



Forschungsstelle  
für Europäisches  
Umweltrecht

FEU RESEARCH PAPER NO. 20/2025



## DAS RECHT DER ENERGIEWENDE

Prof. Dr. Claudio Franzius



**Impressum**

**Herausgeber/Redaktion:** **Forschungsstelle für Europäisches Umweltrecht**

**Universität Bremen**

**Forum am Domshof**

**Domshof 26**

**28195 Bremen**

**Nachdruck:** **Nur mit schriftlicher Genehmigung des Herausgebers**

**Bildnachweis:** **Universität Bremen**

**Bremen, im August 2025**

# Das Recht der Energiewende

Prof. Dr. Claudio Franzius

## I. Einführung

Je dramatischer sich die tatsächliche Bedrohung durch den Klimawandel darstellt, desto dynamischer präsentiert sich das Recht der Energiewende, das innerhalb von wenigen Jahren **neue Strukturen** erhalten hat.<sup>1</sup> Dazu gehören auch Antworten auf die veränderte Energieversorgungslandschaft infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, die europäisch und national auf einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien drängen. Dieses Kapitel schildert den sich verändernden Rechtsrahmen, angefangen mit dem vollzogenem Kohleausstieg (II.) und dem Umbau der rechtlichen Bausteine für den Ausbau erneuerbarer Energien (III.) mit einem gesonderten Blick auf den „grünen“ Wasserstoff (IV.) bis zur Netzausbauplanung (V.) und den technischen Senken, die mit dem Carbon Capture and Storage (CSS) neue Fragen aufwerfen (VI.). Am Ende steht ein Ausblick, der den Leistungen der „**Ampel**“ ein weitgehend positives Zeugnis ausstellt. Von der neuen Bundesregierung werden aber noch erhebliche Kraftanstrengungen gefordert, um die Transformation in die durch Art. 143h GG für den Staatshaushalt vorgegebene Klimaneutralität bis 2045 abzustützen (VII.).

## II. Kohleausstieg

Der Kohleausstieg ist mit dem **Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)** vollzogen.<sup>2</sup> Gemäß § 2 Abs. 1 KVBG wird die Verstromung von Kohle in Deutschland schrittweise und möglichst stetig auf Null reduziert, um dadurch Emissionen einzusparen. Nicht zuletzt, um der Verpflichtung aus dem Paris-Abkommen auf das 2°C-Ziel nachzukommen, soll die Leistung von Kohlekraftwerken von rund 15 GW Steinkohle und 15 GW Braunkohle bis 2030 auf höchstens 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle und spätestens im Jahr 2038 auf 0 GW Nettonennleistung am Strommarkt reduziert werden. § 51 KVBG statuiert ein Verbot der Kohleverfeuerung und § 53 KVBG verbietet die Errichtung und die Inbetriebnahme neuer Stein- und Braunkohleanlagen. Ist das Verbot der Kohleverfeuerung für die betreffende Stein- oder Braunkohleanlage wirksam, hat dies gemäß § 8 TEHG zur Folge, dass Berechtigungen zur Versteigerung von Treibhausgasemissionszertifikaten im Rahmen des europäischen Emissions-

---

<sup>1</sup> Zum Recht der Energiewende bereits *Franzius*, JuS 2018, 28.

<sup>2</sup> Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) v. 8.8.2020, BGBl. I S. 1818; dazu *Franzius*, ER 2021, 3; *Stürmlinger/Fuchs*, NuR 2021, 320.

handels gelöscht werden, womit dem „**Wasserbetteffekt**“<sup>3</sup> begegnet wird.<sup>4</sup> Konzeptuell folgte der Gesetzgeber den Empfehlungen der von der Bundesregierung zuvor eingesetzten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ mit unterschiedlichen Wegen für die Braun- und Steinkohle.<sup>5</sup> Während sich der Gesetzgeber für den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung am Atomausstieg orientiert und der Bundesregierung gestattet, mit den Betreibern von Braunkohlekraftwerken eine einvernehmliche Verhandlungslösung durch öffentlich-rechtlichen Vertrag zu erzielen (1.), wurde für die Beendigung der Steinkohleverstromung ein Ausschreibungsverfahren um die Entschädigung eingeführt, das durch Ordnungsrecht flankiert und später ersetzt wird (2).

## 1. Ende der Braunkohleverstromung

Die Stilllegung von Kapazitäten aus Braunkohlekraftwerken wurde nach Maßgabe der §§ 40 ff. KVBG einer einvernehmlichen Lösung mit den Betreibern zugeführt, weil die Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung „rechtlich, politisch, technisch und wirtschaftlich komplex“ sei und hierüber die Gefahr „politischer und regulatorischer Friktionen“ verringert, aber auch rechtliche Auseinandersetzungen vermieden werden könnten. So ließen sich der „**Kohlekommission**“ zufolge die gesetzgeberischen Zielsetzungen effizienter erreichen als durch regulatorische bzw. ordnungsrechtliche Maßnahmen.<sup>6</sup> Das Ordnungsrecht spielte lediglich im Hintergrund eine Rolle, hatte die Kommission doch für den Fall des Scheiterns einer konsensualen Lösung eine ordnungsrechtliche Stilllegung mit Entschädigungen „im Rahmen der rechtlichen Erfordernisse“<sup>7</sup> empfohlen, was zu deutlich geringer ausfallenden Entschädigungsleistungen geführt hätte. Schon der Atomausstieg hatte gezeigt, dass sich der Ausstieg aus einer Technologie ohne den Konsens mit den betroffenen Unternehmen nicht realisieren lässt.<sup>8</sup> So wenig verfassungsrechtlich der Atomausstieg<sup>9</sup> verhindert werden konnte, lässt sich die Eigentumsgarantie des Art. 14 GG gegen den Kohle-

<sup>3</sup> Der Wasserbetteffekt wird am tatsächlichen Wasserbett deutlich: Wenn auf einer Seite Gewicht entfernt wird, hebt sich das Wasser an anderer Stelle: Das Gesamtvolumen bleibt aber gleich. So auch im Emissionshandel: Wenn Deutschland aus der Kohle aussteigt und dadurch weniger CO<sub>2</sub> ausstößt, aber die Menge der verfügbaren EU-Emissionszertifikate gleich bleibt, können diese „freien“ bzw. nicht mehr benötigten Zertifikate zu einem Preisverfall dieser führen. Europaweit können die Zertifikate günstig erworben werden und im Zuge dessen auch europaweit mehr CO<sub>2</sub> emittiert werden.

<sup>4</sup> Vgl. Art. 12 Abs. 4 Emissionshandelsrichtlinie. Ergreift ein Mitgliedstaat zusätzliche Maßnahmen, um Emissionen durch Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten zu mindern, kann er Berechtigungen in der Höhe der Einsparung löschen. Zwar besteht keine unionsrechtliche Verpflichtung, aber man kann mit guten Gründen eine verfassungsrechtliche Verpflichtung zur Löschung solcher Zertifikate annehmen, da anderenfalls die Klimawirksamkeit der Stilllegung und damit die Geeignetheit der Maßnahme in Frage stünde, vgl. *Kreuter-Kirchhof*, et 69 (2019), 25 (26).

<sup>5</sup> Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht v. 26.1.2019; dazu *Däuper*, EnWZ 2019, 153.

<sup>6</sup> So die Gesetzesbegründung, vgl. BT-Drs 19/17342 v. 24.2.2020, S. 5.

<sup>7</sup> Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht v. 26.1.2019, S. 74.

<sup>8</sup> Vgl. *Schmitz/Helleberg/Martini*, NVwZ 2017, 1332. Auch für den Kohleausstieg lag es nahe, nach dem Vorbild des Atomausstiegsgesetzes eine Vereinbarung mit der Möglichkeit zu suchen, nicht nur Fragen des Investitionsschutzes vorab zu klären, sondern auch Fragen des Strukturwandels und der sozioökonomischen Folgeprobleme in den betroffenen Tagebauregionen zu beantworten, vgl. *Däuper/Michaels*, EnWZ 2017, 211 (213).

<sup>9</sup> BVerfGE 143, 246; dazu *Fehling/Overkamp*, ZJS 2017, 486.

ausstieg ins Feld führen.<sup>10</sup> Problematisch waren vielmehr die hohen Entschädigungszahlungen in Höhe von über 4 Milliarden Euro, die beihilferechtlich umstritten waren<sup>11</sup> und erst jüngst von der Europäischen Kommission genehmigt wurden.<sup>12</sup>

Die Stilllegungszeitpunkte werden nach § 40 Abs. 1 iVm Anlage 2 KVBG durch Gesetz für alle Kraftwerksblöcke festgelegt. In Anlage 2 werden endgültige Stilllegungsdaten festgelegt, gestaffelt von Dezember 2020 bis Dezember 2038. Freilich sind diese gesetzgeberischen Festlegungen durch die Bundesregierung mit den Anlagenbetreibern **ausgehandelt** worden. Was beim Atomausstieg noch als „paktierte Gesetzgebung“<sup>13</sup> auf Kritik stieß, wird für den Kohleausstieg als moderne Kooperation ausgewiesen: Gesetz und Vertrag seien im öffentlichen Recht „keine Gegensätze, sondern Komplementäre, erwachsend aus Volksherrschaft und Grundrechtsgewährleistung“.<sup>14</sup> Es mag sein, dass der Kohleausstieg nicht einfach „befohlen“ werden kann, sondern konsensual flankiert werden muss, um rechtssicher auf den Weg gebracht zu werden. Jedenfalls ist die Steuerungsstrategie, auf einvernehmliche Lösungen zu setzen, nicht auf die Frage nach Entschädigungszahlungen beschränkt. Es wurde den Anlagenbetreibern vielmehr die Möglichkeit eröffnet, auch auf die gesetzgeberische Festlegung der Stilllegungszeitpunkte einzuwirken. Werden sie „nach hinten“ verschoben, müssen die Steinkohlekraftwerke die Lücke schließen, um das Zielniveau nicht zu verfehlen. Darin wird nicht ohne Grund eine sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung gesehen.<sup>15</sup>

Verfassungsrechtlich ist eine frühere Beendigung der Braunkohleverstromung möglich, denn es spricht vieles dafür, dass übermäßige wirtschaftliche Belastungen nach einer Betriebsdauer von 25 Jahren ausgeschlossen sind, so dass für alte Anlagen überhaupt **keine Entschädigung** rechtlich zwingend gewesen wäre.<sup>16</sup> Aber auch der Eingriff in das Nutzungsrecht bei neueren Kraftwerken hätte mit Hilfe von Reststrommengen oder Restlaufzeiten im Sinne des möglichst stetigen Kapazitätsrückbaus ohne die hohen Entschädigungszahlungen<sup>17</sup> verhältnismäßig ausgestaltet werden können.<sup>18</sup> Es liegt auf der Hand, dass es den Kraftwerksbetreibern darum ging, eine möglichst hohe Entschädigung zu erhalten, weshalb sie eine vertragliche Grundlage dem ordnungsrechtlichen Zugriff vorgezogen haben. Jedenfalls ist es ihnen gelungen, das Ordnungsrecht in den Hintergrund zu drängen. Was vereinbart wurde, ist das, was aus der Sicht der Kraftwerksbetreiber akzeptabel war, allerdings zu einem

<sup>10</sup> Ausf. *Schomerus/Franßen*, Klimaschutz und die rechtliche Zulässigkeit der Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, Rechtsgutachten im Auftrag des BMU, 2018, S. 134 ff.

<sup>11</sup> Vgl. *Kahl*, EurUP 2020, 305 (309 ff.); *Frenz*, EnWZ 2021, 51; *Kreße*, N&R 2021, 66.

<sup>12</sup> *Europäische Kommission*, Entscheidung v. 11.12.2023, SA.53625, ABI L v. 17.9.2024.

<sup>13</sup> *Kloepfer/Bruch*, JZ 2011, 377.

<sup>14</sup> *Di Fabio*, NVwZ 2020, 1324 (1326).

<sup>15</sup> *Büdenbender/Michaelis*, RdE 2020, 505 (509 ff.).

<sup>16</sup> Vgl. *Däuper/Michaelis*, EnWZ 2017, 211 (217); *Franzius*, NVwZ 2018, 1585 (1586).

<sup>17</sup> § 44 Abs. 1 KVBG.

<sup>18</sup> *Däuper*, EnWZ 2019, 153 (158).

hohen Preis, der aus Steuermitteln aufzubringen ist<sup>19</sup> und das Verursacherprinzip<sup>20</sup> auf den Kopf stellt.

## 2. Ausstieg aus der Steinkohleverstromung

Für den Ausstieg aus der Steinkohleverstromung wählt der Gesetzgeber einen anderen Weg. Auch hier werden Kapazitäten festgelegt, die nach und nach vom Netz gehen sollen. Das erfolgt jedoch dreistufig. Zwischen den Jahren 2020 und 2024 wurden ausschließlich über **Ausschreibungen** Verbote der Kohleverfeuerung gegen Zahlung eines Steinkohlezuschlags erteilt. Von 2024 bis 2027, gewissermaßen einer Mischphase, werden die Ausschreibungen von einer Anordnung der gesetzlichen Reduzierung von Steinkohleanlagen flankiert. Die letzte Ausschreibungsrunde findet mit allen erforderlichen Mengen bis 2030 zum Zieldatum 2027 statt. Ab 2031 werden Verbote der Kohleverfeuerung ausschließlich durch eine Anordnung der gesetzlichen Reduzierung erteilt. Hier legt die Bundesnetzagentur durch Anordnung der gesetzlichen Reduzierung fest, für welche Steinkohleanlagen die gesetzliche Reduzierung der Kohleverstromung jeweils wirksam wird.

Die ordnungsrechtliche Stilllegung kann durchaus einen Anreiz schaffen, freiwillig am Ausschreibungsverfahren teilzunehmen. Gerade Betreiber jüngerer oder modernisierter älterer Anlagen stehen dabei jedoch vor einem Dilemma: Ihre Investitionen haben sich oft noch nicht vollständig amortisiert. Sie müssen höhere Kompensationen verlangen, wenn sie ihre Anlage stilllegen sollen. Im schlimmsten Fall bedeutet das, dass Betreiber moderner Anlagen leer ausgehen und für ihre Modernität „abgestraft“ zu werden.<sup>21</sup> Konzeptionell ist der Weg aber gangbar. Die legislativen Bemühungen für einen geordneten Steinkohleausstieg, der Sorgen um die Versorgungssicherheit<sup>22</sup> nicht völlig ausblendet, fußen auf dem Leitbild des **gestuften Instrumenteneinsatzes** mit Ausschreibungen zur freiwilligen Stilllegung unter dem Anreiz einer abschmelzenden Stilllegungsprämie und der „nach hinten“ verschobenen ordnungsrechtlichen Stilllegung ohne Entschädigungen.<sup>23</sup> Dies erscheint angesichts der schnell zu erreichenden Klimaziele umständlich, markiert aber im Hinblick auf die Transformationsaufgabe einen legislativen Trend.<sup>24</sup> Die Kombination von Ausschreibungsverfahren und gesetzlicher Stilllegung erfolgt zeitlich gestuft, wobei sich der Gesetzgeber nicht am Atomausstieg mit Reststrommengen und Abschaltterminen orientiert, sondern ein anderes

---

<sup>19</sup> Vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 KTFG, wonach aus dem Sondervermögen „Klima- und Transformationsfonds“ Ausgleichszahlungen an Betreiber geleistet werden, die eines oder mehrere der von ihnen betriebenen Kohlekraftwerke stilllegen.

<sup>20</sup> Siehe oben, A.II.

<sup>21</sup> *Michaels/Däuper*, EnWZ 2020, 291 (299).

<sup>22</sup> Dazu *Sinder/Wiertz*, NVwZ 2023, 552; *Bundesrechnungshof*, Abschließende Mitteilung an das BMWK über die Prüfung: Deutscher Kohleausstieg – Lösung von Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen und Überprüfung der Auswirkungen des Ausstiegs auf die Versorgungssicherheit, April 2024, S. 14 ff.

<sup>23</sup> Vgl. *Franzius*, VVDStRL 81 (2022), 383 (414 f.).

<sup>24</sup> Ähnlich die Instrumentendebatte im Verkehrssektor, wo zunächst mit Selbstverpflichtungen der Automobilindustrie eine CO<sub>2</sub>-Reduzierung bewirkt werden sollte, um dann auf ordnungsrechtliche Flottengrenzwerte umzuschwenken, deren Verschärfung mit der im Brennstoffemissionshandelsgesetz festgelegten CO<sub>2</sub>-Bepreisung ausgewichen werden sollte, vgl. *Franzius*, Die Verwaltung 53 (2020), 421 (432).

Modell wählt, das mit dem Ausschreibungsverfahren „marktnäher“ erscheint, mit der Etablierung eines Wettbewerbs um die Entschädigung aber die Gefahr heraufbeschwört, dass neuere Kraftwerke mit einer Laufzeit von weniger als 25 Jahren für ihre Stilllegung keinen Ausgleich erhalten.

Vergleicht man die Regelungen zur Steinkohle mit den Regelungen zur Braunkohle, so scheinen Braunkohlekraftwerke mit pauschalen Entschädigungssummen gegenüber Steinkohlekraftwerken, die sich zur Erlangung einer finanziellen Entschädigung dem Wettbewerb stellen müssen, **privilegiert** zu werden. Im Gesetzgebungsverfahren wurde kritisiert, dass der Erhalt von Braunkohlekraftwerkskapazitäten zu Lasten der Steinkohle gehe, deren Reduktion von der individuellen Ausgestaltung der Braunkohlereduktion abhängig ist. § 4 Abs. 2 KVBG macht deutlich, dass in den Jahren, in denen weniger Braunkohlekraftwerke vom Netz gehen, mehr Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden müssen, um das gesetzlich vorgegebenen Zielniveau einzuhalten. Mögen für diese „Flexibilität“ auch die strukturellen Unterschiede der Kraftwerkstypen herangezogen werden können, so rechtfertigen sich damit nicht die Unterschiede in der Entschädigungsfrage. Bei der Festlegung von Entschädigungen ist der Gesetzgeber an den Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG mit der Besonderheit gebunden, dass eine gleichheitswidrige Inhalts- und Schrankenbestimmung zugleich gegen Art. 14 Abs. 1 GG verstößt.<sup>25</sup>

Dessen ungeachtet ist ein **vorgezogener Kohleausstieg** geboten, um die Klimaschutzziele zu erreichen.<sup>26</sup> Verfassungsrechtlich zwingend mag dies nicht sein.<sup>27</sup> Aber das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz zementiert veraltete Reduktionsanforderungen zulasten des zukünftigen Gesetzgebers<sup>28</sup> und es sei zu befürchten, dass mit dem „Ausstiegsgesetz“ klimaschädliche Kohlekraftwerke länger am Netz bleiben als ohne das Gesetz. Es handele sich vielleicht um ein Gesetz zur Reduzierung, aber möglicherweise weniger zur Beendigung, sondern erneut zur **Subventionierung** der Kohleverstromung, deren Beendigung mit hohen Entschädigungen in die Zukunft verschoben wird. Das ist nicht unplausibel, wurde doch schon für das Jahr 2020 geschätzt, dass 46% aller weltweit laufenden Kohlekraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Jedenfalls in Deutschland befinden sich heute Braun- und Steinkohlekraftwerke am Rande der Wirtschaftlichkeit. Es bestehen Zweifel, ob mit dem Kohleausstieg das erforderliche getan wurde und ein „Vorziehen“ der Stilllegungen nicht geboten ist, um in der Zukunft ungleich drastischere Maßnahmen zu volkswirtschaftlich noch höheren Kosten zu vermeiden.

---

<sup>25</sup> Zu den verfassungsrechtlichen Fragen *Kment/Fimpel*, DVBl 2022, 947.

<sup>26</sup> Vgl. *Egerer/Grimm/Lang/Pfeffers*, Wirtschaftsdienst 2022, 600. Dass der vorgezogene Kohleausstieg höhere Entschädigungszahlungen verlangt, wird gerne behauptet, ist aber eigentumsrechtlich nicht zwingend, a.A. *Korte*, VerwArch 113 (2022), 333 (338 ff.). Zum dahinter stehenden Klimaschutzrecht im Überblick *Franzius*, Klimaschutzrecht: Eine Momentaufnahme, FEU-Arbeitspapier 19/2025 (abrufbar unter: <https://www.uni-bremen.de>).

