

ZNER

26/3
2022

Zeitschrift für Neues Energierecht

Aus dem Inhalt:

**Dr. Bettina Hennig/Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Dr. Katrin Antonow/
Veronika Widmann/Vanessa Gläser/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch/
Marie Bärenwaldt**

Das Osterpaket und andere neue Entwicklungen im Energierecht:
Rechts- und Governance-Fragen

Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt, LL.M., M.A./Ass. jur. Theresa Rath

Digitalisierung in der Wärmewende als Rechts- und Governance-Problem:
Chancen und Grenzen

Jens Vollprecht/Paul Schwarz

Die Neufassungen der Biomassestrom- und der Biokraftstoff-Nachhaltig-
keitsverordnung mit besonderem Blick auf Altholzanlagen

BVerfG

Pflicht zur Beteiligung von Anwohnern und standortnahen Gemeinden an
Windparks im Grundsatz zulässig
mit Anmerkung von Dr. Wieland Lehnert

BGH

Zur Sonderrechtsfähigkeit von PV-Modulen

OLG Düsseldorf

Anspruch auf vermiedene Netzentgelte für aus Speichern eingespeisten
Strom

OLG Hamm

Kein zivilrechtlicher Nachbarrechtsschutz gegen Windenergieanlagen
(hier: Infraschallbeeinträchtigungen) nach rechtskräftiger Ablehnung der
verwaltungsrechtlichen Nachbarklage

VGH Kassel

Zu den rechtlichen Wirkungen einer Verlängerung nach § 18 Abs. 3
BlmSchG für bislang in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung
eingeschlossene Genehmigungen

OVG Lüneburg

„Windmühle gegen Windmühle“ im Denkmalrecht

OVG Münster

Schallbelastung durch WEA auf Innenbereichsgrundstücke: Zwischenwert-
bildung, Interimsverfahren

Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Gabriele Britz
Heinz-Peter Dicks
Prof. Dr. Martin Eifert
Peter Franke
Anne-Christin Frister
Dr. Stephan Gatz
Prof. em. Dr. Reinhard Hendler
Prof. Dr. Georg Hermes
Dr. Volker Hoppenbrock
Prof. Dr. Lorenz Jarass
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Wolfgang Kirchhoff
Prof. Dr. H.-J. Koch
Prof. Dr. Silke R. Laskowski
Prof. Dr. Uwe Leprich
Prof. Dr. Kurt Markert
Prof. Dr. Bernhard Nagel
Dr. Volker Oschmann
Prof. Dr. Alexander Roßnagel
Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. F. J. Säcker
Prof. Dr. Sabine Schlacke
Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski
Prof. Dr. Joachim Wieland

Redaktion

RA Dr. Peter Becker (Schriftleiter)
RA Dr. Martin Altrock
RA Dr. Hartwig von Bredow
Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt, LL.M., M.A.
RA Dr. Wieland Lehnert
RAin Dr. Heidrun Schalle
Dr. Nina Scheer, MdB
RA Franz-Josef Tigges

ZNER · Jahrgang 26 · Nr. 3
Juni 2022 · S. 195 – 336
ISSN: 1434-3339

Aufsätze

Dr. Bettina Hennig/Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Dr. Katrin Antonow/Veronika Widmann/Vanessa Gläser/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch/Marie Bärenwaldt*

Das Osterpaket und andere neue Entwicklungen im Energierecht: Rechts- und Governance-Fragen

Der nachfolgende Sammelbeitrag stellt eine ganze Reihe von auf Bundesebene vorgelegten Gesetzentwürfen des sogenannten Osterpakets vor, die auf diese aktuelle energie- wie sicherheitspolitische Lage zu reagieren versuchen und die überdies die im Ampel-Koalitionsvertrag angelegte Beschleunigung der Energiewende implementieren sollen. Zur Sprache kommen dabei auch kritisch beurteilte Aspekte verschiedener politischer Vorhaben, insbesondere des sogenannten Tankrabatts sowie des (fossilen) LNG-Ausbaus. Der Beitrag endet mit einer Einordnung der aktuellen Gesetzesentwürfe im Hinblick auf ihren Beitrag zu den Pariser Klimaschutzvorgaben und zur Umsetzung des BVerfG-Klima-Beschlusses.

A. Hintergründe zum Osterpaket

Die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze¹ (Art. 2 Abs. 1 Paris-Abkommen/PA) – akzeptiert auch vom BVerfG in seinem bahnbrechenden Klima-Beschluss² – und die Ukraine-Krise zwingen aktuell den deutschen und europäischen Gesetzgeber zum raschen Handeln. Mehr denn je wird deutlich, dass rasche Postfossilität in allen Sektoren notwendig ist, wenn jenseits des Klimaproblems es auch zur Herausforderung für nationale Sicherheit und Versorgungssicherheit führt, dass bislang in Deutschland und der EU Steinkohle, Erdgas und Uran rund zur Hälfte aus östlicher Richtung kommen (und auch Erdöl in hohen Anteilen, nicht zu reden von Dünger, Futtermitteln, Holz u. a. m., die ebenfalls einen Bezug zu fossilen Brennstoffen und Klimawandel aufweisen).³ Folgerichtig wird ab Sommer ein Kohleimportverbot und wohl auch bald ein Ölimportverbot auf EU-Ebene etabliert.⁴

* Der vorliegende Beitrag ist eine Co-Produktion der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch/Marie Bärenwaldt) und der Rechtsanwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz (Dr. Bettina Hennig/Dr. Katrin Antonow/Veronika Widmann/Vanessa Gläser), die seit knapp zehn Jahren eine Kooperation unterhalten. Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 336.

1 Dazu und zu ihrem Inhalt Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environmental Sciences Europe 2022, i. E.
2 BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., juris; dazu (auch kritisch) Ekardt/Heyl, Nature Climate Change 2022, i. E.; Ekardt/Heß, NVwZ 2021, 1421 ff.; Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff. und unten E.
3 Kemfert/Evert/Holzmann u. a., Grenzen einer CO₂-Bepreisung: Dekarbonisierungsmaßnahmen jenseits eines CO₂-Preises, Berlin 2021; Ekardt, Wir sind zu Einschnitten bereit – das muss Putin wissen, ZEIT v. 07.03.2022.
4 Europäische Kommission, Ukraine: EU beschließt fünftes Sanktionspaket gegen Russland, Pressemitteilung v. 08.04.2022, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/de/ip_22_2332/IP_22_2332_DE.pdf (13.05.2022).

Der Beitrag geht nachstehend die wichtigsten aktuellen deutschen Gesetzesvorhaben in diesem Zusammenhang durch. Er beschränkt sich dabei nicht auf das Osterpaket im engeren Sinne, sondern nimmt auch weitere Gesetzesvorhaben in den Blick, die aktuell im Zusammenhang mit der energie- und sicherheitspolitischen Lage diskutiert werden. Er schließt mit einer Analyse dazu, inwieweit die Entwürfe dem Paris-Ziel, dem damit verbundenen BVerfG-Klima-Beschluss und der sicherheitspolitischen Situation tatsächlich gerecht werden. Die ebenfalls zahlreichen (in der Sache wichtigeren) EU-rechtlichen Neuentwürfe bleiben dabei abgesehen vom Schlusskapitel dieses Textes meist außer Betracht – erstens aus Raumgründen, zweitens weil dort noch viel weniger absehbar ist, was letztlich tatsächlich Gesetz werden wird.⁵

B. Das Osterpaket im engeren Sinne: EEG, EnUG, WindSeeG

I. Überblick über die wichtigsten Inhalte des Osterpakets

Das sogenannte Osterpaket ist ein Konglomerat aus verschiedenen Gesetzesinitiativen der Bundesregierung. Im Kern handelt es sich dabei um folgende Gesetzesentwürfe:

- Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (BT-Drs. 20/1630). Dieses Artikelgesetz enthält im Wesentlichen vier große Regelungsblöcke:
 - o *Artikel 1:* Änderungen am EEG 2021, die bereits ab der Verkündung des Gesetzes, also noch im Jahr 2022, in Kraft treten sollen (hier sind insbesondere die Regelung zur besonderen Bedeutung der erneuerbaren Energien, Änderungen für Solaranlagen und ein neues Ausschreibungssegment für bestimmte Wasserstoffprojekte vorgesehen); diese werden gelegentlich als „EEG 2022“ bezeichnet, da es sich aber rechtstechnisch um Änderungen am EEG 2021 handelt, bezeichnen wir sie in diesem Aufsatz als „E-EEG 2021“.
 - o *Artikel 2:* Entwurf für ein „EEG 2023“ mit zahlreichen Änderungen und Neuregelungen, das am 01.01.2023 in Kraft treten soll, hier bezeichnet als E-EEG 2023.
 - o *Artikel 3:* Entwurf für ein gänzlich neues Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (Energie-Umlagen-Gesetz), hier bezeichnet als E-EnUG.

5 Dazu aber z. B. Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.; Gätsch/Rath/Ekardt, EurUP 2022, Heft 3.

- o *Artikel 4 bis 19*: Zahlreiche Änderungen und Folgeänderungen in diversen Regelungswerken.
- o *Artikel 20* regelt zuletzt das Inkraft- und Außerkrafttreten.
- Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT-Drs. 20/1634):
 - o Dieses Artikelgesetz enthält insbesondere weitreichende Änderungen des Rechtsrahmens für Offshore-Windenergieanlagen sowie einige Folgeänderungen. Das novellierte WindSeeG soll wie das EEG 2023 am 01.01.2023 in Kraft treten und wird nachfolgend bezeichnet als E-WindSeeG
- Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“ (BT-Drs. 20/1599):
 - o Dieses Artikelgesetz soll am Tag nach Verkündung in Kraft treten und regelt verschiedene Einzelheiten im Energiewirtschaftsrecht, insbesondere im Zusammenhang mit dem gesetzestypischen Ziel der Treibhausgasneutralität, den hiermit verbundenen Anforderungen an die Netzausbauplanung sowie der Abmilderung von Folgen erheblicher Preisschwankungen auf den Energiemärkten für die Endverbraucher.

Alle Gesetzesentwürfe befanden sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Aufsatzes im parlamentarischen Beratungsprozess, weswegen sie in der Fassung der zuletzt vorliegenden Bundestagsdrucksachen zitiert werden.

Nicht unmittelbar zugehörig zu dem Osterpaket im engeren Sinne, hiermit aber häufig in Verbindung gebracht, ist zudem das zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Aufsatzes bereits im Bundestag verabschiedete, aber noch nicht im Bundesgesetzblatt verkündete

- Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher (vgl. BT-Drs. 20/1025 sowie BT-Drs. 20/1544):
 - o Kern dieses Gesetzes ist die Absenkung der EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 auf 0 Cent/kWh (bislang betrug diese im Jahr 2022 3,723 Cent/kWh). Zudem werden Stromlieferanten mit dem Gesetz verpflichtet, diese Absenkung an ihre Kunden weiterzugeben.

Das Osterpaket enthält also einige Maßnahmen, die noch im Jahr 2022 wirksam werden sollen, sowie einige größere Gesetzesnovellen – insbesondere hinsichtlich des EEG sowie des WindSeeG –, die mit dem kommenden Jahreswechsel in Kraft treten werden.

Hierbei ist indes zu beachten, dass die Neuregelungen vielfach unter einem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt stehen (vgl. § 105 Abs. 6 E-EEG 2021 sowie § 101 E-EEG 2023). Bereits in der Vergangenheit kam es mehrfach vor, dass Regelungen – etwa im EEG – bereits in Kraft getreten waren, mangels beihilferechtlicher Genehmigung aber noch nicht angewendet werden durften (aktuell gilt dies etwa für die Regelungen zu Grünem Wasserstoff in § 69b EEG 2021 sowie §§ 12h ff. EEG). Somit werden die Regelungen erst in der Praxis ankommen, wenn auch die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission vollumfänglich vorliegt.

II. EEG und EnUG

1. Geplante allgemeine Änderungen mit Auswirkungen auf mehrere Energieträger

Der Gesetzesentwurf sieht verschiedene technologieübergreifende Änderungen vor. Einige davon sind in Artikel 1 geregelt (sofortiges Inkrafttreten), einige in Artikel 2 (Inkrafttreten zum

01.01.2023). Im Folgenden sollen die Änderungen bezüglich einiger besonders relevanter Punkte skizziert werden.

a) *Regelung der besonderen Bedeutung der erneuerbaren Energien*

Bereits im Koalitionsvertrag war festgeschrieben, dass die erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegen und der Versorgungssicherheit dienen. Direkt mit dem Artikel 1 des Gesetzesentwurfs soll nun eine ausdrückliche Regelung dazu ins EEG aufgenommen werden, die dann auch mit Inkrafttreten des Gesetzes unmittelbar Geltung erlangen soll: § 2 S. 1 E-EEG 2021/2023 sieht vor, dass an der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ein überragendes öffentliches Interesse besteht, sowie, dass dies der öffentlichen Sicherheit dient. S. 2 regelt weiter, dass die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden sollen, bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist. S. 3 enthält eine weitere Regelung, wonach S. 2 nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung gilt.

Zwar wurde auch vor der Regelung das öffentliche Interesse an der Versorgung mit erneuerbaren Energien durch viele Behörden und Gerichte anerkannt.⁶ Allerdings soll die Regelung nunmehr erheblich zur Rechtssicherheit beitragen, insbesondere da es nach wie vor Entscheidungen gab, in denen die Bedeutung nicht hinreichend gewürdigt wurde.⁷

Mit der Festschreibung des überragenden öffentlichen Interesses würde der Gesetzgeber eine eigene Wertentscheidung treffen, an welche Behörden und Gerichte gebunden seien. Erforderlich seien dazu jedoch entsprechende „Einfallstore“ für Wertentscheidungen im Recht. Die Regelung käme bei Ermessensentscheidungen, in sonstigen Abwägungsentscheidungen, bei der Beurteilung der Verhältnismäßigkeit oder der Ausfüllung unbestimmter Rechtsbegriffe (wie dem „Wohl der Allgemeinheit“) im Fachrecht zum Tragen. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen und dazugehöriger Nebenanlagen würde im Rahmen dieser Entscheidungen einen öffentlichen Belang darstellen, welcher mit relativem Vorrang in die Beurteilung einzubringen wäre. Öffentliche Interessen könnten den erneuerbaren Energien nur dann entgegenstehen, wenn sie mit einem dem Art. 20a GG vergleichbaren verfassungsrechtlichen Rang geschützt sind.⁸ Allerdings würde die Regelung dann nicht weiterhelfen, wenn es gar keine Spielräume gibt. So würden beispielsweise naturschutzrechtliche Verbotstatbestände dadurch nicht überwunden werden können. Auch die öffentliche Sicherheit ist in bestimmten Entscheidungen als relevanter Belang vorgesehen und kann – sofern dasselbe Begriffsverständnis der öffentlichen Sicherheit besteht – ebenfalls als öffentlicher Belang eingebracht werden. Das Begriffsverständnis im Sinne von § 2 E-EEG 2021/2023 betreffe insofern vor allem die Energieversorgungssicherheit.⁹ § 2 S. 2 und 3 E-EEG 2021/2023 dürften überwiegend klarstellenden Charakter haben und kaum über die in S. 1 getroffene Wertentscheidungen hinaus gehen.

Dass diese Regelung ausreicht, um die massiven Verzögerungen und gelegentlichen Zielkonflikte bei der Genehmigung

6 BT-Drs. 20/1630, S. 158; so u. a. OVG Berlin-Brandenburg, Beschl. v. 04.02.2009 – OVG 11 S 53.08, juris; VGH Baden-Württemberg, Beschl. v. 25.01.2018 – 10 S 1681/17, juris.

7 So u. a. das VG Halle, Urt. v. 25.10.2016 – 2 A 4/15 HAL, juris oder VG Gießen, Urt. v. 03.09.2019 – 3 K 250/16 GI, juris.

8 BT-Drs. 20/1630, S. 158. Wobei Art. 20a GG selbst bekanntlich bereits zahlreiche verschiedene Schutzgüter adressiert, und daher an sich ggf. bereits gewisse Zielkonflikte anlegt – wobei ggf. künftig geprüft werden könnte, ob die Festschreibung im EEG sowie die Rechtsprechung des BVerfG insoweit einen zusätzlichen „Vorsprung“ für den Klimaschutz gegenüber anderen Belangen bewirken könnte.

