

## Inhalt

<b>I. Regulierungsrecht</b>	
Beschlossene Sache: Die Novelle der ARegV	Seite 1
Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode beschlossen	Seite 3
Neues vom BGH zu genehmigungsfähigen Investitionsmaßnahmen	Seite 4
BGH zur Änderungsbefugnis von Festlegungen	Seite 5
Änderung des Konvertierungssystems schreitet voran	Seite 6
Bundesnetzagentur verneint Anspruch auf untertägige Kapazitätsbuchung	Seite 7
<b>II. Energiewirtschaftsrecht</b>	
Das Strommarktgesetz gilt	Seite 8
Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes	Seite 9
BGH bestätigt Änderungskündigung eines Sonderkundenvertrags durch standardisiertes Schreiben	Seite 9
Bundesnetzagentur äußert sich über Zuweisung von Anschlusskapazität für Pilotwindenergieanlagen auf See	Seite 11
Bundesnetzagentur konsultiert höhere Anforderungen für atypische Netzentgelte	Seite 12
<b>III. Erneuerbare Energien</b>	
EEG 2017 beschlossen	Seite 12
BGH: Kein Schadenersatz aufgrund von Netztrennung wegen notwendiger Reparatur	Seite 14
Kammergericht entscheidet zu Eigenversorgung	Seite 14
<b>IV. Kraft-Wärme-Kopplung</b>	
Geplante wesentliche Änderungen des KWKG 2016	Seite 14
<b>V. Öffentliches Recht</b>	
Keine Kommunalverfassungsbeschwerde gegen die Überprüfung einer Konzessionsvergabe	Seite 16
Klimaschutz als Grund für einen Anschluss- und Benutzungszwang an Fernwärmenetze	Seite 16
Störung von Wetterradaranlagen durch Windenergieanlagen voll überprüfbar	Seite 17
Anspruch für Betreiber von Windenergieanlagen auf Nutzung eines Gemeindewegs	Seite 17
<b>VI. Interessantes außerhalb des Energierichts</b>	Seite 18
<b>Hinweise und Impressum</b>	Seite 18

## Editorial

Liebe Leserin, lieber Leser,

in unserem letzten Newsletter hatten wir zahlreiche Gesetzesvorhaben noch in der Fassung des Referentenentwurfs vorgestellt. In den Sommermonaten ging es dann Schlag auf Schlag: Verabschiedet wurden das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und das Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Wenig später folgte die Novelle der Anreizregulierungsverordnung. Bis auf das EEG 2017 sind die neuen Gesetze bereits in Kraft getreten.

Als sei dies nicht genug, sind die nächsten Gesetzgebungsverfahren auf dem Weg. Um die Einigung mit der Europäischen Kommission über die Notifizierung des KWKG 2016 und des EEG 2017 umzusetzen, werden beide Gesetze noch dieses Jahr erneut geändert. Während sich die Änderungen des EEG 2017 auf die Eigenversorgung beschränken, soll das Vergütungssystem des KWKG 2016 grundlegend umgestellt werden. Daneben liegt der Entwurf des sog. Netzentgeltmodernisierungsgesetzes vor, mit dem die nicht mehr überraschende Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kommen soll und der Gesetzgeber nunmehr die Möglichkeit eines einheitlichen Netzentgelts auf Übertragungsebene schafft.

Wir zeichnen mit zahlreichen Beiträgen den gesetzlichen Rahmen für den Strommarkt 2.0 noch einmal nach und stellen Ihnen die wichtigsten Regelungen vor. Doch nicht nur gesetzlich hat sich viel getan: Die Bundesnetzagentur hat die neuen Eigenkapitalzinssätze beschlossen und erheblich gesenkt. Zwei Entscheidungen, die viele Netzbetreiber mehr beschäftigen dürfte als die zahlreichen neuen und kommenden Gesetze. Dies umso mehr, als die Beschwerdefrist noch nicht abgelaufen ist und zu klären ist, ob gegen die Festlegung für Strom und/oder Gas vorgegangen werden sollte.

Wir wünschen Ihnen eine gewinnbringende Lektüre.

Ihr BEITEN BURKHARDT Energieteam

## I. Regulierungsrecht

## Beschlossene Sache: Die Novelle der ARegV

Mit den Beschlüssen des Bundesrates am 8. Juli 2016 und der Bundesregierung am 3. August 2016 war endlich der Weg für die Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) frei. Sie wurde am 16. September 2016 im Bundesgesetzblatt verkündet.<sup>1</sup> Damit kann ihr Kernstück, der jährliche Kapitalkostenaufschlag für Verteilernetzbetreiber, pünktlich ab der dritten Regulierungsperiode zur Anwendung kommen.

Nach langem Tauziehen haben sich im Sommer 2016 Bundesregierung und Länder auf eine Reform der ARegV einigen können. Zentraler Kritikpunkt an den bisherigen Regelungen war der deutliche Zeitverzug bei der Refinanzierung von Investitionen auf der Verteilernetzebene. Die Notwendigkeit eines milliarden schweren Umbaus der

<sup>1</sup> BGBl. I Seite 2147.

dort vorhandenen Infrastruktur stand dem gegenüber außer Frage, um den Herausforderungen der Energiewende gerecht werden zu können.

## 1. Systemwechsel für Verteilernetzbetreiber

### a) Kapitalkostenauf- und -abschlag

Zukünftig soll durch einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze der Zeitverzug zwischen Investition und Berücksichtigung der hierfür aufzuwendenden Kapitalkosten in den Erlösobergrenzen (und damit auch in den Netzentgelten) beseitigt werden. Dieser Kapitalkostenaufschlag kann jährlich von den betroffenen Netzbetreibern beantragt werden und bedarf der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Im Gegenzug wird im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus für jedes Jahr der Regulierungsperiode ein Kapitalkostenabzug ermittelt, über den der bisher zugestandene Sockeleffekt abgeschmolzen wird. Nur für von 2007 bis einschließlich 2016 aktivierte Anlagegüter wird übergangsweise noch ein Sockeleffekt in der dritten Regulierungsperiode fortgeschrieben. Die bisher für Verteilernetzbetreiber zur Verfügung stehenden Möglichkeiten der Genehmigung eines Erweiterungsfaktors oder von Investitionsmaßnahmen entfallen. Das vorgesehene Antragsverfahren erfordert zudem einen jährlichen Plan-Ist-Kostenabgleich, dessen Differenz nunmehr ebenfalls jährlich im Regulierungskonto saldiert und auf Antrag ausgeglichen wird. Letztlich ist mit dem Kapitalkostenaufschlag daher ein doppeltes Antragsverfahren verbunden.

### b) Effizienzbonus

Neu eingeführt wird ferner ein Effizienzbonus mit dem Ziel, Anreize für innovative und langfristig effizienzsteigernde Investitionen zu setzen. Der dafür ermittelte Supereffizienzwert ist mit 5 Prozent gedeckelt. Der Effizienzbonus wird über die gesamte Regulierungsperiode verteilt. Die Dauer einer Regulierungsperiode beträgt weiter fünf Jahre. Nach Intervention des Bundesrates sind auch zukünftig Ineffizienzen über die Dauer der gesamten Regulierungsperiode abzubauen. Die von der Bundesregierung beschlossene Verkürzung der Zeitschiene wurde von den Ländern abgelehnt.

### c) Neuer Stichtag für Berücksichtigung von Personalzusatzkosten

Praktisch und wirtschaftlich von Bedeutung ist zudem, dass der bislang geregelte Stichtag für die Berücksichtigung von Personalzusatzkosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile vom 31. Dezember 2008 auf den 31. Dezember 2016 verschoben wird. Zwar wurden im Bundesrat in dieser Hinsicht einige Verschärfungen diskutiert, letztlich aber nicht beschlossen.

## 2. Keine tiefgreifenden Änderungen für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber

Für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber wird das bisherige System im Wesentlichen fortgeführt. Für neu beantragte Investitionsmaßnahmen wird künftig allerdings vorgegeben, wie ein eventuell zu berücksichtigender Ersatzanteil projektspezifisch zu ermitteln ist. Bisher führte häufig der Umstand, dass ein Ersatzanteil nur schwer zu erfassen war, zu der umstrittenen Regulierungspraxis, dass eine Umstrukturierungsinvestition verneint und der Antrag wegen Vorliegens einer Ersatzinvestition ganz abgelehnt wurde.<sup>2</sup>

## 3. Hinreichende Investitionssignale durch die Novelle?

Ob über die Systematik eines genehmigten Kapitalkostenaufschlags bei Berücksichtigung eines Kapitalkostenabzugs tatsächlich die In-

vestitionstätigkeit angereizt wird, hängt wohl stark von der individuellen Situation des jeweiligen Netzbetreibers ab. Bei Investitionen, die über den kalkulatorischen Abschreibungen liegen, ist ein positiver Effekt für die Erlösobergrenzen zu erwarten. Insbesondere für Stromnetzbetreiber, die von dem Erfordernis eines Netzbaus besonders stark betroffen sind oder sich bisher wegen des Zeitverzugs mit Investitionen eher zurückgehalten haben, wird von der Novelle ein Investitionsanreiz ausgehen. Im Bereich der Gasversorgungsnetze dürfte eine Anreizwirkung eher beschränkt sein, da zum einen die Netzanlagen häufig jünger sind als im Strombereich und damit weniger Erneuerungsbedarf besteht, zum anderen Gasverteilernetze von dem energiewendebedingten Netzbau weniger stark betroffen sind. Trotz der neu eingeführten Anlage 3 zur Berechnung des Kapitalkostenaufschlags sind zudem viele praktische Details ungeklärt, wie beispielsweise der Umgang mit Anlagen im Bau oder die Quotelung unter Berücksichtigung des Herausfallens von Altanlagen einerseits und der Fortführung des Sockeleffekts für 2007 bis 2016 aktivierte Anlagegüter andererseits.

Ob der Effizienzbonus tatsächlich einen Anreiz zu innovativen und langfristig effizienzsteigernden Investitionen bietet, darf allerdings bei der vorgesehenen Deckelung bei 5 Prozent mit guten Gründen bezweifelt werden. Verteilt auf die Dauer der Regulierungsperiode von fünf Jahren berechnet, liegt dem Bonus jährlich ein Super-effizienzwert von maximal 1 Prozent zugrunde. Zudem bergen die Abschaffung der Pflichtparameter im Effizienzvergleichsverfahren und die zukünftige Berücksichtigung konstanter Skalenerträge insbesondere für kleinere Netzbetreiber weitere Unwägbarkeiten.

## 4. Fazit

Es wird sich in den kommenden Jahren zeigen, ob der notwendige Umbau der Verteilernetze im Zuge der Energiewende mit der Novelle der ARegV zügig vorankommt. Neben aller Kritik ist im Ergebnis jedenfalls festzuhalten, dass mit der Novelle das Investitionshemmnis „Zeitverzug“ für Verteilernetzbetreiber beseitigt worden ist. Der Erfolg der Novelle mit Blick auf die zukünftige Investitionstätigkeit hängt im Übrigen nicht allein von den Änderungen der ARegV ab. Die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode ist in dieser Hinsicht ebenfalls von erheblicher Bedeutung<sup>3</sup>. Und schließlich darf nicht außer Betracht bleiben, dass auch der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, der ab der dritten Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur ermittelt wird, nicht unerheblichen Einfluss auf die Rentabilität des bereits bestehenden Anlagevermögens haben wird. In praktischer Hinsicht wird ferner von Bedeutung sein, wie schnell die beantragten Kapitalkostenaufschläge und der beantragte Ausgleich der Salden im Regulierungskonto genehmigt werden. Die gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, ihre vorläufigen Entgelte für das kommende Kalenderjahr zum 15. Oktober eines Jahres zu veröffentlichen, gilt nämlich unverändert. Die bisherigen Erfahrungen bei der Genehmigung eines Erweiterungsfaktors sollten sich daher schon aus Gründen der Rechtssicherheit nicht wiederholen.



**Guido Brucker**  
Rechtsanwalt, Partner  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH,  
Berlin

<sup>2</sup> Siehe dazu den Beitrag auf Seite 4 dieses Newsletters.

<sup>3</sup> Siehe dazu den nachfolgenden Beitrag.

## Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode beschlossen

Am 12. Oktober 2016 hat die Bundesnetzagentur die Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für die dritte Regulierungsperiode veröffentlicht.<sup>4</sup> Wie bereits in der seit Sommer 2016 konsultierten Entwurfsfassung vorgesehen, sinkt der Zinssatz für Neuanlagen von 9,05 Prozent auf 6,91 Prozent vor Steuern, der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen soll in der Regulierungsperiode 5,12 Prozent vor Steuern betragen.

### 1. Die Eigenkapitalzinssätze nach den Festlegungen

Gemäß den gesetzlichen Vorgaben in § 7 Abs. 6 Stromnetz- und Gasnetzentgeltverordnung (**StromNEV** und **GasNEV**) hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur am 5. Oktober 2016 die Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode beschlossen<sup>5</sup> und am 12. Oktober 2016 in ihrem Amtsblatt veröffentlicht<sup>6</sup>. Der insbesondere für die Investitionen der Netzbetreiber im Zuge der Energiewende wichtige Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen sinkt deutlich um nahezu 25 Prozent. Auch der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen wird im Vergleich zu bisher um fast 30 Prozent reduziert. Beides gilt gleichermaßen für Strom und Gas. Auch wenn die Bundesnetzagentur erstmals für den Elektrizitätssektor und den Gassektor separate Festlegungen trifft, sind die festgelegten Zinssätze jedoch unverändert identisch. Auf Seiten der Netznutzer wird die Absenkung unter Hinweis auf das aktuelle Zinsumfeld begrüßt oder zum Teil eine noch deutlichere Absenkung gefordert. Dabei bleibt allerdings unberücksichtigt, dass die Netzbetreiber ihrerseits gegenwärtig vor nichts anderem als dem grundlegenden Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur stehen. Dies ist weitgehend unbestritten und betrifft sowohl die Übertragungsnetze als auch die verschiedenen Verteilernetzebenen.<sup>7</sup> Gerade um die erforderlichen Investitionen in den Netzausbau und -ausbau anzureizen, ist erst im September 2016 die novellierte Anreizregulierungsverordnung in Kraft getreten<sup>8</sup>.

### 2. Zweifelsfragen

Vor dem Hintergrund der gesetzlichen Grundlagen und dem geforderten Umbau der Versorgungsinfrastruktur ergeben sich aber nicht nur Zweifel an der Zweckmäßigkeit der Entscheidungen, sondern auch an deren Rechtmäßigkeit. Ausgangspunkt der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes ist nach den verordnungsrechtlichen Vorgaben in § 7 Abs. 4 Satz 1 StromNEV/GasNEV der auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten (Basiszins). Dieser ist insbesondere seit 2012 erheblich gefallen. Betrug der entsprechende Basiszins 2011 noch 3,8 Prozent, liegt er nun noch bei 2,49 Prozent. Zuzüglich ist ein angemessener Zuschlag für netzbetriebsspezifische unternehmerische Wagnisse gemäß § 7 Abs. 4 Satz 1 StromNEV/GasNEV und § 7 Abs. 5 StromNEV/GasNEV zu berücksichtigen. Auch diesen hat die Bundesnetzagentur in den aktuellen Festlegungen von 3,59 Prozent auf 3,15 Prozent abgesenkt.

Vor dem Hintergrund der tatsächlichen Herausforderungen verwundert dies nicht nur, sondern es stellt sich auch die Frage, ob das

methodische Vorgehen insgesamt schlüssig ist und noch den regulatorischen Rahmenbedingungen entspricht. Nach § 7 Abs. 4 Satz 1 StromNEV/GasNEV wird der Basiszins rein national ermittelt. Wegen der verordnungsrechtlich vorgegebenen Durchschnittsbetrachtung über zehn Jahre führt dies zwangsläufig dazu, dass die gegenwärtig außergewöhnlich geringe Verzinsung der Referenzdaten im Basiszinssatz mit abgebildet wird. Den Wagniszuschlag bestimmt die Bundesnetzagentur. Nach der angewandten Methodik ermittelt er sich aus einer Marktrisikoprämie, die mit einem Risikofaktor multipliziert wird. Dabei nutzt die Bundesnetzagentur nun einen internationalen Vergleich, dessen Daten sich über einen Zeitraum von 115 Jahren erstrecken. Mit dieser sehr langfristigen Betrachtung soll die Abbildung von Marktverwerfungen im Wagniszuschlag weitestgehend nivelliert werden.

