müssen durch einen unabhängigen Dritten, z. B. einen Wirtschaftsprüfer überprüft werden.

Der VKU hat sich im Sinne des Klimaschutzes und um Überkapazitäten abzubauen, immer dafür ausgesprochen, dass keine Kraftwerke in die Klimareserve übergehen, die ohnehin bis 2020 stillgelegt werden würden. Es ist nicht nachzuvollziehen, warum Kraftwerke, die aus wirtschaftlichen Erwägungen der Kraftwerksbetreiber ohnehin aus dem Markt gegangen wären, noch vergütet werden sollten. Das StrommarktG legt die Blöcke E und F des Kraftwerks Niederaußern zur Stilllegung fest. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zeigt, dass diese Blöcke für 2019 zur Stilllegung angezeigt waren.¹

¹ [Kraftwerksliste der BNetzA, Stand 25.09.2015](#)

Vor diesem Hintergrund ist außerdem die Regelung kritisch zu beurteilen, dass Anlagen abweichend von ihrer Vertragslaufzeit für die Klimareserve mit Ablauf des ersten Jahres der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt werden können. Die Betreiber erhalten in diesem Fall eine Abschlussvergütung.

Es sind keine Kriterien vorgesehen, warum die Kraftwerke stillgelegt werden dürfen. Angesichts des hohen Alters der Kraftwerksblöcke stellt sich die Frage, ob sich notwendige Reparaturen und Investitionen noch rechnen. Es ist zu befürchten, dass die Betreiber von der Regelung Gebrauch machen. So würden Kraftwerke, deren Weiterbetrieb bis 2020 ohnehin höchst fragwürdig ist, für den Verbleib in der Reserve vergütet und im schlimmsten Fall mit einer Abschlussvergütung vorzeitig aus der Reserve entlassen. Der VKU fordert daher, dass strenge Kriterien für den vorzeitigen Austritt aus der Reserve definiert werden. Außerdem dürfen diese Kraftwerke keine Abschlussvergütung erhalten.

Der Bundesrat sieht die Sicherheitsbereitschaft ebenfalls kritisch und fordert, diese zu überprüfen und durch einen wirksameren, kostengünstigeren und beihilferechtssicheren Mechanismus zu ersetzen.

4) Fazit

Der VKU befürchtet, dass sich sowohl Flexibilitätsoptionen wie Speicher oder Lastmanagement als auch flexible konventionelle Kapazitäten wie Gaskraftwerke im Strommarkt nicht mehr refinanzieren können. Der VKU fordert daher einen integrierten Ansatz und hat mit dem dezentralen Leistungsmarkt ein Marktmodell entwickelt, der Kapazitäten honoriert, die gesicherte Leistung bereitstellen können. Der dezentrale Leistungsmarkt bietet diesen Technologien einen gesicherten Erlösstrom zusätzlich zur verkauften Kilowattstunde. Am dezentralen Leistungsmarkt können alle Technologien teilnehmen, die langfristig gesicherte Leistung bereitstellen können.

Konkrete Anpassungs- und Verbesserungsvorschläge sind dem Positionspapier „Anpassungsempfehlungen zum Kabinettsentwurf des Strommarktgesetzes“ zu entnehmen.

STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung
„Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes“
(Strommarktgesetz)

- konkrete Änderungsvorschläge -

Berlin, 3. März 2016

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht. Aktuell engagieren sich rund 140 kommunale Unternehmen im Breitbandausbau. Bis 2018 planen sie Investitionen von rund 1,7 Milliarden Euro - damit können dann rund 6,3 Millionen Kunden die Breitbandinfrastruktur kommunaler Unternehmen nutzen.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

› INHALTSVERZEICHNIS

1. Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)	4
§ 1 (4) EnWG - Ziele des Gesetzes anpassen	4
§ 1a (2) EnWG - Grundsätze des Strommarktes anpassen.....	5
§ 3 Nr. 9 EnWG – Speicher sind keine Letztverbraucher.....	5
§ 12 EnWG - Bildung einer einheitlichen Regelzone	7
§ 13 (5) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist unsachgemäß	7
§ 13a (2), (3), (4) und (5) EnWG - Sachgerechte Redispatch-Vergütung.....	8
§ 13j (1) EnWG - Keinen pauschalierten Ansatz bei der Redispatch-Vergütung.....	11
§ 13c (1) S. 3 2. HS; § 13c (2) EnWG - Rückkehrrecht nicht beeinträchtigen	12
§ 13b (3) S. 1 EnWG - Keine Verschärfung der Stilllegungsarten	13
§ 13b (5) S. 11, 13c (3) S. 2 EnWG - Angemessene Vergütung in der Netzreserve bei endgültiger Stilllegung.....	14
§§ 13d (1), (2), 9 (3) NetzResV - Keine neuen Anlagen für die Netzreserve	14
§§ 13e (5), 13 h (2), 51 (4) EnWG - Kapazitätsreserve in einen echten Kapazitätsmarkt überführen	16
§ 13h EnWG - Ausgestaltung der Kapazitätsreserve im transparenten parlamentarischen Verfahren sicherstellen!.....	18
§ 13h (1) Nr. 9 EnWG - Transparentes Verfahren zum Kapazitätssegment	19
§ 16 (3) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist unsachgemäß	19
§ 29 EnWG - Ordnungsgemäße Einbeziehung der Marktteilnehmer bei Festlegungen	20
§ 37 (1) EnWG - Ausnahmen von der Grundversorgungspflicht	21
§ 51 (3) EnWG i.V.m. § 63 (3a) EnWG - Mindesterzeugung und Versorgungs- sicherheit zusammen denken.....	22
§ 59a EnWG - Einrichtung einer Beschwerdestelle ist notwendig	24
§ 111d EnWG - Einrichtung einer nationalen Informationsplattform ist überflüssig	24
§ 111e und f EnWG - Harmonisierung der Datenmeldungen und -formate vor Aktivierung eines Marktstammdatenregisters.....	25
2. Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)	26

§ 5 (3) StromNZV - Abwicklung des Intraday-Handels erleichtern.....	26
§ 8 (1) StromNZV - Keine Strukturpolitik über die Ausgleichsenergiekosten.....	26
§ 8 (2) StromNZV - Keine unsachgemäße Pönalisierung über die Bilanzkreis- abrechnung.....	27
§ 26 (3) StromNZV – Festlegung von Regeln bei der Öffnung der Bilanzkreise für Dritte.....	28
§ 27 (1) StromNZV - Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde regeln....	29
3. Änderung der Reservekraftwerksverordnung.....	30
§ 4 (3) NetzResV - Keine drastische Fristverkürzung zwischen Vertragsabschluss und Einsatzbereitschaft.....	31
§ 13a EnWG i.V.m. § 6 (1) Satz 4 NetzResV - Angemessene Vergütung auch in der Netzreserve	31
4. Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)	33
§ 24 (1) EEG - Verringerung der Förderung bei negativen Preisen	33
§ 57 (3) EEG - Keine vermiedenen Netzentgelte für dargebotsabhängige Einspeisung	34
§ 11 (2) EnWG - Spitzenkappung nicht kaskadiert anwendbar.....	36
§ 13d (3) EnWG- Vergütung von Anlagen in Kapazitäts- und Netzreserve	36
§ 14b EnWG – Abschaltvereinbarungen im Gas sind unwirtschaftlich	37
§ 17 (1) EnWG - Keine Optionen für den Ladeinfrastrukturausbau ausschließen	37

› FORDERUNGEN DES VKU

1. Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

§ 1 (4) EnWG - Ziele des Gesetzes anpassen

› Hemmnisse für den Marktausgleich sollen verringert werden.

Begründung

Vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreisverantwortung erachtet der VKU den Abbau von Hemmnissen, die den Marktteilnehmern den Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen erschweren, als essentiell.

Hierzu zählt die Schaffung einer einheitlichen, deutschlandweiten Regelzone. Mit einer deutschlandweiten Regelzone würden sowohl der Aufwand als auch die Risiken reduziert, die mit der Durchführung von Handelsgeschäften, dem Bilanzkreis- und dem Fahrplanmanagement sowie der Bilanzkreisabrechnung verbunden sind. Derzeit gibt es in Deutschland vier Regelzonen, wodurch insbesondere die Abwicklung regelzonenübergreifender Handelsgeschäfte erschwert wird. Dieser Punkt sollte in Verbindung mit einer Anpassung des § 12 EnWG in die neuen Ziele des EnWG aufgenommen werden.

Umsetzungsempfehlung

§ 1 (4) EnWG

Um den Zweck des Absatzes 1 auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz insbesondere die Ziele,

1. die freie Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu gewährleisten und die Preissignale an den Strommärkten für Erzeuger und Verbraucher zu stärken,
2. den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten jederzeit zu ermöglichen sowie die Hemmnisse, die den Marktteilnehmern den Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen in das Elektrizitätsversorgungssystem erschweren, zu minimieren,
3. dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und

4. den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten und elektrischen Nachbarn zu intensivieren.

§ 1a (2) EnWG - Grundsätze des Strommarktes anpassen

› Die Anreize zur Verbesserung des Bilanzkreissystems sollten in einem umfassenden Konsultationsprozess identifiziert und die Hemmnisse zur Bilanzkreisbewirtschaftung sollten sukzessive abgebaut werden.

Begründung

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sollte nicht über Pönalisierungen weiterentwickelt werden, sondern in enger Abstimmung mit allen Marktteilnehmern geeignete Anreize gefunden werden. Darüber hinaus müssen hinderliche Faktoren für eine ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise abgebaut bzw. vermieden werden (z. B. bei externen Eingriffen durch einen Aggregator, vgl. hierzu auch die Anmerkungen zu § 26 Absatz 3 StromNZV). Abschließend sollte der Gesetzgeber definieren, was unter der „ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise“ zu verstehen ist.

Umsetzungsempfehlung

§ 1a (2) EnWG

(2) Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem hat eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit. Daher sollen die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen und eine ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise sichergestellt werden. Um eine ordnungsgemäße Bilanzkreisbewirtschaftung sicherstellen zu können, ist gewährleistet, dass der Bilanzkreisverantwortliche bei externen Eingriffen nicht schlechter gestellt wird.

§ 3 Nr. 9 EnWG – Speicher sind keine Letztverbraucher

› Speicher dürfen nicht als Letztverbraucher definiert werden.

Begründung

Die Definition der Letztverbrauchereigenschaft von Speichern hat Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle beziehungsweise deren Rechtssicherheit. Zudem ist die Abgabenlast in unterschiedlichen Geschäftsmodellen nicht einheitlich und hängt an der Stromentnahme. Energiespeicher können Energie aufnehmen, für einen gewissen

Zeitraum zwischenspeichern und danach die Energie wieder abgeben. Die Zwischenspeicherung ist also das Wesen dieser Technologie.

Der Erhebungstatbestand stammt noch aus einer Welt mit der Vorstellung, dass Stromentnahme aus dem Netz und der Verbrauch zwangsläufig zeitlich zusammenfallen. Damit wird die Entnahme aus dem Netz mit der Belastung des Verbrauchs gleichgesetzt. Dies ist in einem Energiesystem mit Speichern, in dem Stromentnahme und Verbrauch durchaus zeitlich auseinanderfallen können, keine sinnvolle Handhabung.

Ziel der Erhebungstatbestände ist es, den Verbrauch und nicht nur den alleinigen Umsatz von Strom zu belasten. Die Belastung der Entnahme aus dem Netz und des zeitlich später anfallenden Verbrauchs wäre eine Doppelbelastung.

