



vonBredow Valentin Herz

Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

von Bredow Valentin Herz, Littenstraße 105, 10179 Berlin,
Tel +49 (0) 30 8092482-20, Fax +49 (0) 30 8092482-30
E-Mail info@vvh.de

www.vonbredow-valentin-herz.de

NEWSLETTER

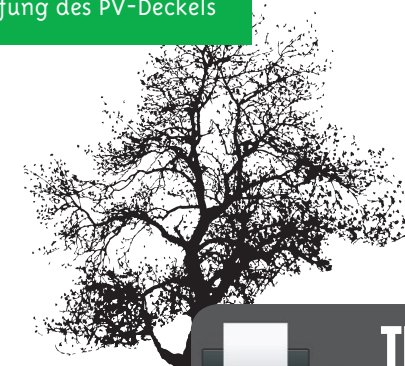
VON BREDOW VALENTIN HERZ / I.2020 VOM 6. Juli 2020

ALLE ENERGIETRÄGER Post-EEG - Der Tag X rückt näher

SOLARENERGIE UND WINDENERGIE Das Gebäudeenergiegesetz kommt - gemeinsam mit der 1000-Meter-Abstandsregel und der Abschaffung des PV-Deckels

WINDENERGIE BGH entscheidet zu Bürgerwindenergiegesellschaften nach dem EEG: Was alles (nicht) geht

SPEICHER UND SEKTORENKOPPLUNG Energiespeicherrecht zwischen Agonie und Durchbruch



**THINK
BEFORE YOU
PRINT**

Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,

was für eine erste Jahreshälfte liegt hinter uns! Wir hoffen, Sie sehen uns die diesmal etwas längere Wartezeit auf den nächsten vBVH-Newsletter nach – 2020 war auch bei uns bislang ein in vielerlei Hinsicht besonderes Jahr.

Gestartet ist das Jahr mit verschiedenen personellen Änderungen: zwei hoch geschätzte Kolleg*innen haben uns hier verlassen, um sich neuen Aufgaben zu widmen. Zwischenzeitlich konnten wir uns bereits mit einem neuen Kollegen sehr gut verstärken und sind zuversichtlich, sehr bald wieder (mindestens) die alte Teamgröße erreicht zu haben. Zudem gibt es auch in der Partnerschaft neue Entwicklungen, über die wir uns sehr freuen. Näheres zu alledem finden Sie in der Rubrik „In eigener Sache“...

Im Frühjahr dann brach natürlich auch über uns die Corona-Pandemie herein – zum Glück nicht gesundheitlich, sondern nur betriebsorganisatorisch. Da wir schon lange mit flexiblen Arbeitszeitmodellen und HomeOffice-Möglichkeiten arbeiten, konnten wir uns den neuen Bedingungen glücklicherweise schnell anpassen. Wir haben in dieser Zeit ebenfalls sehr erfreut zur Kenntnis genommen, dass auch bei vielen von Ihnen offenbar die Projekte in der ersten Jahreshälfte nicht zum Erliegen gekommen sind. Jedenfalls hatten wir den Eindruck, dass das sturmerprobte Schiff der erneuerbaren Energien alles in allem vergleichsweise kurssicher durch die raue See der letzten Monate gekommen ist – auch wenn es natürlich einiges an Unsicherheiten und auch Einschnitten zu bewältigen galt. Wir hoffen jedenfalls, dass Sie alle gesund, munter und frohen Mutes in die zweite Jahreshälfte starten können und gut durch die Turbulenzen der letzten Monate gekommen sind!

Für ein wenig positive Stimmung sorgte zuletzt immerhin die lang ersehnte Aufhebung des Solardeckels, die insgesamt unter dem Motto stand: „Besser spät, als nie“.... Gleichzeitig wurden für die Windenergie allerdings auch neue Restriktionen beschlossen. Zudem ist in den letzten Monaten natürlich auch vieles mehr passiert, über das wir in diesem Newsletter berichten. Und jetzt, wo sich alles langsam wieder etwas normalisiert, steht natürlich auch schon wieder die nächste große EEG-Novelle an, auf die wir alle mit Höchstspannung warten. Auch hierüber werden wir künftig natürlich wieder berichten. Zudem nähert sich der Stichtag, zu dem die ersten Anlagen aus der EEG-Förderung laufen...

Wir wagen also die Prognose: Langweilig wird auch die zweite Jahreshälfte nicht!

Ihre Kanzlei **von Bredow Valentin Herz**

INHALT

2 IN EIGENER SACHE

4 ALLE ENERGIETRÄGER

- Nicht 95 und auch nicht 99 % EisMan-Entschädigung, sondern 100 %
- Noch mehr Neues zum Einspeisemanagement – BGH entscheidet zu Entschädigungsansprüchen
- Post-EEG – der Tag X rückt unaufhaltsam näher

10 SOLARENERGIE UND WINDENERGIE

- Das Gebäudeenergiegesetz kommt – gemeinsam mit der 1000-Meter Abstandsregelung für Windenergieanlagen und der Abschaffung des PV-Deckels

12 WINDENERGIE

- Corona und die Windenergie
- Die Konzentrationswirkung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen – die neue Rechtsunsicherheit des nachträglichen Typenwechsels?
- Erkenntnisse für die Windenergie aus dem Jahr 2019
- BGH entscheidet zu Bürgerenergiegesellschaften nach dem EEG: Was alles (nicht) geht

22 ENERGIE- UND STROMSTEUER

- Energiesteuer und THG-Quote für den Verkehr: Bundesfinanzministerium schafft Klarheit für Bio-LNG
- Das neue Stromsteuerrecht – Eine Wegbeschreibung für den Regelungs- und Formulardschungel

26 BIOMASSE / BIOGAS

- Die 44. BImSchV: Neue Verordnung – Neue Pflichten?
- Update zum Luftreinhaltebonus (aka Emissionsminderungs- oder Formaldehydbonus)
- Alternative Kraftstoffe für den Verkehrssektor: Die Verkehrswende muss weiter Fahrt aufnehmen
- Gärrestlagerung nach der Düngeverordnung – (einstweiliges) Aufatmen der Biogasbranche in Niedersachsen

33 SPEICHER UND SEKTORENKOPPLUNG

- Energiespeicherrecht zwischen Agonie und Durchbruch

35 VORTRÄGE UND VERÖFFENTLICHUNGEN

IN EIGENER SACHE

Im Folgenden geben wir Ihnen einen kleinen Einblick in die jüngsten Entwicklungen unserer Kanzlei.

Zunächst einmal freuen wir uns sehr, dass wir die Kanzlei künftig mit fünf Partnern führen werden, denn:

Dr. Jörn Bringewat wird Partner bei vBVH!

Nachdem Herr Dr. Jörn Bringewat 2018 bei uns eingestiegen ist, hat er insbesondere den Geschäftsbereich des öffentlichen Rechts (Fragen der Anlagenzulassung, der planungsrechtlichen Beratung, des Umweltrechts sowie des Vergabe- und Kommunalrechts), zentral verantwortet und mit großem Erfolg aufgebaut.

Darüber hinaus ist Herr Bringewat – stets mit größtem Engagement für seine Mandantinnen und Mandanten und zu deren entsprechend großer Zufriedenheit – bei uns auch in der Prüfung, Gestaltung und Verhandlung aller branchentypischen Verträge sowie in der umfassenden Beratung von Energieversorgern tätig.

Mit seiner langjährigen Branchenerfahrung und seinem so breiten wie tiefen Know-How in den für unsere Mandantschaft wichtigen Beratungsfeldern (und nicht selten darüber hinaus), ist Herr Bringewat seit seinem Einstieg bei vBVH ein unverzichtbarer Teil unseres Teams. Folgerichtig wurde er bereits zum 1. Januar 2019 assoziierter Partner in unserer Kanzlei – und genauso folgerichtig war nunmehr der Schritt, Herrn Bringewat zum 1. Juli 2020 in die Partnerschaft aufzunehmen.

Wir sind stolz, dass uns gemeinsam mit Jörn Bringewat die Erweiterung unseres Beratungsspektrums so erfolgreich gelungen ist und freuen uns darauf, diesen Weg zusammen ebenso konsequent und erfolgreich weitergehen zu können.

Weitere Änderungen im vBVH-Team

In der ersten Jahreshälfte 2020 war auch im restlichen vBVH-Team einiges los.

Wir mussten Abschied von zwei Kolleg*innen nehmen, konnten aber auch tolle neue Mitarbeiter*innen gewinnen:

Abschiede: Sabine Golz und David Reichwein verlassen vBVH

Zum Jahresanfang haben sich die hoch geschätzte langjährige Kollegin Sabine Golz und der nicht minder hoch geschätzte Kollege David Reichwein leider entschieden, sich neuen Herausforderungen zu stellen und die Tätigkeit in unserer Kanzlei zu beenden:

- Frau Sabine Golz, die seit Kanzleigründung ein wichtiger Bestandteil des vBVH-Teams war, ist zum 1. Februar 2020 in die Rechtsabteilung eines IT-Unternehmens gewechselt, die sie sicherlich mit derselben Fachkenntnis, demselben Engagement und derselben unverwechselbaren Art mit aufbauen wird, mit der sie unsere Kanzlei stets bereichert hat.
- Herr Reichwein verstärkt seit dem 1. Januar 2020 das Berliner Team des Ecologic Instituts und widmet sich dort insbesondere der Frage, wie die Digitalisierung zum Gelingen der Energiewende beitragen kann. Wir freuen uns sehr, dass er in seiner neuen Tätigkeit die Energiewende auch künftig weiter unterstützen wird.

So sehr wir den Weggang von Frau Golz und Herrn Reichwein bedauern, freuen wir uns für unsere ehemaligen Kolleg*innen, dass sie so spannende neue Aufgaben gefunden haben und bleiben einander fachlich wie freundschaftlich verbunden.

Wenn Sie Kontakt mit Herrn Reichwein oder Frau Golz aufnehmen möchten, können Sie sich selbstverständlich gerne jederzeit an uns wenden. Wir leiten Ihre Anfrage dann umgehend und vertraulich weiter.

Ein neuer Kollege: Pavlos Konstantinidis verstärkt das vBVH-Team

Wir freuen uns umso mehr, dass wir mit Herrn Pavlos Konstantinidis, LL.M., einen großartigen neuen Anwaltskollegen gewinnen konnten, der seit dem 1. Juni 2020 unser Team verstärkt:

Herr Konstantinidis ist zugelassener Rechtsanwalt in Deutschland und Griechenland. Er hat an der Aristoteles Universität Thessaloniki Rechtswissenschaften studiert und sich bereits im Rahmen seines trinationalen Masterstudiums in Freiburg, Basel und Straßburg sowie später im Rahmen seiner anwaltlichen Tätigkeit in Deutschland intensiv mit energierechtlichen

Fragestellungen und insbesondere dem deutschen und europäischen Recht der erneuerbaren Energien befasst. Von November 2016 bis Mai 2020 war Herr Konstantinidis als Rechtsanwalt in einer etablierten, auf das Recht der erneuerbaren Energien spezialisierten Anwaltskanzlei beschäftigt, bevor er sich – sehr zu unserer Freude – entschieden hat, künftig für uns tätig zu sein. Er ist aktives Mitglied des juristischen Beirats des Bundesverbands Windenergie (BWE), trägt regelmäßig auf Konferenzen und Fortbildungsveranstaltungen vor und ist Autor in der 5. Auflage des EEG-Kommentars von Reshöft/Schäfermeier. Herr Konstantinidis wird uns insbesondere in energierechtlichen Fragestellungen, im Recht der erneuerbaren Energien sowie im Strom- und Energiesteuerrecht verstärken. Wir freuen uns sehr, einen so vielseitigen und bereits in unserer Branche beheimateten Kollegen in unserem Team begrüßen zu dürfen!

Verstärkung auch im Sekretariat: Sabrina Zobel kommt zu vBVH

Wir freuen uns zudem sehr, dass wir uns auch im Sekretariat noch einmal um eine tolle neue Mitarbeiterin verstärken konnten: So ergänzt seit dem 1. Mai 2020 Frau Sabrina Zobel unser Sekretariat und hat sich trotz der speziellen Umstände der Corona-Zeiten sofort bestens in unsere Kanzlei integriert. Frau Zobel war vor ihrem Einstieg bei vBVH langjährig in einer Berliner Medienrechtskanzlei tätig und ist bei uns – neben verschiedenen organisatorischen und marketingbezogenen Aufgaben – insbesondere für das Anwaltssekretariat von Herrn Dr. Jörn Bringewat und Frau Julia Rawe zuständig. Wir freuen uns sehr, eine so erfahrene Kraft wie Frau Zobel in unserem Team begrüßen zu dürfen!

Insgesamt haben wir also die Weichen für weiteres Wachstum gestellt. Wir freuen uns jedenfalls sehr auf die weiteren Entwicklungen und halten Sie natürlich auf dem Laufenden, wenn es etwas Neues zu vermelden gibt.

vBVH an vzbv-Studie zur Intransparenz der Netzentgelte beteiligt

Der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv) ließ in einer Ende Mai unter großer medialer wie politischer Beachtung veröffentlichten Studie untersuchen, wie transparent eigentlich die deutschen Netznutzungsentgelte gestaltet sind, was die Ursachen für Intransparenzen sind und inwieweit der regulatorische Rahmen hier verbesserungswürdig ist. Wir haben diese Studie gemeinsam mit Arepo Consult durchgeführt.

Das wesentliche Ergebnis in einem Satz: Die Netzentgelte sind in ihrer Zusammensetzung für Verbraucher und selbst für Experten nicht nachvollziehbar

und damit intransparent. Hierfür arbeitet das Gutachten verschiedene Gründe heraus: Vorgaben im Energierecht zur Veröffentlichung sind unzureichend, die Veröffentlichungspraxis der zuständigen Behörden ist mangelhaft und die Berechnung der Netzentgelte ist – auch in Ermangelung veröffentlichter Informationen – schwer nachvollziehbar. Schon die Gesamtsumme der Netzentgelte kann nur geschätzt werden.

Das Gutachten beschränkt sich aber nicht nur auf die Analyse von Missständen, sondern unterbreitet auch konkrete Vorschläge für Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und anderer Rahmenbedingungen, die sofort umsetzbar wären und hier kurzfristig Verbesserungen bringen könnten. Wir würden uns natürlich freuen, wenn diese Vorschläge aus dem Gutachten auch in der Politik ankommen würden. W

Eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse sowie die Studie selbst können Sie [hier](#) abrufen.

Betreiberleitfaden für den Betrieb gewerblicher Photovoltaikanlagen veröffentlicht

Am 1. Juni 2020 erschien der neue Betreiberleitfaden für den Betrieb gewerblicher Photovoltaikanlagen, an dessen Erstellung auch unsere Kanzlei wieder mitgewirkt hat.

Herausgeber ist die Photovoltaik-Plattform [Milk the sun](#). Der stark praxisorientierte Leitfaden richtet sich an bestehende und künftige Betreiber und Eigentümer von Solaranlagen und soll den erfolgreichen Betrieb und die Attraktivität des Direktinvestments fördern.

Was steht drin?

Der Leitfaden bietet eine Übersicht über alle für den Betrieb gewerblicher Photovoltaikanlagen relevanten Themenfelder und behandelt neben rechtlichen Fragen zu Betreiberpflichten und Gewährleistungsrechten auch Fragen zur technischen und kaufmännischen Betriebsführung. Zudem enthält er für Investoren wichtige Entscheidungshilfen und dient daher als Ergänzung zum bereits in dritter Auflage erschienenen Investitionsleitfaden von Milk the sun.

Den Leitfaden können Sie kostenlos auf der Webseite von Milk the sun auf Deutsch und in Kürze auch auf Englisch herunterladen. Den entsprechenden Link finden Sie [hier](#).

Zuletzt noch eine weitere (wenn auch etwas eitle) Meldung in eigener Sache – einfach, weil es eine kleine Überraschung war und wir uns hierüber sehr gefreut haben:

vBVH in Rankings deutscher Top-Kanzleien dabei

Zu unserer großen Freude haben wir erfahren, dass unsere Kanzlei bzw. einzelne Kollegen auf verschiedenen aktuellen Bestenlisten aus der Kanzleienlandschaft Deutschlands geführt werden:

- So wird vBVH in der Bestenliste der Wirtschaftskanzleien 2020 des Magazins brand eins geführt, natürlich in der Kategorie Energie (Liste abrufbar [hier](#)). Es freut uns natürlich besonders, gerade auch als „Energiewendekanzlei“ mit klarem Fokus auf den erneuerbaren Energien auf dieser illustren Liste gelandet zu sein.
- Zudem werden die Kollegen Dr. Hartwig von Bredow, Dr. Florian Valentin und Dr. Jörn Bringewat im Best-Lawyers-Ranking 2020 des Handelsblatts (Ranking abrufbar [hier](#)) als besonderes empfehlenswerte Anwälte im Bereich Energierecht gelistet. Auch auf diese persönliche Anerkennung sind wir natürlich sehr stolz und freuen uns, dass wir uns mit unserem gesamten Team so erfolgreich am Markt positionieren und die Kanzlei gemeinsam in dieser Form entwickeln konnten.

Wir bedanken uns noch einmal ganz ausdrücklich bei allen, die an den diesen Rankings zu Grunde liegenden Befragungen teilgenommen und uns hier anscheinend lobend erwähnt haben!

Wir werden uns bemühen, dem in uns gesetzten Vertrauen und den hohen Ansprüchen unserer Mandantinnen und Mandanten auch weiterhin zu Ihrer vollsten Zufriedenheit gerecht zu werden – auch und gerade in merkwürdigen Zeiten wie diesen.

Nunmehr wünschen wir Ihnen viel Vergnügen mit diesem Newsletter und freuen uns darauf, auch Ihre nächsten Projekte mit Ihnen gemeinsam voranzubringen!

ALLE ENERGIETRÄGER

Nicht 95 und auch nicht 99 % EisMan-Entschädigung, sondern 100 %

Neue Regelungen zum Netzengpassmanagement seit dem 1. Januar 2020

Aus Brüssel kommt was Gutes: Bereits seit dem 1. Januar 2020 gilt in Deutschland die neue EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ([Verordnung \(EU\) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt](#); im Folgenden: EBM-VO). Die EBM-VO enthält unter anderem in Artikel 13 Bestimmungen zum Redispatch (Netzengpassmanagement). Aus Sicht der Erneuerbare-Energien-Branche enthält die Verordnung dabei eine hochinteressante Regelung: Für den Fall einer Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch den Netzbetreiber ist dort eine Entschädigung vorgesehen, die entgegen den aktuellen Regelungen im EEG auch für seit dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen Anlagen nicht nur 95 Prozent (im Einzelfall) bzw. 99 Prozent (auf das Jahr bezogen), sondern ab der ersten abgeregelten Kilowattstunde 100 Prozent der entgangenen Einnahmen umfasst. Auf diese Regelung können sich Anlagenbetreiber in Deutschland seit dem 1. Januar 2020 unmittelbar berufen und eine entsprechende vollständige Entschädigung verlangen.

Die Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG

Das Einspeisemanagement ist derzeit noch in den §§ 14 und 15 EEG 2017 geregelt (zur ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Rechtslage siehe [hier](#)). Nach § 14 EEG 2017 sind Netzbetreiber abweichend vom Grundsatz des Einspeisevorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien unter bestimmten Voraussetzungen berechtigt, die Leistung von EEG-Anlagen vorübergehend zu reduzieren oder Anlagen auch vollständig abzuschalten.

§ 15 EEG 2017 sieht sodann vor, dass der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, den von der Einspeisemanagementmaßnahme betroffenen Betreiber für **95 Prozent der entgangenen Einnahmen** zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen muss. Erst ab dem Zeitpunkt, zu dem die entgangenen Einnahmen eines Betreibers in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen des Jahres übersteigen, sind diese ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen.

Die Bestimmungen in Artikel 13 EBM-VO

Seit dem zum 1. Januar 2020 gilt daneben allerdings die EBM-VO, deren Artikel 13 Absätze 6 und 7 ebenfalls Vorgaben zum sogenannten Redispatch sowie zur finanziellen Entschädigung im Fall der Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien enthalten. Nach Artikel 13 Absatz 7 Satz 1 EBM-VO hat – vergleichbar dem § 15 EEG 2017 – der Betreiber einer Anlage, mit der ein Redispatch erfolgt, Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber, der den Redispatch angefordert hat. Ein Redispatch im Sinne der EBM-VO ist dabei jede Maßnahme, mit der ein Netzbetreiber durch die Veränderung von Erzeugungs- oder Lastmustern physikalische Engpässe mindert oder anderweitig für Systemsicherheit sorgt. Auch eine Einspeisemanagementmaßnahme im Sinne des EEG fällt hierrunter. Betreiber von EE-Anlagen, die abgeregelt werden, haben also grundsätzlich auch nach der EBM-VO einen Entschädigungsanspruch gegen den Netzbetreiber.

Etwas anderes gilt nur dann, wenn der Anlagenbetreiber einen Netzanschlussvertrag akzeptiert hat, der keine Garantie für eine verbindliche Lieferung von Energie enthält. Dies ist in Deutschland jedoch nur bei sehr wenigen Anlagen der Fall.

100 % finanzieller Ausgleich für Redispatchmaßnahmen

Ein solcher weiterer Anspruch hilft dem Betreiber zunächst einmal noch nicht so viel weiter. Entscheidend ist jedoch die Regelung zur Entschädigungshöhe in der EBM-VO. Diese muss nach Artikel 13 Absatz 7 Satz 2 EBM-VO mindestens dem höheren der folgenden Beträge oder einer Kombination beider Beträge entsprechen, wenn die Anwendung nur des höheren einen ungerechtfertigt niedrigen bzw. hohen finanziellen Ausgleich zur Folge hätte:

- a) Betrag der zusätzlichen Betriebskosten, die durch den Redispatch entstehen, beispielsweise zusätzliche Brennstoffkosten im Fall von aufwärts gerichtetem Redispatch oder zusätzliche Wärmebereitstellung im Fall von abwärts gerichtetem Redispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung mit hocheffizienter Kraft-Wärme- Kopplung;
- b) Nettoeinnahmen aus dem Verkauf von Elektrizität auf dem Day-Ahead-Markt, die die Anlage ohne die Aufforderung zum Redispatch erzielt hätte. Erhält die Anlage eine finanzielle Unterstützung auf der Grundlage der erzeugten oder verbrauchten Strommenge, so gilt die finanzielle Unterstützung, die ohne die Aufforderung zum Redispatch erteilt worden wäre, als Teil der Nettoeinnahmen.

