



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

VONBREDOW VALENTIN HERZ / I.2016 VOM 21. JANUAR 2016

Aus dem Inhalt:

EEG 2016

NEUES ZUM EEG 2016: ECKPUNKTEPAPIER VERÖFFENTLICHT

Dezentrale Energieversorgung

BNETZA LEGT ENTWURF FÜR LEITFADEN ZUR EIGENVERSORUNG VOR

Photovoltaik

BGH ÜBERRASCHT BRANCHE MIT NEUEM PV-ANLAGENBEGRIFF

Stromsteuer

STROMSTEUER: EIN SCHRITT VOR UND ZWEI ZURÜCK



**THINK
BEFORE YOU
PRINT**

Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,

wir wünschen Ihnen allen ein frohes und erfolgreiches Jahr 2016!

Für die PV-Branche und alle an der Entwicklung des Rechts der erneuerbaren Energien Interessierten ging das Jahr 2015 mit einem Paukenschlag zu Ende. Der Bundesgerichtshof legte die von den Gerichten, der Clearingstelle EEG und der rechtswissenschaftlichen Literatur über lange Jahre hinweg einhellig vertretene Auslegung des Begriffs der „Anlage“ bei PV-Anlagen beiseite. Nicht das einzelne Modul bilde die Anlage, sondern das gesamte Solarkraftwerk! Welche Auswirkungen diese Entscheidung auf die Praxis haben wird – und zwar nicht nur für PV-Anlagen, sondern für alle Energieträger – ist im Moment noch schwer abzusehen. Natürlich versuchen wir uns aber schon einmal an einer [kritischen Würdigung](#).

Auch ansonsten steht die Weiterentwicklung des Energierechts nicht still: Das BMF hat mit einem noch kurz vor Jahresende veröffentlichten Schreiben den Anwendungszeitpunkt für die im Frühjahr 2015 ergangenen, kontrovers diskutierten Erlasse zur Stromsteuer konkretisiert ([wir berichteten](#)) und damit den Anlagenbetreibern etwas Luft verschafft. Weiterhin hat sich die Bundesnetzagentur in einem umfassenden Leitfaden mit den rechtlichen Voraussetzungen einer umlagebefreiten bzw. umlagereduzierten Eigenversorgung auseinandergesetzt, was von unserer Seite natürlich [nicht unkommentiert bleiben kann](#).

Mit Hochdruck arbeitet die Bundesregierung zudem an den gesetzlichen Rahmenbedingungen der immer intelligenter werdenden Energiewende. Ein erster Schritt wird der [Smart-Meter-Rollout](#) sein.

Zuletzt sei bereits jetzt angekündigt, dass uns 2016 ein weiterer Meilenstein bevorstehen wird: Eine einmal wieder umfassende Novellierung des EEG. In diesem Newsletter bleiben wir noch bei einer kurzen Vorstellung der ersten Eckpunkte. Die unvermeidlichen verschiedenen Entwürfe und das Gesetzgebungsverfahren werden wir dann aber wieder wie gewohnt für Sie begleiten.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Ihre Kanzlei [von Bredow Valentin Herz](#)

Newsletter/[von Bredow Valentin Herz](#)/
I.2016 vom 21. Januar 2016

INHALT

2 IN EIGENER SACHE

4 EEG 2016

- [Neues zum EEG 2016: Eckpunktepapier veröffentlicht](#)

6 WINDENERGIE

- [Kurzes Update: Wetterradar vs. Windkraftanlage](#)

6 BIOGAS

- [Höchstbemessungsleistung höchst umstritten: Clearingstelle EEG veröffentlicht Hinweis](#)

8 PHOTOVOLTAIK

- [Wird der Glühlampe der Stecker gezogen? Urteile zur PV-Inbetriebnahme](#)
- [BGH überrascht Branche mit neuem PV-Anlagenbegriff](#)
- [Kleiner Fehler mit verheerenden Folgen: Versäumte BNetzA-Meldung bringt viele Anlagenbetreiber in Bedrängnis](#)

12 DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

- [Achtung: Fristablauf für Meldepflichten für Eigenversorgungsanlagen am 28. Februar 2016](#)
- [Bundesnetzagentur legt Entwurf für Leitfaden zur Eigenversorgung vor](#)

16 STROMSTEUER

- [Stromsteuer: Ein Schritt vor und zwei zurück](#)

17 STROMMARKT 2.0

- [Wie smart wird der Smart-Meter-Rollout? Das Digitalisierungsgesetz in der Entwicklung](#)

19 VORTRÄGE UND VERÖFFENTLICHUNGEN

IN EIGENER SACHE

Es gibt wieder viel Neues in eigener Sache zu berichten.

Verstärkung für vBVH: Bettina Hennig als neue Rechtsanwältin im Team

Seit Oktober 2015 arbeitet Frau Bettina Hennig als Rechtsanwältin für uns, nachdem sie zuvor bereits als wissenschaftliche Mitarbeiterin bei vBVH tätig war. Frau Hennigs Interessenschwerpunkt war schon im Studium das Umwelt-, Wirtschafts- und Technikrecht und vor allem das Energierecht. Diesen Themen ist sie bis heute treu geblieben. So arbeitete sie seit 2007 als Mitglied der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (Kooperationspartner von vBVH, Näheres erfahren Sie [hier](#)) in der Wissenschaft und Politikberatung. Sie war in den vergangenen Jahren als Gutachterin, Autorin, Herausgeberin und Referentin zu verschiedenen umwelt- und energierechtlichen Fragen tätig und bringt dieses Know-How nun in unsere Kanzlei ein. Das Team von vBVH freut sich über die Verstärkung und das weitere Wachstum unserer Kanzlei. Mehr zu Bettina Hennig erfahren sie [hier](#).

vBVH Mitglied im Biogasrat+ e.V. – dezentrale energien –

Die Biogas- und Biomethanbranche steht unter einem gewaltigen Druck. Mit dem EEG 2014 hat der Gesetzgeber die Förderung für neue Projekte weitestgehend gestoppt und – mit den Vorgaben zur Höchstbemessungsleistung und der faktischen Abschaffung des Landschaftspflegebonus – auch vor Bestandsanlagen nicht Halt gemacht. Die restriktive und dem Bestands- und Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber nicht hinreichend Rechnung tragende Rechtsprechung tut ihr Übriges.

Betreiber von Biomethananlagen stehen vor besonderen Herausforderungen: Wie soll der Absatzmarkt gesichert werden, wenn das EEG 2014 keine auskömmliche Vergütung bietet und Erdgas-BHKW im Fall der Umstellung auf Biomethan ihr ursprüngliches Inbetriebnahmedatum verlieren? Bei der Möglichkeit, insoweit sog. „Stilllegungsnachweise“ zu nutzen, handelt es sich um einen weitgehend wirkungslosen Papiertiger mit unklaren Voraussetzungen und wenigen sinnvollen Anwendungsfällen.

Aber so schnell geben wir und die Branche nicht auf! Zahlreiche Akteure setzen sich weiter mit großem Engagement für Biogas und damit für einen der vielseitigsten und für das Gelingen der Energiewende ganz entscheidenden Energieträger ein. Um uns bestmöglich einzubringen, ist vBVH nunmehr auch Mitglied im „Biogasrat+ e.V. – dezentrale energien“. Der im Sommer 2009 gegründete Verband bündelt die Interessen der Biogas- und Biomethanbranche und setzt sich für eine marktnahe Nutzung von Biomethan in KWK-Anlagen, im Kraftstoffsektor und im Wärmemarkt ein.

Für vBVH ist die Mitgliedschaft im [Biogasrat+ e.V. – dezentrale energien](#) – ein konsequenter Schritt, der das langjährige Engagement unserer Kanzlei weiter vertieft. Wir freuen uns auf die Zusammenarbeit mit den weiteren Mitgliedern und darauf, unser Know-How und unsere Erfahrung aus der Mitarbeit im Fachverband Biogas e.V. und in der biogaspartnerschaft der DENA auch in die Arbeit des Biogasrates+ e.V. mit einzubringen.

Forschungscampus Mobility2Grid – Start der Hauptphase

Vor einem Jahr war vBVH eines der Gründungsmitglieder des Mobility2Grid e.V., in dem unter Federführung der Technischen Universität (TU) Berlin insgesamt 36 Einrichtungen aus Wissenschaft und Wirtschaft eine breit angelegte öffentlich-private Partnerschaft eingegangen sind.

Ziel des Vereins ist die Erforschung und Realisierung innovativer Lösungen auf dem Feld der Strom- und Wärmeversorgung im Zusammenspiel mit Mobilitätslösungen. Insbesondere, inwiefern eine langfristig bezahlbare, sichere und vollständig auf Basis erneuerbarer Energien erfolgende Energie- und Mobilitätsversorgung gewährleistet werden kann.

Umgesetzt wird dieses Forschungsvorhaben nun mit dem Start der Hauptphase des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) in den nächsten 5 Jahren mit 10 Mio. Euro geförderten **Forschungscampus Mobility2Grid** auf dem EUREF-Areal in Berlin-Schöneberg. Der Forschungscampus Mobility2Grid ist dabei einer von insgesamt 9 Forschungscampus, die im Rahmen der Hightech-Strategie der Bundesregierung vom BMBF gefördert werden.

Wir freuen uns auf die Zusammenarbeit mit unseren Partnern!

Berliner Wirtschaftsgespräche zu Gast bei vBVH: Frühstückstermin zu Speicherkonzepten und ihrer Rolle für ein zukunftsfähiges Energiesystem

Am Freitag, den 4. Dezember 2015, fand einmal mehr ein Workshop der Berliner Wirtschaftsgespräche in unserer Kanzlei statt. Das spannende Thema lautete diesmal „**Energiewende 2.0 – technische, wirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen bei Speicherlösungen**“.

Die Referenten Frau Helena Teschner (Bundesverband Energiespeicher e.V., **BVES**) und Herr Dr. Florian Valentin (vBVH) erörterten mit den insgesamt 30 Teilnehmern der ausgebuchten Veranstaltung, wie wichtig Energiespeicher für ein Energiesystem der Zukunft sind. Die aktuellen politischen Entwicklungen und der rechtliche Anpassungsbedarf standen dabei im Vordergrund.

Das Interesse an der Veranstaltung hat die wachsende Bedeutung des Themas für das Energiesystem eindrucksvoll unterstrichen.

Nähere Informationen zu den Berliner Wirtschaftsgesprächen finden Sie [hier](#).

Wir sind schon gespannt auf die nächsten Veranstaltungen in unserem Hause und würden uns freuen, Sie einmal hier begrüßen zu dürfen.

Grüne Energie hat Recht!

Dr. Hartwig von Bredow, Dr. Florian Valentin und Dr. Steffen Herz

EEG 2016

Neues zum EEG 2016: Eckpunktepapier veröffentlicht

Noch kurz vor Weihnachten hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Branche mit einer endgültigen Fassung der Eckpunkte zum EEG 2016 beschenkt. Größere Überraschungen kamen beim Auspacken jedoch nicht zum Vorschein.

Nachdem das BMWi am 31. Juli 2015 ein Gesamtkonzept für die kommenden Ausschreibungen für alle erneuerbaren Energien vorgelegt (**wir berichteten**) und sich hieran eine zweimonatige Konsultationsfassung angeschlossen hat, wurde am 8. Dezember 2015 das finalisierte Eckpunktepapier zum EEG 2016 vorgelegt.

Ausschreibungen wird es für große Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See geben. Diese drei – als Volumensträger der Energiewende bezeichneten – Technologien sollen künftig maßgeblich zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen. Ausgenommen von den Ausschreibungspflichten sind Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW. Für diese Anlagen soll die Förderhöhe weiterhin gesetzlich bestimmt werden. Besondere Regelungen für die Teilnahme bestimmter Akteure, etwa Bürgerenergiegenossenschaften, sind nach dem Eckpunktepapier nicht vorgesehen.

Wer eine Anlage von mehr als 1 MW plant und nicht an einer Ausschreibung nach dem EEG 2016 teilnehmen möchte, sollte sich beeilen:

Windenergieanlagen an Land, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt worden sind und bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden sowie Windenergieanlagen auf See, die bis Ende 2016 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Anschlusskapazität erhalten haben und bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, sollen von der Ausschreibungspflicht ausgenommen werden.

Grundsätze der Ausschreibungen

Ausgeschrieben werden soll die sogenannte gleitende Marktprämie, die sich aus dem an der Börse für den Strom gezahlten Marktwert sowie aus der Marktprämie zusammensetzt. Somit wird auf den Preis geboten, der für eine eingespeiste Kilowattstunde gezahlt wird. Wie bereits seit dem EEG 2014 grundsätzlich vorgesehen, soll der Strom also direktvermarktet werden, wodurch der Anlagenbetreiber weitere Erlöse generieren kann.

Wichtig dabei: jedes bezuschlagte Gebot erhält den Preis, den es in seinem Gebot angegeben hat (sogenanntes „pay-as-bid Verfahren“). Damit wird die Vergütung für Strom aus denselben Technologien innerhalb derselben Ausschreibungsrunden – je nach Gebot – unterschiedlich hoch sein.

