



vonBredow Valentin Herz

Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

vBVH-Sondernewsletter

zum EEG 2021

Hinweis zu diesem Sondernewsletter

Bitte beachten Sie, dass der Inhalt dieses Newsletters 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 Informationen oder Links.

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

Liebe Leserinnen und Leser,

nun ist es also so weit: Neben dem neuen Jahr haben wir am 1. Januar auch das EEG 2021 begrüßt. Das Gesetzgebungsverfahren fand bis zuletzt unter hohem Zeitdruck statt, was natürlich auch diesem höchst außergewöhnlichen Jahr geschuldet gewesen sein dürfte: Waren erst Mitte September 2020 die – in der Branche schon deutlich früher erwarteten – Gesetzesentwürfe durchgesickert und nach einer denkbar knappen Verbände“anhörung“ (für diese wurden lediglich drei Tage gewährt) dann in das offizielle Gesetzgebungsverfahren eingebracht worden, verstrichen noch zwei weitere Monate bis das Gesetz dann am 18. Dezember final den Bundesrat passierte. Am 28. Dezember 2020 wurde das Gesetz dann im Bundesgesetzblatt veröffentlicht, so dass es gerade noch rechtzeitig zum 1. Januar 2021 in Kraft treten konnte. Einen Überblick über das Gesetzgebungsverfahren finden Sie etwa [hier](#).

Dass Gesetzgebungsverfahren zum EEG unter großem Zeitdruck und getrieben von externen, nicht selten europarechtlichen, Einflüssen stattfinden, ist für die Begleiter dieses Gesetzes nichts Neues. Die Hektik, die in der diesjährigen Gesetzesnovellierung herrschte, war allerdings beispiellos. So wurden buchstäblich „auf den allerletzten Drücker“ noch weitreichende Änderungen an dem Gesetzesentwurf vorgenommen, insbesondere im Bundestagsausschuss für Wirtschaft und Energie. Hierbei handelte es sich um zahlreiche kleinere Änderungen gegenüber dem ersten Gesetzesentwurf, teilweise wurden aber auch ganze Regelungsblöcke neu eingefügt (z.B. hinsichtlich der EEG-Umlage für Wasserstoffprojekte) oder auch weitreichende Änderungen vorgenommen (z.B. im Rahmen der Förderung für Solaranlagen oder bei der Eigenversorgung). Kritische Stimmen merken hierzu an, dass dieses Vorgehen, durch das ja für einige wesentliche Gesetzesteile immerhin wichtige Schritte des parlamentarischen Gesetzgebungsverfahrens „ausgelassen“ wurden, durchaus verfassungsrechtliche Fragen aufwirft. Jedenfalls liegt auf der Hand, dass ein solch hektisches Gesetzgebungsverfahren mit vielfachen Eingriffen in ein ohnehin schon hochkomplexes Gebilde wie das EEG mit zahlreichen Hin- und Rückänderungen und systematischen Neuordnungen der handwerklichen Qualität des Gesetzes mit großer Wahrscheinlichkeit nicht eben zuträglich sind. Dies zeigt sich bereits jetzt auch schon an einigen Stellen im neuen Gesetz, die durchaus Fragen aufwerfen. Wie so oft bleibt es nun der Praxis überlassen, hiermit einen Umgang zu finden und die Energiewende mit den neuen Regelungen weiter voran zu bringen. Einige durchaus positive Ansätze hierfür enthält das EEG 2021 allemal...

In diesem Sinne freuen wir uns, Ihnen das EEG 2021 – nun in seiner finalen Fassung – in diesem Sondernewsletter vorzustellen und Sie in Ihren nächsten Projekten zu unterstützen!

Ihre Anwältinnen und Anwälte der Kanzlei **von Bredow Valentin Herz**



Über vBVH

von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte (vBVH) aus Berlin ist eine auf Energiethemen spezialisierte Rechtsanwaltskanzlei mit Sitz in Berlin-Mitte.

Mit einem hochqualifizierten Team von derzeit zehn Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälten beraten wir Unternehmen deutschlandweit und darüber hinaus zu Rechtsfragen rund um die Erzeugung, Speicherung, Lieferung und den Verbrauch von Strom, Wärme und Gas. Am liebsten aus erneuerbaren Energien. Den Beratungsschwerpunkt bilden dabei energierechtlich-regulatorische Fragen, die Gestaltung und Prüfung aller für die Umsetzung von Energieprojekten, den Energiehandel oder die Energielieferung erforderlicher Verträge sowie das Genehmigungs- und Planungsrecht. Selbstverständlich vertreten wir dabei alle Anliegen unserer Mandant*innen auch vor Gerichten und Behörden.

von Bredow Valentin Herz

Partnerschaft von Rechtsanwälten mit beschränkter Berufshaftung

Littenstraße 105

10179 Berlin

Telefon +49 30 8092482-20

Fax +49 30 8092482-30

E-Mail info@vvh.de

www.vvh.de

www.twitter.com/EE_Recht

Inhalt

A.	Vorbemerkung: Ein Ausblick nach Europa – Wie setzt das E-EEG 2021 die europarechtlichen Vorgaben um?	6
I.	Umsetzung des Clean Energy Package der EU	6
II.	Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt im EEG 2021	8
B.	Allgemeine Änderungen mit Auswirkungen für alle Energieträger	9
I.	Übergangsvorschriften: Für wen gilt das EEG 2021?	9
II.	Mengengerüst und Ausbaupfad	10
III.	Klausel zu öffentlicher Sicherheit und Interesse (§ 1 Absatz 5 E-EEG 2021)	13
IV.	Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen	13
V.	Smart Meter und Anlagensteuerung: Intelligente Messsysteme und stufenlose Fernsteuerung für alle?	17
1.	Hintergrund und Ziel der geplanten Änderungen	17
2.	Neue technische Ausstattungspflichten nach § 9 EEG 2021: Was gilt für wen?	18
3.	Neue Vorgaben für die Fernsteuerung in der Direktvermarktung (§ 10b EEG 2021)	23
VI.	Änderungen an der Marktprämie: Vom Monats- zum Jahresmarktwert	27
VII.	Abschied von der 6-Stunden-Regelung: Förderstopp schon ab vier Stunden negativer Preise	28
VIII.	Was gibt's Neues bei den Mess- und Meldepflichten?	31
IX.	Innovationsausschreibungen	33
X.	Änderungen bei der Clearingstellen-„Einrede“, § 57	35
C.	Die wichtigsten Änderungen für die einzelnen Energieträger und die Ausschreibungen	36
I.	Solaranlagen und Mieterstrom – Überblick	36
1.	Neues bei den Ausschreibungen für Solaranlagen	37
2.	Neues beim Mieterstrom	41
3.	Weitere Änderungen für Solaranlagen	42
II.	Biomasse, Biogas, Biomethan	45
1.	Förderung außerhalb von Ausschreibungen	46
2.	Ausschreibungen	46
3.	Änderungen für Bestandsanlagen und Anlagen in der Anschlussförderung	49
4.	Sonderausschreibungen für Biomethananlagen	50
5.	Neugestaltung der Flexibilitätsprämie	50
6.	Änderungen beim Flexibilitätszuschlag	51
III.	Windenergie	54
1.	Änderungen an den Ausschreibungsregeln	54
2.	Kommunenbeteiligungsmodell (§ 36k EEG 2021)	59
3.	Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen	61
IV.	Wasserkraft	65
D.	Speicher und Sektorenkopplung im EEG 2021	65

I.	Stromspeicher im EEG 2021	65
II.	Sektorenkopplung: Wasserstoff im EEG 2021	67
1.	§ 64a EEG 2021: Ergänzung der Besonderen Ausgleichsregel	67
2.	§ 69b EEG 2021: Herstellung von grünem Wasserstoff	68
3.	§ 93 EEG 2021: Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an grünen Wasserstoff	69
E.	Prosumer und Eigenversorgung im EEG 2021	73
F.	Besondere Ausgleichsregel: Neuerungen in den §§ 63 ff. EEG 2021	75
G.	Entschließungsantrag	78

A. Vorbemerkung: Ein Ausblick nach Europa – Wie setzt das E-EEG 2021 die europarechtlichen Vorgaben um?

I. Umsetzung des Clean Energy Package der EU

Die Novelle zum EEG 2021 dient ausweislich einer Fußnote zu ihrem Titel sowie verschiedener Stellen in der Gesetzesbegründung unter anderem auch der Umsetzung der [EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018](#), also der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (im Folgenden: EE-RL). Ob und inwieweit das EEG 2021 tatsächlich bereits die europarechtlichen Vorgaben umsetzt, ist allerdings umstritten. Um die diesbezüglichen Diskussionen etwas einzuordnen, geben wir Ihnen nachfolgend einen kurzen Überblick über die wichtigsten Eckpunkte der aktuellen europarechtlichen Einflüsse auf das EEG 2021.

Die EE-RL, auch Renewable Energy Directive II (RED II) genannt, ist Teil des sogenannten [Paketes „Saubere Energie für alle Europäer“](#) (auch: „Clean Energy Package“, kurz: CEP). Bei dem Clean Energy Package handelt es sich um ein Maßnahmenpaket der EU, bestehend aus mehreren Richtlinien und Verordnungen in den Bereichen Elektrizitätsbinnenmarktordnung, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Die EE-RL ersetzt dabei die [Vorgängerrichtlinie 2009/28/EG](#). Sie verfolgt das Ziel, den **Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 auf mindestens 32 Prozent** zu erhöhen. Gegenstand der EE-RL ist ausweislich ihres Artikel 1 die Schaffung eines gemeinsamen Rahmens für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Sie enthält zahlreiche Regeln für die finanzielle Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die Eigenversorgung mit solcher Elektrizität, für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und im Verkehrssektor, für die regionale Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern, für Herkunftsnachweise, administrative Verfahren sowie Informationen und Ausbildung aufgestellt. Ferner werden Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe vorgeschrieben. Im Hinblick auf das **EEG 2021** sind dabei unter anderem die Artikel 3 (Verbindliches Gesamtziel der Union für 2030), 4 (Förderregelungen für Energie aus erneuerbaren Quellen), 19 (Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen), 20 (Netzzugang und -betrieb), 21 (Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität) und 22 (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften) der EE-RL besonders interessant.

Die Vorgaben der EE-RL sind dabei in den Mitgliedstaaten nicht unmittelbar wirksam, sondern müssen zuerst in nationales Recht umgesetzt werden. Eben hierzu soll auch das EEG 2021 dienen. Die **Umsetzungsfrist der EE-RL** läuft allerdings noch bis zum **30. Juni 2021**. Erst nach diesem Zeitpunkt kann Mitgliedstaaten also ein Verstoß gegen die Richtlinie vorgeworfen werden oder die Richtlinie sogar bei mangelnder Umsetzung in bestimmten Grenzen unmittelbare Wirkung entfalten. Allerdings sind die Diskussionen bereits jetzt im vollen Gange, ob und inwieweit die Regelungen des EEG 2021

tatsächlich die Vorgaben der EE-RL vollständig und richtig umsetzen oder ob hier noch weiterer Nachbesserungsbedarf besteht. Besonders relevant sind dabei aus Sicht der Erneuerbaren-Branche wohl die konkrete Umsetzung der Artikel 4, 21 und 22 der EE-RL:

- U **Artikel 4 EE-RL** legt unter anderem fest, dass **nationale Förderregelungen** zur maximalen Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt Anreize für eine „marktbasierter und marktorientierter Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt“ setzen sollen. Diese sollen auch dazu führen, dass die Produzenten erneuerbarer Energie „auf die Preissignale des Marktes reagieren und ihre Einnahmen maximieren“. Als mögliche Instrumente finden dabei gleitende oder feste Prämien Erwähnung. Elektrizität aus erneuerbaren Quellen soll ferner „auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert“ werden. Artikel 4 schreibt dafür zwar nicht abschließend zwingend die Durchführung von **Ausschreibungen** vor. Ausschreibungsverfahren finden jedoch sowohl in den Erwägungsgründen als auch in Artikel 4 mehrfach als Standardfall der Umsetzung Erwähnung. Für Kleinanlagen (wobei unklar bleibt, was damit ganz genau gemeint ist) und Demonstrationsprojekte dürfen allerdings weiterhin Ausnahmen vorgesehen werden. Wendet man den Maßstab von Artikel 4 EE-RL auf das EEG 2021 an, so kann man feststellen, dass nationale Spielräume im Hinblick auf mögliche Ausnahmen von Ausschreibungen weiter nicht genutzt werden. Ein Verstoß gegen die Richtlinie liegt darin jedoch natürlich nicht. Nach unserer aktuellen Einschätzung steht das EEG 2021 vielmehr im Einklang mit Artikel 4 EE-RL.
- U Anders ist dies jedoch im Hinblick auf **Artikel 21 EE-RL**, der erstmals explizite europarechtliche Vorgaben im Hinblick auf die Regelungen der Mitgliedstaaten zur **Eigenversorgung** macht und hierbei eine bemerkenswert prosumerfreundliche Grundausrichtung erkennen lässt. So sollen die Mitgliedstaaten nach Artikel 21 EE-RL grundsätzlich dafür sorgen, dass Verbraucher einen Anspruch darauf haben, Eigenversorger mit erneuerbarer Elektrizität zu werden. Im Einzelnen enthält Artikel 21 dazu eine lange Liste von Rechten für Eigenversorger und Vorgaben an die Mitgliedstaaten, wie der Rechtsrahmen für Eigenversorger aussehen soll. Dies betrifft zum Beispiel auch die **Befreiung von Abgaben und Umlagen**, die bei Eigenversorgern nur in eng beschriebenen Ausnahmefällen überhaupt noch zulässig sein sollen. Auch eine **gemeinschaftliche Eigenversorgung** soll grundsätzlich möglich sein. Wendet man Artikel 21 EE-RL konsequent auf das EEG 2021 an, so zeigen sich aus unserer Sicht verschiedene **Verstöße gegen die EE-RL**, die auch nach dem Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens weiterhin heftig diskutiert werden dürften (siehe hierzu im Einzelnen unten D.). Allerdings wurde ein Hauptstreitpunkt, die Belastung der Eigenversorgung aus kleinen EEG-Anlagen mit der EEG-Umlage, durch die Ausweitung der sogenannten De-Minimis-Regelung auf Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kW deutlich entschärft.

U Besonders interessant aus der Perspektive des Europarechts ist im Zuge der Diskussionen rund ums EEG 2021 ferner **Artikel 22 EE-RL**, der ausdrücklich vorsieht, dass Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften von Endkunden möglich sein sollen und diese bestimmte Rechte haben sollen, um gemeinsam grünen Strom zu erzeugen, zu beziehen und zu nutzen. Im EEG 2021 findet dieser Ansatz der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften jedoch bislang ebenso wenig Erwähnung wie die in Artikel 21 EE-RL vorgesehene gemeinschaftliche Eigenversorgung.

In engem Zusammenhang mit Artikel 21 EE-RL stehen zudem die Regelungen in Bezug auf **Speicher und aktive Kunden (Prosumer)** in der [Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie](#) (im Folgenden: „EBM-RL“, auch Market Design Directive oder MDD genannt). So sieht die EBM-RL unter anderem in Artikel 2 Nummer 59 eine **Definition der Energiespeicherung** vor und formuliert in Artikel 15 klare Vorgaben an den nationalen Rechtsrahmen für Prosumer und Betreiber von Speichern. Auch hier ist aktuell hoch umstritten, ob und inwieweit diese Regelungen bislang ausreichend im EEG 2021 adressiert sind (siehe hierzu unten D.).

II. Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt im EEG 2021

Eine interessante neue Vorschrift im EEG 2021, die ebenfalls im engen Zusammenhang mit europarechtlichen Vorgaben steht, ist § 105 EEG 2021. Die Regelung trägt den Titel **„Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt“**. Hiernach dürfen die Bestimmungen des EEG 2021 für Strom aus Anlagen, für den nach dem 31. Dezember 2020 ein Anspruch nach diesem Gesetz begründet wird, erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission und nach Maßgabe dieser Genehmigung angewendet werden.

Manch einer dürfte nun irritiert aufhorchen – war doch zuletzt vom EuGH höchstrichterlich entschieden worden, dass der Fördermechanismus des EEG gerade keine typische Subvention darstellt und daher nicht dem strengen Beihilferecht unterliegt ([wir berichteten](#)). Wesentliche Begründung hierfür war, dass der EEG-Ausgleichsmechanismus letztlich ausschließlich zwischen privaten Akteuren abgewickelt wird (Netzbetreiber, Letztverbraucher, Anlagenbetreiber) und nicht durch den Staatshaushalt finanziert oder von öffentlichen Stellen direkt kontrolliert wird.

Die Aufnahme eines solchen Vorbehaltes war nunmehr jedoch in Folge der Entscheidung der Bundesregierung im Rahmen des Klimaschutzpaketes, die EEG-Umlage zu deckeln und die hierfür erforderlichen Mittel aus dem Staatshaushalt bereitzustellen, erforderlich geworden. In Folge dieser (geplanten) **Einzahlung staatlicher Mittel auf das EEG-Umlage-Konto** ist nunmehr davon auszugehen, dass das EEG als Beihilfe im Sinne der europarechtlichen Restriktionen anzusehen ist, weswegen ein entsprechender Genehmigungsvorbehalt aufgenommen wurde.

Der Vorbehalt hat sich – wie bereits vorab befürchtet – bereits unmittelbar auf die Praxis ausgewirkt. Aufgrund der Kurzfristigkeit des Gesetzgebungsverfahrens liegt die **Genehmigung der Kommission**

bis zum Versand dieses Newsletters nicht vor, so dass Netzbetreiber derzeit mit der Frage konfrontiert sind, ob sie Zahlungen auf der Grundlage des EEG 2021 überhaupt vornehmen dürfen und Anlagenbetreiber aufgrund der Einbehaltung von Zahlungen vor Liquiditätsengpässen stehen. Für die **Übergangszeit** hat das Bundeswirtschaftsministerium auf seiner Website **Antworten auf einige der derzeit dringlichsten praktischen Fragen** in diesem Zusammenhang veröffentlicht (abrufbar [hier](#)): Insbesondere für die Anschlussförderung für Ü20-Windenergieanlagen gelten hier aktuell noch Einschränkungen, weil die Förderung ohne Genehmigung nicht ausgezahlt werden kann. Daher soll hier erst einmal nur der Marktwert durchgereicht werden, wie auch bei kleineren Altanlagen. Die Förderung kann erst nach Erhalt der beihilferechtlichen Genehmigung ausgezahlt werden. Gleiches gilt für die im EEG 2021 für Neuanlagen vorgesehene gesetzliche „Festvergütung“ außerhalb der Ausschreibungen. Auch diese kann erst nach der Genehmigung ausgezahlt werden. Bis diese vorliegt, sollen die Anlagenbetreiber die im EEG 2017 vorgesehene Vergütung erhalten. Für Neuanlagen in der Ausschreibung sollen Zuschläge zwar nach den Regelungen des EEG 2021, aber unter der aufschiebenden Bedingung der erteilten Genehmigung erfolgen. Sobald die Genehmigung vorliegt, soll die Förderung dann ausgezahlt werden. Wird das EEG 2021, oder auch nur einzelne seiner Teile und Vorschriften, nicht von der Kommission genehmigt, dürfen diese Regelungen auch nicht angewendet werden. Das Bundeswirtschaftsministerium räumt diese Möglichkeit auf der oben verlinkten Website auch ausdrücklich ein. Es bleibt daher zu hoffen, dass die Genehmigung der Kommission so bald wie möglich vorliegt und diese Phase der Unsicherheit damit beenden wird.

B. Allgemeine Änderungen mit Auswirkungen für alle Energieträger

I. Übergangsvorschriften: Für wen gilt das EEG 2021?

Wenn ein neues EEG in Kraft tritt, ist stets die erste Frage, für wen es gelten soll: Nur für Neuanlagen? Auch für den gesamten Bestand? Oder nur in Teilen? Hiervon wiederum hängt ab, wie kompliziert die Übergangsvorschriften ausfallen. Waren diese gerade im EEG 2014 und EEG 2017 von geradezu erschreckender Unübersichtlichkeit und Komplexität, atmet der Leser des EEG 2021 fast schon erleichtert auf. So wirken die Übergangsvorschriften im EEG 2021 (jedenfalls für EEG-Verhältnisse) erst einmal relativ schlank.

Dies liegt auch an der Übergangssystematik an sich: **Das EEG 2021 gilt unmittelbar nur für Neuanlagen**, also für solche, die **ab dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen** werden oder deren **anzulegender Wert in einer Ausschreibung ab dem 1. Januar 2021 ermittelt worden ist**. Für alle älteren Anlagen sowie für Forschungs-Pilotwindenergieanlagen, deren Statuts bereits vor dem 1. Januar 2021 festgestellt wurde, bleibt das EEG 2017 anwendbar (und nach dessen Übergangssystematik wiederum für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014 das EEG 2014 – künftig gelten also letztlich drei verschiedene EEG-Fassungen „nebeneinander“). Hervorzuheben ist dabei: Die Übergangsvorschriften des EEG 2021 stellen – anders als im EEG 2017 – nicht nur auf das

Inbetriebnahmedatum der Anlagen ab, wie bisher, sondern auch auf den **Gebotstermin**, in dem gegebenenfalls ein Zuschlag erlangt wurde. Für Betreiber, die mit ihren Anlagen noch vor Januar 2021 erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, gilt also grundsätzlich weiterhin das EEG 2017.

Zusätzlich enthält das EEG allerdings eine ganze Reihe von Regelungen, deren Wirkung auch auf Bestandsanlagen erstreckt werden soll. Dies ordnen die Übergangsbestimmungen dann aber explizit an (vgl. § 100 Absatz 2 ff. EEG 2021). Ganz so einfach ist es daher also leider doch nicht, im Einzelfall die richtigen Regelungen für die eigene Anlage zu identifizieren. Man wird künftig also stets – zusätzlich zu den fortgeltenden Regelungen im EEG 2017 bzw. EEG 2014 (je nach Inbetriebnahme der eigenen Anlage) – schauen müssen, ob das EEG 2021 eine Neuregelung enthält, deren Wirkung auf die eigene Anlage erstreckt wird.

Letztlich bleibt es also dabei, was beim EEG immer gilt: Betreiber von Bestandsanlagen sind gut beraten, den Novellierungsprozess genau zu beobachten und sich nach dessen Abschluss einmal gründlich zu informieren, welche der Neuregelungen sich wie auf ihre Anlagen auswirken. Sofern besonders relevant, gehen wir nachfolgend auf Regelungen für Bestandsanlagen ein, wenn die Geltung von Neuregelungen für diese angeordnet wird.

II. Mengengerüst und Ausbaupfad

Das bis zum Jahr 2030 zu erreichende Ziel wurde bereits mit dem EEG 2017 festgeschrieben und wird unverändert im EEG 2021 übernommen: In den nächsten zehn Jahren soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent steigen. Neu ist allerdings das ausdrückliche **Langfristziel der Treibhausgasneutralität** bis „vor dem“ Jahr 2050. In der Gesetzesbegründung heißt es hierzu ausdrücklich, dass dieses Ziel im Strombereich bereits im Laufe der 2040er Jahre erreicht werden sollte.

Vielfach kritisiert wird dabei, dass laut Gesetzesbegründung für die Erreichung des 65-Prozent-Ziels ein Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in Höhe von 580 TWh angenommen wurde. Daraus wurde eine erforderliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 377 TWh abgeleitet. Hierzu wird vielfach angemerkt, dass der prognostizierte zukünftige Stromverbrauch jedenfalls dann deutlich zu gering sein dürfte, wenn die Erfordernisse einer zunehmenden Sektorenkopplung zur schnellen Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems sowie der Industrie mitgedacht werden. Spätestens dann also, wenn erhebliche Stromanteile auch dafür genutzt werden müssen, um Elektromobilität, grüne Wasserstoffherzeugung und andere Power-to-X-Anwendungen im großen Maßstab möglich zu machen, dürfte fraglich sein, ob der den gesetzlichen Ausbaenzielen zu Grunde liegende Strombedarf im EEG 2021 nicht zu knapp bemessen ist. Hier soll allerdings laut Gesetzesbegründung auch **fortlaufend**

eine Überprüfung stattfinden und die Ausbauziele gegebenenfalls angepasst werden – gerade auch im Hinblick auf die Entwicklung der Sektorenkopplung.

Um die Erreichbarkeit dieses Gesamtziels überprüfen zu können, hat der Gesetzgeber im neuen § 4a EEG 2021 nunmehr auch konkrete strommengenbezogene jährliche **Zwischenziele** für die nächsten neun Jahre vorgegeben. So soll anhand der konkreten erzeugten Strommengen aus erneuerbaren Energien konstant geprüft werden, ob man insgesamt auf Zielerreichungskurs ist (dass das Gesamtziel dabei durchaus umstritten ist bzw. künftig durchaus noch einmal nachjustiert werden könnte, kam ja soeben bereits zur Sprache). Im Jahr 2021 sollen insgesamt 259 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Diese Menge soll sich dann jährlich kontinuierlich in vorgegebenen Schritten steigern. Bis zum Jahr 2029 sollen so dann die angezielten 376 TWh aus erneuerbaren Energien erreicht werden.

Zur Erreichung der gesetzlichen Zielvorgaben schreibt § 4 EEG 2021 **neue Ausbaupfade** für einzelne Energieträger vor. Für Windenergieanlagen an Land ist dabei folgende Steigerung der installierten Leistung vorgesehen:

- ☺ auf 57 Gigawatt im Jahr 2022,
- ☺ auf 62 Gigawatt im Jahr 2024,
- ☺ auf 65 Gigawatt im Jahr 2026,
- ☺ auf 68 Gigawatt im Jahr 2028
- ☺ und auf 71 Gigawatt im Jahr 2030.

Der Zubau für Windenergieanlagen an See richtet sich weiterhin nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz. Dieses sieht vor, bis zum Jahr 2030 insgesamt 15 Gigawatt installierte Leistung ans Netz anzuschließen.

Für Solaranlagen ist folgender Ausbaupfad vorgesehen:

- ☺ auf 63 Gigawatt im Jahr 2022,
- ☺ auf 73 Gigawatt im Jahr 2024,
- ☺ auf 83 Gigawatt im Jahr 2026,
- ☺ auf 95 Gigawatt im Jahr 2028
- ☺ und auf 100 Gigawatt im Jahr 2030.

Für Biomasseanlagen ist eine installierte Leistung von 8.400 Megawatt im Jahr 2030 vorgesehen.

Wie auch bereits im EEG 2017 enthält § 5 EEG 2021 die Möglichkeit der **Bezuschlagung von im Ausland errichteten Anlagen**. War bisher vorgesehen, dass 5 Prozent der gesamten jährlich zu installierenden Leistung auch im einem anderen Mitgliedsstaat der Europäischen Union bezuschlagt werden können, sieht die Regelung in § 5 EEG 2021 vor, dass ein Überschreiten des Umfangs durch den grenzüberschreitenden Ausbau von Windenergieanlagen auf See erfolgen kann. Damit sollen künftig insbesondere Kooperationen mit Nachbarstaaten zum grenzüberschreitenden Ausbau von Windenergie auf See gefördert werden. Zudem erfolgt keine Anrechnung auf die Ausbauziele bei Anlagen, bei denen die Erzeugung des Stroms im Bundesgebiet erfolgt, sofern Zahlungen nach dem Fördersystem eines anderen Mitgliedstaats der Europäischen Union geleistet werden und eine völkerrechtliche Vereinbarung nicht etwas Gegenteiliges regelt.

