

Legal Update

Strommarktgesetz

Das Strommarktgesetz – ein Überblick

Dr. Carmen Schneider

Köln, 07.07.2016

Einführung

Am 23.06.2016 wurde das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes („Strommarktgesetz“) vom Bundestag in zweiter und dritter Lesung beschlossen. Das Strommarktgesetz ist das Ergebnis eines langen Konsultationsprozesses zur Aus- bzw. Neugestaltung des deutschen Strommarktes: Im Oktober 2014 stellte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie („BMWi“) das „Grünbuch“ zur öffentlichen Konsultation. Dieses beinhaltete zum einen die Darstellung möglicher Markt-designs für den zukünftigen Strommarkt, und zum anderen „Sowieso-Maßnahmen“, die zur Gewährleistung eines sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Strommarktes in jedem Fall umzusetzen sind. Im Fokus des Grünbuchs stand die Grundsatzentscheidung für einen Kapazitätsmarkt oder einen weiterentwickelten sog. „Strommarkt 2.0“.

Nach Auswertung der über 700 eingegangenen Stellungnahmen enthielt das im Juli 2015 veröffentlichte Weißbuch dann die Entscheidung der Bundesregierung für einen weiterentwickelten Strommarkt, der durch eine Kapazitätsreserve abgesichert werden soll. Ebenso wurden 20 konkrete Maßnahmen zur Umsetzung des Strommarkts 2.0 aufgeführt. Am 04.11.2015 wurde der erste Entwurf des Strommarktgesetzes vom Bundeskabinett beschlossen (BT-Drs. 18/7317), das dem Strommarkt 2.0 einen gesetzlichen Rahmen geben soll. Dieser Entwurf erfuhr schließlich „in letzter Minute“ noch gravierende Änderungen durch einen Änderungsantrag des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (BT-Drs. 18/8915), dem der Bundestag am 23.06.2016 zustimmte. Bundesminister Gabriel bezeichnete den Beschluss des Strommarktgesetzes als „die größte Reform des Strommarktes seit der Liberalisierung in den 90er Jahren“.

Es handelt sich bei dem Strommarktgesetz um ein Mantelgesetz, das verschiedene bestehende Gesetze än-

dert. Dieses Legal Update möchte einen Überblick über die wesentlichen Inhalte des Gesetzes geben.

Zusätzliche Absicherung des Strommarkts

Trotz der Grundsatzentscheidung gegen einen Kapazitätsmarkt soll die Versorgungssicherheit des weiterentwickelten Strommarktes durch drei verschiedene Reserven abgesichert werden: die Netzreserve, die Kapazitätsreserve und die Braunkohle-Reserve (Sicherheitsbereitschaft).

Netzreserve

Die bereits bestehende Netzreserve wird über den 31.12.2017 hinaus verlängert und weiterentwickelt. In der Netzreserve werden gemäß der Definition des § 13d Abs. 1 EnWG Anlagen zum „Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus nach § 13b Abs. 4 und 5 sowie nach Maßgabe der NetzreserveVO“ vorgehalten. Sie dient der Behebung von Netzengpässen und der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes. Die Reserve besteht sowohl aus Anlagen, die auf Grundlage der NetzreserveVO vertraglich gebunden sind, als auch aus Anlagen, die derzeit nicht einspeisen und aufgrund ihrer Systemrelevanz auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber wieder betriebsbereit gemacht werden müssen (§ 13d Abs. 1 Nr. 1 EnWG), aus systemrelevanten Anlagen, die eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt haben (§ 13d Abs. 1 Nr. 2 EnWG) oder aus geeigneten Anlagen im europäischen Ausland (§ 13d Abs. 1 Nr. 3 EnWG). Im ursprünglichen Entwurf des Strommarktgesetzes war vorgesehen, dass in der Netzreserve auch neu zu errichtende Anlagen gebunden werden sollen. Mit Blick auf den Ausstieg aus der Kernenergie war vorgesehen, dass ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 ein geschätzter Bedarf von bis zu 2