Begrenzt werden soll der Preis durch einen vorab veröffentlichten festgelegten Höchstpreis. Die Ausschreibungsrunden sollen von der Bundesnetzagentur acht Wochen im Voraus angekündigt und zügig geprüft und bezuschlagt werden.

Ausschreibungen für Photovoltaik

Geplant sind gemeinsame PV-Ausschreibungen für alle potenziellen Standorte. So sollen Freiflächenanlagen, PV-Anlagen auf Gebäuden, oder sonstige Anlagen, etwa auf Deponien, unter denselben Voraussetzungen an einer Ausschreibung teilnehmen können.

Für Freiflächenanlagen sind nach dem BMWi Gebote auf folgenden Flächen zulässig:

- ☉ auf Seitenrandstreifen (110 Meter entlang Autobahnen und Schienenwegen),
- ☉ auf Konversionsflächen,
- ☉ auf versiegelten Flächen,
- ☉ auf höchstens zehn Ackerflächen pro Jahr in benachteiligten Gebieten und
- ☉ auf Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA).

Insgesamt soll sich das Ausschreibungsdesign eng an dem Design der bereits durchgeführten „Pilot-Ausschreibungen“ für Freiflächenanlagen orientieren. Im Vergleich zu den bislang durchgeführten Ausschreibungen soll jedoch die Erstsicherheit „geringfügig“ erhöht werden.

Jährlich sollen drei Ausschreibungen mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 500 MW stattfinden. Teilgenommen werden darf mit Anlagen mit einer Größe von maximal 10 MW.

Ist der Zuschlag einmal erteilt, muss nicht zwingend das bezuschlagte Projekt realisiert werden. Eine Übertragung des Zuschlags auf andere Projekte soll grundsätzlich möglich sein. Für diesen Fall muss der Anlagenbetreiber jedoch einen finanziellen Abschlag hinnehmen.

Ausschreibungen für Windenergie an Land

Das BMWi plant, sogenannte „späte Ausschreibungen“ für Windenergieanlagen an Land durchzuführen. Das bedeutet, dass Anlagen nur dann teilnehmen dürfen, wenn sie bereits über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verfügen. Die Erstsicherheit beträgt 30 Euro je Kilowattstunde. Der erste Gebotstermin ist auf den 1. Mai 2017 festgelegt.

Die bezuschlagten Anlagen sollen innerhalb von zwei Jahren nach Zuschlagserteilung errichtet werden. Nach 30 Monaten soll nach dem Willen des BMWi der Zuschlag endgültig verfallen. Wird gegen das Projekt geklagt, kann die Realisierungsfrist jedoch einmalig verlängert werden.

Der Ausbaukorridor, also letztlich das Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land soll sich nach verschiedenen Kriterien richten: (1) der Entwicklung des Stromanteils aus erneuerbaren Energien insgesamt, sowohl aus Bestandsanlagen als auch neuen Anlagen sowie (2) der vom BMWi genannten Zielmenge von 45 Prozent erneuerbarer Energien im Jahr 2025. Nach Einschätzung des BMWi wird es zunächst zu einer Ausschreibungsmenge von rund 2.900 MW (brutto) kommen. Als Mindestvolumen werden 2.000 MW genannt.

Anders als bei PV-Anlagen, sollen die erteilten Zuschläge nicht auf andere Projekte übertragen werden können.

Ermittlung des Preises

Wie vom BMWi bereits angekündigt, wird das bislang geltende Modell zur Ermittlung des Preises für Windenergie an Land unter Berücksichtigung unterschiedlicher Standortbedingungen (sogenanntes Referenzertragsmodell) überarbeitet:

Geboten wird auf den anzulegenden Wert auf Basis eines einstufigen Referenzertragsmodells an einem Referenzstandort (sogenannter 100 Prozent-Standort). Hierdurch sollen vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in ganz Deutschland geschaffen werden. Im Einzelnen soll Folgendes gelten:

- ☉ Auf 100 Metern Höhe wird eine Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s zugrunde gelegt, wobei die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Anlagenhöhe anhand des sogenannten Prozentgesetzes mit einem Hellmannindex von 0,25 definiert wird.
- ☉ Die Gebote werden auf Basis eines 100 Prozent-Standorts abgegeben. Mithilfe eines gesetzlich definierten Korrekturfaktors wird der tatsächlich erwartete Referenzertrag in einer Spanne zwischen 70 und 150 Prozent dann in den Referenzertrag eines 100 Prozent-Standorts umgerechnet, sodass eine objektive Vergleichbarkeit der Gebote gewährleistet sein soll.
- ☉ Die Förderung soll dann anhand des individuellen Referenzertrags ermittelt werden, der nach Gutachten auf Basis der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen (FGW-Richtlinien) festgelegt wird.
- ☉ Der durch die Ausschreibungen ermittelte Preis soll für die Dauer von 20 Jahren gelten. Allerdings soll der Referenzertrag alle fünf Jahre überprüft werden, um die Förderung an den tatsächlichen Ertrag der Anlage anzupassen.

Für den 100 Prozent-Referenzstandort wird ein Höchstpreis von 7,0 ct/kWh festgelegt. Dieser Wert soll jährlich um ein Prozent abgesenkt werden; kann jedoch von der Bundesnetzagentur je nach Wettbewerbssituation auch abgeändert werden.

Ausschreibungen für Windenergie auf See

Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See sollen erst ab 2020 durchgeführt werden. Die Einzelheiten zum Ausschreibungsdesign sollen auch nicht im EEG 2016, sondern in einem neuen Gesetz zur Windenergie auf See geregelt werden.

Anders als bei den anderen Ausschreibungen, werden die potenziellen Standortflächen für künftige Offshore-Windparks staatlich voruntersucht und entwickelt (sogenanntes „zentrales Modell“). Die Bieter sollen dann für die Errichtung von Windenergieanlagen auf den festgelegten Flächen bieten. Das BMWi verspricht sich durch diese Vorgehensweise eine kosteneffizientere Realisierung der Vorhaben.

Das zentrale System soll erst nach einer Übergangsfrist ab 2024 eingeführt werden. In der Übergangszeit, von 2021 bis 2023 werden Ausschreibungen unter den bereits geplanten und

genehmigten Windparks durchgeführt. Allgemein ausgenommen von den Ausschreibungen sind „Prototypen“.

Bis 2025 sollen 6,5 GW und bis 2030 insgesamt 15 GW installiert sein.

Biomasse und die anderen Technologien

Das BMWi hat sich festgelegt: Für Biomasseanlagen soll es ebenfalls Ausschreibungen geben. Jedenfalls vielleicht.

Konkret soll es eine gemeinsame Ausschreibung für neue, bestehende und erweiterte Biomasseanlagen geben. Die Einzelheiten werden jedoch nicht im EEG 2016 geregelt. Allein wird eine Verordnungsermächtigung sowie „erste Eckpunkte“ zu den Ausschreibungen im EEG 2016 enthalten sein. Ob und wenn ja, wann es tatsächlich zu Ausschreibungen kommt, wird entscheidend vom – dann bestehenden – politischen Willen abhängen, die Verordnungsermächtigung „zu ziehen“ und eine entsprechende Verordnung zu verabschieden.

Für alle anderen Technologien, soll es grundsätzlich bei den bisherigen Regelungen und gesetzlich festgelegten Fördersätzen bleiben.

Bewertung

Das Eckpunktepapier lässt noch viele Fragen zur genauen Ausgestaltung des EEG 2016 offen. Zudem kann es im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens noch zu erheblichen Änderungen kommen.

Positiv hervorzuheben ist, dass Anlagen bis 1 MW auch nach Inkrafttreten des EEG 2016 weiterhin eine festgelegte Einspeisevergütung in Anspruch nehmen können. Damit müssen Anlagen bis 1 MW den befürchteten ungleichen Kampf um den besten Preis mit (deutlich) größeren Anlagen nicht antreten. Allerdings enttäuschen die Aussagen zur Akteursvielfalt insgesamt: Ausnahmeregelungen für bestimmte „kleinere Akteure“ sind nicht vorgesehen. Diesen wird zukünftig eine Teilnahme am Markt mit Anlagen, die größer als 1 MW sind, kaum noch möglich sein. Betroffen sind auch die bisher für die Akzeptanz der Energiewende so wichtigen Bürgerenergieprojekte.

Für die Biogasbranche ergibt sich ein gemischtes Bild. Es ist bereits zu begrüßen, dass überhaupt der grundsätzliche Wille besteht, Ausschreibungen für Bestandsanlagen und für neue Biomasseanlagen zuzulassen. Allerdings sollten Ausschreibungen für Biomasseanlagen bereits im EEG 2016 verbindlich festgeschrieben werden und nicht lediglich als „Wahlmöglichkeit“ in Form einer Verordnungsermächtigung ausgestaltet sein.

Der Kabinettsentwurf wird noch im ersten Quartal dieses Jahres erwartet. Ende 2016, spätestens Anfang 2017 sollen die ersten Ausschreibungsrunden auf Grundlage des EEG 2016 starten.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin & Dr. Hartwig von Bredow

WINDENERGIE

Kurzes Update: Wetterradar vs. Windenergieanlage

In unserem letzten *vBVH-Newsletter III/2015* hatten wir zum *Urteil des VG Trier vom 23. März 2015* berichtet. Die vor den Gerichten ausgetragene Partie zwischen Wetterradaren und Windenergieanlagen ging inzwischen weiter.

Aktueller Stand: Windräder? Zwei. Wetterradare? Eins.

Das OVG Rheinland-Pfalz (*Urteil vom 13. Januar 2016*, Berufungsinstantz zum oben genannten Urteil des VG Trier) und der VGH München (*Urteil vom 18. September 2015*) sehen keine nennenswerten Auswirkungen durch den Betrieb der Windenergieanlagen auf das jeweils rund 11 km entfernte Wetterradar. Gegebenenfalls könne der Anlagenbetreiber bei abzusehenden Unwettern dazu verpflichtet werden, die Anlage abzuschalten. Einzig das VG Düsseldorf (*Urteil vom 7. September 2015*) sieht die Störungen des Wetterradars durch die Windenergieanlage als gegeben und nicht hinnehmbar an.

Allerdings wurden bereits gegen zwei der Entscheidungen (VGH München und VG Düsseldorf) Rechtsmittel eingelegt. Auch das OVG Rheinland-Pfalz hat die Revision zum Bundesverwaltungsgericht zugelassen. Offen ist allerdings noch, ob die Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch den Deutschen Wetterdienst, von dem Rechtsmittel auch Gebrauch machen wird.

Spielentscheidend könnte das Revisionsverfahren zum Urteil des VGH München vor dem Bundesverwaltungsgericht in Leipzig werden. Der Rechtsstreit wird dort unter dem Aktenzeichen 4 C 6.15 geführt. Angesichts der weitreichenden Bedeutung für eine Vielzahl von Windenergieprojekten wartet die Branche gespannt auf den Ausgang der Partie. Wir werden Sie auf dem Laufenden halten.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin & Sabine Golz

BIOGAS

Höchstbemessungsleistung höchst umstritten: Clearingstelle EEG veröffentlicht Hinweis

Das EEG 2014 legt für die Betreiber von Biogasanlagen die Daumenschrauben an: Vergütet wird nur noch das, was die Anlage schon vor Inkrafttreten des EEG 2014 konnte. Genauer: Für Strommengen, welche die sogenannte Höchstbemessungsleistung der jeweiligen Anlage übersteigen, erhalten die Betreiber von Bestandsanlagen seit August 2014 keine Förderung mehr. Die Höchstbemessungsleistung beträgt 95 Prozent der am 31. Juli 2014 installierten Leistung, wobei Anlagenbetreiber allerdings den Nachweis führen können, dass sie in früheren Jahren eine höhere Durchschnittsleistung, z.B. 97 oder 98 Prozent der installierten Leistung, erreicht haben.

Die Regelungen zur Höchstbemessungsleistung gehören zu den umstrittensten Fragen im EEG 2014. Dies betrifft zum einen grundsätzliche Fragen zur Verfassungsmäßigkeit: Die Regelung greift zweifellos in den Bestandsschutz ein und schränkt zudem auch die künftigen Handlungsmöglichkeiten der Anlagenbetreiber ein. Zum anderen stellen sich aber auch im Tagesgeschäft der Anlagenbetreiber viele Anwendungs- und Auslegungsfragen.

Die Clearingstelle EEG hat nun am 16. Dezember 2015 (*Az. 2015/27*) einen Hinweis zu einigen wichtigen Auslegungsfragen im Zusammenhang mit der Höchstbemessungsleistung veröffentlicht.

Zudem geht die Clearingstelle EEG kurz auf Fragen zur Bemessungsleistung und installierten Leistung im Zusammenhang mit der Förderung von neuen Biogasanlagen ein.

Nachfolgend fassen wir einige wesentliche Ergebnisse zusammen:

Konkretisierungen bei der Definition „installierte Leistung“

Die Clearingstelle EEG stellt klar: Für die Bestimmung der – für die Höchstbemessungsleistung so wichtigen – installierten Leistung kommt es nicht darauf an, wie der Netzanschluss beschaffen ist oder was die immissionsschutzrechtliche Genehmigung sagt. Ausreichend ist vielmehr die am 31. Juli 2014 faktisch installierte Leistung der Anlage. Leider finden sich im Hinweis allerdings keine weiteren Ausführungen dazu, welche technischen und baulichen Voraussetzungen genau vorliegen müssen, damit eine Leistung tatsächlich als „installiert“ gilt.