Überträgt man die Bestimmungen z.B. auf eine Windenergieanlage, die durch den Netzbetreiber abgeregelt wird, so muss die Höhe der Entschädigung den Nettoeinnahmen des Anlagenbetreibers entsprechen, die diesem durch die Abregelung entgangen sind. Diese setzen sich im Regelfall aus den Erlösen der Direktvermarktung und der Marktprämie zusammen, und zwar in voller Höhe und nicht nur in Höhe von 95 Prozent.

Was gilt dann jetzt in Deutschland seit dem 1. Januar 2020?

Anders als Richtlinien bedürfen Verordnungen in den Mitgliedstaaten nicht der gesonderten Umsetzung. Das heißt: Die EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ist seit dem 1. Januar 2020 geltendes Recht in Deutschland.

Im vorliegenden Fall weicht das (ebenfalls im Grunde geltende) deutsche Recht, hier § 15 EEG 2017, vom europäischen Recht ab. Nach den allgemeinen geltenden Bestimmungen des Geltungsvorrangs des Europarechts ist dieser Widerspruch dadurch aufzulösen, dass nicht die deutsche, sondern die europäische Regelung Anwendung findet.

Fazit: Anspruch auf 100 Prozent EisMan-Entschädigung geltend machen!

Im Ergebnis müssen Anlagenbetreiber deshalb im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen seit dem 1. Januar 2020 nicht nur 95 Prozent (bei der jeweiligen EisMan-Maßnahme) oder 99 Prozent (bezogen auf das jeweilige Jahr) erhalten, sondern eine Entschädigung von 100 Prozent der entgangenen Einnahmen ab der ersten abgeregelteten Kilowattstunde.

Allen Betreibern von seit dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen EEG-Anlagen, die bisher nur den verminderten Entschädigungsanspruch geltend machen konnten, ist vor diesem Hintergrund zu empfehlen, seit dem 1. Januar 2020 gegenüber dem Netzbetreiber stets ab der ersten abgeregelteten Kilowattstunde 100 Prozent der entgangenen Einnahmen geltend zu machen. Gerne unterstützen wir Sie bei der Geltendmachung und Durchsetzung Ihrer Ansprüche. Sprechen Sie uns einfach an.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin und Dr. Steffen Herz

Neues zum Einspeisemanagement – BGH entscheidet zu Entschädigungsansprüchen

Regelt der Netzbetreiber die Einspeisung einer EEG-Anlage ab, stellt sich stets die Frage, ob die infolge der Abregelung entstandenen Verluste entschädigt werden oder nicht.

Dabei ist zu unterscheiden: Erfolgte die Abregelung aufgrund eines Netzengpasses, besteht ein Entschädigungsanspruch im Rahmen des sogenannten Härtefallausgleichs nach dem EEG. Lag hingegen kein Netzengpass vor, besteht ein Entschädigungsanspruch nur, wenn dem Netzbetreiber ein pflichtwidriges Verhalten vorzuwerfen ist, also die Abregelung z.B. gar nicht erforderlich war oder übermäßig lange andauerte. Da ein solches pflichtwidriges Verhalten dem Netzbetreiber oftmals nicht vorzuwerfen oder zumindest nicht nachzuweisen sein wird, ist es für das Bestehen entsprechender Entschädigungsansprüche in aller Regel entscheidend, ob ein Netzengpass vorlag.

Und zu dieser Frage – ob ein nach dem EEG entschädigungspflichtiger Netzengpass vorliegt – hat der Bundesgerichtshof nun in einem neuen Urteil Maßstäbe gesetzt, die eine Neubewertung so mancher auch bereit in der Vergangenheit liegender Abregelungsmaßnahme rechtfertigen könnten...

Netzengpass vs. EnWG-Maßnahme

In der Vergangenheit wurde nämlich von Netzbetreiberseite oft argumentiert, dass ein Netzengpass im Sinne des EEG grundsätzlich dann nicht vorliege, wenn die Abregelung (auch) durch Instandhaltungs-, Reparatur- oder Wartungsmaßnahmen am Netz oder Netzausbaumaßnahmen und eine in der Folge **allgemein** geringere Netzkapazität erforderlich geworden war. Oftmals wurden **dabei** die Gründe und die Erforderlichkeit der Abschaltungen sogar nicht einmal **hinreichend** dargelegt, sondern schlicht darauf verwiesen, ursächlich seien z.B. „Baumaßnahmen zur Erweiterung eines Umspannwerks“ oder „Reparaturarbeiten am Netz“ und damit kein entschädigungspflichtiger Sachverhalt gegeben. Diese oft als EnWG-Maßnahmen bezeichneten Abregelungen seien nämlich entschädigungslos hinzunehmen, schließlich komme der Netzbetreiber nur seiner gesetzlichen Pflicht nach, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz zu betreiben beziehungsweise das Netz auszubauen.

BGH: Netzengpass kann auch bei Reparatur- und Netzausbaumaßnahmen vorliegen

Dieser etwas pauschalen und restriktiven Argumentation hat der Bundesgerichtshof nun in einem aktuellen Urteil (XIII ZR 27/19) eine Absage erteilt und entschieden, dass ein entschädigungspflichtige Abregelung durchaus auch dann vorliegen kann, wenn z.B. Reparatur- oder Netzausbaumaßnahmen für die Abregelung zumindest mitursächlich waren.

Ein (entschädigungspflichtiger) Netzengpass im Sinne des EEG liege nämlich immer dann vor, wenn der Netzbereich, in den eingespeist werden soll, überlastet sei oder die Überlastung eines Netzbereichs drohe und das Stromnetz daher nicht mehr sicher betrieben werden könne. Diese Situation, so der BGH, könne bereits bei der Überlastung einer einzelnen Stromleitung oder eines einzelnen Transformators eintreten. Es stehe dem – verschuldensunabhängigen – Entschädigungsanspruch nach dem EEG dabei nicht per se entgegen, wenn für diese Überlastung neben einer hohen Einspeisung auch noch andere Gründe ursächlich sind, z.B. eine verringerte Netzkapazität wegen Reparaturarbeiten an einzelnen Netzkomponenten. Lediglich wenn die Abregelung aufgrund erforderlicher Maßnahmen unmittelbar an Netzbetriebsmitteln, über die die Einspeisung der betroffenen Anlage erfolgt, z.B. dem Umspannwerk oder der Zuleitung zum Netz, oder einer „Abschaltung“ des gesamten Netzbereichs erfolgt, handele es sich nicht um einen Netzengpass, sondern eine gegebenenfalls entschädigungslos hinzunehmende Reparatur- oder Netzausbaumaßnahme. Dann sei nämlich die Einspeisung gerade nicht aufgrund mangelnder Netzkapazität unterbrochen worden, sondern aufgrund der betreffenden Maßnahmen bzw. unabhängig von den aktuellen Netzkapazitäten nicht mehr möglich.

Entscheidend ist nach dem BGH mithin, ob wegen Reparatur- oder Netzausbaumaßnahmen konkret für die Einspeisung der abgeregelten Anlage(n) erforderliche Netzkomponenten außer Betrieb genommen werden mussten oder in dem betroffenen Netzbereich überhaupt niemand mehr einspeisen konnte – dann handelt es sich, sofern kein Verschulden des Netzbetreibers hinzukommt, um eine entschädigungslose EnWG-Maßnahme. Wenn indes die für die Einspeisung erforderlichen Netzkomponenten wie auch der betroffene Netzbereich insgesamt grundsätzlich noch „in Betrieb“ war, jedoch infolge erforderlicher Reparatur- oder Netzausbaumaßnahmen nur mit einer geringeren Aufnahmekapazität, soll es sich bei einer Abregelung grundsätzlich um eine entschädigungspflichtige Maßnahme des EEG-Einspeisemanagement handeln. Dabei lehnt der BGH auch die vereinzelt in Literatur und Rechtsprechung auftretende Meinung ab, wonach die gesetzlichen Regelungen zum Einspeisemanagement etwa nach dem gesetzgeberischen Willen eng auszulegen seien. In seinem Urteil betont der BGH ganz im Gegenteil, dass Sinn

und Zweck der gesetzlichen Regelung zum Einspeisemanagement für einen weiten Anwendungsbereich der Vorschrift sprechen.

BGH-Urteil auch bei Redispatch-Maßnahmen ab dem 1. Oktober 2021 relevant

Bekanntlich werden die Vorschriften des EEG zum Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2017) zum 1. Oktober 2021 gestrichen und durch die neuen Redispatch-Regelungen in §§ 13, 13a EnWG (in seiner neuen Fassung) ersetzt ([wir berichteten](#)). Danach werden Netzbetreiber sog. Redispatch-Maßnahmen (Abregelungen) ergreifen dürfen, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist. Eine solche Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone soll gemäß § 13 Absatz 4 EnWG (neu) immer dann vorliegen, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Im Falle einer Redispatch-Maßnahme statuiert § 13a Absatz 2 iVm Absatz 1a EnWG (neu) eine Entschädigungspflicht zugunsten des Anlagenbetreibers, so dass er wirtschaftlich so gestellt wird, wie er ohne die Maßnahme stünde (vollumfängliche Entschädigung der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen). Die Ergebnisse des BGH-Urteils sind somit grundsätzlich auch auf Redispatch-Maßnahmen nach künftiger Gesetzeslage übertragbar.

Was ist nun zu tun?

Anlagenbetreiber sollten künftige aber auch in den vergangenen Jahren erfolgte Abregelungen noch einmal kritisch daraufhin prüfen, ob sich hinter einer vom Netzbetreiber als EnWG-Maßnahme gekennzeichneten und entsprechend nicht entschädigten Abregelung nicht vielleicht doch eine entschädigungspflichtige Einspeisemanagementmaßnahme nach dem EEG verbirgt. Gerne unterstützen wir Sie bei der Geltendmachung und Durchsetzung Ihrer Ansprüche. Sprechen Sie uns einfach an.

Hinweis: Bei diesem Beitrag handelt es sich um eine überarbeitete und ergänzte Fassung eines bereits in der Ausgabe 2/2020 des BWE-BetreiberBriefs (www.betreiberbrief.de) erschienenen Beitrags.

Ansprechpartner: Dr. Steffen Herz und Pavlos Konstantinidis, LL.M.

Post-EEG – der Tag X rückt unaufhaltsam näher

Ende diesen Jahres wird es soweit sein: Für einige tausend Wind-, Solar- und Biogasanlagen endet der gesetzliche Zahlungsanspruch, also der Anspruch auf die Einspeisevergütung oder Marktprämie nach dem EEG. In technischer Hinsicht können diese Anlagen allerdings oft noch unproblematisch weiterbetrieben werden, weswegen sich schnell die Frage stellt: Wie geht es jetzt eigentlich weiter? Dass die Anlagen vom Netz genommen und abgebaut werden kann – gerade auch im Sinne der Energiewende und der ambitionierten Ziel, eines erneuerbaren Bruttostromanteils von 65 Prozent bis zum Jahr 2030 und von 100 Prozent bis zum Jahr 2050 – ja von niemandem wirklich gewollt sein.

Entscheidend für die Weiterbetriebsperspektive ist dabei in aller Regel, dass ein Weiterbetrieb auch wirtschaftlich gestaltet werden kann. Für Biogasanlagen hat der Gesetzgeber insoweit die Möglichkeit vorgesehen, über die Teilnahme an Ausschreibungen eine Anschlussförderung zu erlangen (vgl. umfassend zur Möglichkeit einer Anschlussförderung bei Biogasanlagen den VBVH-Beitrag im [Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen \(LF Flex\)](#) des DBFZ, Seite 39 ff.).

Betreibern von Wind- oder Solaranlagen steht diese Option hingegen zumindest nach der aktuellen Gesetzeslage nicht offen. Grund genug, einmal der Frage nachzugehen, welche Weiterbetriebsoptionen sich eröffnen...denn, das Jahresende ist stets schneller da als man denkt.

Grundsätzliches: Wann endet der Zahlungsanspruch und was heißt das?

Das EEG sieht grundsätzlich einen gesetzlichen Zahlungsanspruch über 20 Kalenderjahre plus dem Jahr der Inbetriebnahme vor. Mit Ablauf des Jahres 2020 endet somit zunächst einmal der Zahlungsanspruch für alle im Jahr 2000 in Betrieb gegangenen Anlagen. Weiterhin wurde im EEG 2000 auch allen vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommenen Anlagen – also den Pionieren – als fiktives Inbetriebnahmedatum das Jahr 2000 zuerkannt. Auch für diese Anlagen endet die Förderung am 31. Dezember 2020 (so die Clearingstelle EEG|KWKG im [Votum 2009/26](#) vom 13. April 2010, Rn. 37 ff.). Entsprechend wird dann auch in den kommenden Jahren mit dem Jahresende jeweils auch der Zahlungsanspruch für eine weitere Anlagengeneration enden.

Das heißt im Übrigen keineswegs, dass die Anlagen insgesamt „aus dem EEG fallen“. Viele der EEG-Privilegien, wie beispielsweise der Anspruch auf Netzanschluss oder der Anspruch auf vorrangige Einspeisung, bleiben erhalten. Ebenso aber auch

Pflichten, wie beispielsweise die Teilnahme am Einspeisemanagement (EinsMan) durch den Netzbetreiber (das allerdings künftig ohnehin in den sogenannten Redispatch nach dem EnWG überführt werden wird, siehe hierzu auch unsere News [Einspeisemanagement 3.0 oder Redispatch: Alles anders?](#)).

Der Netzanschluss und die (physikalische) Abnahme des EE-Stroms bleiben also sichergestellt. Um die Vermarktung des Stroms und somit die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes muss sich der Betreiber einer ausgeförderten Anlage indes selbst kümmern.

Stromvermarktung über Power Purchase Agreements (PPA)

Als erstes in den Sinn kommt dabei der Verkauf des Stroms über ein sogenanntes Power Purchase Agreement (PPA), wobei neben dem eigentlichen Strom in aller Regel auch der ökologische Mehrwert des regenerativen Stroms selbst – z.B. über die Übertragung entsprechende Herkunftsnachweise – monetarisiert wird. Nachdem im Windbereich die ersten PPAs schon 2018 verhandelt und abgeschlossen worden waren, ist 2019 nun auch die PV-Branche nachgezogen und erste PPAs für Freiflächenanlagen wurden geschlossen – wenn auch nicht für „ausgeförderte“ Projekte sondern für Neuanlagen aus dem Großanlagensegment. Seit Mitte 2019 befassen sich auch immer mehr Betreiber von Alt-Windparks vor dem Hintergrund des nahenden Förderendes verstärkt mit dem Thema Weiterbetrieb und PPAs, so dass das Thema in Zukunft sicher richtig Fahrt aufnehmen wird (auch wenn es derzeit durch die Corona-Krise und ihre Auswirkungen im Strommarkt erst einmal einen ziemlichen Dämpfer bekommen hat).

Solche PPAs können dabei in den verschiedensten Varianten gestaltet werden. Zunächst einmal wird aber – ganz grundsätzlich – zwischen sogenannten „Off-site“-PPAs und „On-site“-PPAs unterschieden.

Bei einem „Off-site“-PPA speist der Betreiber den Strom weiter in das Stromnetz ein und veräußert diesen im Wege der (ungeförderten „sonstigen“) Direktvermarktung an einen Abnehmer. Der Abnehmer kann dabei ein Direktvermarkter, Stromhändler oder Energieversorger sein, der dem Betreiber den gesamten Strom abkauft und auf eigene Faust weitervermarktet (sog. „Utility-PPA“). Alternativ kann der Anlagenbetreiber den Strom aber über das Netz natürlich auch direkt an einen – in aller Regel gewerblichen/industriellen – Verbraucher verkaufen (sog. „Corporate-PPA“). Für solche netzgekoppelten Stromlieferungen gibt es eine Reihe verschiedener denkbarer Gestaltungsvarianten, wobei – mit verschiedensten Unterspielarten im Detail – im Wesentlichen Modelle mit einer direkten bilanziellen Lieferung (physical oder

sleeved PPA) und Modelle ohne direkte bilanzielle Lieferung (virtual oder synthetic PPA), in denen in der Regel lediglich entkoppelt die Grünstromeigenschaft übertragen wird, unterschieden werden.

Bei einem „On-site“-PPA wird der Strom hingegen mittels einer Direktleitung, also ohne vorherige Netzeinspeisung, unmittelbar an einen Betreiber vor Ort geliefert. Gerade bei der wirtschaftlichen Kalkulation solcher „On-site“-PPAs ist dabei zu berücksichtigen, dass es sich auch im dezentralen Bereich außerhalb des Stromnetzes nicht etwa um eine „energierechtliche Blackbox“ handelt. Zwar können einzelne Strompreisbestandteile wie z.B. die Netzentgelte in einem solchen Modell wegfallen, wodurch dem Kunden unter Umständen ein attraktiver Strompreis angeboten werden kann. Die EEG-Umlage aber fällt in einem solchen Modell für die an den Dritten gelieferten Strommenge stets in voller Höhe an und auch die Stromsteuer ist – je nach Einzelfall – häufig einzukalkulieren. Zudem muss der Anlagenbetreiber in einem solchen Modell zahlreiche gesetzliche Pflichten erfüllen, etwa im Hinblick auf die Messung, die Abrechnung und die mit den zu leistenden Abgaben und Steuern einhergehenden Melde- und Mitteilungspflichten.

Bei der konkreten vertraglichen Ausgestaltung von Off-Site- wie On-Site-PPA stellen sich eine ganze Reihe spezifischer Fragen und Herausforderungen, da es zahlreiche wechselseitig bestehende Risiken sachgerecht abzubilden und auszutarieren gilt, etwa im Hinblick auf das technische Ausfallrisiko der Anlagen oder das finanzielle Ausfallrisiko der Beteiligten, das Mengenrisiko infolge wetter- oder technisch bedingter Produktionsschwankungen, das mit der nur bedingt vorhersehbaren Strompreisentwicklung einhergehende Preisrisiko oder auch sonstige rechtliche Risiken im Zusammenhang mit der Ausgestaltung spezifischer Klauseln (z.B. hinsichtlich der Laufzeiten). Branchenstandards, wie über entsprechende Liefer- oder Abnahmeverpflichtungen, Preismodelle, Indexierungen, Haftungsklauseln oder Sicherheiten diese Risiken zu einem für alle Beteiligten akzeptablen Interessenausgleich geführt werden können, existieren bislang nicht, werden sich mit der zunehmenden Verbreitung von PPAs voraussichtlich aber in den nächsten Jahren entwickeln.

Eigenversorgung mit dem erzeugten Strom

Gerade im Solarbereich handelt es sich bei den nunmehr aus der Förderung laufenden Anlagen in der großen Mehrzahl allerdings um kleine, privat betriebene Aufdächanlagen, die nur eine Leistung im niedrigen bis mittleren kWp-Bereich aufweisen. Solche kleinen Anlagen sind für Zwischenhändler oder Großverbraucher, die als Stromabnehmer im Rahmen eines „Off-site“-PPA in Frage kommen, in aller Regel nicht sonderlich attraktiv, da diese für die Deckung ihres Strombedarfs eine Vielzahl Kleinanlagen „einsammeln“ müssten, was mit einem

wirtschaftlich nicht abbildbaren Aufwand einhergehen würde, wobei aktuell auf dem Markt Angebote auch für solche Kleinanlagen im Entstehen begriffen sind, für deren Umsetzung werden aber noch den administrativen Aufwand einer solchen Vermarktung reduzierende Änderungen der energiewirtschaftlichen Vorgaben erforderlich sein.

Für solche Anlagen wird – bis dahin – oftmals die einzige Weiterbetriebsoption eine Eigenversorgung sein, gegebenenfalls verbunden mit einer Stromlieferung vor Ort („On-site“-PPA) an Nachbarn oder Untermieter, wobei für Kleinanlagen der mit einer Direktlieferung vor Ort verbundene administrative Aufwand in aller Regel zu hoch ist und außerdem für Privatpersonen kaum beherrschbare bürokratische Fallstricke lauern (vgl. hierzu im Einzelnen das umfassende vBVH-Gutachten „Kleiner Mieterstrom und gemeinschaftliche Eigenversorgung“ für die Verbraucherzentrale NRW e.V.).

Bleibt eine Eigenversorgung: Eine solche kann gegenüber dem Netzbezug insbesondere deshalb wirtschaftlich vorteilhaft sein, da sich in regenerativen Eigenversorgungsmodellen neben dem Wegfall der Netzentgelte auch die EEG-Umlage auf 40 bis hin zu 0 Prozent reduziert und auch die Stromsteuer entfallen kann. Zu beachten ist insofern allerdings im Hinblick auf die nunmehr aus der Förderung laufenden 2000er Solaranlagen, dass eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 0 immer nur dann erfolgt, wenn die Anlage bereits vor dem 1. Augst 2014 zum Zwecke der Eigenversorgung genutzt wurde. War dies nicht der Fall – und aufgrund der hohen damaligen Vergütungssätze liefen und laufen viele Altanlagen in Volleinspeisung – ist, auch bei einem Inbetriebnahmedatum von 2000 oder früher, die EEG-Umlage in Höhe von 40 % an den Netzbetreiber zu zahlen.

Zwar wird hier eventuell das Europarecht Abhilfe schaffen, da die im Rahmen des Gesetzespakets „Saubere Energie für alle Europäer“ verabschiedete neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 an verschiedenen Stellen Erleichterungen für Eigenversorgungsmodelle vorsieht. Allerdings lässt die Richtlinie den nationalen Gesetzgebern im Detail Handlungsspielräume und die Umsetzungsfrist läuft noch bis zum 30. Juni 2021. Es bleibt insofern vorläufig nur mit Spannung abzuwarten, wie der deutsche Gesetzgeber die Richtlinie auslegen und umsetzen wird.

Neben der Frage der Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes stehen Betreiber kleiner Solaranlagen mit Auslaufen der Förderung nach dem EEG noch vor einem weiteren – bislang nach unserer Beobachtung nicht hinreichend adressierten – Problem: So besteht für alle Anlagen, die Strom in das Netz einspeisen möchten, nach der Stromnetz Zugangsverordnung die Pflicht, den Einspeisepunkt einem sogenannten Bilanzkreis zuzuordnen. So wird die bilanzielle Abnahme und

Weitergabe des Stroms sichergestellt, die zu unterscheiden ist von der rein physischen Abnahme des Stroms, zu der der Netzbetreiber nach dem EEG verpflichtet ist. Bei EE-Anlagen, die nicht in der sogenannten Direktvermarktung vermarktet werden, nimmt dabei der Netzbetreiber den erzeugten Strom ab und bilanziert diesen in seinem sogenannten EEG-Bilanzkreis. Die meisten Betreiber älterer oder kleinerer Solaranlagen machen von dieser Möglichkeit der „Vermarktung“ über den Netzbetreiber Gebrauch, da sich für dieses Anlagensegment bislang keine relevante Nachfrage bei den Direktvermarktern entwickelt hat, was – u.a. aufgrund administrativer und gesetzlicher Hürden wie z.B. der verpflichtenden Fernsteuerung – auch zumindest mittelfristig nicht zu erwarten steht. Nach Ablauf des Förderzeitraums kann der Netzbetreiber den Strom aber nicht mehr in seinen EEG-Bilanzkreis übernehmen oder überhaupt abnehmen. Findet der Anlagenbetreiber dann keinen neuen Abnehmer für die Überschussmengen, muss der Netzbetreiber dann die Abnahme verweigern und der eigentlich zur Verfügung stehende erneuerbare Strom abgeregelt werden. Hier sollten dringend gesetzliche oder regulatorische Lösungen gefunden werden, die es ermöglichen, den eigentlich zur Nutzung zur Verfügung stehenden Solarstrom im System zu halten und nicht ohne Not „wegzuwerfen“.