<sup>27</sup> So wird der Klimabeschluss des Bundesverfassungsgerichts – BVerfGE 157, 36 – verstanden, vgl. *Burgi*, NVwZ 2021, 1401 (1406). Dass das Ausstiegsdatum 2038 grundrechtlich vorgegeben sei, wird man kaum annehmen können, so aber *Frenz*, RdE 2021, 345 (347 ff.).

<sup>28</sup> *Verheyen*, Stellungnahme v. 25.5.2020, Deutscher Bundestag, Ausschuss für Wirtschaft und Energie, Ausschuss-Drs. 19 (9) 618.

Dafür enthält § 56 KVBG eine **Revisionsklausel**, mit deren Hilfe ein vorzeitiger Ausstieg bis 2035 möglich wäre. In Nordrhein-Westfalen hat man sich auf einen Kohleausstieg bis 2030 geeinigt, allerdings unter Vorziehen der Erzeugungsmengen. Ob die neue Bundesregierung daran festhält, den Ausstieg zu beschleunigen, ist ungewiss.<sup>29</sup> Müßig ist es aber der Frage nachzugehen, ob der Ausstieg aus der Kohleverstromung ohne das Gesetz schneller erfolgen würde, weil der Betrieb von Kohlekraftwerken schon heute nicht mehr rentabel ist. Inwieweit der Markt – vor allem durch sinkende Kosten für die erneuerbaren Energien, die immer weniger auf eine staatliche Förderung angewiesen sind – schneller der Kohleverstromung ein Ende gesetzt hätte, lässt sich nicht einfach beantworten und liefert nicht die Gewissheit, die es braucht, um einigermaßen verlässlich die klimarechtlichen Ziele zu erreichen, wengleich dafür ein hoher Preis bezahlt wird.<sup>30</sup>

### III. Ausbau erneuerbarer Energien

#### 1. Windenergie an Land

Während der Kohleausstieg – wissenschaftlich weitgehend bewältigt – keine neuen Fragen aufwirft, ist das beim Ausbau erneuerbarer Energien anders. Hier hat es im Bereich der Windenergie an Land einen Paradigmenwechsel gegeben, weil die bisherige **regulierungsrechtliche** Förderung durch Ausschreibungsverfahren im Sinne eines Wettbewerbs um die Förderhöhe mit einer **planungsrechtlichen** Steuerung der Flächenbereitstellung ergänzt wurde. Obwohl im Schrifttum schon länger angemahnt, hatte es bislang keinen spezifischen planungsrechtlichen Zugriff auf den immer stärker gewachsenen Ausbaubedarf gegeben.<sup>31</sup> Was der Gesetzgeber jetzt auf den Weg gebracht hat, ist als durchaus innovativ anzusehen und, obwohl der langfristige Erfolg noch nicht abzusehen ist, ein Verdienst der alten Bundesregierung.<sup>32</sup> Es gelang der „Ampel“ mit dem **Windenergieflächenbedarfsgesetz** (WindBG)<sup>33</sup> das im Koalitionsvertrag ausgerufene Ziel, insgesamt 2% der Bundesfläche für die Windenergie an Land bereitzustellen, durch gesetzliche Vorgaben für die Länder umzusetzen. Dafür wurde die sich als untauglich erwiesene Konzentrationsflächenplanung nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB<sup>34</sup> für Windenergieanlagen abgeschafft und die bislang vorherrschende Verhinderungsplanung durch eine Positivplanung ersetzt, die einem neuen und weitgehend präzedenzlosen „Mechanismus“ folgt.<sup>35</sup> Dieser Weg hat im

<sup>29</sup> Zu den neuen Akzenten in der Energiepolitik *Hinkfoth*, IR 2025, 158. Zum Daueranliegen einer Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung *Thyssen/Roth*, NVwZ 2025, 884. Zur infolge des vorzeitigen Endes der Ampelkoalition gescheiterten großen BauGB-Novelle *Scherff*, UPR 2025, 241.

<sup>30</sup> A.A. *Fronde/Schmidt*, Der Kohlekompromiss, ein Irrweg, FAZ v. 1.3.2019, S. 20.

<sup>31</sup> Vgl. *Hermes*, ZUR 2014, 259; *Franzius*, ZUR 2018, 11 (12 ff.); *Franke*, Neue Steuerungsinstrumente für den Windkraftausbau?, in: FS Bührenbender, 2018, S. 201 (208 ff.); ausf. *Bader*, Die Bedeutung der Interdependenz zwischen Planung und Regulierung für die Steuerung des Ausbaus der Onshore-Windenergieerzeugung, 2021, S. 11 ff.

<sup>32</sup> So auch *Kindler/Husemann*, KlimR 2025, 2 f. Zur Implementation *Rheinschmitt/Köck*, DVBI 2023, 1389.

<sup>33</sup> Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (Windenergieflächenbedarfsgesetz - WindBG) v. 20.7.2022, BGBl. I S. 1353.

<sup>34</sup> Dazu *Müggenborg*, NuR 2016, 657; *Gatz*, DVBI 2017, 461; *Kümper*, DVBI 2021, 1591; *Hermsdorf*, ZUR 2022, 341.

<sup>35</sup> Siehe aber *Gatz*, ZUR 2020, 584; *Bovet/Dross/Kindler*, NVwZ 2020, 754.

Schrifttum viel Aufmerksamkeit erhalten.<sup>36</sup> Ebenso auffällig ist die Parallelität nationaler und europäischer Erleichterungen des Ausbaus erneuerbarer Energien, die etwas mit dem Bemühen zu tun haben, sich von der Abhängigkeit russischer Öl- und Gaslieferungen zu befreien. Mitunter geht der nationale Gesetzgeber im Vorgriff auf europäische Regelungen in Vorleistung, in anderen Konstellationen sind unionsrechtliche Vorgaben dagegen noch umzusetzen.<sup>37</sup>

Die **Ausbauziele** sind in der Vergangenheit sukzessive angehoben worden. Heute gibt § 1 Abs. 2 EEG 2023 vor, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80% im Jahr 2030 zu steigern. Um die Energiewende zu beschleunigen, verlässt sich der Gesetzgeber nicht länger auf regulierungsrechtliche Vorgaben zur Förderung des Ausbaus, sondern „krempelte“ mit dem sog. Osterpaket das Planungsrecht um.<sup>38</sup> § 3 Abs. 1 WindBG legt verbindliche Flächenbeitragswerte für die einzelnen Bundesländer fest, die sich in der Summe auf 2% der Bundesfläche belaufen.<sup>39</sup> § 249 Abs. 1 BauGB entzieht der Konzentrationsflächenplanung nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB, die sich als ein maßgeblicher „Haupthinderungsgrund“ für die regionalplanerische und kommunale Steuerung der Windenergieanlagen entpuppt hat, die rechtliche Grundlage.<sup>40</sup> An die Stelle der Konzentrationsflächen, die festzulegen infolge der dazu ergangenen höchstrichterlichen Rechtsprechung<sup>41</sup> die Planung nicht unmaßgeblich erschwerte, treten **Windenergiegebiete**, die in § 2 Nr. 1 WindBG als Vorranggebiete oder vergleichbare Gebiete definiert werden. Werden die Flächenbeitragswerte erreicht, so gelten für Windenergieanlagen außerhalb von Windenergiegebieten gemäß § 249 Abs. 2 S. 1 BauGB die allgemeinen Regeln des § 35 Abs. 2 BauGB mit der Folge ihrer regelmäßigen Unzulässigkeit, da sie nicht mehr zu den privilegierten Anlagen im Außenbereich gehören. Der hierüber vermittelte Anreiz zur rechtzeitigen und ausreichenden Ausweisung der Windenergiegebiete wird dadurch verstärkt, dass § 249 Abs. 7 BauGB für die Verfehlung von Flächenbeitragswerten zu den Stichtagen 2027 und 2032 die umgekehrte Rechtsfolge anordnet.<sup>42</sup> Im gesamten Planungsraum der Bundesländer, die ihre Flächenziele nicht erreicht haben, werden Windenergieanlagen als privilegierte Vorhaben im Außenbereich genehmigungsfähig und landesrechtliche Regelungen zu Mindestabständen

<sup>36</sup> Vgl. *Schlacke/Wentzien/Römling*, NVwZ 2022, 1577; *Faßbender/Brade*, NuR 2022, 813; *Operhalsky*, UPR 2022, 337; *Zenke*, EnWZ 2022, 147; *Rauschenbach/Nebel*, ER 2022, 179; *Benz/Wegner*, ZNER 2022, 367; *Burkert*, REE 2022, 169; *Ruge*, NVwZ 2023, 870; *Sobotta*, NVwZ 2023, 1609; *Meurers*, UPR 2023, 41; *Schlacke/Thierjung*, DVBI 2023, 635; *Wagner*, UPR 2023, 361; *Kment*, NVwZ 2023, 959; *Kliem*, ZNER 2023, 462; *Tiggles/Wördenweber*, ZNER 2024, 305; *Grigoleit*, DVBI 2024, 552; *Scheidler*, DVBI 2024, 390; *Thierjung*, DVBI 2024, 529; *Sailer/Deutinger*, EurUP 2024, 70.

<sup>37</sup> Das gilt vor allem für die RED III-Richtlinie, dazu *Römling*, EurUP 2024, 237; *Wulff*, NVwZ 2024, 368 (373 ff.); *Baumeister/Ramsauer*, ZUR 2024, 664 (666 ff.). Der Gesetzentwurf zur Umsetzung der novellierten EE-Richtlinie v. 9.9.2024 – BT-Drs. 20/12785; dazu *Burkert*, REE 2024, 137 (139 ff.) – ist infolge des vorzeitigen Endes der Legislaturperiode dem Diskontinuitätsgrundsatz zum Opfer gefallen.

<sup>38</sup> Zu diesem „Systemwechsel“ *Kment*, NVwZ 2022, 1153 (1156); *Scheidler*, DVBI 2024, 390. Von einem „Dschungel der Beschleunigungsgesetzgebung“ sprechen *Schlacke/Thierjung*, DVBI 2023, 635.

<sup>39</sup> Dazu *Benz/Wegner*, ZNER 2022, 367; *Meurers*, UPR 2023, 51. Aus der Perspektive eines Flächenlandes *Derpa*, VBIBW 2023, 485.

<sup>40</sup> *Schlacke/Wentzien/Römling*, NVwZ 2022, 1577 (1582).

<sup>41</sup> BVerwGE 164, 74 Rn. 19; 145, 231 Rn. 10; dazu *Kümper*, DÖV 2021, 1056.

<sup>42</sup> Krit. *Grigoleit*, DVBI 2024, 552 (558).

bleiben unanwendbar.<sup>43</sup> Damit nicht genug: § 6 WindBG lässt in Windenergiegebieten, deren Ausweisung einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) unterliegt, für die Zulassung von Windenergieanlagen an Land die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und die artenschutzrechtliche Prüfung für Vögel außerhalb von Natura 2000-Gebieten, Naturschutzgebieten und Nationalparks entfallen.<sup>44</sup> Noch vor wenigen Jahren wäre dies als unionsrechtswidrig gebrandmarkt worden. Inzwischen hat der Unionsgesetzgeber jedoch mit den durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) eingeführten „**Beschleunigungsgebieten**“<sup>45</sup> den Gedanken einer Vorverlagerung der Umweltprüfungen auf die Planungsebene aufgegriffen und verfestigt.<sup>46</sup> Ob damit materielle Standards des Artenschutzes unterlaufen werden, ist umstritten.<sup>47</sup> Dass auf die Prüfung nicht verzichtet wird, zeigt § 6 Abs. 1 S. 3 WindBG. Danach hat die zuständige Behörde auf der Zulassungsentscheidungen vorgelagerten Planungsstufe geeignete und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen anzuordnen, wenn ein Verstoß gegen § 44 Abs. 1 BNatSchG zu erwarten ist.<sup>48</sup> Soweit Schutzmaßnahmen nicht verfügbar oder Daten nicht vorhanden sind, ist nach § 6 Abs. 1 S. 4 WindBG eine Zahlung in Geld zu leisten.

Wenn in diesem Zusammenhang von einem Paradigmenwechsel<sup>49</sup> die Rede ist, dann liegt es daran, dass nunmehr das alte Beschleunigungsanliegen nicht mehr mit kleinteiligen verfahrensrechtlichen Änderungen, sondern mit materiell-rechtlichen Erleichterungen – weitgehend im Einklang mit dem Unionsrecht – verfolgt wird.<sup>50</sup> Dazu gehört auch die Figur des **überragenden öffentlichen Interesses** in der Ausgestaltung durch § 2 EEG 2023.<sup>51</sup> Die Vorschrift hat das Potential zu einer echten Beschleunigung der Planungs- und Zulassungsverfahren. § 2 S. 1 EEG enthält eine Abwäg-

<sup>43</sup> Etwa die bayerische 10H-Regelung nach Art. 82 Abs. 1 BayBO, wonach die Privilegierung im Außenbereich für Windenergieanlagen dann aufgehoben ist, wenn der Abstand zu Wohngebäuden in Bebauungsgebieten oder bebauten Ortsteilen weniger als die zehnfache Gesamthöhe beträgt; dazu *Leisner-Egensperger*, DVBI 2022, 202. Zur bauplanungsrechtlichen Privilegierung erneuerbarer Energien *Scheidler*, UPR 2023, 321.

<sup>44</sup> Ähnliche Regelungen finden sich in § 72a WindSeeG, § 14b UVPG und § 43m EnWG; zu letzterem *Rebler/Fritsch*, UPR 2025, 167.

<sup>45</sup> *Deutinger/Sailer*, Die Beschleunigungsgebiete nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie: Handlungsnotwendigkeiten und -spielräume bei der Umsetzung in nationales Recht, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 35 v. 8.2.2024, S. 3 ff.

<sup>46</sup> Art. 15c RED III; dazu *Sobotta*, NVwZ 2023, 1609 (1610 ff.); *Sailer/Deutlinger*, EurUP 2024, 70 (79 ff.); *Römling*, EurUP 2024, 237 (238 ff.); *Kliem*, ZNER 2024, 462 (463 ff.); *Baumeister/Ramsauer*, ZUR 2024, 664 (666 ff.). Vorgezeichnet wurden die Regelungen durch die EU-Notfallverordnung, vgl. VO (EU) 2022/2577 des Rates v. 22.12.2022, ABI L 2022, 335, 36. § 6a WindBG erklärt Windenergiegebiete, die bis zum Ablauf des 19. Mai 2024 ausgewiesen worden sind, zu Beschleunigungsgebieten kraft Gesetzes.

<sup>47</sup> Von einem „Freikaufen“ sprechen *Schlacke/Wentzien/Römling*, NVwZ 2022, 1577 (1583). Zur Kritik auch *Christiansen/Michaelis*, EurUP 2023, 107 (113 ff.).

<sup>48</sup> Dazu *Rieger*, NVwZ 2023, 1042 (1044 ff.), der darin „eine Art Trostpflaster für die Vertreter des Artenschutzes“ sieht. Zu den artenschutzrechtlichen Neuregelungen *Hendrischke*, NVwZ 2023, 965.

<sup>49</sup> Die Inflationierung beim Gebrauch des Begriffs ist bemerkenswert. Das gilt aber auch für die Redeweise von einer „Revolution“ für dann vielleicht doch nicht so umstürzende Veränderungen, wie *Ruge*, NVwZ 2023, 870 annimmt.

<sup>50</sup> Statt vieler *Otter/Eh*, EnWZ 2023, 122. Zu den Plänen der Bundesregierung *Thyssen/Roth*, NVwZ 2025, 884.

<sup>51</sup> Dazu *Appel/Pfeuffer*, DVBI 2024, 537; *Sailer/Mielitz*, ZNER 2024, 87; *Birkner*, NVwZ 2024, 138; *Benrath*, DVBI 2024, 403; *Lennartz*, DÖV 2024, 518; *Rieger*, UPR 2023, 161; *Gillich*, DÖV 2022, 1027; *Bader/Deißler/Weinke*, ZNER 2023, 337.

ungsdirektive, indem erklärt wird, dass die Errichtung und der Betrieb von EE-Anlagen im überragenden öffentlichen Interessen liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Noch bedeutsamer für die Zulassungspraxis dürfte die Gewichtungsvorgabe des § 2 S. 2 EEG mit der Vorgabe sein, dass „die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht“ werden. Der Unionsgesetzgeber spricht in Art. 16f RED III von einem „overriding public interest“ und meint in der Sache dasselbe. EE-Anlagen wird über § 43 Abs. 2 EnWG, § 1 Abs. 3 S. 3 EnLAG oder § 1 Abs. 1 S. 2 BBPIG hinaus, die für Stromleitungsprojekte ebenfalls eine positive Abwägungsdirektive enthalten, eine Gewichtungsvorgabe in Abwägungs- und Ermessensentscheidungen eingeräumt, die eine **Regelvermutung für den Vorrang** statuiert, aber nach wie vor durch entgegenstehende Belange im Einzelfall überwunden werden kann. Der Beschleunigungseffekt liegt eher darin, dass die Darlegungs- und Begründungslast des Antragstellers erleichtert und der Vorrang der erneuerbaren Energien von der zuständigen Behörde nicht mehr gesondert begründet werden muss. Mit § 2 EEG wird das Fachrecht überwölbt.<sup>52</sup> Obgleich die Wirkungen der textlich nur unscheinbaren<sup>53</sup> Änderung abzuwarten bleiben, zeigt sich schon heute das der Vorschrift zugetraute Potential, indem vorgeschlagen wird, das „überragende öffentliche Interesse“ auf andere Felder auszuweiten. Davon ist abzuraten, soll der Beschleunigungseffekt nicht verpuffen. Im Gegenteil ist die vom Gesetzgeber de lege lata unterschiedlich weitgehende Ausgestaltung des hinter dem Beschleunigungsanliegen stehenden öffentlichen Interesses ernstzunehmen. Zum einen fehlt es mitunter an der wichtigen Zusatz eines „überragenden“ öffentlichen Interesses, zum anderen wird an die Abwägungsdirektive nicht immer eine vergleichbare Gewichtungsvorgabe gekoppelt.

Im Kern haben wir es auf der einen Seite mit durch die planerische Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für gerechtfertigt gehaltenen Privilegierungen von EE-Anlagen zu tun, auf der anderen Seite mit ihrer Bevorzugung in Zulassungsentscheidungen, die von der Durchführung langwieriger Umweltprüfungen befreit werden. Diese Erleichterungen allein der „Ampel“ zuzuschreiben, greift ersichtlich zu kurz, ließen sich die „befreienden“ Umbauten doch ohne Rückendeckung der Union kaum mit der überraschenden „Härte“ realisieren. Das wirft die Frage auf, ob der **Artenschutz** und die Biodiversität für den Klimaschutz geopfert wurden. Offenkundig ist eine Absenkung der materiellen Standards nicht, wenngleich die mit dem Osterpaket eingeführten Vorschriften wie § 45b BNatSchG dafür sprechen.<sup>54</sup> Als Gralshüter des

<sup>52</sup> Das Fachrecht sieht häufig Abwägungen vor, etwa auf Tatbestandsebene bei der Ausfüllung unbestimmter Rechtsbegriffe. So ist im Rahmen der naturschutzrechtlichen Zulässigkeit einer Windenergieanlage unter Umständen gemäß § 45 Abs. 1, Abs. 7 BNatSchG eine artenschutzrechtliche Ausnahme vom Tötungsverbot des § 44 BNatSchG erforderlich. Eine solche Ausnahme erfordert gemäß § 45 Abs. 7 S. 1 Nr. 5 BNatSchG ein „überwiegendes öffentliches Interesse“, setzt mithin eine Abwägung zwischen dem Vorhabeninteresse und dem Artenschutzinteresse voraus. Das Gewicht des Vorhabeninteresses wird in dieser Abwägung durch § 2 S. 1 EEG verstärkt. Zudem bewirkt § 2 S. 2 EEG, dass ein Überwiegen der artenschutzrechtlichen Belange nur in einem Ausnahmefall in Betracht kommt und deshalb einen besonderen Begründungsaufwand erfordert.

<sup>53</sup> Gleichwohl wird darin die „wichtigste und wahrscheinlich tiefgreifendste Neuregelung des gesamten Osterpakets“ gesehen, vgl. *Appel/Pfeuffer*, DVBI 2024, 537.

<sup>54</sup> Dazu *Rieger*, UPR 2022, 453; *Frank/Rolshoven*, ZNER 2022, 535; *Nebelsieck*, UPR 2023, 409.