9 BT-Drs. 20/1630, S. 158 f.

von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufzulösen und den Herausforderungen, die mit dem weiterschreitenden und notwendigerweise beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien einhergehen, vollständig gerecht wird, ist dabei nicht zu erwarten, wäre aber auch eine systematische „Überforderung“ der Regelung, schon angesichts ihrer Verortung im EEG. Weitergehende Reformanstrengungen im planungs-, bau-, genehmigungs- und naturschutzbezogenen Fachrecht werden hier unerlässlich bleiben, sind von der Bundesregierung ja aber auch bereits angekündigt. Wie die Behörden- und Gerichtspraxis künftig mit der Regelung des § 2 EEG umgehen wird, bleibt insgesamt wohl abzuwarten.

b) Anpassung des Strommengenpfads

Der zur Überprüfung der Ausbauziele im EEG 2021 eingeführte und damals intensiv diskutierte sogenannte Strommengenpfad in § 4a E-EEG 2023 soll auf neue Erkenntnisse zu den prognostizierten künftigen Stromverbräuchen angepasst werden: So sollen hiernach bis zum Jahr 2030 600 TWh Strom aus erneuerbaren Energien stammen. Für das Jahr 2029, das im EEG 2021 noch mit 376 TWh den letzten benannten Wert abbildete, sind nunmehr 533 TWh vorgesehen. Hierbei handelt es sich allerdings nicht um verbindliche Zielvorgaben, sondern lediglich um „Richtwerte, an denen die Bundesregierung ihr weiteres Handeln bis zum Jahr 2030 ausrichten soll, um einen ausreichenden Ausbau zu ermöglichen“.¹⁰

c) Änderung der Sanktionssystematik

Eine wesentliche Neuerung im geplanten EEG 2023 wird eine lange geäußerte Kritik an der EEG-Sanktionssystematik adressiert: So soll im neuen § 52 E-EEG 2023 geregelt werden, dass bei Verstößen gegen verschiedene im EEG geregelte Pflichten nicht mehr wie bislang der Förderanspruch für den erzeugten Strom ganz oder anteilig entfällt, sondern Pflichtverstöße sollen künftig über eine Strafzahlung sanktioniert werden. Hiermit wird u. a. der schon lange immer wieder geäußerten Kritik begegnet, dass der bislang geregelte Förderentfall in vielen Fällen in der Vergangenheit schlicht unverhältnismäßig war, zumal Pflichtverstöße im EEG verschuldensunabhängig sanktioniert werden und häufig erst nach längeren Zeiträumen den Betroffenen überhaupt bekannt wurden. Hintergrund der konkret nunmehr vorgesehenen Änderungen ist allerdings ein anderer: So knüpften die Sanktionen in der bisherigen Logik stets daran, dass von einem unter der EEG-Förderung liegendem Marktwert ausgegangen wurde und so z. B. der Förderwert auf null bzw. auf den Marktwert reduziert wurde. Dies führt in Zeiten sehr hoher Marktpreise allerdings de facto zu einem „Verpuffen“ der Sanktionswirkung, ebenso wie bei ausgeförderten oder ihren Strom maßgeblich dezentral vermarktenden Anlagen. Durch die Umstellung der Sanktionsregelung soll nunmehr „ihre Funktion für alle Anlagen und unabhängig von Strompreisschwankungen wiederhergestellt“ werden.¹¹

Nunmehr soll in § 52 E-EEG 2023 geregelt werden, dass Anlagenbetreiber, die gegen eine der in dem dortigen Katalog aufgeführten Pflichten verstoßen, an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber eine Strafzahlung in Höhe von grundsätzlich 10 Euro/kW installierter Leistung abführen müssen. Wird gleichzeitig gegen mehrere Pflichten verstoßen, ist der Sanktionsbetrag auf insgesamt 10 Euro/kW und Monat gedeckelt (§ 52 Abs. 5 E-EEG 2023). Die Zahlungspflicht besteht dabei im Regelfall für jeden Kalendermonat, im dem der Pflichtverstoß ganz oder zeitweise vorlag. Es soll jedoch für verschiedene Fälle Abmilderungen oder Verschärfungen der Sanktionswirkung geben: So ist für einige Pflichtverstöße eine Reduktion der Strafzahlung auf lediglich 2 Euro/kW vorgese-

hen, sobald die Pflicht erfüllt wird (dann rückwirkend auf den Beginn des Pflichtverstoßes), vgl. § 52 Abs. 3 Nr. 1 E-EEG 2023. Dies betrifft Verstöße gegen verschiedene technische Vorgaben und Registrierungspflichten beim Marktstammdatenregister bei gleichzeitiger Nicht-Mitteilung an den Netzbetreiber (die allgemeine Sanktionierung von Registrierungsverstößen – also trotz der Mitteilung der entsprechenden Informationen an den Netzbetreiber – soll sinnvollerweise ganz abgeschafft werden, wohl da diese bereits als Ordnungswidrigkeit nach § 21 MaStRV geahndet werden kann). Auch bei einem Verstoß gegen das neue Volleinspeisegebot bei Solaranlagen, die den sogenannten Volleinspeisebonus in Anspruch nehmen möchten (siehe hierzu weiter unten), soll die Sanktion lediglich 2 Euro/kW betragen, vgl. § 52 Abs. 3 Nr. 2 E-EEG 2023. Eine zeitliche Streckung der Sanktionswirkung über den Monat des eigentlichen Pflichtverstoßes hinaus (vgl. § 52 Abs. 4 E-EEG 2023) ist vorgesehen im Zusammenhang mit verschiedenen Vorgaben zur Zuordnung zu und zum Wechsel zwischen den Veräußerungsformen des EEG, bei einem Verstoß gegen das neue Volleinspeisegebot und bei einem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot. Zudem enthält die Regelung Vorgaben zur Fälligkeit der Zahlungen (wobei der Netzbetreiber entsprechende Ansprüche auch gegen die EEG-Förderung aufrechnen kann), zu ergänzenden Sanktionierungen (Wegfall der Entgelte für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV, sog. vermiedene Netzentgelte) sowie zu der Anwendbarkeit auf KWK-Anlagen.

Ab dem 01.01.2023 soll die neue Sanktionssystematik dabei für alle Pflichtverstöße gelten, auch wenn diese von Bestandsanlagenbetreibern begangen werden (allerdings erst ab diesem Zeitpunkt, bis dahin sollen die bisherigen Regelungen Anwendung finden). Bei Verstößen gegen Registrierungspflichten im Marktstammdatenregister soll die neue Regelung ab 01.01.2023 dann sogar für Verstöße gelten, die vor diesem Datum begangen wurden. Die Neuregelung soll also umfassend an die Stelle der früheren Sanktionsvorschriften treten, vgl. hierzu § 100 Abs. 9 E-EEG 2023.

d) Regelungen zur Beteiligung der Kommunen

Die Regelungen zur Beteiligung der Kommunen sollen im EEG 2023 in einigen Punkten geändert werden. Wesentlich ist hier insbesondere, dass demnächst auch nicht geförderte Windenergieanlagen (häufig als „PPA-Anlagen“ bezeichnet) den Kommunen eine Beteiligung anbieten dürfen (bisher nur Windenergieanlagen mit Förderung). Betreibern von dauerhaft oder zeitweise nicht geförderten Windenergieanlagen soll somit künftig auch ohne strafrechtliches Risiko ein Beteiligungsangebot im Rahmen der Vorgaben des § 6 E-EEG 2023 möglich sein. Eine Erstattung des Kommunalbeitrags durch den Netzbetreiber soll aber weiterhin nur bei nach dem EEG geförderten Anlagen erfolgen.

Eine wesentliche Neuerung ist zudem, dass nach § 100 Abs. 2 E-EEG 2023 die neue Regelung künftig auch umfassend für Bestandsanlagen der berechtigten Anlagentypen gelten soll. Künftig können also auch „Altanlagenbetreiber“ den Kommunen einen entsprechenden Beitrag anbieten und – sofern sie eine Förderung nach dem EEG beanspruchen – eine Erstattung vom Netzbetreiber verlangen.

Zudem sind einige kleinere Änderungen vorgesehen, wie die Anhebung der nötigen Windenergieanlagengröße für ein Beteiligungsangebot von 750 kW auf 1.000 kW oder zur Beteiligung mehrerer betroffener Kommunen. Sind mehrere Kommunen betroffen, muss im Falle eines Beteiligungsangebotes soll allen Kommunen ein solches unterbreitet werden. Lehnt eine Kommune ab, soll deren Anteil auf die anderen verteilt werden können. Außerdem sollen die Kommunen bei Freiflächenanlagen den Abschluss einer Beteiligungsvereinbarung von der Vorlage eines naturschutzfachlichen Konzepts abhän-

10 BT-Drs. 20/1630, S. 170.

11 So auch BT-Drs. 20/1630, S. 197.

gig machen dürfen¹², wobei diese Regelung nach einigen Stimmen für eine Erhöhung der Rechtssicherheit noch der Konkretisierung bzw. Klarstellung bedürfte. Zuletzt soll klargestellt werden, dass Anlagenbetreiber nur für die Strommengen eine Erstattung der an die Gemeinde oder Landkreise geleisteten Zahlungen erhalten, für die sie tatsächlich eine finanzielle Förderung erhalten haben – dies soll insbesondere solche Zeiten ausklammern, in denen Betreiber ihren Strom in der sog. sonstigen Direktvermarktung, also ohne EEG-Förderung, veräußert haben oder in denen die Marktprämie aufgrund hoher Börsenpreise auf null stand. Es soll insoweit auf die Frage ankommen, ob für die jeweilige Strommenge ein tatsächlicher Zahlungsfluss vom Netz- an den Anlagenbetreiber stattgefunden hat oder nicht.¹³

Kritisch zu bemerken ist jedoch, dass die Regelung nach wie vor begrifflich ausschließlich für Windenergieanlagen und Freiflächenanlagen gilt. Damit sind Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nicht erfasst (vgl. § 3 Nr. 22 EEG 2021/2023), die aber in der Praxis häufig ebenfalls als „Freiflächenanlage“ wahrgenommen werden bzw. es hier auch in vielen Projekten einige Abgrenzungsschwierigkeiten gibt (z. B. bei Alt-Deponien oder stillgelegten Abbau- und Tagebauflächen, ehemaligen Kiesgruben, diffusen Flächen mit einzelnen baulichen Anlagen im Boden und Teil-Freiflächen u. ä.). Daher wäre es wesentlich naheliegender, hier statt auf Freiflächenanlagen auf die ebenfalls legaldefinierten Solaranlagen des ersten Segments (§ 3 Nr. 41a und 41b E-EEG 2023) zu verweisen und damit der Praxis die erheblichen Rechtsunsicherheiten zu ersparen, die von dieser begrifflichen Zuordnung und dem Ausschluss von sonstigen baulichen Anlagen aus dem Anwendungsbereich des § 6 EEG 2021/2023 ausgehen können. Es bleibt zu hoffen, dass dies im Gesetzgebungsverfahren noch korrigiert wird.

e) Regelungen zur Bürgerenergie

Schon im Koalitionsvertrag war die Stärkung der Bürgerenergie als politisches Ziel zur Akzeptanzsteigerung geregelt.¹⁴ Nun sieht der Gesetzesentwurf Regelungen vor, welche dieses Ziel umsetzen sollen.

Mit § 22 E-EEG 2023 wird dazu ein wesentlicher Strukturwechsel vorgesehen. Während bisher für Bürgerenergie besondere Regelungen innerhalb von Ausschreibungen vorgesehen sind, besteht nach dem Gesetzesentwurf nun gar keine Pflicht mehr für bestimmte Bürgerenergieprojekte, an den Ausschreibungen teilzunehmen. Nach § 22 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 und Abs. 3 S. 2 Nr. 2 E-EEG 2023 gilt dies für Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 MW und für Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen) bis einschließlich 6 MW. Damit wird zugleich eine Ausweitung der Bürgerenergie-Privilegierung auf die bisher nicht erfassten Solaranlagen des ersten Segments vorgenommen.

Allerdings sollen die Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften erhöht werden. So sieht § 3 Nr. 15 E-EEG 2023 nunmehr vor, dass mindestens 50 natürliche Personen beteiligt sein müssen (zuvor 10). Zudem sollen nunmehr 75% der Stimmrechte bei Personen mit Erstwohnsitz vor Ort liegen (zuvor 51%). Zudem dürfen sich als juristische Personen nur noch kleine oder mittlere Unternehmen oder Kommunen beteiligen. Gleich geblieben ist die Anforderung, dass keiner der Gesellschafter mehr als 10% der Stimmrechte innehaben darf. Ergänzend soll – entsprechend der bisherigen BGH-Rechtsprechung¹⁵ – die tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf

die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung erforderlich sein. Das Vorliegen der Voraussetzungen für das Bestehen einer Bürgerenergiegesellschaft im Sinne des EEG muss zudem bei der Inbetriebnahme sowie fortlaufend alle fünf Jahre gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden. Wird der Nachweis nicht fristgerecht geführt und nicht innerhalb von zwei Monaten nachgereicht, entfällt der Förderanspruch (vgl. § 22b Abs. 4 E-EEG 2023).

Die konkreten Anforderungen für die Ausnahme von der Ausschreibungspflicht sind in § 22b E-EEG 2023 vorgesehen, welcher den bisherigen § 36g EEG 2021 vollumfänglich ersetzen soll. Nach § 22b Abs. 1 und 2 E-EEG 2023 dürfen die Bürgerenergiegesellschaften selbst, ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen für die Privilegierung insbesondere in den vorangegangenen fünf Jahren keine weiteren Anlagen desselben Segments in Betrieb genommen haben. Zudem soll nunmehr nach § 22b Abs. 5 E-EEG 2023 auch eine in die Zukunft gerichtete fünfjährige Sperrwirkung für eine Förderung nach dem EEG für weitere Anlagen desselben Segments gelten. Diese Regelungen sind für „echte“ Bürgerenergiegesellschaften eine große Herausforderung, da gerade bei Gesellschaften mit zahlreichen Gesellschaftern aus der Bürgerschaft die Klärung und Absicherung dieser Voraussetzung einen hohen Aufwand erfordert. Gerade in Gebieten mit einem starken Erneuerbare-Energien-Ausbau sind engagierte Bürgerinnen und Bürger nicht selten in verschiedenen Projekten beteiligt oder wären hieran interessiert. Insoweit handelt es sich bei diesen Einschränkungen in der Praxis um ein nicht unerhebliches Hemmnis für die rechtssichere Gestaltung von Bürgerenergiegesellschaften.

2. Geplante Änderungen für die Solarenergie

Der Gesetzesentwurf sieht etliche Änderungen für die Förderung der Solarenergie vor, von denen im Folgenden die wichtigsten Neuerungen vorgestellt werden sollen. Einige der vorgesehenen Anpassungen finden sich bereits in Artikel 1 des Gesetzesentwurfs und gelten somit bereits ab Verkündung, voraussichtlich also ab Sommer 2022. Den Großteil der Neuerungen enthält allerdings Artikel 2, der erst am 1. Januar 2023 in Kraft treten soll. Zu erwarten sind neben strukturellen Neuerungen auch einige Verbesserungen für die Förderung von Solaranlagen. Ob diese ausreichen, um den mit dem Entwurf bezweckten kurzfristig beschleunigten Ausbau dieses Energieträgers zu erreichen, bleibt allerdings abzuwarten und wird vielerorts angezweifelt.

a) Änderungen des Förderdesigns: Neue Ausschreibungsschwelle und Volleinspeisebonus

Der Gesetzesentwurf sieht nur einige wenige, allerdings wesentliche Änderungen hinsichtlich des derzeit geltenden grundsätzlichen Förderdesigns vor. Auch künftig kann für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW die Einspeisevergütung und für größere Anlagen – unter Einhaltung der weiteren Voraussetzungen der geförderten Direktvermarktung – die Marktprämie beansprucht werden, wobei der für die Marktprämie relevante anzulegende Wert auch weiterhin bis zu einem gewissen (allerdings künftig erhöhten) Leistungsschwellenwert gesetzlich oder für größere Anlagen wettbewerblich durch Ausschreibung ermittelt wird. Zudem soll der für Aufdachanlagen bis 100 kW mögliche Mieterstromzuschlag unter gleichbleibenden Voraussetzungen erhalten bleiben. Die durch das EEG 2021 eingeführte begriffliche Einteilung in Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächen-

12 Ausführlicher hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 173 f.

13 BT-Drs. 20/1630, S. 174.

14 Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP), S. 58.

15 BGH, Beschl. vom 11.02.2020 – EnVR 101/18, NVwZ-RR 2021, 106, Ls. b), Rn. 18.

anlagen und Solaranlagen auf sog. sonstigen baulichen Anlagen) und des zweiten Segments (sog. Aufdachanlagen) behält der Gesetzesentwurf ebenfalls bei, wenn auch mit einer etwas schlankeren Regelungstechnik bei der gesetzlichen Definition (vgl. § 3 Nr. 41a bzw. Nr. 41b E-EEG 2023).

Der Gesetzesentwurf enthält aber auch einige wesentliche Neuerungen:

- So soll zum ersten die Schwelle für die Ausschreibungspflicht deutlich erhöht werden. Diese soll mit dem Ziel der Verbesserung der Akteursvielfalt für alle Solaranlagen von bislang 750 kW auf 1 MW angehoben werden (vgl. § 22 E-EEG 2023).¹⁶ Kleinere Anlagen können außerhalb des Wettbewerbs in der Ausschreibung weiterhin den gesetzlich bestimmten Fördersatz beziehen.
- Der Gesetzgeber möchte zudem künftig Aufdachanlagen besserstellen, wenn der erzeugte Strom vollständig in das Netz eingespeist wird (sog. Volleinspeisetarif). So sollen diese künftig eine höhere Vergütung erhalten als Anlagen, deren Strom teilweise direkt vor Ort genutzt wird. Diese spezifische Förderung soll laut der Gesetzesbegründung insbesondere Anreize zur Vollbelegung von Dachflächen schaffen¹⁷, wird aber in der Solarbranche teils heftig kritisiert.

b) Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen)

Für Solaranlagen des ersten Segments gibt es weiterhin jährlich drei Gebotstermine, die in den Jahren 2023 bis 2029 jeweils am 1. März, 1. Juli und 1. Dezember stattfinden sollen. Der Gesetzesentwurf sieht hier verschiedene Änderungen vor:

aa) Ausschreibungsvolumen Erwähnenswert, auch wenn auch angesichts der erklärten Beschleunigungsziele nicht überraschend, sind die erheblich höheren Ausschreibungsvolumina. Bereits im Jahr 2023 sollen statt der bisherigen 1.650 MW bis zu 5.850 MW zu installierender Leistung im Rahmen der Ausschreibung gefördert werden. Für das Jahr 2024 wird das Volumen auf 8.100 MW (vorher 1.650 MW) und für die Jahre 2025 bis 2029 jeweils auf 9.900 MW (vorher 1.650 bzw. 1.550 MW) angehoben. Jedoch sieht das E-EEG 2023 (wie bereits das EEG 2021) auch verschiedene Anpassungsmechanismen vor.