„Power-to-X“, Sektorenkopplung, Speicher

Eine weitere aktuell vieldiskutierte Zukunftsoption ist – auch oder gerade für Betreiber von Anlagen, deren Vergütungszeitraum endet – mit dem erzeugten Strom die Dekarbonisierung anderer Sektoren (z.B. Wärme, Mobilität, Industrie) zu unterstützen, z.B. durch sogenannte Power-to-Gas-, Power-to-Heat- oder Power-to-Liquid-Technologien.

Insbesondere das Thema Wasserstoff ist dabei derzeit in aller Munde, aber auch die Herstellung anderer strombasierter Kraft- und Industrierohstoffe findet zunehmend Beachtung. Nicht minder steht die Flexibilisierung und Optimierung der Einspeisung und des Bezugs von Strom durch verschiedenste Speichertechnologien und somit letztlich die Angleichung schwankender fluktuierender Erzeugung an eher konstante Verbrauchslastgänge immer wieder im Fokus energiepolitischer Diskussionen.

Gemeinsam ist all diesen Themen, dass die energierechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für viele innovative Ideen und Konzepte ungeeignet sind und sich oftmals als „Showstopper“ erweisen. Besonders problematisch ist oftmals, dass energierechtlich jeder Stromspeicherungs- oder -umwandlungsvorgang grundsätzlich als „normaler“ Verbrauchsvorgang gilt und damit im Hinblick auf die Abgaben- und Umlagenlast separat zu bewerten ist. Ein reiner Stromzwischenpeicher, z.B. eine Batterie, gilt zudem als Stromerzeuger, wodurch

sogar eine Doppelbelastung derselben Strommenge in Betracht kommt. Diese Belastung mit Umlagen hindert sowohl den Einsatz von Strom in anderen Sektoren wie auch die Flexibilisierung fluktuierend erzeugender Wind- und Solaranlagen mittels Speichern. Zwar existieren für Speicher- und Power-to-X-Technologien verschiedene Spezialregelungen in allen möglichen Normwerken. Diese sind aber fast sämtlich in den rechtlichen Einzelheiten umstritten, teilweise hochkomplex, mit zahlreichen Rechtsunsicherheiten behaftet und insgesamt wenig praxisfreundlich. Hinzu kommen teils gänzlich praxisuntaugliche administrative Anforderungen, etwa an das Mess-, Nachweis- und Abrechnungskonzept.

Dennoch: Es gibt immer mehr Betreiber, die auch in diesem schwierigen rechtlichen Umfeld die für die Energiewende dringend nötigen innovativen Konzepte erfolgreich umsetzen und vielleicht darf man ja auch hoffen, dass die Novellierung des energierechtlichen Rahmens für Sektorenkopplung und Speicherlösungen hin zu einem innovations- und investitionsfreundlichen Umfeld sich bald auch in der Gesetzgebung wiederfindet.

Fazit

Weiterbetrieb, Repowering oder doch der Rückbau? Viele Betreiber von 2000er Anlagen werden sich aktuell diese Frage stellen (oder sollten dies vor dem Hintergrund des näher rückenden Förderendes zumindest). Eine allgemeine und für jede Anlagenkonstellation gültige Antwort wird sich hierauf jedoch nicht finden lassen, vielmehr muss in jedem einzelnen Projekt konkret überlegt und geprüft werden, unter welchen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein Weiterbetrieb möglich ist und welche Risiken hierfür eingegangen werden können.

Ansprechpartner: Dr. Steffen Herz und Dr. Bettina Hennig

SOLARENERGIE UND WINDENERGIE

Das Gebäudeenergiegesetz kommt – gemeinsam mit der 1000-Meter Abstandsregelung für Windenergieanlagen und der Abschaffung des PV-Deckels

Am 18. Juni hat der Deutsche Bundestag zusammen mit dem Gebäudeenergiegesetz auch die Abstandsregelung für Windenergieanlagen im Außenbereich und die Aufhebung der Regelung in § 49 Absatz 5 und 6 EEG 2017 zur Ausbau- bzw. Fördergrenze für PV-Anlagen im unter 750 kW Segment beschlossen. Ein Überblick:

Das neue Gebäudeenergiegesetz

Nach langem hin und her gibt es nunmehr das erste Gebäudeenergiegesetz. Das Gebäudeenergiegesetz, kurz GEG, schafft ein neues Gesetz für die energetischen Anforderungen an Neubauten und an Bestandsgebäude sowie an den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung. Das GEG soll hierbei vor allem ein einheitliches, aufeinander abgestimmtes Regelwerk enthalten und den bisherigen Dreiklang aus der Energieeinsparverordnung (EnEV), dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG) und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) ablösen, diese treten drei Monate nach Inkrafttreten des GEG außer Kraft. Ebenso soll das GEG die europäischen Vorgaben zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden umsetzen und die Regelung des Niedrigstenergiegebäudes in das nunmehr vereinheitlichte Energieeinsparrecht integrieren.

Zentrales Anliegen der Novelle soll laut der Gesetzesbegründung die Entbürokratisierung und die Vereinfachung sein. Ob dies gelungen ist, wird sich erst im Zuge der Anwendung der Normen in der Praxis endgültig zeigen. Für die Errichtung neuer Gebäude soll künftig jedoch ein einheitliches Anforderungssystem gelten, indem Energieeffizienz und erneuerbare Energien integriert sind. Die ordnungsrechtlichen Vorgaben folgen weiterhin dem Ansatz, den Primärenergiebedarf von Gebäuden gering zu halten, dazu den Energiebedarf eines Gebäudes von vornherein durch einen energetisch hochwertigen baulichen Wärmeschutz (insbesondere durch gute Dämmung, gute Fenster und Vermeidung

von sogenannten Wärmebrückenverlusten) zu begrenzen und den verbleibenden Energiebedarf zunehmend durch erneuerbare Energien zu decken.

Das Anforderungsniveau hinsichtlich des Energieverbrauchs für Neubauten und Sanierungen wird allerdings mit Verabschiedung des GEG nicht weiter verschärft. Die bestehenden Anforderungen sollen erst im Jahr 2023 wieder auf den Prüfstand genommen werden. Das gültige Anforderungsniveau entspricht dem EU-rechtlich geforderten, sogenannten „kostenoptimalen Niveau“. Verschärfungen dieses Niveaus wären damit insofern derzeit nicht wirtschaftlich, so die Gesetzesbegründung, abrufbar [hier](#). Hieran war vor allem von Seiten von Umweltschutzverbänden aber auch von Seiten der Opposition Kritik geübt worden. Befürchtet wird, dass das GEG aufgrund des Festhaltens an bereits bestehenden Anforderungen keine neuen Impulse für den dringend benötigten Ausbau des Klimaschutzes und der CO₂-Reduktion im Gebäudebereich leistet, sondern vielmehr bereits jetzt veraltete Standards weiter fortführt.

Abschaffung der Ausbaugrenze für PV-Anlagen

Keiner oder Keine, der oder die sich mit Solarenergie oder auch nur mit Erneuerbaren Energien im Allgemeinen beschäftigt, wird an diesem Thema in der letzten Zeit vorbeigekommen sein, war es doch zuletzt in sprichwörtlich aller Munde: Die Regelung zur Ausbaugrenze für PV-Anlagen, besser bekannt als der sogenannte „PV“-oder „Solar-Deckel“.

Bislang sah die Regelung vor, dass mit Erreichung der Ausbaugrenze von 52 GW die Förderung von Solaranlagen im Segment bis 750 kW auf null herabgesenkt werden sollte. Neuanlagen, die nach Erreichung dieser Grenzen in Betrieb genommen worden wären, hätten hiernach keinen Anspruch auf die Auszahlung der EEG-Förderung mehr gehabt. Gleichzeitig enthielt die Regelung aber auch eine Verpflichtung der Bundesregierung, „rechtzeitig vor Erreichen“ dieser Grenze einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelung zu machen.

Aus dem „rechtzeitig“ ist tatsächlich allerdings eher ein „kurz vor knapp“ geworden. Nachdem die Abschaffung der Deckelregelung bereits mit Verabschiedung des Klimaprogramms 2030 im September 2019 durch die Regierung angekündigt wurde (abrufbar [hier](#)), zog sich die tatsächliche rechtsverbindliche Umsetzung dieses Versprechens noch bis Mitte Juni 2020 hin. In der Zwischenzeit begnügte sich die Regierung mit wiederholten Versprechungen, ließ es aber vermissen, dringend benötigte Rechts- und Planungssicherheit für Anlagenbetreiber und Solarteure zu schaffen. Fachverbände wie der BSW Solar gehen davon aus, dass die Ausbau-Grenze bereits im Juli hätte erreicht werden können. Für viele Solarunternehmen hätte dies das sichere Aus ihrer Geschäftsmodelle bedeutet, da

in der Folge die Errichtung von PV-Anlage in diesem Segment kaum noch rentabel gewesen wäre und mehr oder weniger das gesamte Marktsegment schlicht weggebrochen wäre.

Vor dem Hintergrund der drohenden Erreichung der 52 GW Marke und der bis dato stets im Sande verlaufenden Ankündigungen der Bundesregierung, endlich eine rechtsverbindliche Neuregelung zu schaffen, entschied sich daher ein Solarunternehmer aus Hessen im Wege einer vom BSW Solar initiierten Verfassungsbeschwerde mit Unterstützung hunderter weiterer betroffener Unternehmen den Weg vor das Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe zu beschreiten um die Bundesregierung letztlich auf diesem Wege zur Vorlage der mehrfach angekündigten Gesetzesinitiative zu bewegen, vgl. hierzu auch die Pressemeldung des BSW Solar vom , abrufbar [hier](#). Zu guter folgte bereits kurze Zeit später erfreulicherweise die solange geforderte gesetzliche Umsetzung der versprochenen Abschaffung in einem Vorschlag zur Änderung des EEG 2017 durch die Bundesregierung und die notwendige Beschlussfassung im Bundestag.

Die Regelung in § 49 Absatz 5 und 6 EEG 2017 wurden nunmehr ersatzlos gestrichen. Mit der Aufhebung des 52-GW-Ausbaudeckels für Solaranlagen erfüllt die Bundesregierung nunmehr ihre Zusage aus dem Klimaschutzprogramm 2030.

Die 1000-Meter-Abstandsregelung – Jedes Land darf eigene Regelung erlassen

Mitverabschiedet wurde schließlich auch eine bereits im Vorfeld kontrovers diskutierte Änderung des § 249 BauGB. In diesen soll ein neuer Absatz 3 eingefügt werden, der es den Ländern erlaubt, durch Landesgesetz zu bestimmen, dass Windenergievorhaben nur dann nach der Regelung des § 35 Absatz 1 Nummer 5 BauGB baurechtlich privilegiert sind, wenn diese unter Einhaltung von bestimmten Mindestabständen zur „zulässigen baulichen Nutzungen zu Wohnzwecken“ errichtet werden. Hierbei darf der von den Ländern festgelegte Mindestabstand höchstens 1000 Meter von der Mitte des Mastfußes der Windenergieanlage bis zur nächstgelegenen baulichen Nutzung zu Wohnzwecken betragen. Dies bedeutet, dass landesrechtliche Regelungen, die beispielsweise einen Abstand von mindestens 1,5 km zur Wohnbebauung vorsehen, künftig nicht mehr zulässig sind. Die Einzelheiten hinsichtlich der Ausgestaltung der Regelung überlässt der Gesetzgeber hierbei allerdings den Ländern. Fraglich dürfte insoweit insbesondere sein, was konkret als „baulichen Nutzungen zu Wohnzwecken“ anzusehen ist. So handelt es sich beispielsweise auch bei einzelnen Splittersiedlungen oder Einzelhäusern im Außenbereich grundsätzlich wohl um bauliche Nutzungen zu Wohnzwecken.

Es war im Vorfeld zum Erlass der Regelung bereits diskutiert worden, ob ggf. gewisse Anforderungen im Sinne von etwa einer Mindestanzahl an Häusern an die „Wohnbebauung“ gestellt werden sollten. Herangezogen wurde das Beispiel, dass aufgrund einer starren Abstandsregelung die pauschal auf die Entfernung zu zu Wohnzwecken genutzten Gebäuden verweist, ein entlegen gelegenes Einzelwohngebäude oder die bereits erwähnte Splittersiedlung genügen könnte, um im Umkreis von 1000 Metern jegliches Windenergieprojekt zu verhindern. Die Verwendung des Plural („Mindestabstände“) in dem Gesetz soll allerdings laut der Begründung des Gesetzesentwurfs (abrufbar [hier](#)) verdeutlichen, dass auch unterschiedliche Mindestabstände für unterschiedliche Wohnnutzungen festgelegt werden können. Insofern wird es sehr darauf ankommen, ob und wie die Länder, die vorhaben die Möglichkeit einer Abstandsregelung gesetzlich umsetzen, hierbei die Verhältnismäßigkeit der Regelungen im Blick behalten.

Bestehende Regelungen, wie etwa die derzeit in Bayern geltende und zu einem praktischen Erliegen des Windenergieausbaus in der Region führende 10-H-Regelung, wonach eine Windenergieanlage einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Höhe zur nächsten Wohnbebauung einhalten muss, werden durch die Neuregelung allerdings nicht etwa abgeschafft sondern behalten weiter ihre Gültigkeit, vgl. § 249 Absatz 3 Satz 4 BauGB (neu).

In seiner Sitzung am 3. Juli wird der Bundesrat voraussichtlich für das Gesetzespaket votieren. Abweichend von den Regelungen des GEG werden die Gesetzesänderungen des BauGB und des EEG bereits am Tag nach der Verkündung im Bundesgesetzblatt in Kraft treten und damit wirksam werden.

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Jörn Bringewat

WINDENERGIE

Corona und die Windenergie

Im Frühjahr hat das Coronavirus auch die Windenergie erreicht. Es wurde bekannt, dass verschiedene Hersteller von Windenergieanlagen Schreiben an ihre Kunden verschickten, in denen die Hersteller konstatieren, dass aufgrund der durch das Virus veranlassten Regierungsmaßnahmen in China ein Ereignis höherer Gewalt eingetreten sei. Konkrete Rechtsfolgen, die hieraus ableitbar wären, wurden in diesen Schreiben zwar noch nicht benannt, jedenfalls aber immerhin bereits der vermeintliche Eintritt der höheren Gewalt festgestellt.

Zum Hintergrund

Der Begriff der höheren Gewalt wird im Vertragsrecht nicht ganz einheitlich verwendet, das Bürgerliche Gesetzbuch (BGB) greift den Begriff nur vereinzelt auf (beispielsweise im Verjährungsrecht, § 206 BGB). Im Grundsatz versteht sich das Vorliegen höherer Gewalt als ein äußerer Umstand, aus dem eine Vertragspartei ohne ihr Verschulden an der Vertragserfüllung gehindert wird, auf den die an der Vertragserfüllung gehinderte Partei allerdings keinen Einfluss hat und dessen Folgen auch bei Anwendung der größtmöglichen Sorgfalt nicht vermeidbar wären.

Auch die gängigen Verträge der Windenergieanlagenhersteller enthalten Klauseln zur höheren Gewalt. Diese sehen im Kern vor, dass bei Eintritt höherer Gewalt keine Haftung für aus diesem Umstand entstehende Folgen übernommen wird, ohne aber den Bestand des Vertragsverhältnisses in Frage zu stellen. Erst nach einer ergänzenden Regelung wird ein Rücktrittsrechts beider Parteien des Anlagenkaufvertrages für Fälle begründet, in denen das Ereignis höherer Gewalt einen bestimmten Zeitraum ununterbrochen besteht. Diese Regeln spielen in der Vertragsverhandlung in der Regel keine besondere Rolle, weil sie im Kern auch als gerecht anzusehen sind.

Warum ist diese Regelung nun von Bedeutung?

Diese vertraglichen Regelungen zur höheren Gewalt können aber nunmehr hohe Bedeutung für die Windenergiebranche entwickeln. Denn der tatsächliche Eintritt des Umstandes der höheren Gewalt bedeutet, dass sich Liefertermine für Windenergieanlagen haftungsfrei erheblich verschieben können und ggf. auch – je nachdem, wie lange die höhere Gewalt anhält – das vertraglich vereinbarte

Rücktrittsrecht besteht. Bei vielen genehmigten Projekten aber bedeutet ein Verschieben der Liefertermine, dass beispielsweise ein bereits erteilter Zuschlag nach dem EEG ggf. verfallen kann, bereits beauftragte Baumaßnahmen nutzlos werden und insgesamt erhebliche Kosten aus bereits angelaufener Finanzierung entstehen können. Für einige Projekte könnten Lieferverzögerungen sogar das Projektende bedeuten.

Handelt es sich bei dem Auftreten des Coronavirus um höhere Gewalt?

Der Umstand, dass es das neuartige Virus überhaupt gibt, ist nicht alleine als ein Ereignis höherer Gewalt zu qualifizieren. Um höhere Gewalt kann es sich aber handeln, wenn aufgrund des Ausbruchs der Coronavirusepidemie notwendige und unabwendbare Folgen in Form von Quarantänemaßnahmen, Betriebsschließungen usw. eintreten. Auf diese Ereignisse haben die Parteien von Anlagenkaufverträgen evident keinen Einfluss.

Ob die Situation derzeit das Verhältnis der Parteien von Anlagenkaufverträgen im Bereich der Windenergie betrifft, lässt sich jedenfalls überschlägig bewerten: Höhere Gewalt kann überhaupt nur im Bereich der Lieferbeziehungen zwischen dem Anlagenhersteller und Zulieferanten bzw. Produktionsstätten in China eintreten, da bislang nur dort Maßnahmen in einer Tragweite bekannt sind, die zur Unterbrechung von Lieferketten und zur zeitweiligen Einstellung von Herstellungsprozessen geführt haben. Wollen sich Anlagenhersteller derzeit auf höhere Gewalt berufen ist somit also zwingende Voraussetzung, dass in deren Produktionsabläufen überhaupt Komponenten aus China eingesetzt werden.

Allerdings ist derzeit unklar, in welchem Umfang in China produktionsbeeinflussende Maßnahmen überhaupt konkret umgesetzt werden oder in Kraft gesetzt bleiben. Dies wäre für das Eintreten der höheren Gewalt aber von den Herstellern im Einzelnen darzulegen.

Konsequenzen für die Lieferketten der Windindustrie

Grundsätzlich ist nach unserer Auffassung aber in Frage zu stellen, dass auch bei Vorliegen von Zulieferketten nach China derzeit der Umstand der höheren Gewalt für Hersteller vorliegt. Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass die Komponenten, die von den Herstellern zugekauft werden, im Grunde generische Massenwaren sind, die ganz generell eine Alternativbeschaffung möglich machen. Es handelt sich jedenfalls keinesfalls um Sonderanfertigungen von Komponenten, die nicht etwa auch von anderen Herstellern angefertigt werden könnten. Ebenfalls ist fraglich, warum Komponenten nicht möglicherweise auch in größerer Zahl redundant in den europäischen Werken der Hersteller vorhanden sein können.

Eine Besonderheit der Windenergieanlagenherstellung liegt allerdings darin, als dass die Anlagenhersteller für den zulässigen Netzanschluss ihrer Anlagen ein Einheitszertifikat vorlegen müssen, das teilweise konkrete Einzelkomponenten spezifischer Hersteller benennt, die in der Anlage eingesetzt werden müssen, damit die Anlage dem Einheitszertifikat entspricht und umgekehrt. Danach könnte jedenfalls für den Fall, dass Komponenten betroffen sind, die ausschließlich in China produziert werden und nicht anderweitig beschafft werden können, auf den ersten Blick der Umstand der höheren Gewalt anzunehmen sein.

Solche Umstände müsste der Hersteller allerdings nachweisen, auch dass eine Alternativbeschaffung nicht möglich ist. Fraglich ist zudem, je nach Komponente, weshalb diese nicht redundant am Werk vorhanden ist. Ob dies zu verlangen sein kann, um gerade den Ausfall der Leistungsfähigkeit auszuschließen, wird aber auch damit zusammen hängen, in welchem Stadium sich das konkrete Lieferverhältnis befindet. Auch ist denkbar, dass ein Hersteller zur Sicherung seiner Leistungsfähigkeit mit Alternativkomponenten arbeitet und das Einheitszertifikat entsprechend ändert oder Prototypenbestätigungen nutzt.

Was ist zu tun?

Verschickt ein Anlagenhersteller Schreiben an seine Kunden, in denen das Eintreten höherer Gewalt mitgeteilt wird, sollte hierauf in jedem Fall reagiert werden. Beweisbelastet für das Vorliegen der höheren Gewalt ist der Hersteller, wenn er sich auf diesen Umstand beruft. Dazu wäre gerade bei den besonderen Lieferketten und der Vielzahl an individuellen Lieferaufträgen erklärungsbedürftig, weshalb in dem jeweiligen besonderen Lieferauftrag keine ausreichenden Komponenten vorhanden sind, wie die Lieferkette überhaupt unterbrochen ist und aus welchem Anlass und zu welchem Zeitpunkt dies bekannt wurde. Ein allgemeines Behaupten des Eintritts höherer Gewalt ist im Grunde rechtlich sinnlos, aber rechtlich für den Vorhabenträger nicht bedeutungslos.

Deshalb dürfen derartige Schreiben der Hersteller nicht unkommentiert bleiben. Zur Sicherung der eigenen Rechtspositionen sollten Kunden den Pflichten der kaufmännischen Sorgfaltspflicht entsprechend auf die Schreiben reagieren. Hiernach wäre der Anlagenhersteller aufzufordern, das Vorliegen der Umstände der höheren Gewalt in Bezug auf den vorliegenden Lieferauftrag zu konkretisieren. Vor allem aber sollte der Behauptung des pauschalen Eintritts einer höheren Gewalt begründet widersprochen werden.