Artenschutzes fungiert aber auch die Union nicht mehr. Vielmehr stellt sich die Frage, wo die Belange richtig und sinnvoll „verortet“ und zu prüfen sind. Das muss nicht zwingend das Zulassungsverfahren des konkreten Vorhabens sein, sondern kann auch das vorgelagerte Planungsverfahren mit der Folge sein, dass keine projektspezifische UVP, sondern nur eine gröbere und auf die Ausweisung des Planungsgebietes gerichtete SUP durchzuführen ist. Von einer Beibehaltung der Prüfdichte könnte nur die Rede sein, wenn das Prüfprogramm gewissermaßen „hochgezont“ würde. Das kommt bisweilen vor, etwa bei der Stromnetzplanung mit der Entlastung des Planfeststellungsverfahrens durch die Bundesfachplanung, indem wesentliche Prüfschritte auf die vorgelagerte Planungsebene verlagert werden. Dies vorliegend anzunehmen, fällt jedoch schwer. Es mag naheliegen, dass Entlastungen auf der abschließenden Zulassungsebene durch die Hochzonung des Prüfprogramms auf die vorgelagerte Planungsebene „verdient“ werden müssen.<sup>55</sup> Eben dies bezwecken die Neuregelungen des Osterpakets aber nicht.<sup>56</sup> Einer **Aushöhlung der materiellen Standards** beugen der europäische und der nationale Gesetzgeber durch die Verpflichtung zur Anordnung von Schutzmaßnahmen<sup>57</sup> oder kompensatorischen Ausgleichsmaßnahmen auf der Planungsebene vor. Es fällt leicht, diesen Schritt als Absenkung der materiellen Anforderungen zu kritisieren.<sup>58</sup> Allerdings kommt es nicht allein auf den „Inhalt“ des Rechts an, sondern auch darauf, wie dieser Inhalt zustande gekommen ist. Das Verfahren prägt das Ergebnis wesentlich. Auch aus der Rechtsschutzperspektive ist gegen die Vorverlagerung der Prüfung auf die Planungsebene nichts zu sagen, ist doch weder nach der Aarhus-Konvention noch nach dem europäischen Sekundärrecht vorgeschrieben, auf welcher Ebene die erforderlichen **Umweltprüfungen** durchzuführen sind.<sup>59</sup> Vielmehr lässt sich dem Unionsrecht deutlicher als bisher entnehmen, dass Doppelungen vermieden werden sollen.

Dass der Entkoppelung von SUP-pflichtiger Planung und UVP-freier Zulassung<sup>60</sup> materielle Schutzanliegen nicht entgegenstehen, zeigt auch das unionsrechtlich vorgeschriebene **Screening** nach Art. 16a Abs. 4 RED III als abgekürztes Überprüfungsverfahren.<sup>61</sup> Darüber wird die SUP gewissermaßen nachjustiert, indem auf der

<sup>55</sup> So für die Stromnetzplanung *Wahl*, Erscheinungsformen und Probleme der projektorientierten Raumordnung, in: FS Sellner, 2010, S. 155 (170 ff.).

<sup>56</sup> Zutreffend *Sailer/Deutinger*, EurUP 2024, 70 (74) für die Artenschutzprüfung.

<sup>57</sup> Art. 15c Abs. 1 UAbs. 3 RED III enthält eine (widerlegbare) Vermutung, dass Projekte in Beschleunigungsgebieten, die festgelegte Minderungsmaßnahmen einhalten, die artenschutzrechtlichen Verbotsstatbestände beachten, vgl. *Kliem*, ZNER 2023, 462 (464). Zur Entstehung eines europäischen Planungsrechts für die erneuerbaren Energien *Baumeister/Ramsauer*, ZUR 2024, 664 (668).

<sup>58</sup> Differenzierend *Erbguth*, DVBI 2023, 510 (511 ff.). Einen Konflikt mit Art. 191 AEUV sehen *Kahl/Kaiser*, EurUP 2024, 191 (202), der durch die Behauptung des Unionsgesetzgebers, die hohen Umweltstandards einzuhalten, nicht ausgeräumt wird.

<sup>59</sup> Die Ausweisung von Windenergiegebieten ist als SUP-pflichtige Planungsentscheidung gemäß § 1 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 UmwRG kontrollfähig und der Umstand, dass die Zulassungsentscheidung keiner UVP-Pflicht unterliegt, bedeutet nicht, dass die abschließende Entscheidung klaglos gestellt wäre. Hier ist zwar nicht der Anwendungsbereich von § 1 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 UmwRG eröffnet, wohl aber der des § 1 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 UmwRG (Nr. 1.6.1 im Anhang zur 4. BImSchV) bzw. auffangartig § 1 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 UmwRG, vgl. *Schlacke/Wentzien/Römling*, NVwZ 2022, 1577 (1583).

<sup>60</sup> Zur „Prüfungs- und Vermutungskaskade“ mit der Hochzonung umweltrechtlicher Fragestellungen und der Freigabe der Projektzulassung in vorgeprüften Gebieten *Wulff*, NVwZ 2024, 368 (369 f.).

<sup>61</sup> *Sobotta*, NVwZ 2023, 1609 (1612). Zum Screening *Kliem*, ZNER 2023, 462 (465 f.).

Grundlage verfügbarer Daten festgestellt wird, ob das in Rede stehende Vorhaben unvorhergesehene nachteilige Umweltauswirkungen hat, die bei der Gebietsausweisung nicht ermittelt wurden.<sup>62</sup> Werden solche Auswirkungen nicht festgestellt, **gilt** das Vorhaben nach Art. 16a Abs. 5 RED III als unter Umweltgesichtspunkten genehmigt.<sup>63</sup> Anderenfalls ist eine nachträgliche Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen, die für die Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens maßgeblich ist.<sup>64</sup> Erforderlich ist dann eine weitere Öffentlichkeitsbeteiligung.<sup>65</sup> Diese Modifikationen sind ein Spezifikum des Rechts der Energiewende. Verallgemeinern lassen sich die Verlagerungen der Umweltprüfung von der Genehmigungs- auf die Planungsebene nicht.<sup>66</sup>

## 2. EEG und Ausschreibungsverfahren

Die Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien erfolgte bislang überwiegend **regulierungsrechtlich**. Der Betreiber einer EE-Anlage hat einen Anspruch auf die Einspeisung seines Stroms in das Netz – unabhängig davon, wo die Anlage errichtet und betrieben wird. Dafür erhält er grundsätzlich eine hoheitliche Vergütung. Der insoweit maßgebliche Regulierungsrahmen<sup>67</sup> hat eine bewegte Geschichte und ist deutlich angewachsen. Kam das Stromeinspeisungsgesetz 1990 noch mit sechs Paragraphen aus, so enthält das EEG 2023 heute 178 Paragraphen.<sup>68</sup> Hinzu kommt für die Planung, Ausschreibung und Zulassung von Windenergieanlagen auf See ein eigenes Gesetz, das Windenergie-auf-See-Gesetz.<sup>69</sup>

Verändert hat sich der gesetzliche Rahmen für die Förderung erneuerbarer Energien. Prägend war zunächst der Verzicht auf eine Mengensteuerung zugunsten einer **Preissteuerung**. Jeder Anlagenbetreiber erhielt für die Einspeisung seines Stroms aus erneuerbaren Energien in das Netz eine hoheitlich festgelegte Einspeisevergütung. Dieses Modell erklärte der EuGH für unionsrechtskonform. Eine Regelung eines Mitgliedstaates, durch die private Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet werden, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu Mindestpreisen abzunehmen, die über dem tatsächlichen wirtschaftlichen Wert dieses Stroms liegen, stellt keine staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV dar.<sup>70</sup> Das Preissteuerungsmodell war zunächst ungemein erfolgreich, ließ aber die Kosten steigen. Für die Netzbetreiber, die den Strom aus

<sup>62</sup> *Wulff*, NVwZ 2024, 368 (370).

<sup>63</sup> Zur Beschleunigung durch Genehmigungsfiktionen *Beckmann*, EurUP 2025, 85.

<sup>64</sup> Vgl. *Sailer/Deutinger*, EurUP 2024, 70 (80 f.).

<sup>65</sup> *Schwerdtfeger*, EurUP 2023, 365 (374).

<sup>66</sup> *Kahl/Kaiser*, EurUP 2024, 191 (203 f.). Zur Umweltverträglichkeitsprüfung *Balla/Sangenstedt*, ZUR 2023, 387, 476. Für das „Deutschlandtempo“ im Zulassungsrecht *Schütte/Langstädtler*, ZUR 2024, 3.

<sup>67</sup> Zum Begriff „Regulierung“ *Lepsius*, Über Märkte, Wettbewerb und Gemeinwohl – Plädoyer für einen Paradigmenwechsel, in: Adolf-Arndt-Kreis (Hrsg.), Staat in der Krise – Krise des Staates? Die Wiederentdeckung des Staates, 2010, S. 25 ff.; *Züll*, Regulierung im politischen Gemeinwesen, 2014. Zum Energieregulierungsrecht *Fehling*, in: ders./Schneider (Hrsg.), Regulierungsrecht, 2. Aufl. 2025, § 9.

<sup>68</sup> Eine ähnliche Entwicklung lässt sich für das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) beobachten. In der Ursprungsfassung von 1935 (!) blieb es über Jahrzehnte weitgehend unverändert, um dann mit der Liberalisierung der Energiemärkte und der Energiewende grundlegend reformiert zu werden. Heute wird es nahezu im Jahresrhythmus geändert und enthält 295 Paragraphen mit steigender Tendenz.

<sup>69</sup> Dazu unten III.4.

<sup>70</sup> EuGH, Urf. v. 13.3.2001, C-379/98 (PreussenElektra), ECLI:EU:C:2001:160.

erneuerbaren Energien zu festen Vergütungssätzen abzunehmen verpflichtet sind, wurde die Förderung zu einer Belastung, die den Gesetzgeber mit dem EEG 2008 veranlassten, ein Umlagesystem einzuführen. Diese EEG-Umlage diente dem Ausgleich der Mehrkosten, die mit der Förderung erneuerbarer Energien verbunden sind. Der Erfolg des EEG, das die erneuerbaren Energien aus dem Nischendasein der Energieversorgung herausgeholt hat, rief nicht nur die Kommission auf den Plan, die im EEG 2012 eine **Beihilfe** sah, sondern auch den deutschen Gesetzgeber, der mit dem EEG 2014 den Fördermechanismus änderte. Das Festvergütungssystem wurde durch ein Direktvermarktungssystem zurückgedrängt. Der Betreiber einer EE-Anlage veräußert den von ihm produzierten Strom an der Strombörse und erhält zusätzlich zum Veräußerungserlös vom Netzbetreiber, an dessen Netz seine Anlage angeschlossen ist, eine Marktprämie, die sich aus der Differenz von durchschnittlichem Monatsmarktpreis und den im EEG 2014 enthaltenen Sätzen berechnete. Die Marktprämie als notifizierungspflichtige Beihilfe auszuweisen lag nahe und wurde vom EuG zunächst angenommen.<sup>71</sup> Die Bundesregierung sah es mit der h.L. anders<sup>72</sup> und legte Rechtsmittel ein. Der EuGH hat sich durch das exekutive Regelwerk der Kommission, die mit ihren damals einschlägigen Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen<sup>73</sup> eine Qualifizierung als Beihilfe erlaubte, nicht beeindrucken lassen und im EEG 2012 den Beihilfetatbestand als nicht erfüllt angesehen.<sup>74</sup> Dennoch hat sich die Kommission in der Auseinandersetzung mit dem Fördermodell gegenüber der deutschen Position weitgehend durchgesetzt.<sup>75</sup> Obwohl primärrechtlich nicht geboten, wurde das Fördermodell des EEG 2014 durch ein **Ausschreibungsmodell** im EEG 2017 ersetzt.<sup>76</sup> Während bisher der Staat die Preise gesetzt und die Nachfrage der Akteure das Volumen des Ausbaus bestimmt haben, gibt heute der Staat die Menge vor und die Akteure setzen den Preis innerhalb des gesetzlich bestimmten Wettbewerbsrahmens unter Beachtung eines gesetzlich festgesetzten Höchstwertes, der nicht überschritten werden darf, fest.<sup>77</sup>

Der Gesetzgeber verspricht sich mit Ausschreibungen eine bessere **Mengensteuerung** und eine höhere Kosteneffizienz. Energiewirtschaftlich ändert sich das Verhalten der Einspeiser dagegen auch im Ausschreibungsmodell nicht. Es bleibt bei der Förderung mittels einer gleitenden Marktprämie., die nach § 23a EEG iVm Anlage 1

<sup>71</sup> Vgl. EuG, Urt. v. 10.5.2016, T-47/15 (Deutschland/Kommission), ECLI:EU:T:2016:281.

<sup>72</sup> Statt vieler *Burgi/Wolff*, EuZW 2014, 647. Das betrifft nicht nur das Vorliegen staatlicher Mittel, sondern auch die Frage, ob eine Begünstigung im Sinne eines wirtschaftlichen Vorteils nach der Altmarkt-Trans-Rechtsprechung des EuGH vorliegt, vgl. *H. Kahl*, ER 2014, 108.

<sup>73</sup> Vgl. Mitteilung der Kommission: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABI C 200 v. 28.6.2014. Zum Kontext *Knauff*, Beihilferechtliche Steuerung der Energiepolitik? Der Einfluss der EU-Kommission auf die Energiepolitik der Mitgliedstaaten, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Energieversorgung zwischen Energiewende und Energieunion, 2017, S. 55 ff.

<sup>74</sup> EuGH, Urt. v. 28.3.2019, C-405/16 P (Deutschland/Kommission), ECLI:EU:C:2019:268; krit. *Ludwigs*, NVwZ 2019, 909. Zur „Beihilfenpolitik“ *Overkamp/Brinkschmidt*, DÖV 2019, 868; *Böhlinger*, EurUP 2020, 360.

<sup>75</sup> Vgl. *Pause/Kahles*, ER 2017, 55.

<sup>76</sup> Zur Frage, ob Ausschreibungen ein Problemlösungsinstrument oder ein bürokratischer Irrweg sind: *Knauff*, NVwZ 2017, 1591. Zur Entstehung *Messing*, Wie kam das Ausschreibungsmodell in das Erneuerbare-Energien-Gesetz?, 2020.

<sup>77</sup> Zum Ausschreibungsmodell *Frenz*, REE 2021, 128. Ausf. *Herdy*, Die hoheitliche Verteilung knapper Güter am Beispiel der Förderung erneuerbarer Energien, 2023, S. 231 ff.; *Leinders*, Die EEG-Ausschreibung als wettbewerbsförderndes Instrument der Energiewende, 2023, S. 111 ff.

die Differenz zwischen dem Marktwert des eingespeisten Stroms (MW) und dem in einer Ausschreibung festgelegten anzulegenden Wert (AW) ausgleicht. Etabliert wird aber ein **Wettbewerb um die Förderhöhe**. Bei der Windenergie an Land läuft aufgrund der heute üblichen Anlagengröße faktisch das gesamte Ausbauvolumen durch das Ausschreibungsverfahren. Lediglich Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, die keine Bürgerenergiegesellschaften oder Pilotwindenergieanlagen sind, mit einer installierten Leistung bis 1000 kW müssen sich Ausschreibungen nicht stellen. Für sie gelten weiterhin die administrativ festgelegten Vergütungssätze. Für die meisten Windenergieanlagen besteht demnach nur ein Förderanspruch, wenn die Bundesnetzagentur für die Anlage im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens einen Zuschlag erteilt hat. Der Förderzeitraum beträgt zwanzig Jahre ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Eine zentrale – und kleinere Anlagenbetreiber belastende – Anspruchsvoraussetzung ist, dass die Anlage, für die ein Gebot abgegeben wird, immissionsschutzrechtlich bereits genehmigt ist. Die Bundesnetzagentur führt jährlich mehrere technologiespezifische Ausschreibungsrunden durch, die jeweils acht bis fünf Wochen vor dem jeweiligen Gebotstermin mit einer Bekanntmachung beginnen. Bieter haben dann die Möglichkeit, bis zum Gebotstermin ein **verdecktes Gebot** abzugeben, das die Gebotsmenge in kW, den Gebotswert in Ct/kWh und den Standort der Anlage enthalten muss. Für die Teilnahme an einer Ausschreibungsrunde muss der Bieter bestimmte Präqualifikationen erfüllen. Dazu gehören neben dem Vorliegen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung die Leistung einer Sicherheit, die bei Windenergie an Land grundsätzlich 30 EUR/kW beträgt. Nach dem Gebotstermin sortiert die Bundesnetzagentur die fristgerecht eingegangenen, geöffneten Gebote nach dem jeweiligen Gebotswert in aufsteigender Reihenfolge und prüft die Zulässigkeit der Gebote. Von den zulässigen Geboten erhalten, beginnend beim geringsten Gebot, alle einen Zuschlag im Umfang ihrer Gebotsmenge, bis das Volumen der jeweiligen Ausschreibungsrunde erstmals erreicht oder überschritten ist. Dabei bekommen die erfolgreichen Gebote genau den Wert zugeschlagen, mit dem sie geboten haben (**pay-as-bid**). Nach der Zuschlagserteilung laufen für die erfolgreichen Bieter bestimmte Realisierungsfristen. Bei Windenergie an Land erlischt der Zuschlag und damit der Förderanspruch grundsätzlich 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlage nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen ist. Schon ein halbes Jahr vor Ablauf der Frist fallen gestaffelte Strafzahlungen an, die von der erbrachten Sicherheitsleistung einbehalten werden. Nur Betreiber von Anlagen, die einen Zuschlag bekommen haben und rechtzeitig in Betrieb genommen wurden, erhalten nach § 25 EEG 2023 über einen zwanzigjährigen Vergütungszeitraum die Marktprämie in Höhe des von ihnen gebotenen anzulegenden Wertes. Sie dürfen den erzeugten Strom aber grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung nutzen.<sup>78</sup>

Eine **räumliche Steuerung** ist mit dem Regulierungsrecht nur begrenzt möglich, was sich nicht zuletzt an den inzwischen wieder aufgegebenen Mechanismen der Netzausbaugebiete (§ 36c EEG 2017) oder der in der Praxis nicht relevant gewordenen und beihilferechtlich nicht genehmigten „Südquote“ (§ 39d EEG 2021) zeigt. Es ist

---

<sup>78</sup> Kahl/Kahles/Müller, ER 2016, 187 (188 f.).

noch immer so, dass die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien dort stattfindet, wo es für den Anlagenbetreiber lukrativ ist und nicht dort, wo es im Hinblick auf das vorhandene Stromnetz sinnvoll wäre. Obwohl die Bastelei am EEG die Energiekosten nicht in nennenswertem Umfang senken konnten, gelang dem Gesetzgeber im EEG 2023 ein Befreiungsschlag mit der **Abschaffung der EEG-Umlage**.<sup>79</sup> Das hat sicherlich zur Akzeptanzsteigerung beigetragen. Dazu gehört auch die finanzielle Beteiligung von Kommunen im Einzugsbereich von Windenergieanlagen nach § 6 EEG 2023 oder die in § 22 EEG 2023 vorgesehenen Ausnahmen vom Zuschlagserfordernis für Bürgerenergiegesellschaften.<sup>80</sup> Die Gretchenfrage aber, wie sich der Ausbau räumlich steuern lässt, bleibt mit Blick auf den „richtigen Ort“ unbeantwortet.<sup>81</sup> Das EEG-Ausschreibungssystem hat jedenfalls nur geringe räumliche Auswirkungen.<sup>82</sup> Vor dem Hintergrund der zunehmenden Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien, die nicht gänzlich, aber doch zunehmend ohne staatliche Förderung<sup>83</sup> auskommen, sollte die Frage, wo Anlagen errichtet und betrieben werden sollten, nicht im Regulierungsrecht, sondern im **Planungsrecht** beantwortet werden.<sup>84</sup> Das heißt nicht, dass sich nicht auch der regulierungsrechtliche Zugriff auf erneuerbare Energien ändert, etwa mit dem durch ein Urteil des EuGH zur sekundärrechtlich geforderten „völligen Unabhängigkeit“ der Regulierungsbehörde erzwungenen Wechsel von der bislang vorherrschenden normierenden Regulierung<sup>85</sup> zur administrativen Regulierung.<sup>86</sup> Eine echte Alternative zum unionsrechtlich präferierten Ausschreibungsmodell gibt es jedoch nicht.<sup>87</sup> Abzuwarten bleibt, inwieweit mit den jüngsten Reformen des europäischen Energierechts an die Stelle gleitender Marktprämien die Ausschreibung von **Differenzverträgen** treten wird, um das Risiko von Schwankungen in den börslichen Strompreisen zu

<sup>79</sup> Nunmehr deckt das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) den von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten EEG-Finanzierungsbedarf durch Ausgleichsansprüche gegen den Staat, wozu vor allem das Sondervermögen „Klima- und Transformationsfonds“ (KTF) des Bundes dient, das nach der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zur Nichtigkeit des zweiten Nachtragshaushaltsgesetzes 2021 indes um 60 Milliarden Euro geschrumpft ist, vgl. BVerfG, Urt. v. 15.11.2023, 2 BvF 1/22, NVwZ 2023, 1892; krit. *Frankenberger/Preuß*, KJ 2024, 127. Nach Art. 143h Abs. 1 S. 5 GG wird der KTF jetzt um 100 Milliarden Euro aufgestockt.