Bewertung:

Wie die letzten Jahre gezeigt haben, sind die im Gesetz niedergeschriebenen Ausbauziele und die daraus abgeleiteten Ausschreibungsvolumen allein allerdings noch kein Garant dafür, dass der entsprechende Zubau auch wirklich in der erforderlichen Geschwindigkeit voranschreitet. So liegt der „Flaschenhals“ für viele Projekte – gerade im Windbereich, zunehmend aber auch für große Freiflächensolarprojekte – eher im Bereich der Flächenknappheit und der schwierigen genehmigungsrechtlichen Situation begründet. So waren seit Inkrafttreten des EEG 2017 bekanntlich gerade die für Windenergieanlagen an Land durchgeführten Ausschreibungen durchgehend weit unterzeichnet. Teilweise deckten die eingereichten Gebote dabei weniger als 50 Prozent des Ausschreibungsvolumens ab. Um den Ausbau für Windenergieanlagen an Land tatsächlich voranzutreiben, sind also weiterhin dringend flankierende Maßnahmen notwendig, welche die planerisch herbeigeführte Flächenknappheit und die lange Dauer der Genehmigungsverfahren adressieren. Auch bleibt mit dem prognostizierten künftigen Strombedarf die Grundlage für die weitere Ausbauplanung hoch umstritten. Insgesamt ist dem Gesetz aber durchaus der politische Wille zu entnehmen, die Energiewende im Stromsektor wieder energischer voranzutreiben. Es bleibt zu hoffen, dass die nunmehr im EEG 2021 vorgesehenen Maßnahmen hierzu einen Beitrag leisten können – reichen werden sie aber sicherlich nicht.

III. Klausel zu öffentlicher Sicherheit und Interesse (§ 1 Absatz 5 E-EEG 2021)

Die noch im ersten Entwurf des EEG 2021 vorgesehene Regelung des § 1 Absatz 5 wurde im Gesetzgebungsverfahren gestrichen und findet sich nicht mehr im letztlich in Kraft getretenen EEG 2021.

In dieser war die gesetzgeberische Feststellung vorgesehen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liege und der öffentlichen Sicherheit diene. Im letzten Ausschussbericht (BT-Drs. 19/25326, S. 11) wird dazu festgestellt, dass diese Wertung bereits in ausreichender Weise gesetzlich ausgestaltet und daher im EEG 2021 nicht nötig sei. Insbesondere aufgrund der Vorgaben im Klimaschutzgesetz (KSG) mag dies zutreffen, trotzdem wäre die Regelung im EEG 2021 – zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten – wünschenswert gewesen. Praktische Konsequenzen wird die Streichung allerdings nicht haben können, da die vorgesehene Regelung in der Tat lediglich klarstellende Bedeutung zu entwickeln geeignet war.

IV. Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen

Eines der aus Sicht des Gesetzgebers wohl drängendsten Themen der aktuellen EEG-Novelle war die Zukunft der sogenannten **Ü20-Anlagen**. So war mit großer Spannung erwartet worden, wie der Gesetzgeber künftig solche Anlagen zu behandeln gedenkt, deren 20jähriger Förderzeitraum abgelaufen ist, also alle im Jahr 2000 oder davor in Betrieb genommenen Anlagen. Nach der im EEG 2017 geltenden Rechtslage bestand für diese Anlagen eine Weiterbetriebmöglichkeit nur über eine Veräußerung des erzeugten Stroms in der nicht geförderten **sonstigen Direktvermarktung** (also über sogenannte **PPA**). Eindeutig klar war aber auch: Die weiteren im EEG vorgesehenen Privilegien, insbesondere der Einspeisevorrang, die Entschädigung für die entgangenen Einnahmen bei EinsMan-Maßnahmen etc., bleiben für diese Anlagen allerdings grundsätzlich weiterhin erhalten.

Insbesondere für **kleine Alt-Anlagen**, die unter den aktuellen Marktbedingungen vielfach keine Chance auf sinnvolle Direktvermarktungsverträge haben, stand dennoch mit Ablauf des Jahres 2020 die Abschaltung bzw. Netztrennung im Raum, wenn nicht zügig Anschlussregelungen getroffen werden. Denn „wild“ ins Netz hätten sie ab dem 1. Januar 2021 – wenn der Netzbetreiber ihnen den Strom nicht mehr gegen die Einspeisevergütung abnehmen muss – auch nicht einspeisen dürfen. Aber auch **größere Alt-Anlagen** hatten mitunter schlechte (Weiterbetriebs-)Perspektiven für die Post-EEG-Phase, da im Zusammenhang mit der Corona-Krise die „freien“ Vermarktungsoptionen wirtschaftlich schlichtweg schwierig waren.

Wohl nicht zuletzt aus diesem Grund änderte der Gesetzgeber die Regelungen zur sogenannten Anschlussförderung buchstäblich in letzter Sekunde noch einmal grundlegend und das EEG 2021 eröffnet nunmehr die Möglichkeit, mit bestimmten ausgeförderten Anlagen eine (zunächst auskömmliche) Anschlussförderung in Anspruch nehmen zu können und schafft damit eine

wirtschaftliche Grundlage für den Weiterbetrieb vieler Anlagen. Für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land wurde zudem „im letzten Moment“, also kurz vor der Verabschiedung des EEG 2021, noch geregelt, dass im ersten Halbjahr 2021 ein besonderes Ausschreibungssystem eingeführt werden soll.

Die neuen Regelungen des EEG 2021 unterscheiden dabei im Hinblick auf die Anschlussförderung zwischen Windenergieanlagen an Land und allen weiteren Anlagen. So werden im EEG 2021 für alle **ausgeförderte Anlagen** mit Ausnahme von Windenergieanlagen an Land folgende – zeitlich befristete – Sonderregelungen eingeführt:

- 🕒 Betreiber ausgeförderter Anlagen **mit einer installierten Leistung bis 100 Kilowatt** können nach Ablauf des Förderzeitraums den in ihren Anlagen erzeugten Strom im Rahmen der **neuen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen** veräußern. Dies erfolgte – sofern die Anlagen zuvor in der Einspeisevergütung vermarktet worden waren – sogar automatisch, wenn die Anlagenbetreiber nicht rechtzeitig (also bis zum 18. Dezember 2020, vgl. § 100 Absatz 5 Satz 2 EEG 2021) eine andere zulässige Zuordnung des erzeugten Stroms (etwa zur sonstigen Direktvermarktung) getroffen haben.
- 🕒 Im Rahmen der neuen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen wird der Strom weiterhin vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet.
- 🕒 Der Anspruch auf die oben skizzierte Anschlussförderung besteht **bis zum 31. Dezember 2027**.
- 🕒 Als anzulegender Wert gilt für diese Anlagen der (energieträgerspezifische) Jahresmarktwert, wobei davon im Jahr 2021 jeweils die vom Gesetzgeber angenommenen **Stromvermarktungskosten** des Netzbetreibers in Höhe von 0,4 ct/kWh abzuziehen sind. Ab dem Jahr 2022 wird als abzuziehende Vermarktungskosten der Wert angesetzt, den die Übertragungsnetzbetreiber als Kosten für die Vermarktung des Stroms aus ausgeförderten Anlagen nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung ermittelt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht haben. Soweit die ausgeförderten Anlagen mit **intelligenten Messsystemen** ausgestattet sind, reduziert sich der Abzug vom anzulegenden Wert in beiden Fällen indes um die Hälfte.
- 🕒 Entgegen den noch in den ersten Gesetzesentwürfen zum EEG 2021 enthaltenen Regelungen müssen die Betreiber ausgeförderter Anlagen **nicht** den gesamten in der Anlage erzeugten Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Damit ist auch eine **Eigenversorgung oder eine Drittbeflieferung vor Ort aus diesen Anlagen erlaubt**, ohne dass die Inanspruchnahme der Anschlussförderung gefährdet wird.

- U Betreiber ausgeförderter Anlagen mit einer installierten Leistung **von mehr als 100 Kilowatt** erhalten keine Anschlussförderung. Für diese Anlagen bleibt weiterhin nur die Möglichkeit der Stromveräußerung in der sonstigen Direktvermarktung (PPA).

Für **ausgeförderte Windenergieanlagen an Land** gelten folgende – ebenfalls zeitlich befristeten – Sonderregelungen:

- U Der Anspruch auf die Anschlussförderung besteht für alle ausgeförderten Windenergieanlagen an Land **jedenfalls bis zum 31. Dezember 2021**.
- U Als anzulegender Wert gilt für diese Anlagen der (energieträgerspezifische) **Monatsmarktwert**, also der Monatsdurchschnittspreis für Strom aus Windenergie an Land an der Strombörse, **zuzüglich**
 - 1,0 ct/kWh für Strom, der vor dem 1. Juli 2021 erzeugt worden ist,
 - 0,5 ct/kWh für Strom, der nach dem 30. Juni 2021 und vor dem 1. Oktober 2021 erzeugt worden ist, und
 - 0,25 ct/kWh für Strom, der nach dem 30. September 2021 und vor dem 1. Januar 2022 erzeugt worden ist
- U Von diesem anzulegenden Wert werden auch bei Windenergieanlagen an Land **pauschal 0,4 ct/kWh** für die Stromvermarktungskosten des Netzbetreibers **abgezogen** (§ 53 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2021). Anders als bei der Anschlussförderung für alle (sonstigen) Anlagen bis 100 kW erfolgt hier keine Reduzierung, wenn ein intelligentes Messsystem installiert ist.
- U Darüber hinaus soll im ersten Halbjahr 2021 ein **Ausschreibungssystem für ausgeförderte Windenergieanlagen** eingeführt werden. Betreiber ausgeförderter Anlagen werden dann eine Förderung in Form eines Zuschlags aus Ausschreibungen erhalten können. Die Höhe der Förderung wird sich dabei – wie bei Neuanlagen – nach dem gebotenen und bezuschlagten Preis bemessen. Das Ausschreibungssystem ist in seinen Einzelheiten noch nicht im EEG 2021 geregelt. In § 95 Nummer 3a EEG 2021 findet sich lediglich eine Verordnungsermächtigung, wonach die Bundesregierung die Details des Ausschreibungssystems für ausgeförderte Windenergieanlagen in einer Verordnung bestimmen soll. Die Verordnung soll nach dem Wunsch des Gesetzgebers aber so schnell wie möglich, spätestens zum 30. Juni 2021 erlassen werden. Bezüglich der genauen Ausgestaltung der Verordnung sieht das EEG 2021 insbesondere die folgenden Eckpunkte vor:
 - Teilnahmeberechtigt sollen nur ausgeförderte Windenergieanlagen auf Flächen sein, auf denen planungsrechtlich **kein Repowering** zulässig ist

- Die **Ausschreibungsvolumina** sollen 1.500 MW im Jahr 2021 und 1.000 MW im Jahr 2022 betragen
- Der **Höchstwert** soll zwischen 3 und 3,8 ct/kWh liegen
- Es soll eine **Begrenzung der Zuschläge** auf 80% des Gebotsvolumens im Falle einer Unterzeichnung einer Ausschreibungsrunde erfolgen.

U Der Anspruch auf die Anschlussförderung wird für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land **mit Zuschlag aus einer Ausschreibung bis zum 31. Dezember 2022** bestehen.

Vor der (erfolgreichen) Teilnahme an einer solchen Ausschreibung können Windenergieanlagen die allgemeine Anschlussförderung für Windenergieanlagen in Anspruch nehmen. Der in der Ausschreibung bezuschlagte anzulegende Wert gilt dann ab dem Beginn des zweiten auf den Gebotstermin der Ausschreibung folgenden Kalendermonats.

Bewertung:

Für ausgeförderte **kleine Solaranlagen** stellen die neuen Regelungen zur Anschlussförderung eine minimale Absicherung von Erlösen für den eingespeisten Strom dar und sichern die bilanzielle Abnahme des Überschussstroms. Gerade für Anlagen mit einer hohen Eigenverbrauchsquote ist so wohl eine tragfähige Lösung gefunden.

Die „im letzten Moment“ vor der Verabschiedung des EEG 2021 eingeführte höhere Anschlussförderung für **Windenergieanlagen** ist gerade aus Sicht von Betreibern kleinerer Windparks oder Einzelanlagen sicherlich zu begrüßen. An dieser Stelle muss aber darauf hingewiesen werden, dass es sich dabei genau um die Regelungen handelt (Anschlussausschreibungen und Erhöhung des anzulegenden Wertes über den Monatsmarktwert), die in den letzten Jahren vom Gesetzgeber trotz entsprechender Forderung durch die Marktakteure stets abgelehnt wurden. Auch vor diesem Hintergrund hatten viele Betreiber in dem Zeitpunkt, in dem die Anschlussförderung für Windenergieanlagen in dieser Form erstmalig bekannt wurde, längst sich im Nachhinein nun als wirtschaftlich weniger attraktiv erweisende, aber verbindliche PPA-Verträge abgeschlossen. Ergebnis der Kehrtwende des Gesetzgebers ist deshalb, dass gerade die Betreiber, die sich rechtzeitig um den Weiterbetrieb gekümmert hatten, nun wirtschaftlich bestraft werden. Dies hätte durch ein transparenteres Herangehen an die Novelle und mit mehr zeitlichem Vorlauf sicherlich verhindert werden können.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Die „Verlierer“ aus dieser Änderung am 17. Dezember sind wiederum alle **sonstigen Anlagen** mit einer installierten Leistung von über 100 kW, für die trotz der durch die COVID-19-Pandemie bedingten niedrigen Strompreisen keine Anschlussförderung geben wird. Somit bleibt die grundsätzliche Frage der Sicherstellung eines Weiterbetriebs für diese Anlagen durch die Entwicklung entsprechender Vermarktungsmodelle weiterhin offen.

V. Smart Meter und Anlagensteuerung: Intelligente Messsysteme und stufenlose Fernsteuerung für alle?

1. Hintergrund und Ziel der geplanten Änderungen

Durch den neuen § 9 EEG 2021 wird die **Digitalisierung des Energiesystems** auch im Erneuerbare-Energien-Segment weiter vorangetrieben, indem grundsätzlich die schrittweise Einführung von **intelligenten Messsystemen**, den sogenannten **Smart-Meter-Gateways**, bei Neuanlagen sowie bei allen Altanlagen nach Vorliegen der entsprechenden Markterklärung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) geregelt wird.

Bei den intelligenten Messsystemen handelt es sich um digitale Stromzähler, die über ein Kommunikationsmodul in ein intelligentes Energienetz eingebunden werden. Durch die Verbindung mit dem Smart-Meter-Gateway kann der digitale Zähler über ein Kommunikationsnetz die erhobenen Messdaten und ggf. auch andere Informationen oder Steuerungsbefehle mit Dritten, unter anderem mit dem Netzbetreiber und dem Direktvermarkter, austauschen. Das gesetzliche Ziel ist dabei, dass möglichst viele Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen ausschließlich über zertifizierte Smart-Meter-Gateways interoperabel und sicher ferngesteuert werden.

Hinweis:

Die Regelungen im EEG stehen dabei gewissermaßen „neben“ den ohnehin schon geltenden Vorgaben des Messstellenbetriebgesetzes (MsbG). Maßgeblich für eine Ausstattungspflicht nach dem EEG bleiben grundsätzlich die Vorgaben zu Ausstattungspflichten mit intelligenten Zählern nach dem MsbG. Im MsbG richten sich diese Ausstattungspflichten aber im Wesentlichen an die Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber. Der wesentliche Unterschied zu den Neuregelungen im EEG 2021 ist, dass es sich bei den Neuregelungen um klare Vorgaben an die Anlagenbetreiber handelt, die auch sanktionsbewehrt sein können. Aus diesem Grund war auch eine Anlehnung des EEG an das MsbG erforderlich, um ein widersprüchliches „Nebeneinander“ von EEG 2021 und MsbG zu vermeiden. Dies hat der Gesetzgeber grundsätzlich mit den letzten Anpassungen kurz vor Inkrafttreten des EEG 2021 auch noch beachtet und zuletzt – zumindest stärker als in den zunächst im Regierungsentwurf enthaltenen Regelungsentwürfen – umgesetzt. Da die Ausstattungspflichten auch Bestandsanlagen betreffen, ist allen Anlagenbetreibern zu empfehlen, das Thema gut im Blick zu behalten und sich darüber informiert zu halten, wer hier wann was nachrüsten muss.

2. Neue technische Ausstattungspflichten nach § 9 EEG 2021: Was gilt für wen?

Maßgeblich für die Pflicht zur Ausstattung von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einem intelligenten Messsystem ist auch nach dem EEG 2021 das Datum der Bekanntgabe des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), wonach die technische Möglichkeit für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebgesetz für die entsprechende Einbaugruppe besteht. Dabei handelt es sich um die sogenannte Markterklärung (oder etwas salopp formuliert: um den Startschuss für die Einbaupflicht für die jeweils betroffene Anlagengruppe). Neben der reinen Messung ist zudem künftig vorgesehen, dass auch – jedenfalls bei bestimmten Anlagen – die Steuerung der Anlagen über das Smart-Meter-Gateway erfolgen soll. Daher enthalten die Neuregelungen auch hierzu differenzierte Vorgaben.

Hinweis:

Aus der Zusammenschau der Neuregelungen in § 9 EEG 2021 für Neuanlagen und der dazugehörigen Übergangsvorschrift in § 100 Absatz 4 und 4a EEG 2021 für den Anlagenbestand ergibt sich ein relativ **komplexes Gesamtbild** zu der Frage, wer denn nun wann was genau tun muss. Zudem finden sich weitere die Messung und Steuerung betreffende Vorgaben auch noch in anderen Regelungszusammenhängen (z.B. hinsichtlich der Direktvermarktung, der Eigenversorgung oder den ausgeförderten Anlagen). Nachfolgend geben wir einen **ersten Überblick** über die wichtigsten Rahmenbedingungen. Im Einzelfall muss man hier aber stets ganz genau hinschauen!

So ist stets danach zu unterscheiden, wie groß die jeweilige Anlage ist und wann sie in Betrieb genommen wurde.

Zusammenfassend gilt hier künftig für **Neuanlagen** (Inbetriebnahme oder Ausschreibungsteilnahme seit dem 1. Januar 2021) Folgendes:

- 🕒 Betreiber von Anlagen (einschließlich KWK-Anlagen) mit installierter Leistung **über 25 kW** mit Inbetriebnahmedatum **vor der Markterklärung des BSI** müssen ihre Anlagen bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise zumindest bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann.

Die ausdrückliche Pflicht zur Ausstattung mit einer Messeinrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung wird für dieses Anlagensegment nicht ausdrücklich gefordert, wie es im EEG 2017 zumindest für Anlagen über 100 kW vorgesehen war. Ob es sich hier um eine bewusste Änderung oder ein redaktionelles Versehen des Gesetzgebers handelt, bleibt unklar. In der Gesetzesbegründung wird jedenfalls an dieser Stelle von einer Fortschreibung des Rechtsrahmens aus dem EEG 2017 ausgegangen.

- 🕒 Betreiber von **Solaranlagen** mit installierter Leistung **von höchstens 25 kW** mit Inbetriebnahmedatum **vor der Markterklärung des BSI** müssen ihre Anlagen bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems
 - mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise zumindest bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann

- oder am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen

Was für die vorstehenden Anlagen nach Einbau eines intelligenten Messsystems gilt, geht nach unserem Verständnis aus den gesetzlichen Regelungen nicht eindeutig hervor. Nach unserem Verständnis entspricht allerdings dem gesetzgeberischen Willen, diese Anlagen ab Einbau eines intelligenten Messsystems denselben Anforderungen zu unterwerfen, wie Anlagen mit Inbetriebnahme nach der Markterklärung sowie Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor Inkrafttreten des EEG 2021 (siehe unten).

🕒 Für alle Anlagen mit installierter Leistung **über 25 kW** mit Inbetriebnahmedatum **nach der Markterklärung des BSI** gilt die Pflicht zur Ausstattung mit einem Smart-Meter-Gateway

- zur Abrufung der Ist-Einspeisung und
- zur stufenweisen bzw. (sobald technisch möglich) stufenlosen Fernsteuerung.

🕒 Für alle Anlagen mit installierter Leistung **über 7 kW und höchstens 25 kW** mit Inbetriebnahmedatum **nach der Markterklärung des BSI**, die nicht hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird, gilt die Pflicht zur Ausstattung mit einem Smart-Meter-Gateway

- zur Abrufung der Ist-Einspeisung.

🕒 Anlagen (größenunabhängig) mit Inbetriebnahmedatum **nach der Markterklärung des BSI**, die hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine **steuerbare Verbrauchseinrichtung** nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird, gilt wiederum die Pflicht zur Ausstattung mit einem Smart-Meter-Gateway

- zur Abrufung der Ist-Einspeisung und
- zur stufenweisen bzw. (sobald technisch möglich) stufenlosen Fernsteuerung.

Für **Bestandsanlagen** (Inbetriebnahme oder Ausschreibungsteilnahme vor dem 1. Januar 2021) gilt Folgendes:

🕒 Für

- Anlagen und KWK-Anlagen mit installierter Leistung von **mehr als 25 kW**,

- für Anlagen (größenunabhängig), die nach der **für sie maßgeblichen Vorgängerfassung des EEG** mit einer technischen Einrichtung ausgestattet werden muss, mit der der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann sowie
- für Anlagen, die hinter demselben Netzanschluss betrieben wird wie eine **steuerbare Verbrauchseinrichtung** nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes

gilt **nach dem Einbau eines intelligenten Messsystems** die Pflicht zur Ausstattung mit einem Smart-Meter-Gateway

- zur Abrufung der Ist-Einspeisung und
 - zur stufenweisen bzw. (sobald technisch möglich) stufenlosen Fernsteuerung.
- ☺ Für die ersten zwei vorstehend genannten Anlagenkategorien gilt dabei bis zum Einbau des intelligenten Messsystems die etwaige **Ausstattungspflicht zur Fernsteuerung** durch den Netzbetreiber nach der maßgeblichen Vorgängerfassung des EEG auch als erfüllt, wenn die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind,
- die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung stufenweise ferngesteuert zu reduzieren,
 - die Anlage oder die KWK-Anlage vollständig ferngesteuert abzuschalten oder
 - die Anforderungen zu erfüllen, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber oder dem Betreiber der KWK-Anlage zur Erfüllung der Pflicht vor der Inbetriebnahme der Anlage übermittelt hat.
- ☺ Für Anlagen mit installierter Leistung **über 7 kW und höchstens 25 kW**, die nicht hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird, und **KWK-Anlagen** mit installierter Leistung über 7 kW und höchstens 25 kW gilt **nach dem Einbau eines intelligenten Messsystems** die Pflicht zur Ausstattung mit einem Smart-Meter-Gateway zur Abrufung der Ist-Einspeisung (nicht zur Fernsteuerung). Bis dahin gelten die bisher einzuhaltenden Pflichten fort.

Wie gesagt: So kompliziert die Neuregelungen erst einmal scheinen, so wichtig ist es, sie genau zu kennen. Denn hier drohen scharfe Sanktionen: Pflichtverstöße gegen die in § 9 EEG 2021 geregelten Ausstattungspflichten werden – wie bereits in den Vorgängerfassungen des EEG – weiterhin mit einer **Verringerung des anzulegenden Wertes auf den Marktwert** sanktioniert.

Exkurs I: Korrektur der BGH-Rechtsprechung zur On-/Off-Steuerung?

Bei den bereits steuerbaren Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum oder Zuschlag **vor dem 1. Januar 2021** wird mit dem EEG 2021 eine Übergangsbestimmung geschaffen (vgl. § 100 Absatz 4 und 4a EEG 2021), die übergangsweise geringere technische Anforderungen an die technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung zulässt, als die höchstrichterliche Rechtsprechung sie derzeit verlangt. Damit wird der Konflikt zwischen einem aktuellen **Urteil des Bundesgerichtshofs** (BGH) vom [14. Januar 2020 \(Az. XIII ZR 5/19\)](#) und dem Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber hinsichtlich der **Anforderungen bei der Fernsteuerung** von Anlagen Rechnung getragen.

Der BGH hat hier postuliert, dass die Fernsteuerung durch die Netzbetreiber, um den Anforderungen des EEG zu genügen, grundsätzlich nicht nur eine Ein- und Ausschaltung der Anlage ermöglichen muss, sondern zumindest eine stufenweise Regelung. Da dies in der Praxis in vielen Fällen technisch aber gar nicht möglich ist und die gesamte Praxis hier bislang von anderen Prämissen ausgegangen war, will der Gesetzgeber hier wieder einen rechtssichereren Zustand herstellen. So soll nach der geplanten Regelung übergangsweise die bloße Eignung der technischen Einrichtung zur **stufenweisen Reduzierung** oder zur vollständigen Abschaltung („ein“/„aus“) sowie die **Erfüllung der Anforderung, die der Netzbetreiber** dem Anlagenbetreiber zur Erfüllung der Pflicht vor der Inbetriebnahme der Anlage **übermittelt hat**, ausreichend sein.

Künftig soll dann aber die stufenweise oder sogar stufenlose Regelung für alle Anlagen der Standard sein, sobald diese technisch möglich ist (siehe oben).

Exkurs II: Was heißt „stufenlose“ Fernsteuerung?

Nicht abschließend geklärt ist nach wie vor, wie der im Gesetzesentwurf mehrfach verwendete Begriff „**stufenlos**“ zu verstehen ist, da grundsätzlich jede – auch dynamische – Steuerung mit minimalsten Stufen verbunden ist. Die ursprüngliche Angabe des Gesetzgebers im ersten bekannt gewordenen Referentenentwurf des EEG 2021, wonach die „ferngesteuerte Regelung unabhängig von vorbestimmten Größen bedarfsabhängig ermöglicht werden muss“, findet sich im nunmehr vorliegenden EEG 2021 nicht mehr. Überzeugend ist diesbezüglich aus unserer Sicht, dass die Fernsteuerung **in 1-Prozent-Schritten** zu erfolgen hat, wie auch gerade in den dazu maßgeblichen Technischen Anschlussregeln vorgesehen wird. Dabei ist allerdings zu beachten, dass es aus technischen Gründen bei der Einstellung des Sollwertes grundsätzlich **zu Abweichungen von bis zu fünf Prozent** kommen kann, die auch nach aktuellem Stand akzeptabel sind.

3. Neue Vorgaben für die Fernsteuerung in der Direktvermarktung (§ 10b EEG 2021)

In § 10b EEG 2021 werden die in der Direktvermarktung zu erfüllenden **technischen Anforderungen an die Fernsteuerung** neu geregelt. Wichtig, und daher gleich vorab: Die neuen Vorgaben gelten dabei **sowohl für Neu- als auch für Bestandsanlagen** (vgl. § 100 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2021)!

Zudem wird die Regelung zur Fernsteuerung, die bisher in § 20 EEG 2017 verortet war und die spezifischen Voraussetzungen in der geförderten Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie regelte, „vor die Klammer“ gezogen. Damit sollen die Fernsteuerungsvorgaben wohl künftig sowohl auf **Anlagen in der geförderten als auch auf Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung** Anwendung finden. Damit soll wohl nunmehr klargestellt sein, dass auch solche Anlagen, die keine Förderung in Anspruch nehmen sondern über sogenannte PPAs vermarktet werden, den spezifischen Direktvermarktungs-Fernsteuererfordernissen des EEG unterworfen sein sollen.

Konkret sehen die Neuregelungen folgendes vor:

- 🕒 Grundsätzlich sind alle Anlagen in der Direktvermarktung mit einer technischen Einrichtung auszustatten, über die der Direktvermarkter (oder eine andere den Strom vermarktende Person)
 - die jeweilige **Ist-Einspeisung** abrufen kann und
 - die Einspeiseleistung **stufenweise** oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, **stufenlos** ferngesteuert regeln kann.