Höchstbemessungsleistung für „Rumpffahre“ zulässig

Ein Betreiber soll sich für die „historische Höchstbemessungsleistung“ nicht auf die in vollständigen Kalenderjahren erbrachte Leistung beschränken müssen. Falls eine Anlage im Inbetriebnahmejahr die höchste jemals erbrachte durchschnittliche Leistung abrufen konnte, soll das Inbetriebnahmejahr für die Bestimmung der (historischen) Höchstbemessungsleistung maßgeblich sein. Wird eine Anlage etwa im März eines Jahres in Betrieb genommen, zählt also nur die im Zeitraum März bis Dezember erbrachte Leistung.

Diese Auffassung widerspricht zwar den Ausführungen in der Gesetzesbegründung, ist in sich jedoch konsequent und rechtlich gut vertretbar.

Worauf kommt es an: erzeugte oder eingespeiste Strommenge?

Eine für alle Bestandsanlagen einheitliche Antwort auf die Frage, ob es für die Ermittlung der Höchstbemessungsleistung auf die erzeugte oder die eingespeiste Strommenge ankommt, gibt die Clearingstelle EEG nicht. Entscheidend ist das Inbetriebnahmedatum der Anlage.

Für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012 soll die tatsächlich eingespeiste Strommenge heranzuziehen sein, für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2012 hingegen die insgesamt erzeugte Strommenge. Begründet wird dies mit einer unterschiedlichen Definition des Begriffs Bemessungsleistung je nach Inbetriebnahme der Anlage. Diese Auffassung mag zwar vertretbar sein, kann für alte Bestandsanlagen – insbesondere bei anteiliger Eigenversorgung – jedoch zu einer Schlechterstellung führen, die in der Sache nicht gerechtfertigt ist.

Abrechnungsverfahren bei Höchstbemessungsleistung

Nach den Ausführungen der Clearingstelle EEG sind die von den Netzbetreibern durchgeführten Abrechnungsverfahren oftmals unrichtig. Denn häufig wird die Begrenzung der Vergütung auf die Höchstbemessungsleistung anteilig jeden Monat vorgenommen.

Anders nun die Clearingstelle EEG: Die Vergütung soll sich erst dann auf den Monatsmarktwert reduzieren, wenn die Höchstbemessungsleistung der Anlage bezogen auf das gesamte Kalenderjahr erstmalig überschritten wird. Mit anderen Worten: Der Netzbetreiber darf nicht anteilig jeden Monat die Vergütung auf die Höchstbemessungsleistung begrenzen, sondern muss bis zum Erreichen der für das gesamte Jahr geltenden Höchstbemessungsleistung – Monat für Monat – zunächst die vollständige Vergütung auszahlen.

„50 Prozent-Grenze“ für neue Biogasanlagen

Ein wenig aufatmen können Betreiber von Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen worden sind. Die Clearingstelle EEG stellte sich im Hinweisverfahren die Frage, ob die Begrenzung der Förderung auf 50 Prozent der installierten Leistung auch auf den Flexibilitätszuschlag anzuwenden sei. Die Frage wurde mit einem klaren „Nein“ beantwortet.

Fazit

Der Hinweis der Clearingstelle EEG führt für einige, die Höchstbemessungsleistung betreffende, Rechtsfragen zu ersten Ergebnissen, die überwiegend sachgerecht erscheinen. Wichtige und drängende Fragen warten aber auch weiterhin auf eine Klärung:

- 🕒 Welche Auswirkungen auf die Höchstbemessungsleistung hat es, wenn Anlagen oder Anlagenteile an einen anderen Standort versetzt werden, vormals einheitliche Anlagen aufgeteilt oder vormals selbständige Anlagen zusammengefasst werden?
- 🕒 Wie ist die am 31. Juli 2014 installierte Leistung im Detail zu bestimmen? Was gilt z.B. bei Anlagen, die zu diesem Zeitpunkt und ggfs. schon seit einigen Jahren nicht in Betrieb waren? Sind Reserve-BHKW zu berücksichtigen? Was gilt bei Anlagendrosselungen?

Über allem schwebt die Frage, ob die Regelung zur Höchstbemessungsleistung überhaupt verfassungskonform ist. Mehrere Anlagenbetreiber, von denen einige durch den Verein für Nachhaltige Energien e.V. und die Interessengemeinschaft Bestandsschutz unterstützt werden, haben gegen die Regelung Verfassungsbeschwerde eingelegt ([wir berichteten](#)). Die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts steht noch aus.

Ansprechpartner: Dr. Hartwig von Bredow & Burkhard Hoffmann

PHOTOVOLTAIK

Wird der Glühlampe der Stecker gezogen? – Urteile zur PV-Inbetriebnahme

Bereits im Jahr 2014 hatten sich verschiedene Oberlandesgerichte ablehnend zur Wirksamkeit der standortunabhängigen Inbetriebnahme von PV-Anlagen mittels des sogenannten Glühlampentests unter dem EEG 2009 positioniert. Im November 2015 hat dann der Bundesgerichtshof diese Rechtsprechung bestätigt. Doch das heißt nicht, dass jede Inbetriebnahme mit der Glühlampe (oder jedem anderen „Kleinverbraucher“) unwirksam war. Vielmehr kommt es – wie so oft – auf die konkreten Umstände des Einzelfalls an.

Deshalb die Frage: Worum ging es bei dem Ganzen überhaupt?

Der Wettlauf um die Inbetriebnahme

Der Inbetriebnahme-Zeitpunkt ist im EEG entscheidend, um die Vergütungshöhe für den erzeugten Strom zu bestimmen. Vereinfacht gesagt: Je früher die Anlage nach den Vorgaben des EEG in Betrieb genommen wird, desto höher fällt die Vergütung aus, die man für die nächsten 20 Jahre bekommt. Gerade bei PV-Anlagen wurde seit 2009 immer wieder massiv an der Preisschraube gedreht. Der Gesetzgeber senkte die Vergütungssätze in immer größeren Schritten ab, wobei es stets auf die entscheidenden Stichtage ankam und die Anlagenbetreiber in einen Wettlauf mit der Uhr gezwungen wurden: Schaffte man die Inbetriebnahme noch vor dem nächsten Stichtag, fiel die Vergütung entsprechend höher aus. Das richtige Inbetriebnahmedatum ist also bares Geld wert.

Die Vorgeschichte: Die Clearingstelle EEG und der Glühlampentest

Unter dem EEG 2009 war für eine Inbetriebnahme noch lediglich erforderlich, dass die Anlage technisch betriebsbereit war und in Betrieb gesetzt wurde. Erst später (zum 1. April 2012) fügte der Gesetzgeber als weitere Voraussetzung hinzu, „dass die Anlage fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde“.

Die Clearingstelle EEG legte die Regelung im EEG 2009 dabei so aus, dass eine Inbetriebnahme durch den Anlagenbetreiber oder zumindest in dessen Auftrag erfolgen musste. Eine „Bevorzugung“ von frühen Inbetriebnahmedaten schon beim Hersteller war damit ausgeschlossen. An die Inbetriebsetzung selbst stellte die Clearingstelle EEG jedoch keine besonders hohen Anforderungen. Hierfür reichte es aus, dass der Anlagenbetreiber nach dem Kauf der Anlage und nach Abschluss des Vertriebsprozesses nachwies, dass die Anlage Strom produziert hatte, etwa im Rahmen des berühmten Glühlampentest. Aber auch das Laden einer Batterie oder irgendein anderer Stromverbrauch direkt von der Anlage sollte nach Ansicht der Clearingstelle EEG für eine Inbetriebnahme im Sinne des EEG 2009 ausreichen (den entsprechenden Hinweis der Clearingstelle EEG vom 25. Juni 2010 – Az. 2010/1 finden Sie [hier](#)).

Rechtsprechung vs. Clearingstelle?

Die Rechtsprechung sah das später allerdings anders: So entschieden im Jahr 2014 nacheinander sowohl das OLG Naumburg als auch das OLG Nürnberg in verschiedenen Fällen, dass ein ortsunabhängiger Glühlampentest für eine erfolgreiche Inbetriebnahme nicht ausreicht. Vielmehr sollte auch bereits unter dem EEG 2009 für die Voraussetzung der technischen Betriebsbereitschaft erforderlich sein, dass die Anlage grundsätzlich in der Lage ist, den erzeugten Strom dauerhaft ins Netz einspeisen zu können. Im Kern ging es den Gerichten wohl darum, die Möglichkeit einer gänzlich ortsunabhängigen Inbetriebnahme zu beschränken, also eine Inbetriebnahme von Modulen, die noch gar nicht an ihrem Bestimmungsort, beispielsweise auf einem Hausdach, installiert waren. In der Praxis wurden solche „mobilen“ Inbetriebnahme-Konzepte unter dem großen Druck der Vergütungsentwicklung der damaligen Zeit und unter Eindruck des Clearingstellen-Hinweises teilweise umgesetzt.

Dass eine PV-Anlage mittels Glühlampentest in Betrieb gesetzt werden kann, haben die Gerichte dabei aber nie grundsätzlich in Frage gestellt. Die OLG-Entscheidungen kreisen vielmehr um den Begriff der „technischen Betriebsbereitschaft“. Technisch betriebsbereit sei eine Anlage nach Ansicht des OLG Nürnberg dann, wenn sie fertig gestellt ist, also grundsätzlich und tatsächlich dauerhaft Strom erzeugen kann (das Urteil des OLG Nürnberg vom 19. August 2014 – Az. 1 U 440/14 finden Sie [hier](#)). Auch nach dem Urteil des OLG Naumburg soll die technische Betriebsbereitschaft voraussetzen, dass die Anlage an ihrem – gegebenenfalls auch nur vorläufigen – Bestimmungsort und Einsatzort fest installiert ist (das Urteil des OLG Naumburg vom 24. Juli 2014 – Az. 2 U 96/13 finden Sie [hier](#)). Letztlich verlangte die Rechtsprechung also auch schon für Anlagen im Anwendungsbereich des EEG 2009 eine gewisse örtliche Festlegung für die erfolgreiche Inbetriebnahme.

Im Falle des OLG Nürnberg, der dann im Jahr 2015 dem BGH vorlag, hatte der Anlagenbetreiber die Anlagen jedoch noch in einer Halle seines Generalunternehmers in Betrieb gesetzt. Dafür hatte er die Verpackung geöffnet, bei einem provisorischen Aufbau der Module kurzfristig Strom erzeugt und dann die Anlagen wieder verpackt. Der zukünftige Standort der Anlagen war zu diesem Zeitpunkt noch nicht endgültig entschieden. Das OLG Nürnberg ging deswegen davon aus, dass dem Betreiber „ein auf die dauerhafte Inbetriebnahme gerichteter Wille“ gefehlt hätte. Auch sei hier der Vertriebsprozess noch gar nicht abgeschlossen gewesen, da der Generalunternehmer seine vollständige Leistung noch nicht erbracht hatte. Zu dessen vertraglich vereinbarten Pflichten gehörte nämlich auch die Verbringung der Module auf das Grundstück des Betreibers, die Aufstellung der Anlagen und ihr Anschluss an das Stromnetz.

Dieses Urteil des OLG Nürnberg wurde vom BGH bestätigt. Dass der BGH daneben die gesamte Branche mit einer neuen Definition des Anlagenbegriffs überraschte, soll an dieser Stelle bereits erwähnt werden, ist uns aber ab Seite 9 eine eigene Bewertung wert.

Folgen hieraus nun düstere Aussichten für Bestandsanlagen?

Was bedeutet die Rechtsprechung zur Inbetriebnahme nun für die Praxis? Für Neuanlagen zunächst einmal nichts – die mobile Glühlampen-Inbetriebnahme bei noch nicht installierten PV-Modulen war spätestens seit dem 1. März 2012 ohnehin Geschichte.

Und auch bei vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen PV-Anlagen bleibt die konkrete Feststellung des Inbetriebnahme-Zeitpunktes immer eine Frage des Einzelfalls und der konkreten Umstände. Die Inbetriebnahme mittels Glühlampentest kann insofern nach wie vor wirksam erfolgt sein. So besteht für Anlagenbetreiber, die nur mangels Netzanschluss ihre im Übrigen vollständig installierte Anlage mittels Glühlampentest in Betrieb gesetzt haben, wohl in aller Regel kein Grund zur Sorge – der Grundsatz, dass eine netzbetreiberunabhängige Inbetriebnahme möglich ist, wurde von den Gerichten gerade nicht gekippt. Ob und inwieweit die Netzbetreiber die dargestellte Rechtsprechung also zum Anlass nehmen werden, Inbetriebnahmedaten unter dem EEG 2009 zu überprüfen, bleibt abzuwarten.

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

BGH überrascht Branche mit neuem PV-Anlagenbegriff

Auch zum Jahresende 2015 blieb es für die Erneuerbare-Energien-Branche turbulent – und wieder einmal war ein völlig überraschendes Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) hierfür verantwortlich (BGH, Urteil vom 4. November 2015 – Az. VIII ZR 244/14, das Urteil finden Sie [hier](#)).