<sup>80</sup> Vgl. *Lindschau*, ER 2024, 91.

<sup>81</sup> Hierzu werden seit langer Zeit unterschiedliche Vorschläge unterbreitet, vgl. *Neubauer/Strunz*, ZUR 2022, 142; *Franzius*, EnWZ 2022, 302; *Franke/Recht*, ZUR 2021, 15; *Wegner/Sailer*, ZNER 2019, 80; *Korte/Gawel*, Wirtschaftsdienst 2018, 60.

<sup>82</sup> *Vollprecht/Lemke*, DVBI 2024, 544.

<sup>83</sup> Zu einem „Leben nach dem EEG“ *Kupke/Böhlmann-Balan/Richter*, ER 2019, 25 (53). Insbesondere das Repowering ausgeförderter Anlagen gewinnt an Bedeutung.

<sup>84</sup> Jedoch variiert die planungsrechtliche Perspektive, vgl. für eine raumordnungsrechtliche Steuerung *Erbguth*, Kraftwerkssteuerung durch räumliche Gesamtplanung, in: Faßbender/Köck (Hrsg.), Versorgungssicherheit in der Energiewende, 2014, S. 93 ff.; demgegenüber für eine fachplanerische Steuerung *Hermes*, ZUR 2014, 259; krit. *Grüner/Sailer*, ZNER 2016, 122. Zur Bedarfsplanung als Angebotsplanung *Franke*, Neue Steuerungsinstrumente für den Windkraftausbau?, in: FS Büdenbender, 2018, S. 201 (210).

<sup>85</sup> *Britz*, EuZW 2004, 462. Zum sich abzeichnenden Wandel *Ludwigs*, Paradigmenwechsel in der Energieregulierung, in: FS Säcker, 2021, S. 609 ff.

<sup>86</sup> EuGH, Urt. v. 2.9.2021, C-718/18 (Kommission/Deutschland), ECLI:EU:C:2021:662 Rn. 103 ff.; dazu *Gundel*, EnWZ 2021, 339; *Schmidt-Preuß*, EnWZ 2021, 337; *Di Fabio*, EnWZ 2022, 291; *Fehling*, in: ders./Schneider (Hrsg.), Regulierungsrecht, 2. Aufl. 2025, § 9 Rn. 316 ff. Der Gesetzgeber hat deshalb die Verordnungsermächtigungen nach § 24 und § 21a EnWG a.F. durch Festlegungskompetenzen der BNetzA nach § 29 EnWG ersetzt, dazu *Mohr/Müller*, EuZW 2023, 1069; *Kreuter-Kirchhof*, NVwZ 2024, 9; *Stelter/Wiedmeyer*, EnZW 2025, 51. Zum Instrument der Festlegung *Ludwigs*, RdE 2025, 61.

<sup>87</sup> *Harsch/Antoni*, EnWZ 2023, 3 (5 ff.).

steuern, die Einnahmen von Erzeugern erneuerbarer Energien zu stabilisieren und den Endkunden zu entlasten. Das Grundprinzip dieser Contracts for Difference (CfD) besteht darin, dass Betreiber von EE-Anlagen mit einem festgelegten Preis pro erzeugter Megawattstunde belohnt werden.<sup>88</sup> Dieser Referenzpreis könnte zu Planungsbeginn langfristig mit Laufzeiten zwischen 12 bis zu 25 Jahren festgelegt werden und wäre in der Regel höher als der aktuelle Marktpreis für Strom. Liegt der Marktpreis unter den Referenzpreis, erhält der Erzeuger die Differenz als finanzielle Unterstützung. Fällt er dagegen höher als der Referenzpreis aus, muss der Erzeuger die Differenz zurückzahlen. In diese Richtung entwickelt sich das Fördermodell erneuerbarer Energien, mag seine konkrete Ausgestaltung auch noch offen sein.

### 3. Mechanismen zur Netzstabilisierung

Weil der Stromproduzent einen Anspruch auf Einspeisung seines EE-Stroms in das Netz hat, drohen die Netze zu überlasten und es kommt immer häufiger zur **Abregelung von Erzeugungsanlagen**. Das verursacht zusätzliche Kosten, weil der Anlagenbetreiber zu entschädigen ist. Betroffen sind vor allem die windstarken Regionen im Norden. Insgesamt wurden die Kosten der Netzengpassbewirtschaftung auf jährlich über 1 Milliarde Euro geschätzt.<sup>89</sup>

Neue Regelungen führte das **Strommarktgesetz** vom 30. Juli 2016<sup>90</sup> ein. Es sprach sich gegen die Schaffung eines Kapazitätsmarkts aus, mit dem neben dem Strommarkt ein zusätzlicher Markt geschaffen würde, auf welchem ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität (Leistung) gehandelt und vergütet würde.<sup>91</sup> Nach § 1a Abs. 1 EnWG bildet sich der Preis für Elektrizität nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt, wobei die Höhe der Preise für Elektrizität am Großhandelsmarkt regulatorisch nicht beschränkt wird. Diese Zielsetzung wird auch in § 1 Abs. 4 EnWG deutlich. Jederzeit soll der Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten durch Marktinstrumente erfolgen. Aber zugleich muss die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Dafür tragen die Netzbetreiber eine besondere Verantwortung. Hierfür sind neben der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG zur vorübergehenden und dann endgültigen Stilllegung von Braunkohlekraftwerken die Netzreserve nach § 13d EnWG mit der Zuschaltung von Kraftwerken zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG zu nennen, mit der Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt werden können, um einer Gefährdung der Energieversorgung durch kurzfristig auftretende oder außergewöhnliche Situationen

<sup>88</sup> Ein ‚zweiseitiger Differenzvertrag‘ bezeichnet einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht, so die Legaldefinition in Art. 2 Nr. 76 VO (EU) 2024/1747.

<sup>89</sup> Die Kosten sind rückläufig, vgl. *BNetzA*, [https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215774#:~:text=Das%20gesamte%20Ma%C3%9Fnahmenvolumen%20f%C3%9Crf%C3%9CNetzengpassmanagement,dritten%20Quartal%202023%20\(627%20Mio.](https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215774#:~:text=Das%20gesamte%20Ma%C3%9Fnahmenvolumen%20f%C3%9Crf%C3%9CNetzengpassmanagement,dritten%20Quartal%202023%20(627%20Mio.)

<sup>90</sup> Zum Strommarktgesetz *Stelter/Ipsen*, EnWZ 2016, 483; *Scholtka/Martin/Sänger*, ER 2016, 249; *Greinacher*, Neue Verantwortung für Netzbetreiber: das Strommarktgesetz und sein Einfluss auf das Marktdesign, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Energieversorgung zwischen Energiewende und Energieunion, 2017, S. 115 ff.; *Franke*, Netzregulierung und Kraftwerke, in: FS Schmidt-Preuß, 2018, S. 809 ff.

<sup>91</sup> Zu den Modellen der Bereitstellung von Erzeugungskapazität *Beckers/Hoffrichter*, EnWZ 2014, 57.

vorzubeugen. Vor allem aber ist der **Redispatch** zu erwähnen, der nach § 13a EnWG der temporären Stabilisierung der Netze durch eine Änderung des Einspeiseverhaltens von Kraftwerken bzw. des Bezugs von Speichieranlagen gegen angemessene Vergütung enthält. Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen.<sup>92</sup> Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt.<sup>93</sup>

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung und die vermehrte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien wirken sich auf die Lastflüsse im Netz aus und führen dazu, dass Netzbetreiber häufig Redispatch-Maßnahmen vornehmen müssen. Da auch Kraftwerksbetreiber eine Verantwortung für die Stabilität der Netze tragen, sind sie nach § 13a EnWG verpflichtet, auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber an Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität mitzuwirken. Alle Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer Nennleistung ab 10 MW sind verpflichtet, auf Anforderung die Stromeinspeisung ihrer Anlagen anzupassen. Mit diesem Redispatch können Übertragungsnetzbetreiber etwa Kraftwerke in Norddeutschland vom Netz nehmen und durch Kraftwerke in Süddeutschland ersetzen. Dadurch können Stromtransporte in Nord-Süd-Richtung entbehrlich gemacht und überlastete Leitungen entlastet werden. Es verteuert sich jedoch die Stromerzeugung. Denn die Betreiber, deren Kraftwerke abgeschaltet werden, erhalten eine angemessene Vergütung. Außerdem ist verfassungsrechtlich umstritten, inwieweit die Kraftwerksbetreiber zur Beseitigung von Netzengpässen herangezogen werden dürfen, obliegt diese Aufgabe doch den Übertragungsnetzbetreibern.<sup>94</sup> Der Redispatch ist grundlegend **reformiert** worden, allerdings nicht im Sinne einer Beschränkung, sondern einer Erweiterung. Nicht nur, dass es früher das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 gab, womit eine entschädigungspflichtige Abregelung der Einspeisung von Strom in das Stromnetz durch den Netzbetreiber angeordnet werden konnte, wenn das Stromnetz überlastet ist und ohne Abriegelung ein Netzengpass droht.<sup>95</sup> Das Einspeisemanagement ist durch § 14 EEG 2021 abgeschafft und der Umgang mit EE-Anlagen in die Regelungen des Redispatch (§ 13a EnWG) „**umgetopft**“ worden. Während der deutsche Gesetzgeber die verpflichtende Teilnahme bestimmter Akteure durch die Neuregelung des Redispatch<sup>96</sup> gestärkt hat, sieht Art. 13 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EBM-VO) nur ausnahmsweise Möglichkeiten einer nicht-marktbasierten Beschaffung von

<sup>92</sup> Dazu *Gabler*, REE 2019, 165; *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013.

<sup>93</sup> Zu diesem Lastmanagement *König*, EnWZ 2013, 201.

<sup>94</sup> *Möstl*, Rechtsfragen der Kraftwerksregulierung, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Energieversorgung in Zeiten der Energiewende, 2015, S. 87 (96 ff.). Häufig werden die Übertragungsnetzbetreiber in die Nähe eines Beliebenen gerückt, vgl. *Fehling*, Die Verwaltung 47 (2014), 313 (341).

<sup>95</sup> Dazu *Hoffmann/Herz*, REE 2016, 65.

<sup>96</sup> Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus („NABEG 2.0“) v. 14.5.2019, BGBl I S. 706; dazu mit Blick auf den Redispatch *Weyer/Iversen*, RdE 2021, 1; *Lamy/Lehnert*, EnWZ 2021, 208; *Nysten/Hilpert*, EnWZ 2021, 351; *Franzius*, EnWZ 2022, 302 (303 ff.). Für die Netzplanung s. die Nachweise in Fn. 194.

Redispatch vor. Der Gesetzgeber meint, die Maßnahmen des regulatorischen Redispatch seien marktbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG. Ob sie aber auch unter Art. 13 Abs. 2 EBM-VO fallen, ist zweifelhaft, nehmen die von § 13a Abs. 1 EnWG erfassten Erzeugungs- und Speichieranlagen doch verpflichtend am Engpassmanagement der Netzbetreiber teil und müssen Eingriffe dulden. Es ist daran zu erinnern, dass Verordnungen in den Mitgliedstaaten unmittelbar gelten. Vorgegeben werden grundsätzlich **marktbasierte Mechanismen**, wobei der Unionsgesetzgeber vor allem an Ausschreibungsverfahren denkt. Der Entscheidung des Netzbetreibers liegen jedoch keine Gebote zugrunde und die Vergütung ist kosten-, nicht preisorientiert.<sup>97</sup> Die in Deutschland geltende Stromgebotszone führt zu strukturellen Engpässen, eine naheliegende Aufteilung in unterschiedliche Gebotszonen nach dem Vorbild anderer europäischer Länder (z.B. in Nord und Süd) ist jedoch nicht vorgesehen.<sup>98</sup>

Ein Mittel zur Netzstabilisierung ist auch die **Aktivierung zuschaltbarer Lasten** gemäß § 13 Abs. 6a EnWG. Hier wird nicht die zu installierende Anlagenkapazität begrenzt, sondern die Netzentlastung durch zusätzlichen Verbrauch innerhalb der Netzengpassbereiche erzielt. Es soll nicht nur zusätzlicher Strom verbraucht werden, so dass es aufgrund zusätzlicher Nachfrage zu weniger Abriegelungen von Erzeugungsanlagen kommt, sondern gleichzeitig die Einspeiseleistung aus KWK-Anlagen vorrangig gedrosselt oder auf null gefahren werden, wodurch zusätzliche Netzkapazitäten für Strom aus Windkraftanlagen frei werden, um weniger Abriegelungen und Entschädigungen zu erreichen.<sup>99</sup> Übertragungsnetzbetreiber vereinbaren mit den KWK-Anlagenbetreibern, dass diese Anlagen im Rahmen des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nachrangig gegenüber fossilen Kraftwerken, aber vorrangig gegenüber anderen EE-Anlagen abgeriegelt werden dürfen. Die Beschränkung auf die Lasten, die durch KWK-Anlagen versorgt werden, wird mit einer doppelten Entlastungswirkung begründet. Die Betreiber von KWK-Anlagen fahren nach Abruf ihre fossile Erzeugung in der KWK-Anlage herunter und nutzen für die Wärmebereitstellung vorübergehend Strom („**Power-to-Heat**“), den sie aus dem Netz beziehen. Der doppelte Entlastungseffekt ergibt sich demzufolge aus der Reduzierung der konventionellen Stromerzeugung und der gleichzeitigen Erhöhung der Last durch die vorübergehende Umstellung auf eine elektrische Wärmeversorgung.<sup>100</sup> Mit der richtigen Ausgestaltung kann ein Anreiz entstehen, die Stromproduktion zu reduzieren. § 118 Abs. 22 EnWG ordnet jedoch an, dass § 13 Abs. 6a EnWG nach dem 30.6.2028 nicht mehr anzuwenden ist.

Die Verzögerung des Netzausbaus und die Zunahme von Netzengpässen erfordern die Vorhaltung sicherer Kapazitäten (jederzeit verfügbarer Leistung) insbesondere im Süden Deutschlands. Solange EE-Stromerzeugungsanlagen aufgrund ihrer

<sup>97</sup> Vgl. *Nysten/Hilpert*, EnWZ 2021, 351 (355 f.). Mehrheitlich wird der kostenbasierte Redispatch als unionsrechtskonform angesehen, vgl. *Günther*, N&R 2024, 13 (15). Zum bilanziellen Ausgleich *Wagner/Hoffbauer*, EnWZ 2024, 207.

<sup>98</sup> Krit. *Franzius*, EnWZ 2022, 302 (303 f.).

<sup>99</sup> *Kahl/Kahles/Müller*, ER 2016, 187 (191).

<sup>100</sup> Die Regelung wurde überwiegend begrüßt, statt vieler *Vollprecht/Altrock*, EnZW 2016, 387 (394); *Weiser/Schäfer-Stradowsky*, N&R 2018, 13 (14 ff.).

Volatilität und fehlender wirtschaftlicher Speichermöglichkeiten nur begrenzt gesicherte Leistung zur Verfügung stellen, müssen konventionelle Kraftwerke diese Aufgabe übernehmen. Aber der Erfolg der erneuerbaren Energien macht den Betrieb konventioneller Anlagen zunehmend unwirtschaftlich und veranlasst Betreiber, unrentable Anlagen stillzulegen. Um Stilllegungen systemrelevanter Kraftwerke für eine sichere Stromversorgung zu verhindern, hat der Gesetzgeber in § 13d EnWG die Beschaffung einer **Netzreserve** mit Hilfe eines Stilllegungsverbot eingeführt. Die gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzuzeigende Stilllegung eines Kraftwerks kann verhindert werden, indem die Anlage zum Zweck der Vorhaltung ihrer Kapazität für Netzengpass-Situationen in die Netzreserve überführt wird. Nicht nur, dass die Stilllegung eines Kraftwerks anzeigespflichtig ist. Der Übertragungsnetzbetreiber muss unverzüglich nach Eingang der Stilllegungsanzeige prüfen, ob die Anlage **systemrelevant** ist. Nach § 13b Abs. 2 S. 2 EnWG ist eine Anlage systemrelevant, wenn ihre Stilllegung – unabhängig davon, ob sie dauerhaft oder vorübergehend stillgelegt werden soll – mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung nicht durch andere angemessene Systemsicherheitsmaßnahmen beseitigt werden kann. Wird die Anlage in die Netzreserve überführt, kann der Anlagenbetreiber mit endgültig stillgelegten Anlagen nicht an den Strommarkt zurückkehren. Dafür, dass die Anlage betriebsbereit gehalten wird, erhält er eine angemessene Vergütung.<sup>101</sup>

Es sind die Übertragungsnetzbetreiber und nicht die Bundesregierung, die den Bedarf für die Netzreserve bestimmen, der von der Bundesnetzagentur lediglich zu bestätigen ist. Dann werden die Anlagen, die in die Netzreserve fallen sollen, vertraglich gebunden, wozu ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt wird. Ähnlich sieht es bei der **Kapazitätsreserve**<sup>102</sup> aus, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens gebildet wird. Auf diese Weise wird die Vergütung für die Anlagen der Kapazitätsreserve ermittelt. Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen gemäß § 13e Abs. 3 S. 4 EnWG die ihnen entstehenden Kosten nach Abzug der entstehenden Erlöse über die Netzentgelte geltend machen. Denn alle Netznutzer profitieren von der Vorhaltung einer Kapazitätsreserve und sollen deshalb auch die Kosten im Ergebnis tragen. § 13 Abs. 4 EnWG stellt sicher, dass die Leistungen der Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarkts vorgehalten und nur auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers in das Stromnetz eingespeist werden.<sup>103</sup> Für die Reserveanlagen besteht ein **Vermarktungsverbot** und ein **Rückkehrverbot**. Ist die Anlage nicht mehr in der Kapazitätsreserve vertraglich gebunden, muss sie

<sup>101</sup> Stilllegungsverbote werfen verfassungsrechtliche Fragen auf, vgl. *Ruttloff*, ER 2018, 242. Zur Figur der ausgleichspflichtigen Indienstrahmung *Burgi/Krönke*, VerwArch 109 (2018), S. 423 ff.

<sup>102</sup> Während die Netzreserve auf die Zuschaltung von Kraftwerken zur Bewirtschaftung von Netzengpässen, der Ermöglichung der Spannungshaltung und der Sicherung des Versorgungswiederaufbaus zielt, soll die Kapazitätsreserve nach 13e EnWG einen Kapazitätsmarkt überflüssig machen. Die Anlagen werden von den Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt, um einer Gefährdung der Energieversorgung durch kurzfristig auftretende oder außergewöhnliche Situationen vorzubeugen.