Deshalb sollte die Letztverbraucherdefinition in § 3 Nr. 25 EnWG und auch im § 5 Nr. 24 EEG präzisiert werden. Es muss deutlich werden, dass im Fall der Zwischenspeicherung kein Letztverbrauch vorliegt.

Umsetzungsempfehlung

§ 3 Nr. 9 EnWG

Natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Energie, insbesondere von Erdgas, elektrischer Energie oder Wasserstoff wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind,[...]

§ 3 Nr. 25 EnWG

Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen, also nicht zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher leiten.

§ 5 Nr. 24 EEG

„Letztverbraucher“ jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, also nicht zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher leitet.

§ 12 EnWG - Bildung einer einheitlichen Regelzone

- › Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben eine einheitliche Regelzone zu schaffen.

Begründung

Die Schaffung einer einheitlichen Regelzone ist Grundvoraussetzung, um weitere Effizienzpotentiale im Stromhandel zu heben. Ergänzend hierzu siehe § 1 Absatz 4 EnWG.

Umsetzungsempfehlung

§ 12 EnWG

Einfügen des neuen Absatzes 1a zwischen Absatz 1 und 2:

Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben bis zum 1. Januar 2018 eine Regelzone zu bilden und die Regelverantwortung auf einen Regelverantwortlichen zu übertragen. Dabei sind sämtliche Aufgaben gegenüber anderen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und den Marktteilnehmern (Bilanzkreisverantwortliche, Anbieter von Regelleistung) auf einen Marktverantwortlichen zu übertragen. Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, unter angemessener Einbeziehung aller interessierten Betroffenen Festlegungen zur Ausgestaltung des Zielzustandes und zum Übergang auf diesen zu treffen.

§ 13 (5) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist unsachgemäß

- › Eine Abrechnung der Bilanzkreise darf nur erfolgen, wenn die Abweichungen auch von den Bilanzkreisverantwortlichen zu verantworten sind.

Begründung

Künftig sollen die Bilanzkreise auch dann abgerechnet werden, wenn der Betreiber von Übertragungsnetzen aufgrund von Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen muss oder die Kapazitätsreserve in Anspruch nehmen will. Diese Maßnahme führt zu unsachgemäßen und nicht verursachergerechten Pönalisierungen für die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV).

Wenn ein Betreiber von Übertragungsnetzen Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität (§ 13 Absatz 2 EnWG) oder im Rahmen des Einspeisemanagements (§ 14 EEG) ergreift, werden Schiefstände in den Bilanzkreisen verursacht. Diese liegen allerdings nicht im Einflussbereich des BKV und können von diesem auch nicht prognostiziert werden. Diese Schiefstände entstehen somit nicht ursächlich durch Prognoseabweichungen der Marktakteure, sondern z. B. durch netztechnische Probleme

(z. B. der Stromausfall am 4. November 2006). Daher sollten diese Schiefstände auch künftig von dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber behoben werden. Die BKV dafür finanziell in die Verantwortung zu nehmen, ist unsachgemäß. Zudem ist zu befürchten, dass der dadurch induzierte Kostenanstieg bei den Lieferanten an die Endverbraucher weitergegeben wird.

Umsetzungsempfehlung

§ 13 (5) EnWG

Im Falle einer Anpassung nach Absatz 2 Satz 1 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Satz 1 führt grundsätzlich nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes, soweit hierbei nicht Bilanzkreisabweichungen abgerechnet werden, die vom Betreiber von Übertragungsnetzen verursacht wurden. Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen. Im Übrigen bleibt § 11 Absatz 3 unberührt. Die Sätze 3 und 4 sind für Entscheidungen des Betreibers von Übertragungsnetzen im Rahmen von § 13b Absatz 5, § 13f Absatz 1 und § 16 Absatz 2a entsprechend anzuwenden.

§ 13a (2), (3), (4) und (5) EnWG - Sachgerechte Redispatch-Vergütung

- › Die Regelungen zur Vergütung des Redispatch müssen grundlegend im Sinne der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf überarbeitet werden.
- › Der Ansatz zum anteiligen Werteverbrauch ist nicht sachgerecht.
- › Unternehmen sollten bei der Redispatch-Vergütung einen Anspruch auf einen Anteil an sämtlichen Fixkosten (nicht nur der Abschreibungen) einschließlich einer Eigenkapitalverzinsung analog der Vergütung von Netzbetriebsmitteln gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) haben.
- › Der Anteil sollte sich nicht aus dem Verhältnis zwischen den Redispatch-bedingten Betriebsstunden und den bei Investitionsentscheidung geplanten ergeben. Statt der Betriebsstunden bei Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich typischen Betriebsstunden von Kraftwerkstypen im jeweiligen Einsatzjahr maßgeblich sein.

Begründung

Der Redispatch ist eine Notfallmaßnahme und dient zur Kompensation des erforderlichen, aber bislang fehlenden Netzausbaus und ist als Netzersatz zu werten. Der Grundsatz, dass ein Redispatch-Einsatz den Kraftwerksbetreiber weder besser noch schlechter stellen darf als ohne die Redispatch-Maßnahme, ist daher nicht angemessen.

Die Vergütungsregelung des Kabinettsentwurfs bildet die Hinweise und das Verständnis des Urteils des OLG Düsseldorf zu den Redispatch-Beschlüssen nicht vollständig ab. So wird u. a. im Urteil die Eigenkapitalverzinsung als Bestandteil einer angemessenen Vergütung bewertet.

Der Ansatz zum anteiligen Werteverbrauch auf Basis der angenommenen Betriebsstunden bei Investitionsentscheidung ist weder sachgerecht noch praktikabel. Die Realitäten des von den erneuerbaren Energien geprägten Strommarktes werden nicht berücksichtigt.

Entscheidend für eine Kraftwerksinvestition ist der Deckungsbeitrag, der sich aus den multiplizierten Spreads mit möglichen Betriebsstunden ergibt. Auf dieser Grundlage basiert auch § 1 des neuen Gesetzes, der impliziert, dass auf Basis von kurzfristigen Preisspitzen bei geringen Einsätzen Investitionen getätigt werden. Die Regelung, für die Entschädigung im neuen Strommarktgesetz historische, mehr als zehn Jahre alte Investitionsbeschlüsse herbeizuziehen, ist realitätsfern und inkonsistent.

Es stellen sich folgende Fragen:

- Wie sollen die bei Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden nachgewiesen werden?
- Warum sollten Anlagen, die tendenziell mehr Betriebsstunden erbringen, geringer vergütet werden als andere?

Das würde bedeuten, dass Redundanzanlagen eine 100-Prozent-Kostenkompensation erhalten. Die Redispatch-Quote sollte daher über den Quotient aus Redispatch-Arbeit und geplanter Einsatzmenge am Markt bestimmt werden.

Bei der Berechnung der zugrunde liegenden Redispatch-Zeiten sind die erforderlichen An- und Abfahrzeiten der Erzeugungsanlage sowie die Betriebsbereitschaft aus geplantem Nicht-Einsatz (aufschiebbare Wartungsarbeiten, Halten in Mindestlast zwischen zwei Anforderungsblöcken) mit einzubeziehen.

Es bleibt unklar, wie ein sachgerechter Nachweis von Opportunitätskosten gelingen kann. Hier bekommt die BNetzA weitreichende Regelungsfreiheit zugewiesen. Rechtssicherheit wird damit nicht geschaffen.

Eine rückwirkende Gesetzesänderung ist nur unter engen Voraussetzungen zulässig. Warum hier eine Rückwirkung angeordnet wird, ist ebenso wie das Datum 30. April 2015 nicht nachvollziehbar.

Nachdem aufgrund des Beschlusses des OLG Düsseldorf die BNetzA ihre Festlegung zur Redispatchvergütung selbst rückwirkend aufgehoben hat, haben die Anlagenbetreiber

bis zum Inkrafttreten des Strommarktgesetzes ohne zeitlichen Bruch Anspruch auf die angemessene Vergütung nach § 13 Absatz 1a EnWG in der aktuellen Fassung. Mit der im Gesetzentwurf vorgesehenen Rückwirkung wird die Rechtsprechung des OLG-Düsseldorf nachträglich umgangen.

Umsetzungsempfehlung

§ 13a (2) EnWG

~~Die Vergütung für eine nach Absatz 1 Satz 1 angeforderte Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage weder wirtschaftlich besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.~~

Eine angemessene Vergütung nach Absatz 1a Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung nach Absatz 1a Satz 1 auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen angeforderten Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen),
2. ~~den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (anteiligen Werteverbrauch)~~ die anteiligen Fixkosten der Anlage einschließlich Eigenkapitalverzinsung für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung. Dabei sind die einsatzbedingten Mehrkosten zu berücksichtigen sowie
3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten Opportunitätskosten.

Ersparte Erzeugungsauslagen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

§ 13a (3) EnWG

~~Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 sind die handelsrechtlichen Restwerte und handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren; für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs für die Anlage oder Anlagenteile ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1 Satz 1 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen.~~

Für die Bestimmung der anteiligen Fixkosten der Anlage nach Satz 2 Nr. 2 ist das Verhältnis zwischen den redispatch-bedingten Betriebsstunden inkl. An- und Abfahrzeiten und Halten der Anlage im Betriebszustand zwischen zwei Anforderungsblöcken und in Mindestlast und den geplanten oder simulierten marktpreisgetriebenen betriebswirtschaftlich typischen Betriebsstunden maßgeblich.

§13 a (4) EnWG

~~Weiter gehende Kosten, die dem Anlagenbetreiber auch ohne Anforderung nach Absatz 1a Satz 1 entstehen, insbesondere Betriebsbereitschaftsauslagen und eine Verzinsung des gebundenen Kapitals, werden nicht erstattet.~~

§13 a (5) EnWG

~~Die Absätze 2 bis 4 sind ab dem 1. Januar 2013 anzuwenden, wobei sie in dem Zeitraum von dem 1. Januar 2013 bis zum 30. April 2015 nur anzuwenden sind, wenn und soweit die Betreiber von Erzeugungsanlagen dadurch nicht schlechter stehen, als sie durch die tatsächlich von den Betreibern von Übertragungsnetzen in diesem Zeitraum gezahlte jeweilige Vergütung stünden.~~

§ 13j (1) EnWG - Keinen pauschalierten Ansatz bei der Redispatch-Vergütung

- › Der VKU lehnt einen pauschalierten Ansatz zur Bestimmung der angemessenen Vergütung ab.
- › Die Bundesnetzagentur darf keine weiteren Prüfrechte erhalten.

Begründung

Die pauschalierte Vergütung ist im Einzelfall ggf. nicht kostendeckend. Dieser Ansatz widerspricht dem Grundverständnis der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zum Redispatch. Diese Instanz stuft die pauschalierten Vergütungsregelungen als nicht rechters ein.

Die BNetzA erhält in diesem Absatz weitere Prüfrechte. Diese kommen einer Regulierung gleich. Es muss ausgeschlossen werden, dass die BNetzA damit Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz nimmt.