Das Ausschreibungsvolumen verringert sich allerdings – wie auch bisher – um die Summe der installierten Leistung von Solaranlagen des ersten Segments für die installierte Leistung von im EU-Ausland bezuschlagten Projekten sowie für die installierte Leistung des Vorjahres außerhalb von Ausschreibungen. Zudem soll sich das Ausschreibungsvolumen nun auch für die installierte Leistung aus Innovationsausschreibungen gemäß § 39b E-EEG 2023 sowie Ausschreibungen für Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§ 39o E-EEG 2023) verringern.

Gleichzeitig soll sich das Ausschreibungsvolumen um die Mengen erhöhen, für die im vorangegangenen Kalenderjahr kein Zuschlag erteilt wurde bzw. die nach dem 31. Dezember 2022 bezuschlagt wurden und vor Bekanntgabe des Gebots-termins nach § 35a E-EEG 2023 entwertet wurde.

bb) Änderungen hinsichtlich der Flächenkulisse Der neue § 37 E-EEG 2023 sieht verschiedene Anpassungen der Flächenkulisse für die Ausschreibung von Solaranlagen des ersten Segments vor. Ziel sei die „maßvolle“ Erweiterung der Flächenkulisse, die „zugleich naturschutzverträglich“ erfolgen soll.¹⁸

So enthält der Entwurf in § 37 Abs. 1 Nr. 2 E-EEG 2023 eine neue allgemeine Einschränkung: Ab dem 1. Januar 2023 sollen nach dieser Regelung nur noch solche Flächen förderfähig sein, bei denen es sich nicht um entwässerte und landwirtschaftlich genutzte Moorböden handeln darf. Diese sollen künftig eine eigene Förderkategorie als „besondere Solaranlagen“ darstellen, vgl. § 37 Abs. 1 Nr. 3 E-EEG 2023 (hierzu sogleich).

Die weiteren bislang bekannten Flächenkategorien des ersten Segments bleiben weitgehend unverändert. Eine Neuerung sieht das E-EEG 2023 allerdings für die sogenannten Seitenrandstreifen vor: Entlang von Autobahnen oder Schienenwegen in einer Entfernung von bis zu 200 Metern soll der mit dem EEG 2021 eingeführte 15-Meter-Korridor entfallen. Damit möchte der Gesetzgeber der durch die Regelung entstandenen Rechtsunsicherheit begegnen. In der Begründung räumt der Gesetzgeber ein, dass der erhoffte naturschutzfachliche Nutzen der Einschränkung nicht im Verhältnis zu den damit verbundenen Hindernissen für den Ausbau von Freiflächenanlagen stehe.¹⁹ Zudem wurde die Regelung zu planfestgestellten Flächen präzisiert.

Besonders erwähnenswert ist schließlich das Hinzukommen der „besonderen Solaranlagen“ als dritter Flächenkategorie, wobei die bislang begrifflich zu diesen zählenden schwimmenden Solaranlagen in die allgemeine Flächenkulisse des § 37 Abs. 1 Nr. 2 E-EEG 2023 integriert werden sollen und damit künftig nicht mehr zu den „besonderen Solaranlagen“ gehören.

cc) Besondere Solaranlagen (Agri-, Floating-, Parkplatz- und Moor-PV) Wurden besondere Solaranlagen – Solaranlagen auf Gewässern, landwirtschaftlich genutzten Flächen und Parkplatzflächen – bisher explizit nur in der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) geregelt und dort einmalig in der Ausschreibungsrunde im April 2022 hervorgehoben gefördert, sollen sie künftig in das EEG 2023 integriert werden. Durch die Einbeziehung der besonderen Solaranlagen in die allgemeinen Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments soll für diese eine dauerhafte Perspektive geschaffen werden.²⁰ Mit der Überführung ins das EEG können besondere Solaranlagen künftig auch außerhalb von Anlagenkombinationen mit anderen erneuerbaren Energien oder einem Speicher betrieben werden, wie es im Rahmen der InnAusV noch gefordert war. Konkret in die förderfähige Flächenkulisse aufgenommen wurden nunmehr also schwimmende Solaranlagen (sog. Floating-PV), Solaranlagen auf Acker- oder Gartenbauflächen (sog. Agri-PV) und Solaranlagen auf Parkplatzflächen, deren Anforderungen die Bundesnetzagentur in der Festlegung vom 1. Oktober 2021 (Az.: 8175-07-0021/1) näher spezifiziert hat.²¹ Zudem wurden spezielle Regelungen für entwässerte und landwirtschaftlich genutzte Moorböden aufgenommen.

Schwimmende Solaranlagen wurden dabei in die „allgemeine“ Flächenkulisse nach § 37 Abs. 1 Nr. 2 E-EEG integriert und sollen damit im EEG 2023 begrifflich nicht mehr als „besondere Solaranlagen“ gelten: Die Errichtung von Floating-PV soll gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. j E-EEG 2023 auf künstlichen oder erheblich veränderten Gewässern im Sinne des § 3 Nr. 5 des Wasserhaushaltsgesetzes möglich sein. In der Gesetzesbegründung werden als Beispiel kleinere Gewässer wie Baggerseen, Tagebauseen und Häfen genannt.²² Zudem wird auf die wasserrechtlichen Anforderungen in § 36 Abs. 3 Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) verwiesen, welches ebenfalls im Rahmen der Gesetzesnovelle angepasst wird. Danach soll eine schwim-

19 Ebenda.

20 BT-Drs. 20/1630, S. 187.

21 Diese Festlegung soll bis zum Vorliegen einer neuen Festlegung ihre Gültigkeit behalten, vgl. § 85c Abs. 2 E-EEG 2023.

22 Ebenda.

16 Für Freiflächenanlagen von Bürgerenergiegesellschaften soll die Schwelle künftig sogar bei 6 MW liegen (siehe hierzu oben).

17 Vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 164.

18 BT-Drs. 20/1630, S. 186.

mende Solaranlage nicht mehr als 15% der Gewässerfläche bedecken und nicht in einem Abstand von weniger als 50 Meter vom Ufer errichtet werden. Diese Ergänzung des WHG wird seitens Vertretern der Solarbranche als zu einschränkend kritisiert.

In § 37 Abs. 1 Nr. 3 E-EEG 2023 sollen nunmehr als eigenständige Kategorie die „besonderen Solaranlagen“ aufgenommen werden, die – wie auch bislang – einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85c E-EEG 2023 entsprechen müssen. Hierfür soll bis auf Weiteres die bereits im Rahmen der InnAusV veröffentlichte Festlegung der Bundesnetzagentur weitergelten (siehe oben), vgl. § 85c Abs. 2 E-EEG 2023. Nachdem die sog. Floating-PV künftig nicht mehr zu den besonderen Solaranlagen zählt, bleiben hier zunächst die Agri- und Parkplatz-PV. Für Agri- und Parkplatz-PV sieht § 37 Abs. 1 Nr. 3 E-EEG 2023 vor, dass die Flächen einen weiteren „Parallel-Nutzen“ zur Solarbewirtschaftung haben müssen, nämlich eben als landwirtschaftliche Nutzfläche oder als Parkplatzfläche. Bei der Agri-PV sind Ackerflächen mit gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau sowie Flächen, auf denen Dauerkulturen oder mehrjährige Kulturen angebaut werden, förderfähig.²³ Bei Agri-PV-Flächen muss der Bieter in der Ausschreibung zudem eine Eigenerklärung beibringen, nach der er geprüft hat, dass es sich nicht um naturschutzrechtlich relevante Flächen handelt, § 37 Abs. 2 Nr. 3 E-EEG 2023.

Zu den besonderen Solaranlagen hinzugekommen ist die sogenannte „Moor-PV“. So sollen Solaranlagen gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. d) E-EEG 2023 künftig förderfähig auch auf entwässerten und landwirtschaftlich genutzten Moorböden errichtet werden dürfen, wenn die Fläche mit der Solaranlage dauerhaft wiedervernässt wird. In der Gesetzesbegründung finden sich einige Ausführungen dazu, welche Anforderungen an die Wiedervernässung gelten sollen: Um die Bindung von Treibhausgasen zu ermöglichen, sollen Mindestwasserstände von maximal 10 cm unter Flur im Winter und maximal 30 cm unter Flur im Sommer erreicht werden. Die erfolgreiche Wiedervernässung müsse zudem durch die zuständigen Wasserbehörde bestätigt und diese Bestätigung dem Netzbetreiber vorgelegt werden.²⁴ Die besonderen Anforderungen von Moor-PV soll die Bundesnetzagentur bereits zum 1. Juli 2023 in gemeinsamer Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und dem Umweltbundesamt festlegen (§ 85c Abs. 3 E-EEG 2023).

Insgesamt ist die Ausweitung der Flächenkulisse für förderfähige Solarprojekte grundsätzlich zu begrüßen. Ob die nunmehr geplanten Änderungen jedoch ausreichen werden, um die festgelegten Ausbauziele effektiv zu erreichen, bleibt abzuwarten, wird allerdings an einigen Stellen bereits bezweifelt.

dd) Bonus für aufgeständerte Agri-PV und Moor-PV Gemäß § 38b Abs. 1 E-EEG 2023 sollen Agri-PV, also Solaranlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen, eine höhere Förderung bekommen, wenn sie horizontal aufgeständert sind. Der degressiv ausgestaltete Bonus soll – je nach Kalenderjahr des Zuschlags – 1,2 Cent/kWh (2023), 1,0 Cent/kWh (2024), 0,7 Cent/kWh (2025) bzw. 0,5 Cent/kWh (2026 bis 2028) betragen. Durch die erhöhte Aufständigung sei es möglich, mit üblichen landwirtschaftlichen Maschinen auf dem darunterliegenden Land zu wirtschaften. Um die durch die Aufständigung verursachten höheren Stromgestehungskosten auszugleichen und damit den Wettbewerbsnachteil von Geboten für diese Anlagen zu minimieren, sei die zusätzliche Vergütung gerechtfertigt. Gewisse Unklarheiten ergeben sich insoweit aus der Gesetzesbegründung, als dass dort die Rede davon ist, dass Agri-

PV-Anlagen mit „horizontaler oder leicht schräger Modulausrichtung“ hier von dem Bonus profitieren sollen.²⁵ Nach welchen Kriterien sich dies genau in der Praxis bemessen soll, bleibt derzeit noch weitgehend unklar.

Für Moor-PV ist ein Bonus in Höhe von 0,5 Cent/kWh vorgesehen. Auch der Bonus für Solaranlagen auf wiedervernässenen Moorböden in § 38b Abs. 3 S. 3 E-EEG 2023 sei durch die zusätzlichen Kosten, die in Verbindung mit diesem Anlagentyp stünden, gerechtfertigt. Da hier jedoch – anders als bei Agri-PV – künftig keine Skaleneffekte durch einen starken Markthochlauf zu erwarten seien, sei hier keine degressive Ausgestaltung des Bonus gewählt worden.²⁶

ee) Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments (§ 37b E-EEG 2023) Der Höchstwert ergibt sich – wie auch bisher – aus dem um 8% erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine, deren Zuschläge bei der Bekanntmachung des jeweiligen Gebotstermins nach § 29 E-EEG 2023 bereits nach § 35 Abs. 1 E-EEG 2023 bekanntgegeben waren. Er beträgt allerdings weiterhin höchstens 5,9 Cent/kWh. Für die Berechnung des Höchstwertes im Jahr 2023 sind dabei nach einer Ergänzung der Regelung die Gebotswerte im Jahr 2022 heranzuziehen.

c) Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments („Aufdach-PV“)

Das Ausschreibungsverfahren ändert sich für dieses Anlagensegment kaum. Künftig müssen Gebote gemäß § 38c Abs. 2 E-EEG 2023 Erklärungen des Bieters enthalten, dass er berechtigt ist, auf der angebotenen Fläche eine Solaranlage zu errichten. Zudem wird in § 38h E-EEG klargestellt, dass das pay-as-bid-Verfahren und auch die sog. Modulausregelung des § 38b E-EEG 2023 weiterhin Anwendung findet.

Künftig soll es jährlich zwei Gebotstermine am 1. April und 1. Oktober geben, statt wie zuletzt vorgesehen am 1. Juni und 1. Dezember (vgl. § 28b E-EEG 2023). Dabei wird auch für Solaranlagen des zweiten Segments das Ausschreibungsvolumen signifikant angehoben und soll bereits im Jahr 2023 auf 650 MW statt bisher 350 MW erhöht werden. Im Jahr 2024 wird das Volumen auf 900 MW (vorher 350 MW) und in den Jahren 2025 bis 2029 auf 1100 MW (vorher 400 MW) zu installierender Leistung angehoben. Auch hier greifen jedoch – wie auch bei Anlagen des ersten Segments (siehe oben) – verschiedene Anpassungsmechanismen (vgl. § 28b Abs. 3 bis 5 E-EEG 2023).

Der Gebotshöchstwert wird wie bislang auf 9 Cent/kWh festgelegt. Die Degression des Höchstwertes um 1% pro Kalenderjahr soll hierbei allerdings – wie in der gesetzlichen Förderung (hierzu sogleich) – erst ab dem 1. Januar 2024 starten, vgl. § 38e E-EEG 2023.

d) Förderung von Aufdächanlagen außerhalb der Ausschreibung (gesetzliche Förderung)

Zu erwähnen sind insbesondere die folgenden Neuerungen für Solaranlagen, die gesetzlich gefördert werden:

aa) Ausweitung der Flächenkulisse (Floating-, Agri-, Parkplatz-, Moor-PV) und Anpassung des anzulegenden Wertes Auch für gesetzlich geförderte Solaranlagen soll die förderfähige Flächenkulisse ausgeweitet werden. So sollen in § 48 Abs. 1 E-EEG 2023 letztlich dieselben Änderungen und Erweiterungen vorgenommen werden wie für Anlagen des ersten Segments (siehe oben). So sind hier Präzisierungen für planfestgestellte Flächen, die Aufnahme von schwimmenden Solaranlagen sowie der sog. besonderen Solaranlagen (Agri-,

23 Vgl. hierzu auch die Festlegung der Bundesnetzagentur zu dem Begriff der besonderen Solaranlagen in der InnAusV, Festlegung vom 1. Oktober 2021 – Az.: 8175-07-0021/1.

24 BT-Drs. 20/1630, S. 187.

25 BT-Drs. 20/1630, S. 188.

26 Ebenda.

Parkplatz- und Moor-PV) vorgesehen. Insoweit kann im Wesentlichen auf die obigen Ausführungen verwiesen werden.

Zudem soll für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen sowie für Freiflächenanlagen der anzulegende Wert ab 1. Januar 2023 auf 7,0 Cent/kWh angehoben werden, wobei hierbei die Degressionsregelung des § 49 E-EEG 2021 zu beachten ist (hierzu sogleich). Im EEG 2021 war als Ausgangswert noch ein Betrag von 6,01 Cent/kWh vorgesehen. Die derzeitigen anzulegenden Werte seien aber aufgrund der allgemeinen Kostensteigerungen und Lieferkettenschwierigkeiten nicht geeignet, die Wirtschaftlichkeit von kleineren Freiflächenanlagen außerhalb der Ausschreibung zu sichern. Der erhöhte Wert solle den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen sichern.²⁷ Ob hierfür die vorgesehenen Maßnahmen ausreichen, ist unter Branchenakteuren allerdings teilweise umstritten.

bb) Neuer Fördersatz für Anlagen > 1 MW in gesetzlicher Förderung (Bürgerenergiegesellschaften) Für die neu geregelten Bürgerenergiegesellschaften, die künftig von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit sind (siehe unten), wird in § 48 Abs. 1a E-EEG 2023 eine spezielle Regelung zur Bestimmung des anzulegenden Wertes getroffen: Für Solaranlagen mit einer Leistung über 1 MW, die aber dennoch nicht an einer Ausschreibung teilnehmen müssen, soll sich der anzulegende Wert künftig als Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Solaranlagen des ersten Segments in dem der Inbetriebnahme vorangegangenen Kalenderjahr bestimmen.

cc) Vorübergehender Wegfall der Degression für Aufdachanlagen und Änderung des Degressionsmechanismus für alle Solaranlagen in gesetzlicher Förderung Für Anlagenbetreiber, die ihre Aufdachanlage noch im Jahr 2022 in Betrieb nehmen, wird unter bestimmten Voraussetzungen die Degression ausgesetzt, so dass für diese Anlagen, die im April 2022 geltenden Förderwerte festgeschrieben werden. Hiermit solle die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen gesichert werden, da diese bei einem weiteren Absinken angesichts Kostensteigerungen, Inflation und Lieferkettenschwierigkeiten in Frage gestellt sei.²⁸ Die Anlagenbetreiber müssen allerdings, um in den Genuss dieser degressionsbereinigten Fördersätze zu kommen, die speziellen Voraussetzungen des § 100 Abs. 14 E-EEG 2021 erfüllen, die sich im Wesentlichen aus dem europäischen Beihilferecht ergeben. Erforderlich ist eine Mitteilung des Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber in Textform nach einem noch einzusetzenden Stichtag (Datum der Bestätigung der Werte durch Veröffentlichung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz auf seiner Homepage), dass die Errichtung der Anlage aufgrund der neuen anzulegenden Werte geplant worden ist. Erst nach dieser Mitteilung darf die Anlage verbindlich bestellt werden.²⁹ Unklar ist noch, ob damit die Bestellung beim Hersteller gemeint ist oder ob auch der Vertrag mit dem Projektentwickler nach diesem Stichtag geschlossen werden muss und wie diese Anforderungen in der Praxis insgesamt erfüllt werden sollen.

Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, sollen die anzulegenden Werte ebenfalls entsprechend festgesetzt werden, also unter Aussetzung der Degression seit April 2022, vgl. § 48 Abs. 2 E-EEG 2023.

Für alle Solaranlagen in der gesetzlichen Förderung, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, gelten zudem die neuen Degressionsregelungen in § 49 E-EEG 2023, die stark abgeändert werden sollen. Insbesondere soll der sog. atmende Deckel entfallen. Die Degression soll künftig also linear festgeschrieben werden und nicht mehr abhängig vom jähr-

lichen Zubau von Solaranlagen sein. Konkret sollen die anzulegenden Werte nach §§ 48 und 48a E-EEG 2023 ab 1. Februar 2024 alle sechs Monate um 1% absinken. Die Degression wird hiermit allerdings bis 2024 erst einmal insgesamt ausgesetzt, womit den aktuellen Herausforderungen durch steigende Energiepreise und Inflation Rechnung getragen werden soll.³⁰

dd) Bonusregelung für Volleinspeiser Ein weiteres bereits viel diskutiertes Novum im Gesetzesentwurf ist der Bonus für Strom aus Aufdachanlagen, deren Strom vollständig in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird (sog. Volleinspeisebonus), der auch bereits im Jahr 2022 zur Anwendung kommen soll. Der Anlagenbetreiber kann dabei grundsätzlich wählen, ob er sich für diesen Tarif entscheidet oder den Strom (zum Teil) auch selbst verbrauchen oder anderweitig vor Ort liefern möchte und daher auf den Bonus verzichtet. Die Regelungen dazu findet sich in § 100 Abs. 14 S. 3 E-EEG 2021 bzw. in § 48 Abs. 2a E-EEG 2023.

aaa) Regelung bis 31. Dezember 2022 Für die Zeit zwischen der Verkündung des Gesetzes und dem 31. Dezember 2023 legt § 100 Abs. 14 S. 3 E-EEG 2021 die maßgeblichen Voraussetzungen für den Volleinspeisetarif fest. Dieser ist hier „gekoppelt“ an die degressionsfreien anzulegenden Werte nach § 100 Abs. 14 S. 1 und 2, ist also auch Bestandteil des übergangsweisen Vergütungskonzepts im Jahr 2022 (das der beihilferechtlich erforderlichen speziellen Mitteilung an den Netzbetreiber sowie der in diesem Kontext geregelten Bestellabfolge unterliegt, siehe oben).

Wählt der Anlagenbetreiber den Volleinspeisetarif, erhöht sich der anzulegende Wert je nach Leistungsschwelle um 6,87 Cent/kWh (bis 10 kW), um 4,45 Cent/kWh (bis 40 kW), um 5,94 Cent (bis 100 kW) sowie um 4,04 Cent/kWh (bis 300 kW). Die Regelung verweist dabei für die Bestimmung der Leistungsschwellen auf § 24 Abs. 1 S. 1 EEG 2021.³¹ Die anzulegenden Werte für Volleinspeisemodelle beschränken sich dabei im Jahr 2022 noch einmal übergangsweise auf Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 300 kW. Dies korrespondiert mit der 2022 noch geltenden Sonderregelung für Anlagen im Leistungsbereich zwischen 300 und 750 kW, die hier noch im Rahmen der sogenannten 50%-Regelung (siehe unten) an einer Ausschreibung teilnehmen können.³²

Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieses deutlich erhöhten Tarifs sind nach § 100 Abs. 14 S. 3 und 4 E-EEG 2021 insbesondere, dass der gesamte in einem Kalenderjahr erzeugte Strom in das Netz eingespeist wird. Hierbei kann es sich allerdings auch um eine sog. kaufmännisch-bilanzielle Volleinspeisung handeln, bei der rein physikalisch tatsächlich ein Vor-Ort-Verbrauch des Solarstroms stattfindet.³³ Ausgenommen ist, entsprechend der parallelen Bestimmung des § 61a Nr. 1 EEG 2021 zum Kraftwerkseigenverbrauch, lediglich derjenige Strom, der in der Solaranlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird. Zudem muss die Tarifwahl (Volleinspeisung oder Überschusseinspeisung) dem Netzbetreiber im Kalenderjahr 2022 vor der Inbetriebnahme und im Übrigen vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres mitgeteilt werden. Eine Mitteilung kann dabei auch bereits für mehrere Jahre erfolgen.

Als Sanktion für einen Verstoß gegen die Voraussetzung der Volleinspeisung sieht der Entwurf die Verringerung des anzu-

27 BT-Drs. 20/1630, S. 194.

28 BT-Drs. 20/1630, S. 163.

29 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 163.

30 BT-Drs. 20/1630, S. 196.

31 Demnach sind mehrere Anlagen zur Bestimmung der Anlagengröße zusammenzufassen, wenn sie innerhalb von 12 Kalendermonaten auf demselben Grundstück, Gebäude, Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe in Betrieb genommen wurden.

32 Ausführlicher hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 164.

33 So ausdrücklich auch BT-Drs. 20/1630, S. 164.

legenden Wertes auf den Marktwert für das gesamte betroffene Kalenderjahr vor, was zumindest vor dem Hintergrund der derzeitigen Marktpreise für den Anlagenbetreiber keine Verluste bedeuten würde, da der monatliche Marktwert derzeit weit über dem gesetzlich vorgegebenen anzulegenden Wert liegt. Hierzu stellt die Gesetzesbegründung allerdings ausdrücklich klar, dass mit dem Begriff der Verringerung zumindest klaggestellt sei, dass eine Erhöhung des anzulegenden Wertes – trotz hoher Marktpreise – ausgeschlossen sein solle.³⁴ Dies spiegelt sich so allerdings nur bedingt im – insoweit widersprüchlichen bzw. unvollständigen – Gesetzeswortlaut. Es bleibt abzuwarten, ob der Gesetzgeber hier noch einmal nachbessert und ausdrücklich klarstellt, dass eine Erhöhung des anzulegenden Wertes bei hohen Börsenpreisen ausgeschlossen ist.

bbb) Regelung ab dem 1. Januar 2023 Die Begünstigung von Volleinspeise-Aufdächanlagen soll mit dem E-EEG 2023 fortgeführt werden und findet sich dort in § 48 Abs. 2a E-EEG 2023. Der Volleinspeisebonus soll dann für Anlagen mit einer Leistung von bis einschließlich 1 MW beansprucht werden können. Daher finden sich dann neben den bereits bekannten Erhöhungen auch solche für die Leistungsschwellen bis 400 kW (um 4,04 Cent/kWh) und bis 1 MW (um 2,74 Cent/kWh), wobei die Werte nun wieder der „normalen“ Degression (ohne atmenden Deckel, siehe oben) unterliegen. Voraussetzung ist neben der Volleinspeisung des gesamten im Kalenderjahr erzeugten Stroms die Mitteilung der Tarifwahl an den Netzbetreiber vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres sowie der Nachweis der Volleinspeisung über ein geeignetes Messkonzept. Ein Wechsel des Tarifs ist daher jeweils zum 1. Dezember möglich, wird häufig jedoch auch eine Umstellung des Messkonzepts zur Folge haben.

Die Sanktionierung eines Verstoßes gegen die Volleinspeisepflicht erfolgt künftig über den systematisch vollständig umgebauten § 52 E-EEG 2023, der anders als bislang Verstöße gegen förderbezogene Pflichten nicht mehr mit einer Vergütungsreduzierung, sondern mit einer Strafzahlung sanktioniert (siehe oben). Diese Regelung soll dann künftig auch für Bestandsanlagen gelten, die bislang dem § 100 Abs. 14 E-EEG 2021 unterfielen (vgl. § 100 Abs. 9 S. 1 E-EEG 2023).

ee) Stufenweise Abschaffung der 50%-Regel Nach derzeit geltenden Vorgaben des EEG 2021 müssen Aufdächanlagen erst ab einer installierten Leistung von 750 kW an einer Ausschreibung teilnehmen. Verfügt die Anlage allerdings über eine Leistung von mehr als 300 kW, wird die gesetzliche Vergütung gemäß § 48 Abs. 5 EEG 2021 nur für 50% der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge gezahlt. Ist absehbar, dass eine entsprechend hohe Vor-Ort-Verbrauchsquote nicht erreicht werden kann, kann der Anlagenbetreiber ausnahmsweise auch an einer Ausschreibung teilnehmen. Hier wiederum unterliegt er dann aber dem Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG 2021. Dies führt zusammengenommen dazu, dass Aufdächanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 kW derzeit kaum mehr errichtet werden, da in diesem Anlagensegment die Teilnahme an einer Ausschreibung in der Regel gescheut wird und eine sehr hohe Direktverbrauchsquote in vielen Fällen nicht erreichbar ist.

Die von der Branche scharf kritisierte Regelung in § 48 Abs. 5 EEG 2021 soll nun stufenweise wieder abgeschafft werden. Zunächst soll mit Inkrafttreten des Gesetzes, also noch 2022, lediglich der Anteil der vergütungsfähigen Strommenge auf 80% angehoben werden, § 100 Abs. 9 E-EEG 2021. Erst ab dem 1. Januar 2023 soll die Regelung dann ganz entfallen, vgl. die Streichung des § 48 Abs. 5 im E-EEG 2023. Auch wenn die Abschaffung der Regelung begrüßenswert ist, erscheint die

Übergangsregelung bis zum 1. Januar 2023 aus der Sicht vieler Branchenakteure kaum sinnvoll. Für die meisten Anlagenbetreiber wird es zweckmäßiger sein, mit der Inbetriebnahme einer Aufdächanlage dieser Größenordnung bis zum 1. Januar 2023 zu warten, wodurch wiederum Warteeffekte entstehen können, die der Anschubwirkung des Gesetzes entgegenlaufen könnten.

3. Geplante Änderungen für die Windenergie

Im Bereich der Windenergie sind keine so großen strukturellen Eingriffe geplant wie im Bereich der Solarenergie. Hier handelt es sich vielmehr um eine Vielzahl kleinerer Änderungen und Gesetzesänderungen, die sich an unterschiedlichen Stellen unterschiedlich intensiv auswirken dürften:

- In § 9 Abs. 8 E-EEG 2023 soll die Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen an Land mit einer technischen Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) – nach verschiedenen bereits in der Vergangenheit erfolgten Verlängerungen (zuletzt auf den 01.01.2023) – nunmehr auf den 01.01.2024 verlängert werden, da die Ausstattung in der Praxis aus verschiedenen Gründen nicht so schnell funktioniert wie der Gesetzgeber dies zuletzt erwartet hatte.³⁵ Diese Regelung soll auch für Bestandsanlagen gelten, wobei die Pflicht nur von Betreibern zu erfüllen ist, deren Anlagen nach dem 31.12.2005 in Betrieb gegangen sind, vgl. § 100 Abs. 6 E-EEG 2023. Bei Windenergieanlagen auf See soll es hingegen keine erneute Verlängerung geben; hier bleibt es bei der zuletzt durch die Bundesnetzagentur festgesetzten Frist (01.01.2024).
- Im Rahmen der Neuregelungen für Bürgerenergieprojekte (siehe oben) sollen künftig auch im Windbereich Bürgerenergiegesellschaften mit Projekten eines Leistungsumfanges von maximal 18 MW nach den oben skizzierten Vorgaben von der Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen befreit werden, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 3 und § 22b E-EEG 2023. Diese erhalten dann künftig eine gesetzliche Förderung nach § 46 EEG 2021/E-EEG 2023. Hiernach berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert auf Basis des sog. einstufigen Referenzertragsmodells oder Gütefaktormodells (vgl. § 36h EEG 2021/E-EEG 2023). Maßgeblicher Ausgangswert ist insoweit der Durchschnitt aus den jeweils höchsten noch bezuschlagten Geboten für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr. Die bisherige Regelung zu Bürgerenergiegesellschaften im Rahmen der Wind-Ausschreibungen (§ 36g EEG 2021) soll dementsprechend komplett gestrichen werden.
- § 24 Absatz 2 E-EEG 2023, die bisherige Anlagenzusammenfassungsverordnung für Freiflächensolaranlagen, soll künftig auch auf Windenergieanlagen Anwendung finden. Damit sind künftig Windenergieanlagen rechnerisch leistungsseitig zusammenzufassen (auch betreiberübergreifend), wenn sie innerhalb derselben planzuständigen Gemeinde innerhalb von 24 Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 km Luftlinie (gemessen von der Turmmitte) in Betrieb genommen wurden. Diese Regelung soll bei Windenergieanlagen aber ausdrücklich nur zum Zwecke der Leistungsschwelenermittlung nach § 22 Abs. 2 Nr. 3 E-EEG 2023 (18-MW-Schwelle für Bürgerenergieprojekte, siehe oben) gelten.
- In der Regelung zur Kommunalbeteiligung (siehe oben) soll es für Windenergieanlagen künftig auch dann die Möglichkeit zur (straflosen) Kommunalabgabe geben, wenn sie keine Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen (sog. PPA-Anlagen). Ein Erstattungsanspruch gegen den Netzbetreiber soll aber weiterhin nur bei geförderten Anlagen bestehen, vgl. § 6 E-EEG 2023. Dies soll künftig – anders als

34 BT-Drs. 20/1630, S. 165.

35 Vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 174.

jetzt – dann auch für Bestandsanlagen gelten, vgl. § 100 Abs. 2 E-EEG 2023.

- In der Definition der Pilotwindenergieanlagen in Gestalt der sog. Prototypanlagen soll in Anpassung an die geänderten beihilferechtlichen Vorgaben künftig die – ohnehin für Prototypen nicht mehr zeitgemäße – Leistungsbegrenzung auf 6 MW wegfallen, vgl. § 3 Nr. 37 E-EEG 2023. Auch größere Anlagen, die als erste zwei Anlagen ihres Typs in Betrieb genommen und ans Marktstammdatenregister gemeldet werden und die wesentliche technische Neuerungen enthalten sowie noch einer Typenprüfung oder Einheiten-zertifizierung bedürfen, können damit künftig ausschreibungsfrei betrieben werden bzw. eine gesetzliche Förderung nach § 46 EEG 2021/E-EEG 2023 in Anspruch nehmen.
- Nach dem Auslaufen der Übergangsfördervorschrift für ausgeführte Windenergieanlagen (vgl. § 23b Abs. 2 bis 5 EEG 2021) mit Ende des Jahres 2021 werden alle diesbezüglichen Regelungen im E-EEG 2023 gestrichen.³⁶
- In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen sollen zudem folgende konkrete Änderungen gelten:
 - o Auch für Windenergieanlagen soll die Leistungsschwelle für die Teilnahmepflicht an Ausschreibungen künftig generell von 750 kW auf 1 MW heraufgesetzt werden, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 1 E-EEG 2023.
 - o Das Ausschreibungsvolumen und -termine soll den neuen gesetzlichen Zielstellungen angepasst werden, vgl. § 28 E-EEG 2023. So sollen in den Jahren 2023 bis 2028 Wind-Ausschreibungen jeweils zum 01.02., 01.05., 01.08. und 1.11. stattfinden. Das Ausschreibungsvolumen soll im Jahr 2023 12.840 MW und in den Nachfolgejahren bis 2028 jeweils 10.000 MW betragen. Trotz verschiedener Anpassungsmechanismen (etwa Abzug von nicht nach Ausschreibung geförderter Anlagen) bedeutet dies gegenüber dem EEG 2021 eine massive Erhöhung (dort: 2023: 3.000 MW, dann schrittweise Erhöhung auf 5.800 MW 2028). Ob alleine die Festschreibung solcher Volumina allerdings den schleppenden Ausbau der Windenergie maßgeblich beschleunigen kann, wenn nicht gleichzeitig massive Änderungen im Planungs- und Genehmigungsrecht vorgenommen werden, dürfte wohl bezweifelt werden. Begrüßenswert ist allerdings, dass die bislang gebundene Entscheidung der Bundesnetzagentur zur Reduzierung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung zumindest in eine Ermessensentscheidung geändert werden soll (vgl. § 28 Abs. 6 E-EEG 2023).³⁷
 - o Der Höchstwert soll auf 5,88 Cent/kWh – und damit auf den Wert von 2022 – festgesetzt und die diesbezügliche 2%-ige Degression pro Kalenderjahr bis zum 01.01.2025 ausgesetzt werden, vgl. § 36b E-EEG 2023. Hiermit sollen aktuelle wirtschaftliche Entwicklungen ausgeglichen werden (Inflationsrate, Energiepreissteigerungen).³⁸
 - o Bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes nach dem sog. einstufigen Referenzertragsverfahren sollen weitere Güte- und Korrekturfaktoren für besonders windschwache Standorte eingeführt werden, vgl. § 36h Abs. 1 E-EEG 2023. So soll dem Gütefaktor von 60% ein Korrekturfaktor von 1,42 zugewiesen werden (zuvor: 1,35) und es soll – allerdings nur für Anlagen in der Südregion (vgl. § 3 Nr. 43c E-EEG 2023) – ein neuer Gütefaktor von 50% eingeführt werden (Korrekturfaktor 1,55).³⁹

4. Geplante Änderungen im Bereich Biomasse

Die Änderungen für Biomasse- bzw. Biomethananlagen durch den Gesetzentwurf der Bundesregierung sind vor allem von dem Gedanken getragen, Biomasse bzw. das daraus gewonnene Biomethan als wertvolle und nicht beliebig vervielfältigbare Rohstoffe möglichst zielgenau einzusetzen.⁴⁰ Anders als für Wind und PV sieht § 4 E-EEG 2023 daher keine Erhöhung des Ausbaupfads im Vergleich zu den schon im EEG 2021 vorgesehenen 8.400 MW im Jahr 2030 vor. Innerhalb des Ausbaupfads treten hochflexible Biomethananlagen⁴¹ stärker in den Fokus. Für Biomasseanlagen sind die geplanten Änderungen überschaubar, Erleichterungen gibt es vor allem für Güllekleinanlagen.