Des Weiteren ist mit Blick auf die Bedeutung der wirtschaftlichen Folgen für eine Verzögerung des jeweiligen Windenergieprojektes darüber nachzudenken, ob

konkrete Maßnahmen in Form von zusätzlicher Stellung von Sicherheiten oder jedenfalls der Erklärung der konkreten Leistungsbereitschaft durch den Anlagenhersteller verlangt wird. Solcherlei Aspekte sind ggf. auch im Rahmen von einstweiligen Verfügungsverfahren durchführbar, da nur so ein erheblicher wirtschaftlicher Schaden von dem jeweiligen Projekt abgewendet werden kann.

Schließlich ist gerade im Hinblick auf die Zuschlagserteilung nach dem EEG feststellbar, dass das EEG keinerlei Verlängerungsmöglichkeiten des Zuschlages für den nunmehr eintretenden Umstand vorsieht. Nach der jetzigen Rechtslage ist daher davon auszugehen, dass ein Zuschlag, wie vom EEG vorgesehen, entfällt, wenn dieser deswegen nicht ausgenutzt werden kann, weil der Anlagenhersteller aufgrund von Komponentenlieferproblemen nicht rechtzeitig liefert. Nach den Ermächtigungen im EEG ist auch nicht ersichtlich, dass dieser Umstand, sollte er sich wiederholen, durch Festlegungen von der Bundesnetzagentur „geheilt“ werden kann. Eine solche „Heilung“ wäre wohl nur durch gesetzgeberische Ergänzungsentscheidungen möglich. Ob dies geschehen wird, bleibt abzuwarten.

Haben Sie ebenfalls ein entsprechendes Schreiben von Ihrem Anlagenhersteller bekommen? Nehmen Sie mit uns Kontakt auf, um Ihre Möglichkeiten und das weitere Vorgehen zu besprechen, um Ihre Rechte zu sichern.

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Jörn Bringewat

Die Konzentrationswirkung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen – die neue Rechtsunsicherheit des nachträglichen Typenwechsels?

Aus verschiedenen Gründen hat sich in der Windbranche in den letzten Jahren das Bedürfnis spürbar vergrößert, nach Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung Änderungen des Anlagentyps durchzuführen. Die Gründe dafür sind vielfältig, häufig aber führen lange Genehmigungsverfahren dazu, dass der genehmigte Anlagentyp nach Genehmigungserteilung im Markt nicht mehr zur Verfügung steht. Auch andere Gründe, etwa fehlende Marktverfügbarkeit und Marktgängigkeit von Fabrikaten sind bekannt. Bei einem nicht unbeträchtlichen Anteil genehmigter Windenergieprojekte ist ein Typenwechsel nach Erteilung der Genehmigung daher obligatorisch. Um den Typenwechsel möglichst unproblematisch zu gestalten, werden vielfach sogar Typenwechsel vollzogen, bei denen die Ausmaße des alten und neuen Typs der Windenergieanlagen weitgehend unverändert bleiben,

wobei aber einzelne bauliche Änderungen trotzdem erforderlich sind (bspw. Fundamentierung).

Zum Hintergrund: Anzeigeverfahren und Änderungsgenehmigung – was ist was?

Bedeutet der Typenwechsel nur oder höchstens geringfügige Änderungen in den konstruktiven Ausmaßen der Windenergieanlagen, ist in der genehmigungsrechtlichen Praxis der Weg der Wahl, den Typenwechsel über das sog. Anzeigeverfahren gemäß § 15 BImSchG durchzuführen. Das Anzeigeverfahren ist dann möglich, wenn keine negativen immissionsschutzrechtlichen Veränderungen mit dem Typenwechsel einhergehen, sog. unwesentliche Änderung. Die Anzeige führt in diesem Fall zur Genehmigungsfreistellung durch die Behörde, immissionsschutzrechtlich ist eine Genehmigung der Änderung also nicht erforderlich. Da es sich bei dem Anzeigeverfahren gerade um kein Genehmigungsverfahren handelt, gilt für dieses auch die sonst im Immissionsschutzrecht greifende Verfahrens- und Entscheidungskonzentration (§ 13 BImSchG) nicht. Änderungen der Statik oder Fundamentierung sind also durch eine Tektur der Baugenehmigung von der Bauaufsichtsbehörde zu genehmigen. Der Vorhabenträger muss sich darum selbst kümmern.

Wird ein Änderungsgenehmigungsverfahren gemäß § 16 BImSchG für den Typenwechsel erforderlich, weil entweder eine Verschlechterung der Immissionssituation durch die Änderung mindestens zu befürchten ist oder der Vorhabenträger freiwillig das Änderungsverfahren (§ 16 Absatz 4 BImSchG) wählt, gilt die Konzentrationswirkung weiter, die Immissionsschutzbehörde ist für das gesamte Verfahren zuständig und an dessen Ende ergeht eine Änderungsgenehmigungsentscheidung, die alle die Windenergieanlage betreffende Zulassungsentscheidungen „einkonzentriert“. Diese Änderungsgenehmigung tritt dann als selbstständige behördliche Entscheidung zur Ursprungsgenehmigung hinzu, beide Genehmigungsentscheidungen können aber, wenn erforderlich, inhaltlich von der Genehmigungsbehörde miteinander verknüpft werden.

Zum Hintergrund: Was ist die Konzentrationswirkung im Immissionsschutzrecht?

Die Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG bedeutet, dass die Immissionsschutzbehörde für die Genehmigung einer immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtigen Anlage, für deren Errichtung und Betrieb grundsätzlich mehrere Zulassungsentscheidungen erforderlich sind (bspw. Baugenehmigung, wasserrechtliche Genehmigung, naturschutzrechtliche Ausnahme...) ein

einheitliches Genehmigungsverfahren führt, an dessen Ende eine einheitliche Genehmigung steht. In dieser sind alle für die Anlage erforderlichen Zulassungsentscheidungen enthalten. Dies gilt sogar dann, wenn die Immissionsschutzbehörde sich nicht über jede der mitgeteilten Zulassungsentscheidungen bewusst ist. Werden „einkonzentrierte“ Zulassungsentscheidungen separat vor oder nach der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erteilt, sind diese sogar rechtswidrig und müssen aufgehoben werden (denn sie werden oder sind ja bereits mit der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erteilt). Die Konzentrationswirkung endet mit Erteilung der immissionsschutzrechtlichen (Änderungs-)Genehmigung. Nach ihrer Erteilung fallen die Zuständigkeiten an die Fachbehörden zurück.

Die Bedeutung der Konzentrationswirkung im immissionsschutzrechtlichen Kontext wird in der Gesetzesbegründung wie folgt prägnant erläutert ([BT-Drs. 7/179, S. 35](#)):

„Sie dient der Verwaltungsvereinfachung, insbesondere der Beschleunigung des Verfahrens; sie verhindert einander widersprechende Entscheidungen der verschiedenen, für die einzelnen Rechtsgebiete zuständigen Behörden; sie gestattet es, die sich aus den verschiedensten rechtlichen Gesichtspunkten an die Anlage zu stellenden Anforderungen in optimaler Weise aufeinander abzustimmen; sie bringt für den Unternehmer größtmögliche Rechtsklarheit und Rechtssicherheit, eine Voraussetzung für eine zügige Planung und Produktionsaufnahme.“

Die neue Rechtsunsicherheit des Typenwechsels, oder: Alles neu macht das OVG Lüneburg?

Im Kontext der Bedeutung der Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG hat das Oberverwaltungsgericht Lüneburg nunmehr mit Eilentscheidung vom 19. Dezember 2019 (Az. 12 ME 168/19, abrufbar [hier](#)) eine Entscheidung getroffen, die erhebliches Kopfzerbrechen bereitet. Die Lüneburger Senatsrichter hatten einen Sachverhalt zu bewerten, in dem der Typenwechsel einer genehmigten Windenergieanlage als unwesentliche Änderung angezeigt wurde, eine relevante Änderung der Anlage ergab sich ausschließlich in der Fundamentierung. Besonderheit des Sachverhalts war, dass der Anlagentypwechsel und das entsprechende Anzeigeverfahren während eines anhängigen und laufenden Drittwiderspruchsverfahrens stattfanden. Der 12. Senat des OVG Lüneburg sah sich nunmehr gezwungen, im Rahmen eines Eilverfahrens die Bedeutung des Drittschutzes der Konzentrationsnorm des § 13 BImSchG in ein völlig neues Licht zu rücken.

Was ist passiert?

Das OVG Lüneburg deutet in der Entscheidung an, dass bei laufenden Drittanfechtungsverfahren gegen eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung bei Änderungen der genehmigten Anlage die Anwendung der §§ 15, 16 BImSchG gesperrt sei und vielmehr eine Änderung des (ursprünglichen) Genehmigungsantrags erfolgen müssen, um dann die gewünschte „*Modifikation der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung herbeizuführen*“. Es sei nämlich, so der Senat, nicht mit § 13 BImSchG und der Konzentrationswirkung der Genehmigung vereinbar, wenn bei laufender Drittanfechtung die die Anlage betreffende Zulassungsentscheidungen nicht mehr in einer Genehmigung konzentriert seien, da dann das Widerspruchsverfahren im Grunde – genauso wie die Genehmigung selbst – auf die Einzelteile der Genehmigung aufgeteilt werden müsse.

Weiter erläutert das OVG Lüneburg, ein Widerspruchsverfahren stelle sich „*gerade als Fortführung des Verwaltungsverfahrens dar*“, so dass nach verwaltungsverfahrenrechtlichen Grundsätzen – ähnlich einer nachträglichen Heilung - im Widerspruchsverfahren ein „offener Zugriff“ auf das ursprüngliche Genehmigungsverfahren bestehe und damit auch auf den ursprünglichen Genehmigungsantrag selbst. Diese Wertung wiederum würde ja durch die Regelung im Umweltverfahrensrecht bestätigt, das zur Heilung von Fehlern der Genehmigung ausdrücklich ein „ergänzendes Verfahren“ vorsehe. Diese Ausführungen dienen, so jedenfalls unsere Interpretation der nicht ganz einfach zu lesenden Entscheidungsbegründung, dazu, zu erläutern, dass zum Zwecke der Wahrung der Konzentrationswirkung der erteilten immissionsschutzrechtlichen Genehmigung die (gewissermaßen „nachträgliche“) Antragsänderung den, ein zusätzliches Verwaltungsverfahren benötigenden, Instrumenten von §§ 15, 16 BImSchG vorgehen müsse.

Schließlich, so der Senat, könne sich auch ein Dritter auf eine – nach Auffassung des Gerichts – unerwünschte „Konzentrationsauflösung“ der Genehmigung während einer Drittanfechtung berufen, sie bedeute also eine Rechtsverletzung des Dritten. Das Gericht insoweit:

„Denn bei dem von dem Antragsgegner gewählten Verfahren wird der Antragsteller anders als im Standardfall der Erteilung nur einer (geänderten) immissionsschutzrechtlichen „Vollgenehmigung“ gezwungen, gegen mehrere Verwaltungsakte mit einem entsprechenden Zusatzaufwand und -kostenrisiko vorzugehen.“

Und zuletzt deutet das Gericht noch an, was nun zu tun sei:

„[Es] könnte der genannte [...] Verfahrensfehler – sei es im noch laufenden Widerspruchsverfahren oder [...] in einem ergänzenden Verfahren – durch Erteilung eines allein immissionsschutzrechtlichen Bescheides für das Vorhaben der Beigeladenen [des Vorhabenträgers] in der aktuell beabsichtigten Gestalt behoben werden.“

Und was bedeutet das?

Gute Frage. Jedenfalls ist der Entscheidung zu entnehmen, dass das OVG Lüneburg der Ansicht ist, dass während eines laufenden Drittschutzes gegen eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung im Falle von Änderungen des Vorhabens nur eine Änderung des ursprünglichen Genehmigungsantrags zulässig sei, die Anwendung von §§ 15, 16 BImSchG also „gesperrt“ sei, da der „Konzentrationszustand“, den § 13 BImSchG der Genehmigung verschafft hat, zum Schutz einen anfechtenden Dritten aufrecht erhalten bleiben müsse. Und: Jener Dritte kann diese Anforderung auch im Rechtswege durchsetzen. Nach der Lesart der Entscheidung wird sogar die Ausgangsgenehmigung selbst (!) rechtswidrig, finden nachträgliche Änderungen der Anlage statt, die die Erteilung einer zusätzlichen Zulassungsentscheidung notwendig machen.

Das ist ganz schön „harter Tobak“ für die Praxis der Windenergieprojektierung. Denn: Wäre dieses „schärfste“ Verständnis der Entscheidung zutreffend, wäre bei genehmigten Windenergieanlagen, deren Genehmigung angefochten wird, eine Typenänderung nur über eine **Antragsänderung** möglich. Auf den ersten Blick mag dies noch nicht so schlimm wirken, auf den zweiten Blick aber eröffnet sich folgende verfahrensrechtliche Folge.

Nehmen wir – übrigens entgegen der ganzen herrschenden juristischen Ansicht – an, ein Widerspruchsverfahren stelle kein eigenständiges Verwaltungsverfahren dar, sondern „öffnede“ das ursprüngliche Genehmigungsverfahren (das ja im Sinne des § 9 VwVfG mit Erteilung der beantragten Genehmigung endete) wieder – oder mit dem OVG Lüneburg: „führt das Genehmigungsverfahren fort“ – und in diesem Rahmen wird nun der Genehmigungsantrag inhaltlich geändert. Dann befänden wir uns in dem Dilemma, dass bereits eine verfahrensabschließende Entscheidung ergangen ist, die nun nicht mehr inhaltlich dem gestellten Antrag entspricht. Was würde passieren?

- Für einen solchen Fall sieht das Verwaltungsverfahrenrecht keine Möglichkeit vor, die – dann ja nicht antragsgemäß ergangene – Entscheidung zu modifizieren. Einzig denkbare Möglichkeit wäre eine Umdeutung (§ 47 VwVfG), wofür aber eine Fehlerhaftigkeit, im Sinne von „Rechtswidrigkeit“, der Ursprungsentscheidung erforderlich wäre. Diese

liegt allerdings nicht vor, vielmehr ist schlicht etwas anderes genehmigt, als beantragt.

- Es bliebe im Ergebnis nur die Aufhebung der Genehmigung und der Erlass einer Neugenehmigung. Dies hätte allerdings zur Folge, dass Rechtsschutzfristen neu zu laufen begännen und mit Blick auf § 36f EEG auch ein bereits für die Ursprungsgenehmigung erteilter Zuschlag erlösche. Auch weitere, an den Zeitpunkt der Genehmigungserteilung gebundene Rechtsfolgen wären neu zu bewerten.
- Dem Drittanfechtenden wäre ganz nebenbei auch nicht geholfen, denn der ursprüngliche Verfahrensgegenstand entfiel und er müsste erneuten Rechtsschutz gegen die neuerteilte Genehmigung suchen. Insgesamt würde man das wohl eine „lose-lose-Situation“ nennen.

Vielleicht meint das Gericht auch etwas anderes. Kommen wir zurück auf das „ergänzende Verfahren“ und die „Erteilung eines allein immissionsschutzrechtlichen Bescheides“, wie es das Gericht als Interventionspotential benennt. Welche Möglichkeiten bestehen noch und wie sind diese zu bewerten?

- Im Falle der Durchführung eines ergänzenden Verfahrens zur Änderung der genehmigten Anlage (also keine „Öffnung“ des abgeschlossenen Genehmigungsverfahrens), was auf Grundlage des Umweltverfahrensrechts sowieso nur für Vorhaben möglich ist, auf die das Umweltverfahrensrecht auch Anwendung findet (bspw. nicht auf die Genehmigung von zwei nicht UVP-pflichtigen Vorhaben), erginge ein Ergänzungsbescheid, der zur Ausgangsgenehmigung hinzuträte. Da der Drittrechtsschutzsuchende aber ggf. nicht durch die Ausgangsgenehmigung selbst, wohl aber durch die mit Ergänzungsbescheid zugelassene Änderung in seinen Rechten verletzt sein könnte, wird er schon aus Aspekten der Rechtesicherung auch den Ergänzungsbescheid mit anfechten müssen.
- Erging ein – wie auch immer beschaffener und auf welcher Rechtsgrundlage auch immer erteilter – „allein immissionsschutzrechtlicher Bescheid“, wie es das Gericht anbietet, gälte im Kern dasselbe, wie zuvor. Auch hier wäre eine zusätzliche Anfechtung dieser Entscheidung durch den Drittrechtsschutzsuchenden im Grunde alternativlos.
- Auch hier also ist das gesetzte Ziel des Gerichts, der Drittrechtsschutzsuchende möge es – egal, was während der Drittanfechtung auch an Änderungen der Anlage vorgenommen werden – immer nur mit der konzentrierenden (Ursprungs-)Genehmigung zu tun haben, nicht erreicht.

In der Bewertung ist demnach festzustellen, dass keine der möglichen Lösungen das vom Gericht offenbar gewünschte Ziel erreichen lässt. Es fällt sogar auf, dass

ein wie auch immer gearteter Ergänzungsbescheid qualitativ die gleiche Situation wie nach der Erteilung einer Änderungsgenehmigung im Sinne des § 16 BImSchG begründet: auch die Änderungsgenehmigung tritt zur Ausgangsgenehmigung hinzu, auch sie müsste aus Gründen der Rechtesicherung von einem Drittrechtsschutzsuchenden (mit-)angegriffen werden. Ob das Gericht daher die Änderungsgenehmigung auch in den Bedeutungshorizont der eigenen Entscheidung tatsächlich einbeziehen will, dürfte daher bezweifelt werden. Im Ergebnis sollte damit jedenfalls das fakultative Genehmigungsverfahren im Sinne des § 16 Absatz 4 BImSchG derzeit für Rechtssicherheit bei Projektieren sorgen dürfen.

Im Falle der Anzeige einer unwesentlichen Änderung nach § 15 BImSchG kann das Argument gebracht werden, dass auf Grund des Endes der Konzentrationswirkung ein Rechtsschutzsuchender ggf. mit einer Vielzahl an Einzelentscheidung konfrontiert ist, die er – zur maximalen Rechtsicherung – alle einzeln anzufechten habe. Das mag sogar in der Vorstellung eines worst-case-Sachverhalts denkbar sein. Allerdings darf nicht übersehen werden, dass er – wenn bei der jeweiligen Zulassungsentscheidung die Möglichkeit der Berührung seiner Rechtsposition besteht – auch jedes einzelne Mal vor der Zulassungsentscheidung beteiligt wird. Er befindet sich somit in voller Kenntnis aller zusätzlichen Entscheidungen, die ihn ggf. betreffen könnten, was in der Regel bei Windenergieanlagen nicht viele sein können. Die Entscheidung über die Freistellung im Sinne des § 15 BImSchG kann ihn schon per se nicht betreffen, da diese voraussetzt, dass sich die immissionsschutzrechtliche Situation nicht verschlechtert.

Zudem, dazu wurde oben die Gesetzesbegründung zum § 13 BImSchG zitiert, dient der Schutzzweck der Konzentrationswirkung im Immissionsschutzrecht der Rechtssicherheit des Vorhabenträgers und der Verwaltungsvereinfachung, nicht dem Rechtsschutz von Drittrechtsschutzsuchenden. Letzteres wird allerdings in der Tendenz der Entscheidungen des OVG Lüneburg, bisher aber ohne sich mit der Gesetzesbegründung zu befassen, wohl trotzdem angenommen. Diese Ansicht kann allerdings nach unserer Auffassung nicht überzeugen, da entsprechende Anhaltspunkte eines solchen Gesetzesverständnisses schlicht nicht bestehen.

Zu guter Letzt ist einer vom OVG Lüneburg angenommenen Rechtsfolge der während des laufenden Drittrechtsschutzes vorgenommenen unwesentlichen Änderung der Anlage auf Grundlage von § 15 BImSchG allerdings entschieden entgegen zu treten: dem angeblichen „Rechtswidrigwerden“ der erteilten Genehmigung **alleine** aus dem Umstand, dass eine unwesentliche Änderung der Anlage von der Genehmigungsbedürftigkeit auf Grundlage des § 15 BImSchG freigestellt wird. Denn die immissionsschutzrechtliche Genehmigung bleibt im Fall der Freistellungserklärung gerade unverändert (BVerwG, 7C 7/11), die

Freistellungserklärung erschöpft sich ausschließlich in der Feststellung, dass die Anlagenänderung keiner immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedarf (vgl. OVG Magdeburg, 2 L 40/12). Sogar wenn also die Änderungsanzeige „rechtlich unzulässig“ wäre, kann dieser Umstand keinen Einfluss auf die Genehmigung haben.

Und nun?

Unter dem Strich bleibt also festzuhalten, dass das OVG Lüneburg mit der ergangenen Entscheidung für extreme Unsicherheit gesorgt hat. Dies, so muss konstatiert werden, sogar ohne Not, da nach den Ansichten des OVG Lüneburg selbst im Falle der Änderung des genehmigten Vorhabens auch weitere Entscheidungen ergehen müssen, der Drittrechtsschutzsuchende demnach auch in keinem Fall besser gestellt ist, als über die bisherige Praxis. Gegebenenfalls, so muss festgestellt werden, ist der Drittrechtsschutzsuchende sogar schlechter gestellt, da aufgrund eines rückwirkenden Eingreifens in den vorhandenen Genehmigungstatbestand durch eine wie auch immer geartete Ergänzungsentscheidung oder Neuentscheidung der Rechtsschutz gegenüber dem Vorgehen nach §§ 15, 16 BImSchG sogar verkürzt werden kann. Denn jedenfalls bei der Neuentscheidung müsste der Drittrechtsschutzsuchende ein Anfechtungsverfahren vollständig von vorn beginnen.

Große Unsicherheit gibt es jedoch vor allem in der Praxis. In allen Fällen, in denen bei laufenden Drittschutzverfahren Änderungen des ursprünglich genehmigten Vorhabens erfolgen, stellt sich nunmehr die Frage für den Vorhabenträger, ob dieser eine Anzeige gemäß § 15 BImSchG stellt oder ein Ergänzungsverfahren bzw. einen geänderten Genehmigungsantrag an die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbehörde richtet. Gleichzeitig muss die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbehörde beispielsweise in Fällen des § 15 BImSchG davon überzeugt sein, dass die Vorschrift des § 15 BImSchG gerade keine Anwendung findet und ein gesondertes Verfahren zu wählen ist. Aktuelle Gespräche in diesem Zusammenhang mit Genehmigungsbehörden zeigen, dass diese Unsicherheiten nicht einfach zu beseitigen sind. Von dem Weg einer – aus unserer Sicht verwaltungsverfahrenrechtlich nicht möglichen – rückwirkenden Antragsänderung bei Drittanfechtung können wir aus obig dargestellten Gründen nur abraten. Für Projekte in Niedersachsen stellt sich aus unserer Sicht derzeit am sinnvollsten der Weg über § 16 (Absatz 4) BImSchG dar. Für bereits erfolgte Änderungen im Anzeigeverfahren und laufendem Drittschutz sollte das Gespräch mit der Behörde gesucht werden und in Erwägung gezogen werden, ein fakultatives Änderungsgenehmigungsverfahren nachzuholen. Mehr als das Gefühl der Rechtssicherheit dürfte das Vorgehen mit Blick auf die Entscheidung des OVG Lüneburg wohl aber auch nicht bieten.