Fraglich ist dabei, ob diese gegenläufige Herangehensweise der Bundesnetzagentur zumindest im gegenwärtigen Zinsumfeld noch der gesetzlichen Vorgabe einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Eigenkapitalverzinsung in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG gerecht werden kann. Im Rahmen der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die zweite Regulierungsperiode in 2011 hatte die Bundesnetzagentur zudem noch eine deutsche Sondersituation berücksichtigt. Aktuell ist dies ebenfalls nicht mehr der Fall. Es ist aber nicht erkennbar, weshalb 2016 in dieser Hinsicht etwas anderes gelten sollte. Ferner nutzt die Bundesnetzagentur bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie Datensätze, die seit 2011 methodisch erheblich überarbeitet worden sind und nun auch Daten aus Russland und China enthalten. Diese beiden Länder haben sich aber mit Blick auf eine ausreichende Marktkapitalisierung und funktionierende Finanzmärkte in der Vergangenheit atypisch entwickelt. Verzerrungen in der Datengrundlage sind damit keineswegs ausgeschlossen – im Gegenteil. Der Bundesnetzagentur selbst bzw. der von ihr beauftragte Gutachter hat bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie im Bereich Telekommunikation auf diesen Umstand verwiesen und auf eine andere Datengrundlage zurückgegriffen. Insgesamt stellt sich die Frage, ob ein Eigenkapitalzinssatz den Vorgaben aus § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG gerecht werden kann, wenn zwar der Basiszinssatz rein national bestimmt wird, der von der BNetzA ermittelte Wagniszuschlag dagegen auf einem ganz überwiegend internationalen Vergleich beruht.<sup>9</sup> Und dies, obwohl die Netzbetreiber gerade hierzulande mit der Energiewende eine außerordentliche Aufgabe zu bewältigen haben.

### 3. Rechtsprechung nicht eindeutig

Die Bundesnetzagentur selbst hält ihre Entscheidungen für rechtlich abgesichert. Sie weist in der Begründung ihrer Festlegungen an verschiedenen Stellen auf die bisher ergangene Rechtsprechung zur Eigenkapitalverzinsung hin. Dabei bleibt jedoch außer Acht, dass den Entscheidungen jeweils die Festlegung aus 2008 zugrunde lag.

Ungeachtet dessen lassen gerade die bisherigen gerichtlichen Entscheidungen Spielraum für eine andere Bewertung. Der Bundesnetzagentur steht nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) bei der Bestimmung des Wagniszuschlags ein Beurteilungs-

<sup>4</sup> Siehe die Pressemitteilung unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1412/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161012\\_EKZ.html?nn=265778](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161012_EKZ.html?nn=265778).

<sup>5</sup> Vgl. Az. [BK4-16-160](#) für den Stromsektor und Az. [BK4-16-161](#) für den Gassektor.

<sup>6</sup> Amtsblatt Bundesnetzagentur 2016, Seite 3760.

<sup>7</sup> Parallel dazu sind die betroffenen Unternehmen zudem gehalten, in den nächsten Jahren ihre mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verbundene Roll-Out-Verpflichtung intelligenter Messsysteme nach dem Messstellenbetriebsgesetz voranzutreiben, was weitere Investitionen nach sich zieht, die allerdings nicht mehr über das Netzentgelt refinanziert werden können.

<sup>8</sup> Siehe dazu den Beitrag auf Seite 1 dieses Newsletters.

<sup>9</sup> Bei der Bestimmung des Risikofaktors wird sogar kein Unternehmen aus Deutschland berücksichtigt.

spielraum zu.<sup>10</sup> Dabei obliegt es aber weiterhin der Bundesnetzagentur, als Grundlage für ihre Entscheidung eine geeignete tatsächliche Datengrundlage zu ermitteln und heranzuziehen. In dieser Hinsicht ergeben sich mit Blick auf die herangezogenen, 2012 überarbeiteten Datensätze durchaus Zweifel. Die Ermittlung der tatsächlichen Datengrundlage ist nach der Rechtsprechung uneingeschränkt gerichtlich überprüfbar.<sup>11</sup> Ferner ist auch im Falle eines regulierungsbehördlichen Beurteilungsspielraums sicherzustellen, dass dem betroffenen Netzbetreiber eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikooangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals verbleibt (§ 21 Abs. 2 Satz 1 Energiewirtschaftsgesetz – **EnWG**). Die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes erfordert eine Gesamtbetrachtung, in die wertende Elemente einzufließen haben und die nicht nur Gegebenheiten in der Vergangenheit, sondern auch den zukünftigen Anforderungen an den Betrieb von Netzen Rechnung zu tragen hat.<sup>12</sup>

#### 4. Drohende Verböserung im Fall der Beschwerde?

Beide Festlegungen werfen rechtliche Zweifelfragen auf, sodass einige betroffene Netzbetreiber gegenwärtig eine Beschwerde gegen die Entscheidung prüfen. Teilweise wird in diesem Zusammenhang die Frage aufgeworfen, ob eine Beschwerde das Risiko einer Verböserung mit sich bringt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Beschwerdegerichte im energieregulierungsrechtlichen Beschwerdeverfahren an die Anträge der Beschwerdeführer gebunden sind. Nicht verneint werden kann allerdings das Risiko, dass die Bundesnetzagentur zu einem späteren Zeitpunkt ihre Festlegungsentscheidung ändert – entweder nach § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG oder gemäß den allgemeinen verwaltungsverfahrensrechtlichen Bestimmungen der §§ 48, 49 Verwaltungsverfahrensgesetz. Dieses Risiko besteht aber losgelöst von der Frage einer eigenen Beschwerde gegen die Entscheidungen selbst. Allein wegen eines Beschwerdeverfahrens kann die Bundesnetzagentur auch nicht während des laufenden Verfahrens den Basiszinssatz aktualisieren und gegebenenfalls im kommenden Jahr noch weiter absenken. Dies wäre – nicht zuletzt vor dem Hintergrund der jüngsten BGH-Rechtsprechung zu § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG – nicht von einer Änderungsbefugnis gedeckt.<sup>13</sup>

Die Bundesnetzagentur hat die Festlegungen am 12. Oktober 2016 nach § 73 Abs. 1a EnWG im Amtsblatt öffentlich bekannt gemacht, sodass die Beschwerdefrist am Montag, den 28. November 2016 endet. Da Details der Fristberechnung gemäß § 73 Abs. 1a EnWG nach wie vor nicht zweifelsfrei höchstrichterlich geklärt sind, empfiehlt es sich, die Beschwerde vorsorglich bereits am 25. November 2016 zu erheben. Damit sind jegliche Zweifel an der Einhaltung der Beschwerdefrist von vornherein ausgeschlossen.

**Guido Brucker**  
Rechtsanwalt, Partner

### Neues vom BGH zu genehmigungsfähigen Investitionsmaßnahmen

Der Bundesgerichtshof (**BGH**) hat in einer Entscheidung im Frühjahr dieses Jahres sowie einer weiteren Entscheidung im Sommer seine bisherige Rechtsprechung zum Vorliegen genehmigungsfähiger In-

vestitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 1 Anreizregulierungsverordnung (**ARegV**) fortgesetzt und weiter ausdifferenziert. Insbesondere hat er präzisiert, in welchen Konstellationen das Tatbestandsmerkmal „Umstrukturierungsinvestition“ auch bei Ersatzbeschaffungen erfüllt ist, und damit den Anwendungsbereich genehmigungsfähiger Investitionsmaßnahmen – losgelöst von der Ermittlung eines Ersatzanteils – erweitert.

#### 1. Erweiterung genehmigungsfähiger Umstrukturierungsinvestitionen

In der Leitsatzentscheidung „Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH“ vom 12. April 2016<sup>14</sup> bestätigte der BGH zunächst seine bisherige Rechtsprechung in der Entscheidung „50Hertz Transmission GmbH“<sup>15</sup> zum Vorliegen einer Umstrukturierungsinvestition im Sinne des § 23 Abs. 1 Satz 1 ARegV. Nach den in dieser Entscheidung vom BGH entwickelten Kriterien liegt immer dann eine genehmigungsfähige Investitionsmaßnahme vor, wenn die Maßnahme sich nicht im Austausch bereits vorhandener Komponenten und damit zwangsläufig einhergehender Verbesserung erschöpft, sondern jedenfalls auch zu einer nicht nur unbedeutenden Vergrößerung des Netzes oder zu einer nicht nur unbedeutender Veränderung von sonstigen technischen Parametern führt, die für den Betrieb des Netzes erheblich sind. In der Entscheidung „Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH“ sah sich der BGH nun gezwungen, seine bisherige Rechtsprechung im Hinblick auf Ersatzbeschaffungen, die unter das Regelbeispiel von § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV fallen, weiterzuentwickeln.

Hintergrund war der Antrag bei der Bundesnetzagentur, für den vorzeitigen Ersatz von Stahlleitungen in sechs Teilnetzen eine Investitionsmaßnahme nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 i.V.m. Abs. 6 Satz 1 ARegV zu genehmigen. Mit der geplanten Maßnahme wollte die Antragstellerin neu bauen und so die derzeitigen Stahlleitungen vor Ablauf ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer ersetzen.

Die Bundesnetzagentur lehnte den Antrag der Antragstellerin mit der Begründung ab, dass es sich um eine nicht genehmigungsfähige Ersatzmaßnahme handele. Das Oberlandesgericht (**OLG**) Düsseldorf als Beschwerdeinstanz gab der Beschwerde statt.<sup>16</sup> Es gestand der Bundesnetzagentur zu, dass es sich bei dem Projekt in tatsächlicher Hinsicht um eine Ersatzmaßnahme handele. Es werde jedoch von § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV erfasst, der den Anwendungsbereich der genehmigungsfähigen Investitionen insoweit erweitere.

Der BGH trug dieses Ergebnis letztlich zwar mit, wählte aber einen anderen Ansatz. Er hielt sich streng an die Systematik des § 23 ARegV und verwies darauf, dass die Regelbeispiele in § 23 Abs. 1 Satz 2 ARegV den Grundtatbestand in Satz 1 der Vorschrift lediglich konkretisieren.

Auf dieser Grundlage entwickelte der BGH seine Rechtsprechung zur Abgrenzung von Umstrukturierungs- und Erweiterungsmaßnahmen sowie Ersatzmaßnahmen dahingehend weiter, dass er eine Umstrukturierung im Sinne der Entscheidung „50Hertz Transmission GmbH“ auch dann als gegeben ansieht, wenn es zwar zu einem Ersatz bestehender Anlagenkomponenten kommt, diese Anlagenkomponenten jedoch vor Ablauf ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer ersetzt werden. Auch in diesem Fall sei die mit der Ersatzbeschaffung ver-

<sup>10</sup> BGH, Beschluss vom 27. Januar 2015, Az. EnVR 39/13, Rn. 18 ff. – *Thyssengas*.

<sup>11</sup> BGH, Beschluss vom 27. Januar 2015, Az. EnVR 39/13, Rn. 13 ff. – *Thyssengas*.

<sup>12</sup> BGH, Beschluss vom 27. Januar 2015, Az. EnVR 39/13, Rn. 20 – *Thyssengas*.

<sup>13</sup> Vgl. dazu den Beitrag auf Seite 5 dieses Newsletters.

<sup>14</sup> BGH, Beschluss vom 12. April 2016, Az. EnVR 3/15 – *Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH*.

<sup>15</sup> BGH, Beschluss vom 17. Dezember 2013, Az. EnVR 18/12 – *50Hertz Transmission GmbH*.

<sup>16</sup> OLG Düsseldorf, Beschluss vom 12. März 2014, Az. VI-3 Kart 51/13 [V].

bundene Verbesserung im Einzelfall allein auf den technischen Fortschritt zurückzuführen. Bei einem vorzeitigen Ersatz würde die Verbesserung hingegen vorzeitig eintreten. Dieser Verbesserungseffekt – oder genauer gesagt: die Vorzeitigkeit des Verbesserungseffekts – geht nach Auffassung des BGH über die Wirkungen einer reinen Ersatzbeschaffung hinaus und ist deshalb als Umstrukturierung anzusehen.

Um den Umstrukturierungsanteil an der Gesamtmaßnahme zu bestimmen und damit den Anteil der Genehmigungsfähigkeit, hält es der BGH grundsätzlich für geeignet, auf den Zeitraum bis zum Ende der gewöhnlichen Nutzungsdauer abzustellen. Dabei ist festzuhalten, dass die Entscheidung „Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH“ keine Aussagen darüber enthält, wie ein Ersatzanteil bei Vorliegen einer Umstrukturierungsinvestition zu bestimmen ist. Die Entscheidung beschränkt sich vielmehr darauf, Kriterien zu entwickeln, anhand derer trotz Vorliegens einer Ersatzbeschaffung ein genehmigungsfähiger Umstrukturierungsteil bestimmt werden kann.

## 2. Genehmigungsfähigkeit eines Reservebetriebsmittels

In einer weiteren Entscheidung hielt der BGH – wie auch das OLG Düsseldorf in der Beschwerdeinstanz<sup>17</sup> – einen Reservetransformator im Rahmen der Anbindung von Offshore-Windparks für genehmigungsfähig im Sinne des Regelbeispiels nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 ARegV.<sup>18</sup>

Er bestätigte dabei zunächst die (auch im Verfahren unstreitige) Ansicht, dass die Verwendung des Begriffs „Netzanbindung“ in dem Regelbeispiel nicht nur die Offshore-Leitung an sich, sondern auch die weiteren zur Netzanbindung erforderlichen Einrichtungen erfasse. Da § 17d Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) neben der Anbindungspflicht auch eine eigenständige Betriebspflicht bezüglich der Offshore-Netzanbindung enthalte und § 17f Abs. 3 EnWG diese Betriebspflicht konkretisiere, könnten – so der BGH – auch Schadensminderungsmaßnahmen von dem Regelbeispiel in § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 ARegV gedeckt sein. Zum Betrieb der Offshore-Netzanbindung gehöre es auch, eine möglichst störungsfreie Einspeisung zu gewährleisten und damit Entschädigungsleistungen zu vermeiden. Entscheidend für die Notwendigkeit der Vorhaltung entsprechender Reservebetriebsmittel sei letztlich eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im einzelnen Fall. Soweit sich danach ergibt, dass die Beschaffung eines Reservebetriebsmittels mit geringeren Kosten verbunden ist als Entschädigungszahlungen für die zu erwartende Dauer des Ausfalls zu leisten wären, ist die Notwendigkeit der Maßnahme gegeben.

## 3. Fazit

Beide Entscheidungen des BGH schaffen weitere Klarheit bezüglich genehmigungsfähiger Investitionsprojekte im Rahmen des § 23 ARegV. Insbesondere die weitere Ausdifferenzierung der Rechtsprechung zum Begriff der Umstrukturierungsinvestition erleichtert für alle Beteiligten die Beurteilung der Frage, ob bestimmte Maßnahmen am vorhandenen Netzbestand dennoch genehmigungsfähig im Sinne des § 23 Abs. 1 ARegV sind. Gerade vor dem Hintergrund, dass Ersatzbeschaffungen grundsätzlich nicht genehmigungsfähig sind, andererseits aber ein Ersatzanteil auch im Rahmen von Umstrukturierungsinvestitionen die Genehmigungsfähigkeit der Maßnahme an sich nicht ausschließt, war diese Problematik häufig Gegenstand

gerichtlicher Auseinandersetzungen. Nunmehr hat aber auch der Verwaltungsgeber versucht, diese Problematik zu entschärfen, indem er mit der Novellierung der ARegV Vorgaben zur Bestimmung eines projektspezifischen Ersatzanteils in § 23 ARegV ergänzt hat.