GW neu zu errichtender Anlagen bestehen würde. Dieser sollte durch ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren für neu zu errichtende Anlagen in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg gedeckt werden. Diese Regelung wurde jedoch durch den Änderungsantrag des Ausschusses für Wirtschaft und Energie komplett gestrichen. Vielmehr sieht das beschlossene Strommarktgesetz in einem neu eingefügten § 13k EnWG nun vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber selbst sogenannte „Netzstabilitätsanlagen“ als sonstige Betriebsmittel errichten dürfen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten. Die Ermittlung des netztechnischen Bedarfs für diese Anlagen wird von den Übertragungsnetzbetreibern selbst vorgenommen und von der BNetzA bestätigt. Die Netzstabilitätsanlagen werden ausserhalb des Marktes betrieben und sollen nach Wegfall des Bedarfs stillgelegt werden. Daneben wird die bisherige Reservekraftwerksverordnung in Netzreserveverordnung umbenannt und inhaltlich angepasst, insbesondere in Bezug auf die Regelung der Kostenerstattung für bestehende Anlagen in der Reserve.

Kapazitätsreserve

Die Einführung einer Kapazitätsreserve stellt ein zentrales Element des weiterentwickelten Strommarktes dar. Sie soll die Stromversorgung zusätzlich absichern und dabei günstiger sein als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Die Kapazitätsreserve stellt gewissermaßen *die Hosenträger zum Gürtel*, dem Strommarkt 2.0, dar. Gesetzlich festgeschrieben wird die Reserve in § 13e EnWG. Dort ist sie definiert als die „Vorhaltung von Reserveleistung aus Anlagen, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen“. Die Reserve dient folglich dazu, durch zusätzliche, außerhalb des Strommarktes liegende Kapazitäten jederzeit auf kurzfristig auftretende Situationen reagieren zu können und dadurch die Stromversorgung abzusichern.

Gebildet wird die Kapazitätsreserve schrittweise ab dem Winterhalbjahr 2018/2019. Ab diesem Halbjahr soll eine Reserve von 2 GW gebildet werden. Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 sollen ebenfalls grundsätzlich 2 GW vorgehalten werden, vorbehaltlich einer Anpassung der Reservekapazität durch das BMWi. Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber in einem wettbewerblichen (Ausschreibungs-) Verfahren. Als potentielle Erbringer von Reserveleistung

kommen insbesondere stilllegungsbedrohte Anlagen in Betracht, da diese zu relativ geringen Kosten in die Reserve bieten können.

Durch den Änderungsantrag des Ausschusses für Wirtschaft und Energie wurde die Formulierung des § 13e EnWG noch einmal dahingehend geändert, dass nicht mehr von „Erzeugungsanlagen“, sondern nunmehr von „Anlagen“ die Rede ist. Durch diese Änderung soll klar gestellt werden, dass neben Erzeugungsanlagen grundsätzlich auch Lasten an der Kapazitätsreserve teilnehmen können. Für diese gelten dabei dieselben technischen und wirtschaftlichen Anforderungen wie für Erzeugungsanlagen in der Kapazitätsreserve.

Anlagen können auch wiederholt an dem Verfahren teilnehmen und gebunden werden. Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, dürfen ihre (Erzeugungs-)leistung nicht mehr am Strommarkt veräußern und müssen nach Ende der Bindung stillgelegt werden („Rückkehrverbot“). Für sie gilt das in § 13e Abs. 4 EnWG statuierte Veräußerungs- und Rückkehrverbot, das die Funktionsfähigkeit des Strommarktes gewährleisten soll. Für die Bereitstellung der Anlagen in der Kapazitätsreserve erhalten deren Betreiber eine jährliche Vergütung, die grundsätzlich alle entstehenden Kosten abdeckt. Die Wälzung der Kosten erfolgt über die Netzentgelte.

Nähere Bestimmungen zur Kapazitätsreserve, insbesondere zu Beschaffung und Einsatz der selbigen, enthält die Kapazitätsreserveverordnung.