Umsetzungsempfehlung

§ 13j (1) EnWG

Zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach den Sätzen 1 und 2 kann die Regulierungsbehörde weitere Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 machen, insbesondere Vorgaben machen,

1. dass sich die Art und die Höhe der Vergütung danach unterscheidet, ob es sich um eine Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder um eine leistungserhöhende oder leistungsreduzierende Maßnahme handelt,
2. ~~zu einer vereinfachten Bestimmung der Erzeugungsauslagen nach § 13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 1; die Vergütung nach § 13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 kann ganz oder teilweise als Pauschale für vergleichbare Kraftwerkstypen ausgestaltet werden, wobei die pauschale Vergütung die individuell zuzurechnenden Kosten im Einzelfall nicht abdecken muss; für die Typisierung sind geeignete technische~~

~~Kriterien heranzuziehen; die Regulierungsbehörde kann vorsehen, dass in Einzelfällen, in denen die pauschale Vergütung eine unbillige Härte darstellen würde und ein Anlagenbetreiber individuell höhere zurechenbare Erzeugungsauslagen nachweist, die über die pauschale Vergütung hinausgehenden Kosten erstattet werden können,~~

- ~~3. zur Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden nach Satz 4,~~
- ~~4. zur Ermittlung und zum Nachweis der entgangenen Erlösmöglichkeiten nach Satz 2 Nummer 3 und~~
- ~~5. zur Bemessung der ersparten Erzeugungsaufwendungen nach Satz 3.~~

~~Die Bundesnetzagentur erhebt bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen die für die Festlegungen nach Satz 6 und für die Prüfung der angemessenen Vergütung notwendigen Daten einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Die Betreiber sind insoweit zur Auskunft verpflichtet. Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen nach § 29 Absatz 1 zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, treffen.~~

§ 13c (1) S. 3 2. HS; § 13c (2) EnWG - Rückkehrrecht nicht beeinträchtigen

› Das Rückkehrrecht bei vorläufiger Stilllegung darf nicht dadurch beeinträchtigt werden, dass das betroffene Unternehmen Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch nimmt.

Begründung

Die Rechtsfolge ist unverhältnismäßig. Das gilt insbesondere deshalb, weil die Zeiten für die vorläufige Stilllegung auf ein Jahr verkürzt wurden.

Umsetzungsempfehlung

§ 13c (1) S. 3 2. HS EnWG

~~Für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs für die Anlage oder Anlagenteile ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach § 13a Absatz 1 Satz 2 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen.~~

§ 13c (2) EnWG

~~Nimmt der Betreiber der Anlage im Sinne von § 13b Absatz 4 Satz 1 den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 in Anspruch, darf ab diesem Zeitpunkt die Anlage für die Dauer von vier Jahren ausschließlich nach Maßgabe der von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden.~~

§ 13b (3) S. 1 EnWG - Keine Verschärfung der Stilllegungsarten

› Kraftwerksbetreibern darf die freie Verwendung ihrer Anlagen durch den Zwang zur endgültigen Stilllegung nicht beschränkt werden.

Begründung

Der Gesetzesentwurf definiert starre Fristen, wann eine Anlage automatisch von der vorläufigen in die endgültige Stilllegung überführt wird.

Die vorläufige Stilllegung gilt künftig nur noch für Kraftwerke, die innerhalb eines Jahres nach Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber wieder betriebsbereit gemacht werden können. Sobald jene Frist überschritten wird, gilt das Kraftwerk automatisch als endgültig stillgelegt. Zu den entsprechenden Rechtsfolgen gehört u. a. ein Rückkehrverbot (No-Way-Back) in den Energy-Only-Markt.

Insofern sich ein Kraftwerksbetreiber entscheidet, die Anlage so vorübergehend außer Betrieb zu nehmen, dass ein längerer Zeitraum als ein Jahr erforderlich wäre, um den Betrieb wieder aufzunehmen, läuft er Gefahr, das Kraftwerk nie wieder im Strommarkt einsetzen zu dürfen.

Umsetzungsempfehlung

§ 13b (3) S. 1 EnWG

Mit Ausnahme von Revisionen und technisch bedingten Störungen sind vorläufige Stilllegungen Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, aber innerhalb eines ~~Jahres~~ *angemessenen Zeitraums* nach Anforderung durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes nach Absatz 4 Satz 3 wieder betriebsbereit gemacht werden kann, um eine geforderte Anpassung ihrer Einspeisung nach § 13a Absatz 1 umzusetzen.

Ein angemessener Zeitraum liegt vor, wenn er die spezifischen Umstände und Hintergründe – z. B. teurer und aufwendiger Instandhaltungsbedarf, Personalkosten, vorübergehende Übernahme der Produktion durch eine andere Anlage – der vorläufigen Stilllegungsentscheidung des Anlagenbetreibers gebührend berücksichtigt.

§ 13b (3) S. 2 EnWG

Endgültige Stilllegungen sind Maßnahmen, die den Betrieb der Anlage endgültig ausschließen oder bewirken, dass eine Anpassung der Einspeisung nicht mehr ~~innerhalb eines Jahres~~ *nach Ablauf des angemessenen Zeitraums nach § 13 Absatz 1a Satz 4* nach einer Anforderung nach Absatz 4 Satz 3 erfolgen kann, da die Anlage nicht mehr innerhalb dieses Zeitraums betriebsbereit gemacht werden kann.

§ 13b (5) S. 11, 13c (3) S. 2 EnWG - Angemessene Vergütung in der Netzreserve bei endgültiger Stilllegung

- › Eine angemessene Vergütung ist zusätzlich zu den „Erhaltungsauslagen“ und „Betriebsbereitschaftsauslagen“ um eine Kapitalverzinsung analog StromNEV zu ergänzen.

Begründung

Für den Kraftwerksbetreiber verbleiben für unternehmerische Tätigkeiten in der Netzreserve eine Vielzahl von Risiken. Für diese sollte er eine entsprechende Vergütung inkl. Risikoaufschlag oder Eigenkapitalverzinsung erhalten.

Umsetzungsempfehlung

§ 13b (5) S. 11 EnWG

Der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach Satz 1 verboten ist, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 4 ermöglicht, sowie auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorhalten oder wiederherstellen, soweit dies nicht technisch oder rechtlich ausgeschlossen ist.

§ 13c (3) S. 2 EnWG

Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen nach Satz 1 Nummer 1 und 2 sind zu erstatten, wenn und soweit diese ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes nach § 13b Absatz 5 anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Die angemessene Vergütung umfasst ferner einen angemessenen Risikozuschlag für den Weiterbetrieb, der einer Eigenkapitalverzinsung gemäß StromNEV entspricht.

§§ 13d (1), (2), 9 (3) NetzResV - Keine neuen Anlagen für die Netzreserve

- › Der VKU spricht sich dagegen aus, für die Netzreserve neue Anlagen zu errichten.
- › Sollten die Anlagen aufgrund des politischen Kompromisses dennoch errichtet werden, ist die Verteilung der entstehenden Kosten zu beachten. Die Kosten für die politisch gewollten Neuanlagen sollten nicht zur Folge haben, dass die Endkundenpreise bundesweit steigen.

Begründung

Der Neubau von Kraftwerken ist laut ResKV ein Ausnahmefall. Die BNetzA selbst bewertet diese Ausnahme als ineffizient und empfiehlt für diesen Fall die Integration eines Kapazitätsmechanismus.

Es ist fraglich, wie das BMWi zu der Einschätzung kommt, dass ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 ein bis zwei GW neu zu errichtende Erzeugungsanlagen¹ notwendig werden. Diese neu zu errichtenden Gaskraftwerke sind Teil eines politischen Kompromisses vom 1. Juli 2015.

Die aktuelle Regelung sieht außerdem vor, dass die Kosten für den Neubau von Kraftwerken über die Netzentgelte gewälzt werden. Sollten die Anlagen aufgrund des politischen Kompromisses vom 1. Juli 2015 errichtet werden, ist die Verteilung der entstehenden Kosten zu beachten. Die Kosten für die politisch gewollten Neuanlagen sollten nicht zur Folge haben, dass die Endkundenpreise bundesweit steigen.

Umsetzungsempfehlung

§ 13d (1) EnWG

Die Betreiber von Übertragungsnetzen halten nach § 13b Absatz 4 und 5 sowie nach Maßgabe der Netzreserveverordnung Anlagen zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus vor (Netzreserve). Die Netzreserve wird gebildet aus

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

§ 13d (2) EnWG

~~Ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 besteht ein Bedarf für bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Erzeugungsanlagen. Die Betreiber der Übertragungsnetze bestimmen den Bedarf nach Satz 1 bis zum 30. November 2016 im Rahmen der Analysen nach § 3 der Netzreserveverordnung; die Bundesnetzagentur bestätigt den Bedarf bis zum 30. Januar 2017. Die Betreiber der Übertragungsnetze binden unverzüglich nach Bestätigung des Bedarfs durch die Bundesnetzagentur die erforderlichen Anlagen in den Ländern Bayern~~

¹ Eckpunktepapier vom 1. Juli 2015: neue, schwarzstartfähige Gaskraftwerke

~~und Baden-Württemberg für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 für einen Zeitraum von 15 Jahren. Die Bindung der Anlagen erfolgt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens mit Gebotstermin 30. April 2017. Für neu zu errichtende Erzeugungsanlagen sind die Regelungen der Kapazitätsreserve nach § 13e Absatz 2 bis 4 mit Ausnahme von Absatz 3 Satz 6 und 7 sowie die Regelungen der Rechtsverordnung nach § 13h entsprechend anzuwenden.~~

§ 9 (3) NetzResV

(3) Der Betreiber einer neu zu errichtenden Anlage darf die Anlage nach dem Ende der Laufzeit des Vertrages über die Nutzung der Anlage für die Netzreserve ausschließlich

- ~~1. nach erfolgreicher Teilnahme an dem Beschaffungsverfahren nach § 13e Absatz 2 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes als Kapazitätsreserveanlage einsetzen,~~
2. dem Betreiber von Übertragungsnetzen als besonderes netztechnisches Betriebsmittel zur Nutzung zur Verfügung stellen; die Anlage muss dann weiterhin ausschließlich außerhalb der Strommärkte zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eingesetzt werden, oder
3. vollständig oder teilweise abbauen und veräußern; in diesem Fall darf die vollständige oder teilweise Veräußerung nicht für die Zwecke einer Vermarktung oder einer Verwendung für den Eigenverbrauch innerhalb der europäischen Strommärkte erfolgen.

§§ 13e (5), 13 h (2), 51 (4) EnWG - Kapazitätsreserve in einen echten Kapazitätsmarkt überführen

- › Die Kapazitätsreserve soll automatisch in einen Kapazitätsmarkt übergehen, wenn die BNetzA feststellt, dass die Kapazitätsreserve größer als 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast werden muss.
- › Die BNetzA sollte an die Ergebnisse des Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit bei der Festsetzung der Größe der Kapazitätsreserve gebunden sein.
- › Es müssen Indikatoren bestimmt werden, die einen automatischen Übergang in den Kapazitätsmarkt auslösen.

Begründung

Die BNetzA ist für die Dimensionierung der Kapazitätsreserve nicht an den Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit gebunden. Das BMWi kann die BNetzA ermächtigen, die Kapazitätsreserve aus kurzfristigen Gründen anzupassen. Es stellt sich die Frage, warum ein zusätzlicher Bericht eingeführt wird, wenn er für die betroffenen

Stellen nicht bindend ist. Zudem werden die Kompetenzen der BNetzA so erweitert, dass das Kapazitätssegment auf politische Weisung vergrößert oder verkleinert werden kann.

Um Versorgungssicherheit zu akzeptablen Kosten auch nach 2020 gewährleisten zu können, muss der Weg für die Weiterentwicklung des Strommarkts über die Reserve hinaus schon heute vorgegeben werden.

