

ZNER

26/4
2022

Zeitschrift für Neues Energierecht

Aus dem Inhalt:

Katharina Bader, LL.M (Auckland)/Dr. Lena-Sophie Deißler/Dr. Daniel Weinke LL.M. (London)

Öffentliches Interesse und öffentliche Sicherheit beim Ausbau der Erneuerbaren Energien

Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Paula Roos/Marie Bärenwaldt

Energiecharta-Vertrag, Paris-Abkommen und die Menschenrechte

Dr. Bettina Hennig/Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Veronika Widmann/Johann Rückbrodt/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch

Das Osterpaket und andere Neuerungen im deutschen und europäischen Energierecht – ein Update

Steffen Benz/Dr. Nils Wegner

Das Wind-an-Land-Gesetz – neue Grundlagen für die Flächenbereitstellung für die Windenergie

David Alamdari

Bericht zur XXV. Jahrestagung des Instituts für Berg- und Energierecht an der Ruhr-Universität Bochum am 4. April 2022

BGH

Stromentnahme ohne Liefervertrag und Grund- oder Ersatzversorgungs-verhältnis

BGH

BGH trifft erste Entscheidung in Klageserie gegen Berliner Fernwärmeversorgungsunternehmen

BGH

Netzreservekapazität II

OVG Lüneburg

Nachträgliche naturschutzrechtliche Betriebseinschränkungen für Windenergieanlagen (Fledermäuse)

VGH Mannheim

WEA: Verpflichtung oder Bescheidung?

VG Schleswig

Störung eines Wetterradars (Boostedt) durch Windenergieanlagen

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 Altmann

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. 4

August 2022 · S. 337 – 432

ISSN: 1434-3339

trag sehen,⁸⁰ auch weil bereits gegenwärtig Milliardensummen als Schadensersatz in laufenden oder erwartbaren Verfahren im Raume stehen.⁸¹

Eine wichtige Institution stellt für eine mögliche ECT-Änderung stellt die ECT-Konferenz dar, welche geplante Änderungen und den ECT betreffende Angelegenheiten bespricht. Unter Art. 34 Abs. 3 ETC sind alle Aufgaben und Rechte angegeben, welche der ECT-Konferenz zukommen. Nach Art. 34 Abs. 1 ECT finden die Sitzungen in regelmäßigen Abständen statt. Die Möglichkeit, den ECT zu verändern, ergibt sich aus dem Vertrag. Nach Art. 36 Abs. 1 ECT wird die Einstimmigkeit bei Abstimmungen der Charta-Konferenz vorausgesetzt, wie meist im Völkerrecht. Dies ist erforderlich, wenn es um die Annahme von Änderungen des ECT geht (Art. 36 Abs. 1 lit. a ECT). Davon ausgenommen sind Angelegenheiten, die Art. 34 ECT (die ECT-Konferenz), Art. 35 ECT (das Sekretariat) oder Anlage T (Übergangsmaßnahmen der Vertragsparteien nach Art. 32 Abs. 1 ECT) betreffen. Eine Änderung des ECT setzt voraus, dass alle Vertragsparteien an der Neugestaltung teilhaben, eine neue Fassung einheitlich als Vertragsparteien übernehmen und im Konsens dieser zustimmen. Einstimmigkeit ist außerdem gefordert, wenn Abstimmungen die folgenden Angelegenheiten betreffen: Genehmigungen eines Beitrittes zum ECT nach Art. 41 von Staaten und Organisationen nach dem 16.06.1995 (Art. 36 Abs. 1 lit. b ECT); Genehmigungen der Aushandlung von Assoziierungsabkommen sowie Billigung oder Annahme von deren Wortlaut (Art. 36 Abs. 1 lit. c ECT); Billigung von Modifikationen der Anlagen EM (zu Primärenergieträgern und Energieerzeugnissen nach Art. 1 Nr. 4 ECT), NI (zu Primärenergieträgern und Energieerzeugnissen, die nicht unter den Begriff „Wirtschaftstätigkeit im Energiebereich“ fallen nach Art. 1 Nr. 5 ECT), G (zu Ausnahmen und Regeln über die Anwendung der Bestimmungen des GATT und der dazugehörigen Rechtsinstrumente nach Art. 29 Abs. 2 lit. a ECT) und B (Verteilungsschlüssel für die Charta-Kosten nach Art. 37 Abs. 3 ECT) (Art. 36 Abs. 1 lit. d ECT); Billigung von technischen Änderungen der Anlagen dieses Vertrages (Art. 36 Abs. 1 lit. e ECT) oder Billigung der Benennung von Mitgliedern des Panels durch den Generalsekretär nach Anlage D Abs. 7 (Art. 36 Abs. 1 lit. f ECT). Die vorausgesetzte Einstimmigkeit nach Art. 36 Abs. 1 ECT zeigt den Stellenwert der Abstimmung innerhalb der ECT-Konferenz. Jeder abstimmenden Vertragspartei kommt daher quasi eine Veto-Macht zu, welche

die Entscheidungen der ECT-Konferenz maßgeblich beeinflussen kann.⁸²

Da das Völkerrecht auf konsensuales Verhalten und auf Vertragstreue angewiesen ist, folgt aus dem PA und den Menschenrechten zumindest, dass versucht werden muss, die ECT-Bestimmungen durch Verhandlungen entsprechend zu modifizieren. Im Übrigen können Vertragsparteien dadurch Druck ausüben, anderenfalls aus dem Vertrag auszutreten. Die Schwierigkeit besteht darin, dass die vom ECT Begünstigten und Geschützten, die Investoren, keine Vertragsparteien sind und insofern die Gefahr besteht, dass diese selbst bei einer kurzfristigen Einigung aus dem noch verbindlichen ECT heraus vor einem intransparenten Schiedsgericht klagen könnten. Würde man die Entschädigungsregelung reformieren, kämen zumindest folgende Aspekte in Betracht: 1) Keine Entschädigungen mehr für entgangene Gewinne; 2) Entschädigung für getätigte Investitionen nur in dem Umfang, wie die Einrichtungen nicht nach den geltenden betriebswirtschaftlichen Regelungen sowieso schon abgeschrieben worden sind; 3) keinerlei Entschädigungen für Einrichtungen (z. B. Gaspipelines), die sich mit vertretbarem finanziellen Aufwand auch zum Transport von erneuerbaren Energien eignen (z. B. Wasserstoff); 4) keinerlei Ansprüche mehr für Unternehmen, die mehrheitlich einem Staat, der Vertragspartei des ECT ist, gehören, dies gilt auch bei der Veräußerung der Staatsanteile nach einem bestimmten Stichtag an Private; 5) nur noch Klagen vor staatlichen Gerichten; 6) keinerlei Schutz für künftige fossile Investitionen.

80 Energy Charter Secretariat, Decision of the Energy Charter Conference, Brussels, 6 November 2019, abrufbar unter <https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/CCDECS/2019/CCDEC201910.pdf> (abgerufen am 13.04.2022); Knaul, Europäisches Energiecharta-Abkommen: Hartnäckig fossil – Beitrag in taz online v. 13.07.2021, abrufbar unter <https://taz.de/Europaeisches-Energiecharta-Abkommen/!5781082/> (abgerufen am 28.03.2022).

81 Kaiser, Energiecharta: Europa steckt in einer Milliarden-Falle – WELT v. 31.08.2021, abrufbar unter <https://www.welt.de/wirtschaft/article233437559/Energiecharta-Europa-steckt-in-einer-Milliarden-Falle.html> (abgerufen am 02.09.2021); van Harten, Foreign Investor Protection and Climate Action: A New Price Tag for Urgent Policies, abrufbar unter <https://digitalcommons.osgoode.yorku.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1145&context=olsrps> (abgerufen am 01.07.2021).

82 CNCD-11.11.11, Investment and Climate: Reforming the Energy Charter Treaty, abrufbar unter <https://www.cncd.be/policy-brief-reforming-the-energy-charter-treaty> (abgerufen am 28.03.2022).

Dr. Bettina Hennig/Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Veronika Widmann/Johann Rückbrodt/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch*

Das Osterpaket und andere Neuerungen im deutschen und europäischen Energierecht – ein Update

Aktualisierung zu Hennig/Ekardt et al., ZNER 3/22, 195–211 nach den Gesetzesbeschlüssen

Dieser Beitrag dient der Ergänzung des Aufsatzes „Das Osterpaket und andere neue Entwicklungen im Energierecht: Rechts- und Governance-Fragen“ von Hennig/Ekardt u. a., ZNER 3/22, 195–211. In vorgenanntem Aufsatz wurden die wichtigsten Gesetzentwürfe des sogenannten Osterpakets be-

handelt, das damals in der Fassung der Regierungsentwürfe vorlag. Vorliegend werden ergänzende Analysen auf der Basis der letztendlich beschlossenen Gesetzesfassungen unternommen. Ergänzend werden weitere aktuelle energierechtliche Entwicklungen betrachtet, etwa zu LNG und Gebäuden, wobei gerade gesetzliche Regelungen rund um die Entwicklungen auf dem Gasmarkt infolge des Angriffskriegs auf die Ukraine zur Sprache kommen. Ferner wird der Blick noch einmal auf die –

* Vgl. Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195 ff. Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 431.

wichtigeren – Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene gelenkt. In der Summe bleiben die nationalen und europäischen Reformen trotz vieler aus Klimasicht positiver Aspekte unzureichend (und teils wie bei LNG sogar explizit kontraproduktiv) für die Einhaltung der rechtsverbindlichen Pariser 1,5-Grad-Grenze und der klimaverfassungsrechtlichen Vorgaben.

A. Grundlagen

Zur Gesamtsituation der Energiewende ist an dieser Stelle im letzten Heft konstatiert worden¹: Die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze² (Art. 2 Abs. 1 Paris-Abkommen/PA) – akzeptiert auch vom BVerfG in seinem bahnbrechenden Klima-Beschluss³ – 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).⁴ Folgerichtig wird ab Sommer ein partielles Importverbot fossiler Brennstoffe auf EU-Ebene etabliert.⁵

Am 7. Juli 2022 sind ferner die Gesetzentwürfe des Osterpakets dann sämtlich vom Bundestag angenommen und verabschiedet worden. Zwischenzeitlich wurden sie im Bundesgesetzblatt verkündet. Daher soll dieser Beitrag die im Laufe des parlamentarischen Gesetzgebungsverfahrens – vor allem im Ausschuss für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) – aufgetretenen Veränderungen gegenüber den Regierungsentwürfen herausstellen, die wir kürzlich in der ZNER ausführlich analysiert haben.⁶ Mit jenem Text und dem vorliegenden Aufsatz ergibt sich somit ein Gesamtbild der gesetzgeberischen Beschlüsse zum EEG im Rahmen des Osterpaketes. Ergänzend werden einige aktuelle gesetzgeberische Entwicklungen rund um den Gebäudesektor und mögliche LNG-Terminals beleuchtet, wobei auch die gesetzlichen Regelungen rund um die Entwicklungen auf dem Gasmarkt infolge des Angriffskriegs auf die Ukraine zur Sprache kommen. Nachdem die grundlegende Analyse zu den EEG-Regelungen und zum WindSeeÄndG – als Schritt nach vorn, der jedoch für die Pariser 1,5-Grad-Grenze und als Maßnahme gegen den russischen Angriffskrieg noch nicht ausreicht – bereits im letzten Artikel erfolgte, die sich durch die vorliegend zu besprechenden Änderungen nicht grundsätzlich ändert, werden dieses Mal spezifisch auch kritische Aspekte zu den Gebäude-, Gas- und LNG-Regelungen in den Blick genommen. Dies wird den teils hoffnungsvollen, in weiten Teilen aber auch deutlich kritischen Befund weiter akzentuieren.

1 Der vorliegende Beitrag ist eine Co-Produktion der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch) und der Rechtsanwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz (Dr. Bettina Hennig/Veronika Widmann/Johann Rückbrodt).

2 Dazu und zu ihrem Inhalt Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, *Environments* 2022, i. E.

3 BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., juris; dazu (auch kritisch) Ekardt/Heyl, *Nature Climate Change* 2022, 697 ff.; Ekardt/Heß, *NVwZ* 2021, 1421 ff.; Ekardt/Heß, *ZUR* 2021, 579 ff. und unten VI.

4 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.

5 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).