- U Bei Anlagen, die **nach Ablauf des nächsten Kalendermonats seit der Markterklärung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)** in Betrieb genommen werden, hat die entsprechende Fernsteuerung und Messdatenübermittlung von Beginn an über ein **Smart-Meter-Gateway** zu erfolgen. Die in diesem Zusammenhang also höchst relevante Markterklärung des BSI erfolgt gemäß § 30 MsbG, wenn die technische Möglichkeit für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem für die entsprechende Einbaugruppe grundsätzlich besteht und sobald eine mit dem intelligenten Messsystem kompatible, sichere und interoperable Fernsteuerungstechnik, die die Mindestanforderungen für die Direktvermarktung erfüllt, auch tatsächlich am Markt verfügbar ist (§ 84a Nummer 3 EEG 2021).
- U Bei Anlagen mit Inbetriebnahme **vor Ablauf des nächsten Kalendermonats seit der Markterklärung** des BSI müssen nach unserem Verständnis der neuen Regelungen die Abrufung der Ist-Einspeisung und die stufenweise/stufenlose Steuerung erst ab dem Einbau eines intelligenten Messsystems über ein Smart-Meter-Gateway erfolgen. Bis dahin reicht die Ausstattung mit einem dem Stand der Technik im Zeitpunkt der Inbetriebnahme entsprechenden System zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur Fernsteuerung.
- U Für **ausgeförderte Anlagen sowie für Anlagen mit installierter Leistung bis 100 kW**, die in Volleinspeisung betrieben und abgerechnet werden, ist eine Abweichung von den Verpflichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten stufenlosen Regelung der Einspeiseleistung über vertragliche Vereinbarungen mit dem Direktvermarktungsunternehmen möglich, allerdings auch nur, solange die Anlagen nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Bei solchen Anlagen (mit installierter Leistung bis 100 kW und Volleinspeisung) müssen die Vorgaben zur viertelstündigen Messung und Bilanzierung des erzeugten Stroms übergangsweise nicht erfüllt werden.
- U Die bisher vorgesehene **„Schonfrist“** zu Beginn des Betriebs, nach der neu in Betrieb genommene Anlagen die Voraussetzung der Fernsteuerbarkeit erst ab Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllen müssen, ist im EEG 2021 insgesamt entfallen. Die jeweils geltenden Ausstattungspflichten müssen also schon bei Inbetriebnahme erfüllt werden.

Auch hier ist zu betonen, dass die entsprechenden Ausstattungspflichten unbedingt ernst genommen werden müssen: **Pflichtverstöße** gegen die in § 10b EEG 2021 geregelten Ausstattungspflichten zur Steuerung der Anlagen durch den Direktvermarkter werden gemäß § 52 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2a EEG 2021 mit einer **Verringerung des anzulegenden Wertes auf null** sanktioniert!

Bewertung:

Die im EEG 2021 enthaltenen Regelungen zur Ausstattungspflicht aller Anlagen mit intelligenten Messsystemen (iMSys) dienen grundsätzlich zur Digitalisierung des Strommarktes und sind **per se nicht zu verteufeln**. Nach der ausgeübten Kritik zum ersten Gesetzesentwurf, in dem umfassende iMSys-Pflichten für Anlagen bereits ab 1 kW geregelt waren, hat der Gesetzgeber nunmehr besser berücksichtigt, dass die Ausstattungspflichten ein **unterschiedliches Gewicht** bei den jeweiligen Anlagenkategorien haben, also insbesondere, dass die mit der Ausstattung und dem Messstellenbetrieb verbundenen Kosten sowie der damit verbundene administrative Aufwand für Betreiber kleinerer Anlagen eine erhebliche Belastung darstellen. Ähnliches gilt für die Regelung zur **stufenlosen Fernsteuerung**, wobei hier auch die **netztechnische Sinnhaftigkeit** dieser Pflicht von mehreren Marktteilnehmern **hinterfragt** wird.

Es ist insgesamt zu begrüßen, dass beim EEG 2021 in seiner finalen Fassung vieles an den Regelungen zur technischen Ausstattung (wenn auch im letzten Moment) verbessert wurde. Allerdings bleiben immer noch Regelungen und Formulierungen, die missverständlich bzw. unglücklich sind, wie z.B. die Angabe, dass die Ausrüstung mit einer „stufenlosen Fernsteuerung“ erfolgen muss, „sobald die technische Möglichkeit besteht“. Hier wäre dringend angeraten, durch eine unabhängige Instanz diesen **Tag X** konkret bestimmen zu lassen – etwa vergleichbar der Markterklärung zu den intelligenten Messsystemen durch das BSI. Weiterhin sollte unbedingt eine Übergangsregelung vorgesehen werden, da schon aus praktischen Gründen sicherlich nicht alle direktvermarkteten Anlagen an diesem Tag X von den Marktakteuren zeitgleich auf eine stufenlose Fernsteuerung umgerüstet werden können. **Ohne eine solche Nachjustierung** – und es handelt sich bei der Voraussetzung der stufenlosen Fernsteuerung um eine Fördervoraussetzung, deren Nichterfüllung eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf 0 zur Folge hat – sind zahllose **(gerichtliche) Auseinandersetzungen** zwischen Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Direktvermarktern im Grunde schon **vorprogrammiert**.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Bedauerlich ist zudem, dass es noch an klaren Vorgaben zur Angemessenheit und zur Kostentragung im Zusammenhang mit dem Einbau und dem Betrieb der intelligenten Messsystemen beziehungsweise der Steuerungstechnik fehlt.

Da es bei den maßgeblichen technischen Vorgaben kurz vor Verabschiedung des neuen EEG noch eine 180-Grad-Wende gab, hat der Gesetzgeber die neuen Regelungen mit einer Verordnungsermächtigung in § 95 Nummer 2 EEG 2021 kombiniert. Diese ermöglicht die Erstreckung der Verpflichtungen aus § 9 Absatz 1 oder Absatz 1a EEG 2021 auf Neuanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 kW. Mittels Verordnung können also sowohl Sicht- und Steuerbarkeit über Smart-Meter-Gateways auch für Anlagen unterhalb von 25 kW als auch die Sichtbarkeit (Ausstattung mit intelligenten Messsystemen) für Anlagen z.B. unterhalb von 7 kW vorgeschrieben werden. Die Rechtsverordnung kann daneben Regelungen zum unteren Schwellenwert und kostenschützende Preisobergrenzen vorsehen.

Nicht ganz klar wird zudem, welches Ziel der Gesetzgeber mit der Einbeziehung auch der Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung (**alle über PPA vermarkteten Anlagen**) in die Regelungen zur Fernsteuerung bezweckt. Nach dem EEG 2017 mussten diese in diesem Zusammenhang noch keine Anforderungen erfüllen. Nunmehr müssen sie dieselben Anforderungen einhalten wie geförderte Anlagen, können aber – wenn sie eine installierte Leistung von bis zu 100 kW haben und wenn der gesamte erzeugte Strom eingespeist wird – für eine Übergangsphase von den gesetzlichen Anforderungen abweichende vertragliche Regelungen mit ihrem Direktvermarkter treffen. Und selbst wenn sie das nicht tun, wird sie die Sanktion – die Reduzierung des anzulegenden Wertes (auf den ohnehin kein Anspruch besteht) auf null – nicht nachteilig treffen. Ausweislich der Gesetzesbegründung soll Ziel der Regelung sein, die Anlagen für den Netzbetreiber „sichtbar“ zu machen. Dass eine diesem Ziel dienende Regelung in § 10b EEG 2021 richtig verortet ist, mag bezweifelt werden. Zudem bleibt unklar, aus welchem Grunde der Gesetzgeber die Regelungen in § 9 EEG 2021 nicht für die Erreichung dieses Ziels als ausreichend erachtet.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Zuletzt bleibt unklar, aus welchem Grund die **Übergangsregelung für den Betriebsbeginn von Neuanlagen**, die bereits im Rahmen der letzten EEG-Novelle erst nach längerem Hin und Her wieder ins Gesetz gekommen war, nunmehr **wieder einmal entfallen** soll. Da diese Regelung letztlich dem Umstand geschuldet ist, dass eine Installation und ein Test der Fernsteuerungseinrichtungen vor der Inbetriebnahme oftmals aus rein praktischen Gründen nicht erfolgen kann, sollte diese Regelung ihren Weg zurück ins EEG finden – die Auswirkungen auf die „Marktfähigkeit“ der betreffenden Anlagen dürften aufgrund der nur sehr kurzen Dauer der Übergangsfrist von maximal zwei Monaten sehr überschaubar sein.

VI. Änderungen an der Marktprämie: Vom Monats- zum Jahresmarktwert

Künftig soll sich die Berechnungsmethode der Marktprämie grundsätzlich ändern. So wird der Marktwert, der als Abzugsposten vom anzulegenden Wert die Höhe der vom Netzbetreiber zu zahlenden Marktprämie bestimmt, künftig nicht mehr als Monatsmarktwert ermittelt und abgezogen, sondern als **Jahresmarktwert**. Dieser Jahresmarktwert ermittelt sich dabei aus dem tatsächlichen (energieträgerspezifischen) Jahresmittelwert des Spotmarktpreises in einem Kalenderjahr. Kurzum: Die grundlegende Ermittlungsmethode des (energieträgerspezifischen) Marktwerts bleibt grundsätzlich gleich, soll aber **künftig eben nicht mehr jeden Monat, sondern nunmehr für jedes Jahr** erfolgen.

Allerdings wird diese Änderung nicht sofort wirksam werden: Für Strom aus Anlagen mit Inbetriebnahmedatum oder Zuschlag **vor dem 1. Januar 2023** wird die Höhe der Marktprämie weiterhin anhand des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes berechnet. Erst für die später in Betrieb genommenen oder bezuschlagten Anlagen soll dann die Berechnung der Höhe der Marktprämie einmal jährlich anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes erfolgen. Für die Letzteren sollen also die zwölf monatlichen Abrechnungen eines Kalenderjahres im Nachhinein anhand des ermittelten Jahresmarktwertes angepasst werden.

Bewertung:

Diese Änderung soll gemäß der Gesetzesbegründung zum EEG 2021 die Optimierung von Anlagenauslegung, Wartung und Vermarktungsstrategie innerhalb eines Jahres anreizen. Es wird allerdings bereits jetzt von allen Marktteilnehmern (Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Direktvermarktern) darauf hingewiesen, dass diese **Regelung ihren Zweck gegebenenfalls verfehlen wird**, da die Stromerzeugung bei den volumentechnisch größten erneuerbaren Energieträgern grundsätzlich von den (nicht beeinflussenden) Wetterverhältnissen abhängig ist und die Wartungstermine einer langfristigen Planung unterliegen, die nicht kurzfristig – etwa anhand der Marktsignale – angepasst werden kann. Darüber hinaus wird die Befürchtung geäußert, dass die gesetzlichen Regelungen mit diesem parallel durchzuführenden zweistufigen Modell bei der Ermittlung und Abwicklung der EEG-Zahlungen **unnötig verkompliziert** werden. Für alle Marktteilnehmer besteht ferner wohl aufgrund der zwangsläufig rückwirkenden Berechnung des Jahresmarktwertes und der gegebenenfalls erfolgenden Korrektur der unterjährig geleisteten Zahlungen das Risiko, gegebenenfalls Rückstellungen bilden zu müssen, die wiederum auch steuerlich relevant sein können.

VII. Abschied von der 6-Stunden-Regelung: Förderstopp schon ab vier Stunden negativer Preise

Die bisherige Regelung zur Förderreduzierung bei negativen Strompreisen nach § 51 EEG 2017 (sog. **Sechs-Stunden-Regelung**) wird mit dem EEG 2021 durch eine **Vier-Stunden-Regelung** ersetzt. Hierbei handelt es sich wohl um eine der im Verlauf des Gesetzgebungsprozesses am heftigsten debattierten Neuregelungen (in den ersten Entwürfen war noch eine Ein-Stunden-Regelung vorgesehen).

So verringert sich gemäß § 51 Absatz 1 EEG 2021 der anzulegende Wert künftig bereits dann **auf null**, wenn der Spotmarktpreis **in vier aufeinanderfolgenden Stunde negativ** ist. Als **Spotmarktpreis** in diesem Sinne gilt ausweislich des § 3 Nummer 42a EEG 2021 der Strompreis, der sich aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten ergibt. Offenbar soll künftig also nicht mehr nur der Spotmarktpreis an der EPEX Spot als Referenz herangezogen werden, sondern nach dem Willen des Gesetzgebers grundsätzlich auch andere Strombörsen in die Preisbestimmung einbezogen werden. Inwieweit dies praktische Konsequenzen haben wird, ist aber wohl abzuwarten. Zudem wird der **Anwendungsbereich** der Regelung auf alle

Neuanlagen mit einer installierten Leistung ab 500 kW ausgeweitet. Ausgenommen sind aber weiterhin Pilotwindenergieanlagen an Land nach § 3 Nummer 37 Buchstabe b (sogenannte Forschungs- und Entwicklungs-Pilotwindenergieanlagen).

Ausgenommen vom Anwendungsbereich dieser neuen Regelung sind aber alle vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommene **Bestandsanlagen** und Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben.

Für Bestandsanlagen, die aufgrund ihrer installierten Leistung bereits in den Anwendungsbereich des § 51 EEG 2017 bzw. des § 24 EEG 2014 fielen (Windenergieanlagen mit Leistung ab 3 MW bzw. bei allen anderen Energieträgern ab 500 kW), soll es also bei der Sechs-Stunden-Regelung bleiben. Insoweit bleibt auch das aktuelle **BGH-Urteil** vom 14. Juli 2020 (Az. XIII ZR 12/19) hochrelevant, das sich intensiv mit der Anlagenzusammenfassung nach § 24 EEG 2017 im Zusammenhang mit der 6-Stunden-Regelung auseinandersetzt. Hiernach ist die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land, die eine gemeinsame technische Infrastruktur zur Stromeinspeisung nutzen, für die Zwecke von § 51 EEG 2017 grundsätzlich zusammenzufassen ([wir berichteten](#)).

Im Zuge der Verschärfung des § 51 EEG 2021 führte der Gesetzgeber allerdings einen neuen § 51a EEG 2021 ein, verbunden mit dem Ziel, Härten auszugleichen, die aufgrund des Förderstopps bei negativen Strompreisen eintreten können. Nach dieser – allerdings nur auf Neuanlagen und Ausschreibungsanlagen anwendbaren – Regelung verlängert sich der Förderzeitraum der Anlagen um die Zeiten, in denen die Anlagenbetreiber aufgrund von negativen Strompreisen in mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden keine Förderung erhalten haben. Somit wird Anlagenbetreibern die Möglichkeit gegeben, nach dem regulären 20-jährigen Förderende die Stromeinspeisung mit Förderung nachzuholen und die Verluste in Zeiten negativer Preise zumindest teilweise auszugleichen. Bei der Ermittlung der Verlängerung des Förderzeitraumes wird dabei keine Einzelfallbetrachtung für die jeweilige Anlage vorgenommen. Vielmehr erfolgt eine Zusammenrechnung aller Zeiten, in denen die Strompreise in mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden negativ waren (z.B. bekommen auch Solaranlagen in der Nacht liegende Zeiten negativer Preise „angerechnet“), und die Anzahl dieser Stunden wird zu dem regulären Förderzeitraum der Anlagen zugeschlagen.

Bewertung:

Ausweislich der Begründung, allerdings noch bezogen auf die Einführung einer „Ein-Stunden-Regelung“, dient die Verschärfung der Regelung zu negativen Strompreisen der besseren Marktintegration der erneuerbaren Energien. Es soll damit ein Anreiz geschaffen werden, dass sich Anlagenbetreiber selbst gegen Negativpreisphasen und den damit verbundenen Förderstopp absichern, beispielsweise indem sie Kooperationen mit Speicherbetreibern eingehen, neue Anlagentechnik einsetzen oder Absicherungsgeschäfte am Strommarkt tätigen (vgl. Begründung auf Seite 137 des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung ([BR-Drs. 569/20](#))).

In den letzten Jahren haben allerdings die Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, stetig zugenommen und nach den meisten Strommarktprognosen wird sich dieser Trend auch fortsetzen. Insofern hat die Ankündigung der Änderung des § 51 EEG 2017 **für große Unsicherheit bei vielen Marktteilnehmern** gesorgt, insbesondere auch in Hinblick auf die Finanzierbarkeit.

Diesen Bedenken hat die Bundesregierung zum Teil Rechnung getragen. Zum einen wurde der neue § 51 EEG 2021 „aufgelockert“, so dass der Förderstopp erst ab vier Stunden negativer Strompreise erfolgt. Zum anderen wurde § 51a EEG 2021 eingeführt, der es ermöglicht, dass die Zeiten negativer Börsenpreise nach Ablauf des Förderzeitraums nachgeholt werden können.

Allerdings gilt der neue § 51a EEG 2021 lediglich für Ausschreibungsanlagen, so dass der Verlust kleinerer Anlagen, wie etwa Anlagen mit einer installierten Leistung von 500 kW, die zwar von § 51 EEG 2021 betroffen sind, aber keinen Zuschlag aus einer Ausschreibung haben, gar nicht kompensiert wird.

Es ist im Übrigen offen, für wie lange die neue Vier-Stunden-Regelung Bestand haben wird, da die Regierungskoalition bereits jetzt mit dem Entschließungsantrag (siehe hierzu auch unten Abschnitt G.) angekündigt hat, diese Regelung noch einmal zu überprüfen und ggf. zu verschärfen. Das Thema, das einen spürbaren Einfluss auf die Finanzierungsbedingungen von Neuanlagen hat, bleibt somit weiterhin offen.

VIII. Was gibt's Neues bei den Mess- und Meldepflichten?

Leider kann die Antwort hierauf sehr kurz ausfallen: Nicht wirklich viel. Gemessen an dem Aufruhr, den die Diskussionen rund ums Thema **Messen, Melden und Abrechnen von EEG-Umlage-belasteten Strommengen** in den letzten Jahren in der gesamten Industrie – also weit über die Erneuerbaren-Branche hinaus – gesorgt haben, fällt die gesetzgeberische Reaktion bislang also insgesamt doch recht mager aus und beschränkt sich bislang im Wesentlichen darauf, das „Scharfstellen“ der Umsetzungsfristen immer wieder zu verschieben.

So ist aus Sicht vieler Betroffener erfreulich, dass die **Frist zur Nachrüstung eines EEG-konformen, im Regelfall auf geeichten Zählern basierendes Mess- und Abrechnungskonzepts** im Zusammenhang mit den hochkomplexen Vorgaben zum Messen und Abgrenzen EEG-Umlage-belasteter Strommengen nun doch noch einmal „erneut und letztmalig“ (so die Normbegründung) **um ein Jahr verlängert** wurde (vgl. § 104 Absatz 10 und 11 EEG 2021). Auch für das Jahr 2021 darf hier also noch einmal geschätzt werden, aber nur, wenn bis Ende diesen Jahres ein EEG-konformes Messkonzept installiert ist, das den Vorgaben der §§ 62a, 62b EEG 2021 genügt. Betreibern und Planern von **dezentralen Energieversorgungskonzepten (Eigenversorgung und Direktlieferung)** sowie Unternehmen, die für ihren Strom andere EEG-Umlage-Reduzierungen in Anspruch nehmen (z.B. über die **Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen oder Schienenbahnen**) ist also dringend zu empfehlen – soweit noch nicht geschehen – sich nunmehr wirklich vertieft mit dem Thema zu befassen und das Jahr 2021 zu nutzen, um ein entsprechendes Messkonzept umzusetzen. Helfen kann hierbei der im Herbst 2020 erschienene Leitfaden „Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten“ der Bundesnetzagentur (abrufbar [hier](#)).

Die Erleichterungen für die Mengenerfassung ändern dabei grundsätzlich nichts an den grundsätzlichen Meldepflichten im Zusammenhang mit der EEG-Umlage (vgl. z.B. §§ 74a, 74 EEG 2021): Auch wenn man in diesem Jahr also erneut seine EEG-Umlage-relevanten Strommengen schätzen darf, muss man diese natürlich auch – wie jedes Jahr – fristgerecht dem zuständigen Netzbetreiber melden. Eine kleine und durchaus erfreuliche Klarstellung findet sich in diesem Zusammenhang allerdings doch im EEG 2021, und zwar ein neuer § 74 Absatz 2 Satz 4 EEG 2021:

„Im Fall einer gemeinsamen Abrechnung von Energiemengen mit demselben EEG-Umlagesatz genügt eine Mitteilung der gemeinsam abzurechnenden Energiemengen durch denjenigen, der die EEG-Umlage mit erfüllender Wirkung für die Gesamtmenge leistet.“

Hierhinter versteckt sich letztlich eine Klarstellung, dass in sogenannten **„Weiterleitungs-sachverhalten“** eine vereinfachte Abwicklung der EEG-Umlage-Pflichten möglich ist. Bezieht zum Beispiel ein Unternehmen Strom aus dem Netz und verbraucht diesen bei näherer Betrachtung nicht

vollständig selbst, sondern gibt ihn teilweise an Dritte weiter (z.B. an Mieter einer Werkswohnung, an am Standort tätige Tochter- oder Schwestergesellschaften, an gewerbliche Mieter von Büroflächen oder auch an private Nutzer von auf dem Betriebshof aufgestellten Elektroladesäulen), müsste eigentlich das Unternehmen die EEG-Umlage für diesen weitergegebenen Strom an den insoweit zuständigen Übertragungsnetzbetreiber abführen. Gleiches gilt zum Beispiel auch in sehr vielen **„gepoolten“ Anlagenparks**, in denen eine Infrastrukturgesellschaft oder eine Betreibergesellschaft den Netzstrom für alle angeschlossenen Anlagenbetreiber bezieht und diesen dann an die anderen Betreiber weiterreicht und -berechnet. Auch hier wäre eigentlich die Infrastrukturgesellschaft aufgrund ihrer Eigenschaft als „Zwischenhändler“ häufig verpflichtet, für den weitergereichten Netzstrom die EEG-Umlage selbst zu melden und abzuführen.

Da diese eigentlich vorgesehene Abwicklung in zigtausenden Praxisfällen aber nicht geschieht, sondern der Strom in solchen Fällen in aller Regel bereits EEG-Umlage-belastet vom „externen“ Netzstromlieferanten bezogen wird und dieser die EEG-Umlage für diesen Strom abführt (häufig wohl auch ohne Kenntnis, dass er dies eigentlich gar nicht für sich selbst, sondern für den von ihm Belieferten tut), hatte die Bundesnetzagentur bereits vor einigen Jahren klargestellt, dass unter bestimmten Voraussetzungen in solchen Fällen das Konstrukt der **„Leistung und Mitteilung auf fremde Schuld“** Anwendung finden kann. Das bedeutet, dass Lieferant und „Weiterverteiler“ miteinander vereinbaren, dass der Strom weiter EEG-Umlage-belastet bezogen werden soll und der Lieferant in Leistung für den Weiterverteiler die EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber meldet und abführt. Für diese Fälle stellt die Neuregelung nun klar, dass der Stromlieferant bei seiner Meldung nicht nochmal differenzieren muss, inwieweit sein gelieferter Strom eigentlich von jemand anderem hätte gemeldet werden müssen, sondern dass er hier einfach eine einheitliche Meldung der von ihm gelieferten Strommengen vornehmen kann.

Auch kann die neue Regelung künftig gegebenenfalls in komplexen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen für Erleichterung sorgen, indem EEG-Umlage-pflichtige Mengen unterschiedlicher Personen gemeinsam erfasst und gemeldet werden können. Hier kommt es aber – wie so oft – wohl letztlich auf den Einzelfall an. Die Neuregelung ändert daher nichts daran, dass Beteiligte in komplexeren Liefer- und Verbrauchs-Konstellationen gut daran tun, ihre energierechtlichen Verhältnisse einmal gründlich „durchzusortieren“ und gegebenenfalls klare und transparente vertragliche Regelungen untereinander zu treffen, wer wofür zuständig sein soll.

Bewertung:

Zwar gehört der gesamte Themenkomplex der Mess- und Meldepflichten im Zusammenhang mit der EEG-Umlage seit geraumer Zeit zu den „Evergreens“ der Diskussionen rund ums EEG – leider bringt das EEG 2021 hier aber keine wirklich durchschlagenden Erleichterungen, sondern lediglich eine weitere Verlängerung der Schonfrist für die gebeutelte Praxis. Inhaltlich bleiben die derzeit hoch umstrittenen Regelungen zum Messen, Abgrenzen und Schätzen von EEG-Umlage-belasteten Stromverbräuchen unverändert. Zwar hat hier der jüngst nach einer langen und hochkontroversen Konsultationsphase in seiner Finalfassung veröffentlichte Leitfaden „Messen und Schätzen“ der Bundesnetzagentur (abrufbar [hier](#)) zahlreiche Auslegungsvorschläge im Angebot, die den Betroffenen mehr Rechtssicherheit vermitteln und anwendungstaugliche Umsetzungshilfen an die Hand geben soll. Da auch diesem Leitfaden aber keine Rechtsverbindlichkeit zukommt, bleiben in vielen Fällen rechtliche Unsicherheiten, die nur der Gesetzgeber ausräumen könnte. Aus Sicht einer tief verunsicherten und mit enormen administrativen wie wirtschaftlichen Aufwänden konfrontierten Praxis wäre dies zweifelsohne höchst wünschenswert.

IX. Innovationsausschreibungen

Die Innovationsausschreibungen sollen künftig weiter ausgebaut und erprobt werden. Die gemeinsamen Ausschreibungen sollen dabei in den Innovationsausschreibungen vollständig aufgehen.

Nachdem erst am 30. Januar 2020 die **Innovationsausschreibungsverordnung** in Kraft trat ([wir berichteten](#)), fand erstmals im September 2020 überhaupt eine Innovationsausschreibung statt. Anders als bei anderen Ausschreibungen ist für Innovationsausschreibungen eine **fixe Marktprämie** vorgesehen und es können auch **Anlagenkombinationen** teilnehmen. Hierbei handelt es sich um einen Zusammenschluss von mehreren Anlagen aus den verschiedenen erneuerbaren Energiequellen, z.B. Windkraft und Biomasse oder Photovoltaik und Wasserkraft, die auch mit Speichern kombiniert werden können. Das Volumen der Innovationsausschreibung betrug bislang 650 Megawatt, allerdings einschließlich der nachgeholtten Ausschreibung für 2019. In der ersten und einzigen bisher durchgeführten **Ausschreibungsrunde** dominierten Solar- und Solar-Speicher-Projekte (Ergebnisse

abrufbar [hier](#)). Im Rahmen der Novellierung des EEG wurde auch die relativ junge Innovationsausschreibungsverordnung (im Folgenden: **InnAusV**) angepasst.