Bestandskraftwerke können heute und auch perspektivisch mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Ist dies aber der Fall, wächst die notwendige Reserve immer weiter an, ohne dass dies Fixkosten von Flexibilitätsoptionen deckt (unabhängig, ob es sich um Kraftwerke, Speicher oder Lastmanagement handelt). Sobald die Reserve aber eine bestimmte Größe überschreitet, sind auch nach den im Auftrag des BMWi erstellten Gutachten andere Kapazitätsmechanismen effizienter.

Daher sollte gesetzlich verankert werden, dass die Reserve automatisch in einen Kapazitätsmarkt übergeht, wenn sie eine bestimmte Größe überschritten hat. Dieses Vorgehen schafft Sicherheit über die weitere Entwicklung des Strommarkts und verhindert, dass die Reserve immer weiter anwächst und immer größere Teile des Marktes abdeckt.

Umsetzungsempfehlung

§ 13e (5) EnWG

(5) Die Bundesnetzagentur überprüft und entscheidet bis zum 31. Oktober 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre, ob eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve erforderlich ist; hierbei muss sie den Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 zugrunde legen. Die Entscheidung ist zu begründen und zu veröffentlichen.

Die Größe der Reserve wird auf 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast begrenzt. Sollte sich aus dem Monitoring zur Versorgungssicherheit ergeben, dass die Kapazitätsreserve vergrößert werden muss, sollte die Kapazitätsreserve in einen Kapazitätsmarkt übergehen. Das ist bei der Ausgestaltung der Reserveverträge zu berücksichtigen.

§13 h (2) EnWG

(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, im Anwendungsbereich der Kapazitätsreserve zur näheren Bestimmung der Regelungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 17 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 zu treffen.

§ 51 (4) EnWG

(4) Das Monitoring nach Absatz 3 umfasst die Messung und die Bewertung der Versorgungssicherheit. Das Monitoring erfolgt auf Basis von

1. Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind, sowie
2. Schwellenwerten, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf ~~eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit~~ der Übergang in einen Kapazitätsmarkt erfolgt. Bei der Messung der Versorgungssicherheit nach Satz 1 sollen wahrscheinlichsbasierte Analysen vorgenommen werden.

(5) Die Größe der Reserve wird auf 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast begrenzt. Sollte sich aus dem Monitoring zur Versorgungssicherheit ergeben, dass die Kapazitätsreserve vergrößert werden muss, sollte die Kapazitätsreserve in einen Kapazitätsmarkt übergehen. Das ist bei der Ausgestaltung der Reserveverträge zu berücksichtigen.

§ 13h EnWG - Ausgestaltung der Kapazitätsreserve im transparenten parlamentarischen Verfahren sicherstellen!

- › Die Kapazitätsreserve muss in einem transparenten parlamentarischen Verfahren ausgestaltet werden.
- › Der Bundestag muss in den Prozess einbezogen werden.
- › Es muss ein umfassendes Konsultationsverfahren mit ausreichenden Konsultationsfristen für die betroffenen Akteure durchgeführt werden.

Begründung

Die Kapazitätsreserve wurde vom BMWi im Rahmen einer Verordnungsermächtigung ausgestaltet. Sie konnte ohne jegliche Beteiligung der Gesetzgebungsorgane ausgestaltet werden.

Die Reserve ist ein komplexer Mechanismus, der trotz gegenteiliger Behauptungen des Ministeriums in zahlreiche Bereiche der Energiewirtschaft hineinwirkt. Er sollte daher unter Beteiligung der betroffenen Akteure diskutiert und durch Entscheidung von Bundestag und Bundesrat festgelegt werden.

Umsetzungsempfehlung

§ 13h EnWG

(1) Zur näheren Bestimmung der Kapazitätsreserve nach § 13e wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die

nicht der Zustimmung des Bundesrates Bundestages bedarf, insbesondere Regelungen vorzusehen, [...]

(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates Bundestages und des Bundesrates bedarf, die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, Festlegungen nach § 29 Absatz 1 zu treffen [...]

(5) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie informiert die betroffenen Verbände über seine Absicht, eine Rechtsverordnung nach § 13e zu erlassen und seine Gründe hierfür. Den betroffenen Verbänden muss Gelegenheit gegeben werden, ihre Auffassung zu der beabsichtigten Rechtsverordnung zu äußern.

§ 13h (1) Nr. 9 EnWG - Transparentes Verfahren zum Kapazitätssegment

› Die Abrechnung der Kosten der Kapazitätsreserve muss frühzeitig und transparent geregelt werden.

Begründung

Die zentrale Frage, wie die Kosten für die Abrechnung der Kapazitätsreserve umgelegt werden, ist nicht geklärt. So sieht die Kapazitätsreserveverordnung derzeit vor, dass BKV auch „Teile der Vorhaltekosten“ zu tragen haben. Was genau damit gemeint ist, wird völlig offen gelassen. Ebenso ist die Festlegung des Aktivierungspreises auf mindestens das Zweifache des im untertägigen Börsenhandel höchsten zulässigen Gebotspreises nicht nachvollziehbar und völlig willkürlich gesetzt. Weder das Strommarktgesetz noch die vom Kabinett am 4. November 2015 verabschiedete Kapazitätsreserveverordnung macht hierzu konkrete Ausführungen. Dadurch wird der Markt weiterhin in Planungsunsicherheit gelassen. Unter diesen Voraussetzungen sollte der § 13h (1) Nr. 9 EnWG gestrichen werden.

Umsetzungsempfehlung

§ 13h (1) Nr. 9 EnWG

~~zum Verfahren der Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlagen des Kapazitätssegments durch die Betreiber der Übertragungsnetze,~~

§ 16 (3) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist unsachgemäß

› Eingriffe des Marktgebietsverantwortlichen in die Bilanzkreisbewirtschaftung des BKV dürfen nicht zu Lasten der BKV im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung sein.

Begründung

Bei der Abrechnung der Bilanzkreise muss sichergestellt sein, dass nur die Abweichungen abgerechnet werden, die auch von den BKV tatsächlich verursacht wurden. Diese Begründung gilt analog für die Anpassung des § 13 Absatz 4 EnWG.

Umsetzungsempfehlung

§ 16 (3) EnWG

Im Falle einer Anpassung nach Absatz 2 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Satz 1 führt nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise seitens des Marktgebietsverantwortlichen, soweit hierbei nicht Bilanzkreisabweichungen abgerechnet werden, die vom Marktgebietsverantwortlichen verursacht wurden. Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 und Absatz 2a Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen. Im Übrigen bleibt § 11 Absatz 3 unberührt.

§ 29 EnWG - Ordnungsgemäße Einbeziehung der Marktteilnehmer bei Festlegungen

› Die Beteiligung der Marktteilnehmer muss aufgrund wachsender Regelungsbefugnisse der BNetzA gestärkt werden.

Begründung

Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Festlegungskompetenzen der BNetzA künftig ausgeweitet werden sollen.

Es ist daher angemessen, dass alle Marktteilnehmer im Rahmen der Festlegungsverfahren auch stärker und vor allem frühzeitiger in die Konsultationsverfahren einbezogen werden. Darüber hinaus muss ihnen die Möglichkeit eingeräumt werden, detaillierte Informationen über die wichtigsten, das Verfahren betreffenden Aspekte (z. B. Anlass, Hintergründe, Ziele des Verfahrens) einzuholen. Wenn die Regulierungsbehörde umfassende neue Befugnisse erhält, muss sie durch ein Festlegungsverfahren konkretisieren, wie diese Befugnisse ausgestaltet werden sollen.

Umsetzungsempfehlung

§29 (1) EnWG

Einfügen eines neuen Absatzes 1a zwischen Absatz 1 und Absatz 2 § 29 EnWG:

Die Regulierungsbehörde hat das Festlegungsverfahren mit höchstmöglicher Transparenz durchzuführen und alle interessierten Betroffenen, zu denen insbesondere auch die Marktteilnehmer gehören können, unverzüglich und angemessen in Festlegungsverfahren einzubeziehen. Hierzu gehören insbesondere die Bereitstellung von

Unterlagen, die eine umfassende und effiziente Befassung mit den Festlegungsinhalten ermöglichen müssen und die die beabsichtigte Entscheidung erkennen lassen, sowie angemessene Fristsetzungen und Terminierungen. Sie hat die Gründe und Ziele von Festlegungsverfahren sowie die zur Herstellung der Transparenz nach Satz 1 erforderlichen Unterlagen umfassend und unverzüglich auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

§ 37 (1) EnWG - Ausnahmen von der Grundversorgungspflicht

- › Es muss klargestellt werden, dass entweder Zusatzversorgung oder Reserveversorgung vom Grundversorger verlangt werden kann.
- › Der Anspruch auf den Grundversorgertarif für den Restbedarf von Eigenversorgern aus Klein-EEG und KWK-Anlagen sollte entfallen.

Begründung

Zusatzversorgung wird benötigt, wenn der Letztverbraucher einen Teil seines Eigenbedarfes aus Eigenanlagen und/oder Lieferungen Dritter deckt und die darüber hinausgehenden Mengen vom Grundversorger bezieht.

Reserveversorgung wird demgegenüber benötigt, wenn der Letztverbraucher seinen gesamten Eigenbedarf aus Eigenanlagen und/oder Lieferungen Dritter deckt und nur bei vollständigem oder teilweise Ausfall dieser Versorgungsmöglichkeiten vorübergehend seinen Bedarf ganz oder teilweise vom Grundversorger bezieht. Diesem Unterschied wird § 37 Absatz 1 Satz 2 nicht gerecht, da dort kumulativ Zusatz- und Reserveversorgung genannt werden, sie aber nur alternativ verlangt werden kann. In § 37 Absatz 2 Satz 1 wird zudem nur die Reserveversorgung genannt; auch dies ist daher zu konkretisieren. Es muss dem Grundversorger auch in diesem Segment möglich sein, einen wirtschaftlich angemessenen eigenen Tarif anzubieten.

Dementsprechend sind auch in der Begründung zu § 37 die dort erwähnten Begriffe „Zusatz- oder Reservebelieferung“, „Zusatz- oder Ersatzversorgung“, „Zusatz- und Ersatzversorgung“ und „Zusatz- und Ersatzbelieferung“ einheitlich durch die Begriffe „Zusatz- oder Reserveversorgung“ zu ersetzen. Dies gilt klarstellend insbesondere auch im Hinblick auf die durch § 38 EnWG geregelte Ersatzversorgung, die im Rahmen des § 37 EnWG nicht zur Anwendung kommt.

Umsetzungsempfehlung

§ 37 (1) Satz 2 EnWG

Der Eigenversorger kann aber eine Grundversorgung durch eine Zusatz- oder Reserveversorgung im Umfang und zu Bedingungen verlangen, die für den Grundversorger wirtschaftlich zumutbar sind.

§ 37 (2) Satz 1 EnWG

Zusatz- oder Reserveversorgung ist für den Grundversorger im Sinne des Absatzes 1 Satz 2 nur zumutbar, wenn sie den laufend durch Eigenanlagen gedeckten Bedarf für den gesamten Haushalt umfasst und ein fester, von der jeweils gebrauchten Energiemenge unabhängiger angemessener Leistungspreis mindestens für die Dauer eines Jahres bezahlt wird.

§ 51 (3) EnWG i.V.m. § 63 (3a) EnWG - Mindesterzeugung und Versorgungssicherheit zusammen denken

- › Ein gesonderter Bericht über die Mindesterzeugung wie in § 63 (3a) vorgesehen, ist irreführend.
- › Der Bericht über Mindesterzeugung sollte in den Versorgungssicherheitsbericht integriert werden.