Wollen Sie Einzelheiten wissen? Rufen Sie uns an oder schreiben Sie uns.

Ansprechpartner: Dr. Jörn Bringewat und Julia Rawe

Neuigkeiten aus der Windbranche

Im Fokus: Freiwillige Bekanntmachung von Genehmigungsbescheiden und rechtliche Bedeutung der Anordnung von „Ernteabschaltungen“

Die Projektentwicklung im Bereich der Windenergie wird - trotz aller Bemühungen (vgl. zum Beispiel den [Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land des BWE](#)) und politischer Versprechen derzeit mehr und mehr zur Geduldsprobe. Insbesondere hinsichtlich der genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen für die Errichtung von Windenergieanlagen hat sich entweder wenig getan oder bestehende Anforderungen wurden tendenziell zu Lasten des Windenergieausbaus verändert oder verschärft. Mag es auch Lichtblicke geben, beispielsweise im Denkmalschutzrecht (vgl. [OVG Koblenz, Urteil vom 6. Juni 2019, 1 A 11532/18](#); Verhältnis von Windenergie und Denkmalschutz sowie Landschaftsschutz), bleiben die Aussichten für nachhaltige Verbesserungen leider getrübt. Wir wollen dennoch den Blick auf zwei Themenbereiche der Windenergie richten, die aus unserer Sicht relevante praktische Bedeutung haben und sich weiter entwickeln werden: Die freiwillige öffentliche Bekanntmachung von Genehmigungsbescheiden im vereinfachten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren und die Bedeutung der sogenannten „Ernteabschaltungen“.

Die freiwillige öffentliche Bekanntmachung von Genehmigungsbescheiden

Zur Erlangung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen hält das Immissionsschutzrecht zwei verschiedene Verfahrensweisen bereit: Entweder wird ein so genanntes „Vollgenehmigungsverfahren“ mit verpflichtender Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt oder es wird ein so genanntes „vereinfachtes Verfahren“ ohne Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt. Aus den Regelungen des (Umweltverträglichkeitsprüfungs-)UVP-Rechts oder dem Immissionsschutzrecht kann für ein Projekt bereits folgen, dass dies ohnehin zwingend im Vollgenehmigungsverfahren durchgeführt werden muss. Insbesondere bei

kleineren Windparks kann aber die Möglichkeit bestehen, das vereinfachte Verfahren zu wählen, um Chancen auf zeitliche Vorteile zu bekommen.

Das Vollgenehmigungsverfahren beinhaltet auch die zwingende öffentliche Bekanntmachung der Genehmigung, so dass jedenfalls einen Monat nach erfolgter öffentlicher Bekanntmachung der Genehmigung abschließend feststeht, ob und wenn ja welche Rechtsbehelfsführer gegen die Genehmigung vorgehen wollen.

Auch im vereinfachten Genehmigungsverfahren ermöglicht § 21a der 9. BImSchV die nunmehr freiwillige öffentliche Bekanntmachung der Genehmigung. In der juristischen Literatur und der Rechtsprechung wurde jedoch eine vergleichbare Wirkung der freiwilligen öffentlichen Bekanntmachung mit der zwingenden des Vollgenehmigungsverfahrens überwiegend, mit wenigen Ausnahmen, abgelehnt.

Bereits im letzten Jahr erfolgten hierzu zwei relevante Entscheidungen von Oberverwaltungsgerichten, die sich mit dieser Thematik auseinandersetzten (vgl. [OVG Bautzen, Beschluss vom 08. August 2019, 1 B 439/18](#) und [VGH Mannheim, Beschluss vom 07. März 2019, 10 S 2025/18](#)). Die Bautzener und Mannheimer Senate vertraten hier (erstmalig) die Ansicht, dass auch die freiwillige öffentliche Bekanntmachung der im vereinfachten Genehmigungsverfahren erlangten Genehmigung die Monatsfrist gegenüber allen potentiellen Kläger bzw. Widerspruchsführern auslöst (§ 70 Absatz 1 VwGO), sie in der Wirkung also der zwingenden öffentlichen Bekanntgabe in ihren Rechtswirkungen gleichstehe.

Hintergrund dieser rechtlichen Einordnung ist in beiden Fällen, dass die erkennenden Richter einerseits zwar feststellen, dass im Zusammenhang mit der Durchführung des vereinfachten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens die Vorschriften zur zwingenden öffentlichen Bekanntmachung nicht anwendbar seien. Gleichwohl seien allerdings die Regelungen des § 21a der 9. BImSchV, die die freiwillige öffentliche Bekanntmachung zulassen, nicht im Sinne einer abschließenden Regelung zu verstehen. Dies habe zur Folge, dass die Verwaltungsverfahrensgesetze der einzelnen Bundesländer (ergänzend) Anwendung fänden und somit auch die dortig geregelten Vorschriften über die Bekanntgabe von Verwaltungsakten. Im Grunde habe der Verordnungsgeber in § 21a der 9. BImSchV lediglich rein informativ festgelegt, dass eine öffentliche Bekanntmachung von Genehmigungsentscheidungen im vereinfachten Verfahren möglich sei, ohne dies jedoch an Rechtsfolgen zu knüpfen. Insoweit solle weiterhin das Landesrecht gelten, das insoweit eine für alle geltende Rechtsbehelfsfrist von einem Monat ab öffentlicher Bekanntmachung einer Entscheidung anordnet.

Hinsichtlich der genauen Anforderungen an die Bekanntmachung hat der VGH Mannheim in seiner Entscheidung darauf hingewiesen, dass auch die

Veröffentlichung auf der Internetseite der Behörde ausreichen kann, wenn in der Folge in Tageszeitungen auf die Bekanntmachung im Internet hingewiesen werde. Zudem sei nicht zwingend erforderlich, auch die Inhalte von mit der Genehmigungsentscheidung verbundene Nebenbestimmungen überschlüssig darzustellen, um die Bekanntmachungswirkung und damit das Laufen der so genannten Monatsfrist auszulösen. Hierbei ist einzig darauf hinzuweisen, dass insoweit das relevante Ortsrecht der veröffentlichenden Gebietskörperschaft und ggf. das Kommunalverfassungsrecht des betroffenen Bundeslandes eine Rolle spielt. Die entsprechenden Bekanntmachungsvorschriften aus jenen gesetzlichen Vorgaben sind einzuhalten und können im Einzelfall auch über die im Falle des vom VGH Mannheim bewerteten Sachverhalts bestehenden Voraussetzungen der ordnungsgemäßen Bekanntmachung hinaus gehen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die zitierten obergerichtlichen Entscheidungen darauf hindeuten, dass die Durchführung des vereinfachten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens wieder mehr Bedeutung erlangt, da der bisherige Nachteil des vereinfachten Genehmigungsverfahrens, dass die Monatsfrist nach Genehmigungsentscheidung eben nicht läuft, durch die freiwillige öffentliche Bekanntmachung wieder aufgefangen werden kann. Wie sich dies in der Rechtsprechung weiter entwickelt, wird zu beobachten sein. Aufgrund der bereits im Jahr 2017 durch europarechtlich indizierten Anpassungsbedarf aus der Rechtswirklichkeit verschwundene Präklusionsvorschriften ist allerdings beim vereinfachten Genehmigungsverfahren weiterhin möglich, dass von Rechtsbehelfsführern Umstände eingebracht werden, die im Genehmigungsverfahren nicht berücksichtigt wurden und somit nachträglichen Heilungsbedarf auslösen können. Daneben besteht weiterhin die Notwendigkeit auf die fehlerfreie Durchführung der UVP-Vorprüfung genau zu achten.

Mahd- und Ernteabschaltungen

Diverse Windenergieerlasse der Bundesländer enthalten Regelungen dazu, dass als artenschutzrechtliche Vermeidungsmaßnahmen insbesondere Abschaltungen von Windenergieanlagen vor und nach bodenwendenden Ereignissen (insbesondere Mahd- und Ernte) stattfinden sollen. Daneben finden sich in einigen Windenergieerlassen der Länder als vorgeschlagene Vermeidungsmaßnahmen Verbote, in einem nahen Umkreis um errichtete Windenergieanlagen Mahd- oder Ernteabfälle oder Erzeugnisse zu lagern oder die Vorgabe zu bestimmten Bewirtschaftungsformen.

Aus artenschutzrechtlicher Sicht sind jene Vermeidungsmaßnahmen generell gut geeignet, das Tötungsrisiko von Großvögeln durch in Betrieb befindliche Windenergieanlagen sinnvoll zu minimieren. Insbesondere Mahd- und

Ernteereignisse sowie sonstige bodenwendende Maßnahmen führen dazu, dass Großvögel im Bereich der Bodenbearbeitung ein anziehendes Nahrungshabitat ausmachen, da ein besonders reichhaltiges Jagdangebot geboten wird.

In der Praxis werden demnach entsprechende Nebenbestimmungen mit Genehmigungsbescheiden verbunden. Dafür werden Abschaltvorgaben festgelegt, zu deren Einhaltung Flächenbewirtschafter und Flächeneigentümer um die Standorte der Windenergieanlagen eingebunden werden. Diese sollen Bodenbearbeitungsmaßnahmen an den Windenergieanlagenbetreiber kommunizieren, damit die Abschaltung ordnungsgemäß erfolgen kann. Zudem wird mittunter von der Genehmigungsbehörde verlangt, ein nicht näher differenziertes Vertragswerk vorzulegen, welches die Umsetzung der Abschaltvorgaben ermöglicht.

Mögen Stofflagerungsverbote noch vergleichsweise konkret und eindeutig umgesetzt werden, ist die lückenlose Vereinbarung von verschiedenen Aufgaben und Pflichten der Flächenbewirtschafter und Grundstückseigentümer zur Sicherstellung der Abschaltvorgaben gar nicht trivial.

Dies sah auch der Verwaltungsgerichtshof Kassel so. Auf den Rechtsbehelf einer Gemeinde, in deren Gebiet die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen unter Beifügung genannter Nebenbestimmung zugelassen wurde, entschied der zuständige Senat ([VGH Kassel, Beschluss vom 14. Mai 2019, 9 B 2016/18](#)) nunmehr, dass die üblicherweise angeordneten Nebenbestimmungen zur Ernteabschaltung nicht in einem ausreichenden Maße ausdifferenziert sind, um aus diesen die generelle Durchführung und Durchführbarkeit der Abschaltung erkennen zu können. Damit kann auch der Zweck jener Nebenbestimmungen, nämlich die Senkung des Tötungsrisikos für betroffene Großvögel unter die so genannte Signifikanzschwelle, nicht erreicht werden. Folge ist, dass der Anlagenbetrieb das artenschutzrechtliche Tötungsverbot verletzt. Das Gericht führte wörtlich aus:

„Trotzdem ist für den Senat nicht ersichtlich, wie sichergestellt werden soll, dass das Konzept zur Durchführung von Vermeidungsmaßnahmen für die WKA einen wirksamen Schutz der Rotmilane gewährleistet, so dass erhebliche Zweifel an der Wirksamkeit des Konzepts bestehen. Es ist schon nicht dargelegt, wie Einfluss genommen werden soll auf die Grundstückseigentümer bzw. Landwirte [...], die Luzerne oder alternativ Klee gras anbauen und dies alle 5 Tage streifenweise mähen sollen. Außerdem ist auch nicht plausibel dargelegt, warum die Rotmilane nach Errichtung der WKA auf die bislang genutzten in unmittelbarer Nähe der Anlagen gelegenen und nach wie vor vorhandenen großflächigen Nahrungshabitate verzichten sollten.“

Das alleine wäre bereits keine gute Nachricht. Die Richter gingen aber noch weiter: „Auch die [...] vorgesehenen Maßnahmen, wonach während der Anwesenheit von Rotmilanen in der Zeit vom 01.03. bis 30.09. die WKA ab dem Tag des Beginns der Bewirtschaftung der Flurstücke im Radius von 110 m um den Mastfuß für 3 Tage von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang abzuschalten sind, erscheint dem Senat als wenig praktikabel. Es ist auch für diese Maßnahme nicht schlüssig dargelegt, wie die Umsetzung der Maßnahme sichergestellt werden soll.“

In der Entscheidung fehlen leider weitere Ausführungen dazu, wie denn (positiv) zu verfahren sein soll, um den rechtlichen Anforderungen Genüge zu tun. Nebenbestimmungen müssen allerdings für ihre Rechtmäßigkeit hinreichend bestimmt formuliert sein, ihr Inhalt muss abschließend selbsterklärend sein, da sie im Zweifel auch isoliert vollstreckt werden können müssen. Übliche Formulierungen zu Ernteabschaltungen und Bewirtschaftungsvorgaben können dieser Art Anforderungen meist nicht gerecht werden, da schlicht konkretisierende Inhalte fehlen. Im Grunde bedeuten entsprechend unklar formulierte Nebenbestimmungen ein erhebliches rechtliches Bestandsrisiko für die jeweilige Genehmigung.

Ein möglicher Ansatz, dieses Risiko zu minimieren und auch den Vollzug der Genehmigung zu verbessern, ist mit der zuständigen Naturschutzbehörde während des Genehmigungsverfahrens, aber auch nötigenfalls in nachträglichen Heilungsverfahren, ein Konzept abzustimmen, welches die vom VGH Kassel benannten Vorbehalte auflöst. Zwar erfordert dies eine nicht unerhebliche Abstimmungsarbeit mit allen Beteiligten, die Genehmigung erhält allerdings im Gegenzuge die benötigte Rechtssicherheit. Ebenfalls sinnvoll kann es sein externe, von der Behörde auf Kosten des Vorhabenträgers zu beauftragende Planungsbüros, mit einer näher auszugestaltenden Betriebsbegleitung einzusetzen. Wichtig ist, dass es hierbei nicht um die Funktionskontrolle der Maßnahmen gehen kann (diese liegt in der Überwachungsgewalt der Naturschutzbehörde), sondern um eine reine Umsetzungsbegleitung und -kontrolle. Wie sich dieses Thema insbesondere in der Rechtsprechung weiter entwickeln wird, beobachten wir gerne für Sie.

Haben Sie zu den hier angesprochenen Themenbereich Fragen oder benötigen Sie Unterstützung? Sprechen Sie uns gerne an. Wir sind gerne behilflich bei der Entwicklung projektindividueller Lösungen für bestmögliche Rechtssicherheit.

Ansprechpartner: Dr. Jörn Bringewat und Julia Rawe

Der BGH entscheidet zu Bürgerenergiegesellschaften nach dem EEG: Was alles (nicht)geht

Bei Bürgerenergiegesellschaften nach dem EEG müssen die beteiligten Bürger die Entwicklung und Realisierung ihres „Bürgerenergieprojektes“ selbst bestimmen können. Soweit aufgrund der Ausgestaltung des Gesellschaftsvertrags ein erfahrener Projektentwickler die Geschäfte einer solchen Bürgerenergiegesellschaft nach freiem Ermessen führe, erfülle diese Gesellschaft die Voraussetzungen für eine Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG 2017 nicht, wie kürzlich der Bundesgerichtshof (BGH) entschied.

Was ist eine Bürgergesellschaft und warum?

Die mit dem EEG 2017 geregelten weitgehenden Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften (Teilnahme an Ausschreibung auch schon vor Erteilung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, Uniform-Pricing usw.) sowie deren Auswirkungen in den ersten Ausschreibungsrunden in den Jahren 2017 und 2018 dürften den meisten Marktteilnehmern hinlänglich bekannt sein. Mit den Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften wollte der Gesetzgeber zur Akteursvielfalt beitragen und die notwendige Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie „vor Ort“ sicherstellen. Da sich allerdings schnell zeigte, dass diese Ziele mit den getroffenen Regelungen nur unzulänglich erreicht wurden, setzte der Gesetzgeber bereits mit Wirkung zum 1. Februar 2018 die meisten der ursprünglich für Bürgerenergiegesellschaften vorgesehenen Privilegien der, insbesondere die Möglichkeit der Teilnahme an Ausschreibungen ohne BImSchG-Genehmigung, zunächst zeitlich bis zum 1. Juni 2020 aus. Im Rahmen der letzten EEG-Novelle vom Mai 2020 wurde dies dann sogar dauerhaft so geregelt.

Hintergrund des BGH-Beschlusses zu Bürgerenergiegesellschaften

Ein unterlegener Bieter aus der Ausschreibungsrunde vom 1. August 2017, in der fast ausschließlich Bürgerenergiegesellschaften bezuschlagt worden waren, hatte Beschwerde gegen seine Nichtbezuschlagung eingelegt. Sein Hauptargument war letztlich, eine Bezuschlagung sei nur deshalb nicht erfolgt, weil die Bundesnetzagentur (BNetzA) rechtsfehlerhaft mehrere Gebote anderer „Scheinbürgerenergiegesellschaften“, die zumindest organisatorisch einem Großunternehmen zuzuordnen waren, bezuschlagt hatte. Rein formal gesehen, so der Vorwurf des unterlegenen Bieters, erfüllten die „Scheinbürgerenergiegesellschaften“ zwar die Anforderungen des EEG 2017, faktisch aber würden die gesetzlichen Regelungen von den „Scheinbürgerenergiegesellschaften“ umgangen. Dies hätte die BNetzA prüfen und

erkennen und die „Scheinbürgerenergiegesellschaften“ von der Teilnahme ausschließen müssen. Dann wäre sein Gebot auch erfolgreich gewesen.

Erstinstanzlich entschied das OLG Düsseldorf mit einer eng an den Wortlaut von § 3 Nr. 15 EEG 2017 gebundenen Auslegung, dass die Zuschlagsentscheidungen der BNetzA rechtmäßig waren und wies die Beschwerde zurück (Beschluss des Oberlandesgerichts Düsseldorf vom 5. September 2018 (Az.: 3 Kart 80/17 (V) – unseren Bericht zum Beschluss des OLG Düsseldorf finden Sie [hier](#)).

Bürgerbeteiligung und Stimmrechtsverteilung in der Gesellschaft dürfen kein „Feigenblatt“ sein

Diesen Beschluss des OLG Düsseldorf hob der BGH nun auf und verwies die Sache zur neuen Verhandlung und Entscheidung an das OLG Düsseldorf zurück (BGH, Beschluss vom 11. Februar 2020, Az. EnVR 101/18). Interessant sind dabei die Gründe, mit denen der BGH der Rechtsbeschwerde stattgab, da sich aus diesen – zumindest erste – allgemeine Rückschlüsse auf den Rechtsrahmen für Bürgerenergiegesellschaften ableiten lassen:

So reicht es laut dem BGH nicht bereits aus, wenn mindestens 51 Prozent der Stimmrechte der Bürgerenergiegesellschaft bei natürlichen Personen aus dem Standortlandkreis liegen (§ 3 Nr. 15 Buchst. b) EEG 2017) und damit die formalen Anforderungen des EEG an eine Bürgerenergiegesellschaft „auf dem Papier“ erfüllt sind. Vielmehr seien die Anforderungen des EEG an Bürgerenergiegesellschaften nur dann erfüllt, wenn mit der Mehrheit der Stimmrechte für kreisansässige Gesellschafter auch eine entsprechende tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung verbunden sei.

Im entschiedenen Fall seien die Anforderungen an eine Bürgerenergiegesellschaft vor diesem Hintergrund nicht erfüllt, da der Gesellschaftsvertrag keine Mehrheitsentscheidungen vorgesehen hatte, sondern sämtliche Entscheidungen an die von der dispositiven gesetzlichen Regelung vorgesehene Einstimmigkeit knüpfte. Ebenso wenig genüge es den gesetzlichen Anforderungen, wenn der Gesellschaftsvertrag einer Kommanditgesellschaft (KG) grundlegende Geschäfte der Entscheidung der Gesellschafter entziehe und sie ausschließlich einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung als Komplementärin (etwa einer GmbH oder einer UG) zuweise. Maßgeblich war an dieser Stelle, dass allen bezuschlagten „Scheinbürgerenergiegesellschaften“ als Gründungskommanditist mit Stimmrecht eine natürliche Person angehörte, die wiederum Mitarbeiter desselben Großunternehmens war. Dies hatte in Verbindung mit dem im Gesellschaftsvertrag

geregelten Einstimmigkeitserfordernis zur Folge, dass keine Beschlüsse, die sich auf die Geschäftstätigkeit der Gesellschaft auswirken konnten, gegen den Willen des Großunternehmens bzw. dessen Mitarbeiter gefasst werden konnten. Zudem lagen die Entscheidungen über die Aufnahme weiterer Kommanditisten und stiller Gesellschafter sowie die Aufbringung des benötigten Eigenkapitals allesamt allein bei der durch das Großunternehmen kontrollierte Komplementärin und waren damit dem Einfluss der kreisansässigen Gesellschafter vollständig entzogen.

Eine solche „Entmündigung“ der kreisansässigen Gesellschafter sei, so der BGH, mit Sinn und Zweck der den Bürgerenergiegesellschaften – denen gerade mit Blick auf ihre lokale oder regionale Verankerung gesetzliche Privilegien verliehen worden waren – unvereinbar.

Deswegen gab der BGH dem unterlegenen Bieter zunächst Recht, verwies allerdings die Sache zurück an das OLG Düsseldorf, da dieses nicht hinreichend geprüft habe, ob derselbe Gesellschaftsvertrag in dieser Form bei allen „Scheinbürgerenergiegesellschaften“ des Großunternehmens Verwendung fand sowie ob der unterlegene Bieter selbst die Voraussetzungen für eine Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG erfülle. Diese Prüfungen wird das OLG Düsseldorf nachzuholen haben, um dann über die Beschwerde zu entscheiden.

Ist das alles kalter Kaffee?

Die mit dem Beschluss des BGH geschaffene Klarheit über die EEG-Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften ist zwar rechtlich wohl sinnvoll und erwünscht, scheint allerdings auf den ersten Blick, keine maßgeblichen Rechtsfolgen mit sich zu bringen: Mit Ausnahme der wenigen Bieter, die sich rechtzeitig rechtlich gegen ihre Nichtbezuschlagung in den ersten Ausschreibungsrunden aus 2017 wandten, können die weiteren nicht bezuschlagten Bieter aus den vergangenen Jahren wegen Verfristung entsprechender Ansprüche nicht mehr über den Rechtsweg um einen Zuschlag kämpfen.