<sup>103</sup> Zur Vorhaltung konventioneller Erzeugungskapazität *Pompl*, Kapazitätssicherung im europäisierten Stromwirtschaftsrecht, 2019, S. 13 ff.

endgültig stillgelegt werden. Es gibt weitere Mechanismen, mit denen auf Überlastungen der Transport- und Verteilnetze, aber auch den wachsenden Bedarf an „grünem“ Strom für Elektroautos oder Wärmepumpen reagiert wird. Dazu gehört die „netzorientierte Steuerung“ nach § 14a EnWG, mit der „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ als Grundlage für den Aufbau eines Smart Grids geschaffen werden sollen.<sup>104</sup> Das wirft die Frage auf, ob das **Strommarktdesign** noch zeitgemäß ist. Die gesetzgeberischen Bemühungen, die angesichts der hohen Strompreise und der Verwerfungen der Energieversorgungslandschaft infolge der Loslösung von Abhängigkeiten russischer Gaslieferungen die Politik vor besondere Herausforderungen stellt, zielen auf eine Anpassung des Rechtsrahmens<sup>105</sup> ohne die nicht ohne Grund verpönten Kapazitätsmärkte heraufzubeschwören. Gefordert wird die Umstellung vom Leitbild der zentralen Erzeugung, wie es der konventionellen Energieversorgung durch große Kraftwerke zugrunde liegt, zu einer stärker **dezentral ausgerichteten Erzeugungslandschaft**, die von den erneuerbaren Energien geradezu erzwungen wird.<sup>106</sup> Hierüber ließen sich nicht nur die Verbrauchern zugemuteten Energiekosten senken, sondern mit Hilfe digitaler Techniken auch die Energiewende – trotz erhöhtem Bedarf an „grünem“ Strom und aller Unwägbarkeiten, die solche Strukturreformen für die Praxis hervorrufen – voranbringen.<sup>107</sup>

#### 4. Rechtsrahmen für Offshore-Windenergie

Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) bündelt die Regelungen zu Planung, Ausschreibung und Zulassung von Offshore-Windparks, gestaltet die bisher geltenden Bestimmungen zu einem großen Teil um und verzahnt sie mit dem Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen.<sup>108</sup> Ziel des Gesetzgebers ist es, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See von 30 GW bis zum Jahr 2030 und 40 GW bis 2035 zu steigern (§ 1 Abs. 2 WindSeeG 2023). Dieses **Ausbauziel** ist durchaus ambitioniert.<sup>109</sup> §§ 4-13 WindSeeG enthalten neue Instrumente der Flächenentwicklungsplanung und Voruntersuchung für die Eignung von Flächen, §§ 14-38 und §§ 50-64 regeln die maßgeblichen Ausschreibungsverfahren und §§ 65-91 WindSeeG normieren die Voraussetzungen für die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See einschließlich der Offshore-Anbindungsleitungen. Damit soll eine unbegrenzte („wilde“) Erweiterung der Kapazitäten von Windenergie auf See eingedämmt werden.<sup>110</sup>

Der Gesetzgeber hat mit dem WindSeeG 2017 die Steuerung der Offshore-Windenergie grundlegend umgestellt. Auf der Basis eines neu eingeführten

<sup>104</sup> Vgl. *Klausmann*, EnWZ 2024, 351.

<sup>105</sup> Zur EU-Strommarktreform *Kahles/Hoff*, EnWZ 2024, 435. Für ein kombiniertes Kapazitätsmarktmodell *Bataille/Wicke/Zierke*, EnWZ 2024, 401. Zu den bisherigen Ansätzen der Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen von *Oppen*, ER 2025, 91.

<sup>106</sup> Vgl. *Herbst*, *Dezentrale Ordnung*, 2024, S. 39 ff. Zum „Energy Sharing“ *Klug*, ER 2024, 183.

<sup>107</sup> Vgl. *Franzius*, *Klimaschutz durch Digitalisierung*, in: von Landenberg-Roberg/Pilniok (Hrsg.), *Recht der digital-ökologischen Transformation*, 2025, S. 299 ff.

<sup>108</sup> *Schulz/Appel*, ER 2016, 231.

<sup>109</sup> Ohne Einbeziehung des Küstenmeeres dürften die Ziele kaum zu erreichen sein. Hier wird es jedoch zu größeren Nutzungskonflikten kommen.

<sup>110</sup> Zum Modell *Durner*, ZUR 2022, 3 (5 ff.); *Kerth*, EurUP 2022, 91 (94 ff.).

**Flächenentwicklungsplans** erfolgt eine staatliche Voruntersuchung und Auswahl geeigneter Flächen, für die sich dann in Ausschreibungen Bieter um die Entwicklung der Windenergieanlage auf See bewerben können. Einen Antrag auf Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb solcher Anlagen kann nur stellen, wer zuvor in dem Ausschreibungsverfahren den Zuschlag erhalten hat. Auch eine staatliche Förderung erhält nur der Ausschreibungsgewinner. Das wurde im Gesetzgebungsverfahren kritisiert. Das **Ausschreibungsmodell** verletze das Rechtsstaatsprinzip durch mangelhaften Vertrauensschutz.<sup>111</sup> § 46 Abs. 3 WindSeeG 2017 legte fest, dass mit dem 1. Januar 2017 sämtliche laufenden Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See enden, soweit die Vorhaben nicht unter den Anwendungsbereich der Ausschreibungen für bestehende Projekte fallen. Darin wurde eine verfassungsrechtlich unzulässige echte Rückwirkung gesehen. Die Vorschrift entwerte nachhaltig und schwerwiegend schutzwürdig begründete Vertrauensinvestitionen der Vorhabenträger und Betreiber von Windenergieanlagen auf See. Denn der Vorhabenträger habe bei der Vorbereitung der Verfahren darauf vertrauen dürfen, dass bei der Erfüllung der gesetzlichen Voraussetzungen nach der damals geltenden Seeanlagenverordnung eine Zulassungsentscheidung ergeht. Für Inhaber bestehender Projekte, die bei den ersten Ausschreibungen keinen Zuschlag erhielten, hatte der Gesetzgeber in den §§ 39 ff. WindSeeG 2017 ein Selbsteintrittsrecht geschaffen. Übte der Berechtigte dieses Recht aus, so ging der dem Bieter erteilte Zuschlag für die von dem Eintrittsrecht betroffene voruntersuchte Fläche auf den Inhaber des bestehenden Projekts über. Handelte es sich aber um ein ganz altes Projekt, endeten die Zulassungsverfahren. Solchen Vorhaben wurde jede Realisierungsmöglichkeit genommen. Das Bundesverfassungsgericht konnte darin keinen Verstoß gegen Art. 14 GG oder gegen Art. 12 GG erkennen, hat aber in der Beendigung laufender Zulassungsverfahren ohne Entschädigungs- oder Ausgleichsregelung einen Verstoß gegen den allgemeinen Vertrauensschutzgrundsatz nach Art. 2 Abs. 1 iVm Art. 20 Abs. 3 GG festgestellt.<sup>112</sup> Daraufhin nahm der Gesetzgeber in § 10a WindSeeG 2020 eine Entschädigungsregelung auf.

Anders als bei der Windenergie an Land gibt es hier einen Rahmen für die geordnete und effiziente Planung, Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen. Im Hinblick auf neue **Offshore-Anbindungsleitungen** soll u.a. die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt werden. Mit der Voruntersuchung von Flächen auf ihre Eignung zur Nutzung von Windenergie auf See wird sichergestellt, dass am nachfolgenden Ausschreibungsverfahren nur geeignete Flächen teilnehmen, um die Kosten der Nutzung von Anlagen auf See möglichst gering zu halten. Die Voruntersuchung hatte das Ziel, für die Ausschreibung den Bietern die Informationen für eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie zur Verfügung zu stellen sowie die Eignung der Flächen festzustellen und einzelne Untersuchungsgegenstände für die anschließenden Zulassungsverfahren vorab zu prüfen und dadurch die Verfahren zu beschleunigen. Maßgeblich ist heute das zentrale Modell,

---

<sup>111</sup> Siehe auch *Schulte/Kloos*, DVBl 2017, 596. Zum Vertrauensschutz *Dannecker/Ruttloff*, EnWZ 2016, 490; *Lennartz*, RdE 2018, 297.

<sup>112</sup> BVerfGE 155, 238 Rn. 121 ff.; *Uwer/Andersen*, REE 2021, 61.

wobei sich der Höchstwert in der 2021 durchgeführten Ausschreibung gemäß § 22 Abs. 1 WindSeeG 2017 nach dem niedrigsten Gebotswert des Gebots richtete, das in der zweiten Übergangsausschreibung einen Zuschlag erhalten hatte. Das war – wie in drei von vier Projekten schon zuvor – ein Zuschlag auf einen Gebotswert mit lediglich 0 ct/kWh, was nach der Logik des Gesetzes dazu führte, dass Anlagenbetreiber ab 2021 einen Zuschlag nur unter Verzicht auf die Marktprämie erwarten konnten. Ohne eine Reform hätte das zu einem Wegfall des Wettbewerbs geführt, weil bei einem Höchstgebot von **0 ct/kWh** keine Differenzierung zwischen den Bietern mehr möglich ist und letztlich das Los entscheiden muss.<sup>113</sup> Um das zu vermeiden, wollte die Bundesregierung eine „zweite Gebotskomponente“ einführen, um eine effiziente Differenzierung von 0-Cent-Geboten sicherzustellen, indem diesen Bietern ermöglicht werden sollte, in einem zweiten Gebotsverfahren ihre Zahlungsbereitschaft zum Ausdruck zu bringen.<sup>114</sup> Solche negativen Gebote sind zunächst nicht in das Gesetz aufgenommen worden. Vielmehr war nach § 23 Abs. 1 S. 2 WindSeeG 2020 das Los entscheidend.

Erst das bereits erwähnte „**Osterpaket**“ zu Beginn der Ampel-Koalition brachte den Durchbruch mit einer grundlegenden Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes. §§ 50 ff. WindSeeG 2023 ordnen an, dass Projekte auf voruntersuchten Flächen, die nach dem neuen System bezuschlagt werden, keine EEG-Marktprämie erhalten. Im Gegenteil: Teilnehmer an dem neuen Ausschreibungsverfahren bieten mit ihrem Gebotswert auf die Höhe einer Konzessionszahlung, die sie bei einer Bezuschlagung leisten müssen.<sup>115</sup> Vergeben werden die zentral voruntersuchten Flächen nicht allein nach der Höhe des Gebotswertes, der nur 60% der Zuschlagskriterien ausmacht. Die verbleibenden 40% bestehen aus qualitativen Kriterien („**Beauty Contest**“). Diese ergänzenden Kriterien sind nach § 53 Abs. 1 Nr. 2-5 WindSeeG 2023 der Beitrag zur Dekarbonisierung des Ausbaus der Windenergie auf See, der Umfang der Lieferung von auf der ausgeschriebenen Fläche erzeugter Energie, die voraussichtlich über Lieferverträge (sog. Power Purchase Agreements – PPAs) mit anderen Unternehmen erfolgen soll, die mit den eingesetzten Gründungstechnologien verbundene Schallbelastung und Versiegelung des Meeresbodens sowie der Beitrag zur Fachkräftesicherung.<sup>116</sup> Die größte Bedeutung hat aber nach wie vor die **Zahlungsbereitschaft** der Bieter für die Nutzung der Flächen. 90% der gebotenen Zahlung ist an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber zur Senkung der Offshore-Netzumlage gemäß § 17f EnWG zu leisten (Stromkostensenkungskomponente). 5% der gebotenen Zahlung geht an den Bundeshaushalt für Maßnahmen des Meeresschutz und zur umweltschonenden Fischerei. Einen Höchstpreis gibt es hier nicht.

Nicht nur, dass Anlagenbetreiber keine Förderung mehr erhalten. Sie müssen zahlen, um den Zuschlag für die Realisierung ihres Offshore-Projekts zu erhalten.

---

<sup>113</sup> *Böhme/Bukowski*, EnZW 2019, 243; *Spieth/Lutz-Bachmann*, EnWZ 2020, 243.

<sup>114</sup> Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften, BT-Drs 19/20429 v. 26.6.2020, S. 3.

<sup>115</sup> Zur Änderung der Ausschreibungsverfahren *Lutz-Bachmann/Liedtke*, EnWZ 2022, 313; *Kirch*, EnWZ 2023, 351.

<sup>116</sup> Zu den qualitativen Kriterien des Beauty Contest *Kirch*, EnWZ 2023, 351 (353 ff.).

Überdies stellte sich heraus, dass die Kapazität der voruntersuchten Flächen nicht ausreichend ist, um die ambitionierten neuen Ausbauziele zu erreichen. Daher wurden ergänzend neue Ausschreibungen für Flächen eingeführt, die nicht mehr zentral vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) voruntersucht werden, sondern für die der erfolgreiche Bieter die komplette Untersuchung leisten muss. Auch für diese Gebiete wird die Möglichkeit eingeführt, dass keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, sondern der erfolgreiche Bieter für die Nutzung der Fläche zahlen muss. Zuerst finden Ausschreibungen anhand des Gebotswerts statt, der auf eine EEG-Marktprämie gerichtet ist. Werden in diesen Ausschreibungen von mehreren Bietern 0 ct-Gebote abgegeben, wird nicht mehr zwischen diesen Bietern gelost, sondern ein **dynamisches Gebotsverfahren** durchgeführt, bei dem sich die Bieter im Rahmen einer „zweiten Gebotskomponente“ um die Höhe einer Konzessionszahlung überbieten (§ 21 Abs. 1 WindSeeG 2023). Der wesentliche Unterschied zwischen dem Gesetz gewordenen Modell und den von den Offshore-Anlagenbetreibern präferierten Contracts-for-Difference (CfD) ist, dass der erfolgreiche Bieter im Falle von CfD nicht eine fixe Summe, sondern Mehrerlöse, die über den Zuschlagswert hinausgehen, abführen würde. Fällt der Strompreis unter den in der Ausschreibung ermittelten Wert, wäre der erfolgreiche Bieter nicht zur Zahlung verpflichtet. Er würde vielmehr eine Vergütung für die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Zuschlagswert erhalten. Das Modell hat sich, wie bereits ausgeführt, im Zuge der Elektrizitätsbinnenmarktreform 2024 jedenfalls auf europäischer Ebene durchgesetzt. Abzuwarten bleibt, wie die Umsetzung in Deutschland erfolgen wird.

In der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und auf der Hohen See war für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen eine **Planfeststellung** nach §§ 44 ff. WindSeeG a.F. durch das BSH erforderlich. Die Voraussetzungen finden sich nun in §§ 66 ff. WindSeeG 2023. § 66 Abs. 1 WindSeeG 2023 beschränkt nunmehr die Planfeststellung für die Errichtung und den Betrieb auf nicht zentral voruntersuchten Flächen. Ansonsten ist lediglich eine Plangenehmigung notwendig, womit eine verfahrensrechtliche Beschleunigung erzielt wird. § 72a WindSeeG 2023 ändert aber auch den materiell-rechtlichen Genehmigungsrahmen, indem die UVP entfällt und die artenschutzrechtliche Prüfung auf einen späteren Zeitpunkt nach Erlass der Genehmigungsentscheidung verlagert wird.<sup>117</sup> Ein **erleichtertes Genehmigungsverfahren** unter weitgehendem Verzicht auf Umweltprüfungen soll zur Umsetzung der RED III-Richtlinie in neuen „Beschleunigungsflächen“ bzw. Infrastrukturgebieten<sup>118</sup> ermöglicht werden, die im Flächenentwicklungsplan festgelegt werden und nach § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG in der Fassung des Gesetzentwurfs der (alten) Bundesregierung vom 27. März 2024<sup>119</sup> mit Entlastungen des Planfeststellungsverfahrens einhergehen sollen. Gemäß § 69 Abs. 7 WindSeeG 2023 ist der Planfeststellungsbeschluss auf 25 Jahre befristet. Die Planfeststellungsbehörde kann eine vorläufige Anordnung erlassen, in der Teilmaßnahmen zur Vorbereitung der Errichtung festgesetzt werden können, soweit Gründe des Allgemeinwohls den alsbaldigen Beginn der Arbeiten erfordern.

---

<sup>117</sup> Dazu *Lutz-Bachmann/Zywitz*, EnWZ 2023, 445 (448 ff.).

<sup>118</sup> Dazu *Wulff*, NVwZ 2024, 368 (373 ff.).

<sup>119</sup> BT-Drs 20/11226 v. 29.4.2024; dazu *Schiffer/Kathstede*, UPR 2024, 261.

Solche Gründe können neben der effizienten Netznutzung auch solche der rechtzeitigen Netzanbindung sein.

Das Energiewenderecht folgt dem Grundsatz, dass der Netzausbau der Erzeugung folgt, nicht umgekehrt. Im WindSeeG werden die Akzente etwas anders gesetzt. Das zeigt die räumliche Steuerung über den staatlichen Flächenentwicklungsplan. Eine solche räumliche Steuerung ist bei der Windkraft an Land mit der bauplanungsrechtlichen Konzentrationsflächenplanung gescheitert. Ob die Flächenbeitragswerte auf Dauer eine Erzeugungsplanung entbehrlich machen, ist eine offene Frage. Zwar kehrt das WindSeeG den Grundsatz nicht um, der Netzausbau orientiert sich am prognostizierten Ausbau der Erzeugung und das Netz behält eine „dienende“ Funktion. Aber der Grundsatz wird aufgeweicht: Im zentralen Modell der Windenergie auf See soll beim Ausbau der Offshore-Windparks die Netzsituation berücksichtigt werden.<sup>120</sup> Hierin liegt eine zentrale Innovation des WindSeeG mit der Frage, ob davon nicht auch „an Land“ etwas gelernt werden könnte, mögen hier auch eigentumsrechtliche Fragen andere Regelungen erfordern.<sup>121</sup> Anders als an Land, ist der Anlagenbetreiber auf See kein Eigentümer der Fläche, auf der die Anlage errichtet wird.

#### IV. Wasserstoff als Hoffnungsträger

Im (grünen) Wasserstoff spiegelt sich die Notwendigkeit, das Recht der Energiewende von seiner Fokussierung auf Regelungen zur Erzeugung zu lösen. Es geht nicht allein um die „richtigen“ Regelungen zur Transformation der Energieerzeugung, sei es mit Verboten zur Aufnahme oder Beendigung konventioneller Erzeugung, sei es mit Anreizen für Investitionen in erneuerbare Energien. Vielmehr sind **Erzeugung** und **Transport** zusammenzudenken und aufeinander zu beziehen. Ohne die Bereitstellung passender Transportkapazitäten wird der Umbau der Erzeugungslandschaft nicht gelingen. Der Ausbau der Netze für den Transport erneuerbarer Energien – wozu auch der „grüne“ Wasserstoff gehört – lohnt sich aber nur, wenn eine hinreichende Menge an Strom aus EE-Anlagen zur Einspeisung in das Netz sichergestellt ist. Nicht ohne Grund wird von einem „**Henne-Ei-Problem**“<sup>122</sup> gesprochen, dem sich das Energiewenderecht annehmen muss.

Noch vor wenigen Jahren spielte der Wasserstoff als Energieträger<sup>123</sup> keine Rolle. Das hat sich grundlegend geändert, was im politischen Umfeld<sup>124</sup> und mit der

<sup>120</sup> Zur Entschädigung bei limitierter Einspeisung von Offshore-Windparks *Kirch/Huth*, EnZW 2024, 16.

<sup>121</sup> Zusammenfassend *Himstedt*, Die Offshore-Windenergie unter dem WindSeeG, 2024, S. 272 ff.

<sup>122</sup> Gibt es nicht genügend grünen Wasserstoff, stellt die Industrie ihre Produktion nicht um. Und wenn die Industrie keine hohen Mengen nachfragt, wird kaum großvolumig in das Transportnetz investiert werden, vgl. *Kisker/Freitag*, EWeRK 2023, 107; *Arnold/Kutz*, EurUP 2024, 313 (318).

<sup>123</sup> So § 1 Abs. 1 EnWG mit der Erweiterung des Geltungsbereichs des Gesetzes über Elektrizität und Gas hinaus um leitungsgebundenen Wasserstoff. § 13 Nr. 14 EnWG ordnet Wasserstoff neben Elektrizität und Gas dem Energiebegriff zu. Eine Übersicht zur Begrifflichkeit bei *Halbig*, Unionsrechtliche Begriffe mit Wasserstoffbezug, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 57 v. 27.2.2023.

<sup>124</sup> Den Startschuss markiert die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung, vgl. *Bundesregierung/BMWi*, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, fortgeschrieben und aktualisiert durch *Bundesregierung/BMWK*, Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Juli 2023; dazu *Groneberg*, EnK-Aktuell 2023, 010171.