Begründung

Mindesterzeugung wird in der Diskussion nicht sauber von Markt- und Systemanforderungen abgegrenzt, sondern häufig fälschlich mit mangelnder Flexibilität gleichgesetzt. Mindesterzeugung ist mit Systemdienstleistungen verbunden und daher relevant für die Versorgungssicherheit.

Der VKU begrüßt daher die Betrachtung der Mindesterzeugung. Einen gesonderten Bericht über die sogenannte Mindesterzeugung, wie in § 63 (3a) vorgesehen, lehnt der VKU ab.

Der Bericht über Mindesterzeugung sollte in den Versorgungssicherheitsbericht nach § 51 Absatz 3 EnWG integriert werden.

Umsetzungsempfehlung

§ 51 (3) EnWG

(3) Das Monitoring nach Absatz 1 betrifft im Bereich der Versorgung mit Elektrizität insbesondere

1. das heutige und künftige Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes,
2. bestehende sowie in der Planung und im Bau befindliche Erzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung von Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve sowie die Kapazitäts- und Klimareserve,
3. bestehende Verbindungsleitungen und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sowie in der Planung oder im Bau befindliche Vorhaben

- einschließlich der in den Anlagen zum Energieleitungsausbaugesetz und zum Bundesbedarfsplangesetz genannten Vorhaben,
4. die erwartete Nachfrageentwicklung,
 5. die Mindesterzeugung, unter Beachtung der Ursachen der Mindesterzeugung und der zukünftigen Entwicklung der Mindesterzeugung,
 6. die Qualität und den Umfang der Netzwartung,
 7. eine Analyse von Netzstörungen und von Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur kurz- und längerfristigen Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich des Einsatzes von Erzeugungskapazität im Rahmen der Netzreserve sowie der Kapazitäts- und Klimareserve und
 8. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.

§ 63 (3a) EnWG

~~(3a) Die Regulierungsbehörde veröffentlicht bis zum 31. März 2017, bis zum 30. November 2019 und dann mindestens alle zwei Jahre auf Grundlage der Informationen und Analysen nach § 12 Absatz 5 Nummer 4 jeweils einen Bericht über die Mindesterzeugung, über die Faktoren, die die Mindesterzeugung in den letzten zwei Jahren maßgeblich beeinflusst haben sowie über den Umfang, in dem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch diese Mindesterzeugung beeinflusst worden ist. In den Bericht nach Satz 1 ist auch die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung aufzunehmen.~~

§ 59a EnWG - Einrichtung einer Beschwerdestelle ist notwendig

- › Auf Bundesebene sollte eine Beschwerdestelle eingerichtet werden, die von Betroffenen in Festlegungsverfahren angerufen werden kann.

Begründung

Ein Großteil der notwendigen Detailregelungen wird über das Strommarktgesetz an die Regulierungsbehörde delegiert. Um ein faires und transparentes Festlegungsverfahren zu ermöglichen, muss den Marktparteien die Möglichkeit gegeben werden, im gegebenen Fall eine unabhängige Beschwerdestelle anzurufen.

Umsetzungsempfehlung

In § 59 EnWG wird ein neuer Absatz § 59a EnWG eingefügt:

Von einem Festlegungsverfahren der Regulierungsbehörde Betroffene können sich hinsichtlich § 29 Absatz 1a mit einer Beschwerde an die beim Beirat nach § 5 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen eingerichtete Beschwerdestelle wenden. Erkennt die Beschwerdestelle eine Beschwerde als berechtigt an, kann sie weisungsbefugt in das betreffende Festlegungsverfahren eingreifen. Beschwerden sind bis zu einem Monat nach der Beschlussfassung der Regulierungsbehörde zum betreffenden Festlegungsverfahren einzureichen.

§ 111d EnWG - Einrichtung einer nationalen Informationsplattform ist überflüssig

- › Datenflut schafft keine zusätzliche Transparenz im Strommarkt.
- › Ausreichend Informationen sind bereits öffentlich zugänglich.
- › Meldeverpflichtungen der Marktteilnehmer begrenzen.

Begründung

Derzeit bestehen mindestens 18 unterschiedliche Meldeverpflichtungen an verschiedene Meldestellen. Mit der anlaufenden Meldeverpflichtung nach REMIT sowie der noch ausstehenden Markttransparenzstelle (MTS) kommen noch weitere Verpflichtungen und Kosten, die letztendlich der Verbraucher tragen muss, hinzu. Es ist daher nicht verständlich, warum eine weitere Informationsplattform eingerichtet werden soll, woraus sich ggf. eine weitere Meldeverpflichtung für Marktteilnehmer ergibt. Auch ist der Nutzen zu hinterfragen, da auch die Daten der beiden Transparenzvorhaben, REMIT sowie MTS, veröffentlicht werden sollen.

Umsetzungsempfehlung

Vollständige Streichung der § 111d (1) bis (4).

Sollte eine Informationsplattform nicht mehr abzuwenden sein, sollte darauf geachtet werden, dass bei der Veröffentlichung jegliche Regelungen hinsichtlich der Vertraulichkeit, des Datenschutzes und der Datensicherheit eingehalten werden. Diese im Referentenentwurf enthaltene Vorgabe ist im Kabinettsbeschluss nicht mehr aufzufinden und sollte wieder aufgenommen werden. Auch muss sichergestellt sein, dass die Plattform zu keiner Mehrbelastung für die Unternehmen führt und ausschließlich auf bereits vorhandene Daten(quellen) zugegriffen wird.

§ 111e und f EnWG - Harmonisierung der Datenmeldungen und -formate vor Aktivierung eines Marktstammdatenregisters

- › Neue, zusätzliche Datenmeldepflichten der Marktteilnehmer sollten ebenso wie Mehrfacherhebung von Daten grundsätzlich vermieden werden.
- › Bei der Einführung eines Marktstammdatenregisters ist auf ein Level Playing Field zu achten und neue Markttrollen, wie Aggregatoren, sind ebenfalls mit einzubeziehen.

Begründung

Wie von der Energiebranche seit geraumer Zeit beklagt, sind die derzeitigen Datenmeldepflichtungen für die unterschiedlichen Markttrollen enorm. Es wurden 18 verschiedene Listen/Portale/Register identifiziert, in die betreffende Markttrollen Daten zu melden haben. Weitere Listen, wie das im Entwurf der Ladesäulenverordnung enthaltene Verzeichnis über Ladepunkte für Elektromobilität bei der Bundesnetzagentur, kommen absehbar hinzu. Es sollte daher eine größtmögliche Harmonisierung angestrebt werden.

Umsetzungsempfehlung

1. Definition „Stammdaten“ und klare Abgrenzung von Planungs- und Echtzeit-Daten
2. Erfordernis der Datenerhebung überprüfen. Nicht nur die Vielzahl der verschiedenen Register ist problematisch, sondern auch die Ähnlichkeit – aber leider nicht Gleichheit – der jeweiligen Datenmeldungen an unterschiedliche Register. Daher sollte bei einer Aufnahme in das Register das Erfordernis der Datenerhebung überprüft und zwingend an ähnliche Datenerhebungen im Register angepasst werden. Dies verhindert, dass gleiche Aspekte durch unterschiedliche Fragestellungen mehrfach erhoben werden. Gerade im Hinblick auf die Vielzahl der Marktakteure ist diese Überprüfung zwingend notwendig.

3. Harmonisierung der Datenpakete und –formate: Es muss darauf hingewirkt werden, dass Datenpakete harmonisiert und Datenformate möglichst vereinheitlicht werden.
4. Berechtigungssystem, das den Zugang zum Marktstammdatenregister regelt.
5. Zugriff der Behörden auf die Daten darf nur aus berechtigtem Grund geschehen. Eine entsprechende Nachricht ist an das betroffene Unternehmen im Vorfeld von der zugreifenden Behörde zu übermitteln.

2. Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)

§ 5 (3) StromNZV - Abwicklung des Intraday-Handels erleichtern

› Fristverlängerung für die Abwicklung regelzonenübergreifender Fahrpläne.

Begründung

Um weitere Effizienzpotentiale im Intraday-Handel zu heben und die Abwicklung des Fahrplangeschäftes zu erleichtern, sollten künftig Änderungen für regelzonenübergreifende Fahrpläne bis Werktag 16 Uhr möglich sein.

Umsetzungsempfehlung

§ 5 (3) StromNZV

Nachträgliche Fahrplanänderungen regelzoneninterner Fahrpläne können bis 16 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags erfolgen. Dies gilt gleichermaßen für regelzonenübergreifende Fahrpläne, sofern die Fahrplanänderungen nach dem Erfüllungszeitraum angemeldet werden.

§ 8 (1) StromNZV - Keine Strukturpolitik über die Ausgleichsenergiekosten

› Die Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten wird abgelehnt.
› Maßnahmen dürfen die hohe Wettbewerbsintensität im deutschen Strommarkt nicht gefährden.

Begründung

Um die Anreize zur Bilanzkreistreue zu erhöhen, sollen u. a. die Regelleistungsvorhaltungskosten für die Minuten- und Sekundärregelleistung auf die BKV umgelegt werden. Dieser Ansatz geht in die falsche Richtung. Es wird keine Stärkung der Bilanzkreisverantwortung erzielt. Es werden vielmehr vor allem kleinere BKV mit schwer prognostizierbarem Endkundenverhalten mit höheren Ausgleichsenergiekosten belastet. Dadurch ist deren Fortbestehen im Markt gefährdet. Auch künftig sollten

sämtliche Vorhaltungskosten durchweg im Rahmen des bewährten Systems der Netznutzungsentgeltabrechnung gewälzt werden².

Umsetzungsempfehlung

§ 8 (1) StromNZV

(1) Betreiber von Übertragungsnetzen müssen die Kosten für Primärregelleistung und -arbeit, für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung sowie weiterer beschaffter und eingesetzter Regelenergieprodukte als eigenständige Systemdienstleistungen den Nutzern der Übertragungsnetze in Rechnung stellen. ~~soweit nicht die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 27 Absatz 1 Nummer 21a die Kosten für denjenigen Teil der Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung, der durch das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit verursacht wird, zur Abrechnung über die Ausgleichsenergie bestimmt. Bei der Ermittlung der Kosten kann eine pauschalisierende Betrachtung zu Grunde gelegt werden.~~ Für jedes Angebot, das zum Zuge kommt, bemisst sich die zu zahlende Vergütung nach dem im jeweiligen Angebot geforderten Preis, soweit nicht die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 27 Absatz 1 Nummer 3b das Verfahren zur Vergütung der Regelenergie durch ein Einheitspreisverfahren regelt.

§ 8 (2) StromNZV - Keine unsachgemäße Pönalisierung über die Bilanzkreisabrechnung

› Die Abrechnung der Bilanzkreise darf nur in den Fällen erfolgen, in denen die Bilanzkreisabweichungen auch tatsächlich vom BKV verursacht werden.

Begründung

In Verbindung mit § 13 Absatz 4 EnWG sieht § 8 Absatz 2 StromNZV vor, dass Bilanzkreise über den gesamten Zeitraum abgerechnet werden sollten, und somit zum Beispiel auch in den Fällen des § 13 Absatz 2 EnWG.

Diese Verfahrensweise wird aus den unter § 13 Absatz 5 sowie § 16 Absatz 3 EnWG dargelegten Gründen als nicht sachgemäß und verursachungsgerecht bewertet.³

² Eine detaillierte Begründung kann dem [VKU-Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreistreue](#) entnommen werden.