Es ist dabei begrüßenswert, dass der Gesetzgeber – wohl auch getrieben von Diskussionen um Flächenkonkurrenzen aufgrund des Kriegs in der Ukraine – mit dem E-EEG 2023 versucht, den großen Vorteil der Energiequelle Biomasse stärker in den Vordergrund zu rücken. Es scheint allerdings fraglich, ob bei einer künftigen Höchstbemessungsleistung von nur noch 10% noch sinnvolle Wärmekonzepte bedient werden können oder ob dadurch eine andere Stärke der Biomasse, die Kraft-Wärme-Kopplung, leidet. Es ist ferner zu hoffen, dass der Gesetzgeber im Laufe des Verfahrens die Weitergeltung des Flexdeckels für bereits einmal „geflexte“ Anlagen noch korrigiert.

a) Fokussierung auf hochflexible Biomethananlagen

Mit der Fokussierung auf hochflexible Biomethananlagen soll das besondere Potential der Biomasse als einziger nicht fluktuierender erneuerbarer Energieträger, der systemdienlich eingesetzt werden kann, verstärkt genutzt werden.⁴²

Das Ausschreibungsvolumen verschiebt sich nach dem Gesetzentwurf in den kommenden Jahren daher stark in Richtung hochflexibler Biomethananlagen, sogenannte Peaker: Während im Jahr 2023 noch jeweils 600 MW für Biomasse- und Biomethananlagen vorgesehen sind, verringert sich das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen bis zum Jahr 2026 kontinuierlich auf dann nur noch 300 MW, während es für Biomethananlagen konstant bei 600 MW bleibt. Aus diesem Grund wird es ab dem Jahr 2026 auch nur noch einen Ausschreibungstermin für Biomasse jeweils zum 1. Juni eines Jahres geben (statt bislang und bis dahin zum 1. März und 1. September).

Für Biomethananlagen finden hingegen ab 2023 jährlich zwei Ausschreibungen jeweils zum 1. März und 1. September statt. Dabei gilt weiterhin, dass Gebote nur für Biomethananlagen abgegeben werden können, die in der Südregion errichtet werden, § 39k Abs. 4 E-EEG 2023. Außerdem muss es sich um Neuanlagen handeln, die nicht bereits mit anderen erneuerbaren oder fossilen Energieträgern betrieben worden sind. Die Leistungsgrenze von 20 MW wird hingegen abgeschafft. Der Gesetzgeber stellt außerdem klar, dass Biomethananlagen eine eigene förderrechtliche Kategorie darstellen und sie deshalb nicht an den Biomasseausschreibungen teilnehmen dürfen, § 39i Abs. 1a E-EEG 2023.

Das Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen wird gesetzessystematisch von dem der Biomasseanlagen getrennt und in einem neuen § 28d E-EEG 2023 verankert. Wie auch schon bislang erhöht sich das Ausschreibungsvolumen jeweils um im vorangegangenen Kalenderjahr nicht bezuschlagte Mengen sowie um die Mengen entwerteter Zuschläge. Eine

36 So ausdrücklich auch BT-Drs. 20/1630, S. 166.

37 Ausführlicher hierzu und zum beihilferechtlichen Hintergrund BT-Drs. 20/1630, S. 181.

38 BT-Drs. 20/1630, S. 185.

39 Ausführlicher hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 185 f.

40 BT-Drs. 20/1630, S. 138.

41 Mit dem bereits mit dem EEG 2021 eingeführten Begriff meint das Gesetz Anlagen zur Verstromung von Biomethan. Bis zum Inkrafttreten des EEG 2021 wurden mit dem Begriff in erster Linie Biogas-erzeugungs- und -aufbereitungsanlagen bezeichnet.

42 BT-Drs. 20/1630, S. 138.

automatische Verringerung des Ausschreibungsvolumens um die außerhalb der regulären Ausschreibungen registrierte Leistung – wie bislang und auch in Zukunft für die Biomasseausschreibungen vorgesehen – sieht das E-EEG 2023 für Biomethanausschreibungen hingegen nicht vor.

Dafür findet sich in § 28d Abs. 6 E-EEG 2023 eine gänzlich neue Regelung zur Mengensteuerung, wie sie bereits aus der Windenergie bekannt ist: Die Bundesnetzagentur kann danach das Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins für Biomethan bei einer „drohenden Unterzeichnung“ verringern. Eine drohende Unterzeichnung soll vorliegen, wenn die zwischen dem vorangegangenen und dem kommenden Gebotstermin im Register als genehmigt gemeldete Leistung zzgl. der im vorangegangenen Gebotstermin nicht bezuschlagten Leistung unter dem Volumen des durchzuführenden Termins liegt und auch der vorangegangene Gebotstermin bereits unterzeichnet war. Die Regelung soll der Erfüllung des europäischen Beihilferechts dienen. Der Gesetzentwurf betont jedoch ausdrücklich, dass der Bundesnetzagentur dabei ein Ermessensspielraum zusteht. So sähen die neuen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der EU-Kommission vor, dass Unterzeichnungen in einem gewissen Umfang zu tolerieren sind und anderweitige Maßnahmen, wie etwa der Abbau regulatorischer Hemmnisse, den Wettbewerb ebenfalls fördern könnten.⁴³

Um den möglichst systemdienlichen und flexiblen Einsatz von Biomethan anzureizen, wird bei Biomethananlagen die förderfähige Höchstbemessungsleistung weiter abgesenkt von 15 auf 10%, § 39m Abs. 2 E-EEG 2023. Dieser Wert entspreche der Flexibilität, die Spitzenlastkraftwerke derzeit zeigten.⁴⁴ Im Ergebnis müssen Biomethananlagen also noch stärker als bisher überbaut werden und dafür ausgelegt werden, nur an maximal 876 Stunden (10% der Jahresstunden) im Jahr Strom und Wärme zu erzeugen. Um die Absenkung der Höchstbemessungsleistung zu kompensieren, wird der Höchstwert für die Biomethanausschreibung leicht erhöht auf 19,31 Cent/kWh (für die Ausschreibungstermine im Jahr 2023, ab 2024 gilt eine 1%-Degression).

Des Weiteren soll der Einsatz von Biomethan zukünftig nicht mehr nach dem KWKG förderbar sein, § 6 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 E-KWKG 2023. Anlagen, die vor dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden, sind hiervon jedoch gemäß der Übergangsvorschriften des E-KWKG 2023 noch ausgenommen.

Sowohl Biomethananlagen, die nach dem EEG gefördert werden, als auch KWKG-Anlagen mit jeweils mehr als 10 MW, die nach dem 30. Juni 2023 genehmigt worden sind, müssen zudem nach dem Regierungsentwurf in Zukunft „H2-ready“ sein, § 6 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 E-KWKG 2023 bzw. § 39k Abs. 2 E-EEG 2023. Das bedeutet, dass sie ab dem 1. Januar 2028 mit höchstens 10% der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer Biomethananlage mit gleicher Leistung betragen würde, so umgestellt werden können, dass sie ihren Strom ausschließlich auf Basis von Wasserstoff gewinnen können. In der Praxis soll das über ein technisches Gutachten in Verbindung mit einem Herstellernachweis nachgewiesen werden.⁴⁵

b) Änderungen für sonstige Biomasseanlagen

Für „klassische“ Biomasseanlagen sind die Änderungen, die das E-EEG 2023 mit sich bringt, überschaubar. Der Höchstwert für Ausschreibungsanlagen wird für das Jahr 2023 mit 16,07 Cent/kWh festgesetzt und entspricht damit genau der degressiven Fortschreibung der Werte aus dem EEG 2021.

Der Mais- und Getreidedeckel wird für Anlagen, die ab dem Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten, weiter verschärft auf 35 (Zuschlag 2024 und 2025) bzw. 30 Masseprozent (Zuschlag 2026 bis 2028).

Eine von Beteiligten erhoffte klarstellende Korrektur der Übergangsvorschriften in Hinblick auf die Flexibilitätsprämie bleibt nach den derzeitigen Entwürfen leider aus. § 100 Abs. 12 EEG 2021 sieht vor, dass die Anlage 3 in der Fassung des EEG 2021 dann Anwendung findet, wenn Betreiber von Bestandsanlagen nach dem 31. Dezember 2020 erstmalig die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung an das Register übermittelt. Im Umkehrschluss ist bei wortlautgetreuer Auslegung für Anlagen, die bereits zuvor die Flexibilitätsprämie genutzt haben, die Anlage 3 in der Fassung des EEG 2017 oder früher maßgeblich. Das führt dazu, dass für diese Anlagen weiterhin der sogenannte Flexdeckel gilt. Ein weiterer Zubau von Leistung für die Flexibilisierung wäre daher für diese Anlagen nicht förderfähig – eine Folge, die so vermutlich nicht beabsichtigt war und den Zielen des EEG 2021 widerspricht, denn der Flexdeckel sollte abgeschafft werden, um „die Flexibilisierung im Bestand weiter anzureizen“.⁴⁶

Deutliche Verbesserungen sind hingegen für neue Güllekleinanlagen vorgesehen. Die bislang geltende Überbauungspflicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW wird gestrichen. In Zukunft kann also die gesamte installierte Leistung von bis zu 150 kW auch durchgängig zur Stromerzeugung genutzt werden. Als logische Konsequenz entfällt für Güllekleinanlagen dafür der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag. Der anzulegende Wert soll bis zu einer Bemessungsleistung von 75 kW bei 22,0 Cent/kWh liegen und bis zu einer Bemessungsleistung von 150 kW bei 19,0 Cent/kWh, wobei die Fördersätze jeweils anteilig für die jeweiligen Leistungsschwellen gelten.⁴⁷

Für die Förderung als Güllekleinanlage ist weiterhin Voraussetzung, dass der Einsatz von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot bei mindestens 80 Masseprozent liegt. Allerdings darf darauf in Zukunft ein Anteil von überjährigem Klee gras von bis zu 10 Masseprozent angerechnet werden. Zur Begründung wird angeführt, dass insbesondere kleinere und Biobetriebe Schwierigkeiten hätten, den erforderlichen Gülleanteil einzuhalten. Der Einsatz von ökologisch vorteilhaftem Klee gras soll es auch diesen Betrieben ermöglichen, eine Güllekleinanlage wirtschaftlich zu betreiben. So sollen zusätzliche Güllemengen für die Erzeugung von Strom erschlossen werden. Der Transport von Gülle über größere Entfernungen soll vermieden werden.⁴⁸ Diese Intention ist zwar aus ökologischen Gesichtspunkten begrüßenswert. Angesichts des aktuellen Marktwerts von Gülle aufgrund der Entwicklungen im Kraftstoffbereich ist jedoch fraglich, ob die lokale Stromerzeugung aus Gülle gegenüber einem Transport zu Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen damit tatsächlich attraktiv genug wird.

5. Geplante Änderungen für dezentrale Energiekonzepte und gesetzliche Strompreisbestandteile

Für dezentrale Energiekonzepte und generell für die Systematik einiger gesetzlicher Strompreisbestandteile sieht das Osterpaket massive grundlegende Eingriffe und Änderungen vor. Diese können im vorliegenden Beitrag aus Raumgründen allerdings nur in ihren wesentlichen Eckpunkten vorgestellt werden:

43 BT-Drs. 20/1630, S. 183.

44 BT-Drs. 20/1630, S. 192.

45 BT-Drs. 20/1630, S. 191.

46 BT-Drs. 19/23482, S. 140.

47 BT-Drs. 20/1630, S. 193 f.

48 BT-Drs. 20/1630, S. 194.

a) Nullsetzung der EEG-Umlage vom 01.07.2022 bis zum 31.12.2022

Mit dem bereits verabschiedeten und verkündeten Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher wurde die EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 bis zum Jahresende auf 0 Cent/kWh herabgesetzt (bislang betrug diese im Jahr 2022 3,723 Cent/kWh), vgl. § 60 Abs. 1a bis 1c EEG 2021 n. F. Stromlieferanten wurden zudem verpflichtet, diese Absenkung an ihre Kunden weiterzugeben, vgl. §§ 41 Abs. 6, 118 Abs. 36 bis 39 EnWG n. F.

Das bedeutet, dass ab Juli 2022 sowohl für Netzstromlieferungen, aber auch für dezentrale Stromverbräuche außerhalb des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung (Eigenversorgung oder Direktlieferung an Dritte) die EEG-Umlage wegfällt – und damit auch die in der Praxis dezentraler Energiekonzepte häufige schwierige Unterscheidung zwischen EEG-Umlageprivilegierter Eigenversorgung (vgl. §§ 61 ff. EEG 2021) und EEG-Umlage belasteter Drittlieferung (vgl. § 60 EEG 2021). Zudem werden für Stromverbräuche ab dem 01.07.2022 auch die diesbezüglichen Meldepflichten (§§ 74, 74a EEG 2021) nebst Sanktionierung (§ 61i EEG 2021) suspendiert, was ebenfalls zu einer großen administrativen Entlastung für dezentrale Energiekonzepte führen dürfte. Für EEG-Umlage-pflichtige Sachverhalte bis zum 01.07.2022 müssen im Jahr 2023 allerdings noch einmal die einschlägigen Meldepflichten erfüllt werden. Dies betrifft im Übrigen nicht nur „klassische“ dezentrale Energiekonzepte wie Eigenversorgung, Mieterstrom, gewerblichen „On-Site-PPA“, Gemeinschaftsanlagen oder ähnliches, sondern auch Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die in der Regel gleichzeitig auch Stromverbraucher sind und daher in den letzten Jahren zunehmen bürokratischen Anforderungen in diesem Zusammenhang ausgesetzt waren. Hier werden die verabschiedeten Änderungen voraussichtlich spätestens ab 2024 zu großen Erleichterungen führen.⁴⁹

b) Neues Regime ab 2023: Beendigung der EEG-Umlage als Letztverbraucherabgabe, Streichung aller Regelungen zur Eigenversorgung im EEG, Neuschaffung des EnUG

Ab dem 01.01.2023 soll dann ein gänzlich neues Regime zur EEG-Umlage in Kraft treten: So sollen im EEG 2023 sämtliche Regelungen betreffend die EEG-Umlage komplett und ersatzlos gestrichen werden. Dies betrifft beispielsweise alle Regelungen zum sog. bundesweiten Ausgleichsmechanismus (vgl. §§ 56 ff. EEG 2021), die „Basisregeln“ zur EEG-Umlage wie die Begriffsbestimmung zur Eigenversorgung (vgl. z. B. § 3 Nr. 19 EG 201) oder zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vgl. z. B. § 3 Nr. 20 EEG 2021), die Regelungen zur EEG-Umlageprivilegierten Eigenversorgung (vgl. §§ 61 ff. EEG 2021), die Regelungen zur besonderen Ausgleichsregelung (vgl. §§ 63 ff. EEG 2021) oder zu Stromspeichern (vgl. § 61l EEG 2021) und Wasserstoff (vgl. §§ 64a, 69b EEG 2021), die Regelungen zum Messen und Schätzen relevanter Strommengen (vgl. §§ 62a, 62b EEG 2021) sowie die Meldepflichtenregelungen (vgl. §§ 74 ff. EEG 2021) nebst diesbezüglicher Sanktionen (vgl. § 61i EEG 2021). Besonders erfreulich ist dabei, dass in diesem Zuge auch das hochumstrittene Eigenversorgungsverbot für Ausschreibungsanlagen (§ 27a EEG 2021) ersatzlos gestrichen werden soll. Leider ist hier bislang noch unklar, ob letzteres konsequenterweise künftig dann auch für Bestandsanlagen gelten soll. Eine entsprechende Übergangsvorschrift mit Aus-

setzungsbefehl hinsichtlich der Regelung für Bestandsanlagen ist bislang nicht vorgesehen. Es bleibt abzuwarten, ob hier im Gesetzgebungsverfahren nachgebessert wird.

Parallel soll zum 01.01.2023 ein neues Gesetz geschaffen werden, das Energie-Umlagen-Gesetz (EnUG). In diesem sollen künftig zentral und einheitlich alle Regelungen zur EEG-Umlage, zur KWKG-Umlage sowie zur Offshore-Netzumlage zusammengeführt werden (vgl. §§ 1, 2 Nr. 19 E-EnUG). Die weiteren gesetzlichen Strompreisbestandteile wie die Netzentgelte, die Konzessionsabgaben, die StromNEV-Umlage, die AbLaV-Umlage oder die Stromsteuer bleiben jedoch nach wie vor in ihren selbstständigen Regelungsorten verankert und werden vom EnUG nicht direkt adressiert.