6 Vgl. Hennig/Ekardt u. a., *ZNER* 2022, 195 ff.

B. Das Osterpaket im engeren Sinne – Überblick über die verabschiedeten Gesetze

Inhaltlicher Bezugspunkt dieses Beitrages ist jeweils die zuletzt veröffentlichte Ausschussfassung, in der die Gesetzesentwürfe vom Bundestag angenommen worden und letztlich verkündet worden sind, soweit sie Änderungen gegenüber der im ersten Teil des Beitrags behandelten Regierungsentwürfe enthalten.

Beim Osterpaket im engeren Sinne handelte es sich um die folgenden Gesetzentwürfe, jeweils mit den nachfolgend in Bezug genommenen Bundestags-Drucksachen:

- Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (nachfolgend: EEG-ÄndG), Entwurf: BT-Drs. 20/1630, Ausschussfassung: BT-Drs. 20/2580, Verkündung am 28.07.2022⁷:
- *Artikel 1* enthält Änderungen zum EEG 2021, die noch im Jahr 2022 am Tag nach der Verkündung in Kraft treten (vgl. Art. 20 Abs. 2 Nr. 1 EEGÄndG). Folglich traten die Änderungen am 29.07.2022 in Kraft. In diesem Beitrag wird terminologisch zwischen EEG 2021 a. F., E-EEG 2021 (Gesetzentwurf) und EEG 2021 n. F. (in der am 7. Juli 2022 beschlossenen bzw. am 29. Juli 2022 in Kraft getretenen Fassung) unterschieden.
- *Artikel 2* enthält eine Neufassung des EEG, die eine eigenständige „EEG-Generation“ darstellt und daher als EEG 2023 (bzw. E-EEG 2023 im Entwurf) bezeichnet wird. Das EEG 2023 tritt gemäß Art. 20 Abs. 1 EEGÄndG am 01.01.2023 in Kraft.
- *Artikel 3* enthält ein gänzlich neues Gesetz, in welchem einheitlich die Finanzierung bestimmter Aspekte der Energiewende geregelt werden soll. Hier ist im parlamentarischen Beratungsprozess die augenfälligste Veränderung terminologischer Natur geschehen, indem aus dem Entwurf eines „Gesetzes zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen“ (Energie-Umlagen-Gesetz, E-EnUG), das „Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen“ (Energiefinanzierungsgesetz, EnFG) geworden ist. Hierbei handelt es sich jedoch im Wesentlichen um eine Umbenennung des Gesetzes, viele Inhalte sind gegenüber dem Regierungsentwurf unverändert geblieben.
- Die *Artikel 4 bis 20* enthalten viele einzelne Folgeänderungen in Nachbargesetzen und -verordnungen, die für den vorliegenden Beitrag nur partiell relevant sind, sowie die Regelungen zum Inkraft- und Außerkrafttreten.
- Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (WindSeeÄndGÄndG), Entwurf: BT-Drs. 20/1634, Ausschussfassung: BT-Drs. 20/2584, Verkündung: 28.07.2022⁸. Das hiermit geänderte WindSeeÄndG n. F. tritt am 01.01.2023 in Kraft (vgl. Art. 12 S. 1 WindSeeÄndGÄndG).
- Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung, Entwurf: BT-Drs. 20/1599, Ausschussfassung: BT-Drs. 20/2402, Verkündung: 28.07.2022⁹.

Zudem wurden im Rahmen der Bundestagsbeschlüsse des sogenannten Osterpakets weitere Gesetze beschlossen, die den Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigen sollen.¹⁰ Da die

7 Vgl. BGBl. I Nr. 28 vom 28.07.2022, S. 1237.

8 Vgl. BGBl. I Nr. 28 vom 28.07.2022, S. 1325.

9 Vgl. BGBl. I Nr. 28 vom 28.07.2022, S. 1214.

10 Vgl. hierzu das Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land (vgl. BGBl. I Nr. 28 vom

se jedoch nicht Gegenstand des ersten Beitrags von Hennig/Ekardt et. al. waren, der durch den vorliegenden Beitrag aktualisiert und ergänzt werden soll, werden sie vorliegend nicht näher besprochen.

C. Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021 n.F. und EEG 2023)

I. Allgemeine Änderungen mit Auswirkungen auf mehrere Energieträger¹¹

1. Neuregelung zur „zeitlichen Transformation“

Es wurde ein neuer § 1a EEG 2023 ins Gesetz aufgenommen, der den Normtitel „Zeitliche Transformation“ trägt. Hierin wird das Ziel festgeschrieben, dass nach der Vollendung des Kohleausstiegs die Treibhausgasneutralität der Stromversorgung „angestrebt“ wird.

Ab diesem Zeitpunkt soll – und dies wird nunmehr ausdrücklich im EEG-Zielkanon verankert – der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien dabei „marktgetrieben“ erfolgen, weswegen keine weiteren Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine für die Zeit nach der angestrebten Vollendung des Kohleausstiegs im EEG 2023 mehr festgeschrieben werden. Zudem wird erklärt, dass Neuanlagen mit gesetzlicher Förderung außerhalb der Ausschreibung nach Vollendung des Kohleausstiegs de facto keine Förderung mehr erhalten sollen bzw. entsprechende Zahlungen auf ein entsprechendes Niveau begrenzt werden sollen. Die diesbezüglichen weiteren Entwicklungen sollen fortlaufend evaluiert werden. Bis zum 31.03.2024 soll die Bundesregierung zudem einen Vorschlag vorlegen, wie die Finanzierung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien nach der Vollendung des Kohleausstiegs erfolgen soll.

2. Änderungen bei der Bürgerenergie

Änderungen gegenüber dem Regierungsentwurf haben sich insbesondere bei den Neuregelungen für Bürgerenergieprojekte ergeben.

So wird – anders als im E-EEG 2023 zunächst angedacht – die Bürgerenergie-Privilegierung nicht nur auf Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen), sondern auf alle Solaranlagen (also auch auf die Aufdachanlagen des zweiten Segments) ausgeweitet, vgl. § 22 Abs. 3 EEG 2023.

Zudem fällt die im EEG 2023 vorgesehene Verschärfung der Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften i. S. v. § 3 Nr. 15 EEG 2023 im Ergebnis etwas milder aus, als noch im Entwurf vorgesehen: Zwar wurde die Erhöhung der stimmberechtigten Mitglieder/Anteilseigner von 10 (EEG 2021) auf 50 beibehalten, allerdings wird hinsichtlich der 75% der stimmberechtigten natürlichen Personen nicht mehr auf den Hauptwohnsitz in der Stadt/dem Landkreis (E-EEG 2023), sondern auf irgendeine gemeldete Wohnung in einem Postleitzahlengebiet, das im Umkreis von 50 Kilometern liegt, abgestellt. Dabei wird für die Messung des 50-Kilometer-Radius vorgegeben, dass bei Solaranlagen vom äußeren Rand der Anlage und bei Windenergieanlagen von der Turmmitte zu messen ist. Dadurch soll es den Bürgerinnen und Bürgern, die in bevölkerungsarmen Gegenden leben, erleichtert werden, sich am Ausbau der erneuerbaren Energien zu beteiligen. Zugleich sollen so auch Projekte, die sich an einer Landkreisgrenze befinden, besser und leichter umsetzbar sein.¹²

28.07.2022, S. 1353) sowie das Vierte Gesetz zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes (vgl. BGBl. I Nr. 28 vom 28.07.2022, S. 1362).

11 Der entsprechende Abschnitt befindet sich in Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195, 196–198.

12 So etwa der BEE in seiner Stellungnahme im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, vgl. Ausschuss-Drs. 20(25)74, S. 30.

Was die kommunale Beteiligung betrifft, so ist diese nicht mehr nur auf kommunale Gebietskörperschaften beschränkt, sondern wird auch deren rechtsfähigen Zusammenschlüssen ermöglicht. Ohne diese Erweiterung wäre die kommunale Beteiligungsmöglichkeit zu eng gefasst gewesen.¹³

Zudem ist nach dem EEG 2023 die Beteiligung von komplexeren Gesellschaftsstrukturen möglich. Für die tatsächliche Einflussnahmemöglichkeit der Stimmrechte genügt es, wenn eine Gesellschaft, die eine andere zu 100% hält, diese Anforderungen erfüllt. Im Gegensatz zum E-EEG 2023 kommt es dann auf die gehaltene Gesellschaft selbst nicht an. So soll künftig auch der Fall erfasst sein, dass lediglich eine Muttergesellschaft die Voraussetzungen einer Bürgerenergiegesellschaft erfüllt und allein sämtliche Stimmrechte an einer Tochtergesellschaft hält, bei der dies für sich genommen nicht der Fall ist.¹⁴

Eine gewisse Erleichterung wurde zudem bei den Sperrfristen hinsichtlich anderer Projektbeteiligungen vorgenommen: Um in den Genuss der Privilegierung für Bürgerenergiegesellschaften zu kommen, dürfen weder die Bürgerenergiegesellschaft noch ihre stimmberechtigten Mitglieder/Anteilseigner – sofern sie juristische Personen sind, für natürliche Personen gilt diese Einschränkung also nicht mehr! – oder die mit ihnen verbundenen Unternehmen, für einen gewissen Zeitraum Windenergieanlagen an Land bzw. Solaranlagen des jeweils entsprechenden Segments in Betrieb genommen haben bzw. künftig betreiben. Als Sperrfrist sah das E-EEG 2023 zunächst fünf Jahre vor, dies ist in § 22b Abs. 1 Nr. 3 bzw. Abs. 2 Nr. 2 EEG 2023 sowie in § 22b Abs. 5 EEG 2023 nunmehr auf jeweils drei Jahre verkürzt worden.¹⁵

3. Änderungen bei der Kommunalbeteiligung

In § 6 Abs. 1 EEG 2023 wurde ein neuer Satz 1 ergänzt, in dem explizit klargestellt wird, dass Anlagenbetreiber den betroffenen Gemeinden eine finanzielle Beteiligung nicht nur anbieten *dürfen*, sondern dies auch *sollen*. Es handelt sich aber auch weiterhin nicht um eine gesetzliche Verpflichtung, weswegen die Änderung eher rhetorischen Charakter hat.

4. Änderungen an der Sanktionssystematik

In § 52 EEG 2023 wurde ein neuer Absatz 1a aufgenommen, in dem klargestellt wird, dass die künftig bei bestimmten Verstößen gegen Pflichten nach dem EEG zu leistenden Strafzahlungen als Einnahme zu Gunsten des EEG-Kontos zu behandeln ist und damit direkt der Senkung des – künftig aus dem Bundeshaushalt bereitgestellten¹⁶ – EEG-Finanzierungsbedarfs dient (und nicht etwa den die Pönalen vereinnahmenden Netzbetreibern zu Gute kommt).¹⁷

5. Anpassungen der technischen Vorgaben

§ 9 des EEG enthält traditionell verschiedene technische Vorgaben für Anlagen aller Energieträger. Hier wird zunächst bereits mit Artikel 1 EEGÄndG über einen neuen § 9 Abs. 2a EEG 2021 n.F. klargestellt, dass ab dem Einbau eines intelligenten Messsystems auch solche Anlagen den allgemeinen Anforderungen der Absätze 1 bis 1b genügen müssen, die noch vor dem Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, zu dem der „Roll-Out“ intelligenter Messsysteme für Erzeugungsanlagen beginnt. Diese Klarstellung ist begrüßenswert, da sich die Rechtsfolge bislang nicht eindeutig aus dem Gesetz ergeben hat.

13 In diesem Sinne die Stellungnahme des Deutschen Städtetags im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)64, S. 2 und die Stellungnahme des VKU im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)73, S. 10 f.

14 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 30.

15 Vgl. zur Begründung BT-Drs. 20/2656, S. 32.

16 Siehe hierzu Abschnitt C.V..

17 Vgl. zur Begründung BT-Drs. 20/2656, S. 36.

Eine entscheidendere Änderung bringt zudem das EEG 2023: Nach § 9 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 müssen Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 25 Kilowatt, die vor dem Zeitpunkt des offiziellen Startschusses für den „Roll-Out“ in Betrieb genommen werden, ihre Anlagen entweder mit technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung ausstatten oder die Wirkleistungseinspeisung auf 70% der installierten Leistung begrenzen. Diese Pflicht wird im EEG 2023 ersatzlos gestrichen – allerdings nur für Anlagen, die ab 2023 in Betrieb genommen werden. Der Gesetzgeber begründet dies damit, dass Netzbetreiber bislang die Wirkleistungsbegrenzung bei der Netzausbauplanung berücksichtigt hätten. Eine rückwirkende Aufhebung könne „unabsehbare Folgen“ für den Netzbetrieb haben. Ferner solle die „knappe Ressource“ Fachkräfte für die Neuinstallation von Anlagen und nicht dafür genutzt werden, die Wirkleistungsbegrenzung aufzuheben.¹⁸ Auch wenn eine Ausweitung der Regelung auf Bestandsanlagen wünschenswert gewesen wäre, ist die Aufhebung der Pflicht zur künstlichen Drosselung der regenerativen Erzeugungsleistung sehr zu begrüßen.