**Guido Brucker**  
Rechtsanwalt, Partner,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH,  
Berlin



**Dr. Reinald Günther**  
Rechtsanwalt,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH,  
Berlin

## BGH zur Änderungsbefugnis von Festlegungen

In einer Entscheidung vom 12. Juli 2016 hat der Bundesgerichtshof (BGH)<sup>19</sup> erstmals zu Umfang und Reichweite der Befugnis entschieden, getroffene Festlegungen nachträglich auf der Grundlage von § 29 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu ändern. Während der BGH die inhaltliche Reichweite der Änderungsbefugnis begrenzte, bleiben Fragen zur Befugnis der Änderung in zeitlicher Hinsicht offen.

### 1. Hintergrund – die Änderungsbefugnis aus § 29 Abs. 2 EnWG

Mit dem Rechtsinstrument der Festlegung nach § 29 EnWG hat der Gesetzgeber den Regulierungsbehörden die zentrale Entscheidungsform für die ex ante Methodenregulierung an die Hand gegeben. Insbesondere die Bundesnetzagentur hat bereits in den vergangenen Jahren zunehmend von ihren zahlreichen Ermächtigungen zum Erlass von Festlegungen Gebrauch gemacht. Gerade in komplexen Sachzusammenhängen, die nur in sehr allgemeiner Form gesetzlich vorbestimmt sind, und die sich regelmäßig nicht auf der Grundlage rein rechtlicher Erwägungen beurteilen lassen, gesteht die höchstrichterliche Rechtsprechung den Regulierungsbehörden zudem ein nur eingeschränkt gerichtlich überprüfbares Regulierungsermessen zu, das zum Teil einem Beurteilungsspielraum, zum Teil einem Ermessensspielraum gleichkomme.<sup>20</sup>

Vor allem in dieser Hinsicht ist es von großer Bedeutung, ob und inwieweit die Regulierungsbehörden zu einem späteren Zeitpunkt zur Änderung solcher Festlegungen noch ermächtigt sind. Bereits im vergangenen Jahr war die (Un-)Zulässigkeit des allgemeinen Widerrufsvorbehalts bei Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode Gegenstand einer BGH-Entscheidung.<sup>21</sup> Der BGH hielt den abstrakten Vorbehalt einer Änderung auf der Grundlage des § 29 Abs. 2 EnWG bei Erlass der Festlegung mangels inhaltlicher Bestimmtheit für unzulässig. Sei ein entsprechender Vorbehalt nicht inhaltlich bestimmt, könne eine spätere Änderung nicht allein auf

<sup>17</sup> OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. Januar 2015, Az. VI-3 Kart 70/13 [V].

<sup>18</sup> BGH, Beschluss vom 12. Juli 2016, Az. EnVR 10/15.

<sup>19</sup> BGH, Beschluss vom 12. Juli 2016, Az. EnVR 15/15 – *Unbefristete Genehmigung*.

<sup>20</sup> BGH, Beschluss vom 21. Januar 2014, Az. EnVR 12/12, Rn. 24 ff. – *Stadtwerke Konstanz GmbH*; Beschluss vom 22. Juli 2014, Az. EnVR 59/12, Rn. 22 ff. – *Stromnetz Berlin GmbH*.

<sup>21</sup> BGH, Beschluss vom 3. März 2015, Az. EnVR 44/13 – *BEW Netze GmbH*.

einen entsprechend verfügbaren Vorbehalt gestützt werden. Nun nahm der BGH ergänzend dazu zur Reichweite der Änderungsbefugnis in materiell-rechtlicher Hinsicht Stellung.

Er stellte klar, dass nicht jede geänderte behördliche Einschätzung bereits vorliegender Erkenntnisse auch eine Änderung der Entscheidung nach § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG rechtfertige. Vielmehr müsse es sich insoweit um neue Erkenntnisse handeln, die die Regulierungsbehörde beim Erlass ihrer ursprünglichen Entscheidung in dieser Form (noch) nicht hatte berücksichtigen können. Reine Zweckmäßigkeitserwägungen zu einem späteren Zeitpunkt werden danach eine Änderung nach § 29 Abs. 2 EnWG nicht (mehr) rechtfertigen können.

## 2. Die Entscheidung des BGH

Der Entscheidung lag die Beschwerde eines Letztverbrauchers zugrunde, die sich gegen die Aufhebung ihm erteilter Genehmigungen für ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (**StromNEV**) richtete. Zunächst genehmigte die Bundesnetzagentur entsprechende individuelle Netzentgelte auf der Grundlage eines von ihr verfassten Leitfadens. Später machte sie dann von ihrer Festlegungsermächtigung Gebrauch und regelte verbindlich, ob und wie individuelle Netzentgelte auf der Grundlage von § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV zu genehmigen sind. Zuvor erteilte Genehmigungen hob die Bundesnetzagentur auf der Grundlage von § 29 Abs. 2 EnWG auf. Dagegen richtete sich die Beschwerde des Letztverbrauchers.

Wie bereits beim Oberlandesgericht (**OLG**) Düsseldorf<sup>22</sup> drang der Letztverbraucher damit auch beim BGH nicht durch. Der BGH stellte zunächst fest, dass die Befugnis aus § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG nicht nur zu einer substitutiven Änderung, sondern auch zu einer ersatzlosen Aufhebung einer vorangegangenen Entscheidung ermächtigt. In diesem Zusammenhang stellte der BGH klar, dass sich die Änderungsbefugnis nach § 29 Abs. 2 EnWG nicht an den Tatbestandsvoraussetzungen der allgemeinen verwaltungsrechtlichen Vorschriften zur Aufhebung behördlicher Entscheidungen nach § 48 oder § 49 Verwaltungsverfahrensgesetz (**VwVfG**) orientiere. Ferner erfasse die Änderungsbefugnis nicht nur zuvor getroffene rechtmäßige Entscheidungen. Ausgehend von ihrem Sinn und Zweck müsse die Regulierungsbehörde auch ermächtigt sein, rechtswidrige Entscheidungen auf der Grundlage von § 29 Abs. 2 EnWG zu ändern. Soweit sich aus einer grundsätzlich in die Zukunft gerichteten Änderung faktisch Rückwirkungen ergeben, bedürfe dies keiner besonderen gesetzlichen Regelung. Hier seien die verfassungsrechtlichen Grundsätze, nach denen eine unechte Rückwirkung zulässig ist, entsprechend heranzuziehen. Offen blieb dagegen, ob eine Änderung allein in die Zukunft gerichtet erfolgen kann, oder ob auch rückwirkende Änderungen von der Befugnis in § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG gedeckt sind. Offen ließ der BGH auch, ob es möglicherweise unter dem Aspekt des Vertrauensschutzes geboten sein könnte, die Entschädigungsregelung in § 49 Abs. 6 VwVfG im Anwendungsbereich des § 29 Abs. 2 EnWG entsprechend heranzuziehen.

Schließlich stellte der BGH fest, dass sich die Behörde auch dann auf die Änderungsbefugnis nach § 29 Abs. 2 EnWG berufen kann, wenn zwar die einschlägigen Rechtsvorschriften unverändert geblieben sind, sich aber nach dem Erlass einer Festlegung oder Genehmigung neue Erkenntnisse ergeben haben, die die Regulierungsbehörde zu der Beurteilung führen, dass die bisher getroffene Regelung den Anforderungen der einschlägigen Rechtsvorschriften nicht genügt.

In dieser Hinsicht wurde jedoch die Entscheidung des OLG Düsseldorf in einem wichtigen Punkt präzisiert: Nach Ansicht des BGH reicht es nicht bereits aus, wenn eine Änderung aufgrund einer geänderten Einschätzung oder Bewertung der bisherigen Erkenntnisse erfolgt. Eine Änderungsbefugnis ergebe sich immer nur dann, wenn sich die ursprüngliche Bewertung aufgrund späterer Entwicklungen oder später gewonnener Erkenntnisse über technische, wirtschaftliche oder sonstige relevante Verhältnisse des Netzbetriebs, die deshalb bei der ursprünglichen Entscheidung nicht berücksichtigt wurden, nachträglich geändert habe.

## 3. Praktische Relevanz der Entscheidung

Die praktische Bedeutung der Änderungsbefugnis nach § 29 Abs. 2 EnWG in der täglichen Regulierungsarbeit ist nicht zu unterschätzen, beispielsweise im Zusammenhang mit der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die dritte Regulierungsperiode nach § 7 Abs. 6 Stromnetz- und Gasnetzentgeltverordnung. Insbesondere die Absenkung des konsultierten Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen von 9,05 Prozent auf 6,91 Prozent wird in der Branche gegenwärtig kontrovers diskutiert.<sup>23</sup> Es stellt sich die Frage, ob möglicherweise später eine Änderung der Festlegung noch vor der dritten Regulierungsperiode nur aufgrund aktualisierter Daten nach § 29 Abs. 2 EnWG zu befürchten ist. Zum Teil wird in der Branche in diesem Zusammenhang auch die Frage aufgeworfen, ob eine Beschwerde gegen die Entscheidung der Eigenkapitalzinsfestlegung eine entsprechende Änderung wahrscheinlicher mache. Unter Berücksichtigung der jüngsten BGH-Rechtsprechung dürfte eine Änderung – losgelöst von der Frage der Beschwerde gegen die Entscheidung – allenfalls ausnahmsweise zulässig sein. Die Behörde wird zum Zeitpunkt ihrer Entscheidung auch eine Prognose über die künftige Entwicklung des Zinsniveaus bis zum Beginn der Regulierungsperiode zugrunde legen (müssen). Liegen zu einem späteren Zeitpunkt dann tatsächlich aktualisierte Werte vor, die sich aber mit der Prognose der Behörde zuvor decken, wird es unter Berücksichtigung der jüngsten BGH-Rechtsprechung kaum vertretbar sein, lediglich wie erwartet aktualisierte Daten als neue Erkenntnisse zu behandeln. Allenfalls wenn die aktualisierten Daten von der Prognose der Behörde zuvor deutlich abweichen sollten, ließe sich nach der BGH-Rechtsprechung eine spätere Änderung auf § 29 Abs. 2 EnWG stützen.

**Guido Brucker**  
Rechtsanwalt, Partner

## Änderung des Konvertierungssystems schreitet voran

Am 19. Februar 2016 hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur ein Verfahren eingeleitet, um die *Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmärkten (Festlegung Konni Gas)*<sup>24</sup> zu ändern.<sup>25</sup>

### 1. Hintergrund

Nach der Festlegung Konni Gas hätte das Konvertierungsentgelt beginnend mit dem 1. Oktober 2016 eigentlich nach und nach auf null gesenkt werden und ab dem 1. April 2017 auslaufen sollen. Anfang 2016 wurden die beiden Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH und NetConnect Germany GmbH & Co. KG (**NetConnect Germany**) tätig, da die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas – bedingt durch die abnehmende L-Gas-Produktion in den

<sup>22</sup> OLG Düsseldorf, Beschluss vom 4. Februar 2015, Az. VI-3 Kart 96/13 [V].

<sup>23</sup> Siehe dazu den Beitrag auf Seite 3 dieses Newsletters.

<sup>24</sup> Bundesnetzagentur, Beschlüsse vom 27. März 2012, Az. BK7-11-002.

<sup>25</sup> Az. BK 7-16-050.

Niederlanden und in Deutschland – bereits seit einiger Zeit erheblich zugenommen hatte. Ende Januar/Anfang Februar 2016 zeigten sie der Bundesnetzagentur an, das Konvertierungsentgelt zumindest in der bisherigen Höhe beizubehalten. NetConnect Germany begehrt sogar eine vorläufige Anordnung, wegen einer akuten finanziellen Schieflage des Konvertierungssystems das Entgelt für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas über die in der Festlegung Konni Gas festgelegte Höchstgrenze hinaus anheben zu dürfen. Zudem beantragten beide Marktgebietsverantwortlichen eine Änderung der Festlegung Konni Gas mit dem Ziel, dass Entgelt für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas auch nach dem 31. März 2017 beizubehalten.

Die Bundesnetzagentur hatte NetConnect Germany die begehrte Anhebung des Konvertierungsentgelts vorläufig gewährt.<sup>26</sup> Da bereits der Erlass der vorläufigen Anordnung für einen Rückgang der Konvertierung von H-Gas zu L-Gas geführt hatte, wurde diese mittlerweile widerrufen.<sup>27</sup> Mit dem nun eingeleiteten Hauptsacheverfahren soll der Änderungsbedarf hinsichtlich der Festlegung Konni Gas grundsätzlich geklärt werden.

## 2. Zweite Konsultation mittlerweile beendet

Am 12. Juli 2016 veröffentlichte die Bundesnetzagentur ihr [zweites Konsultationspapier mit Tenorentwurf und Entwürfen des überarbeiteten Standardvertrags](#). Hieraus ergibt sich eine dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgelts jedenfalls für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas. Für die Bestimmung der Höhe des Konvertierungsentgelts stellt die Bundesnetzagentur ein ex ante Konvertierungsentgelt und ein ex post Konvertierungsentgelt zur Diskussion. Weitere Punkte sind:

- eine Erweiterung der Veröffentlichungspflichten um vorläufige Daten und die täglichen bilanziellen Mengen je Konvertierungsrichtung;
- die Einführung eines Ausschüttungsmechanismus einschließlich eines Liquiditätspuffers, insbesondere um starke Schwankungen der Konvertierungsumlage zukünftig zu vermeiden; sowie
- die Festlegung von Konvertierungsentgelt und -umlage für einen grundsätzlich zwölfmonatigen Zeitraum, um die Planungssicherheit für die Marktteilnehmer zu erhöhen.<sup>28</sup>

Die bis zum Ende der Konsultation vom 24. August 2016 eingegangenen Stellungnahmen zeigen, dass insbesondere die Frage eines ex ante oder ex post Konvertierungsentgelts kontrovers diskutiert wird.

## 3. Sicherstellung der Beschwerdebefugnis

Dabei sollten die betroffenen Marktteilnehmer im Blick behalten, dass gegen den Beschluss der geänderten Festlegung Konni Gas gegebenenfalls Beschwerde eingelegt werden kann. Nach § 75 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind allein die am Verfahren vor der Regulierungsbehörde Beteiligten beschwerdebefugt. Dies sind nach § 66 Abs. 2 EnWG die Regulierungsbehörde, diejenigen, gegen die sich das Verfahren richtet, sowie Personen und Personenvereinigungen, die die Regulierungsbehörde auf ihren Antrag hin zu dem Verfahren beigelegt hat. Adressaten des Änderungsverfahrens und später auch der geänderten Festlegung Konni Gas sind die beiden Marktge-

bietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH und Net-Connect Germany. Die übrigen Marktteilnehmer – die ebenfalls von der geänderten Festlegung Konni Gas betroffen sein werden – sind nur dann beschwerdebefugt, wenn die Bundesnetzagentur sie zu dem Änderungsverfahren beigelegt hat oder sie zumindest einen Beiladungsantrag gestellt haben. Dabei muss der Beiladungsantrag vor Abschluss des Verfahrens bei der Bundesnetzagentur – hier also des Änderungsverfahrens – gestellt werden.

Ohne eine Beiladung oder zumindest einen rechtzeitig gestellten Beiladungsantrag haben Dritte ungeachtet ihrer Betroffenheit später keine Möglichkeit, gegen die geänderte Festlegung Konni Gas mit der Beschwerde vorzugehen.