³ Eine detaillierte Begründung kann dem [VKU-Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreistreue](#) entnommen werden.

Umsetzungsempfehlung

§ 8 (2) StromNZV

(2) Die einzelnen Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone auf 15-Minuten-Basis die Mehr- und Mindereinspeisungen aller Bilanzkreise zu saldieren.

Sie haben die Kosten und Erlöse für den Abruf von Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit ~~sowie im Fall einer nach § 27 Absatz 1 Nummer 21a getroffenen Festlegung auch die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung im festgelegten Umfang~~ als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen auf Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung in Rechnung zu stellen.

Die Preise, die je Viertelstunde ermittelt werden, müssen für Bilanzkreisüberspeisungen und Bilanzkreisunterspeisungen identisch sein.

Die Abrechnung des Betreibers von Übertragungsnetzen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen soll den gesamten Abrechnungszeitraum vollständig umfassen. Von der Einbeziehung in die Ausgleichsenergiepreise ausgeschlossen sind Kosten und Systemungleichgewichte, die nicht vom Bilanzkreissystem verursacht wurden. Bei Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG oder § 14 EEG darf die Abrechnung nur insoweit erfolgen, wie die Bilanzkreisabweichungen nicht durch die Betreiber von Übertragungsnetzen verursacht wurden.

§ 26 (3) StromNZV – Festlegung von Regeln bei der Öffnung der Bilanzkreise für Dritte

Der Informationsaustausch zwischen Anbieter von Minuten- und Sekundärregelleistung sowie BKV muss beiderseitig gewährleistet sein.

Begründung

Zwar wird über die Anpassung des Bilanzkreisvertrages Strom eine Öffnung der Bilanzkreise gefordert, nicht geregelt sind allerdings die Prozesse, Beziehungen und Informationsströme zwischen den beteiligten Marktparteien (z. B. BKV und unabhängigen sowie Letztverbraucher). Sichergestellt werden muss, dass unabhängige Aggregatoren energiewirtschaftliche Verantwortung übernehmen müssen. Das heißt, es müssen Regeln für den Umgang mit nicht in Anspruch genommene Mengen bzw. Nachholmengen zu einem späteren Zeitpunkt gefunden werden. Für einen unabhängigen Aggregator ist darüber hinaus eine Informationspflicht gegenüber dem BKV notwendig, bevor eine Änderung der Energielieferung erfolgt.

Die Informationspflicht des unabhängigen Aggregators gegenüber dem BKV muss im Detail ausgestaltet und festgelegt werden (z. B. Zeitpunkt und Art der Information)⁴. All dies ist im Entwurf nicht erkennbar und es ist unklar, wie hier weiterverfahren werden soll.

Umsetzungsempfehlung

§ 26 Absatz 3 StromNZV

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. In beiden Fällen hat der Bereitsteller dafür Sorge zu tragen, dass im Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen durch die Öffnung keine Imbalancen entstehen. Der Bereitsteller von Minutenreserve oder von Sekundärregelung sowie die Bilanzkreisverantwortlichen müssen sich gegenseitig die für die Öffnung des Bilanzkreises nach Satz 1 jeweils erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen

§ 27 (1) StromNZV - Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde regeln

Die Regelungskompetenzen der Bundesnetzagentur sollten begrenzt werden.

Begründung

Der Entwurf des Strommarktgesetzes macht bei vielen Punkten, bei denen zeitnaher Regelungsbedarf besteht (u. a. Einpreisung der Regelleistungsvorhaltungskosten), um das Vertrauen der Marktteilnehmer zu stärken, keine Vorgaben.

Stattdessen werden zahlreiche Maßnahmen zur detaillierten Umsetzung an die Bundesnetzagentur weiterdelegiert. Aufgrund intransparenter Verfahrensweisen und erfahrungsgemäß später Einbeziehung der Marktteilnehmer sollte die Regelungskompetenz der BNetzA bei einzelnen Themen beschnitten oder nur unter umfassender Einbeziehung der Marktteilnehmer erfolgen.

⁴ Eine detaillierte Begründung kann dem [VKU Positionspapier zur Marktrolle Aggregator](#) entnommen werden.

Umsetzungsempfehlung

§ 27 (1) StromNZV sowie Änderungsvorschläge zu Absatz 1 Nr. 16, Absatz 1 Nr. 21 und Anpassung des neu eingefügten Absatz 1 Nummer 21a StromNZV

(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Absatz 1 und 1a des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke, Ziele und Grundsätze kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 und 1a des Energiewirtschaftsgesetzes treffen.

(Absatz 1 Nr. 16)

zu Verfahren zur Handhabung und Abwicklung sowie zur Änderung von Fahrplänen nach § 5 durch die Betreiber von Übertragungsnetzen; hierbei kann sie von den Regelungen des § 5 Absatz 1, 2 und 3 abweichen; soweit in § 5 jeweils vorgesehen, kann sie hierbei von den Regelungen des § 5 abweichen;

(Absatz 1 Nr. 21)

zu Preisbildungsmechanismen für Ausgleichsenergiepreise nach auf der Grundlage von § 8 Absatz 2 sowie zu den Fristen für die Bilanzkreisabrechnung abweichend von § 8 Absatz 2; dabei kann sie insbesondere von den Grundsätzen der Kostenverrechnung, von der Symmetrie der Ausgleichsenergiepreise für Bilanzkreisunterspeisung und Bilanzkreisüberspeisung sowie von den Fristen für die Bilanzkreisabrechnung abweichen;

(Absatz 1 Nr. 21a)

zu den Kriterien, nach denen die Ausgleichsenergie nach § 8 Absatz 1 und 2 durch die Betreiber der Übertragungsnetze abzurechnen ist; dabei kann sie insbesondere festlegen, wie derjenige Teil der Vorhaltung von Regelleistung, der dem Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit zuzurechnen ist, von den Betreibern der Übertragungsnetze zu bestimmen und im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung abzurechnen ist

3. Änderung der Reservekraftwerksverordnung

Grundsätzliche Anmerkung: Die Neufassung der Reservekraftwerksverordnung ist zeitlich nicht mehr befristet. Die Netzreserve ist ein Hilfsmittel, um den unvollständigen Netzausbau zu überbrücken. Demnach geht der VKU davon aus, dass die Netzreserve abgeschafft wird bzw. in die Kapazitätsreserve übergeht, sobald der Netzausbau zwischen Süd- und Norddeutschland abgeschlossen ist. Zudem bemängelt der VKU, dass die Ausgestaltung dieses Übergangs und das Zusammenspiel zwischen Bestandskraftwerken in der Netz- und Kapazitätsreserve immer noch nicht klar geregelt sind.

§ 4 (3) NetzResV - Keine drastische Fristverkürzung zwischen Vertragsabschluss und Einsatzbereitschaft

- › Der VKU spricht sich gegen die drastische Fristverkürzung für Kraftwerksbetreiber von zwei Monaten auf zwei Wochen für die Beschaffung von Energieträgern etc. aus.

Begründung

Das BMWi möchte die Frist zum Abschluss der Netzreserveverträge vom 15. Juli 2015 auf den 15. September 2015 verlängern, da ein längerer Zeitraum für die Verhandlungen zwischen den beteiligten Akteuren notwendig ist.

Damit verkürzt das BMWi allerdings den Zeitraum der Kraftwerksbetreiber zur Beschaffung von Energieträgern, Personal etc. auf lediglich zwei Wochen. Die Kraftwerksbetreiber einigen sich erst zum 15. September 2015 mit den Übertragungsnetzbetreibern (verpflichtende Einsatzbereitschaft ab 1. Oktober 2015).

Umsetzungsempfehlung

§ 4 (3) NetzResV

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber führen die Verhandlungen mit den Betreibern der Anlagen und schließen bis spätestens zum 15. ~~September~~ August 2015 Verträge über die Nutzung der Anlagen für die Netzreserve ab, sofern diese Anlagen im folgenden Winterhalbjahr benötigt werden.

§ 13a EnWG i.V.m. § 6 (1) Satz 4 NetzResV - Angemessene Vergütung auch in der Netzreserve

- › Für die Bestimmung des Werteverbrauchs ist der VKU-Vorschlag zu §13 a EnWG heranzuziehen.
- › Der Ansatz zum anteiligen Werteverbrauch ist nicht sachgerecht.
- › Unternehmen sollten einen Anspruch auf einen Anteil an sämtlichen Fixkosten (nicht nur der Abschreibungen) einschließlich einer Eigenkapitalverzinsung analog der Vergütung von Netzbetriebsmitteln gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) haben.
- › Der Anteil sollte sich nicht aus dem Verhältnis zwischen den Redispatchbedingten Betriebsstunden und den bei Investitionsentscheidung geplanten ergeben. Statt der Betriebsstunden bei Investitionsentscheidung sollten die betriebswirtschaftlich typischen Betriebsstunden im jeweiligen Einsatzjahr maßgeblich sein.

Begründung

Der Gesetzesentwurf stellt Netzreservekraftwerke mit Redispatch-Kraftwerken gleich. So sollen in der Netzreserve gebundene Kraftwerke ebenfalls nur anteilig für den Werteverzehr des Kraftwerks auf Basis „anrechenbarer Betriebsstunden“ entschädigt werden.

Diese Schlechterstellung der Netzreservekraftwerke ist nicht sachgerecht: Kraftwerke in der Netzreserve können nicht anderweitig vermarktet, konserviert oder Anlagenteile verkauft werden, da der Übertragungsnetzbetreiber eine Einsatzoption für 365 Tage im Jahr besitzt. Die Reduktion des Werteverbrauchs der Anlage auf möglicherweise ganz wenige Einsatzstunden pro Jahr ist damit nicht tragfähig.

Umsetzungsempfehlung

§ 6 (1) Satz 4 NetzResV

(1) Die Kosten, die durch die Nutzung der bestehenden Anlagen nach § 5 Absatz 2 in der Netzreserve entstehen, werden dem Betreiber der Anlage durch den jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes erstattet. Kosten, welche auch im Fall einer endgültigen Stilllegung angefallen wären, sind nicht erstattungsfähig. Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen nach § 5 Absatz 2 sind nur erstattungsfähig, sofern und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen aufgrund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht. Der Werteverbrauch der weiterverwertbaren technischen Anlagen oder der Anlagenteile ist nur erstattungsfähig, sofern und soweit die technischen Anlagen in der Netzreserve tatsächlich eingesetzt werden; ~~für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs ist § 13 Absatz 1c Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden~~ für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs ist mind. der Zeitraum der Vertragsbindung in der Netzreserve anzusetzen.

4. Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

§ 24 (1) EEG - Verringerung der Förderung bei negativen Preisen

- › Der VKU unterstützt grundsätzlich die Klarstellung zur Ermittlung der negativen Preis-Stunden im Rahmen der 6-Stunden-Regelung.
- › Der Gesetzgeber sollte eine vollständige Abschaffung des § 24 EEG in Erwägung ziehen.

Begründung

Die Klarstellung, dass für das Vorhandensein negativer Preise auf den Day-ahead-Markt und den Intraday-Markt kumulativ abzustellen ist, kann die nicht kalkulierbaren Risiken bei der Direktvermarktung in Folge der 6-Stunden-Regelung reduzieren.