Im Ausschreibungsdesign der Innovationsausschreibungsverordnung haben sich dabei verschiedene Änderungen ergeben:

- ☺ Wenig überraschend ist zunächst die **Abschaffung der gemeinsamen Ausschreibungen** von Wind- und Solarenergie, die vollständig in die Innovationsausschreibung „integriert“ werden. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass diese Ausschreibungsform für das Erreichen der Ausbauziele vollkommen ungeeignet war. Sämtliche Zuschläge gingen in diesen Ausschreibungen an Photovoltaik-Projekte. Am Ende beteiligten sich Windenergieanlagenbetreiber nicht einmal mehr an den Ausschreibungen ([wir berichteten](#)). Die gemeinsamen Ausschreibungen werden daher nunmehr in der Innovationsausschreibung aufgehen, deren Mengen jährlich um 50 Megawatt „aufgestockt“ werden (von 500 MW im Jahr 2021 bis hin zu 850 MW im Jahr 2028).
- ☺ Künftig werden an Innovationsausschreibungen künftig nur noch **Anlagenkombinationen** teilnehmen können. Der **Höchstwert** beträgt dabei weiterhin relativ attraktive 7,5 Cent pro Kilowattstunde. Allerdings sieht die Verordnung nunmehr eine Degression ab dem 1. Januar 2022 um 1 Prozent pro Kalenderjahr vor.
- ☺ Gemäß § 28c EEG 2021 finden die Innovationsausschreibungen künftig stets zum **1. April** sowie zum **1. August** eines Jahres statt.
- ☺ Die Verordnung wurde noch an weiteren Stellen angepasst. Änderungen betreffen u.a. die **Realisierungsfrist** (30 Monate nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags), die Entwertung von Zuschlägen und die Erstattung von Sicherheiten. Auch wurden einige Verweise auf die **allgemeinen Ausschreibungsregeln**, die in der ersten Ausschreibungsrunde teilweise für Verwirrung bei Anlagenkombinationen gesorgt hatten, nunmehr gestrichen und damit in künftigen Ausschreibungsrunden hoffentlich etwas mehr Klarheit über die anzuwendenden Regeln für Anlagenkombinationen geschaffen.
- ☺ Des Weiteren wurden klarstellende Regelungen zu den Anforderungen an **Speicher als Teil von Anlagenkombinationen** eingefügt. So wird nunmehr in § 13 Absatz 2 InnAusV gefordert, dass die installierte Leistung des Speichers nicht „in einem Missverhältnis zur vorgehaltenen Kapazität“ steht. Ein solches Missverhältnis soll dann nicht gegeben sein, wenn die Speicherkapazität der Anlagenkombination mindestens eine Einspeicherung über zwei Stunden bei Nennleistung des jeweiligen Speichers ermöglicht. Diese Konkretisierung der diesbezüglichen Anforderungen wurde deshalb aufgenommen, da der Ordnungsgeber laut

Normbegründung befürchtet, dass Anlagenbetreiber aus Kostengründen eine möglichst geringe Speicherkapazität installieren und damit tatsächliche Nutzungspotenziale „verpuffen“. Diese strengeren Anforderungen gelten allerdings nicht für Anlagenkombinationen, die bereits in der ersten Runde 2020 einen Zuschlag erhalten haben (§ 19 InnAusV),

- ☺ Zudem wurde am Ende des Gesetzgebungsverfahrens im Rahmen der Ausschussberatungen in der InnAusV ein zusätzliches Segment für Anlagenkombinationen mit sogenannten **besonderen Solaranlagen** geschaffen. Bei diesen „besonderen Solaranlagen“ soll es sich nach § 2 Nummer 1a InnAusV um **Solaranlagen auf Gewässern (sog. Floating-PV), Parkplätzen und bewirtschafteten Ackerflächen (sog. Agro-PV)** handeln. Diese sollen künftig ebenfalls in den Innovationsausschreibungen zum Zug kommen. Wie genau der Anwendungsbereich dieser Begriffe umgrenzt sein soll und inwieweit sie sich von bereits nach den „normalen“ Ausschreibungsregeln förderfähigen Solaranlagen auf den genannten Flächentypen abheben sollen, wurde allerdings noch nicht näher ausbuchstabiert. Vielmehr sollen die genauen begrifflichen Voraussetzungen bis zum 1. Oktober 2021 von der Bundesnetzagentur festgelegt werden. § 16 Absatz 1 InnAusV sieht vor, dass für besondere Solaranlagen Gebote in einer Größe zwischen 100 kW und 2 MW abgegeben werden können. So soll einem möglichst breiten Bewerberfeld die Möglichkeit zur Teilnahme an den Ausschreibungen gegeben werden. In der Ausschreibungsrunde zum 1. April 2022 wurde zudem ein Volumen von 50 MW vorrangig für Anlagenkombinationen mit besonderen Solaranlagen reserviert (§ 17 InnAusV). Im Übrigen unterscheidet sich das Ausschreibungsdesign aber nicht von den anderen Innovationsausschreibungen: Es bedarf lediglich einer finanziellen und keiner materiellen Präqualifikation und es gilt auch derselbe Höchstwert wie für die regulären Gebote. Zudem sind die Anlagen an den Gebotsstandort gebunden, welcher vorher im Marktstammdatenregister zu melden ist.
- ☺ Die Innovationsausschreibungen werden zunächst bis **Ende 2028** verlängert. Danach soll die Verordnung insgesamt außer Kraft treten.

X. Änderungen bei der Clearingstellen-„Einrede“, § 57

Mit dem EEG 2017 hatte der Gesetzgeber den Versuch unternommen, Entscheidungen und Empfehlungen der **Clearingstelle EEG|KWKG** aufzuwerten und das diesbezügliche Vertrauen der Anlagenbetreiber besser zu schützen. Anlagenbetreiber, die in Übereinstimmung mit einer Entscheidung der Clearingstelle eine EEG-Förderung erhalten haben, sollten davor geschützt werden, diese aufgrund anderslautender Rechtsprechung an den jeweiligen Netzbetreiber zurückzahlen zu müssen. Größere praktische Relevanz hat diese den Anlagenbetreibern zugestandene Einrede allerdings nie erlangt, auch weil sie tatbestandlich sehr eng gefasst ist und voraussetzt, dass der

Netzbetreiber seine Rückforderung auf eine in anderer Sache ergangene höchstrichterliche Entscheidung stützt – was längst nicht immer der Fall ist.

Die mit dem EEG 2017 eingeführte Einrede wird mit dem EEG 2021 nun weiter entwertet. Gleiches gilt für das bei Anlagenbetreibern und Netzbetreibern beliebte – weil relativ schnelle und effektive – Einigungsverfahren bei der Clearingstelle. Anlagenbetreibern ist es jetzt nicht mehr möglich, die Einrede darauf zu stützen, dass die Auszahlung in Übereinstimmung mit einer zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber im Rahmen eines Einigungsverfahrens getroffenen Vereinbarung, eines Votumsverfahrens oder eines Schiedsspruchs erfolgt ist. Der Gesetzesbegründung lässt sich insoweit entnehmen, dass der Gesetzgeber von einer ohnehin „zeitlich unbegrenzten Bindungswirkung der Einzelfallergebnisse“ ausgeht und daher in diesen Fällen keine Notwendigkeit für die Einrede sieht. Ob dies allerdings auf eine im Rahmen eines Einigungsverfahrens getroffene Vereinbarung zutrifft, erscheint unklar und hängt vom konkreten Inhalt der Einigung ab. Vielfach behalten sich Netzbetreiber bereits jetzt ausdrücklich vor, ihre Auszahlungspraxis im Fall abweichender (höchstrichterlicher) Rechtsprechung wieder zu ändern. Die „Clearingstellen-Einrede“ kann künftig jedenfalls nur noch auf Ergebnisse aus über den Einzelfall hinausgehenden Verfahren (derzeit: Empfehlungs- und Hinweisverfahren) gestützt werden.

C. Die wichtigsten Änderungen für die einzelnen Energieträger und die Ausschreibungen

I. Solaranlagen und Mieterstrom – Überblick

Für die PV-Branche bringt das EEG 2021 insbesondere die **Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für Aufdachanlagen** und eine Begrenzung des Förderanspruchs für Aufdachanlagen im Segment 300 bis 750 kW.

Weiterhin wurde die zulässige **Gebotsgröße für die Teilnahme an den Ausschreibungen** auf 20 MW angehoben (für Freiflächenanlagen) bzw. abgesenkt (für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen) und kleinere Änderungen der formalen Voraussetzungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen bringen gewisse Erleichterungen.

Zudem wurde der zulässige **Abstand vom Fahrbahnrand** für Solaranlagen auf sogenannten Seitenrandstreifen von 110 m auf 200 m erhöht, wobei künftig innerhalb dieser 200 m stets ein 15 m breiter Korridor freigehalten werden muss.

Zuletzt ist der **Mieterstromzuschlag** nun als Fördertatbestand mit eigenem anzulegendem Wert ausgestaltet, womit eine Entwicklung wie zuletzt – als der Mieterstromzuschlag sich immer schneller auf 0 Cent/kWh zubewegte – künftig ausbleiben wird. Zudem wurde klargestellt, dass auch bei sogenannten Lieferkettenmodellen ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag besteht. Ausgeweitet wurde weiterhin der Anwendungsbereich des Mieterstromzuschlags, da künftig ein Anspruch auf

diesen auch im Falle der Belieferung von Letztverbrauchern im selben Quartier besteht und nicht mehr nur bei einer Belieferung von Letztverbrauchern im selben Gebäude oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang.

1. Neues bei den Ausschreibungen für Solaranlagen

Die wohl gewichtigste mit dem EEG 2021 einhergehende Änderung für die PV-Branche ist, dass künftig von der Bundesnetzagentur zwei verschiedene Anlagensegmente ausgeschrieben werden: Im **ersten Segment** finden sich **Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf (sonstigen) baulichen Anlagen** und im **zweiten Segment Solaranlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden**. Im Ergebnis heißt das, es gibt künftig ein eigenes Ausschreibungssegment für solare Aufdachanlagen, wobei sich die rechtlichen Vorgaben im Hinblick auf die Ausschreibungsteilnahme und den weiteren Ablauf bis hin zur Inbetriebnahme eher im Detail von den bereits aus dem EEG 2017 bekannten Regelungen unterscheiden. Die maßgeblichste Änderung ist somit, dass künftig auch dem Segment der großen Aufdachanlagen wieder ein maßgeblicherer Anteil am Gesamtzubau zukommen wird.

Hinzugekommen ist weiterhin, dass im Rahmen der **Innovationsausschreibungen** künftig sogenannte **„besondere Solaranlagen“** vorrangig einen Zuschlag erhalten sollen und so die weitere Entwicklung und Realisierung solcher innovativer PV-Projekte weiter vorangebracht werden soll. Als „besondere Solaranlagen“ gelten dabei Solaranlagen auf Gewässern, Parkplätzen und Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau (siehe für eine ausführliche Darstellung dieser Neuregelungen B.IX. zu den Innovationsausschreibungen).

a) Ausschreibungen für Aufdachanlagen

Hintergrund der Einführung eigener **Ausschreibungen für Aufdachanlagen** (künftig: Solaranlagen des zweiten Segments) ist – ausweislich der Gesetzesbegründung – zunächst, dass sich gezeigt hat, dass Aufdachanlagen aufgrund der höheren Gestehungskosten in den bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden nicht konkurrenzfähig waren: Tatsächlich wurden seit 2015 – wenig überraschend – lediglich zwei Aufdachprojekte bezuschlagt.

Anders als noch im Regierungsentwurf zum EEG 2021 vorgesehen (vgl. Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 25. September 2020, [BR-Drs. 569/20](#)), besteht eine **Pflicht zur Teilnahme** an den Ausschreibungen aber nicht schon ab einer installierten Leistung von 500 kW sondern erst **ab 750 kW**, wobei § 22 Absatz 6 EEG 2021 eine freiwillige Teilnahme schon ab einer installierten Leistung von mehr als 300 kW ermöglicht. Betreiber von Solaranlagen ab einer installierten Leistung größer 300 kW bis einschließlich 750 kW haben mithin eine Wahlmöglichkeit, ob sie in die Ausschreibung gehen oder die gesetzlich festgelegte Vergütung in Anspruch nehmen wollen, wobei mitzubedenken ist, dass für „Ausschreibungsanlagen“ das Eigenversorgungsverbot des § 27a EEG 2021 gilt (siehe außerdem zur

Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge im Rahmen der gesetzlichen Vergütung im Segment 300 bis 750 kW unten C.I.3.).

Die **maximale Gebotsmenge** bei Aufdachanlagen beträgt – ebenso wie künftig auch bei Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen – 20 MW. Die **Mindestgebotsgröße** beträgt lediglich 100 kW, vgl. § 30 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2021. Dies erscheint vor dem Hintergrund, dass ein Recht zur Teilnahme erst ab 300 kW installierter Leistung besteht, zunächst widersprüchlich, indes dürfte der Gesetzgeber hierbei Konstellationen im Blick gehabt haben, in welchen aufgrund einer Anlagenzusammenfassung nach § 24 Absatz 1 EEG 2021 insgesamt die relevante Schwelle von 750 kW (oder 300 kW) überschritten wird, der ausschreibungspflichtige Teil der Solaranlage aber kleiner ist, beispielsweise weil zunächst eine Solaranlage mit einer installierten Leistung von 750 kW in Betrieb genommen wurde und zu dieser – innerhalb von 12 Monaten – noch eine weitere Solaranlage mit z.B. 250 kW hinzugebaut werden soll. Hier bestünde dann die Möglichkeit, auch für den späteren Zubau im Wege der Ausschreibungsteilnahme einen Förderanspruch zu generieren.

Das **Ausschreibungsvolumen** für Aufdachanlagen beträgt insgesamt 300 MW in den Jahren 2021 und 2022, 350 MW in den Jahren 2023 und 2024 und 400 MW ab 2025. Das Ausschreibungsvolumen wird dabei immer auf zwei **Ausschreibungstermine** – den 1. Juni und den 1. Dezember – aufgeteilt. Dies stellt eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens um jeweils 50 MW gegenüber dem Regierungsentwurf zum EEG 2021 dar. Allerdings wurde das Ausschreibungsvolumen von Solaranlagen des ersten Segments (Freifläche und sonstige bauliche Anlagen) entsprechend gekürzt.

Für die konkrete Ausschreibungsteilnahme und den weiteren Ablauf – insbesondere die Ausstellung der Zahlungsberechtigung – sieht das EEG 2021 für Aufdachanlagen im Wesentlichen dieselben Regelungen, Abläufe und Teilnahmebedingung vor wie aus den bisherigen Ausschreibungen für Solaranlagen bekannt, allerdings mit den folgenden Unterschieden:

- 🕒 Der **Höchstwert** beträgt 9,0 ct/kWh und verringert sich ab dem 1. Januar 2022 jährlich um 1 Prozent gegenüber dem im Vorjahr geltenden Höchstwert.
- 🕒 Die Höhe der **Sicherheit** beträgt 70 Euro je kW, wobei eine Unterteilung in Erst- und Zweitsicherheit nicht stattfindet. Die Sicherheit ist mithin in vollem Umfang bereits im Zeitpunkt der Gebotsabgabe zu stellen.
- 🕒 Der Zuschlag erlischt, soweit die Solaranlage nicht innerhalb von 12 Monaten in Betrieb genommen worden ist (**Realisierungsfrist**) oder die Zahlungsberechtigung nicht innerhalb von 14 Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags beantragt worden ist, § 38f EEG 2021. Schon nach Ablauf von 8 Monaten greift aber eine Pönalisierung in Form einer Reduzierung des Zuschlagswertes um 0,3 ct/kWh, vgl. § 54a Absatz 1 EEG 2021.

- ☺ Es bedarf keiner expliziten **Erklärung des Bieters**, dass er Eigentümer der Projektfläche ist oder das Gebot mit Zustimmung des Eigentümers abgibt.

Zusätzlich soll darauf hingewiesen werden, dass das allgemeine **Eigenversorgungsverbot** des § 27a EEG 2021 für Ausschreibungsanlagen auch für Aufdachanlagen gilt. Solange also für eine Aufdachanlage eine entsprechende Förderung in Anspruch genommen wird, ist eine Eigenversorgung damit ausgeschlossen.

b) Ausschreibungen für Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen

Für **Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen** (künftig: Anlagen des ersten Segments) ändert sich – abgesehen von ein paar Vereinfachungen im Hinblick auf die einzureichenden Unterlagen – am Ablauf der Ausschreibungen nur wenig.

Eine maßgebliche Änderung ist aber sicherlich, dass die **maximal zulässige Gebotsmenge** auf 20 MW angehoben (für Freiflächenanlagen) bzw. abgesenkt (für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen) wurde.

Daneben sind die folgenden kleineren und größeren Änderungen vorgesehen:

- ☺ Das **Ausschreibungsvolumen** wird 1.850 MW in 2021, 1.600 MW in 2022, 1.650 MW in den Jahren 2023 bis 2025 und 1.550 MW in den Jahren 2026 bis 2028 betragen. Dieses wird auf jeweils drei Ausschreibungstermine pro Jahr aufgeteilt (1. März, 1. Juni und 1. November).
- ☺ Die zulässige Entfernung von Autobahnen oder Schienenwegen für **Solaranlagen auf sog. Seitenrandstreifen** wurde von 110 m auf 200 m erhöht, wobei künftig innerhalb dieser Entfernung ein längs zur Fahrbahn belegener 15 m breiter Korridor freigehalten werden „soll“. Ausweislich der Begründung dient dies dem Zweck, Wege für die Wanderung von Tieren freizuhalten. Dabei muss dieser Korridor nicht unbedingt unmittelbar an die Fahrbahn angrenzen, sondern lediglich innerhalb der 200 m belegen sein.
- ☺ Auch Bieter für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen müssen künftig eine Erklärung vorlegen, dass sie **Eigentümer der Projektfläche** sind oder mit der Zustimmung dieses Eigentümers an der Ausschreibung teilnehmen.
- ☺ Die Einreichung einer **Kopie des B-Plans** bzw. genauer des Aufstellungsbeschlusses, des Offenlegungsbeschlusses oder des beschlossenen Bebauungsplanes ist hingegen künftig – anders als bisher – im Rahmen der Gebotsabgabe für Freiflächenanlagen nicht mehr zwingend erforderlich. Hintergrund ist, dass diese formale Teilnahmevoraussetzung aufgrund der für einen entsprechenden amtlichen Nachweis einzuhaltenden Formvorgaben in der Vergangenheit immer wieder zum Ausschluss von Geboten geführt hatte. Deshalb sieht das EEG 2021 nunmehr

nur noch vor, dass die Einreichung der Kopie eines beschlossenen Bebauungsplans für Freiflächenanlagen wie auch für Solaranlagen auf baulichen Anlagen zwar auf freiwilliger Basis erfolgen kann, wenn die **Zweitsicherheit** nur in Höhe von 20 Euro anstatt 45 Euro geleistet werden soll, dies aber nicht mehr zwingend erforderlich ist. Nicht verwechselt werden darf diese administrative Erleichterung aber mit einer Änderung der allgemeinen Teilnahmevoraussetzungen: Nach § 37 Absatz 1 EEG 2021 ist es für Freiflächenanlagen nach wie vor Teilnahmevoraussetzung, dass die entsprechenden planungsrechtlichen Voraussetzungen (mindestens Aufstellungsbeschluss) im Zeitpunkt der Gebotsabgabe vorliegen, sie müssen nur nicht mehr durch Vorlage einer entsprechenden Kopie nachgewiesen werden.

- U Der **Höchstwert** wurde von 7,5 ct/kWh (EEG 2017) auf 5,9 ct/kWh abgesenkt, wobei die Auswirkungen dieser Änderung kaum spürbar sein werden, da auch der neue Höchstwert bereits in den Ausschreibungen in 2020 nie erreicht worden wäre. Allerdings wird der Höchstwert – anders als bisher – künftig dynamisch angepasst, indem ab 2022 stets der Durchschnittspreis der letzten drei Ausschreibungsrunden zzgl. 8 Prozent den neuen Höchstwert bildet. Dies soll wohl zu (noch) mehr Wettbewerb führen, wobei etwas unklar bleibt, warum im bisher durch starken Wettbewerb geprägten Ausschreibungssegment für Solaranlagen ein solcher Eingriff in die freie Preisbildung überhaupt erforderlich war.
- U Die Möglichkeit der **Rückgabe von Zuschlägen** wurde ersatzlos gestrichen; und zwar sowohl für neue Zuschläge als auch für Zuschläge aus den bisherigen Ausschreibungsrunden, vgl. § 100 Absatz 2 Nummer 6 i.V.m. § 37d EEG 2021. Ausweislich der Begründung soll dies der Rechtsbereinigung dienen, da von dieser Möglichkeit in der Vergangenheit fast gar kein Gebrauch gemacht worden und mit einer Rückgabe auch keine Vergünstigung mehr verbunden sei. Hier bleibt dann allerdings die Frage – die sich vergleichbar bereits bei Windenergieanlagen stellt – wie zu verfahren ist, wenn ein Bieter sich eines Zuschlags – eigentlich einer ihn begünstigenden Rechtsposition – entledigen will. Konkret, ob dies nach den allgemeinen verwaltungsrechtlichen Verfahrensgrundsätzen möglich oder im EEG von vornherein ausgeschlossen ist. Hierzu fehlt es künftig nun auch für Solaranlagen an einer eindeutigen gesetzlichen Regelung, obgleich diese Frage, z.B. wenn aufgrund geänderter Rahmenbedingungen in einem Projekt eine erneute Teilnahme mit demselben oder zumindest einem vergleichbaren Projekt erwogen wird, durchaus praxisrelevant sein kann. Von daher dürfte die Änderung wohl weniger der Rechtsbereinigung dienen als die Rechtsunsicherheit erhöhen.
- U Der Zuschlag erlischt nach wie vor, wenn die Solaranlage nicht innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen worden ist (**Realisierungsfrist**). Die Frist zur Beantragung der Zahlungsberechtigung verlängert sich indes auf 26 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe

des Zuschlages, vgl. § 37d Nummer 2 EEG 2021. Eine Pönalisierung in Form einer Reduzierung des Zuschlagswertes um 0,3 ct/kWh greift aber nach wie vor nach 18 Monaten berechnet ab der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlages.

2. Neues beim Mieterstrom

Angepasst wurden auch die Regelungen zum im Sommer 2017 eingeführten **Mieterstromzuschlag**. Hintergrund ist wohl, dass das Mieterstromsegment – obgleich seit mittlerweile mehr als 3 Jahren mit einem eigenen Fördertatbestand bedacht – nach wie vor in den Startlöchern verharrt. Allerdings sind die Anpassungen eher kosmetischer Natur. Die für die Praxis entscheidenden Aspekte werden leider nicht angegangen und insofern steht wohl zu befürchten, dass nach wie vor dem Mieterstrom auch in 2021 und den folgenden Jahren der ganz große Durchbruch verwehrt bleiben wird.

Erfreulich ist zunächst, dass durch eine geringfügige Änderung in § 21 Absatz 3 EEG 2021 nunmehr eindeutig klargestellt wurde, dass auch in sogenannten „**Lieferkettenmodellen**“ ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag besteht. Hintergrund ist, dass seit Einführung des Mieterstromzuschlags umstritten war, ob Voraussetzung für den Anspruch auf den Mieterstromzuschlag ist, dass die Stromlieferung direkt durch den Anlagenbetreiber an die Mieter erfolgt oder auch ein Energiedienstleister zwischengeschaltet werden darf, der den vor Ort erzeugten Strom dann an die Mieter weiterliefert. Letzteres, das sogenannte „Lieferkettenmodell“, ist durchaus praxisrelevant, da durch diese Gestaltung ein mit den regulatorischen Pflichten vertrauter Energiedienstleister die Marktrolle des Stromlieferanten übernehmen kann und gerade die Sorge davor, diese Pflichten nicht ordnungsgemäß oder nur mit einem übermäßigen Aufwand erfüllen zu können, viele Gebäudeeigentümer von der Umsetzung eines Mieterstrommodells zurückschrecken ließ.

Daneben gilt künftig, dass Voraussetzung für den Anspruch auf den Mieterstrom nicht mehr eine Lieferung und ein Verbrauch im selben Gebäude oder in Wohngebäuden im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ist, sondern dass Lieferung und Verbrauch im selben „**Quartier**“ ausreichend sind. Allerdings ist der Begriff des Quartiers nicht gesetzlich definiert worden. Insofern lässt sich aus der Gesetzeshistorie aber ableiten, dass dieser wohl weiter zu verstehen sein muss, als der unmittelbare räumliche Zusammenhang. Weiterhin wird in der Gesetzesbegründung ausgeführt, dass es sich bei einem Quartier um einen zusammenhängenden Gebäudekomplex handeln soll, der den Eindruck eines einheitlichen Ensembles erweckt, wobei eine Querung durch Straßen oder eine Lage der Gebäude auf verschiedenen Grundstücken unschädlich sein sollen (vgl. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie vom 16. Dezember 2020, [BT-Drs. 19/25326](#), Seite 13). Insofern lässt sich der Begriff des Quartiers im Wege der Gesetzesauslegung wohl in für die Praxis hinreichendem Maße konkretisieren.

Eher gesetzsystematischer Natur ist die Einführung eines **eigenen Anzulegenden Wertes für den Mieterstromzuschlag** in § 48a EEG 2021. Bedeutend für die Praxis ist diese Änderung dennoch, da sie

faktisch mit einer „Neueinführung“ des Mieterstromzuschlages einhergeht. Dieser hatte sich in den vergangenen Monaten aufgrund der bisherigen Berechnungsweise (Abzug von 8,5 ct/kWh bzw. 8 ct/kWh vom anzulegenden Wert für Aufdachanlagen) immer schneller auf die 0 zubewegt hatte. Durch die Einführung eines eigenen Anzulegenden Wertes für den Mieterstromzuschlag wird verhindert, dass sich diese – für das Mieterstromsegment sicherlich nicht förderliche – Entwicklung wiederholt.

Eine eher marginale Änderung hinsichtlich der **Anlagenzusammenfassung** im Zusammenhang mit dem Anspruch auf den Mieterstromzuschlag bringt der neue § 24 Absatz 1 Satz 4 EEG 2021, nach welchem künftig Mieterstromanlagen, die nicht am selben (Netz-)Anschlusspunkt betrieben werden, nicht mehr vergütungsseitig zusammengefasst werden. Hintergrund dieser Änderung ist, dass gemäß § 24 Absatz 1 Satz 1 EEG – unabhängig von Betreiber oder Netzanschlusspunkt – Solaranlagen, die sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden, vergütungsrechtlich als eine Gesamtanlage zu werten sind. Deshalb werden, wenn z.B. ein Mieterstromanbieter auf einem Gebäude eine 40 kW-Solaranlage und auf einem anderen, aber auf demselben Grundstück belegenen Gebäude eine 60 kW-Solaranlage in Betrieb nimmt, die Solaranlage vergütungsrechtlich als 100 kW-Solaranlagen bewertet – mit der Folge eines insgesamt entsprechend geringeren Vergütungsanspruchs nach § 48a EEG 2021 (Mieterstromzuschlag). In Folge der Neuregelung werden künftig – im Hinblick auf den Mieterstromzuschlag – sofern die jeweiligen Gebäude über eigene Netzanschlüsse verfügen, beide Solaranlagen vergütungsrechtlich als „Einzelanlagen“ gewertet, so dass der Mieterstromanbieter für beide Anlagen jeweils teilweise den höheren Vergütungssatz für eine Leistung bis 10 kW und bis 30 kW erhält. Die Ausnahme gilt aber nur für den Mieterstromzuschlag. Bezüglich des in das Netz eingespeisten Stroms bleibt es bei der Anlagenzusammenfassung und einem entsprechend geringeren anzulegenden Wert. Leider wurde indes versäumt, die Anlagenzusammenfassung im Hinblick auf die **Direktvermarktungspflicht** ebenfalls einzuschränken, so dass im oben beschriebenen Beispiel die in der Praxis mit einer Anlagengröße von 100 kW nur schwer umsetzbare – Direktvermarktungspflicht bestehen bleibt.

3. Weitere Änderungen für Solaranlagen

Neben den größeren „Themenblöcken“ sieht das EEG 2021 noch folgende weitere Änderungen – insbesondere für Solaranlagen, die einen gesetzlichen Vergütungsanspruch geltend machen – vor:

- ☺ Für Aufdachsolaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 kW bis einschließlich 750 kW besteht gemäß § 48 Absatz 5 EEG 2021 ein (gesetzlicher) Vergütungsanspruch künftig nur noch für 50 Prozent der erzeugten Strommenge. Durch diese Neuregelung – die in der Branche auf erhebliche Kritik stößt – werden Betreiber von Solaranlagen dieses Anlagensegments, sofern der erzeugte Strom nicht ungefördert eingespeist werden soll, künftige dafür Sorge tragen müssen, dass mindestens 50 Prozent des erzeugten Stroms vor Ort verbraucht werden, entweder

im Rahmen einer Eigenversorgung oder einer Lieferung an Dritte, wobei nach der gesetzlichen Regelung unklar ist, auf welchen Zeitraum (Viertelstunde? Stunde? Tag? Woche? Monat? Jahr?) sich dieses 50-%-Kriterium überhaupt beziehen soll. Auch dürfte die Regelung erhebliche praktische Schwierigkeiten im Hinblick auf die Direktvermarktung des eingespeisten Stroms aufwerfen, da wohl vollkommen unklar ist, wie hier eine messtechnische Abgrenzung und Bilanzierung des förderfähigen (Direktvermarktung im Marktprämienmodell) und nicht förderfähigen (sonstige Direktvermarktung) eingespeisten Stroms überhaupt erfolgen könnte, wenn es doch einmal zur Einspeisung von zu viel Strom kommen sollte. Nichtsdestotrotz werden sich Anlagenbetreiber aus diesem Anlagensegment künftig entscheiden müssen, ob sie eine Förderung für den gesamten erzeugten Strom über die Teilnahme an den Ausschreibungen erlangen möchten (und dann dem Eigenversorgungsverbot des § 27a EEG 2021 unterliegen – siehe zur Möglichkeit der Teilnahme an den Ausschreibungen auch oben C.1.1.) oder die begrenzte gesetzliche Förderung in Anspruch nehmen möchten. Allerdings gilt diese Regelung nicht ab sofort, sondern vom Gesetzgeber ist eine (relativ kurze) Übergangsfrist bis zum 1. April 2021 vorgesehen worden, vgl. § 100 Absatz 9 EEG 2021. Allen vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Solaranlagen kommt noch ein unbegrenzter Vergütungsanspruch zu.