**Dr. Reinald Günther**  
Rechtsanwalt

## Bundesnetzagentur verneint Anspruch auf untertägige Kapazitätsbuchung

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen eines Besonderen Missbrauchsverfahrens nach § 31 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) entschieden, dass ein Anspruch auf Buchung untertägiger Kapazität nicht bestehe.<sup>29</sup>

### 1. Sachverhalt

Die Trianel GmbH (Trianel) hatte von der Open Grid Europe GmbH (OGE) um 17.03 Uhr verlangt, an einem Ausspeisepunkt für den laufenden Gastag noch feste frei zuordenbare Kapazität buchen zu dürfen. Der betreffende Ausspeisepunkt war kein Kopplungspunkt nach dem Netzkodex Kapazitätszuweisung<sup>30</sup>. OGE wies diesen Wunsch unter Hinweis darauf zurück, dass Trianel die Kapazität bis um 18.00 Uhr am Vortag als Day-Ahead-Kapazität hätte buchen müssen. Zuvor hatte Trianel bereits erfolglos versucht, die Kapazität über die Buchungsplattform der PRISMA European Capacity Platform GmbH zu buchen.

### 2. Entscheidung der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur wies den Antrag der Trianel zurück, wobei sie weitestgehend dem Vorbringen von OGE folgte. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur besteht kein dahingehender Netzzugangsanspruch der Trianel nach § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Zunächst sah es die Bundesnetzagentur als fraglich an, ob es sich bei der Notwendigkeit, untertägige Kapazitätsprodukte anzubieten, überhaupt um „Kriterien“ nach § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG handelt.

Dies konnte die Bundesnetzagentur letztendlich jedoch offen lassen, da sie – ungeachtet der Frage – keinen Anspruch der Trianel nach § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG erkennen konnte. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG werde „durch den gesetzlichen regulatorischen Rahmen für die Bedingungen des Netzzugangs“ konkretisiert. Hierzu gehörten unter anderem die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und die Erdgaszugangsverordnung<sup>31</sup> einschließlich des hierauf beruhenden Netzkodex Kapazitätszuweisung. Nach § 11 Abs. 1 Satz 1 GasNZV seien die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch nur dazu verpflichtet, feste und

<sup>26</sup> Bundesnetzagentur, Beschluss vom 19. Februar 2016, Az. BK7-16-050-E1.

<sup>27</sup> Bundesnetzagentur, Beschluss vom 7. September 2016, Az. BK7-16-050-E1.

<sup>28</sup> Bundesnetzagentur, zweites Konsultationspapier vom 12. Juli 2016, Seite 2.

<sup>29</sup> Bundesnetzagentur, Beschluss vom 23. August 2016, Az. BK7-16-099.

<sup>30</sup> Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates; siehe dort Art. 3 Nr. 10 sowie Art. 8 Abs. 4, 9 Abs. 1 und 15.

<sup>31</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleistungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

unterbrechbare Kapazitäten auf Jahres-, Monats-, Quartals- und Tagesbasis anzubieten. Das Angebot weiterer Kapazitätsprodukte stelle § 11 GasNZV den Fernleitungsnetzbetreibern lediglich frei, verpflichte sie hierzu aber nicht. Ebenso wenig sei der Netzkodex Kapazitätszuweisung anwendbar, da dieser die Fernleitungsnetzbetreiber nur dazu anhalte, an Kopplungspunkten auch untertägige Standardkapazitätsprodukte anzubieten.

Auch wenn § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG § 11 Abs. 1 Satz 1 GasNZV als nachrangiges Ordnungsrecht vorgehe, bleibe es dabei, dass § 11 Abs. 1 Satz 1 GasNZV die gesetzliche Regelung abschließend konkretisiere.

Der Umstand, dass die Fernleitungsnetzbetreiber zwar an Kopplungspunkten, nicht aber an sonstigen Ein- und Ausspeisepunkten dazu verpflichtet sind, untertägige Kapazitätsprodukte anzubieten, führe auch zu keiner Diskriminierung nach § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Diese Unterscheidung sei wegen der dahingehenden Beschränkung in dem Netzkodex Kapazitätszuweisung bereits europarechtlich festgelegt, sodass es sich hierbei nicht um eine nach § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG untersagte Diskriminierung handeln könne. In diesem Zusammenhang wolle die Bundesnetzagentur auch nicht der Argumentation der Trianel folgen, die Beschränkung in dem Netzkodex Kapazitätszuweisung beruhe auf einer insoweit eingeschränkten Zuständigkeit des europäischen Gesetzgebers.

Nicht zuletzt verstößt OGE nach Auffassung der Bundesnetzagentur auch nicht gegen das Netzzugangsgebot nach den §§ 20 Abs. 2 Satz 1, 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Dies ergebe sich gleichermaßen aus dem Umstand, dass OGE gesetzlich nicht verpflichtet sei, untertägige Kapazitätsprodukte einschränkungslos anzubieten.

Dabei betont die Bundesnetzagentur, dass es in dem betreffenden Verfahren nicht darauf ankomme, „*ob und in welchem Rahmen ein Angebot untertägiger Kapazitäten wirtschaftspolitisch sinnvoll wäre. Dies zu untersuchen bleibt ggf. einer Weiterentwicklung des gesetzlichen regulatorischen Rahmens vorbehalten.*“

### 3. Fazit

Die Entscheidung der Bundesnetzagentur ist rechtlich nachvollziehbar, wenngleich sie insbesondere für Kraftwerks- und Gasspeicherbetreiber unbefriedigend ist. Dennoch hat die Bundesnetzagentur hier zu Recht streng zwischen dem derzeitigen und dem – zukünftigen – gesetzlichen Rahmen unterschieden, der wirtschaftspolitisch sinnvoll wäre. Es bleibt abzuwarten, ob das OLG Düsseldorf die Bundesnetzagentur bestätigen wird. Trianel hat den Beschluss der Bundesnetzagentur mit der Beschwerde angegriffen, sodass die Frage noch nicht abschließend geklärt ist.

Dr. Reinald Günther  
Rechtsanwalt

## II. Energiewirtschaftsrecht

### Das Strommarktgesetz gilt

Am 30. Juli dieses Jahres ist das Strommarktgesetz (**StrommarktG**) in Kraft getreten. Nach den Gesetzentwürfen im Herbst letzten Jahres (siehe [Newsletter Energierrecht November 2015, Seite 2 f.](#)) wurden in der Branche sowohl Grundsatz- als auch Einzelfragen des Gesetzesvorhabens diskutiert. Streitpunkte waren unter anderem die Regelungen zum Ausstieg aus der Braunkohleerzeugung, die Vergütungsregelung für Redispatch-Maßnahmen sowie die komplexen

Regelungen zu Kapazitätsreserve und Netzreserve und die damit verbundenen Kostenfragen. In letzter Minute des Gesetzgebungsverfahrens kam es dann noch zu verschiedenen Änderungen am StrommarktG.

### 1. Stärkung der Versorgungs- und Systemsicherheit

Mit dem Inkrafttreten des StrommarktG wurden verschiedene Mechanismen zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG**) statuiert. Die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) im Rahmen ihrer Systemverantwortung sind damit noch umfangreicher und detaillierter geworden. Die ÜNB sind nunmehr maßgeblich verantwortlich für die Bildung und den Einsatz einer Kapazitäts- und einer Netzreserve. Die bisher in der Reservekraftwerksverordnung geregelte Kraftwerksreserve, die aus systemrelevanten, stillzulegenden Kraftwerken gebildet wird, wird in die sog. Netzreserve (§ 13d EnWG) überführt und über den ursprünglichen Zeitraum hinaus zur Überbrückung von Netzengpässen und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs weitergeführt. Die Reservekraftwerksverordnung wurde in Netzreserveverordnung umbenannt. Daneben wird eine Kapazitätsreserve (§ 13h EnWG) eingeführt, die dann eingreifen soll, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu sollen außerhalb des Strommarktes Erzeugungskapazitäten zusätzlich zu den bestehenden Erzeugungsanlagen vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt werden. Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt durch wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren der ÜNB. Einzelheiten regelt die Kapazitätsreserveverordnung, die allerdings bislang noch nicht in Kraft getreten ist.

### 2. Weitere Maßnahmen

Zudem ist nunmehr die Errichtung sogenannter Netzstabilitätsanlagen vorgesehen (§ 13k EnWG). Die Regelung war in den ersten Gesetzentwürfen nicht enthalten, sondern wurde erst ganz am Ende des Gesetzgebungsverfahrens in das StrommarktG aufgenommen. Die Netzstabilitätsanlagen sollen in dem Übergangszeitraum zwischen Kernenergieausstieg und abgeschlossenem Netzausbau sicherstellen, dass den ÜNB ausreichend Anlagen für Systemdienstleistungen, insbesondere Redispatch, zur Verfügung stehen. Und nicht zuletzt wird schließlich eine Sicherheitsreserve durch bestehende Braunkohlekraftwerke eingerichtet. Sukzessiv werden hierzu (bestimmte) Braunkohlekraftwerke ab 1. Oktober 2016 in die Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG) überführt, die zur Sicherstellung der Stromversorgung zum Beispiel bei nicht vorhersehbaren extremen Wettersituationen geschaffen wird. Ab 2020 sind betroffene Braunkohlekraftwerke dann stillzulegen. Für die Sicherheitsbereitschaft und die Stilllegung erhalten die Betreiber dieser Kraftwerke eine Vergütung, deren beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission zwischenzeitlich vorliegt.

### 3. Neuregelung der Redispatch-Vergütung

Zur seit längerem umstrittenen Redispatch-Vergütung findet sich nunmehr mit § 13a eine eigenständige Neuregelung im EnWG. Diese beinhaltet ausdrücklich den Grundsatz, dass die Vergütung für Redispatch-Maßnahmen dann angemessen ist, wenn der Betreiber der angeforderten Anlage dadurch wirtschaftlich weder besser noch schlechter steht als er ohne die Maßnahme stünde. Im Einzelnen sind die tatsächlichen Erzeugungsauslagen und der anteilige Werteverbrauch sowie die entgangenen Erlösmöglichkeiten, soweit diese die Summe der tatsächlichen Erzeugungsauslagen und des anteiligen Werteverbrauchs übersteigen, zu erstatten. Erstattungsfähig sind außerdem die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder die Verschiebung einer geplanten Revision. Alle Kosten sind nur zu erstatten, wenn sie durch die jeweilige Re-

dispatch-Maßnahme verursacht wurden. Weitergehende Kosten, die dem Anlagenbetreiber auch ohne die Redispatch-Anforderung entstanden wären, insbesondere eine Verzinsung des gebundenen Kapitals, werden nicht erstattet. Die Neuregelung gilt grundsätzlich rückwirkend für alle Redispatch-Maßnahmen seit dem 1. Januar 2013, sofern die Kraftwerksbetreiber dadurch nicht schlechter stehen als sie durch die tatsächlich von den ÜNB in diesem Zeitraum gezahlte jeweilige Vergütung stehen. Ob mit dieser Neuregelung alle Streitigkeiten um die angemessene Vergütung des Redispatch beendet sind, bleibt noch abzuwarten.

#### 4. (Noch) keine Änderung bei vermiedenen Netzentgelten

Die ursprünglich vorgesehene Streichung der Entgelte für vermiedene Netznutzung für dezentrale Erzeugungsanlagen (§ 18 Abs. 3 StromNEV) ab Inbetriebnahme im Jahr 2021 wurde nicht umgesetzt, da der Gesetzgeber hierzu eine separate und umfassende Neuregelung noch im Jahr 2016 verabschieden will. Hierzu hat das Bundeswirtschaftsministerium am 4. November 2016 den Referentenentwurf eines *Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur* (Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG) veröffentlicht, das nunmehr einen – für Bestandsanlagen – schrittweisen Abbau der vermiedenen Netzentgelte vorsieht.



**Antje Baumbach,**  
Rechtsanwältin, Partnerin,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH,  
Berlin

### Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes

Am 2. September 2016 ist das *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*<sup>32</sup> in Kraft getreten. Kern dieses Artikelgesetzes ist das Messstellenbetriebsgesetz (**MsbG**). Damit wird das Messwesen mit folgenden wesentlichen Inhalten neu geregelt: Rollout intelligenter Messsysteme zu verbrauchsabhängigen Preisobergrenzen, sternförmige Marktkommunikation und Datenschutz.

Über die Einzelheiten des Kabinettsentwurfs dieses Gesetzes hatten wir bereits in [unserem Newsletter vom November 2015](#) berichtet. Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens haben sich nur wenige Änderungsvorschläge hierzu durchgesetzt.

#### 1. Umbaukosten des Zählerplatzes

Eine der gravierendsten Änderungen im Gesetzgebungsverfahren ist sicherlich, dass die ursprünglich geplante Novellierung des § 22 Abs. 2 Niederspannungsanschlussverordnung (**NAV**), nach der auch Kosten für notwendige Umbauten von Zählerschränken mit den Preisobergrenzen abgegolten werden sollten, noch geändert wurde. Nach der nun geltenden Novellierung des § 22 Abs. 2 NAV trägt – wie unter derzeit geltendem Recht – der Anschlussnehmer die Umbaukosten.

#### 2. Optionaler Rollout

Als optionaler Ausstattungsfall für intelligente Messsysteme wurde noch die EEG/KWKG-Anlagenkategorie von über 1 bis einschließlich 7 kW installierter Leistung ab 2018 aufgenommen und eine Preisobergrenze von EUR 60 festgelegt.

<sup>32</sup> BGBl. I, Seite 2034.

<sup>33</sup> BGH, Urteil vom 27. April 2016, Az. VIII ZR 46/15.

#### 3. Bestandschutzregelung in § 19 Abs. 5 MsbG

Eine Einschränkung wurde in die Bestandschutzregelung des § 19 Abs. 5 MsbG aufgenommen. Während im Kabinettsentwurf noch vorgesehen war, dass jeder Anschlussnutzer die Zustimmung zum Einbau nicht zertifizierter Messsysteme widerrufen kann, ist dieses Widerrufsrecht nun auf Haushaltskunden beschränkt.

#### 4. Verschiebung der Liegenschaftsmodelle

Anders als noch im Kabinettsentwurf vorgesehen, kann ein Anschlussnehmer anstelle des Anschlussnutzers einen Messstellenbetreiber für die gesamte Liegenschaft erst ab dem 1. Januar 2021 auswählen.

#### 5. Fazit

Damit steht nun der Rechtsrahmen für das neue Messwesen. Die Marktakteure sind schon dabei, sich zu positionieren, sei es als grundy-zuständiger oder dritter Messstellenbetreiber, sei es als Dienstleister. Dabei sind viele strategische und operative Entscheidungen zu treffen und umzusetzen, die von der Implementierung der notwendigen Prozesse bis zum Vertragsmanagement reichen. Weitere Konkretisierungen werden sich noch aus entsprechenden Festlegungen der Bundesnetzagentur ergeben. So haben die Beschlusskammern 6 und 7 bereits ein Festlegungsverfahren zur Anpassung der Vorgaben zur elektronischen Marktkommunikation eingeleitet. Zudem hat die Bundesnetzagentur angekündigt, die notwendigen Standardverträge im Messwesen sowohl für den Strom- als auch für den Gassektor zu normieren.



**Toralf Baumann**  
Rechtsanwalt, Partner,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH,  
Berlin



**Dr. Sebastian Rohrer**  
Rechtsanwalt, Partner,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH,  
München

### BGH bestätigt Änderungskündigung eines Sonderkundenvertrags durch standardisiertes Schreiben

In (Norm-)Sonderkundenverträgen ist häufig eine Schriftformklausel enthalten. Zugleich besteht das Bedürfnis, das Vertragsverhältnis betreffende Erklärungen aufgrund des Massengeschäftscharakters durch standardisierte Schreiben an die Kunden abzugeben. Der Bundesgerichtshof (**BGH**) hatte darüber zu entscheiden, inwieweit ein solches Schreiben als Angebot auf Abschluss eines Grundversor-gungsvertrags zu verstehen ist.<sup>33</sup> Unabhängig von dieser – notwendigerweise immer auf den Einzelfall bezogenen – Entscheidung, ist jedoch die Auffassung des BGH von Interesse, dass eine Änderungskündigung mittels standardisierten Schreibens trotz einer in dem Vertrag oder den allgemeinen Geschäftsbedingungen enthaltenen Schriftformklausel wirksam ist.