Zur EEG-Umlage soll hier nunmehr geregelt werden, dass diese künftig nicht mehr als sog. Letztverbraucherabgabe erhoben wird, sondern direkt aus dem Bundeshaushalt bzw. aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanziert werden soll, vgl. §§ 6 ff. E-EnUG. Lediglich dann, wenn die zur Verfügung stehenden Haushaltsmittel nicht ausreichen sollten, kann die EEG-Umlage wieder eingeführt werden, vgl. § 10 Abs. 1 E-EnUG. Allerdings gilt das EnUG generell nur für sog. Netzentnahmen, also für Strom, der über das Netz der allgemeinen Versorgung zum Verbraucher gelangt (vgl. etwa § 12 E-EnUG). Für dezentrale Energiekonzepte soll die EEG-Umlage – sowie die damit einhergehenden Abgrenzungsnottwendigkeiten und administrative Belastungen – damit dauerhaft abgeschafft werden.⁵⁰ Künftig dürften sich insoweit also große Entlastungen im dezentralen Bereich ergeben – und auch manches Betriebs- und Geschäftsmodell dürfte vor diesem Hintergrund noch einmal neu hinterfragt werden. So dürften dezentrale Lieferkonzepte (sog. On-Site-PPA oder Contractingmodelle) gegenüber Eigenversorgungsmodellen (häufig in Form von sog. Anlagenpachtmodellen) an Attraktivität zunehmen. Auch das teils hochkomplexe Thema Messen und Abgrenzen von Stromverbräuchen in dezentralen Energiekonzepten erfährt durch diese Änderungen massive Erleichterungen bzw. entfällt – jedenfalls im Zusammenhang mit der EEG-Umlage – vollständig. Weitergehende, insbesondere bürokratische Entlastungen für dezentrale Stromlieferkonzepte (etwa im Bereich der Stromsteuer, der regulatorischen Pflichten für Stromlieferanten nach EnWG oder des allgemeinen Steuerrechts) oder wesentliche Verbesserungen im Zusammenhang mit dem Mieterstromzuschlag⁵¹ sind hingegen im Rahmen des Osterpakets nicht vorgesehen. Es bleibt abzuwarten, ob diese Themen im sog. Sommerpaket noch weiter angegangen werden, wie vielfach gefordert.

Für die KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage (und für eine ggf. irgendwann wieder eingeführte EEG-Umlage auf Netzentnahmen) bleibt es wie bislang bei der Erhebung bei den Netzstromlieferanten durch die Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltberechnung (vgl. § 12 E-EnUG), die diese wiederum bei den belieferten Letztverbrauchern im Rahmen der Stromrechnung abrechnen. Insoweit werden im EnUG zahlreiche Entlastungsregelungen zusammengeführt, die früher maßgeblich im EEG geregelt waren und auf die die Regelungen zur KWK- und Offshore-Umlage verwiesen hatten. So finden sich dort nunmehr die (teils allerdings noch einmal veränderten und durch neue Entlastungstatbestände ergänzten) Regelungen zur besonderen Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen, Schienenbahnen und elektrisch betriebene ÖPNV-Busse sowie Landstromanlagen (vgl. §§ 28 E-EnUG), die Privilegierungen für Wasserstoffprojekte (§§ 25 ff., 36 E-

⁴⁹ Was insbesondere für Betroffene, die in den letzten Jahren angesichts der Ende 2021 auslaufenden Übergangsvorschriften (vgl. § 104 Abs. 10 und 11 EEG 2021) noch in teils hochkomplexe und entsprechend kostenintensive Mess- und Abgrenzungskonzepte für die EEG-Umlage investiert haben die Frage aufwerfen dürfte, wieso man die entsprechenden Pflichten dann nicht bis zur Abschaffung der EEG-Umlage noch ein weiteres halbes Jahr ausgesetzt hat.

⁵⁰ So auch ausdrücklich BT-Drs. 20/1630, etwa S. 5.

⁵¹ Mit Ausnahme der Streichung des 500-MW-Deckels (Streichung des § 23c EEG 2021 im E-EEG 2023), der indes in der Solarbranche vielfach nicht als aktuell maßgebliches Ausbauhindernis für Mieterstrommodelle eingeschätzt wird.

EnUG, hierzu näher sogleich) sowie zu Stromspeichern (§ 21 E-EnUG), Wärmepumpen (§ 22 E-EnUG), Kuppelgasanlagen (§ 23 E-EnUG) sowie zu den diesbezüglichen Mess-, Abgrenzungs- und Meldepflichten (§§ 45 ff. E-EnUG). Zuletzt regelt das EnUG verschiedene Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, die im Wesentlichen die beteiligten Netzbetreiber und Netznutzer (also in der Regel die Stromlieferanten) betreffen, vgl. §§ 49 ff. EnUG. All dies ist künftig aber wie dargestellt nicht mehr für die EEG-Umlage (soweit diese für Netzentnahmen nicht wieder eingeführt wird), sondern lediglich für die KWKG-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage relevant.

6. Geplante Änderungen für Wasserstoff-Projekte

a) Neues Ausschreibungssegment

Der Gesetzesentwurf enthält bereits in Artikel 1 ein neues Ausschreibungssegment für „innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung“. Dieses soll also bereits mit Inkrafttreten des Gesetzes direkt wirksam werden. Die Regelungen dazu finden sich im Wesentlichen in §§ 28d (Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine), 39o (einzelne Anforderungen für eine Förderfähigkeit sowie Grundsätze zur Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung) sowie 88e (Verordnungsermächtigung) E-EEG 2021 und E-EEG 2023, wobei die Verordnungsermächtigung sehr umfassend ist. Sehr viele Einzelheiten müssen aufgrund dieser also erst noch durch die Bundesregierung geregelt werden, bevor dieses neue Ausschreibungssegment wirklich „aufleben“ kann.

Die Gebotstermine sollen im Jahr 2023 der 15. Dezember, im Jahr 2024 der 1. Juli und in den Jahren 2025 bis 2028 jeweils der 1. Januar und der 1. Juli sein. Das Ausschreibungsvolumen soll von 400 MW im Jahr 2023 schrittweise auf 1.000 MW im Jahr 2028 ansteigen.

Konkret werden unter innovativen Konzepten grundsätzlich Anlagenkombinationen von Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen mit einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas verstanden. In der Verordnung kann aber festgelegt werden, dass Anlagenkombinationen auch Anlagen verschiedener erneuerbarer Energien umfassen können. Wesentliche Voraussetzungen sollen sein, dass die Anlagenkombination über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt Strom einspeisen, der gespeicherte Wasserstoff ausschließlich durch Elektrolyse aus dem Strom der anderen Anlagen der Anlagenkombination erzeugt worden ist, der Wasserstoff zuvor nicht in das Netz eingespeist worden ist, der Wasserstoff ausschließlich für die Erzeugung von Strom verwendet wird und nur der in dem chemischen Speicher erzeugte und gespeicherte Wasserstoff für die Erzeugung von Strom verwendet wird. Damit ist im Rahmen der Ausschreibungen weder der strom- oder gasnetzdienliche Betrieb des Elektrolyseurs noch der sektorübergreifende Einsatz des Wasserstoffs möglich.

Laut Gesetzesbegründung seien diese Voraussetzungen notwendig, da es bisher an einem Wasserstoffnetz fehlt. So soll die wasserstoffbasierten Stromspeicherung einschließlich der Wasserstoff-Rückverstromung schon jetzt erprobt werden können. Dazu soll der chemische Stromspeicher aus separaten Anlagen zur Wasserstoff-Elektrolyse, Wasserstoff-Speicherung und Wasserstoff-Rückverstromung bestehen, um die Techniken für später geplante räumlich getrennte Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff zu erproben.⁵² Diese technischen Anforderungen finden sich im Gesetzestext allerdings nicht wieder. Mit dem Aufbau des Wasserstoffnetzes soll die Förderung sodann weiterentwickelt werden, allerdings nur zu einer wasserstoffnetzdienlichen Stromspeicherung und

Rückverstromung des Wasserstoffs.⁵³ § 39o Abs. 2 S. 3 E-EEG 2023 trifft daher auch eine Regelung zu der langfristigen Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung, wonach insbesondere die bezuschlagten Konzepte erschlossen werden sollen.

Aufgrund des Ziels der Anpassung der Ausschreibungsdesigns ist der letzte Gebotstermin nach § 28e Abs. 1 E-EEG 2023 im Jahr 2028 vorgesehen. Die erste Ausschreibung soll zum 15. Dezember 2023 stattfinden und danach grundsätzlich in einem halbjährlichen Abstand durchgeführt werden, wobei in der Verordnung davon abgewichen werden kann.⁵⁴ Das Ausschreibungsvolumen soll zu Beginn 400 MW und zum Schluss 1000 MW im Jahr betragen, § 28d Abs. 2 E-EEG 2023. Eigene Mengen sind für dieses jedoch Segment nicht vorgesehen. Die Mengen, die in dem neuen Ausschreibungssegment vergeben werden, werden nach Realisierung bei den technologiespezifischen Ausschreibungen abgezogen.⁵⁵

Auch wenn ein Ausschreibungssegment für regenerative Wasserstoff-Projekte von vielen Seiten gefordert wurde, wird die konkrete Ausgestaltung stark kritisiert. Dies liegt vor allem darin begründet, dass die wasserstoffbasierte Stromspeicherung in der Praxis bislang nur eine geringe Rolle spielt. Vielmehr wird die besondere Bedeutung der Wasserstofftechnologie in der sektorübergreifenden Nutzungsmöglichkeit gesehen. Eine sektorübergreifende Nutzung des Wasserstoffs soll von dem neuen Ausschreibungssegment aber gerade nicht erfasst werden. Da die Förderung insofern von der den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie abweicht, werden die nach dieser Regelung geförderten Anlagen aber auch nicht bei dem politischen Ziel einer Elektrolyseleistung von 10 GW bis 2030 berücksichtigt.⁵⁶

b) Änderungen bei der EEG-Umlage und den sonstigen Letztverbraucherabgaben

Wie bereits dargestellt (siehe oben), erfolgen an dem Gesamtsystem der EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 erhebliche Änderungen. Da diese bereits ab dem 01.07.2022 nicht mehr erhoben und ab dem 01.01.2023 gänzlich als Letztverbraucherabgabe grundsätzlich abgeschafft werden soll, erübrigen sich die erst im EEG 2021 eingeführten Privilegierungsregeln für Wasserstoffprojekte weitgehend (vgl. hierzu § 64a sowie § 69b EEG 2021 – letzteres i. V. m. den §§ 12h EEV, die die Anforderungen für Grünen Wasserstoff konkretisieren sollten, mangels beihilferechtlicher Genehmigung aber bis dato nicht anwendbar sind). Vielmehr werden diese – nach ihrer Überführung in das geplante E-EnUG (siehe oben) – künftig nur noch für die KWKG-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage auf Netzentnahmen zur Wasserstoffherstellung von Bedeutung sein.⁵⁷ Im EnUG sollen sowohl die bislang in § 64a EEG 2021 geregelte besondere Ausgleichsregelung für – qualitätsunabhängige – Wasserstoffprojekte in stromkostenintensiven Unternehmen im Grundsatz fortgeführt werden (vgl. § 36 E-EnUG) als auch die bislang in § 69b EEG 2021 i. V. m. §§ 12h ff. EEV geregelte Vollbefreiung für dezidiert grüne Wasserstoffprojekte (vgl. §§ 25 ff. E-EnUG). Die genauen Anforderungen an grünen Wasserstoff in diesem Sinne sollen in einer Verordnung durch die Bundesregierung konkretisiert werden (vgl. § 26 Abs. 2 EnUG). Hierbei ist jedoch davon auszugehen, dass die Bundesregierung derzeit die Entwicklungen auf europäischer Ebene abwarten wird, wo aktuell zur Konkretisierung der Anforderungen an grünen Wasserstoff für die Anrechnung im Rahmen der Treibhausgasreduzierungen im Kraftstoffsektor ein sog. Delegierter Rechtsakt der EU-Kommission vorbereitet

53 Ebenda.

54 Ebenda.

55 Ebenda.

56 Ebenda.

57 Soweit nicht die EEG-Umlage auf Netzentnahmen wieder eingeführt wird, siehe hierzu oben.

wird.⁵⁸ Es ist davon auszugehen, dass die Bundesregierung sich an den dort letztlich festgelegten Kriterien für grünen Wasserstoff dann auch im Rahmen des EnUG bzw. der zu erarbeitenden Verordnung orientieren wird.⁵⁹

Kurios mutet indes an, dass das EnUG wie dargestellt nur für die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage gelten soll. Verweisregelungen hinsichtlich der StromNEV-Umlage sowie der AbLaV-Umlage, die die entsprechenden EnUG-Regelungen für anwendbar erklären, fehlen indes im aktuellen Gesetzesentwurf (vgl. dort Art. 6 sowie Art. 9). Dies würde bedeuten, dass zwar bei Wasserstoffprojekten ggf. die Netzentgelte (nach § 118 Abs. 6 EnWG), die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage (nach EnUG) nicht anfallen könnten, wohl aber die StromNEV-Umlage und die AbLaV-Umlage. Ob diese Inkohärenz gesetzgeberisch tatsächlich intendiert war oder es sich hierbei schlicht um ein im Gesetzgebungsverfahren noch zu behebendes Redaktionsversehen handelte, ist dabei nicht eindeutig.

III. WindSeeG

Am 28.02.2022 wurde der Referentenentwurf zum WindSeeG (E-WindSeeG) bekannt. Dieser liegt inzwischen auch als Gesetzesentwurf der Bundesregierung vor (vgl. BT-Drs. 20/1634). Ziel der Gesetzesnovelle ist die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik auf den 1,5-Grad-Klimaschutz-Pfad sowie die Schaffung der hierfür erforderlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen im Offshore-Bereich.⁶⁰ Die Windenergie auf See wird dabei wegen der vergleichsweise stetigen Stromerzeugung, hoher durchschnittlicher Volllaststunden und stetig sinkender Stromgestehungskosten als wichtiger Baustein zur Beschleunigung des EE-Ausbaus gesehen.⁶¹ Entsprechend sollen die Ausbauziele für Offshore-Wind, wie bereits in der Koalitionsvereinbarung vorgesehen,⁶² schrittweise erhöht und bis 2045 – dem Jahr, in dem Deutschland Klimaneutralität erreicht haben will⁶³ – auf 70 GW gesteigert werden.⁶⁴ Zur Umsetzung dieser Zielvorgaben sind u. a. Änderungen im Ausschreibungssystem sowie weitere Maßnahmen vorgesehen, die im Folgenden näher beleuchtet werden sollen.

1. Windenergieausbau auf See als überragendes öffentliches Interesse

Neben der Erhöhung der gesetzlichen Ausbauziele und der Änderung des Ausschreibungsdesigns dürfte eine der wohl wichtigsten Änderungen in der Einführung des neuen § 1 Abs. 3 E-WindSeeG liegen, nach dem der Windenergieausbau auf See künftig im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen soll. Dies entspricht der diesbezüglichen Neuregelung im EEG (siehe hierzu ausführlicher oben). Mit der Neufassung soll die Offshore-Windener-

gie künftig als vorrangiger Belang in die Abwägung eingebracht und entsprechende Projekte leichter umgesetzt werden können.⁶⁵ Bislang wird der Windenergieausbau – sowohl an Land als auch auf See – als rein unternehmerische Entscheidung (ohne besonderes Gewicht in der Abwägungsentscheidung) eingeordnet, was weder der Sachlage entspricht noch der dringend benötigten Erhöhung von Ausbaupkapazitäten zuträglich ist.⁶⁶

2. Änderungen im Ausschreibungsdesign

Weitere Änderungen betreffen das Ausschreibungsdesign, bei dem künftig zwischen zentral voruntersuchten und nicht voruntersuchten Flächen unterschieden werden soll.

In den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen sollen die Zuschläge künftig von der BNetzA weiterhin anhand des Gebotswertes für Strom vergeben werden (vgl. §§ 39 ff. E-WindSeeG). Mit dem Zuschlag erwirbt der Bieter den Anspruch auf die ausschließliche Durchführung eines Plangenehmigungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb seiner Anlagen, auf die Zahlungen nach dem WindSeeG (hierzu sogleich) sowie einen Anspruch den Netzanschluss seiner Anlagen auf der jeweils festgelegten Fläche und die entsprechende zugewiesene Netzanschlusskapazität. Eine zentrale Neuregelung ist dabei die Einführung von Differenzverträgen, mit denen die Finanzierungskosten der Windparks in Zeiten geringer Marktpreise kompensiert und andersherum, in Zeiten hoher Marktpreise, über der gesetzlich vorgesehenen Renditerwartung liegende Gewinne des Anlagenbetreibers abgeschöpft werden sollen. Mit anderen Worten: Es soll eine symmetrische Marktprämie eingeführt werden, was auch im EEG immer wieder in der Diskussion ist. Im System der Marktprämie, die im EEG und im WindSeeG den „Förderstandard“ darstellt, enthält der Betreiber, so lange der durchschnittliche Marktwert des Stroms niedriger ist als der bezuschlagte Förderwert („anzulegender Wert“), die Differenz in Form der „positiven Marktprämie“ ausgezahlt. Auch in Zeiten niedriger Marktpreise soll der Betreiber also den bezuschlagten Förderwert garantiert bekommen. Ist der Marktwert aber höher als der anzulegende Wert, ist bislang geregelt, dass die Marktprämie schlicht auf null gesetzt wird. Dies soll sich nun für Windenergieanlagen auf See künftig ändern: Hier soll künftig der Anlagenbetreiber verpflichtet werden, eine für ihn „positive“ Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktwert durch eine Zahlung an den Netzbetreiber auszuschütten („negative Marktprämie“), vgl. zu alledem §§ 46 ff. E-WindSeeG. Da somit in zukünftigen Ausschreibungsrunden für zentral voruntersuchte Flächen der Zuschlag an den Bieter mit dem geringsten anzulegenden Wert für einen Differenzvertrag vergeben wird, werde der Förderbedarf deutlich reduziert und das EEG-Konto mit zusätzlichen Einnahmen gestärkt.⁶⁷

Für nicht voruntersuchte Flächen (vgl. §§ 50 ff. E-WindSeeG) soll der Zuschlag anhand zahlreicher qualitativer Kriterien durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erfolgen, zu denen neben der Höhe des Gebotswertes beispielsweise auch der Energieertrag sowie die Vereinbarkeit der Anlage mit Natur- und Artenschutz (z. B. durch Kriterien wie den mit der eingesetzten Gründungstechnologie verbundenen Schallbelastungen und Versiegelung des Meeresbodens oder der Recyclingfähigkeit der Rotorblätter) zählt.⁶⁸ Die Erfüllung dieser näher im Gesetzestext ausbuchstabierte Kriterien soll anhand von Bewertungspunkten gewichtet werden

58 Entwurf: „COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of XXX supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin“, abrufbar unter https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energieträgern-Vorgaben-_de (08.06.2022).