6. Anpassungen bei Netzanschlussbegehren

Weitreichende Änderungen im weiteren Gesetzgebungsverfahren hat auch § 8 EEG 2021, der den Netzanschluss von EE-Anlagen regelt, erfahren.

Hervorzuheben ist dabei insbesondere § 8 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2021 n. F. Danach müssen Netzbetreiber Anschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen, nachdem diese wiederum die angeforderten Informationen aus ihrem Verantwortungsbereich übermittelt haben, mitteilen, ob die Anwesenheit des Netzbetreibers beim Netzanschluss erforderlich ist. Hält der Netzbetreiber im Fall von Anlagen nach § 8 Abs. 1 S. 2 EEG 2021 die Anwesenheit „ausnahmsweise“ für erforderlich, so ist dies „einfach und verständlich anhand des Einzelfalls“ zu begründen. Dies betrifft Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW (im Folgenden auch „Kleinanlagen“). Die Neuregelung begründet für solche Anlagen demnach implizit ein Regel-Ausnahme-Verhältnis: In der Regel ist demnach die Anwesenheit des Netzbetreibers beim Netzanschluss nicht erforderlich. Nur im Einzelfall darf der Netzbetreiber seine Anwesenheit zur Voraussetzung machen. Dies muss er aber anhand dieses Einzelfalls begründen.¹⁹

§ 8 Abs. 6 S. 2 EEG 2021 n. F. enthält dann die Rechtsfolge für den Fall, dass der Netzbetreiber die Information über die Notwendigkeit der Anwesenheit nicht rechtzeitig übermittelt: In diesem Fall können die Kleinanlagen ohne Anwesenheit des Netzbetreibers in Betrieb genommen werden. Dabei müssen aber selbstverständlich die für die Einhaltung des Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen eingehalten werden, es ist also insbesondere § 10 Abs. 2 EEG 2021 zu beachten.

Da die Neuregelungen in § 8 Abs. 6 EEG 2021 n. F. enthalten sind, scheint es gut vertretbar, dass sie jedenfalls immer dann gelten, wenn die erforderlichen Informationen im Sinne des § 8 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 EEG 2021 durch den Anlagenbetreiber nach Inkrafttreten von Artikel 1 EEGÄndG übermittelt worden sind. Denn in diesem Fall hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, die neu eingeführte Pflicht zu beachten. Übergangsregelungen sind hingegen nicht vorgesehen. Insbesondere gilt keine „Schonfrist“ o. ä. für die Umstellung der internen Prozesse der Netzbetreiber. Vielmehr hat der Gesetzgeber offenbar die Notwendigkeit gesehen, Netzanschlussverfahren für Kleinanlagen so schnell wie möglich zu vereinfachen und zu beschleunigen. Hätte er keine unmittelbare Anwendbarkeit gewollt, so hätte die Änderung auch in Artikel 2 EEGÄndG, der erst zum 01.01.2023 in Kraft tritt, verankert werden können.

In jedem Fall gelten die neuen Bestimmungen für Netzanschlussbegehren, die nach Inkrafttreten der Regelung erstmals gestellt werden.

Ab dem 01.01.2025 ist in einem neuen § 8 Abs. 7 EEG 2021 n. F. für Netzanschlussbegehren bei Kleinanlagen dann eine gänzlich neue Systematik vorgesehen, die den Netzanschluss für Kleinanlagen erleichtern sollen. Netzbetreiber müssen ab diesem Zeitpunkt zum einen auf ihrer Internetseite umfangreiche allgemeine Informationen zum Ablauf eines Netzanschlussbegehrens und den einzureichenden Unterlagen bereitstellen, über das Netzanschlussbegehren gestellt und die erforderlichen Informationen übermittelt werden können. Format und Inhalte der Webportale der verschiedenen Netzbetreiber sind dabei „möglichst weitgehend“ zu vereinheitlichen. Durch diese „Digitalisierung und Standardisierung“ soll der Netzanschlussprozess im Massengeschäft der Kleinanlagen vereinfacht und beschleunigt werden.²⁰ Um den Netzbetreibern die Anpassung ihrer IT-Systeme und internen Prozesse zu ermöglichen, ist eine Übergangsfrist bis 01.01.2025 vorgesehen. Es bleibt zu hoffen, dass diese Übergangsfrist nicht ausgereizt, sondern die Vereinheitlichung der Verfahren möglichst schnell vorangetrieben wird. Dies dürfte im Interesse aller Beteiligten liegen, wie der (im Jahr 2022 schwer nachvollziehbare) Hinweis des Gesetzgebers auf die „Schwierigkeit von unleserlich ausgefüllten Formularen“ zeigt.²¹

Ergänzend wurde in § 85 Abs. 1 Nr. 3 lit. a EEG 2021 n. F. eine neue Überwachungsaufgabe der Bundesnetzagentur eingeführt, nach der diese künftig auch die Aufsicht über die Umsetzung der Netzanschlussregelungen durch die Netzbetreiber überwachen darf. Diese Stärkung der Aufsichtsbefugnis solle ergänzend zur Beschleunigung von Netzanschlüssen beitragen.²²

II. Änderungen für die Solarenergie²³

Im Bereich der Solarenergie waren bereits im ersten Regierungsentwurf zahlreichen Änderungen enthalten. Nunmehr ist dieser Bereich auch am stärksten von Änderungen während des weiteren Gesetzgebungsverfahrens betroffen.

1. Änderungen an der Vergütungssystematik für Aufdachanlagen ab 2022

Für Aufdachanlagen, die noch im Jahr 2022 (und danach) in Betrieb genommen werden, waren bereits im Regierungsentwurf verschiedene Neuerungen enthalten. Diese wurden nunmehr im Gesetzgebungsverfahren noch einmal an verschiedenen Stellen modifiziert.

So sind hier nunmehr die anzulegenden Werte für Aufdachsolaranlagen, die nach dem 29.07.2022 in Betrieb genommen worden sind, von (je nach Anlagengröße) 5,36 bis 6,93 ct/kWh auf 6,20 bis 8,60 ct/kWh angehoben worden, § 100 Abs. 14 S. 1 EEG 2021 n. F..

Gleichzeitig wurde auch die Privilegierung für neu in Betrieb genommene Aufdachanlagen, die den erzeugten Strom vollständig einspeisen (sog. Volleinspeisebonus), noch einmal angepasst: Für solche Anlagen erhöht sich der anzulegende Wert nach § 100 Abs. 14 S. 2 EEG 2021 n. F. um weitere (je nach Anlagengröße) 3,20 bis 4,80 ct/kWh weniger stark als zunächst vorgesehen (§ 100 Abs. 14 E-EEG 2021: 4,04 bis 6,87 ct/kWh).

Gestrichen wurde zudem die noch im Regierungsentwurf vorgesehene und erst einmal bürokratisch sehr aufwändig anmu-

²⁰ BT-Drs. 20/2656, S. 22 f.

²¹ BT-Drs. 20/2656, S. 23.

²² BT-Drs. 20/2656, S. 26.

²³ Der entsprechende Abschnitt befindet sich in Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195, 198–202.

¹⁸ Vgl. BT-Drs. 20/2656, S. 31 f.

¹⁹ Vgl. BT-Drs. 20/2656, S. 21 f.

tende Verpflichtung, für die Inanspruchnahme der neuen Fördersätze eine spezielle Mitteilungs- und Beschaffungsreihenfolge gegenüber dem Netzbetreiber einzuhalten. Insbesondere sollte der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber explizit mitteilen, dass er die neuen Fördersätze zur Kenntnis genommen hat und sich erst auf dieser Grundlage zur Anschaffung einer Solaranlage entschieden hat (weswegen die Bestellung der Anlage auch erst nach der Mitteilung erfolgen durfte). Hierzu ist jedoch zu erwähnen, dass diese Verpflichtung beihilferechtlich eigentlich vorgesehen ist und es daher etwas erstaunt, dass der Gesetzgeber sie aus der Regelung gestrichen hat (wenn dies auch aus Gründen der Bürokratievermeidung sicher begrüßenswert ist). Zumindest für Unternehmen i. S. v. Art. 107 Abs. 1 AEUV ist die Mitteilungspflicht aus europarechtlicher Sicht indes wohl erforderlich, eine Beschränkung auf Unternehmen wäre anstelle einer Streichung daher möglich gewesen.²⁴ So verbleibt hier letztlich eine gewisse Unsicherheit, ob diese Neufassung der Regelung die beihilferechtliche Prüfung der EU-Kommission passieren wird. Wohl auch vor diesem Hintergrund wird indes in der Begründung ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Regelung unter dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt steht.²⁵

Zudem wurde in § 100 Abs. 14 S. 3 EEG 2021 n.F. nunmehr eine neue explizite Regelung zum Betrieb zweier Solaranlagen in verschiedenen „Vergütungsmodi“ aufgenommen: Hiernach soll – wie bislang – grundsätzlich die Anlagenzusammenfassungsregelung des § 24 EEG 2021 für die Bestimmung der Vergütungsschwellen zur Anwendung kommen. Neu hinzugetreten ist jedoch eine Regelung, die besagt, dass unter bestimmten Voraussetzungen der Anlagenbetreiber bestimmen kann, dass mehrere Solaranlagen getrennt voneinander zu betrachten sind und den unterschiedlichen Vergütungsmodi (Überschusseinpeisung mit „Grundvergütung“ einerseits; Volleinspeisung mit „Vergütungsbonus“ andererseits) zugeordnet werden können.²⁶ Die Anlagen müssen hierfür auf/an/in demselben Gebäude angebracht sein, der Strom über getrennte Messeinrichtungen abgerechnet werden und der Anlagenbetreiber muss den Netzbetreiber innerhalb bestimmter Fristen darüber informieren, für welche der beiden Anlagen er den Volleinspeisetarif erhalten will. So sollte es ausdrücklich ermöglicht werden, dass ein Anlagenbetreiber eine Volleinspeiseanlage mit einer dezentral genutzten Anlage (Überschusseinpeisung mit Eigenversorgung oder Vor-Ort-Belieferung Dritter) auf derselben Dachfläche kombiniert. Eine fiktive Zusammenrechnung der Leistungen der beiden Teil-Anlagen zur Bestimmung der Leistungsschwellenwerte findet in diesem Fall ausdrücklich nicht statt (die höheren niedrigen Leistungsschwellen können also „zweimal“ angewendet werden). In der Begründung wird hierzu ergänzend ausgeführt, dass die Begrenzung auf zwei auf derselben Dachfläche errichteten Anlagen hierbei bewusst gewählt wurde, um „Missbrauch zu verhindern“. Die Festlegung, welche der Anlagen als Volleinspeise- und welche als Teileinspeiseanlage betrieben und abgerechnet werden soll, kann dabei kalenderjährlich geändert werden. Zu beachten ist hierbei jedoch in jedem Fall die Anforderung der getrennten Messung der Anlagen.²⁷ Die kurzfristig eingeführte Neuregelung wirft jedoch auch verschiedene systematische und praktische Fragen auf, die in der Rechtsanwendung erwartbar zu neuen Unsicherheiten führen dürften

und letztlich in der Praxis zu lösen sind, z. B. hinsichtlich einer möglichen späteren Zuordnung beider Anlagen zu demselben Vergütungsmodus, der erforderlichen Belegenheit auf demselben Gebäude (da dieser Begriff nicht immer restlos klar ist und auch Konstellationen denkbar sind, in denen die Beschränkung auf dasselbe Gebäude zu erheblichen und willkürlich wirkenden Ungleichbehandlungen führen könnte) oder hinsichtlich des Zusammenspiels mit dem sogenannten „Modulanlagenbegriff“ nach § 3 Nr. 1 EEG 2021.