Ohnehin dürfte es auch wenig Anlass geben, dies zu tun, da gerade in den betreffenden Jahren in den Ausschreibungen die niedrigsten Zuschlagspreise realisiert wurden und eine spätere erneute Teilnahme sich somit ohnehin als der wirtschaftlich bessere Weg erwies.

Die Rechtsprechung des BGH ist aber in doppelter Hinsicht wichtig: Zunächst bleibt abzuwarten, ob die BNetzA nach Abschluss des Verfahrens vor dem OLG Düsseldorf die (anscheinend fehlerhaft erteilten) Zuschläge an „Scheinbürgerenergiegesellschaften“ widerrufen wird, was indes auch nicht ohne Weiteres rechtlich möglich scheint. Kommt es zu einem Widerruf dieser Zuschläge,

wären die bei Gebotsabgabe geleisteten Sicherheiten, die sich wohl auf einige Millionen Euro bemessen, fällig.

Noch wichtiger für die Windenergiebranche ist aber der Beschluss des BGH deshalb, weil nunmehr feststeht, worauf alle als Bürgerenergiegesellschaften bezuschlagte Bieter achten müssen. Zurzeit entscheiden sich zwar ganz wenig Bieter für eine Teilnahme als Bürgerenergiegesellschaft an einer Ausschreibung. Dies dient nicht nur der Vermeidung des erhöhten bürokratischen Aufwands und der damit verbundenen Inflexibilität bei der vertraglichen Gestaltung ihrer Gesellschaften, sondern scheint auch aufgrund der in letzter Zeit öfter vorkommenden Unterzeichnung des Ausschreibungsvolumens nicht erforderlich zu sein. Es ist aber keinesfalls auszuschließen, dass zukünftig das Vehikel der Bürgerenergiegesellschaften wieder an Bedeutung und Attraktivität gewinnen wird. Es muss sich aber dann, so auch der BGH, um echte Bürgerenergie handeln.

Ansprechpartner: Pavlos Konstantinidis, LL.M. und Dr. Steffen Herz

ENERGIE- UND STROMSTEUER

Energiesteuer und THG-Quote für den Verkehr: Bundesfinanzministerium schafft Klarheit für Bio-LNG

Das Treibhausgas- oder THG-Minderungssystem ist ein zentraler Baustein für die Reduzierung von Treibhausgasen im Verkehrssektor und damit auch für das Gelingen der Verkehrswende. Aus Biomethan produziertes Flüssigerdgas, kurz „Bio-LNG“, gilt dabei als Hoffnungsträger für den Schwerlast- und Schiffsverkehr. Dennoch war in der Praxis lange Zeit umstritten, inwiefern Bio-LNG nach geltendem Recht für die Erfüllung der THG-Minderungspflichten überhaupt genutzt werden kann (wir berichteten, siehe [hier](#) mit weiteren Verweisen). Dieser Unsicherheit hat das Bundesfinanzministerium (BMF) mit einem Erlass zur energiesteuerrechtlichen Bewertung von Bio-LNG Ende 2019 Abhilfe geschaffen.

Zum Hintergrund

Das THG-Minderungssystem verpflichtet die Mineralölindustrie dazu, die durch Diesel und Benzin verursachten Treibhausgasemissionen im Verkehr durch den anteiligen Einsatz alternativer Kraftstoffe mit geringerem CO₂-Ausstoß – wie beispielsweise Biokraftstoffe, Autogas oder synthetische Kraftstoffe – jährlich um einen bestimmten Prozentsatz zu mindern. Die gesetzliche Minderungspflicht kann dabei auch erfolgen, indem sich die verpflichteten Unternehmen solche Treibhausgasminderungen gutschreiben lassen, die andere Akteure erzielt haben (sog. Quotenhandel). Das THG-Minderungssystem und der Quotenhandel setzen auf diesem Weg einen erheblichen Anreiz für den Einsatz besonders klimafreundlicher Kraftstoffe. Dieser Anreiz ist auch für die Pioniere der Bio-LNG-Produktion unverzichtbar.

Allerdings wurde Bio-LNG im Quotensystem zunächst überhaupt nicht bedacht und konnte daher nicht für die Erfüllung der Minderungspflichten genutzt werden. Ein offensichtliches Versehen des Gesetzgebers. Konsequenterweise wurde dieser Fehler korrigiert. Nach dem im Mai 2019 in Kraft getretenen § 12a 38. BImSchV sollte auch Bio-LNG für die Erfüllung der THG-Minderungspflichten genutzt werden können. Doch schon während des Entwurfsverfahrens kam es zu Unklarheiten hinsichtlich der – für das THG-System entscheidenden – energiesteuerrechtlichen Einordnung von Bio-LNG.

Die energiesteuerrechtliche Bewertung von Bio-LNG ist durchaus komplex und auch davon abhängig, ob das verflüssigte Biomethan am Standort der Verflüssigungsanlage produziert, oder über das Erdgasnetz bezogen worden ist. Die Rechtslage ist alles andere als eindeutig. Im Ergebnis hat sich der Verordnungsgeber dafür entschieden, dass Bio-LNG nur dann für die Erfüllung der Minderungspflichten genutzt werden kann, wenn es wie Erdgas oder gasförmige Kohlenwasserstoffe versteuert worden ist.

Der Haken dabei: Das für die Erfüllung der THG-Minderungspflichten zuständige Hauptzollamt Frankfurt (Oder) hat sich bereits seit längerem mit guten Gründen auf den Standpunkt gestellt, dass Bio-LNG nicht als Erdgas oder gasförmige Kohlenwasserstoffe, sondern als Flüssiggas zu versteuern ist. Mit dieser Positionierung stand fest, dass Bio-LNG trotz der Änderung der 38. BImSchV auch weiterhin nicht ohne Weiteres für die THG-Quotenerfüllung nutzbar gemacht werden konnte. Ein großes Wirrwarr um den jungen Hoffnungsträger Bio-LNG.

Um eine Anwendbarkeit sicherzustellen, wäre ein „paralleler“ Verweis in § 12a 38. BImSchV auch auf die Versteuerung von Flüssiggas wünschenswert gewesen. Hierfür hatten wir uns auch gegenüber den beteiligten Ministerien eingesetzt.

Der BMF-Erlass

Die entstandene Pattsituation nahm das BMF zum Anlass, die für die Erhebung der Energiesteuer zuständige Generalzolldirektion mit Rundschreiben vom 13. Dezember 2019 anzuweisen, Bio-LNG energierechtlich wie Erdgas zu behandeln.

Um dies zu erreichen, nimmt das BMF einen doppelten Kunstgriff vor: Zum einen sollen Biomethan-Verflüssigungsanlagen und daran angeschlossene Lagertanks nach dem Willen des BMF für die Anwendung des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) als dem Erdgasleitungsnetz zugehörig gelten. Durch diese „Verlängerung“ des Erdgasnetzes legt das BMF einen einheitlichen Besteuerungszeitpunkt für Bio-LNG fest: Die Steuer wird mit Entnahme aus den Lagertanks der Verflüssigungsanlage fällig. Denn die Energiesteuer entsteht nach den Regelungen des EnergieStG mit Entnahme aus dem Erdgasleitungsnetz. Dass diese Regelung nur für Erdgas gilt und die Erdgasdefinition gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe ausdrücklich ausklammert, soll dem nicht entgegenstehen. So kommt es für die energiesteuerrechtliche Behandlung nicht mehr darauf an, ob das Biomethan am Standort der Verflüssigungsanlage erzeugt wird, oder die Verflüssigungsanlage das Biomethan über das Erdgasnetz bezieht.

Darüber hinaus stellt das BMF klar, dass auch bilanziell aus dem Erdgasleitungsnetz entnommenes und anschließend verflüssigtes Biomethan wie

Erdgas im Sinne des EnergieStG und gerade nicht wie Flüssiggas zu behandeln ist. Unter Zugrundelegung dieser Bewertung sind die Voraussetzungen nach § 12a 38. BImSchV endlich erfüllbar, sodass Bio-LNG auch für die THG-Minderungspflichten anrechenbar ist. Die Vorgaben sollen rückwirkend seit dem 1. Januar 2019 gelten.

Der Erlass ist jedoch leider nicht in jedem Punkt ganz leicht verständlich. So bezieht sich das BMF in dem Erlass allein auf (verflüssigtes) Biomethan, das zuvor in das Erdgasleitungsnetz „eingespeist“ worden ist. Insofern sei zumindest einmal die Frage erlaubt, ob das BMF hier etwa nur den Fall im Blick hatte, in dem das zur Bio-LNG-Produktion genutzte Biomethan zuvor aus dem Erdgasnetz bezogen worden ist.

Bei näherer Betrachtung dürfte jedoch klar sein, dass das BMF auch solches Bio-LNG einbeziehen wollte, bei dem die Biomethanerzeugung und die Verflüssigung an einem Standort zusammenfallen. Dieses Biomethan wird nämlich – unter Berücksichtigung der Fiktion, dass die Verflüssigungsanlage Bestandteil des Erdgasleitungsnetzes ist – ebenfalls vor der Verflüssigung in das Erdgasleitungsnetz, namentlich in die Verflüssigungsanlage, eingespeist. Zudem ergibt sich auch aus dem Rundschreiben, dass das BMF gerade auch solches Bio-LNG in das Quotensystem einbeziehen wollte, welches vor Ort produziertes Biomethan nutzt. Dennoch wäre eine sprachlich noch klarer gefasste Regelung mit Hinblick auf das vorangegangene Durcheinander wünschenswert gewesen.

Fazit

Die frohe Botschaft ist: Bio-LNG kann auf die THG-Minderungspflichten angerechnet werden; und zwar unabhängig davon, ob das zur Verflüssigung genutzte Biomethan vor Ort produziert, oder aus dem Erdgasnetz entnommen worden ist.

Es ist äußerst erfreulich, dass die Anwendbarkeit von Bio-LNG im THG-Minderungssystem nunmehr geklärt ist und die langwährende Unsicherheit ein Ende hat.

Dennoch – und dies kann nicht gänzlich unerwähnt bleiben – schafft ein solcher ministerialer Erlass kein geltendes Recht. Die Rechtslage zur Versteuerung von Bio-LNG bleibt wie sie ist: Jedenfalls unklar. Es wäre daher handwerklich sicherlich eleganter gewesen, die Rechtslage selbst zu ändern, anstatt den Behörden eine bestimmte Auslegung vorzugeben. Von einer solchen Unternehmung hat die Bundesregierung jedoch offensichtlich aus pragmatischen Erwägungen Abstand genommen. Die Änderung des Energiesteuerrechts hätte viel Zeit in Anspruch

genommen und wäre womöglich auch rechtstechnisch nicht ganz einfach umsetzbar gewesen.

Das Ergebnis bleibt ohnehin dasselbe: Die Auslegung der energiesteuerrechtlichen Regelungen für Bio-LNG durch die Hauptzollämter ist mit dem BMF-Erlass geklärt. Die Hauptzollämter sind an den Erlass verwaltungsintern gebunden und werden sich dementsprechend an die Vorgaben des BMF halten. Der Weg für eine Anrechnung von Bio-LNG auf die THG-Minderungspflichten ist damit nun endlich frei.

Ansprechpartner: Burkhard Hoffmann und Dr. Hartwig von Bredow

Das neue Stromsteuerrecht – Eine aktuelle Wegbeschreibung für den Regelungs- und Formularetschungel

Im Stromsteuerrecht hatte sich im vergangenen Jahr Einiges getan, es gab daher sowohl viel Beratungsbedarf als auch viel zu berichten (sehen Sie unsere Meldungen [hier](#), [hier](#) und [hier](#)). Besonders hervorzuheben ist die am 1. Juli 2019 in Kraft getretene Stromsteuernovelle, durch die das Stromsteuergesetz und die Durchführungsverordnung an vielen Stellen geändert wurden. Neben neuen Voraussetzungen für die Stromsteuerbefreiung, neuen Entlastungsmöglichkeiten und Erleichterungen für Batteriespeicher gibt es auch neue Vorgaben zur Meldung der Steuerbegünstigungen nach der Energie- und Stromsteuertransparenzverordnung (EnSTransV). Zudem muss sich der Anlagenbetreiber durch einen Wust an neuen und alten, aber gänzlich neu strukturierten Formularen wühlen.

Die wichtigsten Meldefristen sind für das Jahr 2020 bekanntlich bereits „durch“ (31. Mai 2020). Dennoch stellen wir immer wieder fest, dass vielen Betreibern ihre stromsteuerlichen Pflichten nicht oder nur unvollständig bekannt sind. Mit diesem Beitrag fassen wir daher die wichtigsten Änderungen noch einmal für Sie zusammen und geben einen Ausblick auf die neuen Herausforderungen. Sollten Sie dabei feststellen, dass Ihnen hier etwas „durchgerutscht“ ist, brauchen Sie nicht in Panik zu verfallen. Häufig zeigen sich die Hauptzollämter hier durchaus kulant – Voraussetzung ist aber, dass Sie sich schnellstmöglich kümmern. In diesem Fall sollten Sie also kurzfristig tätig werden!

Neue materielle Voraussetzungen für eine Stromsteuerbefreiung

Eine besonders umfangreiche Änderung hat § 9 Stromsteuergesetz (StromStG) erfahren, welcher die Tatbestände für die Stromsteuerbefreiungen enthält. Deren materielle Voraussetzungen haben sich maßgeblich geändert:

- Erforderlich ist nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 StromStG nun, dass die Anlage mehr als zwei Megawatt elektrische Nennleistung hat und Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird, der vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird. Ein ausschließlich mit erneuerbaren Energien gespeistes Netz (sog. Ökostromnetz) ist nicht mehr erforderlich, was die Stromsteuerbefreiung für viele Anlagenbetreiber wieder anwendbar macht. Dessen Relevanz tendierte fast gegen Null, nachdem die Generalzolldirektion mit einem Informationspapier im Februar 2017 den Befreiungstatbestand denkbar eng gefasst hatte (wir berichteten [hier](#)) und bei einem Anschluss der Anlage an das öffentliche Netz nur noch dann eine Befreiung erlaubte, wenn der Betreiber kein Versorger im Sinne des Stromsteuerrechts war.
- Eine Befreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG verlangt neben der Anlagengröße von bis zu zwei Megawatt nun zusätzlich, dass der Strom aus erneuerbaren Energien oder in einer hocheffizienten KWK-Anlage erzeugt wird. Außerdem muss er weiterhin im räumlichen Zusammenhang zum Selbstverbrauch vom Betreiber oder durch einen Letztverbraucher entnommen werden. Ein Schritt in die richtige Richtung ist die in § 12b Absatz 3 Satz 2 StromStV neu eingefügte Ausnahme von der Zusammenfassung von Kleinanlagen zur Bestimmung der Nennleistung, die sich in der Direktvermarktung befinden (siehe dazu ausführlich [hier](#)).
- Die Voraussetzungen für die Befreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 2 StromStG (Strom zur Stromerzeugung) haben sich nicht geändert. Allerdings steht dem Anlagenbetreiber nun eine Wahlmöglichkeit zur Ermittlung der Höhe der Steuerbefreiung zu (siehe dazu unten „Neue Möglichkeit der pauschalen Entlastung“).

Neue formelle Voraussetzung für eine Stromsteuerbefreiung

Neu ist zudem, dass es nun erstmals auch eine formelle Voraussetzung für die Befreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 StromStG in Form einer zuvor zu beantragenden Erlaubnis gibt. Vor Inkrafttreten der Novelle gab es dieses Erfordernis bereits für eine Befreiung für den Strom, der zur Stromerzeugung

entnommen wird (§ 9 Absatz 1 Nummer 2 StromStG). Eine Erlaubnis für die steuerfreie Entnahme nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG ist nach neuem Recht nur dann nicht erforderlich, wenn es sich um Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu einem Megawatt oder aus hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 50 Kilowatt handelt.

Viele Anlagenbetreiber, die eine Stromsteuerbefreiung § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 StromStG geltend machen können, haben die Erlaubnis bereits bis zum 31. Dezember 2019 beantragt und können von einer Rückwirkung der Befreiung zum 1. Juli 2019 profitieren. Erlaubnisanträge, die nach dem 31. Dezember 2019 gestellt werden, gelten hingegen erst ab dem Tag der Antragstellung. Für diejenigen, denen diese Frist „durchgerutscht“ ist oder die generell keine Erlaubnis beantragen möchten, besteht die Möglichkeit, eine nachträgliche Entlastung nach §§ 12c und 12d StromStV zu beantragen. Diese Entlastungstatbestände entsprechen den in § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 StromStG genannten Befreiungen mit der wichtigen Ausnahme, dass im Hinblick auf die Befreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG nur der Selbstverbrauch nachträglich entlastet werden kann. Wird hingegen Strom an Letztverbraucher geliefert, ist eine nachträgliche Entlastung nicht möglich. Betroffene Anlagenbetreiber sollten daher schnellstmöglich einen Antrag auf Erlaubnis zur steuerfreien Entnahme stellen. Dieser wird dann zum Tag der Antragstellung erteilt, soweit alle Voraussetzungen vorliegen. Erst ab diesem Datum kann der Strom dann tatsächlich stromsteuerfrei entnommen werden. Gern beraten wir Sie dazu, ob ein Erlaubnisantrag bzw. eine nachträgliche Entlastung für Sie in Betracht kommen und sinnvoll sind.

Wichtiges zur Stromsteueranmeldung

Achtung: Alle Anlagenbetreiber, die bisher noch nicht über eine Erlaubnis zur stromsteuerfreien Entnahme verfügen, sind verpflichtet, ihre zum Selbstverbrauch entnommenen bzw. gelieferten Strommengen zur Stromsteuer anzumelden und die Stromsteuer abzuführen. Frist für die Anmeldung ist – wie immer – der 31. Mai des folgenden Kalenderjahres.

Und noch ein Achtung: An dieser Stelle sei noch einmal ausdrücklich darauf hingewiesen, dass jeder Versorger (auch der kleine) und Eigenerzeuger (es sei denn, er ist nicht erlaubnispflichtig) zur Abgabe einer Steueranmeldung verpflichtet ist. Dies gilt sogar dann, wenn alle gelieferten und zum Selbstverbrauch entnommenen Mengen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1, 2 oder 3 StromStG stromsteuerbefreit sind (die entsprechende Erlaubnis also vorliegt). Auch diese Mengen sind gemäß § 4 Absatz 6 und 8 StromStV als steuerfreie Mengen zu melden.

Unterbleibt die Meldung, kann das Hauptzollamt die darin liegende Ordnungswidrigkeit mit einem Bußgeld ahnden.

Neue Möglichkeit der pauschalen Entlastung

Eine weitere Neuerung betrifft die Möglichkeit, für den zur Stromerzeugung entnommenen Strom eine pauschale Entlastung zu wählen. Der Anlagenbetreiber muss dann nicht mehr strommengenscharf die Befreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 2 StromStG bzw. die nachträgliche Entlastung nach § 12a Absatz 1 StromStV geltend machen, sondern kann einen – je nach Energieträger unterschiedlichen – Prozentsatz seines Bruttostromverbrauchs entlasten. Die neue Entlastungsmöglichkeit richtet sich nach § 12 Absatz 3 StromStV. Inwieweit Anlagenbetreiber hiervon Gebrauch machen werden, muss sich noch zeigen. Wirklich günstiger ist diese Alternative wohl eher nicht, da die prozentualen Werte nach Aussage mehrere Branchenvertreter zu niedrig sind. Zudem ist es – jedenfalls bisher – weiterhin möglich, im Rahmen des Antrags nach § 12a Absatz 1 StromStV die Strommengen, die zur Stromerzeugung entnommen werden, zu schätzen. Allein das fehlende Messkonzept ist daher bislang kein ausreichender Anreiz, um von dieser Wahlmöglichkeit Gebrauch zu machen.

Änderungen bei den Formularen

Auch zu diesem Thema hatten wir bereits berichtet (siehe [hier](#)). Die Stromsteuernovelle hat zum einen die Schaffung neuer Formulare notwendig gemacht. Diese betreffen die Erlaubnisanträge zur stromsteuerfreien Entnahme nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 und 3 StromStG sowie die entsprechenden Anträge für eine nachträgliche Entlastung, wenn eine solche Erlaubnis nicht beantragt wurde. Zum anderen sind die im Formular-Management-System der Bundesfinanzverwaltung aufzufindenden Formulare nun zum überwiegenden Teil nur noch online ausfüllbar. Ein ausdrucksbares PDF-Dokument wird erst dann generiert, wenn alle Felder ausgefüllt wurden. Der Umgang mit diesen Formularen erfordert etwas Einarbeitung und Geduld. Nicht hilfreich ist dabei, dass die Formulare bisher immer wieder abgeändert wurden, was dazu führt, dass zwischengespeicherte Entwürfe hinfällig werden. Allerdings gibt es zu vielen Formularen Ausfüllhinweise, die auf der ersten Seite des Formulars ganz oben verlinkt sind und die die wichtigsten Informationen enthalten.

Änderungen bei den Meldungen nach der EnStransV

Bereits seit dem 12. Januar 2019 muss eine Registrierung der Steuerbegünstigungen auf dem Erfassungsportal EnStransV erfolgen (wir

berichteten [hier](#)). Die bisher nutzbaren Formulare gibt es hingegen nicht mehr. Zudem gibt es für die Erklärungs- und Anzeigepflichten eine neue Bagatellschwelle in Höhe von 200.000,00 Euro. Erst wenn die Strom- oder Energiesteuerbegünstigung für einen Begünstigungstatbestand über diesem Betrag liegt, ist der Anlagenbetreiber zu Abgabe einer Erklärung bzw. Anzeige nach der EnSTransV verpflichtet.

Wir weisen darauf hin, dass diese Schwelle bei mit Biogas betriebenen BHKW in der Regel dann erreicht ist, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1,5 Megawatt hat. Hier ist eine Begünstigung nach § 28 EnergieStG für die steuerfreie Verwendung von Biogas zu melden. Je nach Wirkungsgrad der Anlage kann die Schwelle aber auch bei kleineren Anlagen bereits erreicht sein (siehe zur Berechnung der Höhe dieser Steuerbegünstigung unsere Meldung [hier](#)).