## 1. Sachverhalt

Die Klägerin versorgte eine Wohnungseigentümergeinschaft im Rahmen eines Sondertarifs mit Erdgas. In den allgemeinen Geschäftsbedingungen hieß es, dass die Vorschriften der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden (**AVB-GasV**) gelten, soweit die allgemeinen Geschäftsbedingungen nichts anderes vorsehen. Unter § 2 Ziffer 2 und 3 hieß es sodann:

*„2. Kündigungen haben schriftlich zu erfolgen.*

*3. Alle notwendigen Erklärungen könne elektronisch unter Zuhilfenahme einer digitalen Signatur abgegeben werden, sobald und soweit hierzu gesetzliche Regelungen vorliegen.“*

Ende 2006 teilte die Klägerin unter anderem der Beklagten mittels standardisierten Schreibens folgendes mit:

**„Alles wird einfacher – das neue G.-Preissystem**

*Der Gesetzgeber hat die Rahmenbedingungen von Haushaltskunden [...] grundlegend geändert [...]. Infolge dieser Gesetzesänderungen müssen wir Ihren Erdgaslieferungsvertrag zu den bisherigen Bedingungen zum 31.12.2006 beenden.*

*Aber keine Sorge, wir versorgen Sie übergangslos ab 01.01.2007 [...] auf Basis unseres neuen Preisangebots 'G.-Komfort' [...]. [...]*

**Was müssen Sie jetzt tun?**

*Nichts – Ihre Vertragsumstellung funktioniert automatisch. [...]“*

Das Schreiben war durch den Vorstand Vertrieb und Technik und den Leiter Handel/Vertrieb der Klägerin unterschrieben, wobei es sich bei den handschriftlichen Unterschriften nicht um originale Unterschriften handelte.

Die Beklagte unternahm in der Folgezeit nichts, sondern bezog weiter Erdgas von der Klägerin. Erst mit Schreiben vom 22. November 2007 teilte die Beklagte der Klägerin mit, dass sie mit der Umstellung ihres Tarifs ab 1. Januar 2007 nicht einverstanden sei und einer – ihrer Auffassung nach ohnehin unbilligen – Preiserhöhung nicht zustimmt.

## 2. Entscheidung des Berufungsgerichts

Das Kammergericht als Berufungsgericht entschied, dass die Klägerin einen Anspruch auf das von ihr geforderte Entgelt für das gelieferte Erdgas habe.<sup>34</sup> Das Kammergericht wertete das Schreiben als Angebot auf Abschluss eines neuen (Grundversorgungs-)Vertrags der Klägerin. Da dieses Schreiben an eine Vielzahl von Kunden gerichtet ist, sei es einheitlich auszulegen, also aus Sicht eines objektiven Empfängers. Jedenfalls dem Satz *„Infolge dieser Gesetzesänderungen müssen wir Ihren Erdgaslieferungsvertrag zu den bisherigen Bedingungen zum 31. Dezember 2006 beenden.“* könne ein eindeutig erkennbarer Kündigungswille der Klägerin entnommen werden.

Die Klägerin haben gegenüber der Beklagten auch nicht die Gestaltungsmacht für sich ausgeübt, den bestehenden Sonderkundenvertrag kraft einseitiger Erklärung in einen Grundversorgungsvertrag zu überführen, da sie der Beklagten eine Handlungsalternative vorgelegt habe. Infolgedessen handle es sich bei dem Schreiben um das Angebot auf Abschluss eines neuen Vertrags. Dieses Angebot habe die Beklagte dadurch angenommen, dass sie auch nach dem 31. Dezember 2006 weiter Erdgas von der Klägerin bezogen hat.

Auch die in den allgemeinen Geschäftsbedingungen enthaltene Schriftformklausel stehe dem nicht entgegen. Eine gewillkürte Schriftform sei nach § 127 Abs. 1 Bürgerliches Gesetzbuch (**BGB**) nur *„im Zweifel“* als Schriftform im Sinne des § 126 BGB auszulegen. Hier sei es der Klägerin aufgrund des Massengeschäftscharakters offensichtlich darum gegangen, die Kündigung eindeutig und endgültig gegenüber ihren Kunden zu erklären, sodass die Schriftform *„lediglich“* Dokumentations- und Beweiswecken habe dienen sollen.

## 3. Entscheidung des BGH

Die Entscheidung des Kammergerichts hatte in der Revisionsinstanz Bestand.

Der BGH konnte zunächst nicht erkennen, dass das Kammergericht das an die Beklagte gerichtete Schreiben seinem Inhalt nach unzutreffend ausgelegt hätte. Es folgt dem Kammergericht darin, dass solche standardisierten, an eine Vielzahl von Kunden gerichteten Schreiben einheitlich auszulegen sind, und zwar unabhängig von der Frage, ob sie in einem räumlich begrenzten Bereich versandt wurden oder nicht. Auch der BGH sah den bereits durch das Kammergericht herangezogenen Satz *„[...] müssen wir Ihren Erdgaslieferungsvertrag [...] zum 31.12.2006 beenden.“* als eindeutig an. Der übrige Text des Schreibens relativiere den in dem Satz zum Ausdruck kommenden Kündigungswillen nicht, sondern erläutere dem Kunden lediglich, welche Tarife für ihn zukünftig in Betracht kommen und zu welchem Preis, wenn sich der Kunde dafür entscheidet, untätig zu bleiben.

Auch hinsichtlich der in den allgemeinen Geschäftsbedingungen enthaltenen Schriftformklausel schloss sich der BGH der Auffassung des Kammergerichts an. Zunächst komme es nicht auf die in § 32 Abs. 7 AVBGasV (§ 20 Abs. 2 Satz 1 Gasgrundversorgungsverordnung, der im Übrigen nunmehr nur noch die Textform vorsieht) geregelte Schriftform an. Denn nach den allgemeinen Geschäftsbedingungen gelte die AVBGasV nur insoweit, als die allgemeinen Geschäftsbedingungen keine abweichende Regelung enthalten. Hinsichtlich der Schriftform gebe es in den allgemeinen Geschäftsbedingungen jedoch gerade eine eigene Regelung. So sei mit dem Berufungsgericht zu beachten, dass die strengen Anforderungen, die § 126 BGB an die Schriftform stellt, bei einer gewillkürten Schriftform nach § 127 Abs. 1 BGB nur im Zweifel gelten. Die Schriftformklausel sei mithin danach auszulegen, welche Anforderungen die Parteien an die Schriftform stellen wollten. Hier spiele in erster Linie der mit der Form verfolgte Zweck eine Rolle, der aus den erkennbaren beiderseitigen Interessen einer Formvereinbarung abgeleitet werden könne. Vorliegend kam der BGH zu dem Schluss, dass die Schriftformklausel allein Argumentations- und Beweiswecken dient. Diesem Zweck sei jedoch durch vorformulierte Schreiben unabhängig davon genüge getan, ob diese Schreiben eigenhändig unterschrieben sind. Schließlich betont der BGH, dass

*„das Berufungsgericht [...] in diesem Zusammenhang zu Recht hervorgehoben [hat], dass nur dieses Formverständnis den bei Energielieferungsverträgen zu beachtenden Erfordernissen des Massenverkehrs gerecht wird.“<sup>35</sup>*

## 4. Fazit

Den Entscheidungen des Kammergerichts und des BGH ist zuzustimmen. Bei einer gewillkürten Schriftformklausel ist immer die Auslegungsregel in § 127 Abs. 1 BGB zu beachten und die Schriftform-

<sup>34</sup> Kammergericht, Urteil vom 28. November 2014, Az. 6 U 236/12.

<sup>35</sup> BGH, Urteil vom 27. April 2016, Az. VIII ZR 46/15, Rn. 27.

klausel danach auszulegen, ob sie konstitutiven oder nur den Zweck hat, die Abgabe von Erklärungen zu dokumentieren und zu beweisen. Wenn in dem Vertrag oder den allgemeinen Geschäftsbedingungen nicht eindeutig klargestellt ist – beispielsweise durch die Formulierung „Schriftform im Sinne des § 126 BGB“ –, dass die strengen Anforderungen des § 126 BGB gelten sollen, ist genau zu prüfen, ob die Schriftformklausel nicht lediglich Dokumentations- und Beweis-zwecken dienen soll. Dies ist, wie das Kammergericht und der BGH zu Recht hervorheben, insbesondere im Massengeschäftsverkehr grundsätzlich der Fall.

Unabhängig davon ist zu beachten, dass seit 1. Oktober 2016 in allgemeinen Geschäftsbedingungen grundsätzlich ohnehin keine strengere Form mehr als die Textform vorgesehen werden darf, soweit es um Anzeigen oder Erklärungen geht, die dem Verwender oder einem Dritten gegenüber abzugeben sind.<sup>36</sup>

**Dr. Reinald Günther**  
Rechtsanwalt

## Bundesnetzagentur äußert sich über Zuweisung von Anschlusskapazität für Pilotwindenergieanlagen auf See

Die Bundesnetzagentur hat am 10. August 2016 einen Hinweis zur Antragstellung auf Zuweisung von Anschlusskapazität für Pilotwindenergieanlagen auf See nach § 118 Abs. 19 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erlassen ([Hinweis](#)). Der erst spät im Gesetzgebungsverfahren hinzugefügte § 118 Abs. 19 EnWG eröffnet der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) noch vor der Umstellung auf Ausschreibungen bis zu 50 MW ungenutzte Offshore-Anbindungskapazität für die Nutzung durch sog. Pilotwindenergieanlagen auf See zuzuweisen. Um diese „Vorab-Zuweisung“ zu ermöglichen, tritt § 118 Abs. 19 EnWG bereits am Tag nach der Verkündung des *Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien* in Kraft und nicht erst am 1. Januar 2017.

§ 118 Abs. 19 EnWG sieht vor, dass über die Anträge in der Reihenfolge ihres vollständigen Eingangs entschieden wird. Nur wenn sowohl freie Kapazität zur Verfügung steht als auch die Grenze von 50 MW noch nicht erreicht ist, ist eine Zuweisung für weitere Pilotwindenergieanlagen zulässig. Daher ergibt sich für die potentiellen Betreiber von Pilotwindenergieanlagen die Notwendigkeit, schnell zu handeln und einen entsprechenden Antrag zu stellen. Da § 118 Abs. 19 EnWG die Voraussetzungen des Antrags nur sehr rudimentär vorgibt, hat die Bundesnetzagentur den entsprechenden Hinweis erlassen.

### 1. Antragsvoraussetzungen

Aus § 118 Abs. 19 EnWG und dem Hinweis ergeben sich folgende Voraussetzungen für einen Antrag:

#### a) Pilotwindenergieanlage auf See

Um überhaupt in den Genuss einer Zuweisung nach § 118 Abs. 19 EnWG kommen zu können, muss es sich bei den Windenergieanlagen auf See, welche die zugewiesene Kapazität nutzen wollen, um sog. Pilotwindenergieanlagen handeln. Der Begriff der Pilotwindenergiean-

lagen auf See ist in § 3 Nr. 6 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) gesetzlich definiert als „die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird“. Die Innovation kann insbesondere die Generatorenleistung, den Rotor-durchmesser, die Nabenhöhe, den Turmtyp oder die Gründungsstruktur betreffen. Nach der Gesetzesbegründung reicht dabei die bloße Neudimensionierung eines bestehenden Anlagentyps nicht aus. Sie stellt keine technische Weiterentwicklung oder Neuerung im Sinne einer Innovation dar. Keine Prototypen sind daher Anlagen, die lediglich größer, höher oder leistungsstärker sind als bereits bestehende Anlagen, ohne dass damit auch eine weitergehende technische Veränderung verbunden ist. Die technische Weiterentwicklung oder Neuerung muss zudem wesentlich sein. Maßstab für die Wesentlichkeit ist in Anlehnung an das Patentrecht, dass sich die technische Weiterentwicklung oder Neuerung vom Stand der Technik deutlich abheben muss.

#### b) Antrag

Der Betreiber einer solchen Pilotwindenergieanlage muss einen Antrag auf Zuweisung der Anschlusskapazität bei der Bundesnetzagentur einreichen. Dieser Antrag muss enthalten:

- Ein Konzept zur Anbindung der Pilotwindenergieanlagen an ein entsprechendes Umspannwerk auf See des Betreibers eines Offshore-Windparks und
- geeignete Unterlagen nach § 68 Satz 2 WindSeeG, d.h. Unterlagen welche die Eigenschaft als Pilotwindenergieanlage belegen. Diese Unterlagen müssen nach dem Hinweis insbesondere eine technische Dokumentation derjenigen Komponenten beinhalten, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellen, und sollen für einen fachkundigen Dritten hinreichend verständlich sein.

Aus der Gesetzesbegründung ergibt sich, dass die Anträge vollständig bis spätestens zum 31. Oktober 2016 zu stellen sind.

Die Bundesnetzagentur verlangt zusätzlich zu dem gesetzlich geforderten Inhalt, dass der Antrag die vollständigen Angaben zum Antragsteller enthält sowie die Anzahl und die Standorte der Windenergieanlagen auf See. Darüber hinaus muss der Verlauf der Trasse von den Windenergieanlagen aus See zum Umspannwerk angegeben werden. Außerdem werden noch formale Anforderungen an den Antrag gestellt.

Der Hinweis ist nicht als Verwaltungsakt erlassen und hat daher keine rechtliche Bindungswirkung. Allerdings erscheinen die genannten Anforderungen notwendig, um der Bundesnetzagentur eine Zuweisung zu ermöglichen, und sollten daher von den potentiellen Betreibern der Windenergieanlagen auf See eingehalten werden.

### 2. Zuweisung von Anschlusskapazität

Die Bundesnetzagentur kann nur Anschlusskapazität bis zu höchstens 50 MW auf einer bestehenden oder beauftragten Offshore-Anbindungsleitung zuweisen, soweit entsprechende freie Kapazitäten auf Offshore-Anbindungsleitungen überhaupt zur Verfügung stehen. Es ist daher an den potentiellen Betreibern solcher Pilotwindenergieanlagen, freie Kapazitäten zu identifizieren. Zudem gilt, wie bereits ausgeführt, das Prinzip des *first come first serve*, bis die 50 MW an

<sup>36</sup> Siehe Art. 1 Nr. 1 und Art. 5 des Gesetzes zur Verbesserung der zivilrechtlichen Durchsetzung von Verbraucherschützenden Vorschriften des Datenschutzrechts vom 17. Februar 2016, BGBl I 2016, Seite 233.

Kapazität ausgeschöpft sind. Die Zuweisung erfolgt unter zwei Bedingungen: Zum einen muss die Bundesnetzagentur im Benehmen mit dem BSH spätestens bis zum 30. Juni 2017 festgestellt haben, dass es sich bei den Windenergieanlagen auf See, auf die sich der Antrag bezieht, tatsächlich um Pilotwindenergieanlagen handelt. Zum anderen muss der Betreiber der Pilotwindenergieanlage der Bundesnetzagentur spätestens bis zum Ablauf von 18 Monaten nach der Kapazitätszuweisung eine Zulassung zur Errichtung dieser Anlagen vorlegen.

**Dr. Sebastian Rohrer**  
Rechtsanwalt, Partner

## Bundesnetzagentur konsultiert höhere Anforderungen für atypische Netzentgelte

Die Beschlusskammer 4 hat von Amts wegen ein *Verfahren zur Festlegung zur Ermittlung sachgerechter individueller Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV* eingeleitet.<sup>37</sup> Geplant ist, dass die neuen Vorgaben mit Wirkung zum 1. Januar 2017 gültig werden.