- U Auch für **Freiflächenanlagen mit gesetzlichem Vergütungsanspruch auf Seitenrandstreifen**, also Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW, wird die zulässige Entfernung von Autobahnen oder Schienenwegen von 110 m auf 200 m erhöht, wobei künftig innerhalb dieser Entfernung ein längs zur Fahrbahn belegener 15 m breiter Korridor freigehalten werden „soll“. Ausweislich der Begründung dient dies dem Zweck, Wege für die Wanderung von Tieren freizuhalten. Dabei muss dieser Korridor nicht unbedingt unmittelbar an die Fahrbahn angrenzen, sondern lediglich innerhalb der 200 m belegen sein.
- U Durch eine eher technische Änderung in § 8 Absatz 5 EEG 2021 soll eine gewisse Erleichterung für Betreiber von Kleinsolaranlagen beim **Netzanschluss** herbeigeführt werden. Demnach dürfen „Anschlussbegehrende“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 10,8 kW künftig ihre Anlagen selbst an das Netz anschließen bzw. genau genommen durch einen fachkundigen Dritten den Anschluss vornehmen lassen, vgl. § 10 Absatz 1 EEG 2021, wenn der Netzbetreiber ihnen nicht innerhalb eines Monats nach Eingang des Netzanschlussbegehrens einen Zeitplan für die Bearbeitung desselben zukommen lässt. Hintergrund dieser Neuregelung ist Artikel 17 RED II, der vorschreibt, dass die EU-Mitgliedsstaaten für den Netzanschluss solcher Kleinanlagen ein vereinfachtes Anmelde- und Anschlussverfahren schaffen müssen. Ob die Neuregelung indes eine erhebliche Beschleunigung beim – oftmals recht zögerlich verlaufenden – Anschluss von kleinen Solaranlagen bringen wird, bleibt aber wohl abzuwarten, treten doch in der Praxis oftmals (erhebliche) Verzögerungen nicht bei der Bearbeitung des

Netzanschlussbegehrens, sondern gerade erst beim technischen Anschluss der Anlagen an das Netz auf.

- U Zuletzt soll der **Degressionsmechanismus** im Rahmen des EEG 2021 eine Änderung erfahren. Künftig wird sich der anzulegende Wert monatlich nur noch um 0,4 Prozent statt wie bisher nach dem EEG 2017 0,5 Prozent reduzieren (Basisdegression). Weiterhin wird, um die aktuellen Zubauzahlen besser abbilden zu können und die Degression so flexibler zu gestalten, der Bezugszeitraum für den für die Berechnung der Degression relevanten Zeitraum von 6 auf 3 Monate verkürzt. Insbesondere wird aber der Zielkorridor – also die jährliche Zubaumenge, an der sich eine gegebenenfalls eintretende Absenkung der Vergütungssätze bemisst – von 1.900 MW (EEG 2017) auf 2.500 MW erhöht, wobei von diesen 2.500 MW ab dem Jahr 2023 die den Wert von 250 MW überschreitende jährliche Ausschreibungsmenge für Aufdachanlagen (2023 und 2024: Überschreitung um 100 MW und ab 2025 Überschreitung um 150 MW) wieder abgezogen werden. Der für eine Anhebung der Vergütungssätze relevante Zubau wird ebenfalls erhöht, allerdings nur von 1.900 MW (EEG 2017) auf 2.100 MW, wobei auch hier ab 2023 ein Abzug der 250 MW überschreitenden jährlichen Ausschreibungsmengen für Solaranlagen vorgenommen wird. Letztlich wird durch diese Anpassungen zwar der Zubaukorridor insgesamt angehoben, weswegen eine Absenkung der Vergütungssätze erst ab einem höheren Zubau erfolgen wird, gleichzeitig werden aber die zusätzlichen Ausschreibungsmengen für Aufdachanlagen und mithin deren Beitrag zur Erreichung der Zubauziele durch entsprechende Abzüge berücksichtigt werden. Im Ergebnis wird es aber insgesamt erst ab einem höheren Zubau als bisher zu einer Absenkung der Vergütungssätze für Solaranlagen mit gesetzlichem Förderanspruch kommen.

Bewertung:

Nachdem nach den ersten Gesetzesentwürfen die Schwelle für die **Ausschreibungspflicht bei Aufdachanlagen** noch bei 500 kW und mittelfristig sogar 100 kW hatte liegen sollen, bleibt es nun doch bei den bekannten 750 kW, womit mit den Ausschreibungen für Aufdachanlagen erfreulicherweise tatsächlich ein ganzes Anlagensegment wiederbelebt werden könnte ohne direkt die Realisierung kleinerer Anlagen maßgeblich zu erschweren. Ein erhebliches Manko dürfte dabei für viele Betreiber aber das Eigenversorgungsverbot darstellen, das in ausschreibungspflichtigen Projekten sinnvolle dezentrale Nutzungen erschwert bzw. unmöglich macht. Als problematisch anzusehen und die Realisierung solcher Anlagen voraussichtlich dann doch maßgeblich erschwerend, ist aber die Neuregelung zur Vergütungsbegrenzung auf 50 % der erzeugten Strommenge bei Aufdachanlagen zwischen 300 und 750 kW – nicht zuletzt auch wegen der Unklarheiten im Zusammenhang mit der praktischen Umsetzung dieser Regelung.

Die Anhebung der zulässigen **Gebotsmenge für Freiflächenanlagen** auf 20 MW kann hingegen einen zusätzlichen Impuls für große Solaranlagen geben, wobei gerade im Segment große Solaranlagen ohnehin in den nächsten Jahren PPAs eine immer größere Rolle spielen werden bzw. jetzt auch schon spielen.

Die Anpassungen für das **Mieterstromsegment** sind – abgesehen von der Anhebung der Fördersätze – eher enttäuschend und werden die vielfältigen administrativen Probleme, mit denen diese Projekte in der Regel kämpfen, wohl nur am Rande adressieren. Auf den großen Durchbruch des Mieterstromsegments wird mithin wohl weiterhin zu warten sein.

II. Biomasse, Biogas, Biomethan

Im Bereich der Biomasse haben sich im EEG 2021 ein paar erfreuliche Änderungen ergeben. So ist ein neues Ausbauziel für Biomasseanlagen von 8,4 GW vorgesehen und es werden gesonderte Ausschreibungen für Biomethan in der Südregion eingeführt. Die Gebotshöchstpreise steigen um 2,0 ct/kWh und der Flexibilitätszuschlag wird von 40 Euro je Kilowatt auf nun 65 Euro je Kilowatt angehoben und auch auf Güllekleinanlagen ausgeweitet. Bei aller Freude über diese Verbesserungen gibt es allerdings auch eine äußerst problematische Regelung zu beklagen, die im letzten Moment Eingang in das Gesetz gefunden hat: Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag soll für Bestandsanlagen, die bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben und in die

Anschlussförderung wechseln, entfallen. Damit entzieht der Gesetzgeber in verfassungsrechtlich fragwürdiger Weise zahlreichen bereits veranlassten oder geplanten Flexibilisierungskonzepten die wirtschaftliche Grundlage.

1. Förderung außerhalb von Ausschreibungen

Für Strom aus **Biomasse, für den der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird**, gilt bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 kW ein Fördersatz von 12,80 ct/kWh (§ 42 EEG 2021), der sich ab dem 1. Juli 2022 jährlich um 0,5 Prozent gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr verringert.

Zudem wurde in § 88b EEG 2021 eine neue Verordnungsermächtigung aufgenommen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird danach ermächtigt, eine Anschlussförderung für **Güllekleinanlagen** (und solche, die es ab dem Stichtag werden wollen...) einzuführen. Voraussetzung ist, dass der Förderanspruch nach der ursprünglichen EEG-Fassung bereits beendet ist und dass die installierte Leistung der Anlage bei maximal 150 kW liegt. Ab dem Stichtag muss sichergestellt sein, dass in der Anlage im Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird. Mit Gülle ist in diesem Fall in erster Linie flüssige Gülle, etwa Rinder- oder Schweinegülle gemeint. Geflügeltrockenkot und Geflügelmist sind ausdrücklich ausgenommen.

Keine Voraussetzung ist hingegen, dass die Biogasanlage bereits in der Vergangenheit mit Gülle betrieben wurde. Die **Anschlussförderung** könnte daher womöglich auch etwas für die Betreiber von gängigen NawaRo-Anlagen sein, die über ausreichend Gülle verfügen, zum Stichtag ihre Anlagenleistung verringern und auf den Einsatz von NawaRo dann weitgehend verzichten.

Bislang liegt allerdings – soweit ersichtlich – noch kein Entwurf der Rechtsverordnung vor. Es bleibt daher abzuwarten, wie die Einzelheiten ausgestaltet sein werden. Spannend dürfte v.a. die Frage sein, welcher **Gebotshöchstpreis** festgelegt wird.

2. Ausschreibungen

a) Ausschreibungsvolumen

Das Ausschreibungsvolumen wurde im Vergleich zu den Zubauzielen im EEG 2017 deutlich erhöht. So werden 600 MW zu installierender Leistung pro Jahr gleichmäßig auf die beiden Ausschreibungstermine verteilt. Hinzu kommt ein neues Ausschreibungssegment für Biomethananlagen mit einem jährlichen Ausschreibungsvolumen von 150 MW. Ab 2022 müssen die Gebote für Biomethananlagen in der „**Südregion**“ realisiert werden, vgl. § 39k EEG 2021 (zum Begriff der Südregion sogleich). Ebenfalls ab dem Jahr 2022 sollen 50 Prozent des Ausschreibungsvolumens von Biomasseanlagen in der Südregion realisiert werden (**Südquote**).

Ab dem Jahr 2024 erhöht sich das Ausschreibungsvolumen um die Menge, die im dritten vorangegangenen Kalenderjahr nicht bezuschlagt wurde. Anders als bei der Photovoltaik sollen entsprechende „ungenutzte“ Mengen hier also erst mit einem dreijährigen Verzug vergeben werden (vgl. § 28b Absatz 2 Nummer 1 EEG 2021). Ziel ist, in Anbetracht der bislang stets gegebenen Unterzeichnung zu verhindern, dass es in den Ausschreibungen zu schnell wachsenden Mengen kommt.

Gleichzeitig verringert sich das Ausschreibungsvolumen um die Menge der installierten Leistung, die im vorangegangenen Kalenderjahr durch Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, realisiert wurde sowie um die Summe der installierten Leistung, die zukünftig aufgrund einer Rechtsverordnung gemäß der neu gefassten Verordnungsermächtigung § 88b EEG 2021 (Anschlussförderung für **Güllekleinanlagen**) im jeweils vorausgegangenen Kalenderjahr eine Förderung erhalten haben.

Das Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen in der Südregion erhöht sich bereits ab 2022 um die im jeweiligen Vorjahr nicht bezuschlagte Menge (vgl. § 28b Absatz 4 EEG 2021).

b) Allgemeine Änderungen und Änderungen für neue Anlagen

Die Mindestgröße für die (verpflichtende) Teilnahme an den Ausschreibungen bleibt bei 150 kW sowohl für Biomasseanlagen, als auch für Biomethananlagen in der Südregion (§ 30 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2021). Die Ausschreibungstermine wurden nun auf den 1. März und 1. September eines Jahres bestimmt (§ 28b Absatz 1 EEG 2021).

Besonders erfreulich ist, dass der **Gebotshöchstwert** von aktuellen 14,4 ct/kWh (ursprünglich waren es 14,88 ct/kWh, nach Abzug der Degression aktuell noch 14,4 ct/kWh) für neue Biomasseanlagen um volle 2,0 ct auf 16,4 ct/kWh erhöht wurde (zu den Änderungen für Bestandsanlagen sogleich). Die zu niedrigen Gebotshöchstpreise haben sich in der Vergangenheit als das größte Hindernis für die Teilnahme an den Ausschreibungen herausgestellt. Mit der geplanten deutlichen Erhöhung um 2,0 ct/kWh dürfte die Errichtung neuer Biogasanlagen für viele potentielle Anlagenbetreiber attraktiver werden, zumal der **Flexibilitätszuschlag** von derzeit 40 Euro je Kilowatt installierter Leistung auf künftig 65 Euro/kW angehoben wurde (vgl. § 50a Absatz 1 EEG 2021). Ab dem 1. Januar 2022 verringert sich der Gebotswert um 1 Prozent pro Jahr.

Ein Novum hat der Gesetzgeber für **kleinere Biomasseanlagen bis 500 kW** eingeführt. Hier soll der der „Zuschlagswert“, d.h. der im Zuschlagsbescheid festgestellte und vom Netzbetreiber zu zahlende Fördersatz, bis zum Jahr 2025 stets um 0,5 ct/kWh über dem Gebotswert liegen (§ 39i Absatz 6 EEG 2021). Im Ergebnis erhält ein Anlagenbetreiber, der beispielsweise 16,3 ct/kWh geboten hat und einen Zuschlag erhalten hat, dann 16,8 ct/kWh. Dies gilt ebenfalls für Bestandsanlagen (siehe unten). Dieser höhere Zuschlagswert soll die wettbewerblichen Nachteile kleinerer Anlagen etwas ausgleichen.

Die **Realisierungsfrist** für neue Biomasseanlagen verlängert sich mit dem EEG 2021 von 24 auf 36 Monate (§ 39e Absatz 1 EEG 2021). Dabei darf ein möglicher Verlängerungszeitraum 48 Monate jedoch nicht überschreiten. Zudem wurde das Erfordernis eingeführt, dass Bieter für Biomasseanlagen eine **Eigenerklärung** darüber abgeben müssen, dass keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung als hocheffiziente KWK-Anlage besteht, wenn es sich nicht um eine KWK-Anlage handelt. Entsprechende Besonderheiten sollen auch für Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von über 50 MW gelten (vgl. § 39 Absatz 3 Nummer 3ff. EEG 2021). Im letzten Moment kam noch die (hier so genannte) **80-20-Regelung**, eine Zuschlagsbegrenzung im Zuschlagsverfahren für Biomasseanlagen in § 39d Absatz 1 EEG 2021 hinzu. Danach werden, wenn die ausgeschriebene Menge unterschritten wird, jeweils nur die günstigsten 80 Prozent der eingereichten Gebotsmenge für Neu- und Bestandsanlagen (nach dem diese separiert wurden) bezuschlagt. Das bedeutet, dass stets 20 Prozent der Angebote ohne Zuschlag bleiben, was dazu führt, dass bereits unterzeichnete Ausschreibungen weiter gekürzt werden. Erst im dritten Jahr nach der Ausschreibung wird die nicht vergebene Menge erneut nach § 28b Absatz 2 Nummer 1 EEG 2021 ausgeschrieben.

Bewertung:

Nach der Gesetzesbegründung soll diese Regelung dafür sorgen, dass trotz fehlenden Wettbewerbs keine erhöhten Gebote abgegeben werden und damit der Preiswettbewerb aufrechterhalten werden soll. Allerdings scheint dies angesichts der vorhandenen knappen Preisobergrenzen überflüssig und hat zudem den unerwünschten Effekt eines noch geringeren Zubaus. Vielmehr sollte der Wettbewerb durch verbesserte Erlösmöglichkeiten angeregt werden. Damit stellt diese Regelung ein problematisches Hemmnis beim Ausbau der Bioenergie dar.

Neu eingeführt wird eine gesonderte **Südquote** bei Ausschreibungen für Biomasse (§ 39d Absatz 2 EEG 2021). Diese Quote sieht vor, dass ab dem Jahr 2022 50 Prozent des Ausschreibungsvolumens in der Südregion realisiert werden, wenn die eingereichte Gebotsmenge mindestens der ausgeschriebenen Menge entspricht. Sollte die eingereichte Gebotsmenge unter der ausgeschriebenen Menge liegen, so werden Anlagen in der Südregion bis zu einer Quote von 20 Prozent des Ausschreibungsvolumens bevorzugt bezuschlagt (§ 39d Absatz 3 EEG 2021).

Der Begriff der „**Südregion**“ ist in § 3 Nummer 43c EEG in Anlehnung an das KWKG definiert. Die zur Südregion zählenden Gebietskörperschaften sind in der Anlage 5 zum EEG 2021 aufgeführt. Die Gebietskörperschaften liegen in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und im

Saarland. Sinn und Zweck dieser Quote ist es nach der Entwurfsbegründung, für mehr gesicherte Leistung im Süden zu sorgen und damit die Systemsicherheit zu verbessern. Anders als für die Windenergie sollen im Süden nicht vergebene Mengen nicht auf die übrigen Standorte im Norden übertragen werden, um sicherzustellen, dass sich bestehende **Netzengpässe** nicht weiter verschärfen.

3. Änderungen für Bestandsanlagen und Anlagen in der Anschlussförderung

Die wichtigste Änderung ist hier sicherlich, dass der **Gebotshöchstwert** für Bestandsanlagen, die an einer Ausschreibung teilnehmen und in die zehnjährige so genannte Anschlussförderung wechseln wollen, deutlich angehoben wird. Der Gebotshöchstwert beträgt nun 18,4 ct/kWh (statt der ursprünglich geltenden 16,9 ct/kWh) und verringert sich ab dem 1. Januar 2022 um 1 Prozent pro Jahr (§ 39g Absatz 5 Nummer 3 EEG 2021). Auch bei Bestandsanlagen gilt, dass der vom Netzbetreiber auszahlende **Zuschlagswert für kleinere Biomasseanlagen** bis 500 kW bis zum Jahr 2025 stets um 0,5 ct/kWh über dem Gebotswert liegt (§ 39g Absatz 1 Satz 3 EEG 2021). Hervorzuheben ist zudem, dass auch die Betreiber bestehender Biogasanlagen von der **Anhebung des Flexibilitätszuschlags** von derzeit 40 Euro je Kilowatt installierter Leistung auf künftig 65 Euro/kW profitieren (hierzu sogleich C.II.5.).

Im Übrigen erfolgte eine Reihe kleinerer, überwiegend lediglich klarstellender Änderungen, was die Teilnahme von Bestandsanlagen an den Ausschreibungen betrifft. Zunächst ist eine Klarstellung darüber getroffen worden, dass bestehende Biomasseanlagen an Ausschreibungen teilnehmen können, auch wenn die ursprünglich verwendete Biomasse heute nicht mehr Gegenstand der Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (**Biomasseverordnung**) ist (§ 39g Absatz 1 Satz 1 EEG). Die Förderung nach der Zuschlagserteilung erhält die Bestandsanlage jedoch nur bei Einsatz von Biomasse im Sinne der aktuellen Biomasseverordnung. Insoweit findet sich in dem Gesetz auch die Klarstellung, dass auch solche Anlagen nach Ablauf der Förderdauer als „ausgeförderte Anlagen“ gelten und weiter vom Einspeisevorrang profitieren.

Eine wichtige Neuerung gibt es für bestehende Anlagen zur **Vergärung von Bioabfällen**. Im EEG 2017 war noch unklar, ob die Begrenzung des anzulegenden Wertes auf die für neue Abfallvergärungsanlagen geltenden Werte bereits dann gilt, wenn nur ein kleiner Anteil des Stroms aus Bioabfällen gewonnen wird. Weiter war unklar, ob diese Rechtsfolge dann für den gesamten in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom gilt oder nicht. Der Gesetzgeber greift nun einen Vorschlag aus der Kommentarliteratur auf: Der Zuschlagswert wird nur **für den aus Bioabfall erzeugten Strom** begrenzt (§ 39i Absatz 3 EEG 2021). Damit wurde auch zugleich klargestellt, dass die Rechtsfolge auch dann greifen soll, wenn nur zu einem geringen Anteil Bioabfälle eingesetzt werden.

Für den Zeitpunkt, ab dem die Bestandsanlage nach Zuschlagserteilung als neu in Betrieb genommen gilt, wurde ein neues Zeitfenster für den vom Anlagenbetreiber zu wählenden Stichtag festgelegt

(§ 39g Absatz 2 und 3 EEG 2021). Statt der bisher geltenden ein bis drei Jahre kann der Anlagenbetreiber den Zuschlag nun schon nach drei Monaten bis drei Jahren in Anspruch nehmen.

4. Sonderausschreibungen für Biomethananlagen

Die neue besondere Ausschreibung für Biomethananlagen (§§ 39j ff. EEG 2021) – gemeint sind mit diesem Begriff nicht die Biogasaufbereitungsanlagen, sondern mit Biomethan betriebene Verstromungseinheiten, etwa BHKW – findet nur einmal jährlich am 1. Dezember statt (§ 28b Absatz 4 EEG 2021). Das Ausschreibungsvolumen beträgt 150 MW pro Jahr mit einer Erhöhung ab 2022 um die Menge, für die im vorangegangenen Kalenderjahr kein Zuschlag erteilt werden konnte. Der Gebotshöchstwert beträgt 19,0 ct/kWh und verringert sich ab dem 1. Januar 2022 jährlich um 1 Prozent gegenüber dem geltenden Höchstwert im Vorjahr. Anlagen ab 100 kW, die an dieser gesonderten Ausschreibung teilnehmen, müssen besondere Flexibilitätsanforderungen erfüllen, da die zulässige Höchstbemessungsleistung bei lediglich 15 Prozent der installierten Leistung liegt. Bestandsanlagen bleiben von diesem Ausschreibungssegment ausgenommen.

Im Jahr 2021 steht die gesonderte Ausschreibung allen Biomethananlagen offen. Ab 2022 sollen hieran dann nur noch solche Biomethananlagen teilnehmen dürfen, die sich in der Südregion befinden. Biomethananlagen außerhalb der Südregion können dann allerdings an der allgemeinen Ausschreibung teilnehmen. Auch wenn der Wortlaut aufgrund der im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens vorgenommenen Änderungen etwas verunglückt ist, sprechen die deutlich überwiegenden Gründe dafür, dass diese Möglichkeit bestehen bleiben sollte.

5. Neugestaltung der Flexibilitätsprämie

Weitreichende Neuerungen ergeben sich bei der **Flexibilitätsprämie**. Das EEG 2021 greift dabei zwar einige, aber längst nicht alle Forderungen der Biogasbranche auf. Wichtig ist zunächst, dass die auch als „**Flexdeckel**“ bekannt gewordene quantitative Begrenzung auf zunächst 1.350 und später dann nur noch 1.000 Megawatt in die Historie geschickt wurde. Allerdings geht damit zugleich auch die Erhöhung der vom Anlagenbetreiber zu erfüllenden Anforderungen einher.

Nach § 50 Absatz 3 EEG 2021 besteht der Zahlungsanspruch nur, wenn an mindestens 4.000 Viertelstunden eine Strommenge von wenigstens 85 Prozent der installierten Leistung erzeugt wird. Bei Biomethananlagen in der Südregion muss diese Voraussetzung an mindestens 2.000 Viertelstunden erfüllt sein. Im ersten und letzten Jahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erfolgt eine Reduzierung der erforderlichen Viertelstunden anteilig im Verhältnis der vollen Kalendermonate. Auch Zeiträume, in denen aufgrund von Instandsetzung oder technischen Defekten kein Strom erzeugt werden kann, werden abgezogen – allerdings nur, wenn dies mehr als 672 zusammenhängende Viertelstunden betrifft (bei Biomethananlagen in der Südregion: 336 zusammenhängende Viertelstunden). Das bedeutet zum einen, dass Anlagenbetreiber, die ihre Biogasanlage flexibilisiert

haben, indem sie ein zusätzliches BHKW installiert haben, zu mindestens **etwa 12 Prozent der Jahresstunden beide BHKW parallel betreiben müssen**. Dies setzt natürlich voraus, dass auch das ältere BHKW noch voll funktionsfähig ist und auch tatsächlich für die Stromerzeugung genutzt wird. Ziel der Regelung ist es, eine flexible Stromerzeugung nicht länger lediglich anzureizen, sondern in gewisser Weise zu erzwingen. Die bislang geltenden Regelungen hingegen gewähren die Flexibilitätsprämie auch dann, wenn der Anlagenbetreiber einfach eines seiner BHKW dauerhaft ausgeschaltet lässt.

Ausweislich der **Übergangsbestimmungen** finden die neuen Vorgaben auf **Bestandsanlagen** nur Anwendung, wenn der Betreiber „nach dem 31. Dezember 2020 erstmalig die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung [...] an das Register übermittelt [hat]“ (§ 100 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2021). Die Meldung der zusätzlichen installierten Leistung konnte dabei ggfs. auch schon **vor Inbetriebnahme** eines erst Anfang 2021 gelieferten Flex-BHKW zulässig sein kann.

Das von Teilen der Biogasbranche favorisierte „**Stauchungsmodell**“ hat die Bundesregierung im Entwurf des EEG 2021 nicht aufgegriffen. Das Stauchungsmodell zielt darauf, auch für Anlagen mit einer geringen Restlaufzeit einen hinreichenden wirtschaftlichen Anreiz für die Flexibilisierung zu bieten. Hierzu sollte Anlagenbetreiber die Möglichkeit eingeräumt werden, die im Normalfall auf zehn Jahre gestreckte Flexibilitätsprämie bei Einhaltung besonders anspruchsvoller Vorgaben auch innerhalb eines kürzeren Zeitraums in voller Höhe abzurufen.

6. Änderungen beim Flexibilitätszuschlag

Wie bereits erläutert ist der **Flexibilitätszuschlag** von vormals 40 Euro je Kilowatt installierter Leistung auf 65 Euro/kW angehoben worden (§ 50a EEG 2021). Von der Anhebung profitieren auch die Betreiber von Bestandsanlagen, sofern sie in die Anschlussförderung wechseln. Dies gilt auch dann, wenn die Anlagenbetreiber bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2021 an einer Ausschreibung teilgenommen haben und ihnen bereits ein Zuschlag erteilt wurde. Wer allerdings z.B. bereits zum 1. Oktober 2020 in die **Anschlussförderung** gewechselt hat, hat das Nachsehen: Denn wenn bereits vor dem 31. Dezember 2020 den Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen wurde, bleibt es gemäß § 100 Absatz 2 Nummer 11 EEG 2021 bei der bisherigen Förderung von 40 Euro/kW. Wer seine Biogasanlage unter Geltung des EEG 2014 in Betrieb genommen hat, erhält **den erhöhten Flexibilitätszuschlag** ebenfalls nur, wenn bisher noch gar kein Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen wurde (§ 100 Absatz 2 Nummer 11 EEG 2021).

Nach der erst am 18. Dezember 2020 erfolgten Einfügung des zweiten Satzes in § 50a Absatz 1 EEG 2021 **entfällt der Flexibilitätszuschlag** für den Leistungszubau in der Anschlussförderung, für den bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen wurde. Hiermit sollen ausweislich der Gesetzesbegründung Mitnahmeeffekte und eine Doppelförderung verhindert werden. Wie der

Leistungsanteil, für den der Flexibilitätszuschlag entfällt, allerdings zu bestimmen ist, bleibt dabei gänzlich unklar. Der Gesetzgeber hat hier offenbar übersehen, dass die Flexibilitätsprämie lediglich für die „Zusatzleistung“, d.h. die mit dem Korrekturfaktor multiplizierte Differenz zwischen installierter Leistung und (jährlich neu zu ermittelnder) Bemessungsleistung, gezahlt wird, während der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag für die gesamte installierte Leistung besteht.