Aufnahme des Wasserstoffs in den Rechtsrahmen<sup>125</sup> deutlich wird, aber auch die Flut an Stellungnahmen in der Literatur<sup>126</sup> zeigt. Treffend wird gefragt, ob im Wasserstoff das bestehende Technologien erhaltende „Öl von morgen“ oder der teure und nur zu besonderen Anlässen einsetzbare „**Champagner der Energiewende**“ zu sehen ist.<sup>127</sup> Von Anfang an ging es hier aber um Erzeugung *und* Transport, wenngleich die rechtlichen Zugriffe mit dem Ziel, einen Markthochlauf der Wasserstofftechnologie zu forcieren, ganz unterschiedliche Fragen zu beantworten haben. Während für die Errichtung und Inbetriebnahme von Erzeugungsanlagen das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren – mit entsprechenden Erleichterungen – angesprochen ist, geht es beim Aufbau einer Transportinfrastruktur vor allem um die Frage, inwieweit dem Erzeuger von Wasserstoff nicht bloß ein verhandelter, sondern regulierter Netzzugang zu gewähren ist. In diesem Zusammenhang werden die ökonomischen Fragen kontrovers diskutiert. Muss dem Gasnetzbetreiber erlaubt werden, durch individuell ausgehandelte Verträge (verhandelter Netzzugang) Einnahmen zu erzielen, damit er diese Einnahmen für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes verwenden kann (Quersubventionierung)? Die rechtliche Ausgangslage ist dadurch geprägt, dass weder die als Übergangslösung<sup>128</sup> ausgeflaggte nationale noch die europäische Regulierungsstrategie, soweit sie die Wasserstoffwirtschaft den „harten“ **Entflechtungsvorgaben** der etablierten Strom- und Gasmärkte unterwerfen will, auf ungeteilte Zustimmung stößt.<sup>129</sup> Damit grüner Wasserstoff sein Potential entfalten kann, müssen zum einen die Herstellungskosten wettbewerbsfähig sein und zum anderen die Transportkosten durch eine leistungsfähige Infrastruktur gesenkt werden. Wir stehen erst am Anfang der Entwicklung eines wettbewerblichen Marktdesigns für Wasserstoff analog zu den heutigen Strom- und Erdgasmärkten. Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft

<sup>125</sup> Den Anfang bildeten §§ 64a und 69b EEG 2021 mit einer Umlageprivilegierung bzw. -befreiung für Strom, der zur Wasserstoffherstellung verwendet wird. Es folgte das Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze v. 16.7.2021 (BGBl I S. 3026) mit ersten regulierungs- und planungsrechtlichen Vorschriften in §§ 28j bis 28q und § 43l EnWG. Zuletzt wurden mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Anpassung weiterer energierechtlicher Vorgaben v. 29.12.2023 (BGBl I S. 405) in § 29q EnWG die Errichtung eines Wasserstoffkernnetzes beschlossen, flankiert durch das Zweite Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes v. 17.5.2024 (BGBl I S. 161) mit Regelungen zur Finanzierung des Kernnetzes in §§ 28r und 28s EnWG sowie einer integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff in §§ 15a-f EnWG. Das von der Bundesregierung am 29.5.2024 beschlossene „Wasserstoffbeschleunigungsgesetz“ (BT-Drs 20/11899 v. 21.6.2024) ließ sich in der Legislaturperiode nicht mehr realisieren.

<sup>126</sup> Auswahl, beginnend mit *Borning*, ER 2020, 108, 135; *Große/Lehnert*, EnWZ 2021, 55; *Schneller*, ER 2021, 135; *Elspas/Lindau/Ramsauer*, N&R 2021, 258; *Fehling/Franzius/Schütte*, ZUR 2021, 193; *Held*, EnWZ 2021, 145; *Kirch/Huth*, EnWZ 2021, 344; *Büdenbender*, RdE 2022, 102; *Wichmann*, EWeRK 2022, 93, 157; *Kalis/Antoni*, EnWZ 2022, 248; *Hoffmann/Kamm/Pause*, Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 32 v. 19.11.2023; *Kisker/Freitag*, EWeRK 2023, 107; *Franzius*, ZUR 2024, 72; *Arnold/Kutz*, EurUP 2024, 313; *Busch/Doyé*, ER 2024, 243; *Beimesche*, EnWZ 2024, 387; *Führ/Führ/Rittmeier*, ZUR 2025, 31.

<sup>127</sup> *Hoffmann*, EnWZ 2022, 255 zufolge betrug im Frühjahr 2022 der Preis für grünen Wasserstoff 292,19 EUR/MWh<sub>2</sub>, während der Preis für Erdgas am Day-Ahead Markt bei 79,19 EUR/MWh<sub>2</sub> lag.

<sup>128</sup> Zur Ablösung der nationalen Regelungen durch unionsrechtliche Vorgaben *Sieberg/Cesarano*, RdE 2022, 165.

<sup>129</sup> *Franzius*, ZUR 2024, 72 (73).

unterscheidet sich von der Sicherstellung der Gaswirtschaft, weshalb nicht einfach auf die bekannten und bewährten Regulierungsansätze zurückgegriffen werden kann.<sup>130</sup>

## 1. Erzeugung

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser erzeugt. Benötigt wird Strom aus erneuerbaren Energien, mit dessen Hilfe Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird. Der große Vorteil ist seine Speicherbarkeit mit der Fähigkeit, einen Beitrag zum Ausgleich von volatilem Angebot und Nachfrage leisten zu können. In den Bereichen, in denen EE-Strom nicht direkt eingesetzt werden kann, eröffnen sich neue Dekarbonisierungspfade („Power-to-X“) und damit der Sektorenkopplung.<sup>131</sup> Vorherrschend ist bislang „grauer“ Wasserstoff, der durch Dampfreformierung auf Basis fossiler Brennstoffe erzeugt wird, damit aber CO<sub>2</sub> freisetzt.<sup>132</sup> In der Rechtssprache ist nicht von grünem Wasserstoff die Rede, wie überhaupt die „**Farbenlehre**“ rechtlich nur wenig Aussagekraft hat. Begrifflich und konzeptionell zentral sind vielmehr die „erneuerbaren Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs“. Dabei handelt es sich um eine neue Produktgruppe erneuerbarer Kraftstoffe im Sinne der EE-Richtlinie, die „grün“ in manchen Farbschattierungen des „erneuerbaren“ zulässt. Maßgeblich war zunächst die nach langen Auseinandersetzungen verspätet in Kraft getretene delegierte Verordnung der Kommission über **erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs**, die nach der englischen Fassung mit „RFNBO“ abgekürzt werden.<sup>133</sup> Der delegierte Rechtsakt regelt, unter welchen Voraussetzungen die Produktion von erneuerbaren flüssigen oder gasförmigen Verkehrskraftstoffen und der daraus resultierenden Kraftstoff als vollständig erneuerbar gilt, beschreibt verschiedene Varianten für den Bezug von grünem Strom und legt fest, was unter den für den Markthochlauf von Wasserstoff entscheidenden Kriterien der Zusätzlichkeit sowie zeitlicher und geographischer Korrelation zu verstehen ist.<sup>134</sup> In einem zweiten delegierten Rechtsakt wird die Methode spezifiziert, anhand derer die Treibhausgaseinsparungen der Kraftstoffe über den gesamten Lebenszyklus berechnet werden sollen. Zusätzlich wird ein Mindestschwellenwert definiert: RFNBOs sind nur dann auf das EU-Ziel für erneuerbare Energien anrechenbar, wenn sie im Vergleich zu fossilen Brennstoffen Treibhausgaseinsparungen von mehr als 70% erzielen. Damit liegt eine Definition für Wasserstoff vor, die

<sup>130</sup> Mit getrennten Marktrollen für Erdgas und Wasserstoff gehen getrennte Finanzierungssysteme einher, vgl. *Held*, EnWZ 2021, 145 (146): Weil es in den neuen Wasserstoffnetzen zunächst nur wenige Nutzer gebe, seien kostenbasierte Netzentgelte prohibitiv hoch, weshalb die Bundesregierung diese unter Verwendung öffentlicher Mittel gering zu halten versuche. Dabei nehme sie in Kauf, dass die verbleibenden Kunden im Erdgasnetz höhere Netzentgelte zahlen müssen, denn die Kostenbasis des Erdgasnetzes bleibe nahezu gleich, auch wenn die Zahl der Nutzer abnimmt.

<sup>131</sup> Allg. *Brinkschmidt*, Sektorkopplung im Energieregulierungsrecht, 2024.

<sup>132</sup> Noch keine Marktreife hat der „blaue“ Wasserstoff, der aus der Dampfreduzierung aus Erdgas entsteht, wobei das entstandene CO<sub>2</sub> mittels der Carbon Capture and Storage-Technik gespeichert und unterirdisch eingelagert wird, dazu unten VI.

<sup>133</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission v. 10.2.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, ABI L 157 v. 20.6.2023, 11 ff., 20 ff.

<sup>134</sup> Dazu *Kalis/Antoni*, EnWZ 2022, 348; *Wichmann*, EWeRK 2023, 116. Mit den Kriterien wird auf die unterschiedliche Ausgangslage in den Mitgliedstaaten reagiert.

sektorübergreifend von der RED III-Richtlinie aufgegriffen wird.<sup>135</sup> Sie dient als Orientierungshilfe für die Genehmigung nationaler Beihilfen<sup>136</sup> und soll auf Unionsebene vorhandene Mittel auf erneuerbaren Wasserstoff lenken. Die lange umkämpfte Festlegung der „Grünstromkriterien“ ist eine Voraussetzung für Investitionssicherheit und den schnellen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Denn sie entscheidet darüber, ob Wasserstoff auf das mitgliedstaatliche Ziel zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien **angerechnet** werden kann.<sup>137</sup> Das ist eine politische Entscheidung, die enger oder weiter ausfallen kann. Die Kommission geht einen Mittelweg und nennt vier Möglichkeiten.<sup>138</sup> Von der Bundesregierung sind die neuen Vorgaben mit der Novellierung der 37. BImSchV umgesetzt worden.<sup>139</sup>

Damit ändert sich der Rechtsrahmen für die Erzeugung von Wasserstoff, machen doch verschiedene Regelungen die Eigenschaft als grün bzw. erneuerbar zur Voraussetzung für **Privilegierungstatbestände**.<sup>140</sup> Das war bereits in § 69b EEG 2021 mit der Befreiung von der EEG-Umlage der Fall.<sup>141</sup> § 39p EEG 2023 sieht Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff vor und § 39q EEG 2023 regelt für diese Anlagen besondere Zahlungsbestimmungen. Auch in anderen Gesetzen, beispielsweise dem Energiefinanzierungsgesetz, finden sich Privilegierungen für grünen Wasserstoff. So beinhaltet § 25 EnFG für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen werden, eine Umlagebefreiung bei der Herstellung von grünem Wasserstoff. Die Förderung und Beschleunigung des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft hängt indes nicht bloß von der Definition privilegierungsfähigen Wasserstoffs, sondern auch von seinen **Anwendungsmöglichkeiten** ab. Je schmaler die Anwendungsfelder bleiben, etwa beschränkt auf die Defossilisierung der Industrie, desto beherrschbarer gelingt eine passgenaue Förderung. Wird der Anwendungsbebereich auf andere Sektoren wie den Verkehr<sup>142</sup> oder die immer wieder ins Spiel gebrachte Wärmeversorgung ausgedehnt, stellen sich neue Herausforderungen, die vor allem die Frage betreffen, wie der Rechtsrahmen für die erforderliche Menge und das Transportnetz klimapolitisch sinnvoll weiterentwickelt werden kann. Das soll mit dem

---

<sup>135</sup> Nach Art. 2 Nr. 36 RED III sind erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt. Nach der RED III-Richtlinie werden die formal nur für den Verkehrssektor geltenden delegierten Rechtsakte das zentrale regulatorische Instrument für den Markthochlauf grünem Wasserstoffs in *allen* Sektoren, also auch für den Wasserstoffverbrauch in der Industrie. Zu Inkonsistenzen im Zusammenspiel der delegierten Verordnung mit der RED III-Richtlinie *Hoffmann/Kamm/Pause*, Rechtsrahmen (Fn. 125), S. 39 ff.

<sup>136</sup> Dazu *Burgi/Zimmermann*, ZUR 2021, 212 (214 ff.).

<sup>137</sup> Zur Treibhausgasminde rungspflicht nach § 37a BImSchG von *Bremen/Bundschuh*, EWeRK 2022, 132. Zur Anrechenbarkeit von Wasserstoff auf die Zielvorgaben *Hoffmann/Kamm/Pause*, Rechtsrahmen (Fn. 125), S. 9 ff.

<sup>138</sup> Art. 4 Wasserstoff-DVO; dazu *Franzius*, ZUR 2024, 72 (74 f.).

<sup>139</sup> VO zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) v. 17.4.2024, BGBl I S. 131.

<sup>140</sup> Allg. Kloepfer (Hrsg.), Umweltschutz als Rechtsprivileg, 2014.

<sup>141</sup> Dazu *Große/Lehnert*, EnWZ 2021, 55; *Buchmüller*, ZUR 2021, 195 (198 ff.).

<sup>142</sup> Dazu *Hoffmann*, EnWZ 2022, 255.

Wasserstoffbeschleunigungsgesetz<sup>143</sup> geschehen. Es verkürzt, vereinfacht und digitalisiert die relevanten Planungs-, Genehmigungs- und Vergabeverfahren und verringert regulatorische Anforderungen. Der Gesetzentwurf der (alten) Bundesregierung sieht unter anderem Höchstfristen für wasserrechtliche Zulassungsverfahren, digitale Genehmigungsverfahren, Erleichterungen für den vorzeitigen Maßnahmenbeginn, beschleunigte Vergabeverfahren, Verkürzungen des Instanzenzuges, beschleunigte Eilverfahren sowie die Verringerung des behördlichen Prüfaufwandes bei der Modernisierung von Elektrolyseuren vor. Von diesen ineinandergreifenden Instrumenten erhofft man sich einen deutlichen Beschleunigungseffekt.<sup>144</sup>

Was die **Genehmigungsfähigkeit von Erzeugungsanlagen** betrifft, bestanden bauplanungsrechtliche Rechtsunsicherheiten bei der Zuordnung von Elektrolyseuren im Außenbereich zu den Privilegierungstatbeständen des § 35 Abs. 1 BauGB.<sup>145</sup> Inzwischen stellt § 249a BauGB die Subsumtion von Elektrolyseuren unter die Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB klar und statuiert erleichterte Voraussetzungen. Unsicherheiten bestanden auch hinsichtlich der Einordnung von Elektrolyseuren unter die Genehmigungstatbestände des BImSchG, was die Planungssicherheit für Anlagenbetreiber gefährden kann.<sup>146</sup> Die Einordnung von Elektrolyseuren als Industrieemissionsanlage wird für verfehlt gehalten. Immerhin wurden in die 4. BImSchV neue Regelungen zum Wasserstoff aufgenommen. Danach bleibt es beim Verfahrenserfordernis einer Genehmigung nach § 10 BImSchG nur für Erzeugungsanlagen mit einer Produktionskapazität von 50 Tonnen je Tag oder einer elektrischen Nennleistung von 5 Megawatt oder mehr.<sup>147</sup> Was die Vorgaben für die Genehmigung von Elektrolyseuren angeht, sind von den Novellierungen der EE-Richtlinie sowie der Gas-Wasserstoff-Richtlinie und der Netto-Null-Industrie-Verordnung gewisse **Beschleunigungseffekte** zu erwarten. Der Unionsgesetzgeber setzt zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren auf die Bündelung der Verfahren in einem Verfahren, die Festlegung von Verfahrenshöchstdauern und die Ausweisung besonderer Infrastrukturgebiete für Netz- und Speichertechnologien (Art. 15e RED III). Werden Elektrolyseure in diesen Gebieten errichtet, so sind sie im Genehmigungsverfahren von bestimmten umwelt- und naturschutzrechtlichen Prüfungen befreit. Allein Erleichterungen wie der Verzicht auf einen Erörterungstermin für die Errichtung oder Änderung von Anlagen zur

---

<sup>143</sup> Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften v. 29.5.2024, BT-Drs 20/11899 v. 21.6.2024; dazu *Arnold/Kutz*, EurUP 2024, 313 (323 ff.).

<sup>144</sup> Nach § 4 WasserstoffBG-E liegen die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung sowie zum Import und Transport von Wasserstoff im „überragenden öffentlichen Interesse“ vorbehaltlich insbesondere wasserrechtlicher Zulassungsverfahren, wenn mit der Wasserentnahme die öffentliche Wasserversorgung oder Wasserhaushalt erheblich beeinträchtigt werden kann. Ein mit § 2 EEG vergleichbarer Gewichtungsvorrang ist nicht vorgesehen, krit. *Arnold/Kutz*, EurUP 2024, 313 (328).

<sup>145</sup> Vgl. *Langstädtler*, ZUR 2021, 203; *Bringewat*, ZNER 2022, 21.

<sup>146</sup> Elektrolyseure werden unter § 4 Abs. 1 BImSchG iVm Nr. 4.1.12 Anhang 1 der 4. BImSchV subsumiert und nur dann nicht als genehmigungsbedürftige Anlagen qualifiziert, wenn kein „industrieller Umfang“ vorliegt, wofür es jedoch keine Schwellenwerte gibt.

<sup>147</sup> Nr. 10.26 der 4. BImSchV, aufgenommen durch die Dritte Verordnung zur Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen v. 12.11.2024, BGBl I S. 355.

Herstellung von grünem Wasserstoff<sup>148</sup> reichen nicht aus. Gefordert werden Privilegierungen für Elektrolyseure erneuerbaren Wasserstoffs.<sup>149</sup>

Der erwünschte **Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft** erfordert indes nicht bloß genehmigungsrechtliche Erleichterungen, sondern auch eine staatliche Förderung. Wie aber soll ein Vergütungssystem aussehen, das für große Mengen an Wasserstoff attraktiv ist, die Schaffung eines Marktes unterstützt und auf wettbewerblicher Basis die Lücke zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft decken kann? Vorgeschlagen wird ein **Doppelauktionsmodell**, wobei ein Intermediär für eine festgelegte Menge grünen Wasserstoffs den Produzenten mit dem niedrigsten Preis an den Abnehmer mit der größten Zahlungsbereitschaft vermittelt. Der Intermediär übernimmt die verbleibenden Differenzkosten und schließt so die Kostenlücke zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft. Für dieses Doppelauktionsmodell gibt es mit „H2Global“ ein Vorbild. Hierüber werden Investitionen zum zügigen Aufbau von Wasserstoffproduktionsanlagen im industriellen Maßstab und in den zugehörigen Lieferketten angestoßen. Anders als in den **Contracts-for-Difference-Ansätzen**, die inzwischen vom BMWK aufgegriffen<sup>150</sup> worden sind, entstehen hier für die Vertragspartei, die produziert, keine Rückzahlungspflichten, sollte der Verkaufspreis den Ankaufspreis übersteigen. Durch langfristige Abnahmeverträge und die hohe Bonität des Intermediärs aufgrund der bestehenden Risikoübernahme des Bundes entsteht die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für den Aufbau großvolumiger Elektrolysekapazitäten und Transportinfrastruktur.<sup>151</sup> So gesehen, handelt es sich um ein innovatives Instrument zur Förderung eines Technologie- und Markthochlaufs von grünem Wasserstoff, wobei in der Startphase eine staatlich gelenkte Nachfrage geschaffen wird, um potenzielle Wasserstoffproduzenten in Ländern mit großem Potenzial für eine günstige Erzeugung erneuerbarer Energien zu motivieren, in Anlagentechnik für Erzeugung und Weiterverarbeitung von Wasserstoff sowie für die Speicherung und den Transport wasserstoffbasierter Produkte zu investieren. Gleichzeitig soll das Förderinstrument dazu beitragen, Deutschland als Standort für Wasserstofftechnologie weiterzuentwickeln. Es ist neben Quotenregelungen ein wichtiges und ausbaufähiges Förderinstrument.<sup>152</sup>

## 2. Transport

Nicht weniger bedeutsam ist jedoch der Aufbau einer adäquaten Transportinfrastruktur, ohne die eine Umstellung der Produktionsverfahren auf Wasserstoff nicht gelingen wird.<sup>153</sup> Wie aber lässt sich ein Wasserstoffnetz aufbauen, solange unsicher ist,

<sup>148</sup> § 16 Abs. 1 S. 2 der 9. BImSchV.

<sup>149</sup> Krit. zu den bisherigen Regelungsansätzen Müller, NVwZ 2024, 791.

<sup>150</sup> Zu „Klimaschutzverträgen“ als neuer Förderungsstrategie BMWK Handbuch zum Förderprogramm Klimaschutzverträge 2.0, Juli 2024. Zur damit bezweckten Förderung transformativer Produktionsverfahren Altröck/Kliem ZNER 2023, 8 (10 ff); Braun/Schemmann KlimR 2025, 38.