In dem veröffentlichten Eckpunktepapier kündigt die Bundesnetzagentur an, die Mindestvoraussetzungen für das Vorliegen einer atypischen Netznutzung im Rahmen von § 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (**StromNEV**) zu verschärfen. Bisher muss ein Letztverbraucher – abhängig von der Anschlussnetzebene – eine Mindestverlagerung zwischen 5 Prozent und 30 Prozent erreichen. Außerdem muss die absolute Lastverlagerung mindestens 100 kW betragen. Nun beabsichtigt die Bundesnetzagentur die Änderung der bislang geltenden Festlegung<sup>38</sup> dahingehend, dass für Vereinbarungen über ein individuelles Netzentgelt, die mit erstmaliger Wirkung ab 1. Januar 2017 angezeigt werden, die Erheblichkeitsschwelle angehoben wird. Die individuelle Höchstlast im Hochlastzeitfenster muss um 50 Prozent niedriger sein als die Jahreshöchstlast; die absolute Lastverlagerung muss mindestens 1.000 kW betragen.

Die Marktteilnehmer konnten zu dem Eckpunktepapier bis zum 14. Oktober 2016 Stellung nehmen.

Weitere Einzelheiten zur Konsultation finden sich auf der Internetseite der [Beschlusskammer 4](#).

**Antje Baumbach**  
Rechtsanwältin, Partnerin

## III. Erneuerbare Energien

### EEG 2017 beschlossen

Bundestag und Bundesrat haben am 8. Juli 2016 den Weg für die Novelle des EEG 2014 zum EEG 2017 freigemacht. Das verabschiedete *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien* enthält in Art. 1 die Änderungen des EEG 2014; Art. 2 enthält das gänzlich neue *Gesetz zur Entwicklung und Förde-*

*rung der Windenergie auf See (WindSeeG)*. Es soll wie das EEG 2017 zum 1. Januar 2017 in Kraft treten.

### 1. Hintergrund

Mit dem EEG 2017 (und dem WindSeeG für Windenergieanlagen auf See) stellt der Gesetzgeber das Förderregime für die Stromerzeugung aus Windkraft, Solarenergie und Biomasse zukünftig auf wettbewerbliche Ausschreibungen um, durch die die Förderhöhe ermittelt wird. Gesetzlich vorgegeben sind nur noch die – grundsätzlich technologiespezifischen – auszuschreibenden Volumina. Die Verzahnung von Netzausbau und EEG-Zubau soll durch diese Mengensteuerung, flankiert durch neue Regelungen zur Sektorkopplung, zur regionalen Steuerung und zu Speichertechnologien, erreicht werden.

### 2. Neuerungen auf der Zielgeraden des Gesetzgebungsverfahrens

Neben der Aktualisierung der Gesetzesbezeichnung (während des Gesetzgebungsverfahrens war noch vom EEG 2016 die Rede) sind weitere wesentliche Änderungen erst aufgrund der Empfehlung des Bundestags-Wirtschaftsausschusses in den Gesetzeswortlaut aufgenommen worden.

#### a) Erste technologieübergreifende Ansätze

Auf Druck der Europäischen Kommission wird es (als Ausnahme von der Regel der technologiespezifischen Ausschreibungen) zwei neue Ausschreibungskategorien geben. Zum einen werden nach § 39i EEG 2017 gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen stattfinden. Das Ausschreibungsvolumen hierfür liegt bei jährlich 400 MW, nähere Modalitäten sollen über eine Rechtsverordnung nach § 88c EEG 2017 geregelt werden. Zum anderen wird es gänzlich technologie neutrale Ausschreibungen – zunächst mit einem jährlichen Volumen von 50 MW – für besonders innovative, system- oder netzdienliche Anlagen geben. Die Einzelheiten dieser Innovationsausschreibungen nach § 39j EEG 2017 werden in einer Rechtsverordnung nach § 88d EEG 2017 geregelt.

#### b) (Vorerst) Letzte Änderungen an den Ausschreibungsdesigns

Neues gibt es auch für die Betreiber von Biomasseanlagen: Die Untergrenze von 150 kW Anlagenleistung für die Teilnahme von Bestands-Biomasseanlagen an Ausschreibungen fällt weg, § 39h Abs. 1 EEG 2017. Dagegen bleibt es bei den ursprünglich im Gesetz vorgesehenen jährlichen Ausschreibungsvolumina von 150 MW (2017 bis 2019) bzw. 200 MW (2020 bis 2022). Allerdings wird von diesem Ausgangswert auch die installierte Leistung von im vorangegangenen Jahr in Betrieb genommenen Anlagen außerhalb der Ausschreibungen in Abzug gebracht, § 28 Abs. 3a Satz 1 EEG 2017. Dagegen werden nicht zugeschlagene Mengen in die folgenden Zeiträume übertragen, § 28 Abs. 3a Satz 2 EEG 2017.

Letzteres gilt auch für die nicht zugeschlagenen Volumina bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (§ 28 Abs. 1a Satz 2 EEG 2017) bzw. bei Solaranlagen (§ 28 Abs. 2a Satz 2 EEG 2017).

#### c) Gestaffelte Mehrfachdegression für neue Windenergie an Land außerhalb der Ausschreibungen

Bei neuen Windenergieanlagen an Land, die übergangsweise noch nicht der Ausschreibungspflicht unterfallen, wurde die zunächst vor-

<sup>37</sup> BGH, Urteil vom 27. April 2016, Az. VIII ZR 46/15.

<sup>38</sup> Kammergericht, Urteil vom 28. November 2014, Az. 6 U 236/12.

gesehene Einmaldegression in Höhe von 5 Prozent auf den anzulegenden Wert aufgegeben und durch eine in sechs Schritten zu je 1,05 Prozent gestaffelte Degression ersetzt. Damit fällt die Belastung für neue Anlage nach § 46a EEG 2017 im Ergebnis sogar noch höher aus; in der Branche wird zum Teil offen über eine mögliche Verfassungsbeschwerde diskutiert.

#### d) „Feintuning“ bei der Akteursvielfalt

Weniger kontrovers sind die späten Änderungen bei der Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften, § 36g Abs. 3 und 5 EEG 2017. Voraussetzung ist nun auch, dass die Gemeinde, in deren Gebiet ein Projekt realisiert werden soll, zu mindestens 10 Prozent beteiligt ist bzw. die Möglichkeit zur Beteiligung erhalten hat. Im Ergebnis gilt für die Bürgerenergiegesellschaft dann unabhängig von ihrem eigenen Gebotswert der höchste noch bezuschlagte Wert als maßgeblich.

Bürgerenergiegesellschaften, die in der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, bekommen den Preis des letzten noch bezuschlagten Gebots (§ 36g Abs. 5 EEG 2017). Damit erhalten Bürgerenergiegesellschaften für bis zu sechs Anlagen bzw. 18 MW Leistung stets die höchste Vergütung der jeweiligen Ausschreibungsrunde und damit unter Umständen mehr, als sie zunächst geboten hatten.

#### e) Licht und Schatten für die Sektorkopplung

Die neue Regelung des § 13 Abs. 6a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), nach der Übertragungsnetzbetreiber vertragliche Regelungen mit den Betreibern von KWK-Anlagen treffen können, um Strom zur Vermeidung von Netzengpässen aus dem Netz zu beziehen, wurde ebenfalls abgeändert. Die Regelung wird einerseits dahingehend eingeschränkt, dass die betreffende KWK-Anlage bei Vertragsschluss in einem Netzausbaugebiet nach § 36c EEG 2017 gelegen sein muss. Andererseits wird sie insoweit geöffnet, als für den Fall, dass nicht Stromsenken in der Größenordnung von 2 GW im KWK-Bereich verfügbar sind, unmittelbar eine Rechtsverordnung zur Ausdehnung auf andere Sektorkopplungstechnologien erarbeitet werden soll.

#### f) Neue Härtefallregelung für stromintensive Unternehmen

Die Besondere Ausgleichsregelung wird um eine neue Härtefallregelung in § 64 Abs. 1 lit. a) EEG 2017 ergänzt. Sie sorgt dafür, dass Unternehmen, die den Schwellenwert der Stromkostenintensität in Höhe von 17 Prozent reißen, statt der vollen nur 20 Prozent der EEG-Umlage zahlen müssen.

#### g) Mieterstrommodelle

Der neue § 95 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 enthält eine Verordnungsermächtigung zur Einführung von sog. Mieterstrommodellen. Nach diesen sollen Betreiber von Solaranlagen lediglich eine verringerte EEG-Umlage für ihren Strom zahlen, auch wenn der Solarstrom im Zusammenhang mit einem Wohngebäude erzeugt und dort durch Dritte verbraucht wird. Somit werden diese Fälle der Drittbeflieferung den derzeit privilegierten Eigenversorgungsmodellen gleichgestellt.

### 3. Abgestimmte Regelungen zur Eigenversorgung

Aufgrund der erst Ende August 2016 erfolgten Verständigung von Bundesregierung und Europäischer Kommission über die beihilfenrechtskonforme Ausgestaltung der Eigenversorgung<sup>39</sup> bedurfte es zur Umsetzung derselben einer gesonderten Gesetzgebungsinitiative. Zu dieser liegt seit dem 19. Oktober 2016 der Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung in Gestalt des Kabinettsbeschlusses<sup>40</sup> vor, mit dem EEG und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) besser miteinander verzahnt werden sollen.<sup>41</sup>

#### a) Neue Strukturen/alte Systematik

An der seit dem EEG 2014 geltenden Systematik der Eigenversorgung ändert sich nichts. So gilt für Strommengen aus neuen Eigenversorgungen nach wie vor der Grundsatz der Umlagepflicht, der nun in § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017-E verortet ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ausschreibungspflichtige (und bezuschlagte) Anlagen nach § 27a EEG 2017<sup>42</sup> grundsätzlich nicht für eine EEG-Umlagereduzierte Eigenversorgung in Frage kommen.

Im Übrigen strukturiert der Regierungsentwurf die einzelnen Regelungsgegenstände neu und fächert sie über die §§ 61 bis 61j EEG 2017-E auf. Der Katalog der Begriffsbestimmungen wird um den für die Eigenversorgung relevanten Begriff der „Stromerzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 43g EEG 2017-E erweitert.<sup>43</sup>

#### b) Wesentliche inhaltliche Neuerungen

Für bislang nicht umlagepflichtige Bestandseigenversorgungen sieht der Regierungsentwurf nun vor, dass diese – soweit sie nach dem 31. Dezember 2017 erneuert oder ersetzt werden – regelmäßig mit einer EEG-Umlage in Höhe 20% belastet werden, § 61e EEG 2017-E. Einer Leistungserhöhung bedarf es hierfür (anders als nach dem EEG 2014) nicht.

Überdies sieht der Regierungsentwurf strenge Mitteilungspflichten für sämtliche Eigenversorger vor, deren Nichtbefolgen nun sogar dazu führen kann, dass die EEG-Umlage in voller Höhe anfällt, §§ 74a, 61f EEG 2017-E.

Die mit dem Regierungsentwurf angestrebte Verzahnung zwischen EEG und KWKG bei der Eigenversorgung zeigt sich nicht zuletzt anhand der Regelung in § 8d KWKG 2017-E. Danach ist bei einer nach dem KWKG 2017-E bezuschlagten KWK-Anlage eine Privilegierung bezüglich der EEG-Umlagepflicht über eine Eigenversorgung auch nach Ablauf des achtjährigen Förderzeitraums regelmäßig nicht mehr möglich.<sup>44</sup>

### 4. Ausblick

Mit dem Wechsel zum EEG 2017 werden die bereits mit dem Wechsel auf das EEG 2014 eingeschlagenen Pfade weiterverfolgt. Die effiziente Integration der erneuerbaren Energien in den Markt und in das Stromversorgungssystem soll durch effektive Mengensteuerung

<sup>39</sup> Also nach der ursprünglichen Beschlussfassung des Bundestags über das EEG 2017 im Juli 2016.

<sup>40</sup> Die im Regierungsentwurf vorgesehenen Regelungen werden nachfolgend als EEG 2017-E bezeichnet; der Regierungsentwurf ist abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzsentwurf-zur-aenderung-der-bestimmungen-zur-stromerzeugung-aus-kwk-und-eigenversorgung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

<sup>41</sup> Siehe Seite 22 des Regierungsentwurfs.

<sup>42</sup> Dies sah bereits die beschlossene Fassung vom 8. Juli 2016 vor, BR-Drs. 355/16, Seite 19 f.

<sup>43</sup> Der Regierungsentwurf schließt sich dabei dem Begriffsverständnis der Bundesnetzagentur an, vgl. Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, Seite 21.

<sup>44</sup> Siehe dazu den Beitrag auf Seite 14 dieses Newsletters.

(festgelegte Ausschreibungsmengen) sowie durch eine wettbewerblich ermittelte Förderhöhe gewährleistet werden. Diese Ausprägung findet sich auch in den europäischen Beihilfeleitlinien wieder.



**Sebastian Berg**  
Rechtsanwalt,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH,  
Berlin

## BGH: Kein Schadenersatz aufgrund von Netztrennung wegen notwendiger Reparatur

Der Bundesgerichtshof (BGH) hat Schadenersatzansprüche eines Biogasanlagenbetreibers gegen seinen Stromnetzbetreiber wegen reparaturbedingter vorübergehender Netztrennung unter dem bis 31. Dezember 2011 geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) verneint.<sup>45</sup> Führt der Netzbetreiber notwendige Reparaturmaßnahmen durch, verletze er das zwischen ihm und dem Anlagenbetreiber bestehende gesetzliche Einspeiseschuldverhältnis nicht, sondern erfülle vielmehr seine Pflicht, ein zuverlässiges Netz zur Verfügung zu stellen. Auch nach den Entschädigungsregeln zum Einspeisemanagement verneinte der BGH einen Anspruch.

Um seinen (Rücksichtnahme-)Pflichten gegenüber dem Anlagenbetreiber nachzukommen, müsse der Netzbetreiber jedoch die Netztrennung möglichst kurz halten und technisch mögliche sowie zumutbare Maßnahmen zur Überbrückung ergreifen, soweit dies nach Treu und Glauben erwartet werden kann. Nicht erwartet werden können danach insbesondere Überbrückungsmaßnahmen, deren Aufwand in keinem (finanziellen) Verhältnis zum Abnahmeinteresse des Anlagenbetreibers steht.

**Sebastian Berg**  
Rechtsanwalt

## Kammergericht entscheidet zu Eigenversorgung

Das Kammergericht hat am 31. Oktober 2016<sup>46</sup> ein Urteil des Landgerichts (LG) Berlin vom 25. März 2014 über die Frage einer EEG-Umlagefreien Eigenerzeugung bestätigt.<sup>47</sup> Noch unter Geltung von § 37 des bis 31. Dezember 2011 geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes stellte sich in dem Rechtsstreit die Frage, ob nach den konkreten vertraglichen Regelungen zwischen den Prozessparteien der Kläger als Betreiber der Stromerzeugungsanlage angesehen und daher eine Eigenstromerzeugung angenommen werden konnte. Das LG Berlin hat dies im Ergebnis verneint. Es hat die Klageabweisung unter anderem darauf gestützt, dass der Kläger auch nach den vertraglichen Regelungen keinen bestimmenden Einfluss auf die Abläufe der Stromerzeugung habe. Hintergrund dafür bildet die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH), der eine Betreiberstellung dann annimmt, wenn ein bestimmender Einfluss auf die Anlagenfahrweise

besteht und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs getragen wird. Entscheidend dafür ist jeweils, wie im Einzelfall die konkreten vertraglichen Regelungen zwischen den Beteiligten ausgestaltet sind; also ob diese geeignet sind, einen bestimmenden Einfluss auf die Fahrweise der Stromerzeugungsanlage zu vermitteln, sodass ein wirtschaftliches Risiko des Anlagenbetriebs auch tatsächlich übernommen wird. Die Entscheidung nun belegt einmal mehr, dass in der Praxis bei Eigenversorgungskonzepten dieser Anforderung bei der vertraglichen Ausgestaltung häufig nicht hinreichend Rechnung getragen wird. Der Blick darf nicht isoliert auf die Frage gerichtet sein, ob ein wirtschaftliches Risiko übernommen wird. Dieses Merkmal bleibt jedenfalls in bestimmten Situationen ohne Kontur, wenn es nicht durch das tatsächliche Element des bestimmenden Einflusses sinnvoll ergänzt wird. Es kann deshalb vor dem Hintergrund der zukünftig weiter verschärften Meldepflichten ab 2017 nur empfohlen werden, Eigenversorgungskonzepte daraufhin nochmals zu überprüfen.