Braunkohle-Reserve

§ 13g EnWG benennt verschiedene Braunkohlekraftwerke, die bis zu einem bestimmten Datum zunächst vorläufig, und 4 Jahre später dann endgültig stillgelegt werden müssen. Insgesamt betrifft die Regelung Kraftwerke mit einer installierten Netto-Nennleistung von 2,7 GW, die ab 2016 bis 2019 schrittweise vom Markt genommen werden sollen. Bis zur endgültigen Stilllegung fungieren die Braunkohlekraftwerke jeweils 4 Jahre als Sicherheitsbereitschaft. Das bedeutet, dass die Kraftwerke nicht anfahrbereit gehalten werden, aber wieder betriebsbereit gemacht werden können. Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft dürfen keinen Strom mehr erzeugen; sie werden ausschließlich als „ultima ratio“ auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 1 Abs. 6 Elektrizitätssicherungsverordnung zur Gewährleistung der Systemstabilität betrieben. Auch an der Netz- und Kapazitätsreserve dürfen die vorläufig stillgelegten Kraftwerke folglich nicht teilnehmen. Ziel der Braunkohle-Reserve ist die Einsparung von Kohlenstoffdioxid im Bereich der Elektrizitätsversorgung und insbesondere in der Braunkohlewirtschaft. Daneben soll sie

die Stromversorgung für länger andauernde und mit einer gewissen Vorlaufzeit vorhersehbare Extremsituationen zusätzlich absichern. Insgesamt werden durch die Stilllegung der benannten Anlagen voraussichtlich 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid zusätzlich eingespart. Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsreserve erhalten gemäß § 13g Abs. 5 EnWG eine Vergütung, die sich an der Höhe der Erlöse orientiert, die mit der stillzulegenden Anlage am Strommarkt erzielt worden wäre, abzüglich der kurzfristig variablen Erzeugungskosten. Die genaue Vergütungshöhe wird durch die BNetzA festgesetzt. Die Wälzung der Kosten erfolgt ebenfalls über die Netzentgelte.

Effiziente und flexible Stromversorgung

Das Strommarktgesetz sieht weiterhin verschiedene Maßnahmen vor, um durch eine Optimierung des Strommarktes eine effizientere und umweltverträglichere Nutzung der vorhandenen Kapazitäten zu erreichen. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich um die sog. „Sowieso-Maßnahmen“ des Grünbuches, die unabhängig von der Grundsatzentscheidung für einen Strommarkt 2.0 bzw. eine Kapazitätsreserve umgesetzt werden sollten.

Spitzenkappung

Das Weißbuch bewertet es als wirtschaftlich sinnvoll, das Netz nicht bis „auf die letzte Kilowattstunde“ auszubauen. Umgesetzt wird diese Wertung durch die Pflicht zur Spitzenkappung für die Übertragungsnetzbetreiber. § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber daher, den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zu Grunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert wird. Auf diese Weise soll der Netzausbaubedarf erheblich reduziert werden. Durch § 11 Abs. 2 EnWG wird zudem auch den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, das Instrument der Spitzenkappung bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Anders als die Übertragungsnetzbetreiber sind sie dazu jedoch nicht verpflichtet. Machen sie von dieser Möglichkeit Gebrauch, müssen sie entsprechende Veröffentlichungs- und Dokumentationspflichten beachten. Weiterhin bestehen bleiben die bisherigen Redispatch- und Entschädigungsregelungen – andernfalls würden die Übertragungsnetzbetreiber auf Grund der Risiken in Folge der

Abregelung einzelner Anlagen wohl kaum von der Spitzenkappung Gebrauch machen.

Verbreitung der Elektromobilität

Die Verbreitung der Elektromobilität soll durch das Strommarktgesetz gestärkt werden. Dies erfordert insbesondere eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur. Um eben diese Infrastruktur weiterzuentwickeln strebt das Strommarktgesetz eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen in den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge an. Diesbezüglich wird durch § 3 Ziff. 25 EnWG die energiewirtschaftliche Einordnung von Betreibern von Ladesäulen als Letztverbraucher klargestellt und gesetzlich verankert. Dies soll Rechts- und Investitionssicherheit schaffen und langfristig dazu führen, dass die Flexibilitätspotentiale von Elektrofahrzeugen am Strommarkt genutzt werden. Zudem wird durch eine Ergänzung des § 17 Abs. 1 EnWG klargestellt, dass auch für Ladepunkte ein Anspruch auf Netzanschluss besteht, und diese daher nicht selbst Teil des Netzes sind, wie bisher teilweise vertreten.

Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Im Weißbuch wurde das Ziel formuliert, die Systematik der Netzentgelte weiterzuentwickeln, um die Kosten im Strommarkt 2.0 sowohl gering zu halten als auch transparent und gerecht zu verteilen. In diesem Zusammenhang sah der erste Entwurf des Strommarktgesetzes noch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen, die nach dem 1. Januar 2021 in Betrieb gehen, vor. Diese Regelung wurde durch den Änderungsantrag des Ausschusses für Wirtschaft und Energie aus dem nun beschlossenen Strommarktgesetz gestrichen. Hintergrund ist ausweislich der Begründung des Ausschusses das Vorhaben, im zweiten Halbjahr 2016 eine umfassende Lösung für eine Neuregelung der vermiedenen Netzentgelte zu verabschieden.

Eine weitere durch den Wirtschaftsausschuss eingebrachte Änderung des Entwurfes betrifft die in § 19 StromNEV geregelten Sonderformen der Netznutzung. Durch den neu eingefügten § 19 Abs. 4 StromNEV müssen die Netzbetreiber Letztverbrauchern, die Strom aus dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom anschließend wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anbieten. Im Ergebnis soll dadurch nur die Differenz zwischen den ein- und ausgespeicherten Strommengen, also die Speicherverluste,

mir Netzentgelten belastet werden, da nur diese dauerhaft dem Stromsystem entzogen werden. Für die „wiedereingespeisten“ Strommengen zahlt schließlich der Letztverbraucher dieser Mengen Netzentgelte. Durch diese Änderung soll es Stromspeichern ermöglicht werden, flexibel auf Preissignale des Strommarkts zu reagieren, ohne durch die Erhebung von Arbeitsnetzentgelten eingeschränkt zu werden.

Ebenfalls durch den Änderungsantrag des Ausschusses für Wirtschaft und Energie wurde eine Klarstellung bezüglich der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage bzw. die dazugehörige Ermächtigungsgrundlage § 24 EnWG in das Strommarktgesetz aufgenommen. § 24 Abs. 1 Nr. 3 bzw. der neu eingefügte § 24 Abs. 2 Nr. 5 EnWG bilden nun die Grundlagen eines Aufschlages auf die Netzentgelte ab, der auf einem Ausgleich entgangener Erlöse der Verteilernetzbetreiber aufgrund individueller Netzentgelte beruht. Hintergrund dieser Klarstellung ist ein Beschluss des BGH vom 12.04.2016 (Az. EnVR 25/13, „Netzentgeltbefreiung II“), indem dieser die Nichtigkeit der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage feststellte, da sie nicht durch die vorhandene Ermächtigungsgrundlage in § 24 EnWG gedeckt sei. Durch die genannten Änderungen im Strommarktgesetz, die rückwirkend zum 1.1.2012 in Kraft treten werden, wird mit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes die vom BGH festgestellte Nichtigkeit rückwirkend „geheilt“.

Öffnung der Regelleistungsmärkte

Um eine effizientere Nutzung der bestehenden Kapazitäten zu erreichen sollen die Regelleistungsmärkte für neue Anbieter geöffnet werden, um den Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu erleichtern. Dies soll zum einen durch eine Änderung der maßgeblichen Festlegungen der BNetzA zu den Ausschreibungsbedingungen für Regelleistung erfolgen. Insbesondere soll dabei die Möglichkeit kürzerer Vorlaufzeiten sowie kleinerer Produkte berücksichtigt werden. Entsprechende Festlegungsverfahren hat die BNetzA bereits 2015 eingeleitet (BK6-15-158/159). Um die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegungen zu schaffen erhält die BNetzA durch § 8 StromNZV die Möglichkeit, Regularbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren („uniform pricing“) zu bestimmen. Danach erhalten die Marktteilnehmer einen Preis in Höhe der Grenzkosten der letzten eingesetzten Einheit. Durch dieses Verfahren sollen sich die Gebote vereinfachen und im Ergebnis effizientere Marktpreise erreicht werden.

Zudem wurde ein neuer § 26a StromNZV eingefügt, der die Rechte und Pflichten der Betroffenen bei der Erbrin-