Mit diesem Urteil bestätigte der BGH letztlich die oberlandesgerichtliche Rechtsprechung zur PV-Inbetriebnahme unter dem EEG 2009 (siehe dazu die vorherige Meldung) – allerdings mit einer in jeder Hinsicht überraschenden Begründung.

Ein neuer Anlagenbegriff für PV-Anlagen – Vom PV-Modul zum Solarkraftwerk

Der BGH hat in seinem Urteil nicht weniger getan, als der in der gesamten bisherigen Rechtsprechung, Literatur und Praxis vorherrschenden Auffassung und nicht zuletzt auch dem gesetzgeberischen Verständnis des EEG-Anlagenbegriffs bei PV-Modulen eine Absage zu erteilen. Er setzt sich damit über eine jahrelang geübte und wohlbegründete Auslegungs- und Anwendungspraxis hinweg: Entgegen sämtlicher bisheriger Stimmen entschied der BGH, dass nicht das einzelne PV-Modul eine Anlage im Sinne des EEG ist, sondern erst die Gesamtheit der Module innerhalb einer PV-Installation.

Hierfür findet der BGH auch gleich noch einen neuen Begriff und einige neue Abgrenzungskriterien: Anlage im Sinne des EEG ist nach dem BGH zukünftig nicht mehr das einzelne Modul, sondern die nach einem „Gesamtkonzept“ errichtete „Gesamtheit“ mehrerer PV-Module, das „Solarkraftwerk“ – auch wenn dieser Begriff im EEG selbst nirgendwo auftaucht.

Hier die Leitsätze des Urteils im Wortlaut:

Für den § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 zugrunde liegenden – weiten – Anlagebegriff, unter dem die Gesamtheit aller funktional zusammengehörenden technisch und baulich notwendigen Einrichtungen zu verstehen ist, ist maßgeblich, nach welchem Gesamtkonzept die einzelnen Einrichtungen funktional zusammenwirken und eine Gesamtheit bilden sollen (im Anschluss an das Senatsurteil vom 23. Oktober 2013 – VIII ZR 262/12, NvWZ 2014, 313, Rn. 23, 32 ff., 40).

Nicht das einzelne zum Einbau in ein Solarkraftwerk bestimmte Fotovoltaikmodul ist als eine (eigene) Anlage gemäß § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 anzusehen, sondern erst die Gesamtheit der Module bildet die Anlage „Solarkraftwerk“.

Die Entwicklung des Anlagenbegriffs in der Rechtsprechung des BGH

Nachdem der BGH im Oktober 2013 in einem zu einer Biogasanlage ergangenen Urteil den weiten Anlagenbegriff zementierte und den Begriff der „Gesamtheit funktional zusammenhängender Anlagenteile“ geprägt hatte (BGH, Urteil vom 23. Oktober 2013 – Az. VIII ZR 262/12, das Urteil finden Sie [hier](#)), stellte sich natürlich die Frage, ob dieses Urteil auch Auswirkungen etwa auf PV-Anlagen haben könnte (vgl. hierzu Hennig/von Bredow/Valentin in: Frenz et al., EEG Kommentar, 4. Aufl. 2015, § 5 Rn. 7 und 19 ([digitale Leseprobe](#))).

Es hatte jedoch niemand erwartet, dass der BGH ausgerechnet den zuletzt vor dem OLG Nürnberg verhandelten „Glühlampen-Fall“ zum Anlass nehmen würde, um seine Rechtsprechung zum weiten Anlagenbegriff weiter auszubauen und eine solch weitreichende Umkämpfung des PV-Anlagenbegriffs vorzunehmen. So war hier vielmehr eine Positionierung zum Inbetriebnahmebegriff des EEG 2009 erwartet worden, den der BGH in seinem Urteil aber mehr als stiefmütterlich behandelt.

Folgen für die Praxis: Noch ungewiss

Das Urteil erging zwar zu PV-Anlagen, enthält in seiner Begründung jedoch auch zahlreiche Aussagen, die künftig auch für Anlagen zur Stromerzeugung aus anderen regenerativen Energieträgern relevant werden könnten. Der Branche stellen sich nunmehr eine ganze Reihe von Folgefragen und Auslegungsschwierigkeiten. Das eher knappe Urteil – die maßgebliche Begründung beläuft sich auf nur 7 Seiten – lässt dabei nicht ansatzweise erkennen, dass sich der BGH dieser schwerwiegenden Auswirkungen auf die Praxis bewusst war oder sich hiermit in der angemessenen Tiefe auseinandergesetzt hätte. Das Urteil ist jedoch in der Welt und als höchstrichterliche Auslegung bindend, oder salopp formuliert: Über dem BGH kommt erst einmal nichts mehr. Daran dürfte auch der zu erwartende Ruf nach dem Bundesverfassungsgericht – jedenfalls kurzfristig – nichts ändern.

So werden Praxis, vertiefende Literatur und Rechtsprechung sich künftig etwa mit folgenden Überlegungen auseinandersetzen müssen, wollen sie dem BGH-Urteil und seiner Begründung Rechnung tragen:

- ☺ Soll der neue PV-Anlagenbegriff nur für Anlagen im Anwendungsbereich des EEG 2009 gelten oder ist das Urteil auch auf andere Fassungen des EEG zu übertragen?
- ☺ Der BGH zeigt ein sehr weites Verständnis der „Gesamtheit funktional zusammengehörender Einrichtungen“. Was folgt hieraus für andere Energieträger, wie z.B. Windparks, Pflanzenöl- und Biomethan-BHKW, Biogas-Parks oder gar Hybridkraftwerke? Soll künftig in all diesen Konstellationen von einem einheitlichen Großkraftwerk auszugehen sein – und wenn nicht: wie soll nach Vorstellung des BGH hier eine sinnvolle Abgrenzung erfolgen?
- ☺ Muss die Abgrenzung zwischen Anlagenbegriff und der förderseitigen Zusammenfassung nach § 32 Abs. 1 EEG 2014 (bzw. § 19 EEG 2009/2012) neu bewertet werden? Verbleibt für § 32 Abs. 1 EEG 2014 bei einem so weiten Anlagenbegriff, wie er vom BGH nun vertreten wird, überhaupt ein sinnvoller Anwendungsbereich? Ähnliche Fragen stellen sich letzt-

lich auch im Zusammenhang mit den Leistungsgrenzen für die technischen Vorgaben des EEG (vgl. § 9 EEG 2014 bzw. § 6 EEG 2009/2012).

- ☉ Wann ist ein Modul, wann das „Solarkraftwerk“ eine Anlage und wann ist diese Anlage hinreichend fertiggestellt und damit technisch betriebsbereit im Sinne der Inbetriebnahme-Definition des EEG?
- ☉ Was gilt im Fall der Erweiterung eines Solarkraftwerkes: Übernehmen die neuen Module dann das Inbetriebnahmedatum der bestehenden Anlage? Wenn ja, sind dann – in Einklang mit dem ersten Grundsatzurteil des BGH zum weiten Anlagenbegriff (BGH, Urt. v. 23. Oktober 2013 – Az. VIII ZR 262/12, Rn. 59, das Urteil finden Sie [hier](#)) und im Widerspruch zur aktuellen Rechtslage und der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 (vgl. § 22 EEG 2014 und [BT-Drs. 18/1304](#), S. 129) – Abzüge im Hinblick auf die zwischenzeitlich greifenden Degressionsschritte zu machen?
- ☉ Wie würde sich eine solche Erweiterung auf die Anwendung des Marktintegrationsmodells nach § 33 EEG 2012 auswirken, wenn die Ursprungsanlage oder die Erweiterung in dessen Anwendungsbereich fällt?
- ☉ Was gilt beim Austausch einzelner Module und welcher Anwendungsbereich verbleibt insoweit für die Ersetzungsregelung des § 51 Abs. 4 EEG 2014 und die dort in Satz 2 vorgesehene Rechtsfolge (Entfallen des Förderanspruchs für die ersetzte Anlage)? Wie ist damit umzugehen, dass der Gesetzgeber selbst bei der Schaffung dieser und anderer Regelungen ganz offensichtlich von dem nunmehr vom BGH gekippten PV-Anlagenbegriff ausging (vgl. nur [BT-Drs. 17/6071](#), S. 77)?
- ☉ Was gilt, wenn einzelne PV-Module an einen anderen Standort versetzt werden?
- ☉ Ist es auch weiterhin möglich, einzelne Module einer zusammenhängenden PV-Installation direkt zu vermarkten?
- ☉ Wer ist Anlagenbetreiber im Sinne des EEG und wann ist eine privilegierte Eigenversorgung möglich, wenn die Module eines Solarkraftwerkes auf verschiedene Eigentümer oder Pächter verteilt werden?

All diese Fragen müssen derzeit schlicht als ungeklärt bezeichnet werden.

Eine erste vertiefte Auseinandersetzung mit der Argumentation des BGH sowie eine Darstellung verschiedener Folgefragen von vBVH wurde zwischenzeitlich in der Fachzeitschrift „Recht der Erneuerbaren Energien“ veröffentlicht (REE 2015, Heft 04, S. 213 ff., Anmerkung von Dr. Hartwig von Bredow ab S. 216 ff.). Die Urteilsanmerkung haben wir mit freundlicher Genehmigung des Bodak Verlages [hier](#) für Sie hinterlegt.

Ein Blick in die Zukunft

Angesichts der enormen Verunsicherung, die das Urteil und die Frage nach seinen Rechtsfolgen auslösen, bleibt abzuwarten, ob und inwieweit die Netzbetreiber das Urteil überhaupt zum Anlass nehmen werden, ihre Förderpraxis umzustellen. Gegebenenfalls könnte auch der Gesetzgeber die anstehende Novelle zum EEG 2016 nutzen, rückwirkend den Anlagenbegriff zu präzisieren. Wie eine solche Änderung aussehen könnte und wie sich dies wiederum auf die dargestell-

ten Folgefragen auswirken würde, lässt sich derzeit aber noch in keiner Weise absehen. Letztlich wird es auch in Zukunft für die Anwendung des Anlagen- und Inbetriebnahmebegriffs auf den konkreten Einzelfall ankommen.

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Hartwig von Bredow

Kleiner Fehler mit verheerenden Folgen: Versäumte BNetzA-Meldung bringt viele Anlagenbetreiber in Bedrängnis

Bereits seit dem Inkrafttreten des EEG 2009 am 1. Januar 2009 sind Betreiber von PV-Anlagen verpflichtet, neu in Betrieb genommene Anlage nicht nur beim Netzbetreiber zu melden, sondern auch bei der Bundesnetzagentur (BNetzA). Dass der Netzbetreiber über neue Anlagen informiert werden muss, um die finanzielle Förderung auszahlen zu können, versteht sich von selbst. Dass seit 2009 zusätzlich aber auch eine behördliche (An-)meldung der Anlage erfolgen muss, ist an vielen Betreibern gerade im privaten und landwirtschaftlichen Bereich, aber auch an den Solarteuren, zunächst einmal vorbeigegangen. Was sich auf den ersten Blick ausnimmt wie eine rein statistische Formalie – so mag man bei einer versäumten Anlagenmeldung an eine verzeihliche Nachlässigkeit denken, die sofern sie nachgeholt wird ohne größere Auswirkungen bleibt – hat unter Umständen verheerende Folgen.

Der Gesetzgeber hat nämlich im EEG scharfe Sanktionsregelungen für dieses Unterlassen vorgesehen. Bereits mit Einführung des EEG 2012 am 1. Januar 2012 wurde gesetzlich geregelt, dass eine versäumte Meldung bei der BNetzA eine Reduzierung des Vergütungssatzes auf den Börsenmarktwert zur Folge haben sollte. Das bedeutet, dass Anlagenbetreiber, die ihre Anlage nicht gemeldet hatten, einen deutlich geringeren Vergütungssatz zugestanden hätte, als sie ausgezahlt bekommen hatten – und das wiederum bedeutet: gegebenenfalls erhebliche Rückforderungsansprüche des Netzbetreibers und Reduzierung des Fördersatzes, bis der Anlagenbetreiber die Meldung nachholt. Mit dem EEG 2014 wurde diese ohnehin schon strenge Rechtsfolge noch einmal verschärft: Nunmehr soll ein Anlagenbetreiber für die Zeit, in der er seine Anlage nicht gemeldet hat, gar keine finanzielle Förderung mehr erhalten. Selbst eine nachgeholte Meldung soll hieran für den einmal eingetretenen Sanktionszeitraum nichts mehr ändern.

Massenweise Sanktionierungen in Schleswig-Holstein erwartet

Aktuell werden leider in Schleswig-Holstein zahlreiche Fälle bekannt, in denen es für Anlagenbetreiber unter Umständen verheerende Folgen haben kann, wenn sie ihren Meldepflichten nicht nachkommen sind. Daneben zeigen diese Fälle auf, dass Anlagenbetreiber gut daran tun, sich nicht auf ihre Solarteure oder Netzbetreiber zu verlassen, wenn es um Änderungen der Rechtslage oder um neue Pflichten beim Anlagenbetrieb geht.