§ 100 Abs. 14 EEG 2021 n.F. gilt übergangsweise bis zum 31.12.2022. Für danach in Betrieb genommene Anlagen gilt künftig § 48 EEG 2023, der jedoch in § 48 Abs. 2a EEG 2023 eine inhaltsgleiche Regelung zum Volleinspeisebonus und der Aufteilungsoption vorsieht (allerdings mit einer anderen Einteilung der Anlagengrößen und anderen Erhöhungen des anzulegenden Wertes: Statt der noch in § 48 Abs. 2a E-EEG vorgesehenen Erhöhung um 2,74 bis 6,87 ct/kWh, beträgt diese im beschlossenen EEG 2023 leistungsabhängig lediglich 1,90 bis 4,80 ct/kWh). Die neue Grundsystematik in der Förderung von Aufdachsolaranlagen wird also im EEG 2023 beibehalten. Ob sie wirklich zu der angestrebten zunehmenden Beschleunigung und Vollbelegung von Solardächern führen wird, bleibt abzuwarten.

2. Änderung beim Mieterstrom

Während der Gesetzentwurf der Bundesregierung noch keinerlei Veränderungen an den Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag vorsah, ist nunmehr die Begrenzung auf Anlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW weggefallen, sodass auch größere Solaranlagen von § 21 Abs. 3 EEG 2023 erfasst sind. Ob diese Änderung allein ausreichen wird, die aktuellen vielfältigen Hürden für Mieterstromprojekte wirkungsvoll zu adressieren und ihnen effektiv entgegenzuwirken, bleibt aber wohl abzuwarten.

3. Änderungen bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments (und Innovationsausschreibung)

Noch für die restlichen Ausschreibungen im Jahr 2022 wurden verschiedene kurzfristige Anpassungen im EEG 2021 n.F. vorgenommen:

- So wurden in § 28a EEG 2021 n.F. zwei neue Absätze angefügt, in denen ein neuer Anpassungsmechanismus für die Ausschreibungsvolumina für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments in den Ausschreibungsrunden November bzw. Dezember 2022 etabliert wird. Hiermit sollte der Wettbewerb in diesen Ausschreibungsrunden gesichert werden, da aufgrund der starken Erhöhung der Ausschreibungsvolumina teilweise eine Unterzeichnung zu beobachten gewesen sei. Daher soll das Ausschreibungsvolumen in den genannten Ausschreibungsrunden nunmehr dynamisch auf Basis vorhergehender Gebotsmengen berechnet werden.²⁸
- Zudem wurde nunmehr in § 28c Abs. 1 EEG 2021 n.F. der zweite Gebotstermin für die Innovationsausschreibung im Jahr 2022 vom 01.08. (nach EEG 2021 a.F.) bzw. 01.10. (E-EEG 2021) auf den 01.12.2022 verschoben, um die beihilferechtliche Genehmigung hinsichtlich der vorgesehenen Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie abzuwarten.²⁹ Des Weiteren wurde ab dem Jahr 2023 das Ausschreibungsvolumen für die Innovationsausschreibung jährlich um zusätzliche 200 MW angehoben (vgl. § 28e Abs. 2 EEG 2023). Dies entspreche dem gesetzgeberischen Willen, insbesondere für den Zubau von Anlagenkombinationen mit Speichern einen erhöhten Anreiz zu setzen, um

24 So auch die Stiftung Umweltrecht in ihrer Stellungnahme im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)79, S. 10 f. BT-Drs. 20/2656, S. 28.

25 Dafür plädierte etwa der Deutsche Städtebund in seiner Stellungnahme im Ausschuss für Klimaschutz und Energie mit der Begründung, zuvor geförderte Kombinationen Eigenverbrauch/Resteinspeisung und innovative Ideen würden ansonsten übermäßig benachteiligt, Ausschuss-Drs. 20(25)64, S. 4.

27 Vgl. zu alledem BT-Drs. 2656, S. 35 f.

28 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 24.

29 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 24 f.

die Systemintegration der erneuerbaren Energien zusätzlich zu unterstützen.³⁰

Für die Ausschreibungen ab 2023 enthält das EEG 2023 zudem einige weitere Änderungen gegenüber dem ursprünglichen Regierungsentwurf:

- Für Solaranlagen des ersten Segments hat sich die Flächenkulisse gegenüber dem Regierungsentwurf noch einmal etwas verändert. So war hinsichtlich der sogenannten Seitenrandstreifen schon im E-EEG 2023 vorgesehen, dass der 15-Meter-Korridor innerhalb der förderfähigen Fläche entfallen solle. Im beschlossenen § 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 lit. c sublit. aa EEG 2023 ist nunmehr zusätzlich der Seitenstreifen von 200 auf 500 Meter verbreitert worden.³¹
- Hinsichtlich der besonderen Solaranlagen ist im Gesetzgebungsverfahren ein weiterer Typus geschaffen worden: Neben Agri-, Parkplatz- und Moor-PV gibt es nunmehr in § 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 lit. c EEG 2023 auch Grünland-PV.³² Dabei soll es sich um Flächen handeln, die neben der Errichtung bzw. dem Betrieb der Solaranlagen gleichzeitig landwirtschaftlich als Dauergrünland genutzt werden. Bestimmte Flächen sind jedoch ausgeschlossen (Moorboden, Natura-2000-Gebiet i. S. v. § 7 Abs. 1 Nr. 8 BNatSchG, Lebensraumtyp nach Anhang I der RL 92/43/EWG). Das Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen bzw. die Prüfung der entsprechenden naturschutzfachlichen Ausschlusskategorien muss bei Geboten für Grünland-Anlagen per Eigenerklärung nachgewiesen werden.
- Eine weitere Änderung gab es im Gesetzgebungsverfahren für schwimmende Solaranlagen (sogenannte Floating-PV): Nachdem im Entwurf zum Wasserhaushaltsgesetz (E-WHG) zunächst in § 36 Abs. 3 noch ein Mindestabstand solcher Anlagen zum Ufer von 50 Metern vorgesehen war, ist das nunmehr mit Art. 12 EEGÄndG tatsächlich beschlossene WHG mit nur 40 Metern etwas weniger einschränkend.³³ Bei der ebenfalls vielfach kritisierten Vorgabe, dass die Anlage nicht mehr als 15% der Gewässerfläche bedecken darf, ist es jedoch geblieben.
- Zuletzt wurden in den Regelungen für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung (vgl. §§ 38, 38a EEG 2023) verschiedene kleinere Änderungen vorgenommen. So entfällt z. B. die Angabe, inwieweit es sich bei der Projektfläche (nicht) um bauliche Anlagen handelt. Zudem wird durch eine leichte Umstellung der Regelungen zur sogenannten Bieterkontinuität klargestellt, dass der Bieter zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme – und nicht mehr zwingend auch zum Zeitpunkt der Antragstellung auf Zahlungsberechtigung – Betreiber der Solaranlage gewesen sein muss.
- Bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments haben sich im Wesentlichen die Gebotstermine von zwei auf drei pro Jahr erhöht, um den Ausbau gleichmäßiger über das Jahr zu verteilen.³⁴ Damit einher geht eine andere Verteilung, sodass die Termine nun der 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober sind, vgl. § 28b Abs. 1 EEG 2023. Zudem wurde in § 28b Abs. 3 EEG 2023 eine Regelung ergänzt, nach der größere Aufdachprojekte von Bürgerenergiegesellschaften (die nach den oben dargestellten

Änderungen nun ebenfalls ausschreibungsfrei umgesetzt werden können) künftig von den Ausschreibungsvolumina abgezogen werden.

4. Änderungen bei der gesetzlichen Förderung von Solaranlagen

Auch für die gesetzliche Förderung von Solaranlagen (vgl. § 48 EEG 2023) hat sich einiges geändert:

- So wurde im Gesetzgebungsverfahren eine gänzlich neue förderfähige Anlagenkategorie eingeführt. So sind künftig auch Solaranlagen förderfähig, die auf Grundstücken errichtet werden, auf denen ein Wohngebäude steht, das nicht für die Belegung mit Solaranlagen geeignet ist (z. B. aufgrund des Denkmalschutzes oder eines Reetdaches). Die Regelung findet jedoch nur im Innenbereich nach § 34 BauGB Anwendung, Grundstücke im Außenbereich bleiben hiervon also ausgeschlossen. Zudem sind die hiernach förderfähigen Anlagen der Fläche (maximal Grundfläche des Wohngebäudes) und der Leistung nach (maximal 20 kW) begrenzt. Für die Anlagen der neuen Förderkategorie wird hierbei jedoch nicht die erhöhte Aufdachvergütung ausbezahlt, sondern sie entspricht der Kategorie der Freiflächenanlagen sowie der sonstigen baulichen Anlagen.
- Zudem wurden in der gesetzlichen Förderung die gleichen Änderungen an der Flächenkulisse vorgenommen wie im Rahmen der Ausschreibung, namentlich die Erweiterung des förderfähigen Seitenrandstreifens auf 500 Meter sowie die Neueinführung der „besonderen“ Anlagenkategorie der Grünland-PV (siehe zu beidem oben).
- Zudem wurde die Erweiterung der Bürgerenergie-Privilegierung durch Solaranlagen des zweiten Segments bei der Bestimmung des anzulegenden Wertes für gesetzlich geförderte Anlagen mit Leistung über 1 MW in § 48 Abs. 1a S. 2 EEG 2023 gespiegelt. Auch hier bestimmt sich der anzulegende Wert künftig nach dem Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots für Solaranlagen ebendieses Segments in dem der Inbetriebnahme vorangegangenen Kalenderjahr.
- Für Betreiber von Aufdachanlagen wurden die anzulegenden Werte – parallel zu den noch für 2022 erfolgten Änderungen (siehe oben) – noch einmal angepasst, indem die „Grundvergütungssätze“ gegenüber dem E-EEG 2023 angehoben und der sogenannte Volleinsspeisebonus etwas abgesenkt wurde (vgl. § 48 Abs. 2 und 2a EEG 2023). Zudem wurde auch hier die Neuregelung zur modifizierten Anwendung der Anlagenzusammenfassungsverordnung ergänzt, wie sie auch für im Jahr 2022 in Betrieb genommene Aufdachanlagen eingeführt wurde (siehe oben).

III. Änderungen für die Windenergie³⁵

Für Windenergieanlagen an Land, die vor dem 29. Juli 2022 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben, sieht ein neu eingefügter § 100 Abs. 15 EEG 2021 n. F. die Möglichkeit vor, dass die Bundesnetzagentur auf (formlosen) Antrag die Realisierungsfrist einmalig um sechs Monate verlängert. Hiermit sollen insbesondere pandemie- und kriegsbedingten Lieferengpässen im Anlagenbau Rechnung getragen werden. Zu beachten ist hierbei allerdings, dass lediglich die Realisierungsfrist im engeren Sinne verlängert wurde, nach deren Ablauf der Zuschlag erlischt. Nicht verlängert wurde jedoch die Frist für die Beginn des Vergütungszeitraums (vgl. § 36i EEG 2021) sowie die Pönalfristen (vgl. § 55 Abs. 1 EEG 2021), weswegen in wirtschaftlicher Hinsicht nach wie vor ein starker Anreiz bestehen dürfte, die Anlagen so schnell

30 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 33.

31 So gefordert in der Stellungnahme des BfW im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)69, S. 45, für eine Ausweitung zur Milderung des „Flächenkorsetts“ auch der BEE in seiner Stellungnahme im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)74, S. 14 f.

32 So vorgeschlagen in der Stellungnahme des BfW im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)69, S. 43 f.

33 Die Einschränkung monierend auch der BfW in seiner Stellungnahme im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)69, S. 48 und der VKU in seiner Stellungnahme im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Ausschuss-Drs. 20(25)73, S. 27.

34 BT-Drs. 20/2656, S. 32.

35 Der entsprechende Abschnitt befindet sich in Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195, 202–203.

wie möglich zu realisieren.³⁶ Durch diese Regelungstechnik wird die entlastende Wirkung der Fristverlängerung – die immerhin Erschwernisse in der Projektrealisierung abfedern soll, die seitens der Projektierer und Anlagenbetreiber bei Gebotsabgabe weder vorherzusehen, noch zu beeinflussen waren – aber freilich ein Stückweit neutralisiert bzw. konterkariert.