**Guido Brucker**  
Rechtsanwalt, Partner

## IV. Kraft-Wärme-Kopplung

### Geplante wesentliche Änderungen des KWKG 2016

Die Bundesregierung hat am 19. Oktober 2016 den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung verabschiedet. Es handelt sich hierbei um ein Artikelgesetz, das in Artikel 1 und 2 vor allem Änderungen des aktuell geltenden Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2016 (KWKG 2016) und der Regelungen zur Eigenversorgung in dem ab 1. Januar 2017 geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017)<sup>48</sup> enthält. Das parlamentarische Gesetzgebungsverfahren soll in den kommenden Wochen durchgeführt und abgeschlossen werden,<sup>49</sup> sodass das Gesetz und damit die Änderungen im KWKG 2016 und EEG 2017 (ebenfalls) zum 1. Januar 2017 in Kraft treten können.

#### 1. Hintergrund

Anlass für die erneuten Änderungen des erst am 1. Januar dieses Jahres in Kraft getretenen KWKG 2016 und des erst zum 1. Januar nächsten Jahres in Kraft tretenden EEG 2017 sind die von der Europäischen Kommission (Kommission) gemachten Vorgaben zur Vereinbarkeit dieser gesetzlichen Regelungen mit dem europäischen Beihilferecht. Im Hinblick auf das KWKG 2016 hat die Kommission die Einführung von Ausschreibungsverfahren gefordert und ein Verfahren eingeleitet, um die vorgesehenen Ermäßigungen der KWK-Umlage für Letztverbraucher mit hohem Jahresverbrauch und für stromkostenintensive Industrieunternehmen näher auf ihre Vereinbarkeit mit den EU-Beihilfevorschriften zu prüfen.

Vor diesem Hintergrund sollen im KWKG 2016 vor allem die beiden folgenden inhaltlichen Änderungen vorgenommen werden: Zum einen sollen Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderfähigkeit und Bestimmung der Förderhöhe für KWK-Anlagen eingeführt werden. Zum anderen sollen die Regelungen zur Begren-

<sup>45</sup> BGH, Urteil vom 11. Mai 2016, Az. VIII ZR 123/15.

<sup>46</sup> Die Entscheidungsgründe liegen noch nicht vor.

<sup>47</sup> LG Berlin, Urteil vom 25. März 2014, Az 16 O 38/13.

<sup>48</sup> Siehe dazu den Beitrag auf Seite 12 dieses Newsletters.

<sup>49</sup> So hat nunmehr auch der Bundesrat bereits zu zahlreichen Punkten Stellung genommen, BR-Drs. 616/19 (Beschluss).

zung der KWK-Umlage für stromintensive Industrieunternehmen europarechtskonform ausgestaltet werden.

## 2. Ausschreibungspflicht für KWK-Anlagen von 1 MW bis 50 MW

Bezüglich der Einführung eines Ausschreibungsverfahrens sehen die geplanten Änderungen des KWKG 2016 insbesondere vor, dass für KWK-Strom aus neuen und aus modernisierten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW zukünftig nur dann noch ein Anspruch auf Zuschlagzahlung besteht, wenn der Betreiber der KWK-Anlage erfolgreich an einem Ausschreibungsverfahren teilgenommen hat. Aus Gründen des Vertrauensschutzes müssen Betreiber solcher KWK-Anlagen allerdings dann nicht an einer Ausschreibung teilnehmen, sondern können das bisher geltende Förderregime wählen, wenn für ihr Vorhaben bis zum 31. Dezember 2016 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder eine verbindliche Bestellung der KWK-Anlage vorliegt bzw. im Fall einer Modernisierung eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile erfolgt ist und die KWK-Anlage bis zum 31. Dezember 2018 den Dauerbetrieb (wieder-)aufnimmt.

Zum Ausschreibungsdesign sind in den geplanten Änderungen des KWKG 2016 nur wenige Festlegungen getroffen. Vorgesehen ist, dass die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsverfahren durchführt und 2017 ein Volumen von 100 MW installierte KWK-Leistung sowie 2018 bis 2021 ein Volumen von jährlich 200 MW ausschreibt. Zu den materiellen und finanziellen Voraussetzungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen sowie zu den Realisierungszeiträumen nach Zuschlagserteilung und Pönalen bei Nichtrealisierung sieht das künftige KWKG 2017 derzeit keine Regelungen vor. Stattdessen wird die Bundesregierung ermächtigt, ohne Zustimmung des Bundesrates in einer Rechtsverordnung nähere Regelungen zum Ausschreibungsdesign zu treffen. Insoweit ist anzunehmen, dass sich die Bundesregierung sehr stark an den im EEG 2017 hierfür vorgesehenen Regelungen orientieren wird. Da die erste KWK-Ausschreibungsrunde nicht vor Ende 2017 stattfinden soll, ist mit einer entsprechenden Rechtsverordnung in diesem Jahr nicht mehr zu rechnen.

Nach den geplanten Änderungen im KWKG 2016 ist für Betreiber von KWK-Anlagen, die grundsätzlich der Ausschreibungspflicht unterliegen, die erfolgreiche Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren nicht die einzige Voraussetzung für einen Anspruch auf Zuschlagzahlung. Wie im EEG 2017 sind weitere Voraussetzungen unter anderem, dass der Betreiber der KWK-Anlage den gesamten ab der Aufnahme oder der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs in der KWK-Anlage erzeugte Strom in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeist und nicht selbst verbraucht sowie für den erzeugten Strom kein vermiedenes Netzentgelt und keine Steuerbegünstigung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 oder 3 Stromsteuergesetz in Anspruch nimmt. Außerdem muss die KWK-Anlage technisch flexibel sein und darf daher keine technische Mindesterzeugung aufweisen. Eine Anlage weist dabei dann keine technische Mindesterzeugung auf, wenn die Einspeisung jederzeit auf Anforderung des Netzbetreibers vollständig reduziert und zugleich die Wärmeversorgung zuverlässig aufrechterhalten werden kann.

## 3. Begrenzung der KWK-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen

Nachdem die Kommission ein Verfahren eingeleitet hat, um die im KWKG 2016 vorgesehenen Ermäßigungen der KWK-Umlage für bestimmte Letztverbraucher näher auf ihre Vereinbarkeit mit den EU-Beihilfavorschriften zu untersuchen, soll mit den geplanten Än-

derungen des KWKG 2016 die Begrenzung der KWK-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen an die EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen angepasst werden. Konkret soll dies dadurch erfolgen, dass die besondere Ausgleichsregelung des EEG 2017 auf das künftige KWKG 2017 übertragen wird. Eine KWK-Umlagereduzierung soll daher nur noch für Industrieunternehmen möglich sein, für die die EEG-Umlage nach § 63 Nr. 1 i. V. m. § 64 EEG 2017 begrenzt ist. Bezüglich der Höhe der KWK-Umlage ist vorgesehen, dass an der entsprechenden Abnahmestelle für die über 1 GWh hinausgehende Strommenge eine Mindestumlage von 0,03 Ct./kWh nicht unterschritten werden darf. Aus Gründen des Vertrauens- und Bestandsschutzes ist für ältere Bestandsanlagen zur Eigenversorgung, die bereits vor dem 1. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind, eine Sonderregelung vorgesehen, soweit der darin erzeugte Strom KWK-Umlagepflichtig ist und der Anlagenbetreiber über keinen Begrenzungsbescheid nach der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG verfügt.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang, dass diese neue Begrenzungssystematik bereits rückwirkend ab dem 1. Januar 2016 gelten soll. Letztverbraucher, die an einer Abnahmestelle 2016 aufgrund der aktuell geltenden Rechtslage berechtigt gewesen wären, eine Begrenzung der Umlage auf 0,03 Ct./kWh in Anspruch zu nehmen, sind zu einer Nachzahlung verpflichtet, wenn sie die rückwirkend anzuwendenden Voraussetzungen für eine Privilegierung nicht erfüllen. Solche Letztverbraucher müssen ihrem zuständigen Netzbetreiber dann bis zum 31. März 2017 den 2016 aus dem Netz bezogenen und selbst verbrauchten Strom sowie das Verhältnis der Stromkosten zum handelsrechtlichen Umsatz melden. Netzbetreiber, die Nachzahlungen erhalten haben, müssen dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber auf Anforderung die Namen der zahlenden Letztverbraucher melden, deren Stromverbrauch 2016 sowie den nachgezählten oder nachzuzahlenden Betrag und den Zahlungsstatus.

Um die zusätzliche Kostenbelastung für Letztverbraucher abzumildern, die rückwirkend nicht mehr zum Kreis der privilegierten Unternehmen zählen, ist für 2017 und 2018 eine Übergangsbestimmung vorgesehen. Für Letztverbraucher, die 2016 berechtigt gewesen wären, eine Begrenzung der KWK-Umlage auf 0,04 Ct./kWh in Anspruch zu nehmen, darf sich die KWK-Umlage für den 1 GWh übersteigenden Stromverbrauch an einer Abnahmestelle 2017 auf nicht mehr als 0,08 Ct./kWh und 2018 auf nicht mehr als 0,16 Ct./kWh erhöhen. Für Letztverbraucher mit einer Begrenzung auf 0,03 Ct./kWh ist ein Höchstwert von 0,06 Ct./kWh bzw. 0,12 Ct./kWh vorgesehen.

## 4. Sonstige Begrenzung der KWK-Umlage

Für Schienenbahnen soll es bei dem bislang geltenden Privilegierungsregime bleiben. Für Stromspeicher wird erstmalig eine Privilegierung eingeführt: Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, soll die KWK-Umlage so begrenzt werden, dass sich das Netzentgelt für Strombezüge, die über 1 GWh hinausgehen, um höchstens 0,03 Ct./kWh erhöht, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Einspeisung von Strom in das Netz entnommen wird.



**Dr. Maximilian Emanuel Elspas**  
Rechtsanwalt, Partner,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH,  
München

## V. Öffentliches Recht

### Keine Kommunalverfassungsbeschwerde gegen die Überprüfung einer Konzessionsvergabe

Die Vergabe von Konzessionen nach § 46 Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG**) erfolgt mehr und mehr im politischen Raum. Insbesondere besteht seit geraumer Zeit die Tendenz, im Wege der Konzessionsvergabe Teile der Energieversorgung als Aufgabe der Daseinsvorsorge zu „rekommunalisieren“. Damit ist gemeint, die in einem Gemeindegebiet liegenden Strom- und Gasnetze wieder von den Gemeinden betreiben zu lassen. Hierzu haben sich vielfältige Formen der Kommunalwirtschaft bis hin zu den sog. gemischtwirtschaftlichen Modellen, also Betrieben unter Beteiligung der öffentlichen Hand und privater Unternehmer, herausgebildet. Nun hatte das Bundesverfassungsgericht (**BVerfG**) Gelegenheit, sich mit diesem Thema zu beschäftigen.<sup>50</sup>

#### 1. Sachverhalt

Ausgangspunkt war die Vergabe der Stromkonzession in Titisee-Neustadt. Die Stadt Titisee-Neustadt hatte gemeinsam mit einem Partner eine GmbH gegründet und wollte mit dieser GmbH den Konzessionsvertrag neu abschließen. Daraufhin verlangte sie die Herausgabe des Netzes vom bisherigen Netzbetreiber. Dieser rügte das Verfahren, worauf das Bundeskartellamt ein Missbrauchsverfahren gegen Titisee-Neustadt eingeleitet hat. Hiergegen wandte sich die Stadt mit einer sog. Kommunalverfassungsbeschwerde vor dem BVerfG.

Parallel zum Verfahren vor dem BVerfG hat die Stadt ihre Rechtsauffassung zunächst im Missbrauchsverfahren vor dem Bundeskartellamt und später dann im Beschwerdeverfahren vor dem Oberlandesgericht (**OLG**) Düsseldorf<sup>51</sup> sowie dem Bundesgerichtshof (**BGH**)<sup>52</sup> weiter verfolgt. Sie blieb in sämtlichen Instanzen erfolglos.

#### 2. Entscheidung des BVerfG

Mit seinem am 9. September 2016 veröffentlichten Beschluss hat das BVerfG diese Verfassungsbeschwerde, wie es heißt, „*nicht zur Entscheidung angenommen*“. Das BVerfG argumentiert rein prozessrechtlich. Die sog. Kommunalverfassungsbeschwerde, mit der Kommunen die Verletzung ihrer Rechte aus Art. 28 Abs. 2 Grundgesetz (**GG**) geltend machen können, darf sich nur gegen Gesetze richten. Weder das GG noch das Bundesverfassungsgerichtsgesetz sehen eine Verfassungsbeschwerde von Kommunen gegen Urteile vor (insoweit anders als Verfassungsbeschwerden von natürlichen oder sonstigen juristischen Personen).

Die beschwerdeführende Stadt hatte dies durchaus gesehen und versucht, die ständige Rechtsprechung des BGH zum Diskriminierungsverbot im Zusammenhang mit der Vergabe von Konzessionsverträgen als gesetzesgleiches Recht einzustufen und somit der Kommunalverfassungsbeschwerde zugänglich zu machen. Dem ist das BVerfG jedoch nicht gefolgt. Rein vorsorglich hat das Gericht zudem geprüft, ob die Verfassungsbeschwerde umgedeutet werden könnte, indem nicht die Rechtsprechung des BGH, sondern unmittel-

bar § 46 EnWG Anfechtungsgegenstand sei. § 46 EnWG ist jedoch bereits 2005 in Kraft getreten, deswegen war die Jahresfrist für eine Verfassungsbeschwerde gegen Gesetze schon lange verstrichen.

Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass das BVerfG sich weitergehender Ausführungen enthalten hat. Es finden sich also keine Hinweise darauf, ob es auch in der Sache einen Verstoß gegen die Kommunalautonomie nach Art. 28 Abs. 2 GG durch die Rechtsprechung des BGH erkennen konnte. Diese Frage bleibt also verfassungsgerichtlich unbeantwortet.



**Dr. Dominik Greinacher**  
Rechtsanwalt, Fachanwalt für  
Verwaltungsrecht, Partner,  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH,  
Berlin

### Klimaschutz als Grund für einen Anschluss- und Benutzungszwang an Fernwärmenetze

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist gerade in diesem Sommer Gegenstand umfassender politischer und rechtlicher Diskussionen. Demgegenüber tritt die Wahrnehmung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes (**EEWärmeG**) zurück. Das darf jedoch nicht dazu führen, Entwicklungen in diesem Rechtsbereich aus dem Fokus zu verlieren.

Dass dem so ist, macht eine aktuelle Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts (**BVerwG**) deutlich. Das Gericht hat in letzter Instanz entschieden, dass eine Kommune grundsätzlich mit bloßem Verweis auf den globalen Klimaschutz und gestützt auf § 16 EEWärmeG einen Anschluss- und Benutzungszwang an die Fernwärmeversorgung anordnen darf.<sup>53</sup>

#### 1. Sachverhalt

Eine davon betroffene Wohnungsbaugesellschaft hatte die zugrunde liegende Satzung der Stadt Halberstadt im Wege der Normenkontrolle angefochten mit dem Argument, die Verbesserung des globalen Klimaschutzes seien von der Gemeindeordnung des Landes Sachsen-Anhalt nicht gedeckt. Denn danach könne ein Anschluss- und Benutzungszwang nur vorgesehen werden, wenn und soweit er zum Schutz der örtlichen Bevölkerung diene. Dem ist das BVerwG entgegengetreten und hat die widersprechende Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts (**OVG**) Magdeburg<sup>54</sup> aufgehoben und die Sache an die Vorinstanz zurück verwiesen.