<sup>151</sup> Dazu im Kontext möglicher Förderinstrumente EWI, H<sub>2</sub>-Förderkompass – Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf, 2022, S. 30 ff.; krit. Peter, KlimR 2023, 257.

<sup>152</sup> Instruktive Gegenüberstellung: Altröck/Kliem, ZNER 2022, 9 (13 ff.).

<sup>153</sup> Statt vieler Ott, KlimR 2022, 149.

ob genügend „grüner“ Wasserstoff verfügbar ist, von dessen Durchleitungsmenge die Refinanzierung der Investitionskosten abhängig ist? Der Gesetzgeber gibt einen Rechtsrahmen zur Planung, Finanzierung und Errichtung eines deutschlandweiten Wasserstoffkernnetzes mit einer Wasserstoffentwicklungsplanung vor.<sup>154</sup> Mehr als ein Startschuss ist das nicht, aber notwendig, um einen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht an mangelnden Transportkapazitäten scheitern zu lassen.<sup>155</sup> Mit § 28q EnWG sind die gesetzlichen Voraussetzungen für ein **Wasserstoffkernnetz** geschaffen worden, das als ein deutschlandweites, effizientes, schnell realisierbares und aufbaufähiges Netz verstanden wird, um die zukünftigen „wesentlichen“ Wasserstoffproduktionsstätten und die potentiellen Importpunkte mit den zukünftigen „wesentlichen“ Wasserstoffverbrauchspunkten und -speichern zu verbinden.<sup>156</sup> Damit ist die Gründung einer einheitlichen Wasserstoffnetzgesellschaft, die mit staatlicher Beteiligung den Netzausbau beschleunigen und zugleich den erwünschten Wettbewerb auf dem Netz sichern könnte, vom Tisch.<sup>157</sup> Für die Wasserstoffinfrastruktur kommt es entscheidend darauf an, wie mit den europarechtlichen **Entflechtungsvorgaben** umzugehen ist, wie die Zugangs- und Entgeltregulierung ausgestaltet wird und welche Wege zur Finanzierung eingeschlagen werden. Eine konsequente vertikale Entflechtung des Wasserstofftransports von dessen Erzeugung ist unionsrechtlich nicht vorgesehen, ebenso wenig eine umfassende horizontale Entflechtung zwischen Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreibern, um Quersubventionierungen nicht zu behindern. Die bisherige Zugangs- und Entgeltregulierung mit der Wahlmöglichkeit des Netzbetreibers nach § 28j EnWG, sein Netz einer Regulierung „light“ zu unterstellen, wird aber ebenso wie der lediglich **verhandelte Netzzugang** nach § 28n EnWG nur eine Übergangslösung<sup>158</sup> bleiben können, zumal unsicher ist, inwieweit mit einer solchen Regulierungsfreistellung dem Aufbau einer klimaschützenden Wasserstoffwirtschaft gedient ist.<sup>159</sup> Die lange Zeit offen gebliebenen Finanzierungsfragen<sup>160</sup> haben in §§ 28r, 28s EnWG eine Antwort für solche Infrastrukturen erhalten, die nach § 28q EnWG dem neuen, von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenem und von der Bundesnetzagentur genehmigtem „Wasserstoffkernnetz“ zugeordnet werden können.

Dabei handelt es sich um die erste Stufe des Ausbaus der Infrastruktur mit einem ca. 9000 km langen Netz bis 2032<sup>161</sup> und dafür erforderlichen Investitionen von insgesamt 19 Milliarden Euro, wobei etwa 60% bestehende Erdgasleitungen genutzt werden können.<sup>162</sup> § 28q Abs. 4 Nr. 3 EnWG sieht die planerische Inbetriebnahme der Infrastrukturen für das Wasserstoffkernnetz bis zum 31. Dezember 2032 vor. Um Teil

<sup>154</sup> Kisker/Freitag, EWeRK 2023, 107.

<sup>155</sup> Arnold/Kutz, EurUP 2024, 313 (316 ff.).

<sup>156</sup> Zum Umbau des Erdgasfernleitungsnetzes Benrath, RdE 2020, 453; Riege, EnWZ 2021, 387.

<sup>157</sup> Vgl. Kisker/Freitag, EWeRK 2023, 107. Zu den Regelungen im Einzelnen Sieberg/Cesarano, RdE 2023, 317; Beimesche, EnWZ 2024, 387.

<sup>158</sup> Zu den unionsrechtlichen Zugangsregeln Busch/Doyé, ER 2024, 243.

<sup>159</sup> Franzius, ZUR 2024, 72 (79).

<sup>160</sup> Zur Finanzierung durch die beteiligten Netzbetreiber und Transportkunden, durch die Erdgastransportkunden oder die öffentliche Hand Benrath, EnWZ 2021, 195 (197); Buchmüller/Hemmert-Halswick, Infrastruktur, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, 2022, § 24 Rn. 39 ff.

<sup>161</sup> Siehe die Abbildungen in Arnold/Kutz, EurUP 2024, 313 (319 ff.).

<sup>162</sup> Beimesche, EnWZ 2024, 387.

des Wasserstoffkernnetzes zu werden, muss das Vorhaben einem der in § 28q Abs. 4 Nr. 4 EnWG genannten **Projekttypen** entsprechen, wozu auch solche Projekte gehören, welche die Beschaffung von Wasserstoff durch Importe verbessern. Die Umsetzung der im Kernnetz vorgesehenen Leitungsprojekte erfolgt nach § 28q Abs. 7 EnWG durch geeignete Unternehmen, die von den Fernleitungsnetzbetreibern einvernehmlich vorgeschlagen und von der Bundesnetzagentur bestätigt werden, wobei letztere im Fall einer fehlenden Einigung oder Bestätigung ein Unternehmen selbst bestimmen kann. Die zentrale Frage nach der **Finanzierung** findet eine komplizierte Antwort. Nach § 28r Abs. 1 S. 1 EnWG soll dies grundsätzlich durch Nutzerentgelte erfolgen. Weil es jedoch am Anfang nur wenig Nutzer geben wird, können die hohen Investitionskosten nicht voll auf die Nutzer umgelegt werden, da eine solche Kostenumlage zu prohibitiv hohen Netzentgelten führen und den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft gefährden würde. Deshalb etabliert der Gesetzgeber einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus, der eine zeitliche Streckung des Netzentgelts ermöglicht. In der Hochlaufphase werden die Entgelte zunächst gedeckelt, wobei die Mindereinnahmen durch spätere Mehreinnahmen ausgeglichen werden sollen, wenn sich die Anzahl der Wasserstoffabnehmer vergrößert haben wird. Festgelegt wird das Hochlaufentgelt durch die Bundesnetzagentur und die Zwischenfinanzierung erfolgt über ein Amortisationskonto, auf dem Minder- und Mehrerlöse der Betreiber des Wasserstoffkernnetzes verbucht und verzinst werden. Sollte sich der Markthochlauf nicht einstellen, haftet der Bund. Weist das Amortisationskonto bei der Beendigung der Hochlauffinanzierung einen Fehlbetrag auf, so ist der Bund nach § 28s EnWG verpflichtet, diesen Betrag auszugleichen.<sup>163</sup>

Für die zweite Stufe des Wasserstoffhochlaufs greift der Gesetzgeber die angeordnete<sup>164</sup> **Netzentwicklungsplanung** auf. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG ist durch die Betreiber in zweijährigem Rhythmus, erstmals 2025, ein flächendeckender, integrierter Netzentwicklungsplan für Wasserstoff und Gas aufzustellen, der „alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten und effizienten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze (enthält), die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“ (§ 15c Abs. 2 EnWG). Dabei räumt der Gesetzgeber der Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff einen Vorrang gegenüber dem Neubau von Wasserstoffleitungen ein. Der von den regulierten Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreibern zu erstellende und nach § 15d Abs. 3 EnWG bis zum 30. Juni 2026 von der Bundesnetzagentur zu genehmigende „integrierte Netzentwicklungsplan für Wasserstoff und Gas“ wird gegenwärtig erarbeitet.<sup>165</sup> Dabei stellt sich jedoch die Frage, wie man sich zu **fossilem Erdgas**, das immer wieder als „Brückentechnologie“ ins Spiel gebracht wird, verhalten soll. Das Unionsrecht hält sich gegenüber einer Privilegierung von grünem Wasserstoff bedeckt. Nicht nur, dass die Kommission neben der

<sup>163</sup> Dabei tragen die Kernnetzbetreiber einen Selbstbehalt von bis zu 24% des Fehlbetrags.

<sup>164</sup> *Schneller*, ER 2021, 135 (145 f.).

<sup>165</sup> Dabei sind die Langfristszenarien der sog. Systementwicklungsstrategie zu berücksichtigen, die einzelne Planungsprozesse für Infrastrukturen, Sektoren und Energieträger koordinieren und nach §§ 12a, 15b EnWG als gemeinsame Grundlage für die Netzentwicklungspläne Strom und Gas/Wasserstoff eine gesamtsystemisch kohärente Orientierung bieten soll. Zur Systementwicklungsplanung *Hermes*, EnWZ 2022, 99.

Atomenergie auch Erdgas für taxonomiekonform erklärt hat.<sup>166</sup> Trotz vieler Stellungnahmen, die ausschließlich Wasserstoff aus erneuerbaren Energien für förderungswürdig halten, ist der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft offenbar ein industriepolitisches Anliegen, das die Klimaschutzrechtliche Zielsetzung aus den Augen zu verlieren droht. Unionsrechtlich gibt es beim Zugang zum Wasserstoffnetz – anders als nach Art. 38 Abs. 3 Gas-Wasserstoff-Richtlinie<sup>167</sup> für das Gasnetz – keine Privilegierung von erneuerbaren oder CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff<sup>168</sup> mit der Folge, dass die Netzbetreiber den Zugang nicht von der Herkunft des Wasserstoffs abhängig machen und nicht mit dem Argument verweigern dürften, es handele sich um „grauen“ Wasserstoff. Das hindert den nationalen Gesetzgeber aber nicht, im Rahmen des Nichtdiskriminierungsgebotes eine entsprechende **Vorrangregelung** einzuführen.<sup>169</sup>

Die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für den Markthochlauf von Wasserstoff<sup>170</sup> hat mit der wechselseitig sich überholenden Gesetzgebung zu kämpfen, die wenig zur Planungs- und Investitionssicherheit für die Akteure beiträgt. Der deutsche Gesetzgeber schafft Regelungen, die explizit unter dem Änderungsvorbehalt des Unionsgesetzgebers stehen und die Unionsorgane erlassen Regelungen, die zugunsten der Mitgliedstaaten lange Übergangsfristen enthalten und Spielräume belassen, die auszufüllen nicht einfach fällt. Vieles spricht dafür, dass eine konsistente Regulierung die Schaffung eines eigenständigen Wasserstoffgesetzes<sup>171</sup> voraussetzen würde, das ähnlich wie das Klimaschutzgesetz des Bundes an den unionsrechtlichen Vorgaben und deren Weiterentwicklung auszurichten wäre, aber eigene Wege gehen könnte, die durch das Unionsrecht nicht versperrt werden.<sup>172</sup> **Zeit zum Experimentieren** besteht nicht und bloße Ankündigungen reichen nicht aus. Die neue Bundesregierung sollte den Weg, der von der alten Bundesregierung mit dem Wasserstoffbeschleunigungsgesetz eingeschlagen wurde, fortsetzen und konsequent weiterführen, zugleich aber die Anwendungsfelder von grünem Wasserstoff stärker fokussieren, um der Erwartung entgegenzutreten, es handele sich um eine Technologie, mit der sich „fossile“ Lebensgewohnheiten in ein postfossiles Zeitalter hinüberretten ließen.

## V. Netzausbauplanung

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt im Wesentlichen regulierungsrechtlich. Ausschreibungsverfahren sind Instrumente des Regulierungsrechts, mag darüber

<sup>166</sup> Krit. *Gerdes*, Die Taxonomie-VO: Funktionsweise, Haftung, Durchsetzung, Diss. Bremen 2024.

<sup>167</sup> Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.6.2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, ABI L 107 v. 15.7.2024.

<sup>168</sup> Anders für die Entgeltregelungen nach Art. 18 der Gas-Wasserstoff-Verordnung als Teil des Gas-Wasserstoff-Pakets, vgl. Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, ABI L 108 v. 15.7.2024; dazu *Burmeister/Kistner/Sievert*, RdE 2024, 296 (301).

<sup>169</sup> *Busch/Doyé*, ER 2024, 242 (245 f.).

<sup>170</sup> Dazu *Buchmüller*, Die Rolle synthetischer Kraft- und Brennstoffe in Energie- und Verkehrswende, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, 2022, § 22 Rn. 37 ff.

<sup>171</sup> Für ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz *Langstädtler*, ZUR 2021, 203 (211).

<sup>172</sup> Allg. *Franzius*, Rechtliche Möglichkeiten einzelner Staaten zum unilateralen Schutz globaler Umweltgüter, in: Markus/Reese/Köck (Hrsg.), Zukunftsfähiges Umweltrecht III, 2023, S. 89 ff.

in begrenztem Umfang auch eine räumliche Steuerung der Stromerzeugung möglich sein.<sup>173</sup> Demgegenüber wird der Netzausbau planungsrechtlich gesteuert. Für die Übertragungsnetze hat der Gesetzgeber ein **neues Regime** geschaffen, womit auf die Erfahrungen mit den Auseinandersetzungen um die Tieferlegung des Stuttgarter Hauptbahnhofs („Stuttgart 21“)<sup>174</sup> reagiert wurde. Die Netzausbauplanung orientiert sich an der Fernstraßenplanung, führt aber neue Elemente ein, um den Ausbau zu beschleunigen. Die anfängliche Euphorie, mit der dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) eine Vorbildfunktion für andere Infrastrukturplanungen zugesprochen<sup>175</sup> wurde, ist inzwischen merklich verblasst.<sup>176</sup> Zuständig für die Planung der Übertragungsnetze ist die Bundesnetzagentur.

## 1. Systematik

Die Stromnetzplanung ist **dreistufig** ausgestaltet: Das erste Verfahren ist die Bedarfsplanung (§§ 12a ff. EnWG), an die sich die Bundesfachplanung (§§ 4 ff. NABEG) anschließt, wodurch das abschließende Planfeststellungsverfahren (§§ 18 ff. NABEG) entlastet werden soll. Zur Neuordnung der Netzausbauplanung sah sich der Gesetzgeber gezwungen, um dem Fehlen ausreichender Transportkapazitäten aus dem erzeugungsstarken Norden in den verbrauchsstarken Westen und Süden abzuhelpfen. Der Ausbaubedarf unterfiel zuvor der privatautonomen, primär ökonomisch determinierten Entscheidung der Netzbetreiber (§ 11 Abs. 1 S. 1 EnWG).<sup>177</sup> Mit dem abrupten Ausstieg aus der Atomenergie und der Zurückdrängung von klimaschädlichem Kohlestrom wird die Beschleunigung des Netzausbaus unausweichlich. Im „Energie-wende-Paket“ aus dem Jahr 2011<sup>178</sup> wurde die privatautonome Bedarfsermittlung der Netzbetreiber durch regulierungs- und planungsrechtliche Vorgaben überformt. Eine Beschleunigung des Netzausbaus sollte nicht durch eine Beschränkung, sondern durch eine Erweiterung der Öffentlichkeitsbeteiligung erreicht werden.

Die **Bedarfsplanung** zielt auf eine Prognose des Bedarfs an Netzkapazitäten. Dazu erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber, die nach § 13 EnWG die „Systemverantwortung“ für die Netze und ihren Ausbau tragen, auf der ersten Stufe den jährlichen Szenariorahmen (§ 12a EnWG), der für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre Erzeugung, Versorgung, Verbrauch und grenzüberschreitenden Austausch prognostiziert. Auf der zweiten Stufe erstellen die Übertragungsnetzbetreiber auf der Grundlage des Szenariorahmens nach §§ 12b–12d EnWG den Netzentwicklungsplan, der alle für die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes erforderlichen Maßnahmen enthält (§ 12b Abs. 1 S. 2 EnWG). Der Netzentwicklungsplan ist von der Bundesnetzagentur zu bestätigen, die ihn auf der dritten Stufe der Bundesregierung

<sup>173</sup> Trotz der im Netzentgeltmodernisierungsgesetz eingeführten Verteilernetzkomponente sind die Strompreise im Süden niedriger als im Norden, weil hier höhere Netzentgelte auf den Strompreis umgelegt werden.

<sup>174</sup> Dazu *Franzius*, *GewArch* 2012, 225. Zur „Rückabwicklung“ *Antweiler*, *NVwZ* 2019, 29.

<sup>175</sup> Vgl. *Hofmann*, *JZ* 2012, 701; *Schink*, *Neue Impulse aus dem Energierecht (NABEG) für eine Modernisierung des Planungsrechts?*, in: *FS Jarass* 2015, S. 483 ff.

<sup>176</sup> *Appel*, *EnWZ* 2021, 435.

<sup>177</sup> Zur allgemeinen Netzausbaupflicht *Sailer*, *RdE* 2016, 444.

<sup>178</sup> Dazu *Sellner/Fellenberg*, *NVwZ* 2011, 1025; *Moench/Ruttloff*, *NVwZ* 2011, 1040.

übermittelt. Diese legt ihn dem Bundestag vor, der ihn als **Bundesbedarfsplan in Gesetzesform** beschließt (§ 12e EnWG). Mit dem Bundesbedarfsplangesetz und der Planrechtfertigung durch den demokratisch legitimierten Gesetzgeber ist der energie-wirtschaftliche Bedarf nach § 12e Abs. 4 EnWG mit Verbindlichkeit für die nachfolgenden Verfahrensstufen festgestellt.<sup>179</sup> Die Netzentwicklungsplanung ist eine hybride Konstruktion mit regulierungs- und planungsrechtlichen Elementen. Zur Aufstellung von Netzentwicklungsplänen sind die Mitgliedstaaten unionsrechtlich gezwungen, womit ein bedarfsgerechter Ausbau der Netze unabhängig von nicht-netzbezogenen Interessen im Konzern gewährleistet werden soll. Deshalb ist die Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur eine regulierungsrechtliche Entscheidung, die als solche keine Bindungswirkung für die planerische Zulassung des Leitungsvorhabens hat. Aber sie entfaltet Wirkungen für die Erarbeitung des Bundesbedarfsplans. Der gesetzesvorbereitende Plan wird nicht allein zu dem Zweck erarbeitet, dem Gesetzgeber eine bessere Entscheidungsgrundlage zu geben. Vielmehr wird ein durch regulatorische Vorgaben bestimmtes Planungsinstrument für Zwecke raumbezogener Planung in Dienst genommen.<sup>180</sup>

An die Bedarfsplanung schließt die **Bundesfachplanung** an. Sie tritt an die Stelle der Raumordnungsplanung (durch die Länder) und dient der Ermittlung grober Trassenkorridore mit einer Breite von 500-1000m für die Leitungen zwischen den im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Netzverknüpfungspunkten. Die Bundesfachplanung wird auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur durchgeführt, deren Entscheidung (§ 12 NABEG) für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren mit Bindungswirkung versehen wird (§ 15 Abs. 1 S. 1 NABEG). Das wirft die Frage nach dem Planungsträger auf. Zwar spricht das Antragserfordernis des § 6 S. 1 NABEG für eine private Planung der Übertragungsnetzbetreiber. Abgeschlossen wird die Bundesfachplanung jedoch mit einer Abwägungsentscheidung der Bundesnetzagentur. Jedenfalls liegt die formelle Verfahrensverantwortung bei der Bundesnetzagentur.<sup>181</sup> Ihre Planungsentscheidungen stellen keine grundrechtlich bedenkliche Indienstnahme der Netzbetreiber dar.<sup>182</sup> Die Bundesfachplanung hat Ähnlichkeiten mit dem Raumordnungsverfahren (§ 15 Abs. 1 ROG), der Linienbestimmung (§ 16 FStrG) und den Zielen der Raumordnung (§§ 7 Abs. 1 S. 1, 4 Abs. 1 Nr. 1 S. 1 ROG), ist aber Teil eines neuen Planungsregimes. Dass das Ergebnis rechtliche Bindungswirkungen gegenüber dem Planfeststellungsverfahren erzeugt, muss durch eine umfassende Abwägung der öffentlichen und privaten Belange (§ 5 Abs. 1 S. 2 NABEG)

<sup>179</sup> Die Bundesbedarfsplanung zielt auf eine Mischung von privaten und staatlichen Verfahrensbeiträgen. In dem Maße, wie es darüber gelingt, den Bedarf für eine Stromleitung überzeugend festzulegen, werden nachfolgende Verfahren entlastet. Die abschließende Zulassungsentscheidung kann dann weitgehend „entpolitisiert“ getroffen werden, vgl. *Franzius*, *VerwArch* 106 (2015), 76 (78).