59 In diese Richtung wohl auch BT-Drs. 20/1630, S. 223.

60 BT-Drs. 20/1634, S. 1.

61 BT-Drs. 20/1634, S. 1; zu den Potenzialen der Offshore-Windenergie schon Knorr/Horst/Bofinger u. a., *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*, Berlin 2017; speziell zur Offshore-Wasserstoffherzeugung Gätsch/Stalman, *KlimR* 2022, 87 ff.

62 Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP), S. 57.

63 Vgl. Bundesregierung, *Generationenvertrag für das Klima*, abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (13.05.2022).

64 BT-Drs. 20/1634, S. 1.

65 BT-Drs. 20/1634, S. 69 f.

66 Für eine Einordnung von Windenergieprojekten als im öffentlichen Interesse liegend (allerdings auf Onshore-Anlagen bezogen) bereits Verheyen, *Ausbau der Windenergie an Land: Beseitigung von Ausbauehemnissen im öffentlichen Interesse*, Hamburg 2020.

67 BMWK, *Überblickspapier Osterpaket*, Berlin 2022, S. 7.

68 BT-Drs. 20/1634, S. 4.

und auf dieser Grundlage der Zuschlag erteilt werden. Mit der Erteilung des Zuschlags erhält der Bieter das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens sowie einen Anspruch den Netzanschluss seiner Anlagen auf der jeweils festgelegten Fläche sowie die entsprechende zugewiesene Netzanschlusskapazität.

Die Ausschreibung voruntersuchter Flächen soll jährlich zum Gebotstermin am 01.07., die nicht voruntersuchter Flächen zum Gebotstermin am 01.08. erfolgen (vgl. § 2a Abs. 3 und 4 E-WindSeeG). Eine Senkung der Sicherheitsleistungen ist dabei nur für zentral voruntersuchte Flächen (Gebotsmenge multipliziert mit 100 Euro pro kW installierter Leistung, vgl. § 41 Abs. 1 E-WindSeeG) vorgesehen, wohingegen die Sicherheitsleistung bei nicht zentral voruntersuchten Flächen erhöht bleibt (Gebotsmenge multipliziert mit 200 Euro pro kW installierter Leistung, vgl. § 52 Abs. 1 E-WindSeeG).

3. Sonstige Energiegewinnungsbereiche/Wasserstoffherzeugung
Das WindSeeG enthält in §§ 67a, 71 Nr. 5 WindSeeG eine Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen, in denen innovative Konzepte nicht an das Netz angebundener Energiegewinnung möglichst flächensparsam erprobt werden sollen.⁶⁹ Auch wenn im Verordnungstext nicht ausdrücklich hierauf Bezug genommen wird, dürfte die Vergabe in erster Linie auf Konzepte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zielen,⁷⁰ der mit Strom eigens hierfür errichteter EE- (bzw. primär wohl Windkraft-)Anlagen im sogenannten „Inselmodus“ erzeugt⁷¹ und entweder über die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur oder mittels einer noch zu errichtenden Wasserstoff-(Sammel-)Pipeline zur weiteren Nutzung an Land transportiert werden soll.⁷²

Bislang wurden nur zwei vergleichsweise kleine Flächen in der Nord- und Ostsee (SEN-1 und SEO-1) durch den Flächenentwicklungsplan ausgewiesen. Die größere von ihnen (SEN-1) befindet sich mit 150 km Küstenentfernung in der sog. ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee und weist auf ca. 28,8 km² eine ungefähre Erzeugungsleistung von 290 MW auf.⁷³ Nach § 5 Abs. 2a S. 1 E-WindSeeG kann die Beschränkung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf insgesamt 25 bis 70 km² im Flächenentwicklungsplan aufgehoben werden, wobei hierdurch allerdings keine Pflicht zur Ausweisung weiterer Flächen begründet wird („kann“), sondern dem BSH lediglich eine entsprechende Möglichkeit eingeräumt wird. Außerdem soll nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 5 E-WindSeeG geprüft werden, ob die Erschließung eines zusätzlichen Potenzials von 4 bis 6 Gigawatt Offshore-Windenergie auf dem Gebiet der Doggerbank⁷⁴ naturverträglich möglich ist

und entsprechende Studien in Auftrag gegeben werden.⁷⁵ Diese Ankündigung dürfte wegen der Formulierung „zusätzlich“ – sowie der Tatsache, dass derart küstenferne Flächen für die Stromerzeugung in absehbarer Zeit nicht erschlossen werden können – als indirektes Mengenziel für Offshore-H₂ verstanden werden. Eine Verpflichtung zur Flächenausweisung ist damit aber nicht verbunden, denn es handelt sich um eine Soll-Bestimmung.

4. Genehmigung von Wasserstoffpipelines

Durch die Änderung in § 2 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG wird der Anwendungsbereich dieses Gesetzes um die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Leitungen oder Kabeln erweitert, die Energie oder Energieträger aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen an Land führen. Damit wird die Zulässigkeit einer Offshore-Sammelpipeline künftig im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens nach §§ 45 ff. WindSeeG ermittelt und ist nicht mehr per se ausgeschlossen.⁷⁶ Insgesamt sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich beschleunigt werden, beispielsweise durch stärkere Bündelung von Umweltprüfungen und Beteiligungsrechten.⁷⁷

5. Zwischenfazit

Insgesamt weisen die geplanten Änderungen in die richtige Richtung, wobei insbesondere die Festschreibung des öffentlichen Interesses am Windenergieausbau ein längst überfälliger Schritt war – inwieweit sich dieser auch in den konkreten behördlichen und gerichtlichen Verfahren auswirken wird, bleibt allerdings abzuwarten.⁷⁸ Ob die erhöhten Ausbauziele in der Gesamtschau ausreichen werden, um den auch im Zuge der Sektorkopplung weiter ansteigenden EE-Strombedarf in Zukunft decken zu können, richtet sich nach dem zugrunde gelegten Bedarfsszenario⁷⁹ sowie der Möglichkeit von Energieimporten und kann an dieser Stelle nicht abschließend beurteilt werden. Klar ist jedoch, dass Offshore-Wind und Wasserstoff für das Gelingen der Energiewende eine relevante Rolle spielen werden. Insofern wären weitergehende Regelungen an einigen Stellen wünschenswert gewesen – wie beispielsweise eine verbindliche Zielvorgabe für Offshore-Wasserstoff. Auch werden die neuen Regelungen in verschiedenen Details von manchen Branchenakteuren kritisiert, etwa die neu eingeführte negative Marktprämie für Anlagenbetreiber.

⁷⁵ Vgl. zum Vorstehenden BT-Drs. 20/1634, S. 73.

⁷⁶ Bislang ist die Errichtung einer Pipeline aus dem Gebiet SEN-1 im Flächenentwicklungsplan ausdrücklich verboten, vgl. BSH, Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee, Hamburg 2018, S. 125. Im Zuge der gerade laufenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ist von einer Aufweichung auszugehen.

⁷⁷ Vgl. BT-Drs. 20/1634, S. 59.

⁷⁸ Zu Grundproblemen des Begriffs öffentliches Interesse/Allgemeininteresse/Gemeinwohl vgl. Ekarde, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 4. Aufl. = 3. Aufl. der Neuausgabe 2021, § 4 F. I.

⁷⁹ In seiner Untersuchung „Auswirkungen des EEG 2021 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage 2030“ hat das Energie-wirtschaftliche Institut (EWI) an der Universität zu Köln die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs für das Jahr 2030 geschätzt und ins Verhältnis zur geplanten EE-Stromerzeugung gemäß EEG 2021 gesetzt. Dabei zeigte sich, dass mit Blick auf das 65 Prozent-Ziel der geplante Ausbau der EE-Stromerzeugung aufgrund eines stärkeren Anstiegs des Bruttostromverbrauches nicht ausreichend ist und ein Delta von etwa 70 TWh resultiert. Zentrale Treiber der vom EWI ermittelten höheren Nachfrage sind die steigende Zahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie die nationale Erzeugung von grünem Wasserstoff, wie sie laut Nationaler Wasserstoffstrategie (NWS) geplant ist, vgl. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/09/210416_EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030.pdf (13.05.2022).

⁶⁹ Vgl. hierzu auch die Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung (SoEnergieV) vom 21. September 2021 (BGBl. I S. 4328).

⁷⁰ Vgl. BMWi, Begründung der SoEnergieV, S. 18. In der Verordnungsbegründung wird allein die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See als beispielhafte Energieerzeugungsform aufgegriffen.

⁷¹ Der Bezug von Strom aus benachbarten Windparks ist dabei nur unter engen Voraussetzungen denkbar und mit Rechtsunsicherheiten behaftet, vgl. Borger/Kalis/Antoni, Rechtliche Ausgestaltung einer (nachrangigen) Netzanbindung für sonstige Energiegewinnungsbereiche: Juristisches Kurzgutachten, 2021.

⁷² Im Vergabeverfahren ist die Wasserstoffpipeline nunmehr der Nutzung bestehender Leitungen gleichgestellt, vgl. BMWi, Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone v. 24.09.2021, S. 10. Das war im Verordnungsentwurf noch anders.

⁷³ Das entspricht ca. 25.000 t grünen Wasserstoff, der jährlich produziert werden könnte. Dies entspricht ungefähr dem Bedarf eines Hochofens in einem Stahlwerk.

⁷⁴ Die Doggerbank ist mit ca. 18.000 km² eine der größten Sandbänke in der deutschen AWZ der Nordsee und wegen ihrer geringen Wassertiefe im Visier vieler Windenergieprojekte. Zugleich ist sie bekannt für ihren Artenreichtum und als Naturschutzgebiet (Natura 2000-Gebiet) ausgewiesen.

C. EnSiG – und die unthematisierte Cybersicherheit

Die aktuellen nationalen Maßnahmen der Energiewende im Kontext des Ukraine-Krieges stellen an weiteren Stellen noch deutlichere Zusammenhänge zur nationalen Sicherheit – und zur Versorgungssicherheit her. Diesbezüglich hat der Bundestag im Mai eine Änderung des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) von 1975 beschlossen, welches die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland gewährleisten soll.⁸⁰ Die Gesetzesänderung muss noch vom Bundesrat gebilligt werden.

Das EnSiG dient dem Bund als Instrument zur Krisenvorsorge. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Aktualisierung und Ergänzung sogenannter Verordnungsermächtigungen im Gesetz, die dem Bund im Falle einer Gefährdung oder Störung der Energieversorgung in Deutschland weitreichende Handlungsmöglichkeiten einräumen.⁸¹ Mit der Novelle des EnSiG wird die rechtliche Grundlage für besondere Maßnahmen der Krisenvorsorge und -bewältigung geschaffen. Dazu gehört unter anderem, dass Unternehmen, welche kritische Energieinfrastrukturen betreiben, unter Treuhandverwaltung gestellt oder unter eindeutig bestimmten Bedingungen und als ultima ratio sogar enteignet werden können, wenn sie ihren Aufgaben nicht mehr hinreichend nachkommen und eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit droht.⁸² Zudem wird das Gesetz an geltendes europäisches Recht angepasst, indem Regelungen zur Stärkung europäischer Solidaritätsmechanismen (EU-SoS-Verordnung⁸³) eingeführt werden, die sicherstellen sollen, dass die Mitgliedstaaten sich bei Energieengpässen gegenseitig unterstützen.⁸⁴ Weiterhin sieht der Entwurf die Einrichtung einer digitalen Plattform im Gassektor vor, um die Krisenmaßnahmen umsetzen zu können.⁸⁵ Zudem wird eine Regelung zur Preisanpassung „entlang der Lieferkette“ in das Gesetz aufgenommen, für den Fall, dass Gaslieferungen nach Deutschland aus einem Drittstaat ausbleiben.⁸⁶ Diese ermöglicht es den Versorgern, ihre Gaspreise an auftretende Notfallsituationen anzupassen.⁸⁷

Ein Bereich, der im Osterpaket überhaupt nicht vorkommt, ist dagegen die ebenfalls sicherheitsrelevante Digitalisierung des Strom- und Gasnetzes sowie der Schutz dieser Netze bzw. wesentlicher Infrastruktureinrichtungen vor Cyberangriffen. Mit zunehmender Digitalisierung wächst die Gefahr derartiger Angriffe, die – wie bereits in anderen Ländern sichtbar geworden ist – schwerwiegende Auswirkungen auf die Bevölkerung haben können. Diese Gefährdung erhält umso mehr Gewicht, als z. B. die Ukraine zuletzt einen Angriff russischer Hacker auf ihr Stromnetz abwenden musste, welcher zu weiträumigen Stromausfällen hätte führen können.⁸⁸ Da Deutschland, wie

oben bereits erwähnt, ebenfalls Sanktionen gegen Russland verhängt, ist es nicht ausgeschlossen, dass irgendwann auch Cyberattacken gegen deutsche Energieversorger zum Thema werden.⁸⁹ Doch nicht nur in Bezug auf die Russland-Ukraine-Krise ist Cybersicherheit ein Thema. Aufgrund der Sektor-Kopplung und der zunehmenden Dezentralisierung der Energieversorgung spielen digitale Anwendungen insbesondere im Stromnetz eine stetig wachsende Rolle.⁹⁰ Mit dem Einsatz digitaler Anwendungen steigt grundsätzlich das Risiko von Hackerangriffen. Da die Strom- und Gasversorgung einen grundsätzlichen Bereich der Versorgungssicherheit ausmachen, treffen den Staat hier besondere Vorkehrungspflichten, um bestehende Risiken von vorneherein abzuwenden. Dies wird auch an der bereits erwähnten vorgeschlagenen Änderung des EnSiG deutlich. Die gesetzlichen Regelungen zur Cybersicherheit lassen jedoch bisher zu wünschen übrig. Im Wesentlichen bestehen Pflichten zum Treffen von bestimmten Schutzvorkehrungen sowie Meldepflichten. Insbesondere sind diese im IT-Sicherheitsgesetz 2.0, welches im Jahr 2021 in Kraft getreten ist, sowie im Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSIG) geregelt. Hier gilt für kritische Infrastruktur die Verordnung zur Bestimmung kritischer Infrastrukturen nach dem BSIG (KritisV). Daneben gibt es für bestimmte Bereiche Sondervorschriften. So enthält auch das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) z. B. in § 11 Abs. 1a EnWG Verpflichtungen in Bezug auf den Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Weitere Pflichten finden sich in § 11 Abs. 1b und c. Auch das Messstellenbetriebesgesetz (MsbG), das insbesondere weitreichende Regelungen über den Einsatz von Smart-Metern in intelligenten Netzen trifft, enthält bestimmte Sondervorschriften. Darüber hinaus ist im Bereich der Verarbeitung persönlicher Daten die Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) anzuwenden, wobei die Verarbeitung von Daten aus Smart-Metern grundsätzlich personenbezogene Daten betrifft.⁹¹ Das BMI hat außerdem im Jahr 2021 die Cybersicherheitsstrategie für Deutschland 2021 verabschiedet. In diesem Bereich ist insbesondere unter Beachtung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien, aus welchem verstärkte Dezentralität und damit weiterer Digitalisierungsbedarf folgen, vor dem Hintergrund von Bedrohungen durch Hackerangriffe darauf hinzuwirken, dass eine Balance zwischen Cybersicherheitskonzepten, Kostenaspekten und Anwendungsfeldern unter Beteiligung aller Akteure aus der Energiewirtschaft und der Politik erreicht wird.⁹²

D. Kontraproduktive Maßnahmen: Tankrabatte, LNG-Beschleunigung u. a.

Die finanziellen Auswirkungen der gestiegenen Energiekosten sollen durch zwei Entlastungspakete mit Maßnahmen zur so-

80 Deutscher Bundestag, Regierung will Energieversorgungsgesetz aktualisieren, abrufbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw17-de-energiesicherungsgesetz-891444> (Stand 04.05.2022).

81 Otten, Energiesicherungsgesetz: Bundesregierung beschließt Reform, Beitrag auf [handelsblatt.de](https://www.handelsblatt.de/v.25.10.2017-ueber-maßnahmen-zur-gewährleistung-der-sicheren-gasversorgung-und-zur-aufhebung-der-verordnung-(eu)-nr-994/2010) v. 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

82 Otten, Energiesicherungsgesetz.

83 Bisher Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

84 Otten, Energiesicherungsgesetz.

85 Kharraz/Hoenig, Habeck will Energiesicherungsgesetz novellieren, Beitrag auf [beck-aktuell.de](https://www.beck-aktuell.de/v.13.04.2022) – Heute im Recht v. 13.04.2022, abrufbar unter <https://www.beck-aktuell.de/v.13.04.2022>, abrufbar unter <https://www.beck-aktuell.de/v.13.04.2022>.