So hatten nach der Einführung der Meldepflicht-Sanktionierung zahlreiche Netzbetreiber offenbar die in ihrem Netzgebiet tätigen Anlagenbetreiber über diese „Scharfstellung“ informiert. Auch lassen sich die Netzbetreiber häufig bereits zu Beginn der Förderung Nachweise über die erfolgte BNetzA-Meldung vorlegen bzw. verweigern ohne diese eine Förderung von vornherein, so dass der Anlagenbetreiber frühzeitig von seiner Meldepflicht Kenntnis erhält.

Nun zeigt sich, dass dieses auf den ersten Blick strikte Vorgehen der Netzbetreiber durchaus auch Vorteile für Anlagenbetreiber hat. Geschieht dies nämlich nicht und zahlt der Netzbetreiber die Förderung erst einmal aus, läuft der Anlagenbetreiber bei Verletzung seiner Meldepflichten ungebremst in die Sanktionierung, wenn er sich seiner Meldepflicht überhaupt nicht bewusst ist. Die dann auflaufenden Rückforderungsansprüche können, je nach Anlagengröße und Länge des Sanktionszeitraums, ruinöse Folgen haben.

Genau so scheint es nun in Teilen Schleswig-Holsteins passiert zu sein, wo der vergütungspflichtige Netzbetreiber sich allem Anschein nach jahrelang nicht für den Nachweis der BNetzA-Meldung interessiert hat. Da nicht alle privaten oder landwirtschaftlichen Anlagenbetreiber bis ins Letzte mit den – sich ständig ändernden – Einzelheiten des EEG vertraut sind und häufig darauf setzen, dass ihr Solarteur oder auch der Netzbetreiber sie über ihre Pflichten aus dem EEG schon aufklären wird, haben viele Anlagenbetreiber in Schleswig-Holstein ihre Meldepflichten verschutzt. So sehen sich nach Branchenmeldungen derzeit etwa 4.500 Betreiber dem Problem ausgesetzt, dass sie ihre Anlagen zu spät gemeldet haben und daher nun mit Rückforderungsansprüchen ihres Netzbetreibers zu kämpfen haben werden. Nur um die Dimension des Problems zu verdeutlichen: Es stehen offenbar bis zu sechsstellige Rückforderungssummen im Raum, teilweise ist von Summen von über 700.000 Euro die Rede.

Die Politik hält sich raus...

Angesichts der Tragweite dieses Problems beschäftigt sich bereits der Bundestag mit der besonderen Situation in Schleswig-Holstein. So gab es zu diesem Fall bereits im Januar und Oktober 2015 zwei Initiativen von Bundestagsabgeordneten, die bei der Bundesregierung nachfragten, wie diese mit der Situation umzugehen gedenkt (wir haben die Anfragen [hier](#) und [hier](#) für Sie hinterlegt). Die Antwort der Bundesregierung fällt – erwartungsgemäß – ernüchternd aus (die Antworten auf die beiden Anfragen finden Sie [hier](#) und [hier](#)). Weder sieht die Bundesregierung wegen der – von ihr geschaffenen – klaren Rechtslage irgendeinen Spielraum auf Seiten der BNetzA oder der Netzbetreiber, den Anlagenbetreibern ernsthaft entgegenzukommen, noch sieht sie es als Aufgabe der Netzbetreiber an, die Anlagenbetreiber über ihre Pflichten aus dem EEG zu informieren. Anlagen- und Netzbetreiber könnten sich lediglich über erleichternde Maßnahmen wie eine zeitlich gestreckte Rückabwicklung verständigen.

Dieses Ergebnis dürfte aus Sicht vieler betroffener Anlagenbetreiber freilich absurd anmuten: So kann der Netzbetreiber jahrelang Zahlungen tätigen und diese später zurückfordern, obwohl es ihm ein Leichtes gewesen wäre, die Einhaltung sämtlicher Fördervoraussetzungen und damit auch der Meldepflichten bei Beginn der Förderbeziehung zu überprüfen. Diesen Punkt blendet auch die Bundesregierung nicht völlig aus. Sie weist in einer ihrer Antworten ausdrücklich darauf hin, dass Netzbetreiber im Rahmen des bundesweiten Ausgleichsmechanismus durchaus die Verpflichtung haben, das Vorliegen auch der BNetzA-Meldung zu prüfen. Deshalb könne schon eine Pflichtverletzung des Netzbetreibers vorliegen, wenn Förderungen über lange Zeiträume zu Unrecht ausgezahlt werden und so über die EEG-Umlage auch die Allgemeinheit zu Unrecht belastet wird. Ob nun aber die betroffenen Anlagenbetreiber einen Schadensersatzanspruch aus dieser Pflichtverletzung herleiten können, lässt die Bundesregierung ausdrücklich offen und verweist insofern auf die Zivilgerichte.

...und die Gerichte entscheiden – zu Lasten der Anlagenbetreiber

Bislang scheinen Anlagenbetreiber vor Gericht aber eher schlechte Karten zu haben, wenn sie versuchen, sich gegen die Folgen einer solchen Sanktionierung zu wehren. So entschied etwa das

Landgericht Itzehoe bereits im Oktober 2015 in einem der dargestellten Fälle, dass der Anlagenbetreiber zur Rückzahlung seiner Vergütung für den gesamten Zeitraum verpflichtet ist, in dem seine Anlage nicht bei der BNetzA gemeldet war (LG Itzehoe, Urteil vom 1. Oktober 2015 – Az. 6 O 122/15, das Urteil finden Sie [hier](#)). Das Gericht verneinte dabei sowohl die Möglichkeit, den mit der versäumten Meldung begangenen Fehler rückwirkend zu heilen, als auch die Pflicht des Netzbetreibers, Anlagenbetreiber auf ihre Meldepflichten aus dem EEG hinzuweisen. Das Risiko einer versäumten Gesetzesänderung und der damit einhergehenden Pflichten trägt demnach also allein der Anlagenbetreiber.

Weiterhin schließt das Gericht Gegenansprüche des Anlagenbetreibers für den im Sanktionszeitraum eingespeisten Strom aus. Insbesondere verneint das Gericht – in Übereinstimmung mit zahlreichen anderen Urteilen – einen Anspruch aus bereicherungsrechtlichen Grundsätzen. Diese Auffassung hat nunmehr auch der Bundesgerichtshof in einem aktuellen Urteil ausdrücklich bestätigt (BGH, Urteil vom 18. November 2015 – Az. VIII ZR 304/14, das Urteil finden Sie [hier](#)). Damit muss der Anlagenbetreiber es im Falle einer Sanktionierung grundsätzlich hinnehmen, dass der von ihm erzeugte und ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom ohne jegliche Gegenleistung bleibt.

Und nun?

Man kann Anlagenbetreibern nur raten, das EEG und seine Entwicklungen gut im Auge zu behalten, insbesondere was ihre technischen, mess- und melderechtlichen Pflichten angeht. Denn diese zu kennen und einzuhalten ist nach Auffassung der Bundesregierung und der Gerichte allein ihre Sache – und die Sanktionsregelungen des EEG sehen für Verstöße gegen diese Pflichten strenge Rechtsfolgen vor. Auch über die neuen Regelungen der Anlagenregisterverordnung, die teilweise auch für Bestandsanlagen gelten, sollten sich Anlagenbetreiber zumindest einen Überblick verschaffen, um künftig eine Sanktionierung zu vermeiden (die Verordnung finden Sie [hier](#)). So müssen – bereits seit dem 1. August 2014, wobei eine Übergangsfrist bis zum 1. Juli 2015 galt – auch Bestandsanlagenbetreiber der BNetzA bestimmte Entwicklungen an ihrer Anlage melden (z.B. Erhöhung und Verringerung der Anlagenleistung oder Stilllegung der Anlage), weitere Informationen hierzu finden Sie [hier](#).

Für Anlagenbetreiber, die konkret von einer Sanktionierung betroffen sind, bleibt es letztlich stets eine Frage des konkreten Einzelfalls, ob es sich lohnt, gegen die Rückforderung zu kämpfen oder ggf. den Solarteur auf Schadensersatz in Anspruch zu nehmen. Dabei kann es etwa auf die Vertragsgestaltung zwischen den Beteiligten oder auf die – derzeit ebenfalls hoch umstrittene (sehen Sie hierzu die Meldungen auf Seite 8 ff.) – Inbetriebnahme der Anlage ankommen.

Die Politik scheint sich für die zunehmende Bedrängnis gerade privater und landwirtschaftlicher Anlagenbetreiber, die sich mit einem immer komplexer werdenden und ständig neu überarbeiteten Gesetz konfrontiert sehen, wenig zu interessieren. Auch die Gerichte legen die Regelungen bislang streng aus und können Anlagenbetreibern damit wenig Entlastung bieten. Die Netzbetreiber wiederum sind gesetzlich verpflichtet, bestehende Rückforderungsansprüche zu Gunsten des EEG-Umlagekontos und damit der Allgemeinheit auch tatsächlich einzutreiben. Auch hier besteht also wenig Spielraum für flexible Einzelfalllösungen. Hilfe könnte insoweit also nur von Seiten des Gesetzgebers kommen. Es wäre wünschenswert, dass die Politik sich ihrer Verantwortung auch für die zahlreichen privaten und landwirtschaftlichen Betreiber mehr als bislang bewusst wird, will sie diese weiterhin als maßgebliche Akteure der Energiewende gewinnen. Natürlich müssen Wege gesucht werden, wie die zunehmende Verantwortung der zahlreichen

(auch kleineren) Anlagen als Stützpfiler des künftigen Energiesystems technisch, mess- und melderechtlich abgebildet werden kann. Derzeit fühlen sich viele Betreiber hiermit aber – zu Recht – von Politik und Rechtsprechung alleingelassen.

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Achtung: Fristablauf für Meldepflichten für Eigenversorgungsanlagen am 28. Februar 2016

Im Zuge der Neuregelung des EEG 2014 zur Erhebung der EEG-Umlage auch bei Eigenversorgungskonzepten sind dem Anlagenbetreiber gleichzeitig verschiedene Informations- und Mitteilungspflichten auferlegt worden. Fristablauf für die Meldepflicht ist der 28. Februar 2016.

Grundsätzlich ist für jede an Letztverbraucher gelieferte sowie im Rahmen der Eigenversorgung selbst erzeugte und verbrauchte Kilowattstunde Strom die EEG-Umlage in voller Höhe zu zahlen. Allerdings können sich Eigenversorger auf Ausnahmetatbestände berufen, nach denen sie von der EEG-Umlage vollständig oder anteilig befreit sind. Über die Voraussetzungen für eine Befreiung von der EEG-Umlage hatten wir bereits in unserem Sondernewsletter zum EEG 2014 ausführlich berichtet.

Für das Vorliegen der Voraussetzungen tragen – zumindest aus Sicht der Bundesnetzagentur – die Anlagenbetreiber die Darlegungs- und Beweislast. Das bedeutet, dass jeder Anlagenbetreiber selbständig und fristgerecht gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber darlegen muss, warum die Voraussetzungen der Eigenversorgung bei ihm vorliegen. Mindestangaben beinhalten Informationen darüber, (1) ob eine Eigenversorgung vorliegt, (2) ob nach Einschätzung des Eigenversorgers eine konkrete gesetzliche Ausnahme die EEG-Umlage anteilig oder vollständig entfallen lässt und (3) ob zwischenzeitlich Änderungen eingetreten sind, die für die Beurteilung der Voraussetzungen über die Befreiung von der EEG-Umlage von Bedeutung sind.

Weiterhin ist der Anlagenbetreiber aufgrund seiner Darlegungs- und Beweislast auch dazu verpflichtet, die erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen anzugeben. Die Mitteilungspflicht hinsichtlich der Strommengen gilt nicht für Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen, die vor dem 1. August 2014 als Eigenerzeugungsanlage betrieben wurden. Gleiches gilt ausweislich des Leitfadens der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung (wir berichten im nachfolgenden Artikel) auch im Fall der vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage bei Kraftwerkseigenverbrauch, Inselanlagen und vollständiger EE-Versorgung. Bei Kleinanlagen im Sinne der De-minimis-Regelung (bis 10 kW installierte Leistung) kann auf die Angabe der Strommenge nur verzichtet werden, wenn sich aus anderen Umständen sicher ergibt, dass der Eigenerzeuger nicht mehr als 10 MWh jährlich erzeugt und verbraucht.

Wird dieser Nachweis dem zuständigen Netzbetreiber gegenüber nicht oder nicht fristgerecht erbracht, wird die EEG-Umlage in voller Höhe fällig.

Die Fristen für die Meldepflichten der Anlagenbetreiber wurden in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) konkretisiert. Nach § 9 Absatz 2 der AusglMechV müssen Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber grundsätzlich bis zum 28. Februar des Folgejahres die für die Berechnung der EEG-Umlage erforderlichen Angaben zur Verfügung stellen. Allerdings hat der Verord-

nungsgeber die Frist für die Endabrechnung des Kalenderjahres 2014 um ein Jahr auf den 28. Februar 2016 verlängert. Da diese Frist immer näher rückt, möchten wir die Anlagenbetreiber, welche eine Eigenversorgungsanlage betreiben, an dieser Stelle an den anstehenden Fristablauf am 28. Februar 2016 erinnern.