Bei einem kumulativen Abstellen auf beide Marktsegmente kommt es weniger häufig zu einem Verlust der Marktprämie als wenn nur auf eines der Marktsegmente abgestellt wird. Dies ist im Interesse der Investitionssicherheit zu begrüßen. Gleichwohl müssen Anlagenbetreiber auch bei der kumulativen Betrachtungsweise mit einem Förderungsverlust rechnen, dessen Ausmaß schwer zu prognostizieren ist. Es besteht die Gefahr, dass dieses Risiko bei den Ausschreibungen in die Gebote eingepreist wird und die Förderkosten für die Allgemeinheit verteuert.

In Bezug auf die praktische Umsetzbarkeit der vorgeschlagenen Lösung ist zu beachten, dass auch die Heranziehung des Intraday-Durchschnittspreises als Instrument mit großen Schwierigkeiten für die Marktteilnehmer verbunden ist, da der Preis erst nach Handelsschluss feststeht und veröffentlicht wird.

Kurz vor Handelsschluss eines Intraday-Kontraktes lässt sich zwar aktuell ein Näherungswert des Durchschnittspreises auf Grundlage der bis dahin getätigten Geschäfte ermitteln.

Bei der vorgeschlagenen Lösung kann bei in Frage kommenden Stunden am Intradaymarkt aber davon ausgegangen werden, dass Marktteilnehmer ihre handelbaren Mengen bis kurz vor Schluss der Handelsperiode zurückhalten. Die hohen Handelsvolumina in den letzten Sekunden würden zwangsläufig zu starken und unkalkulierbaren Preisausschlägen führen. Dies würde den Markt manipulieren, was nicht im Sinne der Direktvermarkter sein kann und zu unbeabsichtigten neuen, nur sehr schwer zu prognostizierenden Risiken für die Marktteilnehmer führen.

Hinzukommt, dass wissenschaftliche Untersuchungen nahelegen, dass § 24 EEG aus systemischer Sicht ineffizient ist.⁵ Zum Beispiel könnte sich durch ein verändertes Einspeiseverhalten von Neuanlagen der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung bei gleichbleibender installierter Leistung verringern, was entweder eine Verfehlung der Ausbauziele oder einen zusätzlichen Zubau und höhere Förderkosten zur Folge hätte. Hinzu kommt das bereits erwähnte erhöhte Investitionsrisiko, das zu Risikoaufschlägen in der Ausschreibung und damit zu höheren Förderkosten führen könnte. Aus diesen Gründen sollten auch die Möglichkeiten einer vollständigen Abschaffung des § 24 EEG geprüft werden.

§ 57 (3) EEG - Keine vermiedenen Netzentgelte für dargebotsabhängige Einspeisung

› Die dargebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen sollte aus dem System der vermiedenen Netzentgelte herausgelöst werden.

Begründung

Bei volatiler, ungesicherter Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen bedingt insbesondere die Unsicherheit der Einspeisung – entsprechend dem Dargebot an Wind- und Sonnenenergie – zumindest die Vorhaltung eines Netzes, das die Qualität und Versorgungssicherheit auch bei Nichteintreffen bzw. Ausfall der volatilen Einspeisung gewährleistet. Durch eine Herausnahme der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus dem System der vNE wird eine Fehlentwicklung beseitigt, da Erzeugungsanlagen mit fluktuierender, ungesicherter Einspeisung keine netzentlastende Wirkung entfalten. Die Herauslösung sollte ab Inkrafttreten des Strommarktgesetzes gelten.

Vermiedene Netzentgelte spielen für Betreiber von EEG-Anlagen generell keine Rolle, da diese die vNE aufgrund der finanziellen Förderung über das EEG gar nicht erhalten. Im Ergebnis der Umsetzungsempfehlung würden die vNE durch volatile EE-Einspeisung im Netzgebiet der Einspeiseebene verbleiben und hier eine entlastende Wirkung auf die Netzentgelte entfalten. So würde auch der Hot-spot-Problematik (regional hohe Netzentgelte durch EE-bedingten Netzausbau) sachgerecht entgegengewirkt werden.

⁵ Höfling et al., Zukunftswerkstatt EE – Negative Preise, Erste Ergebnisse, Präsentation im Rahmen der AG 3, Plattform Strommarkt, 30.06.2015, veröffentlicht unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>

Umsetzungsempfehlung

§ 57 (3) ersatzlos streichen.

~~(3) Bei Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, müssen Netzbetreiber vermiedene Netzentgelte nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung, die nach § 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber auszahlen. § 11 Absatz 5 Nummer 2 ist entsprechend anzuwenden.~~

› WEITERE ANMERKUNGEN

§ 11 (2) EnWG - Spitzenkappung nicht kaskadiert anwendbar

Durch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung soll der Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, sein Netz nach Maßgabe von § 11 Absatz 2 EnWG „nicht für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen. Er muss somit bei selten auftretenden Erzeugungsspitzen bewusst nicht alle Einspeisebedarfe befriedigen können.

Die Ursachen für Abregelungen von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen liegen verstärkt im vorgelagerten Netz. Laut BNetzA-Monitoringbericht 2014 wurde die durch Einspeisemanagement (EinsMan) entstandene Ausfallarbeit zu 30 Prozent durch Netzengpässe in den Übertragungsnetzen ausgelöst.

Um die Netzengpässe dort zu beseitigen, mussten jedoch fast ausschließlich (98 Prozent der Ausfallarbeit) Anlagen abgeregelt werden, die auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber angeschlossen sind. Während EinsMan kaskadiert erfolgen kann⁶, sollte Spitzenkappung nur bei Bedarf eines Netzbetreibers im eigenen Netz angewendet werden dürfen (nicht kaskadiert). Andernfalls ist ein netzgebiets- und anlagenscharfes Kriterium zur Ableitung einer Netzausbaupflichtung nur erschwert verursachungsgerecht anwendbar. Zudem wird der energiewirtschaftlich erforderliche Übertragungsnetzausbau auf Basis des NEP im Bundesbedarfsplan festgelegt.

§ 13d (3) EnWG- Vergütung von Anlagen in Kapazitäts- und Netzreserve

Der Abschnitt soll die Vergütung der Anlagen regeln, die sowohl in der Netz- als auch in der Kapazitätsreserve sind. Die Regelung soll eine Doppelvergütung ausschließen. Es stellt sich die Frage, wie die praktische Umsetzung aussehen soll. Werden Kraftwerke in diesem Fall für ihre Tätigkeit in der Netzreserve nicht mehr vergütet oder sollen sie lediglich für die Betriebsbereitschaft nicht doppelt vergütet werden. Der VKU fordert hier eine Klarstellung.

⁶ Abregelung auf VNB-Ebene auf Anforderung des ÜNB zur Netzengpassbeseitigung im Übertragungsnetz

§ 14b EnWG – Abschaltvereinbarungen im Gas sind unwirtschaftlich

› Der derzeitige ordnungspolitische Rahmen für Abschaltvereinbarungen im Gas setzt unzureichende Anreize zum Abschluss aufgrund mangelnder wirtschaftlicher Attraktivität für den Letztverbraucher.

Begründung

Durch den Abschluss einer Abschaltvereinbarung mit dem Letztverbraucher versucht der Gasverteilernetzbetreiber die durch den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. VNB mit entry-exit-System unterbrechbar bestätigten Kapazitäten zu Spitzenlastzeiten abzusichern. Für die Vorhaltung des Abschaltpotenzials erhält der Letztverbraucher ein reduziertes Netznutzungsentgelt. Die Gesetzesbegründung sieht jedoch vor, dass die Entgeltreduktion nicht höher sein darf als der vom vorgelagerten Netzbetreiber bei der Fakturierung der unterbrechbaren Bestelleistungen gewährte Abschlag auf das Netzentgelt für feste Bestelleistungen. Zudem sind vertragliche Abschaltvereinbarungen auf maximal ein Jahr festgelegt (durch die Kopplung an den Zeitraum der unterbrechbaren Kapazitätsdarbietung gegenüber dem VNB im Rahmen des internen Bestellprozesses). Des Weiteren gibt es keine Mindestgröße für den Abschluss, sondern Abschaltvereinbarungen müssen jedem RLM-Letzterverbraucher angeboten werden, was die Umsetzung teilweise unpraktikabel macht.

Umsetzungsempfehlung

§ 14b EnWG

Soweit und solange es der Vermeidung von Engpässen im vorgelagerten Netz dient, können Betreiber von Gasverteilernetzen an Ausspeisepunkten von Letztverbrauchern, mit denen eine vertragliche Abschaltvereinbarung zum Zweck der Netzentlastung vereinbart ist, ein reduziertes Netzentgelt berechnen. Das reduzierte Netzentgelt muss die Wahrscheinlichkeit der Abschaltung angemessen widerspiegeln und dem Letztverbraucher ausreichende wirtschaftliche Anreize zum Abschluss auch durch eine angemessene Laufzeit der Abschaltvereinbarung geben. Die Betreiber von Gasverteilernetzen haben sicherzustellen, dass die Möglichkeit von Abschaltvereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher allen Letztverbrauchern mit einem Abschaltpotential von mindestens 10 MWh/h diskriminierungsfrei angeboten wird. Die grundsätzliche Pflicht der Betreiber von Gasverteilernetzen, vorrangig nicht unterbrechbare Verträge anzubieten und hierfür feste Bestelleistungen nachzufragen, bleibt hiervon unberührt. [...]

§ 17 (1) EnWG - Keine Optionen für den Ladeinfrastrukturausbau ausschließen

Der VKU begrüßt ausdrücklich die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung des Ladepunkts als Letztverbraucher. Der schnelle und effiziente Ausbau einer öffentlichen

Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge darf aber nicht dadurch behindert werden, dass Optionen ausgeschlossen werden.

Nach der Gesetzesbegründung soll die Regelung in § 17 (1) i. V. m. § 3 Nr. 25 EnWG klarstellen, dass für Ladepunkte für Elektromobile ein Anspruch auf Netzanschluss besteht. Dem ist aus Sicht der Kommunalwirtschaft zuzustimmen. Weiter wird jedoch sinngemäß ausgeführt, dass damit klargestellt werden soll, dass Ladepunkte für Elektromobile kein Teil des Energieversorgungsnetzes seien und somit eine Finanzierung von Ladepunkten über die Netzentgelte ausscheide. Vor allem wird dies damit begründet, dass eine solche Finanzierung private Investitionen und die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen behindern würde.

Natürlich sind grundsätzlich auch auf einer über Netzentgelte finanzierten öffentlichen Basisladeinfrastruktur wettbewerbliche Geschäftsmodelle möglich. Mit dieser Gesetzesbegründung wird aber eine denkbare Option ausgeschlossen, schnell und effizient eine öffentliche Basisladeinfrastruktur zu errichten. Es gibt sowohl national als auch im europäischen Ausland Beispiele, in denen auf diese Weise eine gut ausgebaute Ladeinfrastruktur errichtet werden konnte. Möglich ist dies, da in der Praxis die Marktrollen des Betreibers der Ladeinfrastruktur und des Elektromobilitätsproviders auseinanderfallen können. Jedoch könnte eine entsprechende Auslegung der Gesetzesbegründung dazu führen, dass solche Modelle nicht mehr möglich wären und bereits bestehende Modelle infrage gestellt würden. Auf diesen Teil der Gesetzesbegründung sollte daher verzichtet werden. Netzbetreiber sollten die Rolle des Betreibers von Ladeinfrastruktur übernehmen können.