Die beschlossenen Änderungen an den Regelungen für die Windenergie ab 2023 sind gegenüber dem E-EEG 2023 quantitativ eher überschaubar, könnten teilweise im Detail aber durchaus praktisch bedeutsam werden:

- Zum ersten sind hier die allgemein gültigen Änderungen bei der Kommunalbeteiligung und der Bürgerenergie zu nennen (siehe oben), die sich im Windbereich natürlich in besonderem Maße auswirken.
- Zum Zweiten wurde (soweit ersichtlich ohne weitere Begründung in den Gesetzgebungsmaterialien) in § 28 EEG 2023 ein neuer Absatz 3a eingefügt, in dem geregelt wird, dass die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land um bis zu 30 Prozent erhöhen kann, wenn im vorangegangenen Kalenderjahr der Ausbaupfad für Solaranlagen oder der gesetzlich vorgesehene Strommengenpfad unterschritten worden ist oder der Bruttostromverbrauch schneller gestiegen ist, als bei Berechnung der Ausbauziele zugrunde gelegt. Diese Regelung wird „gespiegelt“ durch die Möglichkeit der Bundesnetzagentur, das Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land um bis zu 30 Prozent zu verringern, wenn die entsprechenden Voraussetzungen mit „umgekehrten Vorzeichen“ vorliegen. Diese unmittelbare Verknüpfung der Ausbaupfade der verschiedenen Technologien stellt ein Novum dar und es erstaunt umso mehr, dass sich in den entsprechenden Drucksachen keine Begründung hierzu findet.
- Die besonderen Regelungen zur sogenannten Südquote werden nunmehr insgesamt aufgehoben (vgl. die Streichung von § 36d EEG 2021 im EEG 2023). Bislang konnten die Regelungen zur Bevorzugung der Südregion wegen fehlender beihilferechtlicher Regelung ohnehin nicht angewendet werden. Stattdessen wurde mit dem EEG 2023 – neben den erhöhten Ausschreibungsvolumina – ein neuer Gütefaktor für besonders windschwache Standorte in der Südregion eingeführt (so bereits im E-EEG 2023 vorgesehen). Diese neue Fördersystematik sei auch beihilferechtlich besser genehmigungsfähig.³⁷
- Eine weitere Neuregelung wurde in § 85a Abs. 2a EEG 2023 eingeführt. Hiernach kann die Bundesnetzagentur mittels einer Festlegung den Ausschreibungshöchstwert nach § 36b EEG 2023 für Ausschreibungen im Folgejahr um bis zu 10% erhöhen, wenn die für die Windenergie maßgeblichen Rohstoffpreise – insbesondere etwa die Stahlpreise – im Vorjahr insgesamt um mehr als 15% gestiegen sind. Hiermit sollen unvorhergesehene Marktentwicklungen und Lieferkettenproblemen abgefangen werden können.³⁸
- Zuletzt wurde für Kleinanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW der neue Korrekturfaktor für windschwache 50-Prozent-Standorte auch für Anlagen im gesamten Bundesgebiet pauschal für anwendbar erklärt (nicht nur in der Südregion, wie für sonstige Windenergieanlagen), um deren höheren Stromgestehungskosten besser abzubilden, vgl. § 46 Abs. 3 EEG 2023.³⁹

IV. Änderungen für Biomasse⁴⁰

Für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse hat sich im parlamentarischen Beratungsprozess nicht viel verändert:

- Einzig die Ausschreibungstermine für Biomasseanlagen in den Jahren 2023 bis 2025 sind vom 1. März und 1. September auf 1. April und 1. Oktober verschoben worden, § 28c Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023.
- Ähnliches gilt für Biomethananlagen: Hier hat sich der erste Ausschreibungstermin des Jahres vom 1. März auf den 1. April verschoben (§ 28d Abs. 1 EEG 2023), während der zweite Termin am 1. September beibehalten wurde.

Die Anpassungen sollen der besseren unterjährigen Verteilung der Ausschreibungstermine für die unterschiedlichen Technologien und damit einer „effizienteren Ausnutzung“ der Ressourcen der Bundesnetzagentur dienen.⁴¹

V. Änderungen für dezentrale Energiekonzepte und gesetzliche Strompreisbestandteile⁴²

Die Umbenennung des Energie-Umlagen-Gesetzes (EnUG) ins Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) ist bereits oben angesprochen worden.

Eine entscheidende Änderung inhaltlicher Natur ist die endgültige Abschaffung der EEG-Umlage als Letztverbraucherumlage ohne Rückkehroption, ansonsten sind viele Regelungen gegenüber dem Regierungsentwurf unverändert geblieben. Die EEG-Umlage soll hingegen nicht mehr nur so lange nicht erhoben werden, wie die zur Verfügung stehenden Haushaltsmittel ausreichen. Vielmehr wurde die noch in § 10 Abs. 1 EnUG enthaltene Möglichkeit, die EEG-Umlage in einem solchen Fall wieder einzuführen, ersatzlos gestrichen. Für dezentrale Energiekonzepte oder Eigenverbrauch galt die EEG-Umlage schon nach dem Gesetzentwurf aufgrund der neuen Erhebungssystematik (Anknüpfung an Netzentnahme) dauerhaft nicht mehr, nun ist sie auch für Netzentnahmen dauerhaft und ohne Rückkehroption abgeschafft.

Weitere Änderungen – neben verschiedenen Neuerungen im Zusammenhang mit der Abrechnung und Kostenwälzung zwischen den beteiligten Netzbetreibern und der Bundesrepublik Deutschland – betreffen etwa die Regelung zu Grünem Wasserstoff in § 26 EnFG, in der nunmehr eine „Rückübertragung“ der Regelungen zu den Anforderungen an Grünen Wasserstoff in eine Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2023 geregelt wird. Bei der Umlagenbegrenzung für elektrisch betriebene Busse im Linienverkehr wurde zudem eine generelle Begrenzung auf den Rahmen sogenannter De-Minimis-Beihilfen aufgenommen (vgl. § 38 EnFG).

VI. Neues Ausschreibungssegment für Wasserstoffprojekte

Zusätzlich zu dem bereits im E-EEG 2021 geplanten neuen Ausschreibungssegment für sogenannte „innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung“ (vgl. §§ 28d, 39o, 88e EEG 2021 n.F.) wurde im Gesetzgebungsverfahren nunmehr noch ein weiteres neues Ausschreibungssegment ins EEG 2021 aufgenommen, namentlich die „Ausschreibungen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff“ (vgl. §§ 28e, 39p, 39q, 88f EEG 2021 n.F.). Beide neuen Ausschreibungssegmente werden auch im EEG 2023 fortgeführt. Ergänzend zu den Neuregelungen wurde in § 3 Nr. 27a EEG 2021 n.F. eine Legaldefinition des Begriffs „Grüner Wasserstoff“ aufgenommen, wobei diese in materieller Hinsicht im Wesentlichen auf

36 So ausdrücklich auch BT-Drs. 20/2656, S. 28 f.

37 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 25.

38 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 26.

39 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 34.

40 Der entsprechende Abschnitt befindet sich in Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195, 203–204.

41 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/2656, S. 33.

42 Der in Bezug genommene Abschnitt befindet sich in Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195, 204–206.

die Anforderungen einer Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 referenziert.

Das neue Ausschreibungssegment soll gezielt Anlagen zur Stromerzeugung aus Wasserstoff fördern, also anders als die schon im Regierungsentwurf enthaltenen Ausschreibungen für „innovative Konzepte“ keine Anlagenkombinationen erfassen, in denen Primärerzeugungsanlagen mit Einrichtungen zur Wasserstoffherstellung kombiniert werden, sondern erst bei der Stromerzeugung ansetzen. Hierbei wurde indes eine Regelung ergänzt, nach der ein etwaiger Zahlungsanspruch für Strom aus Grünem Wasserstoff nur für den Anteil der in einem Kalenderjahre erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von höchstens 10% der installierten Leistung der Anlage entspricht, vgl. § 39q EEG 2021 n. F.

Die neu eingeführten Ausschreibungen für Anlagen zur Stromerzeugung aus Grünem Wasserstoff sollen erstmalig zum 15.12.2023 sowie von 2024 bis 2026 jeweils zum 01.06. und zum 01.12. stattfinden. Die Förderung soll hier also zunächst bis zum Jahr 2026 befristet sein. Das jährliche Ausschreibungsvolumen soll 2023 800 MW, 2024 1000 MW, 2025 1200 MW und 2026 1400 MW betragen, wobei eine Nachholung der im Vorjahr nicht bezuschlagten Mengen vorgesehen ist, vgl. zu alledem § 28e EEG 2021 n. F.

In § 88f EEG 2021 n. F. findet sich die Verordnungsermächtigung, nach der die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrats die Ausschreibungen für die Stromerzeugung aus Grünem Wasserstoff näher konkretisieren kann. Ergänzend wurde in § 93 EEG 2021 n. F. die Verordnungsermächtigung zur Konkretisierung der Anforderungen an Grünen Wasserstoff wieder „reaktiviert“. Hiermit sollen insbesondere auch die Regelungen, die die EU-Kommission im derzeit in Finalisierung befindlichen Delegierten Rechtsakt zur Konkretisierung der EU-rechtlichen Anforderungen an Grünen Wasserstoff festlegen wird, berücksichtigt und umgesetzt werden.⁴³

Ob diese Regelungen in der Gesamtschau ausreichen, um den politisch angestrebten Markthochlauf von Grünem Wasserstoff auch wirklich effektiv anzureizen, bleibt abzuwarten. Jedenfalls die erwartbaren Einschränkungen bei der Projektgestaltung in der konkreten Verordnungsgestaltung sowie die Beschränkung der Förderoptionen auf eine recht restriktive Höchstbemessungsleistung lassen hieran vielerorts sicherlich gewisse Zweifel aufkommen.

D. Änderungen im WindSeeÄndG

Die für das WindSeeÄndG im Verhältnis zum Regierungsentwurf vorgesehenen Änderungen betreffen in erster Linie das Ausschreibungsdesign. Nach wie vor soll bei der Ausschreibung zwischen zentral voruntersuchten und nicht voruntersuchten Flächen unterschieden werden, allerdings wurden die Verfahren kurzfristig noch einmal stark verändert.

Während im Regierungsentwurf noch die Einführung von Differenzverträgen vorgesehen war, mit denen für zentral voruntersuchte Flächen die Finanzierungskosten der Windparks in Zeiten geringer Marktpreise kompensiert („positive“ Marktprämie wie aktuell üblich) und andersherum, in Zeiten hoher Marktpreise, über der gesetzlich vorgesehenen Renditeerwartung liegende Gewinne des Anlagenbetreibers abgeschöpft werden sollten („negative“ Marktprämie, die ein Novum gewesen wäre und insgesamt hoch umstritten ist), ist dieser Mechanismus in der Neufassung nun nicht mehr in dieser Form vorgesehen. Auch im EEG ist nunmehr keine Verordnungsermächtigung für eine „symmetrische“ Marktprämie mehr vor-

gesehen ist, womit das hoch umstrittene Thema „Contracts for Difference“ oder „negative Marktprämie“ vorerst wieder vom Tisch scheint. Für zentral voruntersuchte Flächen gelten künftig die §§ 50 ff. WindSeeÄndG n. F., das heißt es findet eine qualitative Bewertung und Bezuschlagung der Gebote nach einem Punktesystem statt.

Auch hat sich das Ausschreibungsdesign für nicht zentral voruntersuchte Flächen stark geändert: Ursprünglich sollte hier 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.⁴⁴ Diese Kriterien wurden modifiziert und gelten nunmehr ausschließlich für zentral voruntersuchte Flächen. Neu hinzugekommene Kriterien sind der Dekarbonisierungsgrad sowie der Beitrag zur Fachkräftesicherung (vgl. § 53 Abs. 1 WindSeeÄndG n. F.). Für nicht zentral voruntersuchter Flächen richtet sich die Ausschreibung gemäß den §§ 16-25 WindSeeÄndG n. F. nach einem dynamischen Gebotsverfahren. Danach erteilt die BNetzA zunächst auf jeder ausgeschriebenen Fläche dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert den Zuschlag (vgl. § 20 Abs. 1 WindSeeÄndG n. F.). Haben für eine Fläche mehrere Bieter Gebote mit einem Gebotswert von 0 Cent pro Kilowattstunde abgegeben, führt die Bundesnetzagentur für diese Fläche ein weiteres Gebotsverfahren durch (dynamisches Gebotsverfahren, vgl. § 21 Abs. 1 WindSeeÄndG n. F.).