Wir weisen zudem darauf hin, dass diese Frist sowie die damit verbundenen Mitteilungspflichten nicht nur für Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen gelten, sondern auch für die Eigenversorgung aus konventionellen Anlagen, KWK-Anlagen und Stromspeichern.

Ansprechpartner: Dr. Katrin Antonow & Burkhard Hoffmann

Bundesnetzagentur legt Entwurf für Leitfaden zur Eigenversorgung vor

Schon seit mehr als einem Jahr gilt: Die Eigenversorgung ist nicht mehr grundsätzlich und vollständig von der EEG-Umlage befreit. Vielmehr muss seitdem – außer bei Bestandsanlagen und in einigen engen Ausnahmefällen – auch wer sich selbst mit Strom versorgt, anteilig EEG-Umlage bezahlen. So soll nach der durchaus umstrittenen Begründung des Gesetzgebers die „Entsolidarisierung“ Einzelner beendet werden.

Geregelt ist das Ganze in dem mit sieben Absätzen recht umfangreich geratenen § 61 EEG 2014. Die Auslegung ist im Einzelnen hoch umstritten.

Nachdem sich zunächst die Clearingstelle EEG in der **Empfehlung vom 2. Juni 2015 (Az. 2014/31)** zur Auslegung einzelner Fragen im Zusammenhang mit der Eigenversorgung ausschließlich aus Erneuerbare-Energien-Anlagen geäußert hatte, hat auch die Bundesnetzagentur ihren **Entwurf eines Leitfadens zur Eigenversorgung** vorgelegt. Herausgekommen sind mehr als 100 Seiten, auf denen sich die Bundesnetzagentur mit einer Reihe von Rechts- und Auslegungsfragen im Kontext von § 61 EEG 2014 und der Eigenversorgung befasst.

Ob die Bundesnetzagentur mit ihrem Leitfaden zur Rechtssicherheit und Klarheit beiträgt, wird sich noch zeigen müssen. Dass der Leitfaden nicht rechtsverbindlich ist und dies aus rechtsstaatlichen Gründen auch nicht sein darf, wird dabei sicherlich eine Rolle spielen – ist im Hinblick auf die ein oder andere von der Bundesnetzagentur geäußerte Rechtsauffassung aber auch von Vorteil. Mit einer Vielzahl von Stellungnahmen haben sich Branchenverbände und andere Akteure in die Diskussion über die „richtige Auslegung“ eingeschaltet. Die endgültige Fassung des Leitfadens wird Anfang des kommenden Jahres erwartet. Jetzt zu den wichtigsten und den kontroversesten Punkten im Einzelnen...

Strenge Personenidentität

Aus der Definition der Eigenversorgung in § 5 Nummer 12 EEG 2014 leitet die Bundesnetzagentur als Voraussetzung einer Eigenversorgung eine strenge Personenidentität ab.

Der Stromverbraucher muss mit dem Anlagenbetreiber formaljuristisch identisch sein. Die Anforderungen der Bundesnetzagentur sind in vielen bislang praktizierten Fällen nicht erfüllbar.

Bei der Frage, wer Anlagenbetreiber ist und somit überhaupt erst Eigenversorger sein kann, stellt die Bundesnetzagentur auf die in der Praxis bekannten und seit langem schon diskutierten

Kriterien ab. Entscheidend sei, dass der Eigenversorger die rechtliche Sachherrschaft über die Anlage inne hat, ihre Arbeitsweise bestimmt und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs trägt. Eigentum an der Anlage sei für eine Eigenversorgung hingegen nicht erforderlich. Sogenannte Anlagenpachtmodelle sind demnach grundsätzlich zulässig und möglich.

So weit, so gut.

Nur, in Anbetracht der geforderten strengen Personenidentität sieht die Bundesnetzagentur auch quasi keine Möglichkeit mehr für eine Eigenversorgung in Mehrpersonenkonstellationen. Gemeint sind damit Fälle, in denen mehrere Einzelpersonen gemeinsam eine Stromerzeugungsanlage betreiben, um sich aus dieser selbst zu versorgen. Insbesondere die sogenannten Genossenschaftsmodelle oder GbR-Modelle seien ausgeschlossen. Ebenso sei eine Eigenversorgung nicht möglich, wenn mehrere Personen zusammen Betreiber derselben Stromerzeugungsanlage sind. Lediglich in äußerst eng begrenzten (und nicht sehr relevanten) Einzelfällen hält die Bundesnetzagentur eine Eigenversorgung in Mehrpersonenkonstellationen für zulässig, beispielsweise dann, wenn eine Eigentümergemeinschaft den in einer PV-Anlage produzierten Strom zur Stromversorgung von Gemeinschaftseigentum wie die Flurbeleuchtung nutzt.

Warum die Eigenversorgung in Mehrpersonenkonstellationen nicht möglich sein soll, begründet die Bundesnetzagentur freilich nicht in der gebotenen Ausführlichkeit. Dass dies rechtlich umstritten ist, dürfte branchenweit bekannt sein. Gerade deswegen hätte aber eine fundierte Auseinandersetzung mit der Thematik wohl erwartet werden dürfen.

Es bleibt insofern spannend, ob die Netzbetreiber und gegebenenfalls die Gerichte der Auffassung der Bundesnetzagentur hier folgen werden. Jedenfalls spricht in rechtlicher Hinsicht einiges dafür, dass zumindest bei PV-Anlagen Betreibergemeinschaften zum Zweck einer umlagebefreiten Eigenversorgung durchaus gebildet werden können, und sei es, indem man die einzelnen PV-Module jeweils einem einzelnen Anlagenbetreiber zuordnet. Aber auch für die Zulässigkeit einer Eigenversorgungs-GbR lassen sich durchaus gute rechtliche Argumente finden. Nicht zuletzt lässt sich so in rechtlicher Hinsicht das Problem lösen, dass ansonsten der Familienvater für die Stromlieferung an Frau und Kinder aus seiner PV-Anlage die volle EEG-Umlage zu entrichten haben wird. Ein wenig lebensnahes Ergebnis.

Zwischenfazit: Eine Eigenversorgung mehrerer Personen aus einer Stromerzeugungsanlage – dem BHKW im Keller der WEG oder der PV-Anlage auf dem Dach des Mietshauses – ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht möglich. Ob diese Rechtsauffassung auch von den Gerichten bestätigt wird, bleibt aber spannend.

Wie weit ist der unmittelbare räumliche Zusammenhang?

Der für eine Eigenversorgung erforderliche unmittelbare räumliche Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch soll nach Ansicht der Bundesnetzagentur regelmäßig nur dann bestehen, wenn sich die Stromerzeugungsanlage und die Stromverbrauchsgeräte in demselben Gebäude, auf demselben Grundstück oder demselben Betriebsgelände befinden.

Und auch dann nur, wenn der unmittelbare räumliche Zusammenhang nicht durch „störende Hindernisse“ unterbrochen wird.

Diese Ausführungen der Bundesnetzagentur sind im Grundsatz nachvollziehbar und können zu sachgerechten Ergebnissen führen. Das Problem ist nur: Jeder Anlagenbetreiber wird sich fragen, ob sein Eigenversorgungskonzept durch ein „störendes Hindernis“ unterbrochen wird.

Vermieden werden könnte diese Rechtsunsicherheit dadurch, dass eine Eigenversorgung immer dann anerkannt wird, wenn sich die Stromerzeugungsanlage und der Stromverbraucher auf demselben Betriebsgrundstück befinden. Nur wenn sich der unmittelbare räumliche Zusammenhang nicht schon ohnehin daraus ergibt, dass Erzeugung und Verbrauch auf demselben Gelände erfolgen, sollte zu prüfen sein, ob der unmittelbare räumliche Zusammenhang nicht vielleicht abzulehnen ist, da er durch ein „störendes Hindernis“ unterbrochen wird.

Vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien nur im Kalenderjahr

Häufig wird im Zusammenhang mit der Befreiung von der EEG-Umlage für Eigenversorgungsmodelle, die eine vollständige Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien vorsehen, die Frage gestellt, wie lange eigentlich? 15 Minuten? 1 Tag? 1 Monat? 1 Jahr? 20 Jahre?

Die Bundesnetzagentur hat sich entschieden: Das Kalenderjahr soll es sein. Danach muss für eine Umlagebefreiung der gesamte innerhalb eines Kalenderjahres verbrauchte Strom selbst vor Ort erzeugt worden sein. Ergänzende Stromlieferungen, auch von EE-Strom durch Dritte, seien unzulässig.

Warum das so sein muss, bleibt allerdings im Dunkeln.

Wird auf das gesamte Kalenderjahr abgestellt, bleibt aufgrund der regelmäßig erforderlichen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an den Anlagen für die Praxis kaum noch ein Anwendungsbereich, es sei denn, man schafft doppelte Kapazitäten um Anlagenausfälle umgehend aufzufangen zu können. Dies erscheint aber – auch in wirtschaftlicher Hinsicht – kaum sinnvoll.

Genauso gut und sogar besser begründen lässt sich deshalb ein kürzerer Zeitraum. So wird vereinzelt vertreten, dass bereits eine vollständige Versorgung innerhalb einzelner Viertelstunden – der kleinsten energiewirtschaftlichen Zeiteinheit – vollkommen ausreichend ist.

Um aber auch dem hinter der Regelung stehenden Willen des Gesetzgebers Genüge zu tun, dass nämlich eine Umlagebelastung nicht gerechtfertigt ist bei Eigenversorgern, die „die Energiewende für sich gleichsam schon vollzogen“ haben, muss wohl doch ein längerer Zeitraum herangezogen werden. Dies muss aber nicht das Kalenderjahr sein. Schon eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien von beispielsweise einem Monat erfordert sicherlich ein umfassendes Eigenversorgungskonzept, das zeigt, dass der betreffende Eigenversorger durchaus die Energiewende für sich vollzogen hat.

Muss sich der Eigenversorger für alle Standorte vollständig selbst versorgen?

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ja. Diese Sichtweise würde nicht nur den praktischen Anwendungsbereich stark einengen, sondern vermag auch rechtlich nicht zu überzeugen. Streng genommen wäre es dem „Eigenversorger“ dann bereits untersagt, sein Elektroauto außerhalb der eigenen Garage aufzuladen. Denn das Laden eines Elektroautos gilt als Letztverbrauch und Letztverbraucher ist der Fahrzeughalter, der sich in diesem Moment nicht mehr selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen würde. Das wäre ein absurdes Ergebnis.

Für die Befreiung von der EEG-Umlage muss es vielmehr genügen, dass sich der Eigenversorger an dem jeweiligen Standort vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt. Diese Sichtweise entspricht auch dem Begriffsverständnis von „Eigenversorger“ in § 61 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014. Für § 61 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014 ist anerkannt, dass die Eigenversorgung nur für einzelne Verbrauchsstellen, etwa Schiffen, vorliegen muss.

Schließlich ist die Bundesnetzagentur der Ansicht, dass ein zusätzlicher Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen einer vollständigen Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien zur Folge hat, dass die EEG-Umlage dann nicht nur für den zusätzlich bezogenen, sondern auch für den selbst erzeugten Strom anfällt. Auch dies überzeugt nicht. Diese einschränkende Auslegung mag mit dem Wortlaut der Regelung vereinbar sein, erscheint jedoch keinesfalls zwingend. Zudem verwässert eine derart restriktive Auslegung des § 61 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2014 die Abgrenzung zu § 61 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014. Denn den Fall, dass kein zusätzlicher Strombezug erfolgt, regelt bereits § 61 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014. Um gegenüber § 61 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014 einen eigenständigen Anwendungsbereich zu erhalten, muss im Anwendungsbereich des § 61 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2014 ein Zusatzbezug von umlagepflichtigem Grünstrom zulässig sein, ohne dass dies zu einer Umlagepflicht für den selbst erzeugten Strom führt.

Zwischenfazit: Eine Befreiung von der EEG-Umlage bei einer vollständigen Deckung des Strombedarfs mit selbst erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien soll es nur geben, wenn dies über das gesamte Kalenderjahr durchgehalten wird. Letztgültig überzeugende Argumente, warum es ausgerechnet das Kalenderjahr sein muss und wieso nicht Ausnahmen, z.B. bei Anlagenausfällen und Wartungen, möglich sein sollen, findet aber auch die Bundesnetzagentur nicht. Auch begründet die Bundesnetzagentur nicht näher, warum die vollständige Eigenversorgung an sämtlichen Verbrauchsstellen erfüllt sein muss. Und: Wie soll dies praktisch überwacht werden? Auch hier bleibt es wohl spannend.

Welche Besonderheiten gelten für Bestandsanlagen?

Ausführlich nimmt die Bundesnetzagentur auch zu Bestandsanlagen Stellung, also Anlagen, die bereits vor dem 1. August 2014 zur Eigenversorgung genutzt wurden und deshalb auch künftig keine EEG-Umlage zahlen sollen.

Entscheidend dafür, ob dies der Fall ist, soll sein, ob das Eigenversorgungskonzept vor dem 1. August 2014 tatsächlich auch „gelebt“ wurde. Wie man allerdings ein Eigenversorgungskonzept lebt, erläutert die Bundesnetzagentur nicht genauer. Nicht ausreichend sei aber wohl ein einmaliger unmittelbarer Selbstverbrauch durch Anschluss an eine Glühlampe im Rahmen der Inbetriebnahme. Zwischenzeitliche Unterbrechungen der Eigenversorgung seien aber unschädlich.