Bewertung:

Ziel der Regelung ist es offenbar, eine „Doppelförderung“ auszuschließen. Eine womöglich beihilferechtswidrige Doppelförderung steht hier allerdings aus einer ganzen Reihe von Gründen nicht zu befürchten. Dies zeigt bereits der Vergleich zwischen dem zwanzigjährigen Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen und der maximal zehnjährigen Förderung über die Flexibilitätsprämie ergänzt durch die maximal zehnjährige Anschlussförderung. Hinzu kommt, dass Anlagenbetreiber für die in den vergangenen Jahren vorgenommenen Flexibilisierungsmaßnahmen in den seltensten Fällen eine zehnjährige Förderung über die Flexibilitätsprämie erhalten. Zumeist erfolgt bereits vor Ablauf dieses Zeitraums der Wechsel in die Anschlussförderung. Der Wirtschaftlichkeitsberechnung liegt insoweit zugrunde, dass nach einigen Jahren Flexibilitätsprämie sodann in der sog. Anschlussförderung der Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen werden kann. Die neue Regelung ist auch verfassungsrechtlich bedenklich, da die betroffenen Anlagenbetreiber bei ihrer – teilweise erst nach Zuschlagserteilung getroffenen – Investitionsentscheidung darauf vertrauen durften, dass sie ab dem Stichtag auch den Flexibilitätszuschlag erhalten würden. Betreiber, die mit einer solchen Finanzierung gerechnet haben, werden unter Umständen von dieser Änderung existenziell betroffen. Daher wird bereits von vielen Verbänden die Forderung laut, der bisherige Anspruch von 40 €/kW Flexibilitätszuschlag müsse erhalten bleiben.

Zuletzt ist äußerst erfreulich, dass der Flexibilitätszuschlag mit dem EEG 2021 auch auf **Gülkleinanlagen** ausgeweitet wird. Dies war ursprünglich nicht vorgesehen, da nach der ursprünglichen Gesetzesfassung Gülkleinanlagen ohnehin nur eine installierte elektrische Leistung von maximal 75 kW aufweisen durften und der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag bei Anlagen mit gesetzlichem Förderanspruch erst ab einer Leistung von mehr als 100 kW besteht. Bei der Anhebung der für Gülkleinanlagen zulässigen installierten Leistung auf 150 kW hatte der Gesetzgeber dann übersehen, in § 50a Absatz 2 EEG 2017 zugleich auch einen Verweis auf den § 44 EEG 2017, welcher die

Vergütung für Güllekleinanlagen regelt, aufzunehmen. Dieser Fehler ist nun korrigiert worden. Zu beachten ist weiterhin, die Höchstbemessungsleistung nicht länger bei 75 kW liegt. Bei Anlagen bis 100 kW besteht der Förderanspruch künftig für die gesamte erzeugte Strommenge, bei Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung hingegen nur noch für 50 Prozent der installierten Leistung. Auch Bestandsanlagen erhalten künftig den Flexibilitätszuschlag. Allerdings bleibt es hier bei der Höchstbemessungsleistung von 75 kW.

Bewertung:

Der Gesetzgeber hat im Vergleich zum Kabinettsbeschluss und zum ersten Referentenentwurf kräftig nachgebessert und zahlreiche **Verbändeforderungen** aufgegriffen. Nach all den Entbehungen, die die Biomasse-, Biogas-, und Biomethanbranche seit Inkrafttreten des EEG 2014 vor mehr als sechs Jahren erdulden musste, ist das vorliegende Ergebnis zum Teil sehr erfreulich. Auf der anderen Seite kam es durch die im letzten Moment erfolgten Anpassungen zu sehr problematischen Änderungen, die nun als Gesetz in Kraft getreten sind.

Sowohl der Ausbaupfad als auch das jährliche Ausschreibungsvolumen wurden kräftig angehoben. Da alle bislang durchgeführten Biomasseausschreibungen unterzeichnet waren, steigen auch die Gebotshöchstpreise kräftig, nämlich um satte 2,0 ct/kWh an. Diejenigen, die früh dran waren und bereits einen Zuschlag erhalten haben, profitieren hiervon allerdings nicht. Anders steht es um den Flexibilitätszuschlag. Hier sollen auch die Betreiber bestehender Biogasanlagen davon profitieren, dass der Zuschlag von derzeit 40 Euro je kW installierter Leistung auf künftig 65 Euro/kW angehoben wird. Dass bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie der Flexibilitätszuschlag nicht mehr ausgezahlt wird, gehört zu den problematischsten Änderungen. Viele Betreiber hatten darauf vertraut, dass sie den Flexibilitätszuschlag erhalten würden und diesen bei ihrer Investitionsentscheidung einkalkuliert. Zudem wird sich die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen in vielen Fällen nicht mehr lohnen.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Durch die sog. **80-20-Regelung** fand im letzten Moment eine weitere nachhaltige Bremse für die Biomasse den Weg in das Gesetz. Statt den Wettbewerb aufrechtzuerhalten, wird dies den Ausbau von Biomasseanlagen hemmen, da die wenigsten Betreiber merklich unterhalb der immer noch niedrigen Gebotshöchstpreise werden anbieten können. Ob die weiteren neuen Regelungen dafür sorgen werden, dass es mit der Stromerzeugung aus Biomasse nach vielen Jahren der Stagnation endlich wieder aufwärts geht, erscheint damit zweifelhaft. Immerhin jedoch lässt das EEG 2021 – anders als das EEG 2014 und das EEG 2017 – ein etwas zaghaftes **Bekenntnis zur Biomasse** und zu deren Bedeutung für die flexible Stromerzeugung erkennen. Dass die Bundesregierung sich nicht allen Sorgen der Biomasse- und insbesondere der Biogasbranche annehmen wollte, liegt dabei auf der Hand. Gleichwohl ist jetzt **Licht am Ende des Tunnels** zu sehen – nicht zuletzt, weil es auch außerhalb des EEG, etwa im Kraftstoffsektor, erfreuliche Entwicklungen gibt.

III. Windenergie

1. Änderungen an den Ausschreibungsregeln

a) Ausschreibungsvolumen

§ 28 EEG 2021 sieht für Windenergie an Land nur noch **drei Gebotstermine pro Jahr** (1. Februar, 1. Mai und 1. September) vor, auf die die jährlich festgelegten Ausschreibungsvolumina gleichmäßig verteilt werden. Im Jahr 2021 werden 4.500 Megawatt ausgeschrieben, davon 1.600 Megawatt in zusätzlichen Sonderausschreibungen, die bereits im EEG 2017 für das Jahr 2021 vorgesehen waren. Für die Folgejahre steigt das Ausschreibungsvolumen jährlich (2.900, 3.000, 3.100, 3.200, 4.000, 4.800 und 5.800 Megawatt) auf die insgesamt bis zum Jahr 2028 zu installierende Leistung von 31.300 Megawatt.

Das konkrete Ausschreibungsvolumen kann sich allerdings nach verschiedenen Regelungen ändern:

- 🕒 So ist in § 28 Absatz 3 EEG 2021 eine **Erhöhungsregel** vorgesehen, die allerdings erst **ab dem Jahr 2024** greifen wird. Danach soll sich die ausgeschriebene Menge ab dem Jahr 2024 jeweils um die Mengen erhöhen, für die im dritten Vorjahr bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land keine Zuschläge erteilt werden konnten. Das Ausschreibungsvolumen kann sich aber auch verringern, nämlich um die Zuschläge aus **internationalen Ausschreibungen** und die summierte Leistung der im Vorjahr erstmalig geförderten **Pilotwindenergieanlagen**. Die Bundesnetzagentur stellt künftig jährlich bis zum 15. März eines Jahres die aufzuschlagende

(oder auch für internationale Ausschreibungen oder Pilotwindenergieanlagen abzuziehende) Menge fest und verteilt diese gleichmäßig auf die folgenden drei Ausschreibungsrunden.

- ☺ Zudem gibt es ab 2021 eine „**Nachholung**“ **nicht realisierter Zuschläge** aus den Vorrunden (§ 28 Absatz 5 EEG 2021): Das Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins erhöht sich hiernach jeweils um die Gebotsmenge von Zuschlägen, die nach dem 31. Dezember 2020 erteilt und vor der Bekanntgabe des jeweiligen Gebotstermins entwertet wurden.
- ☺ Schließlich wurde im Rahmen der kurzfristigen Änderungen am Ende des Gesetzgebungsverfahrens noch ein neuer § 28 Absatz 6 EEG 2021 eingefügt, nach dem die Ausschreibungsmengen durch die Bundesnetzagentur bei **drohender Unterzeichnung bis spätestens zwei Wochen vor dem Gebotstermin reduziert werden** sollen. In der Gesetzesbegründung wird für diese künstliche Verknappung der wohlklingende Begriff der „endogenen Mengensteuerung“ eingeführt. Eine drohende Unterzeichnung soll insbesondere dann anzunehmen sein, wenn die registrierten Neugenehmigungen seit dem letzten Gebotstermin und die nicht zugelassenen Mengen des letzten Gebotstermins gemeinsam einer kleineren Leistung entsprechen als die Ausschreibungsmenge des neuen Gebotstermins und zudem bereits eine Unterzeichnung im vorherigen Gebotstermin vorlag. Damit die Bundesnetzagentur eine drohende Unterzeichnung rechtzeitig feststellen kann, wurde auch die **Frist**, zu der die Genehmigung vorliegen und ans Register gemeldet sein muss, **von drei auf vier Wochen verlängert** (§ 36 Absatz 1 EEG 2021). Stellt die Bundesnetzagentur eine drohende Unterzeichnung fest, soll das Ausschreibungsvolumen auf die summierte Leistung der denkbaren Teilnehmer (registrierte Genehmigungen und nicht zugelassene Gebote der Vorrunde) reduziert werden.

b) Ausschreibungsregeln im Einzelnen

Wie auch bei den Solarausschreibungen bleibt das gesetzliche Grundgerüst für die Windausschreibungen weitgehend erhalten– die Änderungen im EEG 2021 betreffen hier eher Details. So besteht ein **Förderanspruch außerhalb der Ausschreibungen** weiterhin nur für Kleinanlagen an Land (installierte Leistung bis einschließlich 750 kW) und Pilotwindenergieanlagen (bei Anlagen an Land bis zur Gesamtleistung von 125 MW pro Jahr). Dennoch haben sich an den Wind-Ausschreibungen einige Änderungen ergeben.

Die wichtigsten Änderungen im Überblick:

- ☺ Neu ist, dass die **Genehmigung** nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz für die Ausschreibungsteilnahme nun **vier Wochen vor dem Gebotstermin erteilt und im Marktstammdatenregister registriert worden sein** muss, statt wie bisher drei Wochen vorher

(§ 36 Absatz 1 EEG 2021). Diese Änderung steht im Zusammenhang mit der ebenfalls kurzfristig ins Gesetz aufgenommenen Neuregelung zur Reduzierung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung (siehe vorstehenden Abschnitt a)). Die Friständerung hatte zur Folge, dass für die erste Ausschreibungsrunde im Februar 2021 bereits bis zum 4. Januar 2021 die entsprechende Registrierung erfolgt sein musste. Da diese Änderung erst kurz vor Jahresende ins Gesetz aufgenommen wurde, ist zu befürchten, dass nicht alle Branchenteilnehmer dies noch rechtzeitig mitbekommen haben. Es bleibt abzuwarten, ob und wie sich dies in der Februar-Runde 2021 auswirkt.

- U In § 36 Absatz 2 EEG 2021 wurde die Pflicht abgeschafft, im Gebot die Anlagen zu benennen, die zwar von einer Genehmigung erfasst sind, auf die sich das Gebot aber nicht bezieht. Dafür muss künftig die **Gebotsmenge pro Anlage** konkret im Gebot genannt werden. Diese Änderungen sollen laut der Gesetzesbegründung letztlich der besseren Administrierbarkeit der Gebotsregelungen dienen, gerade im Zusammenhang mit den neuen Regelungen zu nachträglichen Leistungserhöhungen (hierzu sogleich).
- U In den Ausschreibungen wird künftig besser berücksichtigt werden, dass sich die bei Ausschreibungsteilnahme geplante **Anlagenleistung** im Zuge der Realisierung verändern kann oder durch nachträgliche Maßnahmen eine effizientere Standortausbeute erreicht werden kann (z.B. durch eine zwischenzeitliche Typänderung oder ein Leistungsupgrade). Daher werden künftig **bis zu 15 Prozent der bezuschlagten installierten Leistung zusätzlich mitgefördert** (§ 22 Absatz 2 EEG 2021). Erhöht sich die installierte Leistung im Zuge der Realisierung also um bis zu 15 Prozent, wird der hierauf entfallende Stromanteil künftig „automatisch“ zum selben anzulegenden Wert wie der restliche Strom vergütet. Erhöht sich die installierte Leistung stärker als um 15 Prozent, ist es zudem möglich, für den über die 15 Prozent hinausgehenden Leistungsanteil noch einmal an der Ausschreibung teilzunehmen (sogenannte Zusatzgebote, vgl. § 36j EEG 2021) – allerdings erst nach Inbetriebnahme der Anlage, nicht schon im Realisierungsprozess. Der Gebotswert eines solchen Zusatzgebotes darf weder den geltenden Höchstwert, noch den Zuschlagswert des ursprünglich für die Anlage erwirkten Zuschlags überschreiten. Der Vergütungszeitraum des Zusatzgebotes wird zudem mit dem ursprünglichen „Hauptgebot“ synchronisiert. Die Neuregelungen zur Leistungserhöhungen gelten künftig auch für Bestandsanlagen.
- U In § 36b EEG 2021 wurde der **Höchstwert ab 2021** nunmehr auf **6,0 Cent/kWh** abgesenkt, da dies laut Gesetzesbegründung den aktuellen Förderkosten für Windenergieprojekte entspreche. Ab dem 1. Januar 2022 sinkt der Höchstwert dann **jährlich um 2 Prozent**. Eine „dynamische“ Berechnung anhand vorangegangener Ausschreibungsrunden findet nun also nicht mehr statt. Sollte sich hier in Zukunft wieder der Bedarf zu Korrekturingriffen ergeben, kann die

Bundesnetzagentur hier allerdings auch künftig etwaige Festlegungen treffen, wie bereits in der Vergangenheit geschehen.

- U An der **Sicherheit für Windenergieanlagen** in der Ausschreibung ändert sich nichts. Für Bürgerenergiegesellschaften bleibt es bei der schon im Mai 2020 vorgenommenen Abschaffung der Erst- und Zweitsicherheit. Die Sicherheit ist also auch für Bürgerenergiegesellschaften weiterhin in voller Höhe bereits zum Gebotstermin zu leisten.
- U Die Regelungen zum **Netzausbaubereich** (§ 36c EEG 2017) wurden ersatzlos gestrichen und durch einen neuen sogenannten „**Südbonus**“ ersetzt (§ 36d EEG 2021). Eine ähnliche Begünstigung der sogenannten Südregion – die in Anlage 5 des EEG 2021 aufgeführte Landkreise in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und im Saarland – findet sich nunmehr auch in den Regelungen zur Biomasseförderung (vgl. Abschnitt C. II.). Der Südbonus wirkt in der Ausschreibung – allerdings erst ab dem Jahr 2022 – wie folgt: Die Gebote aus der sogenannten Südregion werden zunächst von allen anderen Geboten separiert und der Höhe nach sortiert. Dann erhalten diese Gebote zunächst einen Zuschlag, bis eine bestimmte Zuschlagsmenge des in dem jeweiligen Termin zu verteilenden Ausschreibungsvolumens erreicht ist (2022 und 2023: 15 Prozent; ab 2024: 20 Prozent). Dann sortiert die Bundesnetzagentur in einem zweiten Schritt alle noch verbleibenden nicht bezuschlagten Gebote der Ausschreibungsrunde noch einmal durch und bezuschlagt bis zur Zuschlagsgrenze der Ausschreibung die restlichen noch zuschlagsfähigen Gebote. Ein noch höherer Anteil der vorrangigen Vergabe an im Süden gelegene Projekte sei laut Gesetzesbegründung zum jetzigen Zeitpunkt nicht zweckmäßig, da die Genehmigungssituation dies ohnehin nicht herbeibringe. Bis 2024 sollen nun aber Projektierer und Genehmigungsbehörden nach Vorstellung des Gesetzgebers offenbar genug Zeit haben, um hinreichend viele Projekte in der Südregion zu entwickeln.
- U Auch die Regelungen zur **Verlängerung des Realisierungszeitraums** wurden angepasst (§ 36e EEG 2021): So wurde zwar die Beschränkung auf eine „*einmalige*“ Verlängerung bei eingelegten Rechtsbehelfen Dritter gestrichen, aber eine Maximaldauer für den Verlängerungszeitraum von 18 Kalendermonaten eingeführt. Auch wurde die Bezugnahme auf die für eine Verlängerung erforderliche Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit der Genehmigung gestrichen, da aufgrund einer Änderung im Genehmigungsrecht Rechtsbehelfe Dritter gegen die Genehmigung einer Windenergieanlage in der Regel ohnehin keine aufschiebende Wirkung mehr entfalten. Zudem wurde – auch für Bestandsanlagen – eine **Verlängerungsoption bei Insolvenz des Anlagenherstellers** (bzw. des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils) eingeführt. Auch hierfür ist ein Antrag bei der Bundesnetzagentur erforderlich und der Verlängerungszeitraum beträgt ebenfalls maximal 18 Kalendermonate (wobei die Verlängerung höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden soll). Hierbei

wurde auch klargestellt, dass die beiden Verlängerungsoptionen auch „kumulativ“ geltend gemacht werden können, wenn es in einem Projekt sowohl wegen Rechtsbehelfen Dritter als auch wegen Herstellerinsolvenz zu Verzögerungen kommt. So können insgesamt Verlängerungen von insgesamt bis zu 36 Monaten erteilt werden. Auch im Falle eines verlängerten Realisierungszeitraums wegen Herstellerinsolvenz beginnt der **Förderzeitraum** jedoch bereits ab dem 30. Monat nach Zuschlagsbekanntgabe abzulaufen (vgl. § 36i EEG 2021). Eine durchaus erfreuliche Neuregelung in diesem Zusammenhang findet sich jedoch in einem neuen § 55 Absatz 5a EEG 2021: Hiernach werden im Fall einer Fristverlängerung nach § 36e EEG 2021 die Fristen für die Zahlung der **Pönalen** ebenfalls entsprechend verlängert. Hierzu fehlt allerdings noch eine Regelung in den Übergangsvorschriften, dass auch diese Regelung auf Bestandsanlagen erstreckt wird. Vielleicht handelt es sich dabei aber auch um ein noch zu behebendes gesetzgeberisches Versehen.

- U Im Zusammenhang mit der Verlängerungsoption des Realisierungszeitraums enthält die Regierungsbegründung zudem einen interessanten Hinweis auf ein derzeit bereits gelegentlich bestehendes Problem, nämlich dass es auch Konstellationen geben kann, in denen es durchaus *gewünscht* ist, sich eines bestehenden Zuschlags vorzeitig zu entledigen und mit demselben Projekt erneut an einer Ausschreibung teilzunehmen. In diesem Fall war in der Vergangenheit umstritten, ob und inwieweit dies mit Zuschlägen aus der Wind-Ausschreibung möglich war. Hierzu enthält die Gesetzesbegründung Ausführungen, in denen vorausgesetzt wird, dass ein **vorzeitiges Sich-Lösen von einem bestehenden Zuschlag nicht möglich** sein soll – obgleich unseres Erachtens durchaus gute Argumente dafür bestehen, dass dies möglich ist. Denn gerade mit Blick auf diese Problematik habe man sich entschieden, für die Verlängerung des Realisierungszeitraums in bestimmten Fällen eine Höchstgrenze von 18 Monaten einzuziehen, da in diesem Fall wegen des bereits ablaufenden Förderzeitraums häufig ohnehin eine erneute Teilnahme gewünscht sein könnte (wobei hierzu natürlich anzumerken ist, dass dieses Problem auch anders hätte gelöst werden können, z.B. indem der Förderzeitraum entsprechend der Fristverlängerung wie bei den Pönalfristen mitverlängert wird – zudem ist die Begründung auch insgesamt nicht schlüssig, da es dem Betreiber ja auch freisteht, keinen Antrag auf Verlängerung zu stellen, wenn er sich von seinem Zuschlag lösen will).
- U Eine weitere wichtige Änderung findet sich in § 36f EEG 2021 und bezieht sich auf **Änderungen** bzw. künftig ausdrücklich auch die **Neufassungen der Genehmigung** nach dem Zuschlag, wie sie in der Projektpraxis immer wieder vorkommen. So wurde nunmehr ausdrücklich klargestellt, dass nicht nur bei einer Genehmigungsänderung, sondern auch im Falle einer Neuerteilung der Genehmigung der Zuschlag auf die geänderte oder eben auch die neu erteilte Genehmigung bezogen bleibt. Voraussetzung hierfür ist aber, dass der Standort der Windenergieanlage um höchstens das doppelte der Rotorblattlänge abweicht.

- ☺ Für **Bürgerenergiegesellschaften** (vgl. § 36g EEG 2021) wurden keine wesentlichen Änderungen vorgenommen. Hier bleibt es nach dem Zusammenstreichen der wesentlichen Ausschreibungs-Privilegien also bei den zuletzt geltenden Regelungen (also im Wesentlichen dem *uniform-pricing*-Vorteil).
- ☺ Bei der **Berechnung des anzulegenden Wertes** für die konkrete Anlage auf Basis des Zuschlagswertes wird künftig eine weitere Korrekturstufe für besonders windschwache Standorte eingezogen. So gilt künftig bei einem Gütefaktor von 60 Prozent und darunter ein Korrekturfaktor für die Berechnung von 1,35 (vgl. § 36h EEG 2021). Bis jetzt war die niedrigste Korrekturstufe hier ein Gütefaktor von 70 Prozent mit einem Korrekturfaktor von 1,29. Durch die Änderung soll laut der Gesetzesbegründung ein weiterer Anreiz gesetzt werden, auch windschwache Standorte zu entwickeln, um damit auch „die *Genehmigungsdynamik zu stärken*“ und die „*insgesamt für die Ausschreibungen erforderliche Wettbewerbsintensität*“ zu erhöhen. Ob dies mit einer solchen Regelung effektiv gelingen kann, wird allerdings teilweise durchaus bezweifelt.

2. Kommunenbeteiligungsmodell (§ 36k EEG 2021)

Seit geraumer Zeit wird diskutiert, durch welche Maßnahmen die **Akzeptanz in der Bevölkerung** gegenüber dem weiteren Ausbau der Windenergie erhalten und gesteigert werden kann. Hierbei werden schon lange verschiedenste Modelle erwogen, wie man die Bürger vor Ort – ob direkt oder über die Standortkommunen – direkt an der mit der Windenergie einhergehenden Wertschöpfung beteiligen kann. Gleichzeitig stellten sich hier in der Praxis vielfach durchaus heikle kommunalwirtschaftsrechtliche, teilweise gar strafrechtliche Fragen, da sich natürlich Geldflüsse zwischen Projektierern und Gemeinden schnell auch in der Nähe von „Bestechung“ und „Vorteilsnahme“ bewegen können.

Ein neuer § 36k EEG 2021 sieht nun die **freiwillige Möglichkeit einer Zahlung** von bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde von eingespeister oder fiktiver förderrelevanter Strommengen im Sinne der Ziffer 7.2 der Anlage 2 zum EEG 2021 durch Windenergieanlagenbetreiber vor im Sinne einer „einseitigen Zuwendung ohne Gegenleistung“ an „betroffene Gemeinden“. Betroffene Gemeinden sind dabei alle, deren Gemeindegebiet sich zumindest teilweise innerhalb eines um die Windenergieanlage gelegenen Umkreises von 2.500 Metern befindet. Sind mehrere Gemeinden betroffen, ist die Höhe der angebotenen Zahlung pro Gemeinde anhand des Anteils ihres jeweiligen Gemeindegebiets an der Fläche des Umkreises aufzuteilen, so dass insgesamt höchstens der strommengenbezogene Betrag von 0,2 Cent angeboten werden darf.

Vereinbarungen zwischen Betreiber und Gemeinden, die die Zahlung des nach § 36k Absatz 1 EEG 2021 zulässigen strommengenbezogenen Betrages beinhalten, unterliegen dabei der Schriftform und

können schon vor Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung für die Windenergieanlagen geschlossen werden. Der Gesetzgeber regelt weiter, dass solche Vereinbarungen oder Angebote von Betreibern an Gemeinden auf ihren Abschluss nicht als „Vorteil“ im Sinne des Korruptionsstrafrechts gelten (§§ 331 bis 334 Strafgesetzbuch, StGB). Zudem können die Betreiber entsprechende Zahlungen als Erstattung vom Netzbetreiber verlangen, die insoweit noch während der Entwurfsfassung des EEG 2021 bestehende Lücke in der EEV wurde geschlossen.

Die Regelung schafft im Gegensatz zur Entwurfsfassung zu begrüßende weitere Klarheit, indem die Tatbestandsverwirklichung von Korruptionsstraftaten durch das Angebot oder den Abschluss von Vereinbarungen über die Kommunalbeteiligung ausgeschlossen wird. Allerdings bleiben auch hier Unsicherheiten. Weiterhin erfordert die gesetzliche Regelung, dass ein Zahlungsangebot „ohne Gegenleistung“ erfolgt. Genau hier liegt in der Praxis aber ein Unsicherheitsfaktor, denn bereits die Forderung einer Gemeinde, dass die Abgabe gemäß § 36k EEG 2021 gezahlt werden müsse und das – ggf. auch nur schlüssige – Inaussichtstellen des Nichtabschlusses eines städtebaulichen Vertrages bei Weigerung des Vorhabenträgers, schließt die Einseitigkeit aus. Aufgrund der vorgesehenen Wälzung dürfte der Vorhabenträger in der Regel kein relevantes eigenes Interesse an der Nichtzahlung der Abgabe haben, gleichwohl ist bei genauem Hinsehen eine „Einseitigkeit“ wohl eher die Ausnahme – auch wenn sich keine Gegenleistung ausdrücklich in der vertraglichen Vereinbarung findet. Ist die Einseitigkeit allerdings nicht gegeben, greift auch der gesetzlich vorgesehene Strafbarkeitsausschluss nicht.

Wir erinnern, dass bereits die „allgemeine Stimmungspflege“ oder das Ziel des gemeindlichen Wohlwollens auf Seiten des Vorhabenträgers Zahlungen oder Zahlungsangebote zu einer strafrechtlich relevanten Unrechtsvereinbarung im Sinne der Korruptionsstraftaten verknüpfen können („[...]daher genügt es, wenn der Wille des Vorteilsgebers auf ein generelles Wohlwollen bezogen auf künftige Fachentscheidungen gerichtet ist, das bei Gelegenheit aktiviert werden kann.“, BGH, Urteil vom 14. Oktober 2008 – 1 StR 260/08, Rn. 32). Zwar bestehen natürlich insoweit, auch von der Rechtsprechung aufgegriffene, nicht unerhebliche Beweis- und Nachweisschwierigkeiten (das Strafverfolgungsrisiko). Dennoch sind unmittelbare Zahlungen an die öffentliche Hand aus gutem Grund immer als problematisch zu sehen. Denn dass Zahlungen gänzlich ohne Erwartung einer Gegenleistung erfolgen, mag diese auch nur in dem Wohlwollen der Gemeinde liegen, dürfte praktisch selten sein. Innere Willensrichtungen sind dabei gerade Teil des relevanten Vorsatzes eines möglichen Täters und damit Teil einer strafrechtlichen Tat und nach der nun umgesetzten Regelung des § 36k EEG ein wichtiger Aspekt des Eingreifens des Strafbarkeitsausschlusses (s.o.).

Daher naheliegender wäre es aus unserer Sicht gewesen, die „einseitige Leistung“ einer Zuwendung an Gemeinden als zulässig zu erklären, auf das Erfordernis eines Angebots oder einer Vereinbarung also schlicht zu verzichten. Bereits die Notwendigkeit eines „Angebots“ und einer „Vereinbarung“ führt

rein rechtspraktisch dazu, dass die einseitige Zuwendung wieder eine zweiseitige Komponente bekommt und dadurch selbst die Schwelle zur Gegenleistung, wenn nicht überschreitet, so aber mindestens stark herabsenkt. Wir empfehlen daher weiter, die Zahlung der Kommunalabgabe nicht als integrativen Teil eines sonstigen (städtebaulichen) Vertrages mit einer Gemeinde zu schließen, sondern die Zahlungsvereinbarung entweder in eine gesonderte Vereinbarung auszulagern oder jedenfalls in eine möglichst selbständige Anlage, da ansonsten das Risiko einer unzulässigen Verknüpfung groß ist. Wir halten dieses Risiko nicht für rein akademischer Natur, sondern gerade im zunehmenden Wettbewerb für auf mehreren Ebenen gefährlich.