gung von Regelleistung konkretisiert. Danach müssen Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche und Übertragungsnetzbetreiber sicherstellen, dass einem Letztverbraucher mit Zählerstandsmessung oder viertelstündiger registrierender Lastgangmessung auf sein Verlangen hin die Erbringung von Minutenreserve oder Sekundärregelleistung über einen anderen Bilanzkreis ermöglicht wird, vorausgesetzt, er zahlt dafür ein angemessenes Entgelt. In Betracht kommt dabei insbesondere die Erbringung über den Bilanzkreis eines auf Lastmanagement spezialisierten Dienstleisters, sog. Aggregatoren. Die erforderlichen Bestimmungen über den Informationsaustausch untereinander sowie die Bilanzierung der Energiemengen sind vertraglich zwischen den Beteiligten zu vereinbaren. Die Regelung soll für alle Neuverträge gelten, die nach Inkrafttreten des Strommarktgesetzes abgeschlossen werden, sowie grundsätzlich ab dem 1.1.2018. Hintergrund der erst durch den Wirtschaftsausschuss eingebrachten Bestimmungen ist der Gedanke, dass für Letztverbraucher ein gesetzlicher Rahmen geschaffen werden soll, um Regelleistung zu erbringen, wenn diese ihr Lastmanagementpotenzial vermarkten wollen.

Erhöhte Transparenz

Als zentrales Ziel des weiterentwickelten Strommarktes definiert § 1a Abs. 5 EnWG die Erhöhung der Transparenz des Strommarktes, um darauf aufbauend effiziente Erzeugungs-, Verbrauchs- und Handelsentscheidungen der Marktteilnehmer zu ermöglichen. Diesbezüglich schafft das Strommarktgesetz die Grundlage für zwei wichtige Transparenzmaßnahmen: § 111d EnWG sieht die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform vor. Auf dieser sollen aktuelle Strommarktdaten, insbesondere zur Erzeugung von Strom, der Last, der Menge der Im- und Exporte von Strom, der Verfügbarkeit von Netzen und von Erzeugungsanlagen sowie zu Kapazitäten und der Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen für die Gebotszone der BRD (inkl. Österreich), anwenderfreundlich und möglichst in Echtzeit veröffentlicht werden. Eingerichtet werden soll die Plattform bis zum 1. Juli 2017. Gemäß § 111e EnWG soll die BNetzA, ebenfalls bis zum 1. Juli 2017, zudem ein Marktstammdatenregister einrichten und betreiben. Hierbei handelt es sich um ein elektronisches Verzeichnis mit energiewirtschaftlichen Stammdaten, insbesondere Daten über Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Elektrizität/Gas sowie deren Betreiber, über Betreiber von Elektrizität/Gasversorgungsnetzen und Bilanzkreisverantwortlichen. Die nähere Ausgestaltung des Registers wird durch eine Verordnung des BMWi erfolgen. Letztlich soll das Marktstammdatenregister als

„one stop shop“ fungieren, in dem insbesondere staatliche Stellen benötigte energiewirtschaftliche Daten einsehen können. Hierdurch sollen in Zukunft auch doppelte Meldepflichten vermieden werden. Das Marktstammdatenregister übernimmt vollständig die Aufgaben des EEG-Anlagenregisters.

Stärkere Machtmechanismen

Der Strommarkt 2.0 basiert auf dem Gedanken, dass der Strommarkt die benötigten Kapazitäten aus sich heraus vorhält und so Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Die dazu benötigten Marktmechanismen sollen durch das Strommarktgesetz zusätzlich gestärkt werden.

Stärkung der Bilanzkreistreue

Zentrales Element der Versorgungssicherheit im weiterentwickelten Strommarkt ist die Bilanzkreistreue, wie § 1a Abs. 2 EnWG klarstellt. Durch Anpassung des Ausgleichsenergiesystems sollen verstärkt Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen gesetzt werden, ihre Fahrpläne einzuhalten. Zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems hat die BNetzA bereits 2015 einen Diskussionsprozess mit den Verbänden in Gang gesetzt (BK6-15-012). Themen sind insbesondere die Einpreisung der Kosten der Regelleistungsvorhaltung sowie der Umgang mit „Nulldurchgängen“, bei denen sich eingesetzte positive und negative Regelleistung gegenseitig weitgehend kompensieren und so ein hoher Ausgleichsenergiepreis entsteht. Darauf aufbauend wird die BNetzA sodann ein Festlegungsverfahren einleiten. Das Strommarktgesetz erweitert dazu durch § 8 Abs. 1 StromNZV die diesbezüglichen Kompetenzen der BNetzA: Diese erhält die Möglichkeit, durch Festlegung zu bestimmen, dass die Kosten für denjenigen Teil der Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregelenergie und Minutenreserveleistung, der durch das Bilanzierungsverhalten Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit verursacht wird, über die Ausgleichsenergie abgerechnet wird. Dies soll zu einer verursachergerechten Kostenverteilung führen und Anreize zur Bilanzkreistreue setzen. Macht die BNetzA von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch, werden die Kosten für die Vorhaltung weiterhin in den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt.

Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde

Bilanzkreisverantwortliche müssen für jede Viertelstunde ihre Lieferverpflichtungen absichern, § 8 Abs. 2 S. 1 StromNZV). Vor dem Hintergrund der hohen Bedeutung des Bilanzkreissystems für den Strommarkt 2.0 sieht § 8 Abs. 2 StromNZV vor, dass Bilanzkreise in jedem Fall abgerechnet werden müssen. Dazu stellt § 13 Abs. 5 EnWG erstmals gesetzlich klar, dass Übertragungsnetzbetreiber Bilanzkreise auch dann abrechnen müssen, wenn in Situationen hoher Knappheit Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen werden. Diese Maßnahme soll dafür sorgen, dass in Knappheitsfällen die hohen Preise für Ausgleichsenergie auch an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergegeben werden, deren Bilanzkreise tatsächlich unausgeglichen waren.

Ausblick

Im Anschluss an den Beschluss des Strommarktgesetzes in zweiter und dritter Lesung durch den Bundestag am 23.6.2016 wird das Gesetz noch im Bundesrat beraten. Die Beratung ist für die letzte Sitzung vor der Sommerpause am 8.7.2016 angesetzt. Da es sich bei dem Strommarktgesetz nicht um ein zustimmungsbedürftiges Gesetz handelt, könnte der Bundesrat einen Einspruch gegen das Gesetz nur nach vorheriger Anrufung eines Vermittlungsausschusses erheben. Hiermit ist jedoch nicht zu rechnen. Zudem ist grundsätzlich noch die beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission abzuwarten, bevor das Strommarktgesetz vollumfänglich in Kraft treten kann. Denn bis zu dieser Genehmigung dürfen noch keine Anlagen in der Kapazitätsreserve gebunden bzw. noch keine Netzstabilitätsanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber errichtet oder betrieben werden. Auch darf die Vergütung von stillgelegten Anlagen nach den §§ 13b – 13d EnWG erst nach Erteilung der Genehmigung erfolgen. Die Braunkohle-Reserve, die beihilferechtlich als problematisch eingeschätzt wurde, wurde hingegen bereits im Juni 2016 von der Europäischen Kommission genehmigt. Sofern das Strommarktgesetz den Bundesrat passiert hat, wird es von der Bundesregierung gegengezeichnet, vom Bundespräsidenten ausgefertigt und im Bundesgesetzblatt verkündet werden. Inkraft tritt das Gesetz dann am Tag nach seiner Verkündung. Ursprünglich sollte das Strommarktgesetz bereits zum 1. Januar 2016 in Kraft treten. Nunmehr ist mit einem Inkrafttreten nach der Sommerpause zu rechnen.

Hinweis

Dieser Überblick dient ausschließlich der allgemeinen Information und kann konkreten Rechtsrat im einzelnen Fall nicht ersetzen. Sprechen Sie bei Fragen bitte Ihren gewohnten Ansprechpartner bei GÖRG bzw. der Autorin Frau Dr. Carmen Schneider unter +49 221 33660-782 oder cschneider@goerg.de an. Informationen zum Autor finden Sie auf unserer Homepage www.goerg.de.

Unsere Standorte

GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

BERLIN

Klingelhöferstraße 5, 10785 Berlin
Tel. +49 30 884503-0, Fax +49 30 882715-0

ESSEN

Alfredstraße 220, 45131 Essen
Tel. +49 201 38444-0, Fax +49 201 38444-20

FRANKFURT AM MAIN

Neue Mainzer Straße 69 – 75, 60311 Frankfurt am Main
Tel. +49 69 170000-17, Fax +49 69 170000-27

HAMBURG

Dammtorstraße 12, 20354 Hamburg
Tel. +49 40 500360-0, Fax +49 40 500360-99

KÖLN

Kennedyplatz 2, 50679 Köln
Tel. +49 221 33660-0, Fax +49 221 33660-80

MÜNCHEN

Prinzregentenstraße 22, 80538 München
Tel. +49 89 3090667-0, Fax +49 89 3090667-90