86 Otten, Energiesicherungsgesetz.

87 Deutscher Bundestag, Regierung will Energieversorgungsgesetz aktualisieren.

88 Siehe etwa Tanriverdi, Ukraine vereitelt Cyberangriff auf Stromnetz v. 12.04.2022, abrufbar unter <https://www.br.de/nachrichten/deutsch>

land-welt/ukraine-vereitelt-cyberangriff-auf-stromnetz,T2oWryH (Stand 11.05.2022).

89 Bundesamt für Verfassungsschutz, Sicherheitshinweis für die Wirtschaft 01/2022 vom 04.03.2022 – Betreff: Krieg in der Ukraine, Köln 2022.

90 Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech, Resilienz digitalisierter Energiesysteme – Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden?, Berlin 2021; Chalupczok/Pankow/Krause u. a., in: Schulz (Hrsg.), Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien, Hamburg 2021, S. 31.

91 Zu den Rechtsquellen von Bremen, EWeRK 2020, 29 ff.

92 Bösweiser/Bader/Henze u. a., EnerCrypt – Cyberinnovationen für das sichere Energiesystem der Zukunft, Berlin 2021, S. 63; vgl. hierzu und zu der dynamischen Entwicklung der Cybersicherheit unter sich stetig wandelnden Bedingungen im Rahmen der Digitalisierung auch für den Strom- und sonstigen Energiesektor BSI, Die Lage der IT-Sicherheit in Deutschland 2021, Bonn 2021.

zialen Unterstützung abgefangen werden.⁹³ Mit dem Kabinettsbeschluss vom 27.04.2022 wurden Maßnahmen zur Entlastung von Bürger*innen sowie Familien verabschiedet, die wirtschaftlich am stärksten von gestiegenen Energiekosten betroffen sind. Ein Aspekt ist dabei die Energiesteuer auf Kraftstoffe, die für drei Monate gesenkt werden soll und eine Reduzierung des Benzinpreises um ca. 30 Cent und des Preises für Dieselkraftstoff um ca. 14 Cent zur Folge hat (vgl. § 47a Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnergieStG⁹⁴). Diesen Tankrabatt sieht die Bundesregierung als soziale Ausgleichsmaßnahme für die steigenden Kraftstoffpreise an. Ob dies tatsächlich den wirtschaftlich am stärksten Betroffenen zugutekommt, ist fraglich, da von einem Tankrabatt in dieser Form vor allem Autobesitzer*innen profitieren, die besonders viel fahren und verbrauchen.⁹⁵ Im Übrigen ist eine solche Maßnahme den Klimaschutzbemühungen gegenläufig, da fossile Energieträger grundsätzlich verteuert und nicht subventioniert werden müssen.

Ferner wird im Bestreben, von russischen Energieimporten unabhängiger zu werden, nun teilweise ein rascher Ausbau alternativer fossiler Strukturen avisiert, was unter Klimasichtspunkten die Emissionsbilanz sogar verschlechtern kann, wenn beispielsweise auf fossile Flüssiggasimporte gesetzt wird. Dennoch betreibt die Bundesregierung nunmehr einen kurzfristigen Ausbau der fossilen LNG-Infrastruktur, wobei durch das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) die Zulassung, Errichtung und Inbetriebnahme der in § 2 LNGG bezeichneten Vorhaben sowie die Durchführung der Vergabeverfahren dafür beschleunigt werden sollen. Der Bundesrat hat dem Gesetz bereits zugestimmt⁹⁶.

E. Osterpaket im Lichte von Paris-Ziel, BVerfG-Klima-Beschluss, Ukraine-Krise und EU-Energierechtsreform

Das Osterpaket avisiert die Steigerung des deutschen Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf 80%, was eine Verdopplung des aktuellen Anteils bedeuten würde. Es erscheint damit vordergründig als der radikale Auftakt für eine rasche Energiewende. Die Stromproduktion, um die es im Paket geht, ist jedoch nur ein Sektor. Die Bereiche Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft werden vernachlässigt bzw. gibt es hier noch keine konkreten Vorschläge. Die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze aus Art. 2 Abs. 1 PA⁹⁷ verlangt jedoch zeitnah null fossile Brennstoffe in allen Sektoren – und zudem eine stark reduzierte Nutztierhaltung.⁹⁸ Man kann anhand der 1,5-Grad-Grenze ein ungefähr noch für Deutschland verfügbares CO₂-

Restbudget errechnen (basierend auf einer gleichen Pro-Kopf-Verteilung weltweit), und es zeichnet sich ab, dass dieses auch durch die jetzigen Reformvorschläge weiterhin deutlich überzeichnet wird:

Für die Reduktion der Emissionen von 65% bis 2030 (gegenüber 1990), wie sie die Bundesregierung im KSG 2021 avisiert, ist auf der Basis der bis dahin vorliegenden (nunmehr nicht mehr ganz aktuellen) IPCC-Zahlen wiederholt errechnet worden, dass das deutsche Restbudget dann bis 2030 quasi aufgebraucht oder schon überzeichnet wäre.⁹⁹ Allein im Jahr 2019 wurden in Deutschland 0,8 GtCO₂ Treibhausgase emittiert.¹⁰⁰ Der SRU hat z. B. ausgehend von den Berechnungen des IPCC ab 2016, bei gleichbleibender globaler Pro-Kopfverteilung der Emissionen, ein Restbudget für Deutschland ermittelt, welches unter Berücksichtigung der wichtigsten Treibhausgase (CO₂, Methan, Lachgas, FCKW) ab 2020 noch 4,2 GtCO₂, ab dem 01.01.2022 für den 1,5-Grad-Pfad noch 3 GtCO₂ beträgt; bei linearer Reduktion wäre das Budget bereits 2032 aufgebraucht, bei Beibehaltung der derzeitigen Geschwindigkeit und Intensität sogar schon in fünf Jahren.¹⁰¹

Dabei rechnet der IPCC sogar mit einem deutlich zu hohen Budget. Denn er macht nicht nur optimistische empirische Annahmen (etwa zur Klimasensitivität), sondern trifft auch in rechtlicher Hinsicht unzulässige Annahmen, indem das obige Budget z. B. nur mit einer 50%igen Wahrscheinlichkeit die rechtsverbindlichen 1,5 Grad einhält, zudem eine zeitweise Überschreitung der 1,5 Grad zugelassen wird und entgegen Art. 2 Abs. 1 PA das Budget nicht ausgehend vom „vorindustriellen“ Temperaturniveau ermittelt wird (nämlich nicht ab 1750, als die Industrialisierung langsam begann, sondern ab 1850).¹⁰² Allein schon die Korrektur eines problematischen Aspekts, nämlich die Erhöhung der Einhaltungswahrscheinlichkeit auf 83%, reduziert das verbleibende globale Budget stark, nämlich auf 300 GtCO₂ global ab dem 01.01.2020. Bei einem Pro-Kopf-Ansatz würde das für Deutschland, das ein Hundertstel der Weltbevölkerung stellt, verbleibende 3 GtCO₂ bedeuten, von denen angesichts des jährlichen Verbrauchs in Deutschland jetzt Mitte 2022 allerdings schon über die Hälfte verbraucht wäre; es bliebe daher nur noch ein Budget für gut zwei (!) Jahre. Die Zahl verkleinert sich weiter, wenn man eine höhere Wahrscheinlichkeit verlangt oder andere Probleme des Budgets angeht, etwa das Basisjahr oder andere der obigen Punkte.¹⁰³ Dazu käme eine ggf. gebotene Ungleichverteilung des Budgets zugunsten der Länder des Globalen Südens, die eine geringere ökonomische Leistungsfähigkeit haben und überdies eine pro Kopf viel geringere historische Verursachung zum Klimawandel beigetragen haben.¹⁰⁴

Es wurde andernorts gezeigt, dass neben Art. 2 Abs. 1 PA auch basierend auf verschiedenen rechtlichen Herleitungsansätzen eine klimaverfassungsrechtliche (vor allem grundrechtliche) Verpflichtung zur Beachtung jenes kleinen Budget besteht, verbunden mit der Verpflichtung, Planungshorizonte und Pla-

93 Hierzu und zum Folgenden BMF, Schnelle und spürbare Entlastungen, abrufbar unter <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Entlastungen/schnelle-spuerbare-entlastungen.html> (13.05.2022).

94 Vgl. BT-Drs. 20/1741.

95 Tagesschau, Gegenvorschläge zu Lindners Tankrabatt, Beitrag v. 20.03.2022, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/klingbeil-tankrabatt-101.html> (13.05.2022).

96 BR-Drs. 221/22; vgl. ausführlich zum Inhalt des Gesetzes Leinemann, LNG-Beschleunigungsgesetz – der Zweck heiligt die Mittel – Oder!?, Vergabeblog.de vom 23/05/2022, Nr. 49847, abrufbar unter <https://www.vergabeblog.de/2022-05-23/lng-beschleunigungsgesetz-der-zweck-heiligt-die-mittel-oder/#:~:text=Nach%20%C2%A7%201%20Abs.%201%20LNGG%20sichert%20das, die%20Durchf%C3%BChrung%20der%20Vergabeverfahren%20daf%C3%BCr%20soll%20beschleunigt%20werden> (08.06.2022).

97 Ausführlich zum Folgenden m. w. N. Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environmental Sciences Europe 2022, i. E.; ferner Ekardt/Wieding/Zorn, Sustainability 2020, 2812; Wieding/Stubenrauch/Ekardt, Sustainability 2020, 8858.

98 Vgl. zu letzterer Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Sustainability 2020, 2053.

99 Greenpeace, Greenpeace Kurzanalyse – Das Recht auf Zukunft, Hamburg 2021, S. 1, 3; Kemfert/Evert/Holzmann u. a., Grenzen einer CO₂-Bepreisung, S. 5; Breidenbach/Bußmann-Welsch/Fischer u. a., 1,5-Grad-Gesetzespaket: Maßnahmenkatalog mit Gesetzesentwürfen, Berlin 2022, S. 32.

100 Breidenbach/Bußmann-Welsch/Fischer u. a., 1,5-Grad-Gesetzespaket, S. 32.

101 Breidenbach/Bußmann-Welsch/Fischer u. a., 1,5-Grad-Gesetzespaket, S. 32, 36; Knopf/Geden, Ist Deutschland auf dem 1,5-Grad-Pfad? Eine Einordnung der Diskussion über ein nationales CO₂-Budget, Berlin 2022, S. 4; Kemfert/Evert/Holzmann u. a., Grenzen einer CO₂-Bepreisung, S. 5; SRU, Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa – Umweltgutachten, Berlin 2020.

102 Dazu im Einzelnen Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environmental Sciences Europe 2022, i. E.

103 Siehe zum Ganzen ebd.

104 Vgl. dazu etwa Ekardt, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, Dordrecht 2019, Ch. 3.8.

nungssicherheit herzustellen, Tatsachengrundlagen sorgfältig zu ermitteln und den Parlamentsvorbehalt zu waren.¹⁰⁵ Dieses vorgegebene Schutzniveau bedeutet zwar nicht, dass man eine einzelne konkrete Maßnahme verfassungsgerichtlich einklagen könnte. Man kann jedoch gerichtlich überprüfen, inwieweit die vom Gesetzgeber real getroffenen Maßnahmen sich in den Grenzen bewegen, die sich durch die Festlegungen zum Schutzniveau, die Notwendigkeit von Planungshorizonten und einem planbaren Übergang zur Postfossilität sowie die Verpflichtung zur sorgfältigen Tatsachenermittlung – und natürlich den Parlamentsvorbehalt – ergeben. Es wurde an anderer Stelle (auch in diesem Heft¹⁰⁶) aufgezeigt, dass im Lichte der Faktenlage ein Bemühen Deutschlands um eine europäische Lösung geschuldet ist, und zwar insbesondere in Gestalt eines Emissionshandels, der im Vergleich zu den Fit-for-55-Vorschlägen der EU-Kommission noch deutlich ambitionierter gestaltet wird.

Wendet man die Tatsachenermittlungspflicht und die grundrechtliche Notwendigkeit, beide Seiten der doppelten Freiheitsgefährdung angesichts des Klimawandels zu berücksichtigen (also die Gefahr eines Endes der Freiheit entweder durch Zerstörung ihrer physischen Voraussetzungen oder durch Verschleifen des Klimaproblems und dann eines Tages extrem radikales Handeln¹⁰⁷), konsequent an, unterstreicht die aktuelle Entwicklung in der Ukraine über das Gesagte hinaus, dass das Schutzniveau beim Klima angehoben werden muss. Die aktuellen Entwicklungen machen deutlich, dass die fossilen Brennstoffe die elementaren Freiheitsvoraussetzungen nicht nur in Gestalt von Leben, Gesundheit und Existenzminimum – vermittelt über den Klimawandel – gefährden können, sondern auch in Gestalt von Frieden und Sicherheit zunehmend bedroht sind. Nicht nur besteht die eingangs dieses Beitrags geschilderte Importabhängigkeit der EU bzw. Deutschlands; zudem sind fast zwei Drittel der Exporte Russlands, meist von Staatsunternehmen, fossile Brennstoffe. Will man den völkerrechtswidrigen russischen Angriffskrieg und darauf aufbauende mögliche weitere militärische Konflikte, die ggf. Deutschland direkt(er) involvieren könnten, finanziell erschweren und bestenfalls beenden, kann eine beschleunigte Postfossilität in allen Sektoren dazu ein probates Mittel sein. Vermehrte fossile Importe aus anderen Staaten anstelle von

Russland wirken jedenfalls nicht klimafreundlich und ggf. nicht einmal friedenspolitisch problemlösend, weil sie die Nachfrage und damit die Preise für fossile Brennstoffe am Weltmarkt hochhalten. Das Argument, dass Preisstabilität und Versorgungssicherheit im Notfall vor Klimaschutz geht, verdient insoweit eine kritische Hinterfragung, weil so die elementaren Freiheitsvoraussetzungen Sicherheit und Klimastabilität weiter gefährdet bleiben. Die geschilderte Importabhängigkeit betrifft auch den Agrarsektor, auch jenseits des agrarischen Bezugs zu den fossilen Brennstoffen etwa über die Düngemittel¹⁰⁸: Wenn eine tierische Kalorie im Durchschnitt ungefähr sieben pflanzliche Kalorien benötigt und die EU und andere Länder sind bislang teilweise von russischen und ukrainischen Getreide-Importen und Düngemitteln abhängig sind, auch in Gestalt von Tierfutter, helfen weitreichende politische Maßnahmen für weniger tierische Nahrungsmittel nicht nur bei der Einhaltung des Klimabudgets, sondern können auch die elementaren Freiheitsvoraussetzungen Frieden und (auch globale) Ernährungssicherheit fördern.

Nach alledem liefern die aktuellen deutschen Gesetzentwürfe zur Energiepolitik durchaus eine Reihe guter Ansätze. Gemessen an den Herausforderungen durch Art. 2 Abs. 1 PA und das Klimaverfassungsrecht muss jedoch noch deutlich ambitionierter gehandelt werden, und kontraproduktive Regelungsansätze müssen zwingend außen vor bleiben. Und es muss vor allem auf ein deutlich ambitionierteres Handeln auf EU-Ebene hingewirkt werden, wo sich aktuell das Problem zwar gut, aber bei weitem noch nicht ausreichender und teils kontraproduktiver neuer Regelungsansätze zu wiederholen droht.¹⁰⁹

105 Vgl. dazu in Anwendung und Konkretisierung von BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., BVerfGE 157, 30 etwa Ekardt/Heß, NVwZ 2021, 1421 ff.; Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff.

106 Vgl. Ekardt/Rath, ZNER 2022, in diesem Heft; Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.

107 Vgl. Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff. dazu, wie BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., BVerfGE 157, 30 (in der Literatur weithin unbemerkt) auf dieser Scheidung basiert.

108 Dazu ausführlich Garske/Ekardt, Environmental Sciences Europe 2021, 56; Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Sustainability 2020, 2053; Ekardt, Sustainability, Ch. 4.9.

109 Vgl. erneut Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.

Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt, LL. M., M. A./Ass. jur. Theresa Rath*

Digitalisierung in der Wärmewende als Rechts- und Governance-Problem: Chancen und Grenzen**

Die Energie- und Klimawende jenseits des Stromsektors bereitet unverändert große Probleme. Der vorliegende Beitrag fragt deshalb nach Chancen und Grenzen digitaler Anwendungen im Bereich der Wärmewende, um diese wirksamer als bislang vorzubringen. Die anschließende Bestandsaufnahme des europäischen und deutschen Rechts der Wärmewende zeigt, dass Chancen (und Grenzen) der Digitalisierung noch nicht optimal adressiert werden. Daher werden sodann optimierende Steuerungsoptionen entwickelt.

* Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 336.

** Dieser Beitrag referiert einige Ergebnisse des dreijährigen Konsortial-Forschungsprojekts „Wärmewende in der kommunalen Energieversorgung (KoWa)“, welches durch das BMWi finanziert wird.

A. Problemstellung

Die deutsche und europäische Energie- und Klimawende ist bislang weithin nur eine Stromwende. Die Wärmewende und erst recht die Verkehrs-, Agrar- und Kunststoffwende kommen nur schleppend in Gang. Während in Deutschland zumindest knapp die Hälfte des Stromes aus erneuerbaren Energiequellen stammt¹, stagniert der Einsatz erneuerbarer Energien im Ge-

1 UBA, Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2020, Dessau-Roßlau 2021, S. 7; BMWi, Erneuerbare Energien 2020 – Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin 2021, S. 3.