Die Ausschreibung voruntersuchter Flächen soll jährlich zum Gebotstermin am 01.08., die nicht voruntersuchter Flächen zum Gebotstermin am 01.06. erfolgen (vgl. § 2a Abs. 3 und 4 WindSeeÄndG n. F.). Eine Senkung der Sicherheitsleistungen ist dabei nach wie vor nur für zentral voruntersuchte Flächen (Gebotsmenge multipliziert mit 100 Euro pro kW installierter Leistung, vgl. § 32 Abs. 1 WindSeeÄndG n. F.) vorgesehen, wohingegen die Sicherheitsleistung bei nicht zentral voruntersuchten Flächen erhöht bleibt (Gebotsmenge multipliziert mit 200 Euro pro kW installierter Leistung, vgl. § 52 Abs. 1 WindSeeÄndG n. F.).

E. Zwischenbilanz und Zuspitzung durch das LNG-Beschleunigungsgesetz

Bereits im ursprünglichen ZNER-Artikel wurde dargelegt, dass gemessen an der rechtsverbindlichen Pariser 1,5-Grad-Grenze aus Art. 2 Abs. 1 Paris-Abkommen ein Treibhausgas-Restbudget für Deutschland entweder gar nicht mehr oder nur noch in minimalem Umfang besteht. Auf dieser Basis wurde konstatiert, dass die geplanten Reformschritte im Energierecht zwar oft in die richtige Richtung weisen, jedoch dem verbindlichen Ziel weiterhin nicht gerecht werden. Diese Einschätzung bleibt angesichts der – wie gesehen – detailreichen, aber doch die grundsätzliche Ausrichtung keinesfalls klimapolitisch massiv nachschärfenden Ausrichtung der letztendlich im Gesetzgebungsverfahren zum Osterpaket gefundenen Form bestehen. Eine Verschärfung erfährt die Diagnose indes dadurch, dass parallel zum – wiewohl noch nicht ausreichenden, zu sehr auf den Stromsektor beschränkten und überdies noch zu wenig europäischen (dazu siehe den letzten Abschnitt) – Hochfahren der erneuerbaren Energien zugleich das Hochfahren einer neuen fossilen Brennstoffquelle in Aussicht steht in Gestalt von LNG⁴⁵:

⁴⁴ BT-Drs. 20/1634, S. 4.

⁴⁵ Dazu neben Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195 ff. und Ekardt/Bä-

⁴³ So ausdrücklich BT-Drs. 20/2656, S. 28.

Infolge sich reduzierender Gaslieferungen aus Russland droht in Deutschland bekanntermaßen eine Energiekrise. Die Bundesregierung möchte die wegfallenden Energiemengen nur sehr bedingt durch Einsparungen oder erneuerbare Energien und zu einem wesentlichen Teil durch den Import von Flüssigerdgas (Liquid Natural Gas, kurz LNG) ersetzen. Im Zentrum dieser Bemühungen steht das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG),⁴⁶ mit dem Genehmigungsverfahren für sowohl schwimmende als auch ortsfeste Anlagen sowie deren Anbindungsleitungen zum Gasfernleitungsnetz beschleunigt werden sollen (§ 1 Abs. 2 LNGG). Zugleich sieht das Gesetz vor, „dass die Genehmigungen für die LNG-Anlagen in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden. Ein Weiterbetrieb dieser Anlagen über diesen Zeitpunkt hinaus kann nur für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genehmigt werden“ (vgl. § 5 Abs. 2 LNGG)⁴⁷. Auch wurden bereits Maßnahmen zum Ausbau der LNG-Infrastruktur getroffen, wie die Bundesregierung in ihrem Zweiten Fortschrittsbericht skizziert.⁴⁸ Dazu gehört neben der Anmietung von mittlerweile vier schwimmenden LNG-Terminals (Floating Storage and Regasification Terminals, FSRU) über die Unternehmen RWE und Uniper auch die Planung von drei Landterminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade.

I. Überdimensionierter Ausbau, Hemmnis für grünen Wasserstoff, Klimafolgen

Kritik an der deutschen LNG-Politik entzündet sich bereits an ihrer Dimensionierung. Nach Ansicht des BMWK würden die geplanten LNG-Kapazitäten das russische Gasvolumen nicht überschreiten.⁴⁹ Wegen steigender Preise und sinkenden Bedarfs hatten sich die russischen Gasimporte in Deutschland indes schon in der ersten Jahreshälfte 2022 stark reduziert. In den kommenden Jahren dürfte die Nachfrage nach Erdgas weiter sinken. Ursache hierfür ist u. a. die Klimaschutzpolitik, die primär auf Verteuerung bzw. Verknappung fossiler Brennstoffe setzt. Nach Berechnungen der Internationalen Energieagentur (IEA) wird im Jahr 2022 ein Rückgang der globalen Gasnachfrage um 1% erwartet, in Europa sogar um 6%. Die Potenziale von Einsparungsmaßnahmen werden dabei noch nicht einmal berücksichtigt und letztlich auch nicht die absehbar anziehende Energiepolitik in adäquatem Umfang.⁵⁰ Von vielen Expert*innen wird die Notwendigkeit des Baus zusätzlicher LNG-Terminals an Land zudem in Frage gestellt.⁵¹ Schon heute existieren zahlreiche LNG-Neubauprojekte, mit denen die Energieversorgung gesichert werden könnte, bevor die geplanten Landterminals in Deutschland in Betrieb gehen.⁵²

renwaldt/Heyl, *Environments* 2022, i. E. auch DUH, Neue Berechnung der Deutschen Umwelthilfe: LNG-Pläne der Bundesregierung würden Großteil des deutschen CO₂-Restbudgets verbrauchen – Klimagrenze damit unerreichbar, 19.5.2022.

- 46 LNG-Beschleunigungsgesetz vom 24. Mai 2022 (BGBl. S. 802); im Internet abrufbar unter: LNGG.pdf (gesetze-im-internet.de) (zuletzt abgerufen am 02.08.2022).
- 47 Bundesregierung: LNG-Beschleunigungsgesetz: Nationale Energieversorgung sichern, 10.5.2022; im Internet abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sichere-gasversorgung-2037912> (zuletzt abgerufen am 02.08.2022).
- 48 BMWK: Zweiter Fortschrittsbericht Energiesicherheit, Berlin 1.5.2022.
- 49 Taz, LNG-Terminals an der Nordseeküste – Flüssiggas ohne Vorsicht, 8.6.2022.
- 50 IEA, *Gas Market Report Q2 2022*, 2022.
- 51 GLI, Neues LNG-Beschleunigungsgesetz geht zulasten von Klimaschutz sowie Klage- und Beteiligungsrechten – Positionspapier, Berlin April 2022; Artelys, Does phasing-out Russian gas require new gas infrastructure? Briefing note, 2022; DIW, Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert, DIW aktuell Nr. 83, 8.4.2022; Global Energy Monitor, *Europe Gas Tracker Report*, 2022.

Auch erhöht der zusätzliche Aufbau von am Ende nicht benötigter Kapazitäten die Gefahr von „stranded investments“.⁵³ Ausgehend von der Annahme, dass bei einer sich verschärfender Klimapolitik die Nachfrage nach Kohle, Öl und Gas sinken wird, werden neue fossile Infrastrukturen nicht bis zum Ende ihrer technischen Lebenszeit betrieben werden können, sodass eine Amortisierung nicht möglich ist. Dies führt zu massiven finanziellen Risiken.⁵⁴ Andererseits ist das Vertrauen in den Fortbestand fossiler Infrastrukturen noch immer hoch.⁵⁵ Dies liegt in regulatorischer Fehlsteuerung bzw. dem Inaussichtstellen von Entschädigungszahlungen begründet.⁵⁶

Die im LNGG auf das Jahr 2043 datierte Laufzeit von LNG-Terminals (vgl. § 5) erschwert zudem die Transition hin zu erneuerbaren Technologien: Zum einen wird die Nutzung von fossilem Erdgas für die nächsten zwei Dekaden festgeschrieben. Zum anderen ist technisch noch nicht geklärt, wie zeitnah eine Umrüstung von LNG-Terminals für den Import von treibhausgasfreien Substanzen⁵⁷ möglich ist. Die Konversion eines LNG-Terminals ist nur mit großem Aufwand und mangels bestehender Geschäftsmodelle unter Inkaufnahme finanzieller Risiken denkbar.⁵⁸ Teilweise wird die Umrüstung gar als technisch unmöglich betrachtet.⁵⁹ Vor diesem Hintergrund erscheint es denkbar, dass Anlagenbetreiber ihr Geschäftsmodell so lange wie möglich auf den Import von Flüssigerdgas ausrichten werden. Eine Umstellung von LNG-Terminals auf den Import von grünem Wasserstoff und Derivaten vor 2043 ist dagegen eher unwahrscheinlich bzw. durch das LNGG nicht verbindlich vorgesehen. Die LNG-Politik der Bundesregierung ist damit nicht nur überdimensioniert; auch gefährdet sie den Hochlauf von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten. Die nationale Wasserstoffstrategie sieht vor, dass ab dem Jahr 2025 verstärkt grüner Wasserstoff und -derivate nach Deutschland importiert werden sollen. Nach und nach soll Erdgas durch erneuerbar basierte Anwendungen ersetzt und so v. a. die Industrie, als eine der größten Gasverbraucher, defossilisiert werden.⁶⁰ Der verstärkte Import von Flüssigerdgas steht dem entgegen.

Wenn, dann läge es ggf. näher, von Anfang an Terminals für den Import von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten zu errichten.⁶¹ Ab dem Jahr 2025 könnten dann – wie im Förderprogramm H2Global, das in der Nationalen Wasserstoffstrategie verankert ist, geplant – erste Mengen an grünem Wasserstoff und Derivaten importiert werden. Im Rahmen von H2Global sind bereits ab 2024 erste Importe vorgesehen.⁶²

52 Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE, Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, 2022.

53 FAZ, Investitionsruine LNG-Terminal, 4.7.2022.

54 Smith u. a. Current fossil fuel infrastructure does not yet commit us to 1.5 °C warming. *Nat. Commun.* 10, 101, 2019; Batten/Sowerbutts/Tanaka, Let's Talk About the Weather: The Impact of Climate Change on Central Banks Bank of England Working Paper No. 603, 2016.

55 Mercure u. a. Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets. *Nat. Clim. Change* 8, 2018, p. 588-593.

56 Sen/von Schickfus, Climate policy, stranded assets, and investors' expectations, *J. Environ. Econ. Manag.* 100, 102277, 2020.

57 Als am aussichtsreichsten gilt aktuell der Import von flüssigem Wasserstoff (LH₂), grünem Ammoniak (NH₃), grünem Methanol (CH₄O) und LOHC.

58 Bloomberg, How Germany's LNG Terminals Will Morph Into Green Hydrogen Hubs, 12.5.2022; Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE, Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine.

59 <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/wasserstoff-zu-kalt-fuer-lng-terminals> (zuletzt abgerufen am 4.8.2022).

60 BMWi, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2019.

61 Siehe auch H2Global Foundation (Hg.), How to deliver on the EU Hydrogen Accelerator, 2022.

62 BMWK, 900 Millionen Euro für Wasserstoffprojekt H2Global – Habeck „Starten mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“, 23.12.2021, im Internet abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/12/20211223-900-millionen-euro-fuer-wasserstoffprojekt-h2global.html> (zuletzt abgerufen am 3.8.2022).