Zu begrüßen ist im Zusammenhang mit Bestandsanlagen, dass auch die Bundesnetzagentur vertritt, dass Bestandsschutz für die gesamte Leistung der Anlage gilt, selbst wenn vor dem 1. August 2014 nur ein geringer Teil des erzeugten Stroms zur Eigenversorgung genutzt wurde. Der Anteil an der Eigenversorgung kann demnach noch im Umfang bis zur am 31. Juli 2014 installierten Leistung der Anlage erhöht werden.

Schluss sein soll mit dem Bestandsschutz aber, wenn die im Bestand geschützte Stromerzeugungsanlage an einen anderen Standort versetzt wird. Dies ist aber mit Sinn und Zweck des Be-

standsschutzes wohl kaum zu vereinbaren. Denn das Gesetz knüpft den Bestandsschutz an keiner Stelle daran, dass die Bestandsanlage an derselben Stelle verbleiben muss. Vielmehr ist das Versetzen von Anlagen in der Praxis durchaus üblich. Zudem wäre völlig unklar, ab wann eine Anlage „versetzt“ würde. Soll mit dieser Auslegung z.B. Bestandsschutz bereits ausgeschlossen sein, wenn ein Anlagenbetreiber beispielsweise sein Biogas-BHKW von einem Standort unmittelbar vor seiner Produktionshalle an einen Standort unmittelbar hinter seiner Produktionshalle versetzt? Jedenfalls eine solche Sichtweise wäre zu eng.

Auch ein Betreiberwechsel – durch Übertragung auf eine andere natürliche oder juristische Person – soll mit den Bestandsschutz-Anforderungen nicht vereinbar sein. Der Austausch von Verbrauchseinrichtungen soll hingegen nicht zum Verlust des Bestandsschutzes führen.

Ohne Verlust des Bestandsschutzes zulässig ist eine Erhöhung der installierten Leistung um bis zu 30 Prozent im Rahmen einer Modernisierung. Hierbei soll es dem Anlagenbetreiber sogar freistehen, die installierte Leistung von mehreren Bestandsanlagen am selben Standort zusammenzurechnen und die gesamte installierte Leistung beliebig durch Ersetzung von ein oder mehreren Stromerzeugungsanlagen auf maximal 130 Prozent zu erhöhen.

Kritisch zu sehen ist allerdings, dass eine Modernisierung nur einmal möglich sein soll. Geht die Stromerzeugungsanlage ein zweites Mal kaputt, entfällt der Bestandsschutz.

Zwischenfazit: Wenig überzeugen kann die Sichtweise, wonach für eine einmal erneuerte oder ersetzte Anlage eine erneute Modernisierung – unabhängig von einer Leistungserhöhung – unter Wahrung des Bestandsschutzes nicht mehr durchgeführt werden kann. Dasselbe gilt für die Auffassung, dass eine versetzte Anlage keinen Bestandsschutz mehr genießt. Es sollte für diese Fälle vielmehr klargestellt werden, dass eine (wiederholte) Erneuerung, Ersetzung oder Versetzung einer Anlage nicht zu einem Wegfall des Bestandsschutzes führt, sofern die installierte Leistung sich nicht um mehr als 30 Prozent der am 31. Juli 2014 installierten Leistung erhöht.

Stromspeicher ausgebremst?

Stromspeicher gelten nach dem EEG als Anlage zur Stromerzeugung. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sind sie nun auch Letztverbraucher, da sie Strom aufnehmen und „einspeichern“.

Dies ist keineswegs von Vorteil für die Speicher. Folge ist nämlich, dass die EEG-Umlage bei Nutzung eines Zwischenspeichers doppelt anfällt: Einmal bei der „Einspeicherung“ und einmal nach der „Auspeicherung“ und dem Verbrauch durch einen Letztverbraucher.

Juristisch ist das Ergebnis der Bundesnetzagentur sicher vertretbar. Zwar kann man die Regelungen des EEG durchaus auch so verstehen, dass es nicht zu einer doppelten Belastung kommt, man kann es aber wohl auch anders sehen. Hier ist der Gesetzgeber gefordert. Die doppelte Belastung von Speichern ist schwer nachvollziehbar und unbegründet. Es bleibt zu hoffen, dass der Gesetzgeber im Rahmen der nächsten EEG-Reform eindeutig klarstellt, dass die die Weiterentwicklung der Speichertechnologie massiv hindernde Doppelbelastung nicht gewollt ist.

Fazit

Der Leitfaden der Bundesnetzagentur und die dort geäußerten Rechtsmeinungen werden die Branche sicherlich noch eine Weile beschäftigen. Ob und in welchem Umfang es der Bundesnetzagentur hier gelingen wird, die Rechtsauslegung entscheidend zu prägen, wird sich aber erst zeigen müssen.

Ansprechpartner: Dr. Steffen Herz & Burkhard Hoffmann

STROMSTEUER

Stromsteuer: Ein Schritt vor und zwei zurück

Die in § 9 Absatz 1 Nr. 3 Stromsteuergesetz vorgesehene Befreiung von der Stromsteuer für die dezentrale Energieversorgung war im Jahr 2015 Zielscheibe vieler Angriffe. Am Ende lässt sich konstatieren: Die Branche ist noch einmal mit einem blauen Auge davon gekommen – zumindest vorläufig.

Im März 2015 veröffentlichte das BMF zwei Erlasse, die in der Branche zu großer Unsicherheit führten ([wir berichteten](#)). Danach waren die Hauptzollämter angewiesen, die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 Stromsteuergesetz deutlich restriktiver zu handhaben. Eine Befreiung des sog. EEG-Ersatzstroms sollte grundsätzlich ausgeschlossen und die Stromsteuerbefreiung bei der regionalen Direktvermarktung stark eingeschränkt werden. Nachdem zahlreiche Hauptzollämter daraufhin auch für den in der Vergangenheit verbrauchten Strom die Stromsteuer nachforderten, gab es kurz vor den Feiertagen, am 10. Dezember 2015, ein Aufatmen. Das BMF hat mit einem neuen Schreiben klargestellt, dass die am 23. und 25. März ergangenen Erlasse nur für den ab Veröffentlichungsdatum gelieferten Strom maßgeblich sind.

Der jüngste BMF-Erlass ist zu begrüßen, da er dem Bestands- und Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber wenigstens in Ansätzen Rechnung trägt. Allerdings ändert der Erlass nichts daran, dass die Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung seit April 2015 stark eingeschränkt ist.

Und es kommt noch dicker: Ausweislich des Referentenentwurfs für das Strommarktesetz soll es zukünftig nicht möglich sein, für Strom gleichzeitig EEG-Förderung und eine vollständige Stromsteuerbefreiung in Anspruch zu nehmen. Dabei beruft sich der Gesetzgeber auf EU-beihilferechtliche Vorgaben, mit denen eine Doppelförderung nicht vereinbar sei.

Eine gleichzeitige Förderung von Strom nach dem EEG und die Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung für die dezentrale Energieversorgung sowie die Entnahme aus einem Ökostromnetz (§ 9 Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG) wäre dann nicht mehr möglich. Wird die Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen, entfällt nach dem Entwurf ab dem 1. Januar 2016 der Anspruch auf die Förderung nach dem EEG.

In das Stromsteuergesetz wird eine spiegelbildliche Regelung aufgenommen, nach der ein Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG dann nicht in Betracht kommt, wenn der Strom bereits nach dem EEG gefördert wird.

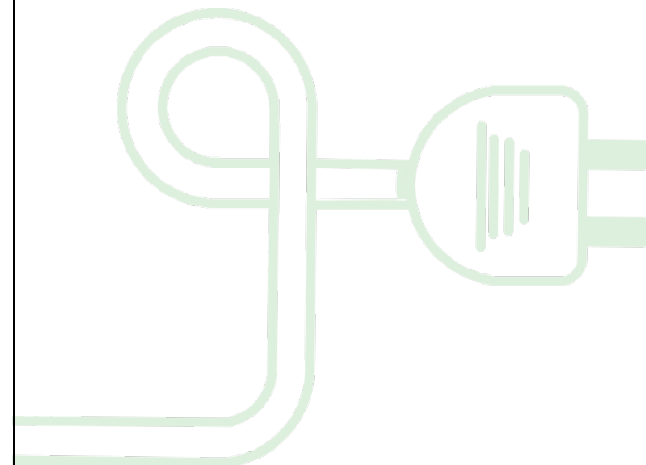
Eine Übergangsbestimmung, die Bestandsschutz für bereits in Betrieb genommene Anlagen gewährt, ist dabei nicht vorgesehen. Doch zeigt sich ein kleiner Hoffnungsschimmer:

Aufgrund der Empfehlungen des Wirtschaftsausschuss und der Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit verlangt der Bundesrat in seiner Stellungnahme zum Entwurf für das Strommarktgesetz (BR-Drs. 542/15) die Streichung des Verbots der Doppelförderung. Als Begründung führt der Bundesrat unter anderem an, dass die im Strommarktgesetz derzeit vorgesehene Regelung aus europarechtlicher Sicht nicht erforderlich ist.

Gleichzeitig prescht das BMF aber vor mit der Novelle der Stromsteuer-Durchführungsverordnung und führt Änderungen ein, die de facto zu einer Beschränkung der Stromsteuerbefreiung führen werden, wie z.B. Konkretisierungen zur Anlagenzusammenfassung

und zum Begriff der räumlichen Nähe. Die Novelle soll nach derzeitigen Planungen noch in der ersten Jahreshälfte 2016 in Kraft treten. Wie es scheint, wird somit auch 2016 ein stürmisches Jahr für die Stromsteuerbefreiung bei dezentraler Energieversorgung.

Ansprechpartner: Dr. Katrin Antonow & Dr. Hartwig von Bredow



STROMMARKT 2.0

Wie smart wird der Smart-Meter-Rollout? – Das Digitalisierungsgesetz in der Entwicklung

Seit einigen Monaten ringen die Bundesregierung, die Praxis, das Parlament und der Bundesrat um das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (Digitalisierungsgesetz), mit dem die intelligente Netzwende hin zu „Smart Grids“ und „Smart Metering“ eingeleitet werden soll. Dabei wird im Gesetzgebungsverfahren von unterschiedlichster Seite immer wieder die Frage laut: Ist der Smart-Meter-Rollout in der geplanten Form wirklich so smart? Diese Frage treibt insbesondere die Betroffenen von den Branchenverbänden, den EEG-Anlagenbetreibern bis zu den Verbraucherschützern um. Sicher ist, bei aller Anerkennung für das Bemühen um eine zukunftsfähige Netz- und Messtechnik und wohl auch bei aller Notwendigkeit: der aktuell beratene Gesetzesentwurf wird wohl auch noch in 2016 für einigen Diskussionsstoff sorgen.

Worum es geht: Das „Digitalisierungsgesetz“ im Entwurf der Bundesregierung

Schon im Februar 2015 hatte die Bundesregierung in ihrem Eckpunktepapier „Intelligente Netze“ den Fahrplan für die Einführung intelligenter Messsysteme grob umrissen. Damals war noch der Plan, die gewünschte Digitalisierung mittels eines großen Verordnungspaketes umzusetzen (das Eckpunktepapier finden Sie [hier](#)). Von der Idee, das Großprojekt einer intelligenten Netzwende in Form von behördlichen Rechtsverordnungen zu verwirklichen, nahm die Bundesregierung im weiteren Verlauf jedoch wieder Abstand. So sollte nun doch ein Parlamentsgesetz her, was aus rechtsstaatlicher Sicht bei einem so weitreichenden gesetzgeberischen Vorhaben durchaus zu begrüßen ist.

Ziel der Bundesregierung bei dem Ganzen ist, das intelligent kommunizierende Stromnetz der Zukunft vorzubereiten, das Stromerzeugung und -nachfrage optimal aufeinander abzustimmen in der Lage ist. Zum anderen sollen die intelligenten Messsysteme helfen, Verbrauchern ihren Strombedarf und ihr Verbrauchsverhalten transparent zu machen und ihnen Einsparungspotenziale aufzuzeigen. Wesentliche Inhalte eines neuen Digitalisierungsgesetzes sollten daher die Entwicklung technischer und datenschutzrechtlicher Mindestanforderungen an intelligente Mess- und Netztechnik sowie Vorgaben an Ablauf, Akteurs- und Kostenstruktur des vorgesehenen Smart-Meter-Rollouts sein.

Einen entsprechenden ersten Referentenentwurf für ein „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ legte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 21. September 2015 vor (den Referentenentwurf finden Sie [hier](#)). Nach der Beratung im Kabinett und den Stellungnahmen der Verbände und Länder wurde hieraus letztlich der „offizielle“ Regierungsentwurf vom 4. November 2015, den die Bundesregierung ins Gesetzgebungsverfahren einbrachte (den Regierungsentwurf finden Sie [hier](#)).