Ausblick

Weitere Änderungen der rechtlichen Grundlagen des Stromsteuerrechts stehen derzeit nicht an. Es ist aber denkbar, dass sowohl die Generalzolldirektion als auch das Bundesfinanzministerium Auslegungshinweise veröffentlichen werden. Da es sich um verwaltungsinterne Vorgaben für die Sachbearbeiter in den Hauptzollämtern handelt, kommt den Erlassen, Hinweisen und Informationspapieren eine enorme Bedeutung zu. Hilfreich für das Verständnis der durch die Stromsteuernovelle in Kraft getretenen Neuerungen ist das entsprechende Informationspapier der Generalzolldirektion, welches Sie [hier](#) finden.

Wie immer unterstützen wir Sie gern beim Prüfen der zu stellenden Anträge und beim Ausfüllen der nicht weniger werdenden Formulare. Sprechen Sie uns einfach an.

Ansprechpartner: Dr. Katrin Antonow und Dr. Bettina Hennig

BIOMASSE / BIOGAS

Die 44. BImSchV: Neue Verordnung – Neue Pflichten?

Die 44. BImSchV ist letztes Jahr in Kraft getreten. Die Anforderungen an Anlagenbetreiber haben sich hierdurch (wieder einmal) verändert und zum Teil sogar verschärft, wobei leider nicht immer auf den ersten Blick ersichtlich ist, für welche Anlagen die neuen Bestimmungen gelten und was genau hinsichtlich der neu geregelten Anforderungen zu beachten ist. Wir haben für Sie daher ein paar der relevantesten Fakten und die wichtigsten Rechtsfolgen der neuen Verordnung zusammengefasst:

Zum Hintergrund

Die 44. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes oder auch Verordnung über mittelgroße Feuerungs- Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 13. Juni 2019, ist bereits am 20. Juni 2019 in Kraft getreten.

Mit dem Inkrafttreten der Verordnung wird die sogenannte MCP-Richtlinie 2015/2193 der EU in deutsches Recht umgesetzt. Ziel der neuen Vorgaben ist es, die durch menschliche Tätigkeiten verursachten Umweltauswirkungen, wie zum Beispiel Emissionen von Feinstaub, Schwefeldioxid und Stickstoffdioxid, zu reduzieren. Die Verordnung legt hierzu Emissionsgrenzwerte und neue Anforderungen an die Anlagenüberwachung für Anlagenbetreiber fest. Erfasst werden genehmigungsbedürftige und nicht genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 1 MW und weniger als 50 MW sowie genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW, vgl. § 1 Absatz 1 Nummer 1 und 2 der 44. BImSchV. Ebenso erfasst werden gemäß § 1 Absatz 1 Nummer 3 der 44. BImSchV nach der sogenannten Aggregationsregelung in § 4 der Verordnung als „gemeinsame Feuerungsanlagen“ zu betrachtende mehrere Anlagen mit insgesamt mindestens 1 MW Leistung. Gleichzeitig enthält § 1 Absatz 2 der Verordnung eine Auflistung derjenigen Anlagen, die ausdrücklich nicht in den Anwendungsbereich der Verordnung fallen.

Für alle neu errichteten Anlagen gilt die Verordnung unmittelbar, soweit die Anlagen in den oben genannten Anwendungsbereich des § 1 Absatz 1 fallen. Bestimmte Teile der Verordnung (ausgenommen die §§ 9 bis 17) gelten darüber

hinaus auch für bereits bestehende Anlagen. Relevant werden die in der Verordnung festgelegten Emissionsanforderungen für Bestandsanlagen dabei grundsätzlich erst ab dem 1. Januar 2025 (vgl. § 39 Absatz 1 Nummer 2). Bis zum 31. Dezember 2024 gelten für bereits bestehende genehmigungsbedürftige Anlagen die Vorschriften der TA Luft in der Fassung vom 24. Juli 2002 bzw. die Anforderungen der 1. BImSchV für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen fort. Abweichend davon sieht § 39 Absatz 4 für weitere bestehende Anlagen längere Übergangsregelungen vor, damit die Anlagenbetreiber die Anforderungen der Verordnung umsetzen können. Damit ist festzuhalten, dass alle weiteren Vorgaben, zu denen keine Ausnahmeregelungen in § 39 enthalten sind, mit Inkrafttreten der Vorschrift, also seit dem 20. Juni 2019, für alle Anlagenbetreiber verpflichtend gelten.

Zu beachten ist hierbei noch folgendes hinsichtlich der Einordnung von neuen und bestehenden Anlagen: Eine „bestehende Anlage“ im Sinne von § 2 Absatz 4 der 44. BImSchV ist eine Feuerungsanlage, die vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen wurde oder für die vor dem 19. Dezember 2017 nach § 4 oder § 16 eine BImSchG-Genehmigung erteilt wurde, sofern die Anlage spätestens am 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen wurde. Ausschlaggebend dafür, ob eine Anlage als Bestandsanlage die in den Genuss der Übergangsvorschriften kommt angesehen werden kann oder als neue Anlage zu bewerten ist, ist demnach nicht etwa das Datum des Inkrafttretens der Verordnung im Sommer letzten Jahres relevant, sondern richtet sich maßgeblich danach, ob die Anlage vor oder nach dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen worden ist.

Aggregationsregel

Bei der Ermittlung der jeweils geltenden neuen Grenzwerte für Emissionen ist beim Betrieb von mehreren Anlagen die Regelung in § 4 der Verordnung zu beachten.

Diese sogenannte Aggregationsregelung sieht vor, dass unter bestimmten Voraussetzungen, die sich wiederum nach der 4. BImSchV richten, einzelne Anlagen zu einer gemeinsamen Anlage zusammenzufassen sind. Sofern eine Anlage durch die Aggregation die Grenze zur nächst höheren Leistungsklasse (1.1 MW oder 5.1 MW) überschreitet, geltend demnach für die gesamte Anlage die sich hieraus ergebenden Grenzwerte.

Nach § 4 Absatz 1 der 44. BImSchV i.V.m. § 1 Absatz 3 der 4. BImSchV liegt dann eine gemeinsame Anlage vor, wenn mehrere Anlagen derselben Art in einem engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen, zusammen die maßgebenden Leistungsgrenzen oder Anlagengrößen erreichen oder überschreiten und die Abgase von zwei oder mehr Einzelfeuerungen hierbei gemeinsam über einen

Schornstein abgeleitet werden bzw. unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Faktoren gemeinsam über einen Schornstein abgeleitet *werden können*. Ein enger räumlicher und betrieblicher Zusammenhang ist hiernach gegeben, wenn die Anlagen

- a. auf demselben Betriebsgelände liegen,
- b. mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sind und
- c. einem vergleichbaren technischen Zweck dienen.

Das Zusammen- bzw. Hintereinanderschalten mehrerer Anlagen (auch wenn diese ggf. 1 MW unterschreiten) löst hierbei die Aggregation aus, wenn die Einzelfeuerungen Teil einer genehmigungsbedürftigen Anlage sind, vgl. § 4 Absatz 3 Satz 2 der 44. BImSchV.

Eine Aggregation kann demnach nur dann verhindert werden, wenn die Abgase nicht über einen Schornstein abgeleitet werden und es auch keine technischen oder wirtschaftlichen Faktoren gibt, die für eine Ableitung über einen gemeinsamen Schornstein sprechen. Der Betreiber hat dann die Gründe, die für eine Nichtanwendung der Aggregationsregelung sprechen, der zuständigen Behörde vorlegen.

Daneben kommt auch in Betracht, dass im Rahmen von bestimmten Anlagenkonfigurationen das Entstehen einer Gesamtanlage im Sinne von § 1 Absatz 3 der 4. BImSchV verneint werden kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn keine „gemeinsame Betriebseinrichtung“ im Sinne der Norm vorliegt. Die Erfolgchancen für die Erteilung einer Ausnahme können jedoch nur im Einzelfall bewertet werden.

Betreiberpflichten

Als Betreiber einer nach § 1 der 44. BImSchV unter den Anwendungsbereich der Verordnung fallenden Anlage sind bestimmte Pflichten zu beachten, ggf. können auch Nachrüstungen an den Anlagen erforderlich werden. Einige der sich aus der 44. BImSchV ergebenden Betreiberpflichten haben wir im Folgenden überblicksartig für Sie zusammengefasst:

Registrierungs- bzw. Übermittlungspflichten: bestimmte Informationen müssen Betreiber einer Anlage mit mehr als 1 MW Leistung an die zuständige Behörde übermitteln. Diese Meldepflicht nach § 6 der 44. BImSchV gilt ohne konkrete Frist vor Inbetriebnahme der Anlage. Betreiber von Bestandsanlagen müssen die Meldung bis zum 2. Dezember 2023 erbracht haben. Mittzuteilende Informationen sind unter anderem:

- Feuerungswärmeleistung der Feuerungsanlage (in Megawatt);
- Art der Feuerungsanlage (Dieselmotoranlage, Gasturbine, Zweistoffmotoranlage, sonstige Motoranlage, sonstige Feuerungsanlage);
- Art der verwendeten Brennstoffe und jeweiliger Anteil am gesamten Energieeinsatz gemäß den in § 2 Absatz 9 genannten Brennstofftypen;
- Datum der Inbetriebnahme der Feuerungsanlage;

und weitere in der Anlage 1 genannte Angaben.

Aufzeichnungs- und Aufbewahrungspflichten: Sowohl Betreiber von Neuanlagen als auch von Bestandsanlage sind ab sofort dazu verpflichtet, Betriebsstunden, Art und Menge des verwendeten Brennstoffs, Störungen oder Ausfälle der Abgasreinigungseinrichtung, Überschreitung der Grenzwerte sowie Maßnahmen zur Behebung von Störungen und Ausfällen der Abgasreinigungseinrichtung zu dokumentieren. Aufzubewahren sind ab sofort und bis ein Jahr nach einer Stilllegung die Genehmigung sowie die zur Genehmigung zugehörigen Behördenschreiben, der Nachweis der Registrierung (für mindestens sechs Jahre), Messberichte über Einzelmessungen, Überwachungsergebnisse, Nachweise über den effektiven Betrieb der Abgasreinigungseinrichtung sowie ggf. weitere Aufzeichnungen nach § 7. Welche Anforderungen an die Art und Weise der erforderlichen Aufzeichnungen zu stellen sind (reichen eigene Aufzeichnungen des Anlagenbetreibers oder sind ggf. Bewertungen externer Gutachter erforderlich?) regelt die 44. BImSchV nicht. Insofern empfiehlt es sich, frühzeitig mit der zuständigen Behörde zu klären, welche Anforderungen an die Aufzeichnungen zu stellen sind.

Messungen und Überwachungen der Emissionen

Die Regelungen in §§ 21 ff in Abschnitt 3 der 44. BImSchV legen die Anforderungen an Messung und Überwachung bei Einsatz von verschiedenen Anlagen und Brennstoffen fest.

Dabei wird unterschieden zwischen Messungen an mittelgroßen Feuerungsanlagen bei Einsatz von festen, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen, Messungen an Verbrennungsmotoranlagen, Messungen an Gasturbinenanlagen und Messungen an Feuerungsanlagen mit Abgasreinigungseinrichtung für Stickstoffoxide.

Grundsätzlich müssen alle Betreiber ab sofort geeignete Messplätze einrichten. Weiter schreibt die BImSchV vor, dass der Betreiber alle Mess- und Auswerteinrichtungen auf ihren ordnungsgemäßen Einbau sowie regelmäßig auf

ihre Funktionsfähigkeit prüfen und kalibrieren lassen muss. Berichte über Kalibrierung und Prüfung sind der Behörde innerhalb von 12 Wochen vorzulegen. Neben der kontinuierlichen Messung und Aufzeichnung von NO_x- sowie CH₂O-Emissionen sind weitere Luftschadstoffe in verschiedenen Messintervallen und erstmalig innerhalb von vier Monaten nach Inbetriebnahme zu ermitteln. Diese sogenannte Einzelmessung ist für Neu- und Bestandsanlagen verpflichtend, ebenso wie die Erstellung eines Messberichtes. Dieser Messbericht ist der Behörde nach erfolgter Messung unverzüglich vorzulegen.

Sie haben noch Fragen zu Nachrüstungen oder welchen neuen Pflichten für Ihre Anlage zu beachten sind? Wir unterstützen Sie – auch bei der Kommunikation mit der zuständigen Behörde – sehr gerne!

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Jörn Bringewat

Update zum Luftreinhaltebonus (aka Emissionsminderungs- oder Formaldehydbonus)

Kommissionsvorbehalt durch EDL-G gestrichen

Mit dem Energiedienstleistungsgesetz ist bereits zum 26. November 2019 der sogenannte Kommissionsvorbehalt zur Regelung des Luftreinhaltebonus durch das Energiesammelgesetz ([wir berichteten](#)) gestrichen worden. Spätestens jetzt sollten Anlagenbetreiber, die ihre ursprünglich baurechtlich genehmigte Anlage nachträglich erweitert haben, prüfen, ob der Bonus in Zukunft und auch für die Vergangenheit vom Netzbetreiber ausgezahlt wird.

Zum Hintergrund:

Die Einspeisevergütung für unter das EEG 2009 fallende Biogasanlagen erhöht sich, wenn die Anlagenbetreiber Maßnahmen zur Emissionsminderung ergreifen und strenge Formaldehydgrenzwerte einhalten. Sofern die Anlage nicht bereits vor 2009 in Betrieb genommen worden ist, gilt dies aber nur, wenn es sich um eine immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Anlage handelt.

Im Jahr 2015 hatte der BGH entscheiden, dass der Bonusanspruch nicht besteht, wenn eine baurechtliche Anlage allein aufgrund einer Änderung des Immissionsschutzrechts zu einer immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Anlage wird, [wir berichteten auch hierzu ausführlich](#).

Ein Netzbetreiber war in der Folge der Auffassung, dass Anlagen bereits bei Inbetriebnahme genehmigungsbedürftig nach dem BImSchG hätten sein müssen, um den Bonus zu beanspruchen, spätere Anlagenänderungen würden ausscheiden. Am Ende gab das OLG Stuttgart dem Netzbetreiber in einem wenig überzeugenden Urteil recht ([vgl. hierzu unsere News vom 30. Oktober 2018](#)).

Der Gesetzgeber stellte daraufhin mit dem sogenannten Energiesammelgesetz – das am 1. Januar 2017 in Kraft trat – klar, dass die Rechtsprechung des OLG Stuttgart verfehlt ist (vgl. § 100 Absatz 2 Satz 4 EEG 2017). Der Bonusanspruch besteht vielmehr auch dann, wenn sich die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbedürftigkeit erst nach Inbetriebnahme der Anlage ergibt (Ausnahmen: die Genehmigungsbedürftigkeit ergibt sich allein aufgrund einer Änderung der Rechtslage oder in Fällen, in denen vor dem 1. Januar 2019 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtskräftig entschieden wurde). Die Regelung trat allerdings noch nicht zum 1. Januar 2017 in Kraft. Sie wurde vom Gesetzgeber zunächst unter einen sogenannten Kommissionsvorbehalt gestellt. Die Regelung sollte erst Anwendung finden, wenn die Europäische Kommission ihre beihilferechtliche Genehmigung erteilt. Mit dem Inkrafttreten des sogenannten Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G; zum weiteren Inhalt dieses Gesetzes bitte [hier](#) und [hier](#) entlang) zum 26. November 2019 wurde unter anderen auch dieser Kommissionsvorbehalt gestrichen.

Allerdings dürfte auch bei der Geltendmachung für die Vergangenheit der nächste Streit mit den Netzbetreibern vorprogrammiert sein: Erste Netzbetreiber äußerten bereits die Auffassung, dass die Regelung erst seit dem 1. Januar 2017 zum Anspruch berechtige. Sofern man – wie vBVH – die Auffassung vertritt, dass es sich um einen Klarstellung des schon immer bestehenden Anspruchs handelt, stellt sich die Frage, seit wann der Bonus fällig ist? Mit dem Wegfall des Kommissionsvorbehaltes am 26. November 2019? Dies hätte möglicherweise Auswirkungen auf die Verjährung und damit auf den Rückforderungszeitraum. Gern unterstützen wir Sie, sofern der Netzbetreiber hier die Auszahlung verweigert oder Sie unsicher sind, ob Sie die weiteren Voraussetzungen einhalten.

Anspruch auf Behördenbescheinigung auch bei erneuter Messung der Grenzwerte

Ende Oktober 2019 ist zum Thema „Voraussetzungen für den Anspruch auf den Luftreinhaltebonus“ ein interessantes und hilfreiches Urteil vom Verwaltungsgericht Gießen (zum Aktenzeichen 1 K 7855/17.GI) ergangen. Mit einer gut nachvollziehbaren Begründung kommt das Gericht zum Ergebnis, dass die Behörde nicht nur dann zur Erteilung einer Bescheinigung über die Einhaltung der

Abgaswerte verpflichtet ist (die u.a. Voraussetzung für den Anspruch auf den Bonus ist), wenn die Einhaltung der jeweiligen Emissionsgrenzwerte bereits durch das Ergebnis der turnusmäßig durchgeführten Kontrollmessung belegt wird. Sofern die Anlage an der ersten Messung scheitert und die Folgemessung z.B. nach dem Tausch des Katalysators die Einhaltung der Grenzwerte wieder bestätigt, besteht kein Anlass für die Behörde, das Ausstellen der Bescheinigung für die zweite Messung zu verweigern. Das Urteil ist rechtskräftig.

vBVH wird Sie weiter über die Entwicklung zu diesen Rechtsfragen informieren.

Ansprechpartner: Dr. Hartwig von Bredow und Burkhard Hoffmann

Alternative Kraftstoffe für den Verkehrssektor: Die Verkehrswende muss weiter Fahrt aufnehmen

Während die Coronakrise noch immer die Schlagzeilen bestimmt, bleibt auch ein wichtiger Effekt dieser Krise für den Klimaschutz nicht unbemerkt. Völlig überraschend scheint die Bundesrepublik die Klimaschutzziele für das Jahr 2020 doch noch zu erreichen. Demnach wird der der CO₂-Ausstoß im Jahr 2020 gegenüber 1990 voraussichtlich um mindestens 40 Prozent sinken. Die coronabedingte Abschwächung der Wirtschaft sowie der warme Winter verschaffen dem Klimaschutz für das Jahr 2020 einen unverhofften, aber dennoch trügerischen Schub. Die kurzfristige Abschwächung der Weltwirtschaft darf aber nicht dazu verleiten, bei den Bemühungen für den Klimaschutz nachzulassen. Insbesondere im Verkehrssektor hapert es weiterhin. Nennenswerte THG-Einsparungen konnten hier in den letzten Jahren nicht erzielt werden. Effizienzgewinne in der Motorenteknik wurden regelmäßig durch steigende Motorisierung und immer wuchtigere Fahrzeuge „aufgefressen“ – und die Emissionen im Flugverkehr steigen ebenfalls. Instrumente wie die sog. THG-Minderungsquote sollen den Markt für alternative Kraftstoffe weiter öffnen und – wenn die Effizienzgewinne alleine nicht helfen – auf diesem Wege zu einer stärkeren Minderung der THG-Emissionen beitragen. Inwiefern dies gelingen kann, wird auch von der anstehenden Umsetzung der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) abhängen.

Mittlerweile setzt sich die Gewissheit flächendeckend durch: Die Zeiten der fossilen Antriebe neigen sich dem Ende zu. Beigetragen zu diesem Erkenntnisgewinn haben sicherlich nicht zuletzt der noch lange nicht verdaute „Dieselskandal“ und die weltweiten Klimaproteste. „Fridays for Future“, Dieselfahrverbotszonen und eine sich immer weiter zuspitzende Diskussion über die Sauberkeit der Luft in deutschen Großstädten sind feste Bestandteile der tagespolitischen Debatten

geworden. Ob nun der politische Trend oder der immer sichtbarer werdende Klimawandel zwingen die Politik zum konsequenten Handeln.

In der Vergangenheit ist hier bislang aber noch nicht viel passiert. Vielleicht auch deshalb nicht, weil die Debatte in Deutschland mit besonderen Emotionen, aber auch mit erheblichen wirtschaftlichen Interessen aufgeladen ist. Die deutsche Autoindustrie, eines der Flaggschiffe der klassischen deutschen Industrielandschaft, verdient ihr Geld auch weiterhin mit konventionellen Antrieben. Dies zeigen einmal mehr die jüngst vom Kraftfahrt-Bundesamt veröffentlichten Zulassungszahlen. Dabei bietet der Verkehrssektor ein erhebliches THG-Minderungspotenzial. Ein Umdenken ist daher unumgänglich.

Die Politik muss größere Anstrengungen zur Minderung von THG-Emissionen im Verkehr unternehmen

Einige Instrumente dafür stehen bereits bereit. So ist die Mineralölindustrie bereits seit vielen Jahren dazu verpflichtet, ihre THG-Emissionen durch den anteiligen Verkauf von alternativen Kraftstoffen um eine bestimmte Quote zu reduzieren. Ein wichtiger und auch bereits seit Jahren funktionierender Hebel. Einen gewissen Bekanntheitsgrad erreicht hat dieses sog. „Quotensystem“ etwa durch die Vermarktung von Kraftstoffgemischen mit einem Anteil von Biokraftstoffen von bis zu 10 Prozent unter dem Namen „E10“.

Während lange Zeit nur „klassische“ Biokraftstoffe (etwa Biodiesel oder auch Biomethan) zur Erfüllung der Minderungspflichten eingesetzt werden konnten, steht es der Industrie seit dem Jahr 2018 frei, auch andere Kraftstoffe, wie Wasserstoff, LNG, (Bio-) LPG, konventionell erzeugtes Erdgas, oder auch Strom zur Minderung ihrer Treibhausgasemissionen zu nutzen. Eigentlich ein Schub für diese alternativen Kraftstoffe (siehe hierzu ausführlich unseren im Dezember 2018 in der Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) erschienen Aufsatz [Neue Impulse für die Treibhausgasreduzierung im Verkehr](#), abrufbar [hier](#)).

Der Umstand, dass die THG-Emissionen im Verkehrssektor in den letzten Jahren trotzdem nicht nennenswert gesunken sind, ist zum einen dem stetig steigenden Verkehrsaufkommen geschuldet. Zum anderen aber sind die Pflichten zur Senkung der THG-Emissionen noch immer nicht ambitioniert genug.

Daher kommt es gerade recht, dass die Ende 2018 verabschiedete Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) neue Impulse für das THG-Quotensystem bringt. Die RED II schreibt den Mitgliedern vor, den Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bis 2030 auf 14 Prozent zu steigern. Konkrete Vorgaben macht die RED II auch für den Einsatz bestimmter Kraftstoffarten.

Insbesondere die Einführung der sog. Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe (insbesondere Kraftstoffe aus Bio- oder Industrieabfällen, Stroh oder Gülle) ist ein durchaus positives Signal für die Biokraftstoffbranche. Die Unterquote schreibt vor, dass der Anteil an fortschrittlichen Kraftstoffen bis zum Jahr 2030 mindestens 3,5 Prozent der insgesamt in Verkehr gebrachten Kraftstoffe betragen muss. Heute liegt der Anteil an fortschrittlichen Kraftstoffen bei weniger als 0,1 Prozent.