Entgegen der weit verbreiteten Annahme, eine klimafreundliche Alternative zu Kohle zu sein,⁶³ wurde die Treibhausgasbilanz von (flüssig-)Erdgas insofern lange Zeit unterschätzt. Tatsächlich zeigen mehrere Studien, dass der „Klimavorteil“ von Gas gegenüber Kohle marginal ist.⁶⁴ Ursache hierfür sind sog. Methan-Leckagen, also das Ausströmen von in Erdgas enthaltenem Methan vor der eigentlichen Verbrennung. Aktuelle Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass der Methanausstoß im Zusammenhang mit der Verbrennung von Erdgas bisherige Annahmen um ein Vielfaches übersteigt.⁶⁵ Dies ist aber weniger ein generelles Phänomen, sondern hängt mit der individuellen technischen Gestaltung des jeweiligen Gastransportsystems zusammen.⁶⁶ Auch wenn es sich hierbei nur um Ausreißer handelt, könnten vor dem Hintergrund eines immer schmäler werdenden THG-Budgets auch strikte Leakage-Kontrollen die zügige Reduktion von Erdgas nicht kompensieren. Dies umso mehr, da der Treibhauseffekt von Methan um ein Vielfaches höher ist als der von CO₂⁶⁷ und damit – bei künftig erhöhtem Erdgasverbrauch – klimatische Kippunkte schon früher als erwartet erreicht werden könnten.⁶⁸ Damit muss das Narrativ von Erdgas als „Brückentechnologie“ – wie es im öffentlichen Diskurs vermehrt und erneut auch im Zusammenhang mit dem LNGG verwendet wird – überdacht werden: Damit wird hierdurch die irreführende Annahme erzeugt, Erdgas stelle eine klimafreundliche Variante zu anderen fossilen Energieträgern da, womit sein – möglicherweise auch längerfristiger Einsatz – gerechtfertigt sei. Durch dieses Missverständnis kommt es zu Fehlinvestitionen in Technologien, die bei konsequenter Klimapolitik ihre Amortisationszeit wahrscheinlich nicht überleben werden. Die Fehlallokation von Kapital in fossile Infrastrukturen führt zugleich zu einer Verschleppung der Energiewende – und dies in einer Situation, in der von einem substanziellen Restbudget wie gesehen gar nicht mehr die Rede sein kann.

II. Verfassungs- und europarechtliche Aspekte

Bei alledem wirft auch die Verfassungs- und Europarechtskonformität des LNGG Fragen auf. Mit dem Gesetz sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden – dies auf Kosten von Teilhabungs- und Klagerechten, was u. a. die verfassungsrechtliche Rechtsweggarantie und die völkerrechtlichen Vorgaben der Aarhus-Konvention herausfordert. Konkret soll die Öffentlichkeit im Genehmigungsprozess faktisch ausgeschlossen (vgl. 5 Abs. 1 Nr. 2 LNGG: Ver-

kürzung der Einwendungsfrist auf eine Woche), der Naturschutz eingeschränkt (vgl. § 4 LNGG, „Ausnahme von der Umweltverträglichkeitsprüfung“) und der Rechtsweg bei Klagen gegen entsprechende Vorhaben verkürzt werden (vgl. § 12 LNGG: Zuständigkeit des BVerwG). Als Rechtfertigungsgrund wird die Eilbedürftigkeit der LNG-Terminals benannt, die aber jedenfalls für Land-Terminals verneint werden muss. Denn wie dargelegt können diese aus technischen Gründen erst in einigen Jahren in Betrieb gehen, womit sie zur kurzfristigen Energieversorgung keinen Beitrag leisten werden.⁶⁹

Letztlich widerspricht der LNG-Ausbauplan nicht nur der Pariser 1,5-Grad-Grenze. Er ist auch klimaverfassungsrechtlich unhaltbar. Nach dem BVerfG-Klima-Beschluss darf das nationale Restbudget – soweit noch vorhanden – nicht bereits in den kommenden Jahren weitgehend aufgezehrt sein.⁷⁰ Bei einem verstärkten Import von Flüssigerdgas ergibt sich jedoch genau dies.

F. Anpassungen im Gebäudesektor und bei der Energiesicherheit

Im Sinne des Paris-Ziels zu begrüßen ist grundsätzlich, dass durch das Osterpaket eine bereits seit langem avisierte Änderung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) umgesetzt wird⁷¹, durch welche für Neubauten der Effizienzstandard 55 eingeführt wird (vgl. § 15 GEG). Dies wäre bezüglich erwartbarer Lock-In-Effekte und der Orientierung am 1,5-Grad-Pfad schon weit früher angezeigt gewesen (sofern man nicht, s. u., auf einen deutlich effektivierten Emissionshandel als Instrument zurückgreift).⁷² Außerdem wird in § 22 Abs. 2 GEG der Primärenergiefaktor für Großwärmepumpen abgesenkt, welche in Fernwärmenetze einspeisen, um so die Dekarbonisierung der Fernwärme zu beschleunigen. Versäumt wurde allerdings, die Anforderungen an den Wärmeschutz zu verschärfen, womit Potenziale, eine Erhöhung der Energieeffizienz über die Gebäudehülle zu steigern, verschenkt werden. Zu Bestandsbauten – dem eigentlich wesentlichen Bereich der Wärmewende – wurden keinerlei neue Regelungen in das neue GEG aufgenommen. Das neue GEG soll am 01.01.2023 in Kraft treten; weitere Nachschärfungen wären nach dem Gesagten naheliegend.

Nachdem die gesetzten – bereits mit dem Paris-Ziel völlig inkompatiblen, weil ein großes Restbudget voraussetzenden – Ziele der Bundesregierung in den Sektoren Gebäude und Verkehr zum Klimaschutz gemäß dem KSG verfehlt wurden, planen das BMWK, das BMWBS sowie das BMDV weitere Sofortmaßnahmen zum Klimaschutz. Ein Klimaschutz-Sofortprogramm über alle Sektoren hinweg ist jedoch vorerst gescheitert, lediglich für Gebäude und Verkehr liegen konkrete programmatische Vorschläge vor.⁷³ In diesem Rahmen soll der Einbau neuer Gasheizungen ab 2024 verboten werden. Neue Heizungen sollen ab diesem Zeitpunkt mit mindestens 65% erneuerbarer Energien arbeiten. Auch sollen weitere Bundesmittel für Sanierungen, Neubauten und Fernwärme bereitge-

63 IEA, Are We Entering a Golden Age of Gas? 2011; im Internet abrufbar unter: <https://www.iea.org/news/iea-special-report-exploring-potential-for-golden-age-of-natural-gas> (zuletzt abgerufen am 14.7.2022); Fitzgerald/Braunger/Brauers, Destabilisation of Sustainable Energy Transformations: Analysing Natural Gas Lock-in in the case of Germany STEPS Working Paper 106, 2019.

64 Howarth, A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Sci. Eng.* 2, 2014, p. 47–60; Alvarez/Pacala/Winebrake/Chameides/Hamburg, Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 109, 2012, p. 6435–6440; Zhang, Myhrvold/Caldeira, Key factors for assessing climate benefits of natural gas versus coal electricity generation. *Environ. Res. Lett.* 9, 114022, 2014; Qin u. a. Air quality-carbon-water synergies and trade-offs in China's natural gas industry. *Nat. Sustain.* 1, 2018, p. 505–511.

65 Schwietzke u. a. Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. *Nature* 538, 2016, p. 88–91; Hmiel u. a. Preindustrial 14CH₄ indicates greater anthropogenic fossil CH₄ emissions. *Nature* 578, 2020, p. 409–412.

66 Zavala-Araiza u. a. Super-emitters in natural gas infrastructure are caused by abnormal process conditions. *Nat. Commun.* 8, 14012, 2017.

67 Shindell u. a. Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science* 326, 2009, p. 716–718; Saunio/Jackson/Bousquet/Poulter/Canadell, The growing role of methane in anthropogenic climate change. *Environ. Res. Lett.* 11, 120207, 2016.

68 Lenton u. a., Climate tipping points—too risky to bet against, *Nature* 575, 2019, p. 592–595.

69 Eine ausführliche rechtliche Bewertung findet sich bei Ziehm, *Rechtliche Bewertung des „Entwurfs der Formulierungshilfe der Bundesregierung“ für den „Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases – LNG- Beschleunigungsgesetz“*, 10.5.2022.

70 BVerfG, Beschluss vom 24.3.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a. –, juris; dazu Ekardt/Heß, *ZUR* 2021, 579 ff.; Ekardt/Heß, *NVwZ* 2021, 1421 ff.; ferner bereits Hennig/Ekardt u. a., *ZNER* 2022, 195 ff.

71 BR-Drs. 315/22, S. 133 ff.

72 Vgl. hierzu bereits Rath/Ekardt, *ZNER* 2021, 12 ff.

73 Vgl. Ehlerding, *Klimaschutz-Sofortprogramm vorerst gekippt* vom 13.07.2022, abrufbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/klimaschutz-sofortprogramm-vorerst-gekippt> (14.07.2022).

stellt werden. Unter anderem sollen Fernwärmenetze stärker auf den Betrieb mit EE und Abwärme umgestellt werden. Dies würde eine weitere Änderung des GEG nach sich ziehen.⁷⁴ Auch hier bleiben lange notwendige Änderungen des GEG insbesondere mit Blick auf den besonders klimaschädlichen Gebäudebestand aus. Insbesondere Mindesteffizienzstandards für den Gebäudebestand hätten eingeführt werden müssen.⁷⁵ Des Weiteren soll auch ein Gesetz zur verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung eingeführt werden. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen, da auf kommunaler Ebene ggf. besonders wirksam die Energieeinsparpotenziale abgeschätzt werden können.⁷⁶ Die genaue Ausgestaltung der für all dies notwendigen Gesetzesänderungen ist indes noch vollkommen offen.⁷⁷

Ambivalent bleiben auch die (jenseits des LNGG) ergriffenen Maßnahmen zur Herstellung von mehr Energiesicherheit (jenseits hier nicht diskutierter mehr informeller Maßnahmen wie Verbraucheraufklärung). Insofern ist eine erhebliche Anzahl durchaus disparater Maßnahmen anzutreffen. Durch eine Neufassung des § 14a EnWG wird z. B. der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Verantwortung für die Spitzenglättung im Stromnetz übertragen. Gemäß der Neuformulierung kann die BNetzA bundeseinheitliche Regelungen treffen, nach denen Verteilnetzbetreiber und deren Abnehmer verpflichtet sind, nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abzuschließen.⁷⁸ Diese Neuregelung ist grundsätzlich zu begrüßen, da in einem klimafreundlichen Stromnetz der Fokus stärker auf dezentrale und volatil produzierende EE-Anlagen und Entnahme- sowie Einspeiseaktivitäten nach (steuerbarer) Nachfrage gesetzt werden muss.⁷⁹

Bereits am 22.05.2022 ist zudem das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) in einer novellierten Fassung in Kraft getreten. Weitere Veränderungen sind am 12.07.2022 in Kraft getreten. Grund für die Änderungen ist die angespannte Lage auf dem Gasmarkt aufgrund des völkerrechtswidrigen Angriffskrieges von Russland auf die Ukraine, der schlimmstenfalls zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit der Bevölkerung führen könnte. Aus diesem Grund wurde in das EnSiG die Möglichkeit eingeführt, Unternehmen der kritischen Infrastruktur der Energieversorgung zeitweise unter eine Treuhandverwaltung zu stellen. Als ultima ratio wird auch die Möglichkeit der Enteignung eingeführt. Die Stilllegung von Gasspeichern wird für die Zukunft unter Genehmigungsvorbehalt gestellt. Auch Preisveränderungen können von den Gaslieferanten entlang der Lieferkette weitergegeben werden.⁸⁰

74 BMWK/BMWSB, Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude, Berlin 2022, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/220713-bmwk-bmwsb-sofortprogramm.pdf?__blob=publicationFile&t=6 (14.07.2022); BReg, Sofortprogramme für Gebäude und Verkehr vom 13.07.2022, abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/sofortprogramme-klimaschutz-gebäude-verkehr-2061972> (14.07.2022).

75 BUND/Der Paritätische, Aufbruch für sozial gerechte Gebäudewende verpasst! Bewertung des Klima-Sofortprogramms für den Gebäudesektor durch den Paritätischen Gesamtverband und den BUND, Berlin 2022.

76 Hierzu bereits Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 ff.

77 BMWK/BMWSB, Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude, Berlin 2022, S. 8, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/220713-bmwk-bmwsb-sofortprogramm.pdf?__blob=publicationFile&t=6 (14.07.2022).

78 BR-Drs. 315/22, S. 104 ff.

79 Begrüßend auch BDEW, Pressestatement – BDEW zum Osterpaket vom 07.07.2022, abrufbar unter: <https://www.bdew.de/energie/bde-w-zum-osterpaket/> (13.07.2022); zur Neuregelung auch BMWK, Überblickspapier: Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Erweiterung der Vorsorgemaßnahmen vom 08.07.2022, Berlin 2022, S. 8.