Nicht geregelt ist das Verhältnis der Abgabe nach § 36k EEG 2021 zu landesrechtlichen Regelungen. Denn in Brandenburg existiert das **Windenergieanlagenabgabengesetz (BbgWindAbgG)**, wonach für Windenergieanlagen verpflichtende Abgaben an Gemeinden im Umkreis von 3 Kilometern um die Windenergieanlagen zu entrichten sind. Abgesehen davon, dass nach unserer Auffassung große Bedenken gegen die verfassungsrechtliche Zulässigkeit jenes Gesetzes bestehen, muss nun die Praxis klären, in welchem Verhältnis diese Abgabe zu den von § 36k EEG 2021 vorgesehenen Möglichkeiten stehen wird. Ist die brandenburgische Windabgabe auf das „**Kontingent**“ des vorgesehenen § 36k EEG 2021 anzurechnen oder hinzuzurechnen? Letzteres dürfte nach unserer Auffassung der Fall sein, da die Zahlungspflicht des BbgWindAbgG und die Zahlungserlaubnis des § 36k EEG 2021 in unterschiedlichen rechtlichen Grundlagen fußen.

Bislang gilt dabei die Regelung zur Kommunalbeteiligung nur für Windenergieanlagen. In § 95 Nummer 3 EEG 2021 ist aber eine Verordnungsermächtigung vorgesehen, mit der die Regelungen zu Kommunalbeteiligung des § 36k EEG auf weitere erneuerbare Erzeugungsanlagen erstreckt werden können.

3. Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen

Für Windenergieanlagen, die nicht an den Ausschreibungen teilnehmen müssen (**Kleinstanlagen oder Pilotwindenergieanlagen**), wurden keine größeren Änderungen beschlossen, vgl. § 46 EEG 2021. Hier fand im Wesentlichen lediglich eine „Bereinigung“ um die im EEG 2017 noch übergangsweise bis 2019 enthaltenen Bestimmungen statt.

- ☺ Der **anzulegende Wert** wird also weiterhin ebenfalls nach § 36h EEG 2021 berechnet, wobei der Berechnung statt dem Zuschlagswert der Durchschnittswert aus den höchsten bezuschlagten Geboten im Vorvorjahr zugrunde zu legen ist. Für Anlagen mit installierter Leistung bis 50 kW wird dabei pauschal eine Ertragsgüte von 60 Prozent des Referenzertrags angenommen.
- ☺ Es wurde zudem klargestellt, dass der neue § 36k EEG 2021 (**Kommunalbeteiligungsmodell**, siehe oben) auch für Pilotwindenergieanlagen gilt. Auch Betreiber von Pilotwindenergieanlagen können also die betroffenen Gemeinden nach den oben dargestellten Regelungen beteiligen.

Bewertung:

Insgesamt finden sich in den Änderungen für die Windbranche zahlreiche Einzelregelungen, die durchaus erkennen lassen, dass der Gesetzgeber sich um eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windprojekte bemüht. So sind insbesondere die Anpassungen in den Ausschreibungsregelungen wie die Möglichkeit der Mitförderung oder Zusatzgeboten bei Leistungserhöhungen, die verlängerte Realisierungsfrist bei Herstellerinsolvenzen, die Klarstellung zu Neugenehmigungen oder die Verschiebung der Korrekturschwelle für windschwache Standorte insgesamt sicher begrüßenswert. Nach wie vor deutlicher Kritik begegnet hier allerdings die Maximaldauer von 18 Monaten für die Verlängerung der Realisierungsfrist in bestimmten Fällen (Rechtsbehelfe Dritter und Herstellerinsolvenz). Diese sei mit Blick auf die in der Praxis erwartbaren Verfahrensdauern schlicht zu kurz bemessen. Die insoweit vorgetragene Begründung, man wolle dem Anlagenbetreiber hiermit lediglich ermöglichen, sich von dem Zuschlag wieder zu lösen, scheint auch eher vorgeschoben – die dort angesprochene Problematik hätte man auch auf verschiedene Weise anders lösen können. Jedenfalls bleibt es misslich, dass der Förderzeitraum weiter bereits zu laufen beginnt, wenngleich die Realisierungsfrist auf Antrag verlängert wird. Hier wäre es wünschenswert gewesen, dass der Gesetzgeber die Neuregelung zur Synchronisierung des verlängerten Realisierungszeitraums mit den Pönalzeiträumen auch auf den Förderzeitraum überträgt. Unklar scheint derzeit noch, inwieweit die Verlängerung der Pönalzeiträume auch für Bestandsanlagen gelten soll, da hier noch ein entsprechender Verweis in den Übergangsvorschriften fehlt. Vielleicht bessert der Gesetzgeber hier ja noch einmal nach. Zuletzt bliebe es wünschenswert, dass unter bestimmten Voraussetzungen auch ausdrücklich die Option eingeräumt wird, Zuschläge freiwillig zurückzugeben. Die Ausschreibungspraxis der letzten Jahre hat immer wieder gezeigt, dass es – gerade bei erforderlichen aufwändigen „Umgenehmigungen“ – Fälle geben kann, in denen eine Verlängerung der Fristen nicht interessengerecht ist, sondern es dem Projektierer möglich sein muss, sich von einem Zuschlag zu lösen.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Eine solche Option könnte etwas als Alternative zur Verlängerungsoption ins Gesetz aufgenommen werden. Insgesamt wird derzeit immer wieder aus der Branche der Wunsch nach mehr Flexibilität hinsichtlich der Realisierungsabläufe, der Fristen etc. im Gesetz geäußert, um auch schneller auf unvorhergesehene Ereignisse wie z.B. auch die Covid-19-Pandemie reagieren zu können.

Großer Kritik aus der Branche begegnet zudem die ganz am Ende des Gesetzgebungsverfahrens noch kurzfristig „ins Gesetz gerutschte“ Neuregelung zur Verknappung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung. Mit der Neuregelung soll ausweislich der Normbegründung Wettbewerb und Preisdruck auch bei Unterzeichnung einer Ausschreibungsrunde entstehen, da der Gesetzgeber davon ausgeht, dass Teilnehmer wegen erwarteter Leistungserhöhungen an ihren Anlagentypen de facto vielfach mit höheren Leistungen bieten als bislang genehmigt. Der neue Mechanismus wird jedoch auch von vielen Seiten stark kritisiert, weil hiermit der ohnehin bereits arg schleppende Windenergieausbau weiter unter Wettbewerbsdruck gesetzt wird. Zudem scheinen solche künstlichen Verknappungen im System der Ausschreibungen insgesamt gewissermaßen als Fremdkörper: Wenn schon auf Preis-Wettbewerb statt auf gesetzliche Förderwerte gesetzt wird, sollten die Grundmechanismen des Wettbewerbs auch ernst genommen werden und in Zeiten unterzeichneter Ausschreibungen eben mit eher hohen Zuschlägen ein Anreiz für neue Projekte gesetzt werden – anstatt dann auch noch mit künstlicher Verknappung weitere Preisreduzierungen zu erzwingen. Teilweise wird gar befürchtet, dass die neue Regelung zu einer regelrechten „Abwärtsspirale“ in den Wind-Ausschreibungen und zu noch mehr Verunsicherung und Verdrängung gerade kleinerer Akteure führen wird.

Auch weitere größere Eingriffe ins Ausschreibungssystem wie der neue Südbonus oder auch die Regelungen zur Kommunalbeteiligung werden sich in der Praxis erst noch beweisen müssen und wir gehen davon aus, dass hier auch in den nächsten Jahren noch nicht das letzte Wort gesprochen ist.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Dass mit solchen Maßnahmen allein die erhebliche „Ausbaudelle“ bei der Windenergie (gerade in Süddeutschland) behoben werden kann, ist angesichts der maßgeblich im Planungs- und Genehmigungsrecht verankerten Schwierigkeiten natürlich eher fernliegend – hiervon dürfte aber auch der Gesetzgeber kaum ausgehen und das EEG 2021 hier eher als einen (wenn auch zentralen) Baustein sehen.

Kritisiert wird zudem, dass der angezielte Ausbaukorridor für die Erreichung der Gesamtziele nicht ausreichend sei und auch die Nachholung der in Vorrunden nicht bezuschlagten bzw. realisierten Volumina mit 2024 erst zu spät einsetze. So könne insgesamt nicht davon ausgegangen werden, dass der Ausbau der Windstromgewinnung hinreichend zügig voranschreitet. Vor diesem Hintergrund wäre auch bereits ein früheres Einsetzen des „Heilungsmechanismus“ für die aktuellen ausbauschwachen Jahre denkbar und wünschenswert gewesen.

Auch fehlt vielen Beobachtern insgesamt eine schlüssige und wirtschaftlich tragfähige Weiterbetriebs- und Repoweringstrategie im EEG 2021, mit der sichergestellt werden kann, dass gerade auch im Windbereich in den nächsten Jahren nicht mehr installierte Leistung als nötig außer Betrieb geht. Die „Corona-Schonfrist“ von einem Jahr für Ende 2020 ausgeforderte Anlagen reiche – zumal in der vorgesehenen geringen Höhe – für viele Alt-Anlagen nicht aus, um einen auskömmlichen Weiterbetrieb zu sichern. Nicht zuletzt hatten viele Betroffene in der Windbranche sich erhofft, dass mit dem EEG 2021 endlich praxisnähere Regelungen zu dem Themenkomplex EEG-Umlage auf windparkinterne Stromverbräuche umgesetzt werden würden. Auch hier herrscht im EEG 2021 eine größere Leerstelle – der Gesetzgeber gewährt der Praxis hier lediglich einen weiteren Fristaufschub von einem Jahr (siehe oben Abschnitt B. VIII.).

Wie so oft bleibt also zu resümieren: Vieles, was sich im Entwurf zum EEG 2021 findet, ist grundsätzlich durchaus zu begrüßen – problematischer ist aber vielfach, was bislang *nicht* geregelt wird.

IV. Wasserkraft

Für Wasserkraftanlagen bringt – wie auch schon die vorangegangenen Novellen - das EEG 2021 kaum Neuerungen.

Die einzige, indes nicht ganz unerhebliche Änderung, im Vergleich zum EEG 2017 ist, dass für kleine (Bestands-)Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 kW sich der anzulegende Wert mit Wirkung ab dem 1. Januar 2021 bis zum Ende der Förderdauer um 3 ct/kWh erhöht. Für kleine (Bestands-)Wasserkraftanlagen, deren Förderdauer nach dem EEG nicht befristet ist, gilt die Erhöhung für 10 Kalenderjahre.

D. Speicher und Sektorenkopplung im EEG 2021

Mit großer Enttäuschung wurde das EEG 2021 durch die Speicherbranche aufgenommen. Die in vielen Punkten nachteilige und unklare Rechtslage für Speicher in Deutschland bleibt bestehen. Immerhin wurden im Bundestag noch Regelungen zur Befreiung der Wasserstoffherzeugung von der EEG-Umlage in das EEG 2021 eingefügt. Ob davon allerdings im Wesentlichen grüner Wasserstoff profitieren wird, bleibt noch abzuwarten.

I. Stromspeicher im EEG 2021

Aus Sicht von Stromspeichern ist die Analyse des EEG 2021 leider schnell abgeschlossen. Änderungen an den problembehafteten Stellen oder sonstige Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens sind nicht zu verzeichnen. Unter anderem die folgenden wohl wichtigsten und seit langem bekannten und auch vielfach thematisierten Probleme in Bezug auf Speicher bleiben fortbestehen:

- Die im Hinblick auf Prosumer **dringend erforderliche Reform des § 61l EEG** im Hinblick auf die Anforderungen an die Installation von Messeinrichtungen sowie die Nichtanwendbarkeit der §§ 62a und 62b EEG scheint auszubleiben. Damit bleibt § 61l EEG für aktive Kunden in einer Vielzahl von Fällen de facto nicht anwendbar und die entsprechende Doppelbelastung mit der EEG-Umlage, der KWK-Umlage und der Offshore-Umlage bleibt bestehen. Der Status quo steht damit nach unserer rechtlichen Einschätzung weiterhin im **Widerspruch zu Artikel 15 Absatz 1 EBM-RL**, wonach die Mitgliedstaaten zu gewährleisten haben, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden zu handeln, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht- kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden, sowie im **Widerspruch zu Artikel 15 Absatz 5 lit. b) EBM-RL**, wonach die Mitgliedstaaten dafür sorgen müssen, dass aktive Kunden, die einen Speicher betreiben, für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht unterworfen sind.

- Die Anwendung des sogenannten **Ausschließlichkeitsprinzips des § 3 Nummer 1 und § 19 Absatz 1 EEG** auf Speicher soll nach dem Entwurf auch zukünftig dazu führen, dass sämtlicher in einem Speicher befindlicher Strom aus erneuerbaren Energien durch die Einspeicherung einer Kilowattstunde Graustrom insgesamt zu Graustrom wird. Eine bilanzielle Betrachtung des gespeicherten Stroms ist hingegen weiterhin nicht vorgesehen. Dies steht jedoch im **Widerspruch zu Art. 21 Absatz 2 lit. a) EE-RL**, wonach EE-Eigenversorger berechtigt sind, erneuerbare Energie einschließlich für die Eigenversorgung zu erzeugen und die Überschussproduktion von erneuerbarer Elektrizität zu speichern und, auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen, zu verkaufen. Nach **Artikel 15 Abs. 4 lit. d) EBM-RL** müssen aktive Kunden mit Speicher zudem mehrere Dienstleistungen gleichzeitig erbringen dürfen und können an (allen) Flexibilitätsprogrammen teilnehmen (Artikel 15 Abs. 2 lit. c) EBM-RL. Nationale Vorschriften, nach denen sich ein Speicher entscheiden muss, ob er den gespeicherten als erneuerbaren Strom behandeln oder ob er Flexibilität für das Netz erbringen möchte, sind dementsprechend mit dem Europarecht nicht in Einklang zu bringen.

Bewertung:

Aus Sicht von Stromspeichern (zur Sektorenkopplung siehe unten II.) ist das EEG 2021 insgesamt eine Enttäuschung. Damit war eigentlich nicht zu rechnen, nachdem das Clean Energy Package der EU (siehe hierzu oben Abschnitt A.) die Energiespeicherung, die Eigenversorgung und aktive Kunden (= Prosumer) klar und deutlich als zentrale Säulen des erneuerbaren und dezentralen Energiesystems der Zukunft identifiziert und mit entsprechenden Rechten ausgestattet hatte. Wird hier im ersten Halbjahr 2021 nicht noch erheblich nachgebessert, so lässt sich aus Sicht von Stromspeichern als Fazit festhalten:

- Wieder einmal wird eine Chance verpasst, im EEG Weichen in eine regenerative Zukunft zu stellen, die (zwangsläufig) durch ein Mehr als Speichern und dezentralen Energiekonzepten geprägt sein wird.
- Die Speicherfeindlichkeit des aktuellen Rechtsrahmens, seine Inkongruenzen, Unklarheiten und überbordende Bürokratie beim Betrieb von Speichern bleiben vorerst bestehen.

II. Sektorkopplung: Wasserstoff im EEG 2021

Im Bereich der Sektorkopplung wurden die bereits in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sowie den ersten Gesetzesentwürfen angekündigten Regelungen zur **Befreiung des Stroms zur Wasserstoffherzeugung von der EEG-Umlage** mit Spannung erwartet. Auf der Grundlage von den letzten Beschlüssen des Wirtschaftsausschusses vom 15. Dezember 2020 wurden hierzu schließlich kurz vor Ende des Gesetzgebungsverfahrens insgesamt drei Paragraphen in das EEG 2021 aufgenommen: So wurde in § 64a EEG 2021 eine Regelung zur Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen und in einem neuen § 69b eine Regelung zur Herstellung von grünen Wasserstoff aufgenommen. Die Regelungen werden ferner flankiert durch eine Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an grünen Wasserstoff in § 93 EEG 2021. Die Neuregelungen sind für viele Projekte von großem Interesse und haben das Potenzial, grüne Wasserstoffprojekte einen ganzen Schritt nach vorne zu bringen. Bedauerlich ist allerdings, dass bei einem so bedeutsamen Regelungskomplex durch die extrem kurzfristige Aufnahme ins Gesetz im Ausschuss für Wirtschaft und Energie weder die Möglichkeit einer „offiziellen“ Stellungnahme für Verbände bestand noch eine Lesung im Parlament stattgefunden hat. Ob dieses auf den letzten Metern doch sehr hektische Vorgehen einem erklärtermaßen hoch relevanten Vorhaben wie der Wasserstoffförderung – auch unter rechtsstaatlichen Gesichtspunkten – gerecht wird, kann sicher diskutiert werden.

1. § 64a EEG 2021: Ergänzung der Besonderen Ausgleichsregelung

Die bisherigen Bestimmungen der **Besonderen Ausgleichsregelung** für stromkostenintensive Unternehmen wurden durch § 64a EEG 2021 um eine Regelung zur Nutzung von Strom zur Herstellung von Wasserstoff ergänzt. Ziel der Regelung ist ausweislich des ebenfalls neuen § 63 Nummer 1a EEG 2021 die Unterstützung der Technologie zur Wasserstoffherstellung und eine Verhinderung der Abwanderung der Produktion von Wasserstoff in das Ausland. Die Regelung führt bei Vorliegen ihrer Voraussetzungen zu einer **Reduzierung der EEG-Umlage auf bis zu 0,1 Cent je Kilowattstunde**. Der Umfang der Begrenzung hängt dabei davon ab, wie hoch die Wertschöpfung und die Stromkostenintensität des Unternehmens sind. Weitere Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Regelung sind:

- 🕒 Das Unternehmen muss einer Branche mit der laufenden Nummer 78 nach Anlage 4 zum EEG 2021 zuzuordnen sein (Herstellung von Industriegasen).
- 🕒 Die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff muss den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leisten.
- 🕒 Ferner ist ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem bzw. bei einem Stromverbrauch von weniger als 5 Gigawattstunden ein alternatives System zur Verbesserung

der Energieeffizienz nach § 3 des Spitzenausgleichs-Effizienzsystemverordnung im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr erforderlich.

Im Hinblick auf die zu erbringenden **Nachweise** verweist die Regelung auf § 64 Absatz 3 Nummer 1 Buchstabe a, b, d und Nummer 2 EEG 2021. Erforderlich sind insoweit:

- ☉ Stromlieferverträge und Stromrechnungen für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr;
- ☉ Angabe der jeweils in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren bezogenen oder selbst erzeugten und selbst verbrauchten sowie weitergeleiteten Strommengen;
- ☉ Nachweis über die Branchen-Klassifizierung des Unternehmens durch die statistischen Ämter der Länder und Einwilligung des Unternehmens, dass sich das BAFA von den statistischen Ämtern der Länder die Klassifizierung übermitteln lassen kann;
- ☉ gültiges DIN EN ISO 50001-Zertifikat, gültigen Eintragungs- oder Verlängerungsbescheid der EMAS-Registrierungsstelle über die Eintragung in das EMAS-Register oder gültigen Nachweis des Betriebs eines alternativen Systems zur Verbesserung der Energieeffizienz;

Die in § 64a Absatz 2 Satz 3 EEG 2021 vorgesehene Begrenzung der EEG-Umlage auf höchstens 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung setzt zudem den Nachweis nach § 64 Absatz 3 Nummer 1 lit. c EEG 2021 voraus, also einen Prüfungsvermerk eines Wirtschaftsprüfers, eines genossenschaftlichen Prüfungsverbandes oder eines vereidigten Buchprüfers, der bestimmte zum Nachweis der Stromkostenintensität des Unternehmens von mindestens 20 Prozent vorgesehene Angaben enthält.

In Absatz 4 enthält § 64a EEG 2021 darüber hinaus eine Vorschrift, die es **neu gegründeten Unternehmen** möglich macht, bereits im ersten Geschäftsjahr eine Begrenzung der EEG-Umlage zu erreichen. Gemäß Absatz 5 kommt zudem eine Anwendung der Regelung auf **selbständige Teile eines Unternehmens** in Betracht, auch wenn das Gesamtunternehmen keiner Branche der Anlage 4 zum EEG 2021 zuzuordnen ist. Schließlich kommt auch bei **nichtselbständigen Unternehmensteilen** eine Begrenzung in Betracht, wenn der Elektrolyseur über mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen an allen Entnahmepunkten und Eigenversorgungsanlagen verfügt.

Durch einen Querverweis in Absatz 7 auf § 64 Absatz 6 EEG 2021 wird schließlich geregelt, dass die Definitionen des § 64 Absatz 6 auch im Rahmen von § 64a EEG 2021 Anwendung finden.

2. § 69b EEG 2021: Herstellung von grünem Wasserstoff

Als neuer Abschnitt 3 wurde in den Teil 4 des EEG 2021 (Ausgleichsmechanismus) ein Abschnitt zu grünem Wasserstoff in das EEG 2021 aufgenommen. Dieser Abschnitt enthält bislang nur einen einzigen Paragraphen, den § 69b zur **Herstellung von grünem Wasserstoff**.

Danach verringert sich die EEG-Umlage für Strom, den ein Unternehmen unabhängig vom Verwendungszweck des Wasserstoffs in einer „**Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff**“ zur Herstellung von grünem Wasserstoff verbraucht, auf null. Welche Anlagenteile und -komponenten dabei im Einzelnen zu der „Einrichtung“ gehören, ist im Gesetz nicht näher bestimmt.

Erforderlich ist dabei allerdings, dass die „Einrichtung“ über einen **eigenen Zählpunkt** mit dem Netz verbunden ist, sofern in der „Einrichtung“ Strom aus dem Netz verbraucht werden kann.

Die Regelung wird jedoch erst dann anwendbar, wenn eine **Verordnung** nach der ebenfalls neuen Regelung in § 93 EEG 2021 erlassen worden ist. Diese Verschiebung des Inkraftsetzens der Regelung wird in der Begründung des EEG 2021 damit gerechtfertigt, dass eine rechtssichere Definition von grünem Wasserstoff erst möglich sei, „*wenn entsprechende nationale und europäische Diskussions- und Umsetzungsprozesse auch mit Blick auf die Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie („RED II“) abgeschlossen sind*“.

Die Anwendung ist ausweislich des § 69b Absatz 2 EEG 2021 zudem auf „Einrichtungen zur Herstellung von Wasserstoff“ begrenzt, die **vor dem 1. Januar 2030** in Betrieb genommen werden. Diese Befristung wird damit begründet, dass eine derartige Vollbefreiung (zunächst) nur für den Zeitraum des Markthochlaufs gerechtfertigt werden könne.

3. § 93 EEG 2021: Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an grünen Wasserstoff

Eine in § 93 EEG 2021 aufgenommene Verordnungsermächtigung ermächtigt die Bundesregierung schließlich, durch **Rechtsverordnung** ohne Zustimmung des Bundesrates verschiedene Regelungen zu den Regelungen für Wasserstoffprojekte zu treffen. Gemäß § 96 Absatz 1 EEG 2021 bedarf diese Rechtsverordnung der Zustimmung des Bundestages. Allerdings gilt insoweit wiederum nach § 96 Absatz 2 Satz 2 EEG 2021, dass die Zustimmung des Bundestages zu der Rechtsverordnung als erteilt gilt, wenn sich der Bundestag nach Ablauf von sechs Sitzungswochen seit Eingang der Rechtsverordnung sich nicht mit ihr befasst hat. Die Rechtsverordnung muss nach § 96 Absatz 4 EEG 2021 **spätestens zum 30. Juni 2021** erlassen werden.

In der Rechtsverordnung kann die Bundesregierung zunächst vorsehen, dass die Begrenzung nach § 64a EEG 2021 nur noch von Unternehmen in Anspruch genommen werden kann, die grünen Wasserstoff herstellen. Insoweit ist zu bemerken, dass hier nicht davon gesprochen wird, dass die Unternehmen „ausschließlich“ grünen Wasserstoff herstellen müssen.

Ferner können die **Anforderungen zur Herstellung von Wasserstoff** Gegenstand der Verordnung sein. (Naturgemäß) bleiben in der Verordnungsermächtigung die Details dabei noch offen. Vorgesehen ist in der Ermächtigung, dass

- U inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen gestellt werden, um sicherzustellen, dass nur Wasserstoff als grüner Wasserstoff gilt, der glaubhaft mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und der mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist;
- U geregelt werden muss, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine finanzielle Förderung nach dem EEG 2021 in Anspruch genommen hat;
- U geregelt werden kann, dass die EEG-Umlage zur zu einem bestimmten Prozentsatz zu zahlen ist, wenn bestimmte Anforderungen erfüllt werden, die geringer sind als die Anforderung für eine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 69b auf null;
- U die Nachweisführung für die Einhaltung der Anforderungen geregelt wird;
- U Regelungen getroffen werden, wie schutzwürdiges Vertrauen vor dem Erlass der Verordnung auf der Grundlage von § 64a gebildet haben, geschützt wird;
- U Sonderbestimmungen zur Demonstration und Pilotvorhaben möglich sein sollen.

Bewertung:

Eine abschließende Bewertung der neuen Regelungen zur Befreiung der Strommengen zur Herstellung von Wasserstoff von der EEG-Umlage ist zum jetzigen Zeitpunkt schwierig, zumal wesentliche Eckpfeiler der künftigen Rechtslage erst mit der Verordnung zu grünem Wasserstoff feststehen werden. Die folgenden Aspekte können jedoch schon jetzt festgehalten werden.