Dennoch ist sich die Branche überwiegend einig, dass auch die Regelungen in der RED II nicht ausreichen werden, um eine wirkliche Verkehrswende einzuleiten. Es bleibt also zu hoffen, dass der bundesdeutsche Gesetzgeber die Umsetzung der Richtlinie als Chance begreift und dabei noch ambitioniertere Ziele festlegen wird, als von der Europäischen Union vorgegeben. Ein Hoffnungsschimmer ist etwa die jüngst verabschiedete Nationale Wasserstoffstrategie, wonach sich die Bundesregierung einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff auch im Verkehr verschrieben hat.

Der Kraftstoffmarkt kann für Biomethan eine echte Alternative zum EEG sein

Für die unter dem „kränkelnden“ Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit längerem leidende Biomethanbranche gilt der Kraftstoffmarkt als wichtige Alternative zur EEG-Verstromung. Der Verkauf der THG-Minderungsquote an zur THG-Minderung verpflichtete Unternehmen führt zu attraktiven Zusatzerlösen. Gerade in Zeiten zunehmender Fahrverbotszonen in deutschen Innenstädten und einer damit verbundenen wachsenden Unsicherheit der Besitzer konventioneller Antriebe, scheint der Erdgasantrieb attraktiver denn je. Ein großer Vorteil von (Bio-) Erdgas ist, dass die Infrastruktur bereits vorhanden ist. Die Bundesrepublik Deutschland verfügt über ein umfassendes Gasleitungsnetz. Auch der Kraftstoff steht in großen Mengen jederzeit zur Verfügung.

Das aus Biomasse hergestellte Erdgas ist ein hocheffizienter Kraftstoff, der einen erheblichen Beitrag zur kurzfristigen Reduzierung der THG-Emissionen leisten kann. Die THG-Emissionen von Biomethan sind um ein Vielfaches niedriger, als die von Otto- oder Dieselmotoren. Selbst – vielfach gescholtene – Biomethan, das aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt wird, also das aus Materialien gewonnen wird, die erst angebaut und geerntet werden müssen, hat einen bis zu drei Mal geringeren CO₂-Fußabdruck als Otto- oder Dieselmotoren.

Der Einsatz von Biomethan, das aus Gülle hergestellt wird, hat nach den neuen Vorgaben der RED II sogar einen positiven Effekt auf das Klima. Dem Unternehmen werden hierbei CO₂-Emissionen gutgeschrieben, die bei direkter Ausbringung der

Gülle entstünden. Dementsprechend attraktiv ist dieser Kraftstoff für Unternehmen, die zur Treibhausgasminde rung verpflichtet sind.

Die aktuellen Entwicklungen deuten klar darauf hin, dass jedenfalls aus Abfall- und Gülleprodukten hergestelltes Biomethan auf dem Kraftstoffmarkt in Zukunft eine noch größere Rolle spielen wird. Welchen Platz Biomethan im Kraftstoffmarkt genau einnehmen wird, hängt aber auch stark von der Automobilindustrie und der angebotenen Fahrzeugpalette ab. Während der Anteil von erdgasbetriebenen Fahrzeugen an den Neuzulassungen in Deutschland 2017 und 2018 erheblich angestiegen ist, kam es im Jahr 2019 zu einem Einbruch um knapp 30 Prozent. Für den dringend erforderlichen Ausbau der Erdgasmobilität werden weitere politische Anreize nötig sein. Unter anderem zu kurz befristete Vergünstigungen wie die Mautbefreiung und die Energiesteuerermäßigung, verhindern Planungssicherheit für die potenziellen Kunden.

Bio-LNG ist endlich in das THG-Quotensystem aufgenommen worden

Auf bundesdeutscher Ebene stach im Jahr 2019 eine Gesetzesänderung für das Quotensystem besonders hervor: Die THG-Minderungspflichten können jetzt auch durch das Inverkehrbringen von Bio-LNG erfüllt werden. Bio-LNG ist aus Biomethan hergestelltes, stark herunter gekühltes und verflüssigtes Erdgas. LNG wird traditionell eigentlich dafür genutzt, um Erdgas über weite Strecken nicht leitungsgebunden, etwa über den Seeweg, transportieren zu können. Am Zielort wird das LNG dann für gewöhnlich wieder regasifiziert und in das Erdgasnetz eingespeist. LNG bzw. Bio-LNG wird jedoch zunehmend auch als Kraftstoff genutzt. Bio-LNG gilt dank seines im Vergleich zu anderen Kraftstoffen hohen Energiegehalts insbesondere für den Schwerlastverkehr oder auch den Schifffahrtsbereich als Hoffnungsträger im Markt.

Es war also nur folgerichtig, auch Bio-LNG in das Quotensystem einzubeziehen. Der Weg dorthin war allerdings durchaus holprig. Trotz der Öffnung des Systems für eine Vielzahl von alternativen Kraftstoffen, war Bio-LNG zunächst nicht bedacht und konnte, anders etwa als konventionell erzeugtes LNG, nicht für die Erfüllung der Minderungspflichten genutzt werden. Ein offensichtliches Versehen des Gesetzgebers. Erst Ende 2018 legte das zuständige Bundesumweltministerium einen Gesetzesentwurf vor, um dies zu korrigieren und Bio-LNG in das THG-Quotensystem einzubeziehen. Doch auch die schlussendlich im Mai 2019 verabschiedete Gesetzesänderung brachte keine Klarheit. Grund dafür waren Inkonsistenzen hinsichtlich der – für das THG-System entscheidenden – energiesteuerrechtlichen Einordnung von Bio-LNG. Nach einigem hin und her hat das Bundesfinanzministerium mit einem im Dezember 2019 versandten Erlass nun

endlich den Weg für die Anrechnung von Bio-LNG frei gemacht. Wir haben diesen Vorgang ausführlich begleitet (vgl. mit weiteren Nachweisen [hier](#)).

Mit der Umsetzung der RED II werden wichtige Weichen für den Verkehrssektor gestellt

Die kommenden Monate werden geprägt sein von der Diskussion um die Umsetzung der RED II in nationales Recht. Hierbei wird es sicherlich darum gehen, ob die Mineralölindustrie künftig stärker in die Pflicht genommen und die Minderungsquote weiter erhöht wird. Im Detail nicht weniger wichtig werden allerdings die Verhandlungen zu den Rahmenbedingungen für einzelne Kraftstoffe sein. Dies gilt etwa hinsichtlich der – gegenwärtig noch nicht zulässigen – Anrechenbarkeit von Biomethan aus tierischen Fetten und Ölen auf die THG-Quote, der Bedingungen für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff, oder auch der genauen Ausgestaltung der Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe.

In diesem Zuge muss die Politik jetzt auch die Weichen für einen zügigen Infrastrukturausbau stellen. Ladesäulen für Elektrofahrzeuge, aber auch Wasserstoff- und LNG-Zapfanlagen müssen massiv errichtet werden, um die Nutzung alternativer Kraftstoffe überhaupt erst zu ermöglichen. Wünschenswert ist zudem eine Entscheidung über eine längerfristige Mautbefreiung für erdgasbetriebene Kraftfahrzeuge. Die aktuellen Fragestellungen zeigen jedenfalls, der Kraftstoffmarkt ist in Bewegung. Egal wohin genau die Reise dabei geht, in Zukunft wird es wohl nicht mehr „den einen“ Kraftstoff für alle Fahrzeuge und Einsatzgebiete geben. Die Kraftstofflandschaft muss energieeffizienter und dafür wohl auch kleinteiliger werden.

Ansprechpartner: Burkhard Hoffmann und Dr. Hartwig von Bredow

Gärrestlagerung nach der Düngeverordnung – (einstweiliges) Aufatmen der Biogasbranche in Niedersachsen

Auf Grundlage der Regelungen des § 12 der Düngeverordnung (DüV) hatte die niedersächsische Landwirtschaftskammer von Biogasanlagenbetreibern gefordert, ab dem Januar 2020 selbst eigene Lagerkapazität für Gärrest von 9 Monaten vorzuhalten. Eine vertragliche Vereinbarung über die Gärrestlagerung mit Dritten würde hingegen nicht ausreichen, um die Anforderungen zu erfüllen.

Im Kampf eines Biogasanlagenbetreibers gegen diese Auslegung der DüV ist nun ein erster Teilerfolg zu verzeichnen.

Anforderungen des § 12 DüV – eigene Lagerung oder Verträge mit Dritten

In der relevanten Vorschrift des § 12 Absatz 3 DüV heißt es sinngemäß, dass Betriebe mit einem Viehbesatz von mehr als 3 Großvieheinheiten pro Hektar oder ohne eigene Aufbringungsfläche Gülle und Gärprodukte künftig 9 Monate lagern müssen.

In § 12 Absatz 5 DüV heißt es hierzu allerdings weiter:

„Soweit der Betrieb [...] nicht selbst über die [...] erforderlichen Anlagen zur Lagerung verfügt, hat der Betriebsinhaber durch schriftliche vertragliche Vereinbarung mit einem Dritten sicherzustellen, dass die das betriebliche Fassungsvermögen übersteigende Menge dieser Stoffe überbetrieblich gelagert oder verwertet wird.“

Eigene Gärrestlager zwingend erforderlich?

Der von uns vertretene Biogasanlagenbetreiber streitet dafür, dass „Verwertung“ auch die (düngerechtlich zulässige) Nutzung von Gärresten zu Düngezwecken umfasst und damit auch Abnahmeverträge mit Dritten ausreichen, um die Voraussetzungen der DüV sicherzustellen. Die Landwirtschaftskammer dagegen vertritt die Ansicht, dass „Verwertung“ nicht die Nutzung von Gärresten zu Düngezwecken umfasst. Aufgrund dieses Dissenses im Rechtsverständnis und etwaig drohender hoheitlicher Maßnahmen zu Lasten des von uns vertretenen Biogasanlagenbetreibers erhoben wir bereits im Jahr 2018 Feststellungsklage bei dem zuständigen Verwaltungsgericht Oldenburg mit dem Ziel, die Lesart der DüV unseres Mandanten, die wir für zutreffend halten, bestätigen zu lassen. Eine Entscheidung ist allerdings erst im Laufe dieses Jahres zu erwarten.

Verschneufpause bis zum Urteil

Gleichzeitig setzten sich, auch vor dem Hintergrund des laufenden Verfahrens, diverse Akteure für eine Verhandlungslösung mit der Landwirtschaftskammer und dem Landwirtschaftsministerium ein. Dieser Einsatz trägt nun Früchte, denn unter anderem einer [Presseerklärung des LEE Niedersachsen](#) ist zu entnehmen, dass das Landwirtschaftsministerium eingelenkt hat:

Aktuell reiche die Vorlage von Abnahmeverträgen, die nach Maßgabe der DüV die Aufbringung von Gärresten sicherstellen, aus. Ein Vorhalten von Lagerraum für einen Zeitraum von neun Monaten sei derzeit nicht erforderlich. Eine offizielle

Verlautbarung seitens des Landwirtschaftsministeriums ist – soweit ersichtlich – (noch) nicht herausgegeben.

Somit ist für Biogasanlagenbetreiber in Niedersachsen jedenfalls einstweilen Sicherheit gegeben. Es dürfte aber in allen Bundesländern für Interesse sorgen, wie das laufende Verfahren ausgeht. Wir berichten selbstverständlich. Haben Sie Beratungsbedarf zum Düngerecht im Zusammenhang mit dem Betrieb von Biogasanlagen? Sprechen Sie uns an.

Ansprechpartner: Dr. Jörn Bringewat und Dr. Florian Valentin

SPEICHER UND SEKTORENKOPPLUNG

Energiespeicherrecht zwischen Agonie und Durchbruch: Einige jüngere Spotlights

Aus Sicht der Energiespeicherbranche hat die jüngere Zeit sowohl politisch als auch energierechtlich nur eine überschaubare Anzahl an Highlights mit sich gebracht. Zwar konnten vereinzelt Erfolge vor der Bundesnetzagentur und im Bundesrat gefeiert werden. Im Großen und Ganzen aber zeigte sich die Bundespolitik wie in den Vorjahren: zögerlich, ängstlich, netzorientiert und innovationsresistent. Dementsprechend werden nach wie vor auch zahlreiche Geschäftsmodelle rund um Speicher durch überbordende Bürokratie, Messanforderungen und Abgaben und Umlagen vereitelt. Anreize und Märkte für Systemdienlichkeit, Flexibilität und CO₂-Reduzierung fehlen.

Umso größer sind gleichzeitig die Hoffnungen auf den Durchbruch im Jahr 2020, vielleicht ja mit der nächsten „großen“ EEG-Novelle. Das Klimaschutzpaket der Bundesregierung, noch deutlich mehr aber das Clean Energy Package der EU fordern ein massives Umdenken und eine deutlich mutigere Vorgehensweise für mehr Klimaschutz, mehr Dezentralität und mehr Speicher.

Einerseits: Der Stillstand geht weiter

Auch in 2019 hat sich regulatorisch für Energiespeicher wieder Einiges getan – vieles mehr allerdings auch nicht. Einige wichtige (Nicht-)Ereignisse und (Nicht-)Entwicklungen fassen wir im Folgenden kurz zusammen:

- Kein Fortschritt bei den Abgaben und Umlagen: Nach wie vor werden Speicher energierechtlich als Letztverbraucher (bei der Einspeicherung) und Erzeuger (bei der Ausspeicherung) angesehen. Inzwischen vorhandene Regelungen zur Beseitigung von Doppelbelastungen (wie z.B. § 61l EEG zur EEG-Umlage) sind in vielen Fällen nicht praktikabel, insbesondere in Multi-Use-Modellen.
- Kein Fortschritt bei dezentralen Energiekonzepten: Die Rechtsunsicherheit und energierechtliche Komplexität dezentraler Energiekonzepte (Quartierstrom/Eigenversorgung) ist nach wie vor sehr groß. Die

unterschiedliche Behandlung von Direktlieferung und Eigenversorgung führt dazu, dass jede kWh bis zum letzten Verbrauch mit geeichten Messeinrichtungen „verfolgt“ werden muss. Alternativ kann auf den gesamten Strom die volle EEG-Umlage gezahlt werden. Die neuen Regelungen zum Messen und Schätzen helfen nur in wenigen Fällen weiter. Wo der „unmittelbare räumliche Zusammenhang“ bei der Eigenversorgung endet, bleibt gänzlich ungewiss. Eine Vereinfachung der vielfältigen Melde- und EVU-Pflichten ist nicht in Sicht.

- Kein Fortschritt beim Mieterstrom: Der Mieterstromzuschlag nach dem EEG wird nur von sehr wenigen Anlagenbetreibern in Anspruch genommen. Die jährliche Fördergrenze war mit 500 MW (!) festgelegt worden, wird aber bei Weitem nicht erreicht. Das Modell ist aufgrund seiner engen Vorgaben unattraktiv.
- Rolle rückwärts bei Netzentgelten auf Power-to-Gas: Mit einer kurz vor Verabschiedung des NABEG durch den Bundestag im Wirtschaftsausschuss beschlossenen Regelung sollte entgegen der derzeit gängigen Praxis „klargestellt“ werden, dass auf Power-to-Gas künftig stets Netzentgelte zu zahlen sind. Die Ausnahme sollte danach nur noch im Fall der Rückverstromung gelten. Allein: Offensichtlich hatte keiner der Bundestagsabgeordneten beim Beschluss des Gesetzes verstanden, was es mit der Regelung auf sich hatte. Der Aufschrei war entsprechend groß, als die Tragweite der Regelung bekannt wurde. In einer beispiellosen Aktion musste die Bundesregierung daraufhin eine Rolle rückwärts machen und im Bundesrat versichern, die „Klarstellung“ mit dem EDL-G wieder aus der Welt schaffen. Erst auf diese Versicherung hin ließ der Bundesrat das NABEG passieren.
- Sieg für Speicher bei der Bundesnetzagentur: Vor der Bundesnetzagentur konnte die Speicherbranche in 2019 einen wichtigen Etappensieg feiern. Die Beschlusskammer 6 lehnte dort einen Antrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf Festlegung eines Mindestbringungszeitraums von 30 Minuten bei der Primärregelleistung ab. Damit bleibt es (vorerst) bei den 15 Minuten, die in der System Operation Guideline auf Europäischer Ebene festgelegt sind. Das Ergebnis einer Kosten-Nutzen-Analyse auf EU-Ebene steht aber noch aus.

Andererseits: Jetzt geht's los! Geht's jetzt los?

- Wichtige Impulse für Energiespeicher aus Europa I: Die 2019 in Kraft getretene Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie enthält nicht nur eine Definition der Energiespeicherung, sondern auch klare Vorgaben, dass aktive Kunden Speicher für mehrere Dienstleistungen gleichzeitig

einsetzen und keinerlei Doppelbelastungen mit Abgaben oder Umlagen unterliegen dürfen. Die Richtlinie ist bis Ende 2020 in deutsches Recht umzusetzen. Nimmt die Bundesregierung den Auftrag aus der EU an und beschränkt sich nicht darauf, formaljuristisch das Allernotwendigste zu ändern, so stehen in den Jahren 2020 und 2021 umfassende Änderungen im EEG und EnWG bevor und bislang wesentliche – sowohl systemisch als auch volkswirtschaftlich unsinnige – Hindernisse für Energiespeicher werden (endlich) abgeräumt.

- Wichtige Impulse für Energiespeicher aus Europa II: Weitere Impulse darf sich die Speicherbranche von der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (auch „RED II“ genannt) erhoffen. Die RED II enthält eine Vielzahl an Regelungen zu Gunsten dezentraler Energiekonzepte. Mit der RED II weist die EU Eigenversorgern, Prosumern und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften im Energiesystem der Zukunft eine wichtige Rolle zu. Die RED II ist bis zum 30. Juni 2021 in deutsches Recht umzusetzen.
- Wichtige Impulse für Energiespeicher aus Deutschland I: Im Bereich Wasserstoff hat im Jahr 2019 und 2020 ein deutliches Umdenken stattgefunden. Im Zuge von Fridays For Future und der Erkenntnis, dass der Klimaschutz jetzt stattfinden muss, zeichnet sich (endlich) auch eine Energiewende im Verkehrs- und Wärmesektor ab. Dass die Bundesregierung in diesem Zuge auch den Wasserstoff als industriepolitische Chance für Deutschland entdeckt hat, vermag nicht zu überraschen, kann aber den entscheidenden Anstoß bringen – insbesondere im federführenden Bundeswirtschaftsministerium. So enthält die jüngst veröffentlichte [Wasserstoffstrategie der Bundesregierung](#) einige durchaus bemerkenswerte Ansätze (wie z.B. die Abschaffung der EEG-Umlage auf Elektrolysestrom), wieviel hiervon jedoch wann in der Praxis ankommt und welche Projekte dann hiervon wirklich profitieren können – all dies bleibt abzuwarten, bis die die Strategie konkretisierenden Maßnahmengesetze vorliegen.
- Wichtige Impulse für Energiespeicher in Deutschland II: Im Klimaschutzpaket der Bundesregierung werden auch Batteriespeicher als wichtiges Flexibilitätselement für das Energiesystem der Zukunft erwähnt. Doppelbelastungen sollen abgeschafft werden. Wenn die Bundesregierung jetzt auch noch den Schritt schafft, anzuerkennen, dass bei der Identifikation von Doppelbelastungen von Batteriespeichern nicht nur formaljuristische Betrachtungen, sondern auch faktische Doppelbelastungen aufgrund unerfüllbarer Messanforderungen oder schlichter Widersprüche im bestehenden Rechtsrahmen für alle Unternehmen belastbar beseitigt werden müssen, steht der Speicherbranche vielleicht endlich eine freiere Entwicklung bevor.

Wir unterstützen Unternehmen der Erneuerbare-Energien- und der Energiespeicherbranche in allen Rechtsfragen rund um Energiespeicher und Sektorenkopplung. Sprechen Sie uns gerne an.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin und Dr. Bettina Hennig

NÄCHSTE VORTRÄGE

Projektierung und Betrieb von Freiflächensolaranlagen

Dr. Bettina Hennig und Dr. Jörn Bringewat
windConsultant

[16. Juli 2020 – Online-Seminar](#)

Planung und Betrieb von grünen Wasserstoffprojekten

Dr. Bettina Hennig und Dr. Jörn Bringewat
windConsultant

[8. August 2020 – Online-Seminar](#)

Basiswissen EEG – Grundsätze der Windenergieförderung

Dr. Bettina Hennig
Bundesverband WindEnergie e.V.

[10. September 2020 in Bremen](#)

Aktuelle Anforderungen im Kontext der Direktvermarktung

Dr. Steffen Herz
Asset- und Portfoliomanagement von Windparks
Bundesverband WindEnergie e.V.

[4./5. November 2020 in Hamburg](#)

Recht und Regulatorik von Batteriespeichern

Dr. Florian Valentin
Asset- und Portfoliomanagement von Windparks
BVES Fachforum Batteriespeicher // EW Medien und Kongresse GmbH

[voraussichtlich Ende November 2020 in Heidelberg](#)

VERÖFFENTLICHUNGEN

Intransparente Netzentgelte nützen niemandem

Dr. Florian Valentin
[energate messenger +](#)

Ü20-Anlagen und das EEG

Dr. Bettina Hennig
[Fachmagazin e|m|w 1|20, S. 26 - 29](#)

Neueste Entwicklungen im Stromsteuerrecht

Dr. Katrin Antonow
[PM WIND ENERGY 7.2019](#)

Grüne Energie hat Recht.

Hinweis

Bitte beachten Sie, dass der Inhalt dieser Newsletter ausschließlich dazu dient, Sie allgemein über rechtliche Entwicklungen zu informieren. Eine verbindliche Rechtsberatung, bei der die Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls Berücksichtigung finden, kann hierdurch nicht ersetzt werden. Wir übernehmen keine Haftung für die Richtigkeit der Inhalte der in diesem Newsletter enthaltenen Links.

Unsere Hinweise zur Datenverarbeitung und zum Datenschutz durch unsere Kanzlei finden Sie [hier](#) bzw. im Impressum auf unserer Website unter www.vbvh.de.

**FEEDBACK
FRAGEN
LOB
KRITIK**

HERAUSGEBER

von Bredow Valentin Herz
Rechtsanwälte mbB,
Littenstraße 105, 10179 Berlin

Tel +49 (0) 30 8092482-20
Fax +49 (0) 30 8092482-30

E-Mail info@vbvh.de
www.vonbredow-valentin-herz.de