80 Vgl. BT-Drs. 20/2594, S. 12 ff.; BMWK, Bundesregierung wappnet sich

Um sich weiter für den Winter zu wappnen und einer Gefährdung der Versorgungssicherheit durch verminderte russische Gaslieferungen entgegenzuwirken, legte das BMWK am 21.07.2022 außerdem ein Energiesicherungspaket vor. Die darin enthaltenen Maßnahmen sollen nun Schritt für Schritt rechtlich umgesetzt werden. Die Gasspeicher sollen in diesem Wege bis November 2022 einen Füllstand von 95% erreichen. Gemäß einer Verordnung auf Basis des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes können außerdem Steinkohlekraftwerke befristet an den Markt zurückkehren, um so den Verbrauch von Erdgas in der Stromerzeugung möglichst gering zu halten. Im Wege des Energiesicherungspaketes soll nun auch die Rückkehr der Braunkohlereserve an den Strommarkt ermöglicht werden, wobei diese durch eine noch zu erlassende Gaseinsparverordnung flankiert werden soll, um die unnötige Verstromung von Erdgas zu verhindern. Das eine wie das andere ist indes aus Klimaschutzperspektive kein dauerhaft gangbarer Weg. Immerhin sieht das Energiesicherungspaket jedoch auch einen stärkeren Einsatz von erneuerbaren Energien zur Überwindung der Gasknappheit vor, wie immer dies jenseits des Osterpakets und der GEG-Reform konkret geschehen soll. Auch zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen auf Basis des § 30 des novellierten EnSiG befinden sich in Planung. Einerseits wird ein Gasauktionsmodell eingeführt, wobei Lieferanten Gasmengen auf einer Aktionsplattform bereitstellen können, die bei Gasengpässen von der Marktgebietsverantwortlichen im deutschen Gasmarkt Trading Hub Europe (THE) abgerufen werden können. Weitere Energieeffizienzmaßnahmen betreffende Betriebe, öffentliche Gebäude und Wohngebäude. So soll etwa für Gebäude mit zentraler Wärmeversorgung der Austausch ineffizienter, ungesteuerter Heizungspumpen verbindlich werden, in öffentlichen Gebäuden sollen bestimmte Bereiche, in denen man sich nicht lange aufhält, unter bestimmten Bedingungen nicht beheizt werden und die Beheizung privater Pools während der Heizperiode untersagt werden.⁸¹

G. Ausblick: EU-rechtliche Klimawende und Energiesicherheit

In der Summe besteht nach alledem kein Anlass, den aktuellen deutschen Energierechtsreformen eine andere Beurteilung zu geben, als dies im ursprünglichen Osterpaket-Aufsatz geschehen ist. Für die rechtsverbindliche 1,5-Grad-Grenze bleiben die Bemühungen trotz aller nach vorne weisenden Aspekte letztlich nicht ausreichend, wobei bereits deutlich wurde, dass damit neben den völkerrechtlichen auch die klimaverfassungsrechtlichen Vorgaben verletzt werden.⁸² Es wurde an anderer Stelle⁸³ allerdings bereits aufgezeigt, dass im Lichte der Faktenlage und der verfassungsrechtlichen Verpflichtung zu deren Berücksichtigung ein Bemühen Deutschlands um eine primär (aus diversen Gründen wirksamere) europäische Klimaschutz-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. Insofern fällt zum Ab-

weiter für eine Zuspitzung der Lage auf den Energiemärkten: Bundeskabinett beschließt Anpassung des Energiesicherungsgesetzes, Pressemitteilung vom 05.07.2022, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220705-bundesregierung-wappnet-sich-weiter-fur-eine-zuspitzung-der-lage-auf-den-energiemarkten.html> (15.07.2022).

81 BMWK, Energiesicherungspaket: Weitere Stärkung der Vorsorge, Berlin 2022.

82 Vgl. Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195 ff.; Ekardt/Bärenwalddt/Heyl, *Environments* 2022, i. E.; Ekardt, *Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law*, Dordrecht 2019, Ch. 3.

83 Vgl. Hennig/Ekardt u. a., ZNER 2022, 195 ff., Ekardt, *Sustainability*, Ch. 4.

schluss der Blick auf den aktuellen Stand der EU-energierechtlichen Reformbemühungen, die wiederum parallel den Klimaschutz und die Reaktion auf den Ukraine-Krieg zur Grundlage haben.

Nach einer teilweisen Ablehnung der Vorschläge für eine Überarbeitung des EU-Emissionshandel im Strombereich sowie einer Ausweitung des Zertifikathandels auf die Sektoren Gebäude und Verkehr durch das EU-Parlament am 08.06.2022 folgte eine Zurückverweisung der Vorschläge an den Umweltausschuss. Am 22.06.2022 wurde erneut abgestimmt, und die Vorschläge zur Anpassung des Emissionshandels wurden weitgehend angenommen. Die Emissionen im bisherigen ETS 1 sollen nunmehr bis 2030 um 63% im Vergleich zum Jahr 2005 reduziert werden. Vorher betrug das Reduktionsziel lediglich 43%. Beginnend im Jahr 2027 soll die Zuteilung freier Zertifikate im ETS 1 bis zum Jahr 2032 auslaufen. Die Zuteilung freier Zertifikate an die Industrie war eine der großen Schwachstellen des bisherigen ETS.⁸⁴ Der lineare Reduktionsfaktor soll ab 2024 schrittweise auf bis zu 4,6% angehoben werden. Auch ein CO₂-Grenzausgleichsmechanismus wird geschaffen, der ab 2030 in allen Sektoren greifen soll. Es wird ferner ein separater ETS 2 für die Sektoren Gebäude und Verkehr geschaffen, wobei privater Autoverkehr und Gebäude nicht vor 2029 in diesen Emissionshandel einbezogen werden sollen. Auch einem sozialen Klimafonds zum Ausgleich von Nachteilen durch den neuen Emissionshandel hat das EU-Parlament zugestimmt.⁸⁵ In ihren Ansätzen sind die Änderungen des ETS1 sowie die Einführung des ETS2 zwar ein Schritt nach vorn, weil das System verbreitert und zugleich vom Cap her ambitionierter wird. Letztlich geht der Kompromiss, der im EU-Parlament gefunden wurde, jedoch nicht weit genug, um mit einem 1,5-Grad-Pfad vereinbar zu sein⁸⁶: Nullmissionen müssten zeitnah und nicht 2050 erreicht werden, es müssten konsequent die Altzertifikate gestrichen werden und Schlupflöcher etwa bezüglich des internationalen Kohlenstoffmarktes geschlossen werden, und es müsste ein weiterer ETS für tierische Produkte auf der Ebene von Schlachthöfen und Molkereien etabliert werden.

Konterkariert werden könnte der neue Emissionshandel außerdem durch den REPowerEU-Plan der EU-Kommission, der bereits im Mai 2022 bekanntgemacht wurde.⁸⁷ Gemäß der Kommission soll durch REPowerEU die europäische Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland rasch verringert werden, indem der Übergang zu sauberen Energien beschleunigt wird und die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems gestärkt wird. REPowerEU setzt die Umsetzung der im Fit-for-55-Paket aus dem Jahr 2021 geplanten Maßnahmen voraus.⁸⁸ REPowerEU enthält zahlreiche Maßnahmen zur Energieeffizienz, der Beschleunigung der Energiewende und der Diversifizierung der Energiezufuhr. Dabei wird bereits von amtlicher

Seite vermerkt, dass nur rund ein Zehntel der kalkulierten Kosten als von der EU selbst beizusteuern eingestuft werden.⁸⁹ Auswirkungen auf den neuen Emissionshandel könnte der REPowerEU-Plan haben, wenn – wie von der Kommission vorgeschlagen – eine Finanzierung über den Verkauf von Zertifikaten aus der Marktstabilitätsreserve (MSR) des ETS1 vorgenommen würde. Denn diese Zertifikate wurden in die MSR aufgenommen, um wenigstens in begrenztem Umfang die Altzertifikate zu reduzieren. Überdies müsste im Rahmen von REPowerEU zwingend auf die Investition in LNG-Terminals oder weitere Gasinfrastruktur verzichtet werden; Einnahmen aus dem Emissionshandel in weitere fossile Energieträger zu investieren, wäre dem Ziel des Emissionshandels diametral entgegengesetzt.

Dazu ergeben sich weitere aktuelle Entwicklungen. Passend zum deutschen Energiesicherungspaket ist auf EU-Ebene am 26.07.2022 ein Gasnotfallplan beschlossen worden. Der EU-weite Gasverbrauch soll durch diesen Plan zwischen dem 01.08.2022 und dem 31.03.2023 um 15% im Vergleich zu den fünf vorangegangenen Jahren im selben Zeitraum reduziert werden. Dieses Ziel ist jedoch bisher freiwillig. Nur unter Einhaltung erheblicher Hürden kann EU-weit ein Sparzwang beschlossen werden. Überdies gelten zahlreiche Ausnahmen für mehrere Mitgliedstaaten. Deutschland wird aufgrund seiner energieintensiven Industrie, gemessen an dem Plan, mehr als 20% sparen müssen.⁹⁰ Dies könnte auch klimapolitisch einen Fortschritt bedeuten, was jedoch dann nicht der Fall wäre, wenn stattdessen andere fossile Energieträger aktiviert würden.

Es bleibt nach alledem – wie nunmehr durch die Einbeziehung von LNG und Gebäuden stärker akzentuiert und anhand der Modifikationen im Gesetzgebungsverfahren überprüft werden konnte – bei dem grundsätzlichen Befund, dass energierechtlich (national und europäisch) gerade einiges in die richtige Richtung geht und dies doch nicht für das Paris-Ziel ausreicht. Das Osterpaket erscheint vordergründig der radikale Auftakt für eine rasche Energiewende zu sein. Die Stromproduktion, um die es im Paket letztlich geht, ist jedoch nur ein Sektor. Die Bereiche Industrie, Verkehr und Landwirtschaft werden vernachlässigt, und für Gebäude reichen die Vorschläge nicht aus. Die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze aus Art. 2 Abs. 1 PA⁹¹ verlangt zeitnah null fossile Brennstoffe in allen Sektoren und zudem eine stark reduzierte Nutztierhaltung.⁹² Der Weg dorthin erfordert weitere Anstrengungen – besonders auf EU-Ebene. Und er erfordert es, kontraproduktive Pfade wie einen LNG-Markthochlauf konsequent zu unterlassen.

84 Hierzu bereits Rath/Ekardt, KlimR 2022, 171 ff.

85 EU-Parlament, Climate change: Parliament pushes for faster EU action and energy independence, Pressemeldung vom 22.06.2022, abrufbar unter: [https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220616IPR33219/climate-change-parliament-pushes-for-faster-eu-action-and-energy-independence#:~:text=The%20Emissions%20Trading%20System%20\(ETS,and%20to%20end%20by%202032](https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220616IPR33219/climate-change-parliament-pushes-for-faster-eu-action-and-energy-independence#:~:text=The%20Emissions%20Trading%20System%20(ETS,and%20to%20end%20by%202032) (18.07.2022); EU-Parlament, Fit for 55 in 2030: Parliament wants a more ambitious Emissions Trading System, Pressemeldung vom 22.06.2022, abrufbar unter: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220603IPR32158/fit-for-55-in-2030-parliament-wants-a-more-ambitious-emissions-trading-system> (18.07.2022).

86 Zu den Anforderungen an einen effektiven Emissionshandel bereits Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.; Rath/Ekardt, KlimR 2022, 171 ff.; Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Sustainability 2020, 2053.

87 KOM (2022) 230 final vom 18.05.2022, abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF (01.08.2022).

88 Hierzu bereits Rath/Ekardt, KlimR 2022, 171 ff.

89 Europäischer Rechnungshof, EU-Prüfer warnen: REPowerEU könnte hinter den Ambitionen zurückbleiben, Pressemitteilung vom 26.07.2022, abrufbar unter: <https://www.eca.europa.eu/de/Pages/NewsItem.aspx?nid=16931> (01.08.2022); hierzu DNR, REPowerEU: Rechnungshof warnt vor Umsetzungsschwierigkeiten vom 28.07.2022, abrufbar unter: <https://www.dnr.de/aktuelles-termine/aktuelles/repowereu-rechnungshof-warnt-vor-umsetzungsschwierigkeiten> (01.08.2022).

90 Vgl. KOM, Erklärung von Präsidentin von der Leyen nach der politischen Einigung über die Verordnung des Rates über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage, Presserklärung vom 26.07.2022, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/STATEMENT_22_4725 (27.07.2022).

91 Ausführlich dazu m. w. N. Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environments 2022, i. E.; ferner Ekardt/Wieding/Zorn, Sustainability 2020, 2812; Wieding/Stubenrauch/Ekardt, Sustainability 2020, 8858.

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