Verspricht der Titel des Artikelgesetzes – „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ – erst einmal hochmoderne und innovative Inhalte, zeigt die genau Lektüre, dass im Kern ganz bodenständige Fragen behandelt werden: So ist das Herzstück des Gesetzesentwurfes ein neues „Mess-

stellenbetriebsgesetz“, ergänzt durch zahlreiche Folgeänderungen in anderen Gesetzen. Das neue Messstellenbetriebsgesetz soll im Wesentlichen verschiedene Regelungen integrieren und neu fassen, die sich bislang in den §§ 21b bis 21i des Energiewirtschaftsgesetzes und der Messzugangsverordnung fanden, ergänzt um eine Reihe zusätzlicher Vorschriften zu Datensicherheit und Datenschutz. Weiterhin soll das neue Gesetz den Smart-Meter-Rollout, also die flächendeckende Markteinführung von intelligenten Messeinrichtungen und -systemen beschleunigen und strukturieren. Beginnen soll der große Rollout dann 2017 bei Stromerzeugern und Großverbrauchern und dann über mehrere Jahre gestaffelt mit kleineren Verbrauchsgruppen weitergehen.

Vom Kleinstverbraucher bis zum Anlagenbetreiber: Neue Messsysteme für alle?

Von der Pflicht zum Einbau von Smart Metern betroffen werden auf Erzeugerseite Betreiber von EE- und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung über 7 Kilowatt (kW) sein. Selbst Betreiber von Kleinstanlagen sollen also digital vernetzt werden. Auf Verbraucherseite sollen zumindest Pri-vathushalte ausgespart bleiben, schon kleine Gewerbetreibende werden in der Regel aber ein Smart Meter einbauen müssen: Die Grenze liegt bei einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 Kilowattstunden (kWh). Selbst für unter diesem Grenzwert liegende Verbraucher spricht der Gesetzesentwurf aber davon, dass sie spätestens bis 2032 mit modernen Messeinrichtungen auszustatten sind. Zudem kann der zuständige Messstellenbetreiber nach freier Wahl auch schon ab 2020 unter dem Grenzwert liegende Verbraucher auf deren Kosten mit Smart Metern ausrüsten. Das gleiche soll für Mieter gelten, wenn der Hauseigentümer entscheidet, an seinem Anschluss für alle Bewohner ein intelligentes Messsystem installieren zu lassen. Dabei müssen Messstellenbetreiber allerdings bestimmte Preisgrenzen beachten. Womit wir bei einer der zentralen Fragen zum Smart-Meter-Rollout wären:

Was soll das kosten?

Der Gesetzesentwurf enthält eigene Regelungen zur „Wirtschaftlichen Vertretbarkeit“ und zu „Preisobergrenzen“ bei der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen. Für kleine Erzeugeranlagen zwischen 7 und 15 kW installierter Leistung, wie sie insbesondere im PV-Bereich vorkommen, soll die jährliche Rechnung des Messstellenbetreibers beispielsweise 100,- Euro nicht überschreiten. Bei Betreibern von Anlagen mit bis zu 30 kW installierter Leistung soll die jährliche Kostenbelastung für das Smart Metering maximal bei 130,- Euro liegen. Großverbraucher müssen sich auf jährliche Kosten zwischen 100,- und 200,- Euro einstellen. Für die optionale Ausstattung von Kleinverbrauchern bis 2.000 kWh wird ein jährliches Entgelt von 23,- Euro als Obergrenze gesetzt. Ob diese Kostenvorgaben realistisch sind, ist momentan wohl kaum abschließend zu beurteilen, wird in der Praxis aber teilweise bezweifelt. Inwieweit hier auch versteckte Kosten berücksichtigt werden müssten (z.B. durch den Eigenstromverbrauch der Messgeräte) und ob diese letztlich über die Netzentgelte beim Verbraucher landen, beantwortet der Gesetzesentwurf nicht.

Was bleibt offen?

Einige wichtige Fragen scheinen nach wie vor unbeantwortet und wurden seitens der Verbände im Konsultationsprozess auch vehement an den Gesetzgeber herangetragen: Wie wirkt sich die zentralisierte Zusammenführung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten sowie die Verlagerung der Bilanzierung im Verhältnis der Netzebenen und -betreiber aus? Wer profitiert künftig von den generierten Datensätzen – sollen jetzt bereits die Grundsteine für energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle der Zukunft gelegt werden (Stichwort: „Smart Markets“)? Sind die technischen Kommunikationsinfrastrukturen und die Software-Voraussetzungen für ein flächendeckendes

und sinnvoll einsetzbares Smart Metering derzeit überhaupt schon gegeben? Welchen tatsächlichen energiepolitischen und netztechnischen Mehrwert hat das geplante Smart-Meter-Rollout derzeit überhaupt? Wie soll die technische und rechtliche Einbettung in bereits bestehende Mess- und Steuerinfrastrukturen konkret bewältigt werden? Wieso sollen Verbraucher und Mieter kein Mitspracherecht haben, wenn Messstellenbetreiber oder Vermieter entscheiden, sie mit Smart Metern auszustatten?

Auch die notwendigen Zugriffsrechte verschiedenster Akteure auf die Mess- und Steuertechnik von Anlagen stellt ein zentralisiertes Messkonzept wie das Smart Metering vor gewisse Herausforderungen. Hier stellen sich insbesondere für Anlagebetreiber, Wartungsunternehmen, Direktvermarkter und Hersteller im Detail zahlreiche Einzelfragen, auf die der Gesetzesentwurf bislang nur begrenzt Antworten bereithält.

Klar ist aber, dass der zeitnahe Aufbau einer komplett neuen und zentralisierten Messtechnik die gewachsenen technischen und rechtlichen Strukturen sowie die entsprechenden Investitionsentscheidungen der Vergangenheit nicht ignorieren kann. Ob die derzeit im Gesetzentwurf verankerten Regelungen zum Bestandsschutz dem gerecht werden, wird in der Praxis allerdings teilweise bezweifelt.

Wie geht es weiter mit dem Digitalisierungsgesetz? – Eine schwere Geburt...

Aktuell durchläuft der Regierungsentwurf das parlamentarische Gesetzgebungsverfahren und befindet sich derzeit in der Abstimmung zwischen Bundestag und Bundesrat (weitere Informationen zum Ablauf des Gesetzgebungsverfahrens finden Sie [hier](#)).

Deutlich wurde bereits, dass der Bundesrat sich zu einigen zentralen Punkten des Smart-Meter-Rollouts abweichend vom Regierungsentwurf positionieren wird. Insbesondere wurden im Bundesrat verschiedene Ansätze für mehr Wahlfreiheit der Verbraucher, Anlagenbetreiber und Mieter diskutiert (die Empfehlungen der Bundesrats-Ausschüsse vom 4. Dezember 2015 finden Sie [hier](#)). Dabei wurden sowohl „Opt-In“-Modelle vorgeschlagen, in denen die Betroffenen ausdrücklich dem Smart-Meter-Einbau zustimmen müssen. Auch sogenannte „Opt-Out“-Modelle, die zwar eine grundsätzliche Verpflichtung der Betroffenen beinhalten, ihnen aber ein Widerspruchsrecht einräumen, wurden diskutiert. Ein „Opt-Out“-Variante kann auch darin bestehen, dass das Smart-Meter-System eingebaut werden darf, aber bei Widerspruch des Betroffenen softwaretechnisch von der digitalen Kommunikation abgekoppelt wird.

Auch zu zahlreichen anderen Aspekten des Regierungsentwurfs – wie etwa der darin vorgesehenen Datenhoheit und Bilanzierungszuständigkeit der Übertragungsnetzbetreiber oder der mangelnden Transparenz bei den Auswirkungen auf die Netzentgelte – positioniert sich der Bundesrat ausdrücklich kritisch. So betont der Bundesrat etwa in erfreulicher Klarheit, dass die Energiewende keine Experimentierphase sei und demgemäß die Bilanzierungsverantwortung bei den Verteilnetzbetreibern verbleiben sollte – gerade auch zu Gunsten dezentraler und regionaler Strukturen im Energieversorgungssystem (den Beschluss des Bundesrates vom 18. Dezember 2015 finden Sie [hier](#)).

Nachdem Bundesregierung und Bundesrat ihre – in vielen Punkten konträren – Positionen in den Ring geworfen haben, muss nun der Bundestag das Digitalisierungsgesetz beraten und letztlich verabschieden. Das Gesetzgebungsverfahren soll wohl im Frühsommer 2016 abgeschlossen werden. Es bleibt zu hoffen, dass der Bundestag die zahlreichen Vorschläge des Bundesrates zum

Anlass nehmen wird, das Digitalisierungsgesetz noch einmal inhaltlich anzupacken und ausgewogener auszugestalten. Ob am Ende ein Digitalisierungsgesetz stehen wird, das die zahlreichen offenen Fragen befriedigend auflöst, bleibt abzuwarten.

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

VORTRÄGE

Webinar: Direktvermarktung von Solarstrom

Dr. Steffen Herz

28. Januar 2016

Direktvermarktung von erneuerbaren Energien – Rechtliche Rahmenbedingungen und Vermarktungsmöglichkeiten

Dr. Steffen Herz

DBW Akademie

26. Februar 2016 in Berlin

PV-Pachtmodell im Praxistest: Neue Vertriebswege für Solarunternehmen und Energieversorger

Dr. Steffen Herz

BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

1. März 2016 in Essen

Energierrecht aktuell: Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz, KWKG, EEG und EnEV

Dr. Hartwig von Bredow

TÜV NORD Akademie GmbH & Co. KG

1. Februar 2016 in Dresden

12. April 2016 in Oldenburg

26. Mai 2016 in Halle / Saale

15. Juni 2016 in Berlin

VERÖFFENTLICHUNGEN

Fachbücher

Kommentar zum EEG 2014 in neuer Auflage erschienen – vBVH ist dabei!

Im Herbst 2015 ist die vierte Auflage des bewährten Kommentars „Frenz/ Müggenborg/ Cosack/ Ekardt“ im Erich Schmidt Verlag erschienen (nähere Informationen sowie Bestellmöglichkeiten finden Sie hier). Der Kommentar hat sich seit seinem Bestehen zu einer festen Größe im Bücherregal für Anlagenbetreiber, Projektentwickler, Netzbetreiber und Gerichte entwickelt und bietet auch zum EEG 2014 eine umfassende Darstellung der relevanten Auslegungen, Fragen und Streitpunkte.

Daran ist auch das vBVH-Team maßgeblich beteiligt, teilweise in Kooperation mit der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (nähere Informationen finden Sie [hier](#)): Auf etwa 670 Textseiten kommentieren wir insgesamt 36 Paragraphen (§§ 4, 5, 16 bis 39, 44 bis 47, 52 bis 54, 89,90 und 101).

Der Kommentar gibt einen umfassenden Überblick über Grundstrukturen und Details der Regelungen des EEG 2014, selbstverständlich unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung. Bereits berücksichtigt sind auch die ersten drei Änderungsgesetze zum EEG 2014. Doch auch das für Bestandsanlagen geltende Recht und die Übergangsbestimmungen kommen nicht zu kurz. Wir freuen uns über das Erscheinen des Kommentars und hoffen, dass er der Praxis eine Hilfe sein mag!

Demnächst erscheint ein weiterer Band des Kommentars, in dem es um die Anlagen und Verordnungen zum EEG 2014 gehen wird (nähere Informationen finden Sie [hier](#)). Auch hieran ist vBVH beteiligt. Wir halten Sie auf dem Laufenden...

Biogasanlagen im EEG – Standardwerk in der 4. Auflage

Druckfrisch ist die 4., völlig neu bearbeitete und wesentlich erweiterte Auflage 2016 des Handbuchs Biogasanlagen im EEG erschienen.

Die Neuauflage dieses vielbeachteten Standardwerks greift die umfangreichen Praxiserfahrungen zum EEG 2009, 2012 und 2014 detailliert auf und berücksichtigt insbesondere auch die Vielzahl der neu ergangenen Clearingstellenentscheidungen und Urteile. Alle aktuellen rechtlichen Themen und Herausforderungen bei Biogasanlagen finden Sie in dem Handbuch umfassend dargestellt.

Aufsätze

Ausgewählte Rechtsfragen dezentraler Energiekonzepte – Teil 1: Eigenversorgung und Energiespeicher

Bettina Hennig und Dr. Steffen Herz

ZNER – Zeitschrift für Neues Energierecht 1/2016 (im Erscheinen)

Keine Verschnaufpause für die Biogasbranche – aktuelle Entwicklungen rund ums EEG

Dr. Hartwig von Bredow und Sabine Golz

BiogasJournal, 1/2016, S. 118 – 120

Das ist Ihr Recht: Eigenversorgung

vBVH

Joule 1/2016, S. 10

Das ist Ihr Recht: Eckpunktepapier des BMWi zu Ausschreibungen

vBVH

Joule 6/2015, S. 10

Anmerkungen zum BGH Urteil vom 4. November 2015

Dr. Hartwig von Bredow

REE – Recht der Erneuerbaren Energien 4/2015, S. 213 ff.

Das ist Ihr Recht: Votum der Clearingstelle EEG zu Satelliten-BHKW

vBVH

Joule 5/2015, S. 10

Vergütung zum Formaldehydbonus zurückzahlen?

Dr. Hartwig von Bredow

Top agrar Magazin 4/2015, S. 5

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.

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