Sicherung der vNE auch bei Modernisierung oder Ersatz betreffender Anlagen

Dezentrale, lastnahe Erzeugungsanlagen und insbesondere die in Ballungsgebieten vorliegenden KWK-Anlagen haben nachweislich zu einer Vermeidung von Infrastrukturkosten geführt und werden entsprechend mit vermiedenen Netzentgelten (vNE) vergütet. Für Erzeugungsanlagen, die nicht im Rahmen des EEG gefördert werden, sind vNE direkt erlöswirksam und stellen eine wichtige Säule für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen dar. Daher begrüßt der VKU ausdrücklich die Sicherung der vNE für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind. Es ist zu erwarten, dass konventionelle dezentrale Erzeugungsanlagen modernisiert oder ersetzt werden. Der Tatbestand des vermiedenen Netzausbaus wird fortgeführt. Die Inbetriebnahme einer Anlage i. S. des Strommarktgesetzes wird durch Modernisierung oder Ersatz dieser Anlagen nicht berührt. Die im Gesetzesentwurf unter Artikel 3 enthaltene Sicherung der vNE für Bestandsanlagen sollte dahingehend konkretisiert werden.

KWK-Anlagen in die Netzreserve aufnehmen

Es sollte geprüft werden, ob und unter welchen Bedingungen KWK-Anlagen an der Netzreserve teilnehmen können.

Insbesondere könnte die Aufnahme von KWK-Anlagen dazu dienen, den Bau zusätzlicher, die Kosten des Gesamtsystems treibender Gasturbinen zu verhindern. Die Bereitstellung von Wärme für Fernwärmenetze kann nicht als Marktteilnahme und damit nicht als Ausschlussgrund für die Teilnahme an der Reserve gewertet werden. Eine Verzerrung im Strommarkt kann ausgeschlossen werden, in dem der Anlagenbetreiber die Erlöse am Strommarkt mit den Erlösen durch die Netzreserve verrechnet. Wenn der Anlagenbetreiber am Strommarkt mehr erlöst als in der Netzreserve, zahlt er die Differenz zurück. So könnten die Kosten für die Netzreserve verringert werden.

STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes“ (Strommarktgesetz)

- Behandlung von Flexibilitätsoptionen -

Berlin, 3. März 2016

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.430 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2013 Umsatzerlöse von mehr als 115 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 9,1 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 52 Prozent in der Strom-, 62 Prozent in der Erdgas-, 82 Prozent in der Trinkwasser-, 67 Prozent in der Wärmeversorgung und 32 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht. Aktuell engagieren sich rund 140 kommunale Unternehmen im Breitbandausbau. Bis 2018 planen sie Investitionen von rund 1,7 Milliarden Euro - damit können dann rund 6,3 Millionen Kunden die Breitbandinfrastruktur kommunaler Unternehmen nutzen.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Flexibilität technologieoffen und marktlich organisieren

Das Kabinett hat am 4. November 2015 den Entwurf des Strommarktgesetzes (StrommarktG) und die KapazitätsreserveV verabschiedet.

Die Bundesregierung hat sich damit entschieden, den Strommarkt zu einem Strommarkt 2.0 weiterzuentwickeln. Eines der Ziele des StrommarktG ist es, Flexibilitätsoptionen zu erschließen und in den Markt zu integrieren. Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastmanagement und Elektromobilität sollen in Zukunft dafür sorgen, eingespeisten und nachgefragten Strom im Gleichgewicht zu halten.

Das Bundeswirtschaftsministerium geht davon aus, dass der Strommarkt 2.0 Anreize für den Ausbau von Flexibilitätsoptionen setzt und sich diese auch refinanzieren können. Damit braucht es aus Sicht des Ministeriums keinen Markt für Flexibilitätsoptionen.

Der VKU hat hingegen immer einen integrierten, technologieoffenen und marktlichen Ansatz für gesicherte Leistung und Flexibilität gefordert. Er hat mit dem dezentralen Leistungsmarkt ein Marktmodell entwickelt, das diese Anforderungen erfüllt. Der dezentrale Leistungsmarkt gewährleistet kosteneffizient Versorgungssicherheit und reizt den Ausbau und die Integration von Flexibilitätsoptionen an.

Der Regierungsentwurf zum StrommarktG ist kein systematischer Ansatz, um die zukünftig dringend notwendigen Flexibilitätsoptionen in den Markt zu bekommen. Er ist nicht technologieoffen und zukunftsgerichtet, da er z. B. die Rolle von Speichern und Power-to-Gas verkennt und mit der Verlängerung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten einen zusätzlichen Markt für Industrieflexibilität etabliert.

Der VKU fordert daher, das Thema Flexibilitätsoptionen im StrommarktG umfassend zu betrachten und an den folgenden Punkten nachzubessern:

Rolle von Speichern als Flexibilitätsoption

Speicher sind nur an einigen Stellen und unsystematisch in das StrommarktG aufgenommen worden. Das wird der wichtigen Rolle, die Speicher bereits heute an vielen Stellen spielen, nicht gerecht. Auch der Bundesrat fordert, die geltenden Regelungen für die Errichtung und den Betrieb von Energiespeichern zu überprüfen und Hemmnisse zu beseitigen.

Das StrommarktG nutzt die Chance, Speicher rechtlich und ordnungspolitisch sinnvoll einzustufen, jedoch nicht. Ein zentrales Hindernis für den Ausbau von Speichern ist, dass sie als Letztverbraucher angesehen werden.

Diese Einordnung stammt aus der „alten Welt“ und der Vorstellung, dass Stromentnahme aus dem Netz und der Verbrauch zwangsläufig zeitlich zusammenfallen. Dies spiegelt die Entwicklung des Energiesystems, in dem Stromentnahme und Verbrauch durchaus zeitlich auseinanderfallen können, nicht wider.

Die Entnahme aus dem Netz und den zeitlich später anfallenden Verbrauch mit Entgelten und Umlagen zu belegen, wäre eine Doppelbelastung.

Deshalb sollte die Letztverbraucherdefinition in § 3 Nr. 25 EnWG-E und auch im § 5 Nr. 24 EEG präzisiert werden. Es muss deutlich werden, dass im Fall der Zwischenspeicherung kein Letztverbrauch vorliegt.

Power-to-Gas als Flexibilitätsoption und Schritt in die Sektorkopplung

Das Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ nennt Power-to-Gas lediglich als temporäre Option, dementsprechend finden sich im StrommarktG keine Regelungen zu Power-to-Gas. Der Gesetzgeber verkennt an dieser Stelle das Potential und die zahlreichen Vorteile von Power-to-Gas für das Energiesystem der Zukunft.

Das Speicherpotential des sich durch Deutschland erstreckenden Erdgasnetzes beläuft sich auf das etwa 1.500- bis 3.000-fache der Pumpspeicher. Somit bietet die Power-to-Gas-Technologie eine Möglichkeit, langfristig Energie in Form von SNG (Synthetic Natural Gas) oder limitiert auch in Form von Wasserstoff in einem bestehenden Infrastrukturnetz aus Gasleitungen und Speichern zu speichern. Das SNG bzw. der Wasserstoff kann als Kraft- und Brennstoff eingesetzt oder in Strom umgewandelt werden. Daneben ist mit weiteren Power-to-X-Konzepten, wie Power-to-Liquid, Power-to-Compression, Power-to-Heat oder Power-to-Chemicals, die Speicherung oder der direkte Einsatz von nicht bedarfsgerecht erzeugtem Strom in verschiedenen Anwendungspfaden möglich.

Power-to-Gas als Flexibilitätsoption sollte deshalb im StrommarktG angemessen berücksichtigt werden, z. B. durch oben stehende Umsetzungsempfehlung zur Rolle von Speichern.

Rolle von Aggregatoren

Die neue Marktrolle „Aggregator“ wird sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene im StrommarktG ausgestaltet.

Aggregatoren sind Dienstleister, die Last und/oder Erzeugung zusammenfassen und auf unterschiedlichen Märkten vermarkten. Aggregatoren können ihre Last schnell verringern oder erhöhen, indem sie z. B. Signale an Verbrauchseinrichtungen wie Produktionsanlagen, Elektroheizungen oder Wärmepumpen senden.

Diese Fähigkeiten vermarkten sie insbesondere am Ausgleichs-/Regelenergiemarkt, am Spotmarkt, um Kosten für Spitzenerzeugung und die Abregelung erneuerbarer Erzeugung zu vermeiden, sowie beim Redispatch.

Das StrommarktG lässt jedoch noch viele Fragen offen. So ist unklar, in welchem Verhältnis ein „unabhängiger“ Aggregator zu einem Bilanzkreisverantwortlichen (Vertrieb) und den Endkunden (Industrie, Gewerbe, Haushalt) steht, wer als Aggregator tätig werden darf und welche Funktion (reiner Dienstleister oder auch Lieferant) dieser innehat.

Das Marktdesign muss so ausgestaltet werden, dass grundsätzlich alle Marktteilnehmer am Reservemarkt, Regelenergiemarkt, Intraday-Markt und der Engpassbewirtschaftung teilnehmen können.

Das StrommarktG möchte Versorgungssicherheit über die Verschärfung der Bilanzkreistreue sicherstellen. Dementsprechend werden Bilanzkreisabweichungen stärker pönalisiert, so müssen die BKVs beispielsweise dafür zahlen, wenn die Kapazitätsreserve aktiviert wird. Aus diesem Grund muss der Aggregator eine Informationspflicht gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) haben, bevor er die Energielieferung ändert. Dabei ist es insbesondere wichtig festzulegen, zu welchem Zeitpunkt und welche Art von Information gegeben werden muss. Vorzugsweise sind hier dem BKV ¼-Stunden-Fahrpläne über die Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Die reine Information darüber, welcher Zählpunkt von der Abschaltung betroffen sein wird, reicht nicht aus.

BKVs müssen auch künftig in der Lage sein, ihre Chancen und Risiken im Rahmen des Bilanzkreismanagements selbständig zu nutzen. Das Geschäftsmodell eines Aggregators darf nicht zu Lasten der BKVs gehen. Sie dürfen in ihrer Bilanzkreisbewirtschaftung nicht von den Aktivitäten neuer Marktakteure beeinträchtigt werden.

Verordnung zu Abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Der Gesetzgeber möchte die AbLaV im Rahmen des Strommarktgesetzes bis zum 30. Juni 2016 verlängern und diese dann in ein marktliches System überführen. Der VKU sieht einen deutlichen Widerspruch zu den Prinzipien des Strommarkts 2.0 und der Aussage, dass es keinen zusätzlichen Markt für Flexibilitätsoptionen benötigt.

Die AbLaV ist ein Anreiz für die Industrie, ihre Industrieprozesse zu drosseln oder abzuschalten. Dafür wird die Industrie mit einer Bereitschaftsvergütung entlohnt. Diese erhält sie allein dafür, dass sie sich bereit erklärt, ihre Produktion ggf. anzupassen. Weist der Übertragungsnetzbetreiber sie an, ihre Produktion tatsächlich abzuschalten, erhält sie eine gesonderte Vergütung. Die Bundesregierung argumentiert in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates zum StrommarktG, dass sie Vorschlägen,

die dem marktwirtschaftlichen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zuwiderlaufen würden, nicht folgt. Zusätzlich möchte sie den Markt nicht mit Privilegien für bestimmte Optionen verzerren. Die AbLaV vergütet sehr zielgruppenspezifisch das Bereitstellen von Flexibilität. Auch wenn sie in einen marktlichen Mechanismus überführt wird, bedeutet das nichts anderes, als das der Gesetzgeber einen zusätzlichen Markt für Flexibilität im Industriebereich einführt. Deshalb sollte geprüft werden, ob die abschaltbaren Lasten in den Regelleistungsmarkt integriert werden können.