#### 2. Entscheidung des BVerwG

Ausdrücklich hat das BVerwG festgestellt, dass nach § 16 EEWärmeG Gemeinden berechtigt sind, einen Anschluss- und Benutzungszwang anzuordnen. Diese Bestimmung ergänzt die entsprechenden Vorschriften in den Gemeindeordnungen der Länder. § 16 EEWärmeG ist deshalb nicht von den weiteren Anforderungen abhängig, die nach

<sup>50</sup> BVerfG, Beschluss vom 22. August 2016, Az. 2 BvR 2953/14.

<sup>51</sup> OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15. Juli 2015, Az. VI-2 Kart 1/15 [V].

<sup>52</sup> BGH, Beschluss vom 26. Januar 2016, Az. KVZ 41/15.

<sup>53</sup> BVerwG, Urteil vom 8. September 2016, Az. 10 CN 1.15.

<sup>54</sup> OVG Magdeburg, Urteil vom 10. April 2014, Az. 4 K 180/12.

dem Kommunalrecht ansonsten für die Festlegung eines Anschluss- und Benutzungszwangs vorgesehen sind. Nach der gesetzlichen Regelung im EEWärmeG spricht eine generelle Vermutung dafür, dass der Anschluss- und Benutzungszwang an Fernwärmenetze in Wohngebieten dem Klima- und Ressourcenschutz dient, wenn die jeweilige Erzeugungsanlage entweder mit einem Mindestmaß an erneuerbaren Energien, mit Abwärme oder in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird, wie es in Anlage VIII zum EEWärmeG heißt. Da das OVG Magdeburg die Anforderungen von Anlage VIII zum EEWärmeG nicht geprüft hatte, musste das BVerwG die Sache zur erneuten Verhandlung und Entscheidung an die Vorinstanz zurückverweisen.

### 3. Fazit

Im Ergebnis führt diese Rechtsprechung dazu, dass es Kommunen künftig wesentlich einfacher und rechtssicher möglich sein wird, die Nutzung von Fernwärme (oder Fernkälte) mit einem Anschluss- und Benutzungszwang zu flankieren, soweit die Voraussetzungen des Anhangs VIII zum EEWärmeG erfüllt sind.

**Dr. Dominik Greinacher**

Rechtsanwalt, Fachanwalt für Verwaltungsrecht, Partner

## Störung von Wetterradaranlagen durch Windenergieanlagen voll überprüfbar

Der Ausbau der Windkrafterzeugung führt dazu, dass die besten Standorte knapp werden. Neue Standorte sind deshalb häufig aus verschiedenen Gründen suboptimal. Einer der Gründe, die der Genehmigungsfähigkeit neuer Anlagen entgegenstehen kann, ist die Störung von Radaranlagen. Gegenstand der gerichtlichen Entscheidungspraxis waren dabei vor allem Anlagen der Deutschen Flugsicherung, nunmehr hat eine Anlage des Deutschen Wetterdienstes (DWD) Eingang in die höchstrichterliche Rechtsprechung gefunden.

### 1. Sachverhalt

In den konkreten Fällen hat das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) entschieden, dass die Frage, ob die Funktionsfähigkeit einer Wetterradaranlage nachteilig beeinflusst wird, der vollen gerichtlichen Kontrolle unterliegt.<sup>55</sup> Ausgangspunkt waren Genehmigungsanträge für Windenergieanlagen, die etwas mehr als 10 km von Wetterradaranlagen entfernt errichtet werden sollten. Der DWD hatte sich auf den Standpunkt gestellt, dass die Windenergieanlagen die sog. „Warnprodukte“ des DWD negativ beeinflussen und meinte, dass ihm insoweit ein gerichtlich nicht überprüfbarer Einschätzungsspielraum zukomme. Im konkreten Fall hatte der DWD argumentiert, dass punktuelle und sehr kurze extreme Wetterlagen wegen der Windenergieanlagen nicht oder nicht rechtzeitig erkannt werden könnten. Daraufhin hatte die Genehmigungsbehörde Nebenbestimmungen vorgesehen, ohne jedoch die behaupteten tatsächlichen Störungen bei der Wettererkennung näher zu überprüfen.

### 2. Entscheidungen des BVerwG

Die hiergegen gerichteten Klagen hatten nunmehr (auch) vor dem BVerwG Erfolg. Die Funktionsfähigkeit des DWD einschließlich seiner „Warnprodukte“ sind rechtlich gesehen entgegenstehende öffent-

liche Belange im Sinne von § 35 Abs. 2 Satz 1 Nr. 8 Baugesetzbuch, die gegen eine Genehmigungsfähigkeit von Windenergieanlagen sprechen können. Das Gericht entschied in diesem Rahmen, dass eine mögliche Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit von Wetterradaranlagen vollständig überprüfbar ist. Da das BVerwG als Revisionsinstanz jedoch den Sachverhalt nicht selber aufklären kann, verwies es den Rechtsstreit an das Oberverwaltungsgericht Koblenz zurück und trug diesem auf, die Stichhaltigkeit der Auffassung des DWD zu prüfen. In der Praxis wird dies durch Einholung eines Sachverständigen-gutachtens erfolgen.

### 3. Ausblick

Der Entscheidung des BVerwG ist beizupflichten. Dem Wortlaut des Gesetzes ist nicht zu entnehmen, dass dem DWD eine Letztentscheidungsbefugnis zukommen soll. Auch ist von den klassischen Fällen eines gerichtlich nicht vollständig überprüfbaren Entscheidungsspielraums (Prognose, Prüfung, demokratisch legitimierte besondere Sachkunde) erkennbar keiner gegeben. Darüber hinaus wird auch die Position des DWD – oder der Flugsicherung – hierdurch nicht verkürzt, da bei einer tatsächlichen und nachweisbaren Beeinträchtigung weiterhin Beschränkungen der Genehmigung bis hin zu deren Versagung unmöglich sind. Unsubstantiierte Befürchtungen werden künftig nicht ausreichen, um eine Genehmigung für Windkraftanlagen verhindern zu können.

### 4. Praxistipp: Entschädigung

Im Bauschutzbereich eines Flughafens oder auch darüber hinaus sind Beschränkungen der Höhe eines Bauwerks gegebenenfalls hinzunehmen. Daraus entstehende Vermögensnachteile sind jedoch nach § 19 Luftverkehrsgesetz zu entschädigen.

**Dr. Dominik Greinacher**

Rechtsanwalt, Fachanwalt für Verwaltungsrecht, Partner

## Anspruch für Betreiber von Windenergieanlagen auf Nutzung eines Gemeindewegs

Windkraftanlagen sind seit geraumer Zeit Gegenstand vielfältiger Rechtsstreitigkeiten vor den Gerichten. Vor allem betroffene Nachbarn und Naturschutzverbände haben oft die Hilfe der Gerichte in Anspruch genommen, um ungeliebte Vorhaben verhindern zu können. Vor nicht allzu langer Zeit war dann die Frage der Enteignung für die Anschlussleitungen Gegenstand einer Auseinandersetzung, die erst vor kurzem der Bundesgerichtshof (BGH) zugunsten eines Betreibers einer Windenergieanlage entschieden hat.<sup>56</sup> Nunmehr war ein weiterer Teil der „Erschließung“ einer Windkraftanlage Gegenstand eines Verfahrens im Eilrechtsschutz vor dem Verwaltungsgericht (VG) Mainz.<sup>57</sup>

### 1. Sachverhalt

Im konkreten Fall wollte der Betreiber der Windenergieanlagen von der beklagten Stadt die Genehmigung erhalten, einen bereits vorhandenen Weg auf einer Länge von rund 110 m mit Schwertransporten befahren zu dürfen. Gleichzeitig bot der Betreiber der Stadt an, den Weg für diese Transporte auszubauen und den Ausbau später auch

<sup>55</sup> BVerwG, Urteile vom 22. September 2016, Az. 4 C 6.15 und 4 C 2.16.

<sup>56</sup> BGH, Urteil vom 13. März 2015, Az. III ZR 36/14.

<sup>57</sup> VG Mainz, Beschluss vom 22. Juli 2016, Az. 3 L 648/16.MZ.

wieder rückgängig zu machen, sodass sich die Frage etwaiger Schadenersatzforderungen erst gar nicht stellte. Der Betreiber legte der Stadt zwei verschiedene Vertragsentwürfe vor, in denen er die verschiedenen Aspekte der Nutzung dieser Wegeparzellen für die Dauer des Betriebs der Anlage regeln wollte. Die Stadt lehnte jedoch den Vertragsabschluss auch für die Nutzung der Wegeparzellen für den Schwertransport rundheraus ab. Hiergegen wandte sich der Betreiber mit einem Eilantrag vor dem VG Mainz, das – so viel sei vorweg verraten – den Anspruch bejahte und deshalb dem Antrag stattgab.

## 2. Entscheidung des VG Mainz

Das Gericht geht davon aus, dass der Betreiber gegenüber der Stadt einen Anspruch auf die Benutzung der Wege hat, soweit dieses erforderlich ist, um die Windkraftanlagen zu errichten. Es ergebe sich insbesondere aus der Eigentumsstellung des Betreibers, dass bei etwaigen Beschränkungen des Eigentumsrechts der Kommune an ihren Wegeflächen zu beachten sei. Denn für die Errichtung der Anlage sei die Nutzung der Wege zwingend erforderlich, andernfalls könne der Betreiber das Grundstück überhaupt nicht erreichen.

Da es sich nicht um eine „normale“ Wegenutzung handelt, sondern über diese Straßen die Komponenten der Windkraftanlage mit Schwertransporten herangeführt werden müssen, sei eine Ertüchtigung der Wege erforderlich. Die Ertüchtigung müsse die Stadt nicht vornehmen, das sei jedoch unerheblich, weil der Anlagenbetreiber bereits die Übernahme der damit verbundenen Kosten angeboten hatte. Zudem entspreche das Vertragsangebot einem Vertrag, den die Beteiligten für einen anderen Standort einer Windenergieanlage desselben Betreibers im Gemeindegebiet bereits geschlossen hatten. Das Vertragsangebot sei deshalb zumutbar. Da der Betreiber zudem den Rückbau des Weges angeboten habe und der Stadt auch insoweit auf Dauer kein Nachteil entstehe, sei die Ablehnung des Vertragsangebots nicht gerechtfertigt.

## 3. Ausblick

Es bleibt jedoch abzuwarten, ob diese Rechtsprechung trotz der Besonderheiten des Falls auch auf andere Fälle übertragen werden kann. Sinnvoll wäre dies schon, da Kommunen über ihre Planungshoheit hinreichende Möglichkeiten haben, den Ausbau der Windenergieerzeugung auf ihrem Gemeindegebiet zu steuern. Ein weitergehendes Verhinderungsinstrument ist deshalb nicht erforderlich.

**Dr. Dominik Greinacher**  
Rechtsanwalt, Fachanwalt für Verwaltungsrecht, Partner

# VI. Interessantes außerhalb des Energierichts

## Steuerrecht

Die Bundesregierung hat am 14. September 2016 den Entwurf eines *Gesetzes zur Weiterentwicklung der steuerlichen Verlustverrechnung bei Körperschaften* vorgelegt, zu dem der Bundesrat am 4. November 2016 Stellung bezogen hat. Der Vorschlag soll die bisher bestehenden Einschränkungen bei der Verlustnutzung durch Körperschaften entscheidend verbessern. Insbesondere soll ein Wechsel der Anteilseigner unter bestimmten Voraussetzungen nicht mehr zum

Untergang eines Verlustvortrags führen. Kommt es aktuell zu einem Wechsel des Anteilseigners innerhalb von fünf Jahren, gehen gemäß § 8c Körperschaftssteuergesetz (**KStG**) Verluste grundsätzlich anteilig oder vollständig unter. Die Neuregelung in § 8d KStG-E zielt darauf ab, dass nicht genutzte Verluste dennoch nach einem Anteilseignerwechsel genutzt werden können, wenn derselbe Geschäftsbetrieb der Körperschaft später erhalten bleibt und eine anderweitige Verlustnutzung ausgeschlossen ist.

Die Regelung soll nach dem Vorschlag der Bundesregierung rückwirkend zum 1. Januar 2016 in Kraft treten. Der Bundesrat schlägt (neben einigen weiteren Verbesserungsmöglichkeiten) dagegen eine Anwendung erst ab dem 1. Januar 2017 vor. Ziel der Gesetzesänderung ist es grundsätzlich, die steuerlichen Rahmenbedingungen für Wagniskapital zu verbessern. Die Regelung würde allen Unternehmen zugutekommen, die sich nicht auf die bestehenden Ausnahmetatbestände berufen können, aber dennoch in aktuell verlustbringende Unternehmen investieren und dessen Tätigkeit fortführen möchten. Der weitere Gang des Gesetzgebungsverfahrens wird noch zeigen, in welchem Umfang sich steuerliche Erleichterungen ergeben. Es ist auf jeden Fall ratsam, das weitere Verfahren genau im Auge zu behalten.



**Benjamin Knorr, LL.M. Eur.**  
BEITEN BURKHARDT  
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH,  
Berlin

## Kapitalmarktrecht

Da sog. Netting-Klauseln in Energiehandelsverträgen praktisch zum Standard gehören, möchten wir abschließend noch auf den Beitrag unseres Kollegen Rechtsanwalt *Frank R. Primožic* (zusammen mit Herrn *Joel Felix Schaaf*) über „Die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Unwirksamkeit der Close-out-Netting-Regelungen im Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte“ in der aktuellen Ausgabe der Zeitschrift für Wirtschafts- und Bankrecht hinweisen.<sup>58</sup> Der Aufsatz gibt einen guten Überblick über verschiedene Formen des vertraglich vereinbarten Nettings, den aktuellen Stand der Rechtsprechung zur Wirksamkeit von Netting-Klauseln und den regulatorischen Umgang mit dieser Rechtsprechung durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, BaFin.

## Hinweise

Diese Veröffentlichung stellt keine Rechtsberatung dar.

Wenn Sie diesen Newsletter nicht mehr erhalten möchten, können Sie jederzeit per E-Mail (bitte E-Mail mit Betreff „Abbestellen“ an [Daniela.Pahl@bblaw.com](mailto:Daniela.Pahl@bblaw.com)) oder sonst gegenüber BEITEN BURKHARDT widersprechen.

© BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH.  
Alle Rechte vorbehalten.

<sup>58</sup> WM 2016, Seiten 2110 ff.

## Impressum

BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH  
(Herausgeber)  
Ganghoferstraße 33, D-80339 München  
AG München HR B 155350/USt.-Idnr: DE-811218811

Weitere Informationen (Impressumsangaben) unter:  
[www.beitenburkhardt.com/impressum](http://www.beitenburkhardt.com/impressum)

## Redaktion (verantwortlich)

Dr. Maximilian Emanuel Elspas  
[Maximilian.Elspas@bblaw.com](mailto:Maximilian.Elspas@bblaw.com)

Dr. Reinald Günther  
[Reinald.Guenther@bblaw.com](mailto:Reinald.Guenther@bblaw.com)

## Ihre Ansprechpartner

**München** • Ganghoferstraße 33 • 80339 München  
Dr. Maximilian Emanuel Elspas, Rechtsanwalt  
Tel.: +49 89 35065-0 • [Maximilian.Elspas@bblaw.com](mailto:Maximilian.Elspas@bblaw.com)

**Berlin** • Kurfürstenstraße 72-74 • 10787 Berlin  
Guido Brucker, Rechtsanwalt  
Tel.: +49 30 26471-0 • [Guido.Brucker@bblaw.com](mailto:Guido.Brucker@bblaw.com)



Weitere interessante Themen und Informationen zum Energierecht finden Sie in unserem Onlinebereich.



Newsletter aus anderen Rechtsgebieten finden Sie online in unserem Download-Bereich.



BEIJING • BERLIN • BRÜSSEL • DÜSSELDORF • FRANKFURT AM MAIN  
MOSKAU • MÜNCHEN • ST. PETERSBURG

[WWW.BEITENBURKHARDT.COM](http://WWW.BEITENBURKHARDT.COM)