- 🕒 Die seit langem geforderte Befreiung der Stromerzeugung für die Herstellung von Wasserstoff von der EEG-Umlage ist zweifellos ein – überfälliger – Schritt in die richtige Richtung. Erfreulich ist auch, dass die Regelung in § 64a EEG 2021 in wichtigen Punkten von der allgemeinen Besonderen Ausgleichsregelung abweicht. So gibt es z.B. keinen „Selbstbehalt“ von 1 GWh und die Befreiung kann bereits im ersten Geschäftsjahr geltend gemacht werden.
- 🕒 Es bleibt jedoch abzuwarten, ob die Regelungen letztlich dazu führen werden, dass tatsächlich grüner Wasserstoff erzeugt wird. Dies dürfte maßgeblich davon abhängen, wann die Rechtsverordnung erlassen wird und welchen Inhalt sie haben wird. Es ist jedenfalls zu hoffen, dass die im Gesetz ausdrücklich vermerkte Frist für den Erlass der Rechtsverordnung bis zum 30. Juni 2021 von der Bundesregierung ernst genommen wird.
- 🕒 Es wird im Hinblick auf den Ausbau regenerativer Wasserstoffprojekte immer wieder auf das Risiko hingewiesen, dass die neue Rechtslage dazu führen wird, dass in den kommenden Monaten erhebliche Elektrolyseurkapazitäten aufgebaut werden, die nicht die Herstellung von grünem Wasserstoff, sondern die Herstellung von insbesondere grauem Wasserstoff zum Ziel haben. Insoweit wäre es unseres Erachtens durchaus wünschenswert gewesen, dass der Gesetzgeber die Definition von grünem Wasserstoff bereits im EEG 2021 regelt. Hierbei handelt es sich zweifellos um keine einfache Aufgabe, die mit fortschreitender Zeit jedoch auch nicht leichter wird. Im Hinblick auf die Klimaschutzziele und die Ziele aus der Wasserstoffstrategie wäre hier größere Geschwindigkeit dringend geboten.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Aus rechtlicher Sicht fallen an den Regelungen zudem folgende Punkte auf:

- § 64a EEG 2021 verweist darauf, dass nur Unternehmen die Regelung in Anspruch nehmen können sollen, die der Nummer 78 nach Anlage 4 zum EEG 2021 zuzuordnen sind. Bei der Nummer 78 handelt es sich um die Kategorie der „Herstellung von Industriegasen“. Nach der etablierten langjährigen Rechtsauslegung der Regelung durch das hierfür zuständige Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist diese Kategorie jedoch nur auf Tätigkeiten anzuwenden, bei denen der Wasserstoff nach der Erzeugung **nicht** in ein Rohrleitungsnetz eingespeist wird. Dies steht im Widerspruch zur weiteren Formulierung des § 64a, wonach die Begrenzung „unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs“ erfolgen soll, sowie zu der Behauptung in der Begründung des EEG 2021, es spiele „somit keine Rolle, ob der Wasserstoff in Flaschen abgefüllt oder in ein Rohrleitungsnetz geleitet wird bzw. ob er energetisch oder stofflich genutzt wird.“ Es bleibt insoweit abzuwarten, ob die statistischen Landesämter zukünftig die Einstufung von Unternehmen ändern werden, ob das BAFA – wie die Gesetzesbegründung suggeriert – von der Klassifikation durch das Statistische Landesamt abweichen wird, oder ob hier noch eine Änderung der Regelung erforderlich sein wird, um sicherzustellen, dass sie auch auf Unternehmen Anwendung findet, die Wasserstoff in das Netz einspeisen.
- Der Begriff der „Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff“ ist nicht definiert. Daher stellt sich unseres Erachtens die Frage, welche Strommengen hiervon konkret umfasst sind (also nur der konkrete Elektrolysestrom, auch der Stromverbrauch der erforderlichen „technischen Peripherie“ des Elektrolyseurs oder auch der Strom der z.B. benötigt wird in Verdichtern, Methanisierungsanlagen, Kühlungsanlagen o.ä.).
- Nicht gänzlich klar ist auch, was für Unternehmen gelten soll, die Wasserstoff herstellen, diesen aber nicht als Endprodukt vermarkten, sondern den erzeugten Wasserstoff als primären Unternehmenszweck weiter „veredeln“ (z.B. zu synthetischem Erdgas oder Flüssigkraftstoff). So muss für die Anwendbarkeit von § 64a „die Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens“ leisten. Insoweit sollte klargestellt werden, dass die Regelung auch auf Unternehmen Anwendung findet, deren eigentlich hergestelltes und vermarktetes Endprodukt nicht Wasserstoff, sondern ein hierauf basierendes Veredelungsprodukt ist.

E. Prosumer und Eigenversorgung im EEG 2021

Zur **Eigenversorgung** enthält das EEG 2021 folgende neue Regelung in § 61b Absatz 2:

„(2) Unbeschadet von Absatz 1 entfällt der Anspruch nach § 61 Absatz 1 bei Eigenversorgungen aus Anlagen für höchstens 30 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr, wenn

1. die Anlage eine installierte Leistung von höchstens 30 Kilowatt hat und

2. in der Anlage in dem Kalenderjahr ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.

§ 24 Absatz 1 Satz 1 ist entsprechend anzuwenden.“

Insoweit wurde in den Beratungen des Bundestages gegenüber dem Entwurf des EEG 2021 aus dem Bundeswirtschaftsministerium zum einen die leistungsbezogene Grenze von 20 auf 30 kW angehoben und zum anderen die mengenbezogene Grenze von 10 Megawattstunden auf 30 Megawattstunden pro Kalenderjahr erhöht. Ferner wurde eine Übergangsregelung in § 100 Absatz 2 Nummer 14a EEG 2021 aufgenommen, die nun explizit eine Anwendbarkeit der Regelung auch auf Bestandsanlagen vorsieht. Bei dieser Regelung handelt es sich um eine reine Klarstellung, obgleich sie im System der EEG-Übergangsbestimmungen gewissermaßen „systemfremd“ ist: Die den Ausgleichsmechanismus betreffenden Regelungen gelten nach bisher ganz herrschender Auffassung und Rechtspraxis nämlich ohnehin stets in ihrer aktuellsten Fassung, so dass es der (inhaltlich für viele Betreiber ja durchaus erfreulichen) Klarstellung für den neuen § 61b EEG 2021 unseres Erachtens eigentlich gar nicht gebraucht hätte. Eine weitere Verbesserung gegenüber dem Entwurf des EEG 2021 ist nach den Beratungen des Bundestages in § 21 Absatz 2 EEG 2021 zu verzeichnen. Das dort ursprünglich vorgesehene **Volleinspeisegebot** im Hinblick auf die Einspeisevergütung für ausgeforderte Anlagen wurde im Bundestag ersatzlos gestrichen. Und auch bei den Vorgaben zur Fernsteuerbarkeit nach § 10b Absatz 2 Satz 2, 2. Halbsatz, Nummer 2 EEG 2021 wurde eine Benachteiligung von Eigenversorgern gegenüber Volleinspeisern im Bundestag wieder aus dem Gesetz entfernt.

Die schlimmsten Befürchtungen von Eigenversorgern und Prosumern haben sich nach der Verabschiedung des EEG 2021 durch das Parlament also nicht bestätigt. Dennoch stellt das EEG 2021 bei Weitem keinen großen Schritt in den durch das Clean Energy Package auf EU-Ebene propagierten prosumerfreundlichen Rechtsrahmen dar. Misst man die derzeit vorgesehenen bzw. weiterhin bestehenden Regelungen des EEG zur Eigenversorgung an den Maßgaben der EE-RL, so zeigen sich weiterhin einige Diskrepanzen:

- ☉ Nach wie vor sieht § 61 Absatz 1 Nummer 1 EEG eine **grundsätzliche Belastung der Eigenversorgung mit der EEG-Umlage** vor. Ausnahmen hiervon sind in den darauf folgenden

Vorschriften im Wesentlichen in § 61a Nummer 4 und 61b Absatz 2 (neu) EEG für EEG-Anlagen mit einer Leistung bis 30 kW und für 30 Megawattstunden pro Jahr vorgesehen. Darüber hinaus gilt gemäß § 61b Absatz 1 EEG eine grundsätzliche Reduzierung der EEG-Umlage für EE-Anlagen auf 40 Prozent. Diese Systematik steht nach wie vor in Gegensatz zu dem in Artikel 21 Absatz 2 lit. a) Nummer ii) vorgesehenen Grundsatz, wonach die eigenerzeugte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die an Ort und Stelle verbleibt, [weder] diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren [noch] jeglichen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen sein darf. Dieser Grundsatz wird durch § 61 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2021 nach wie vor in sein Gegenteil verkehrt.

- U Allerdings ist nach den Änderungen im Bundestag zu konstatieren, dass sich der Gesetzgeber in Bezug auf die **Belastung der Eigenversorgung bis 30 kW** auf die Ausnahmebestimmung in Artikel 21 Absatz 3 lit. c EE-RL berufen kann. Soweit bei diesen Anlagen nach wie vor eine Belastung der eigenverbrauchten Strommengen – allerdings nunmehr immerhin erst ab einer Menge von 30 MWh pro Jahr – vorgesehen ist, bleibt es allerdings dabei, dass eine Rechtfertigung nur über Artikel 21 Absatz 3 lit. a EE-RL möglich ist. Diese Regelung setzt voraus, dass die „eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität“ im Rahmen von Förderregelungen effektiv gefördert wird, jedoch nur in dem Umfang, dass die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der betreffenden Förderung dadurch nicht untergraben werden. Insoweit stellt sich die Frage, ob Strommengen über 30 MWh pro Jahr aus ausgeförderten Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kW mit der EEG-Umlage belastet werden dürfen. Hierzu fehlt im EEG 2021 leider jegliche Argumentation, Berechnung oder Begründung. Auch den Ausschussdokumenten kann nicht entnommen werden, inwieweit sich der Gesetzgeber mit den Regelungen des Artikel 21 EE-RL befasst hat.
- U Nach wie vor ist in § 27a EEG ein **Eigenversorgungsverbot für Ausschreibungsanlagen** vorgesehen. **Eine derartige Bestimmung ist jedoch mit Artikel 21 Abs. 6 lit. e) EE-RL nicht in Einklang zu bringen.** Denn danach muss der nationale Rechtsrahmen sicherstellen, dass *„Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Elektrizitätsmarkts nicht diskriminiert werden“*. Soweit hierzu bereits Argumente entwickelt werden, dass eine entsprechende Diskriminierung hier zu rechtfertigen sei, ist dem eine Absage zu erteilen: Zum einen ist eine Rechtfertigung einer Diskriminierung in diesem Bereich schon nicht vorgesehen. Zum anderen fehlt es aber aus europarechtlicher Perspektive auch ganz offensichtlich an einem legitimen Grund für die Diskriminierung. Denn Ausschreibungen sind nach Artikel 4 EE-RL quasi der Prototyp eines Fördersystems. Soweit Eigenversorger beim Zugang zu Förderregelungen nicht diskriminiert werden dürfen heißt das nach der Logik der EE-RL daher automatisch, dass Eigenversorger in Ausschreibungen nicht diskriminiert werden dürfen. Zudem ist es ja gerade das Ziel, möglichst großen Wettbewerb

herbeizuführen und niedrige Zuschlagswerte zu erreichen. Hinzukommt, dass es aus der Perspektive der EE-RL gerade wünschenswert ist, dass viele Eigenversorgungsanlagen entstehen. Alle diese Ziele würden durch die Teilnahme von Eigenversorgern an den Ausschreibungen erreicht. Die bereits bislang nur als vorgeschoben bewertbare Begründung, dass eine „Wettbewerbsverzerrung“ eintreten würde, findet in der EE-RL – und das dürfte letztlich entscheidend sein – jedenfalls keinerlei Stütze.

Bewertung:

Aus der Perspektive der erneuerbaren Eigenversorgung überwiegt nach der Intervention des Bundestages zunächst die Erleichterung. Denn mit der Neuregelung in § 61b Absatz 2 EEG 2021 ist nunmehr die Eigenversorgung aus allen EEG-Anlagen mit einer Leistung bis 30 kW – jedenfalls für 30 MWh pro Jahr – von der EEG-Umlage befreit. Hierbei handelt es sich um einen wichtigen Schritt für eine dezentrale Energiewende. Im Übrigen bleibt jedoch zu konstatieren, dass wesentliche Hindernisse und Beschränkungen für Prosumer bestehen bleiben. Ein Punktsticht dabei aus rechtlicher Sicht besonders hervor: Das Eigenversorgungsverbot des § 27a EEG findet in der EE-RL keine Rechtfertigung. Es steht vielmehr im diametralen Widerspruch zu den Zielen und Zwecken der EE-RL, die die Eigenversorgung – ganz offenbar im Gegensatz zur Bundesregierung – als zentralen, wichtigen und förderungswürdigen Bestandteil des Energiesystems der Zukunft ansieht.

Zu beachten ist allerdings stets, dass die Umsetzungsfrist für die EE-RL erst am 30. Juni 2021 abläuft. Im Hinblick auf die Vorgaben der EE-RL hätte der deutsche Gesetzgeber somit (theoretisch) noch bis Ende Juni Zeit, Nachbesserungen am Rechtsrahmen vorzunehmen. Das ist allerdings in Bezug auf das Eigenversorgungsverbot in § 27a EEG wohl eher nicht zu erwarten.

F. Besondere Ausgleichsregelung: Neuerungen in den §§ 63 ff. EEG 2021

Grundsätzlich können stromkostenintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen oder aus anderen Gründen vor einer zu starken Strompreisbelastung geschützt werden sollen, anteilig von der EEG-Umlage befreit werden. Hintergrund der Begünstigung ist stets der Gedanke, einen angemessenen Ausgleich zwischen den Ausbauzielen des EEG und der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen zu schaffen. Voraussetzung ist dabei also stets, dass die Stromkosten eines Unternehmens eine besonders hohe Bedeutung für dessen Wertschöpfung haben. Daher ist die sogenannte „Stromkostenintensität“ (also das Verhältnis von Stromkosten zur Bruttowertschöpfung eines Unternehmens) von hoher Bedeutung für die betroffenen Unternehmen.

Das EEG 2021 enthält nunmehr **zahlreiche Neuerungen** im Bereich der Besonderen Ausgleichsregelungen. Die Änderungen in den §§ 63 ff. des EEG 2021 sollen dabei Unternehmen in Zeiten der Covid-19-Pandemie vor allem Planungssicherheit zurückgeben und ein krisenbedingtes Herausfallen aus dem Kreis der privilegierten Unternehmen der besonderen Ausgleichsregelung verhindern, wie ausdrücklich in der Gesetzesbegründung hervorgehoben wird.

Die wichtigsten Änderungen zusammengefasst im Überblick:

- ☺ Unternehmen, die in der Anlage 4 des EEG 2017 der Liste 1 angehören, hatten bislang für die Pauschalbegrenzung auf 20 Prozent der zu zahlenden EEG-Umlage eine Stromkostenintensität in Höhe von mindestens 14 Prozent nachzuweisen. Dieser Wert gilt letztmalig für das Antragsjahr 2021. Ab dem Antragsjahr 2022 bis zum Jahr 2025 wird die erforderliche **Stromkostenintensität** für Liste 1-Unternehmen jährlich sukzessive um 1 Prozentpunkt **abgesenkt**. Im Antragsjahr 2022 ist für Unternehmen der Liste 1 folglich nur noch eine Stromkostenintensität in Höhe von 13 Prozent erforderlich, im Antragsjahr 2023 nur noch in Höhe von 12 Prozent usw.
- ☺ Die unterschiedliche Begrenzung auf 15 Prozent oder auf nur 20 Prozent der vollen EEG-Umlage wird vereinheitlicht. Zukünftig wird die EEG-Umlage für Stromverbrauchsmengen oberhalb des sogenannten Selbstbehalts von 1 GWh unabhängig von der Zugehörigkeit zu den verschiedenen Unternehmenskategorien („Liste 1“ oder „Liste 2“) **für alle Antragsteller** bei Vorliegen der Voraussetzungen auf vorteilhaftere **15 Prozent** begrenzt. Die Regelungen zum sogenannten **Cap oder Super-Cap** bleiben **unberührt**, was bedeutet, dass die Belastung mit der EEG-Umlage auf maximal vier Prozent der Bruttowertschöpfung des jeweiligen Unternehmens begrenzt wird, bzw. für Unternehmen mit einer Stromkostenintensität von mindestens 20 Prozent auf maximal 0,5 Prozent.
- ☺ Hinsichtlich der Antragstellung und der Nachweisführung wird zukünftig nicht mehr sowohl das Wirtschaftsprüferteststat als auch das gültige Energiezertifikat der materiellen Ausschlussfrist unterliegen. Vielmehr wird **nur noch das Wirtschaftsprüferteststat ein ausschlussfristrelevantes Dokument** sein, was bedeutet, dass dem Antrag das Energiezertifikat bis zur materiellen Ausschlussfrist am 30. Juni eines Jahres nicht mehr zwingend beigelegt sein muss. Vielmehr sind jetzt „Angaben“ zur wirksam betriebenen Energiezertifizierung im Rahmen des elektronischen Antrages im BAFA Portal „ELAN-K2“ zur Wahrung der Ausschlussfrist ausreichend. Die Regelung soll eine Ablehnung des Antrags allein wegen der nicht fristgemäßen Vorlage der vollständigen Zertifikatsdokumente verhindern. **Hintergrund ist, dass die Zertifizierungsprozesse aufgrund der Covid-19-Pandemie vielfach ins Stocken geraten sind.** Das BAFA bleibt aber berechtigt, die Vorlage/ggf. Nachreichung der Zertifizierungsdokumente (Urkunde, Auditberichte etc.) vom Antragsteller zu verlangen.

- U Bislang mussten Unternehmen ihrem Antrag die relevanten Zahlen der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre zugrunde legen. Für die Antragsjahre 2021, 2022, 2023 und 2024 sieht das EEG 2021 nunmehr vor, dass die Unternehmen **nur zwei** der letzten drei abgeschlossenen **Geschäftsjahre** zugrunde legen können. Hierbei bleibt es den Unternehmen freigestellt, welche dieser Geschäftsjahre sie als Datengrundlage wählen.
- U Um zu verhindern, dass Unternehmen aufgrund des im Jahr 2020 durch die Covid-19 Pandemie gesunkenen Stromverbrauchs den **Mindestverbrauch von 1 Gigawattstunde** nicht mehr erreichen und deswegen nicht länger der Privilegierung der besonderen Ausgleichsregelung unterfallen, dürfen Unternehmen für das Erreichen des Mindestverbrauchs im Antragsjahr 2021 für das Begrenzungsjahr 2022 auch das zuvor abgeschlossene Geschäftsjahr, also das Jahr 2019, zugrunde legen.
- U Gänzlich neu eingeführt wurde zudem die Möglichkeit, die EEG-Umlage für **von Seeschiffen bezogenen Landstrom** in Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung zu begrenzen. Hierdurch sollen die Emissionen durch Seeschiffe in den Häfen reduziert werden. Derzeit gilt die Versorgung mit Landstrom für im Hafen liegende Schiffe immer noch als technisch anspruchsvoll und kostenintensiv. Erfolgt die Antragstellung hierzu bis zum 31. März 2021, so soll die Begrenzung der EEG-Umlage bereits ab dem Jahr 2021 gewährt werden können.
- U Neu ist auch die Möglichkeit zur Begrenzung der EEG-Umlage für von **Verkehrsunternehmen beim Linienverkehr mit elektrisch betriebenen Bussen** selbst verbrauchten Strom. Ziel der Neuregelung ist eine Gleichbehandlung von Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr mit den Schienenbahnen, um die intermodale Wettbewerbsfähigkeit im Verkehrssektor zu erhalten. Diese Neuregelung entspricht einer wichtigen Forderung der Branche des Öffentlichen Personennahverkehrs.
- U Die besonderen Ausgleichsregelungen des EEG 2021 schaffen auch neue Förderanreize für die Herstellung von Wasserstoff. Eine Neuregelung betrifft dabei die Möglichkeit zur Begrenzung der EEG-Umlage für Strom, der von stromkostenintensiven Unternehmen bei der elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff verbraucht wird. Die Neuregelungen zur EEG-Umlage in Wasserstoffprojekten stellen wir ausführlicher in Abschnitt D. II. vor.

Die Neuregelungen folgen damit im Wesentlichen dem Ziel, zu verhindern, dass wegen der Covid-19-Pandemie und der geplanten Absenkung der EEG-Umlage zahlreiche Unternehmen die erforderliche Stromkostenintensität nicht mehr erreichen und damit aus dem Kreis der begünstigten Unternehmen herausfallen würden. Ein solches „Abrutschen“ unter die Schwellenwerte wollte der Gesetzgeber ausdrücklich verhindern. Weiterhin sollen die Neuerungen bestimmte Verbrauchsarten stärken und

vereinfacht fördern sowie die Etablierung einer wettbewerbsfähigen Wasserstoffindustrie in Deutschland vorantreiben.

Zu beachten ist jedoch, dass die Regelungen einem beihilferechtlichen **Genehmigungsvorbehalt durch die Europäische Kommission** unterliegen. Dies bedeutet, dass die Regelungen erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission und nach Maßgabe dieser Genehmigung angewendet werden dürfen, vgl. § 105 Absatz 2 EEG 2021 (siehe hierzu auch oben Abschnitt A.II).

Bewertung:

Zum einen ist es sicher zu begrüßen, dass die Regelungen ersichtlich von dem politischen Willen geprägt sind, den betroffenen Unternehmen hier in der momentanen globalen Ausnahmesituation etwas „Luft zum Atmen“ zu verschaffen. Andererseits kann jedoch nicht gänzlich verschwiegen werden, dass angesichts der pragmatischen und schnellen Regelungen, die hier zu Gunsten der Betroffenen – und „zu Lasten“ des EEG-Umlage-Kontos möglich sind – doch ein gewisser schaler Beigeschmeck bleibt, wenn man auf die Maßstäbe schaut, die insoweit im politischen Diskurs häufig für Prosumer, Speicher und allgemein dezentrale Energiekonzepte angelegt werden. Es wäre umso wünschenswerter, dass die gesamtgesellschaftliche Lastenverteilung im Zusammenhang mit der Energiewende künftig ganzheitlicher in den Blick genommen würde und hier im Rahmen eines schlüssigen Gesamtkonzepts – das auch Themen wie die Sektorenkopplung und Flexibilitätserfordernisse hinreichend berücksichtigt – ein echtes Zukunftsmodell für die gesetzlichen Strompreisbestandteile entwickelt wird, das die verschiedenen Belange der industriellen Verbraucher sowie der privaten und gewerblichen Prosumer in Einklang bringt.

G. Entschließungsantrag

Mit dem EEG 2021 hat der Bundestag auch einen Entschließungsantrag der Regierungskoalition beschlossen, mit dem Nachjustierungen im EEG und in anderen (energierechtlichen) Regelwerken für die Zukunft angestoßen werden sollen. Dabei werden Themen adressiert, bezüglich derer im Gesetzgebungsverfahren bis zum Ende keine Einigung erzielt werden konnte, die aber noch in dieser Legislaturperiode geklärt werden sollen oder auf Grund europäischer Vorgaben geklärt werden müssen. Der Entschließungsantrag richtet sich dabei an die Bundesregierung, die Lösungen für die genannten Punkte finden soll. Er ist also letztlich als eine Art Arbeitsauftrag an die Bundesregierung zu

verstehen. Ob, wann und wie dieser Arbeitsauftrag dann auch durch entsprechende Gesetzes- und Verordnungsentwürfe umgesetzt wird, bleibt aber wohl abzuwarten.

Nichtsdestotrotz ist ein kurzer Blick in die „Hausaufgaben“ für die Bundesregierung aber natürlich interessant. Folgendes hat diese nun „auf dem Zettel“:

- 🕒 Die EEG-Umlage soll schrittweise abgesenkt und durch ein haushaltsneutrales Finanzierungsmodell ersetzt werden.
- 🕒 Der Ausbaupfad für erneuerbare Energien soll im ersten Quartal 2021 so erweitert werden, dass er den neuen europäischen Klimazielen für 2030 und 2050 gerecht wird. Eine damit einhergehende Erhöhung der EEG-Umlage soll aber ausgeschlossen werden.
- 🕒 Die Regierungskoalition geht davon aus, dass der Förderbedarf für erneuerbare Energien angesichts steigender Zertifikatspreise im Emissionshandel, dem Europäischen Klimaziel 2030 und dem Kohleausstieg sinken wird. Daher soll die schrittweise Reduzierung der Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor bei zunehmender Etablierung am Markt bei zukünftigen Reformvorschlägen im Blick behalten werden.
- 🕒 Das Instrument der Innovationsausschreibungen soll umfassend weiterentwickelt und die entsprechenden Ausbaupfade erweitert werden. Dabei soll vor allem die Förderung Länder- und sektorenübergreifender Projekte, aber auch von Stromspeichern und Ideen zur Flexibilisierung in den Fokus genommen werden.
- 🕒 Zur beschleunigten Planung und Genehmigung von Vorhaben – insbesondere von Repowering-Projekten – sollen Anpassungen im Raumordnungsgesetz, Bauplanungsrecht, Bundesimmissionsschutzgesetz und eine Standardisierung von artenschutzrechtlichen Vorgaben geprüft werden. Flankiert werden sollen diese Maßnahmen durch weitere Ansätze wie die bessere technische und personelle Ausstattung von Behörden.
- 🕒 Im Zuge der Erhöhung der Ausbaumengen soll auch die neu eingeführte Vier-Stunden-Regelung (vgl. oben B.VII.) bei negativen Börsenstrompreisen noch einmal überprüft (und ggf. die Stundenzahl reduziert) werden. Der gerade mit dem EEG 2021 frisch eingeführten Vier-Stunden-Regelung, mit der die bisher geltende Sechs-Stunden-Regelung verschärft wurde, könnte also eine nur kurze Lebensdauer beschieden sein.
- 🕒 Auch Post-EEG-Anlagen werden in den Blick genommen. So sollen die Rahmenbedingungen für Power Purchase Agreements (PPA) verbessert werden. Als Optionen hierfür werden genannt: zinsgünstige Kredite, Abnahmegarantien im Fall der Insolvenz des Strombeziehers, Strompreiskompensation auch für industrielle Verbraucher und steuerliche Anreize.

- U Die Akzeptanz von Windenergieanlagen soll gestärkt werden. Die vorgesehenen Instrumente sind Bürgerstromtarife für Anwohner und eine Reform der Gewerbesteuererlegung, in deren Folge die Standortgemeinde zukünftig 90 Prozent der auf die Windenergieanlage entfallenden Gewerbesteuer erhalten soll, die Sitzgemeinde des Betreiberunternehmens nur noch 10 Prozent.
- U Ein weiterer steuerlicher Hebel soll in Sachen Mieterstrom angesetzt werden. Wohnungsunternehmen sollen in Zukunft die erweiterte Kürzung bei der Gewerbesteuer nicht (mehr) verlieren, wenn sie unter anderem Mieterstrom über Solaranlagen auf ihren Gebäuden erzeugen und veräußern.
- U Beim Eigenstromprivileg will die Koalition prüfen lassen, ob Modelle für die Einbeziehung von Energiedienstleistern sowie für Energiegemeinschaften nach Art. 22 der sogenannten RED II möglich sind.
- U Die Bundesregierung soll Maßnahmen zur wirtschaftlichen Stärkung von Unternehmen und Regionen vorschlagen, die vom Auslaufen der Förderung der Schwarzlauge-Verstromung betroffen sind.
- U Anlagen zur Grubengasstromerzeugung, die ab 2021 sukzessive aus der Förderung fallen, sollen in den Regelungskreis der ausgeförderten Anlagen aufgenommen und bis Ende 2027 weitergefördert werden.
- U In Anbetracht des Wegfalls der Bestimmung zum Netzausbaugebiet aus § 36c EEG 2017 soll die Bundesregierung einen Vorschlag zur bundesweit einheitlichen Fortgeltung der Regelung nach § 13 Absatz 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln“) vorlegen.
- U Die Bundesregierung soll Vorschläge zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements unterbreiten.

Bewertung:

Der Entschließungsantrag ist letztlich wohl die logische Konsequenz der Versäumnisse der Vergangenheit. Regelungsbedürftige Fragen wurden lange aufgeschoben und konnten letztendlich wenig überraschend in einem zeitlich sehr knapp bemessenen Gesetzgebungsprozess nicht mehr rechtzeitig einer Lösung zugeführt werden. Positiv ist insoweit, dass die Punkte des Entschließungsantrags nicht noch überhastet mit dem EEG 2021 geklärt, sondern ins neue Jahr überführt wurden. Insofern besteht die Chance auf sinnvolle Regelungen zu den Themen des Entschließungsantrags.

(Fortsetzung auf der nächsten Seite)

Bewertung (Fortsetzung):

Inhaltlich interessant ist vor allem die geplante Abkehr vom EEG-Umlage-System bei gleichzeitiger Erhöhung der Ausbaupfade. Welche „haushaltsneutrale“ Alternative zur EEG-Umlage hier für zielführend befunden wird, bleibt wohl abzuwarten. Darüber hinaus sind viele der erklärten Ziele begrüßenswert. Zu nennen sind hier beispielhaft Vereinfachungen beim Repowering und (helfende) Rahmenbedingungen für PPAs.

Problematisch könnte indes – die ja bereits im Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2021 intensiv diskutierte – weitere Verschärfung der Vier-Stunden-Regelung werden. Der Gesetzgeber scheint davon auszugehen, dass hierdurch die Integration von Speichern gefördert werden könnte. Ohne die Schaffung eines befriedigenden Rechtsrahmens für die Nutzung von Speichern ist dies allerdings zweifelhaft. Der Rechtsrahmen für Speicher hat sich mit dem EEG 2021 jedoch praktisch nicht verändert und die regulatorischen Hemmnisse bleiben bestehen.

Schlussendlich bleibt insgesamt aber abzuwarten wann und in welcher Gestalt die einzelnen Punkte des Entschließungsantrags umgesetzt werden.

Wir harren gespannt der Dinge die da kommen!