<sup>180</sup> Zu einer grundsätzlich neuen Rollenverteilung zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde soll es nicht kommen, vgl. *Franke*, *Beschleunigung der Planungs- und Zulassungsverfahren beim Ausbau der Übertragungsnetze*, in: *FS Salje*, 2013, S. 121 (129 f.). Das wird teilweise anders gesehen und der Weg in die Planwirtschaft befürchtet, vgl. *Büdenbender*, *UTR* 120 (2013), 67 (97); *Kment*, *ZVglRWiss* 112 (2013), 123 (131 ff.). Zur Bedarfsplanung im Infrastrukturrecht *Köck*, *ZUR* 2016, 579; *Schmitt*, *Die Bedarfsplanung von Infrastrukturen als Regulierungsinstrument*, 2015.

<sup>181</sup> Von einer „geteilten Planungsverantwortung“ spricht *Schlacke*, *NVwZ* 2015, 626 (629).

<sup>182</sup> Vgl. *Hermes*, *EnWZ* 2013, 395.

„**verdient**“ werden, wird aber auch durch die umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung gerechtfertigt, die eine Einordnung als private oder staatliche Planung erschwert. In der Netzausbauplanung war zunächst eine siebenfache Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen. Von einer Bürgerbeteiligung vor Antragstellung, also bevor der Netzbetreiber die Planungsunterlagen für die Bundesfachplanung nach § 8 NABEG einreicht, versprach man sich viel, besteht hier doch noch ein Optionenspielraum, der mit Blick auf die maßgeblichen Antragsunterlagen durch die Bürgerbeteiligung sinnvoll strukturiert werden kann.<sup>183</sup>

Auf der letzten Stufe findet das **Planfeststellungsverfahren** mit dem Ziel der Feintrassierung der Leitungen und der Zulassung des Vorhabens statt. §§ 18 ff. NABEG modifizieren die im Übrigen anwendbaren §§ 43 ff. EnWG. Das ebenfalls auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eingeleitete Verfahren (§ 19 NABEG) findet im Planfeststellungsbeschluss (§ 24 NABEG) seinen Abschluss. Zuständig für das Planfeststellungsverfahren ist mit der Bundesnetzagentur eine im Kern als Regulierungsbehörde eingerichtete und tätige Behörde. Betroffene Dritte können den Planfeststellungsbeschluss angreifen, nicht aber die vorgelagerte Entscheidung über die Bundesfachplanung (§ 15 Abs. 3 S. 2 NABEG). Weil diese Planung noch sehr grob sei, können Dritte nach Auffassung des Gesetzgebers nicht in subjektiven öffentlichen Rechten betroffen sein. Es wird **kein phasenspezifischer Rechtsschutz** eröffnet, sondern nur konzentrierter Rechtsschutz gegen den abschließenden Planfeststellungsbeschluss gewährt. Das soll auch für Verbandskläger gelten (§ 1 Abs. 1 S. 3 Nr. 3 UmwRG). Der Ansatz, die Trassenentscheidung in einem vorgelagerten Verfahrensstadium bindend zu treffen, Rechtsschutz dagegen erst gegen den abschließenden Planfeststellungsbeschluss am Ende zu eröffnen, begegnet **konzeptionellen Bedenken**.<sup>184</sup> Entweder bleiben Planungsfehler, die bis zum Schluss auf die Rechtmäßigkeit des Planfeststellungsbeschlusses „durchschlagen“ können, auch bis zum Schluss korrigierbar – was ersichtlich nicht gewollt ist (§ 15 Abs. 1 S. 1 NABEG) – oder es wird die Möglichkeit für betroffene Dritte eröffnet, gegen die Entscheidung über die Bundesfachplanung „phasenspezifischen“ Rechtsschutz zu erhalten, was jedoch ebenfalls ausgeschlossen wird (§ 15 Abs. 3 NABEG). Beides zusammen, also eine strikte Bindung im Planfeststellungsverfahren an die Bundesfachplanung und die Konzentration des Rechtsschutzes gegen den Planfeststellungsbeschluss, dürfte der Intention des Gesetzgebers, eine Beschleunigung des Netzausbaus durch Abschichtungsleistungen der Bundesfachplanung zu erreichen, zuwiderlaufen, wurde aber vom Bundesverwaltungsgericht bestätigt.<sup>185</sup> Die völkerrechtliche Vereinbarkeit mit den Vorgaben der **Aarhus-Konvention** ist Gegenstand eines laufenden Überprüfungsverfahrens vor dem Aarhus Compliance Committee.<sup>186</sup>

<sup>183</sup> Zur Funktion der Antragskonferenz *Kümper*, DÖV 2016, 929.

<sup>184</sup> Vgl. *Baumann/Brigola*, DVBI 2017, 1385; *Langstädtler*, Effektiver Rechtsschutz in Planungskaskaden, 2021, S. 385 ff.

<sup>185</sup> BVerwGE 172, 57; dazu *Franke*, EnWZ 2021, 241.

<sup>186</sup> ACCC/C/2020/178; *Guckelberger*, NuR 2024, 73 (75).

## 2. Rechtsprobleme der Bundesfachplanung

Der Widerstand gegen „Monstertrassen“ und die Ablehnung des früheren bayerischen Ministerpräsidenten, die im Bedarfsplan ausgewiesenen Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ-Leitungen) in Bayern als Freileitung zu verlegen, haben zu einer Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes geführt. Stromleitungen lassen sich zwar auch als **Erdkabel** verlegen. Aber das galt zunächst nur sehr eingeschränkt für die neuen HGÜ-Leitungen. Sowohl nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) für Wechselstromleitungen als auch für die im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) vorgegebenen Gleichstromleitungen waren Freileitungen die Regel, die Verkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten dagegen die Ausnahme. Der Gesetzgeber meinte zunächst, Erdkabel auf der Ebene der Höchstspannung seien nicht Stand der Technik und könnten nur „getestet“ werden. Dem widersprach der Bundesrat: Anders als ihr Einsatz bei Drehstromleitungen im Höchstspannungsbereich entspreche der Einsatz von Erdverkabelungen bei Gleichstromleitungen sehr wohl bereits gegenwärtig dem Stand der Technik.<sup>187</sup> Mit dem Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus vom 21. Dezember 2015 kehrte der Gesetzgeber das Regel-Ausnahme-Verhältnis kurzerhand um: Heute sind im Bundesbedarfsplangesetz mit „E“ gekennzeichnete HGÜ-Vorhaben als Erdkabel zu errichten, zu betreiben und zu ändern (§ 2 Abs. 5 iVm § 3 Abs. 1 BBPIG).<sup>188</sup>

Dieser Erdkabelvorrang gilt nicht ausnahmslos und verteuert den Netzausbau um ein vielfaches. De lege lata kann nur in drei eng begrenzten Ausnahmefällen auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Freileitung errichtet werden. Fragen wirft auch das eingeführte **Geradlinigkeitsgebot** auf. Nach § 5 Abs. 2 NABEG hat die Bundesnetzagentur bei den mit „E“ gekennzeichneten Vorhaben zu prüfen, inwieweit zwischen dem Anfangs- und dem Endpunkt des Vorhabens ein möglichst geradliniger Verlauf eines Trassenkorridors zur späteren Errichtung und zum Betrieb eines Erdkabels erreicht werden kann. Der Gesetzgeber will mit diesem Gebot den zu untersuchenden Raum verkleinern und eine weiträumige Suche entbehrlich machen. Unklar ist jedoch die planungsrechtliche Einordnung des Geradlinigkeitsgebotes. Denn eine kürzere Leitung kann mit größeren Umweltbetroffenheiten einhergehen, zumal die Erdverkabelung keineswegs per se die umweltfreundlichere Ausführungsvariante darstellt. Das Geradlinigkeitsgebot dient der verfahrensrechtlichen Beschleunigung durch die Verengung des räumlichen Prüfraums, denn bei einer völlig freien Planung des Trassenkorridors wäre die Zahl der möglichen Trassenvarianten unüberschaubar. Mit der Neuregelung wird der Suchraum der Alternativenprüfung verkleinert. Darin erschöpft sich die Bedeutung der Vorschrift aber nicht. Es handelt sich auch um eine materiell-rechtliche Abwägungsdirektive. Die Bundesnetzagentur interpretiert § 5 Abs. 2 NABEG als Planungsgrundsatz im Sinne eines Optimierungsgebots, dem bei der Ermittlung von Trassenkorridoren in besonderer Weise Rechnung zu tragen ist. Dieser

<sup>187</sup> Vgl. BT-Drs. 18/5581 v. 16.7.2015, S. 7.

<sup>188</sup> Vgl. *Appel*, NVwZ 2016, 1516; *Schirmer*, DVBl 2016, 285; *Weisensee*, ER 2016, 68; *Franzius*, ZNER 2016, 447; *Jornitz/Förster*, NVwZ 2016, 801; *Otte*, UPR 2016, 451.

Vorrang ist aber nicht absolut. Er lasse dem Vorhabenträger den planerischen Spielraum, unter Berücksichtigung der jeweiligen Umstände des Einzelfalls das Gebot der Geradlinigkeit zurückzustellen, um anderen Belangen von erheblichem Gewicht Rechnung tragen zu können.<sup>189</sup> Teilweise wird der Regelung eine weitergehende Bedeutung zugesprochen. Insbesondere eine Spezifizierung bzw. **Verkürzung der Alternativenprüfung** wird angenommen. Alternativen, deren Verlauf erheblich von der Luftlinie abweicht, sollen nur in besonders gelagerten und zu begründenden Ausnahmefällen untersucht werden und den Vorzug erhalten.<sup>190</sup> Dagegen lässt sich verfassungs- und unionsrechtlich argumentieren: Eine gerechte Abwägungsentscheidung setzt eine Alternativenprüfung verfassungsrechtlich voraus, die vom Gesetzgeber nicht per se räumlich verengt werden darf. Weil die Bundesfachplanung nach Art. 3 SUP-RL auch einer Pflicht zur Durchführung einer SUP einschließlich einer insoweit unionsrechtlich determinierten Alternativenprüfung unterliegt, dürfte eine generelle räumliche Verengung der Suchräume, die ernsthaft in Betracht kommende Alternativen ausschließt, unionsrechtlich unzulässig sein.<sup>191</sup>

Ob wir tatsächlich die „Stromautobahnen“ brauchen, wird häufig in Frage gestellt, ist aber vom Gesetzgeber im Bundesbedarfsplangesetz verbindlich festgelegt. Eine **Dezentralisierung der Energieerzeugung** könnte den Bedarf an neuen HGÜ-Leitungen mindern, lenkt den Blick aber auch auf die Notwendigkeit der Ertüchtigung der Verteilernetzinfrastruktur<sup>192</sup> und könnte die Kosten der Energiewende senken, wenn stärker an eine dezentral ausgerichtete Mengensteuerung angeknüpft würde, wodurch nicht bloß einer Ausweitung von Redispatch-Maßnahmen vorgebeugt, sondern auch der Bedarf an teuren Kapazitätsreserven gemindert würde. Entlastung könnte ferner die Eigenversorgung und die Förderung der technischen Entwicklung von Stromspeichern bringen.<sup>193</sup> Ob das Netzausbaubeschleunigungsgesetz tatsächlich die erhoffte Beschleunigung gebracht hat, wird nach der Anfangseuphorie heute jedenfalls mit guten Gründen bezweifelt.<sup>194</sup> Daran haben die Beschleunigungsgesetze der Vergangenheit, die sich wie das „NABEG 2.0“ letztlich auf punktuelle Reformen beschränkt haben, nichts geändert.<sup>195</sup>

Klärungen brachte der Gesetzgeber jedoch in der viel behandelten Frage nach dem Verhältnis der Bundesfachplanung zur **landesrechtlichen Raumplanung**. Ziele der Raumordnung müsse die Bundesnetzagentur nach § 4 Abs. 1 ROG beachten, wenn die Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG eine raumbedeutsame Planung einer

<sup>189</sup> Siehe auch *Riegel/Poth*, ER 2017, 65.

<sup>190</sup> Vgl. *Ruge*, RdE 2016, 105 (109).

<sup>191</sup> Deshalb sei die Vorsteuerungskraft des Geradlinigkeitsgebotes nur gering, vgl. *Kment*, NVwZ 2016, 1762 (1765 ff.). Zu den praktischen Folgen des Erdkabelvorrangs *Durinke/de Witt*, DVBl 2016, 1354.

<sup>192</sup> Vgl. *Rasbach*, Dezentralisierung der Energieversorgung und Ausbau der Verteilernetze als Pfeiler der Energiewende?, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung, 2015, S. 125 ff.

<sup>193</sup> Vgl. *Hennig/Herz*, ZNER 2016, 30.

<sup>194</sup> Zur „Politik- und Partizipationsverflechtungsfalle“ *Bauer*, VerwArch 106 (2015), 112.

<sup>195</sup> Zum Beschleunigungsanliegen durch die Novellierungen des NABEG und EnWG *Schlacke/Römling*, DVBl 2019, 1429; *Franke/Karrenstein*, EnWZ 2019, 195; *Ruge*, ER 2019, 135; *Holznapel*, ZUR 2020, 515; *Leidinger*, NVwZ 2020, 1377.

öffentlichen Stelle wäre. Zwar ist es eine raumbedeutsame Planung mit einem fachplanerischen Einschlag. Aber unsicher ist, ob es die Planung einer öffentlichen Stelle, der Planungsträger also die Bundesnetzagentur ist. Die Bundesnetzagentur selbst meint, es handele sich um keine staatliche Planung, sondern um eine private Planung der Übertragungsnetzbetreiber als Vorhabenträger, so dass keine Beachtungspflicht nach § 4 Abs. 1 ROG bestehe, sondern lediglich eine Berücksichtigungspflicht nach § 4 Abs. 2 ROG für Maßnahmen von Personen des Privatrechts. Deshalb dürften die Ziele der Raumordnung in der Abwägungsentscheidung der Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur überwunden werden können. Die Bindung der Bundesfachplanung an die Ziele der Raumordnung richtet sich unter dieser Prämisse gemäß § 4 Abs. 2 ROG nach dem Fachrecht. Das NABEG enthält aber keine Beachtungspflicht für Ziele der Raumordnung, sondern in § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG lediglich eine Kollisionsregel, wonach die Bundesfachplanung grundsätzlich Vorrang vor Landesplanungen hat. Die Festlegungen der Länder wären als Belange in die Abwägung einzustellen, also zu berücksichtigen und gegebenenfalls wegzuwägen, nicht aber zu beachten.

Es sprechen freilich die besseren Gründe dafür, die **Bundesnetzagentur als Planungsträger** auszuweisen, die in ihrer Abwägungsentscheidung keineswegs allein durch den Antrag der Übertragungsnetzbetreiber gesteuert wird. Angesichts der erheblichen Einflussmöglichkeiten auf die Bestimmung des Trassenkorridors dürfte die Aufgabenzuordnung in § 5 Abs. 1 NABEG mehr als nur ein Auftrag zur Regulierung privater Planungsaktivitäten sein. Die Heranziehung Privater in staatlichen Verwaltungsverfahren macht diese nicht zu Aufgabenträgern der staatlichen Planungsaufgabe. Vielmehr führt die Verkoppelung behördlicher und privater Verfahrensbeiträge in der Bundesfachplanung zu einer partiellen funktionalen Verfahrensprivatisierung, die nicht in Zweifel stellen könne, dass die Letztverantwortung bei der Bundesnetzagentur liegt.<sup>196</sup> Muss die Bundesnetzagentur aber deshalb die Ziele der Raumordnung nicht nur **berücksichtigen**, sondern – der Abwägung vorgeschaltet – **beachten**? Dem scheint § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG zu widersprechen, wonach die Bundesfachplanung grundsätzlich Vorrang gegenüber Landesplanungen hat. Teilweise wird dieser Vorrang weit verstanden, so dass er nicht nur für künftige, sondern auch für frühere Landesplanungen, also gegenüber präexistenten Zielen der Raumordnung greift. Dagegen spricht, jedoch dass sich die Überwindung der zum Zeitpunkt der Planungsentscheidung bereits existenten Ziele der Raumordnung nach den planerischen Zulässigkeitsvoraussetzungen der Trassenfestsetzung, also nicht nach § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG, sondern nach § 5 NABEG iVm § 4 Abs. 1 S. 1 ROG richtet. Letzteres liegt schon deshalb nahe, weil § 15 NABEG mit der Anordnung einer Bindungswirkung der Bundesfachplanung die Rechtsfolgen einer abgeschlossenen Fachplanung bestimmt, nicht aber die Voraussetzungen einer rechtmäßigen Trassenplanung. Diese finden sich vielmehr in § 5 NABEG. Hier sei der Ort, den Vorrang der Ziele der Raumordnung unter Beachtung des § 4 Abs. 1 S. 1 ROG zu diskutieren und zu entscheiden.<sup>197</sup>

<sup>196</sup> Vgl. *Schneider*, Akzeptanz von Energieleitungen durch Planungsverfahren, in: FS Würtenberger 2013, S. 411 (417 f. ).

<sup>197</sup> Vgl. *Koch*, Energie-Infrastrukturrecht zwischen Raumordnung und Fachplanung – das Beispiel der Bundesfachplanung, in: Schlacke/Schubert (Hrsg.), Energie-Infrastrukturrecht, 2015, S. 65 ff.

Dem aufschlussreichen Meinungsstreit, der mit Blick auf das Verhältnis der Bundesfachplanung zur Landesplanung einem juristischen Glaubenskampf<sup>198</sup> gleichkam, hat der Gesetzgeber ein Ende bereitet, indem für die unterschiedlichen Problemkonstellationen eine einheitliche Lösung über die **Widerspruchsmöglichkeit** normiert wurde. Trifft die Bundesfachplanung auf entgegenstehende Ziele der Raumordnung, so gilt die Widerspruchslösung nach § 5 Abs. 2 S. 2-6 NABEG, d.h. bei fehlender Beteiligung oder berechtigtem Widerspruch der Bundesnetzagentur ist das Raumordnungsziel bei der Festlegung des Trassenkorridors nicht uneingeschränkt zu beachten, sondern in der fachplanerischen Abwägung nach § 5 Abs. 1 S. 2 NABEG lediglich zu berücksichtigen und damit überwindbar.<sup>199</sup> Das gilt nach § 18 Abs. 4 S. 2-6 NABEG auch für den Fall, dass die Planfeststellung auf entgegenstehende Ziele der Raumordnung trifft, oder für entgegenstehende Darstellungen und Festsetzungen eines Bauleitplans, die nach § 5 Abs. 3 NABEG bloß zu berücksichtigen sind. Kollidiert demgegenüber die Raumplanung mit entgegenstehende Festlegungen der Bundesfachplanung, ist der Anwendungsbereich des § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG eröffnet, d.h. die Bundesfachplanung hat gegenüber der nachfolgenden Raumordnungsplanung „grundsätzlich“ Vorrang. Es handelt sich um eine Gewichtungsdirektive zugunsten der Bundesfachplanung, wonach im Zweifel zu vermuten ist, dass die Heranziehung des Gebietsstreifens als Stromtrassenkorridor gegenüber dem konkurrierenden raumplanerischen Nutzungsanspruch vorrangig ist. Keine Regelung besteht für die Kollision der Bauleitplanung mit einem entgegenstehenden Planfeststellungsbeschluss der Stromnetzplanung. Hier passen die Regelungen des NABEG nicht. Arbeiten kann man jedoch mit dem Fachplanungsprivileg, wie er dem Planungsgrundsatz des § 38 S. 1 BauGB zugrunde liegt. Planfeststellungsbeschlüsse nach § 24 NABEG können nicht durch eine spätere Bauleitplanung konterkariert werden.<sup>200</sup>

Die Konflikte haben eine anwachsende Rechtsprechung zur Stromnetzplanung<sup>201</sup> verursacht und das Bundesverwaltungsgericht veranlasst, einen neuen Planungs-senat zu schaffen.<sup>202</sup> Ob sich die dreistufige Planungskaskade bewährt hat, mag bezweifelt werden können. Immerhin erlaubt § 5a NABEG den **Verzicht auf die Bundesfachplanung**, möglicherweise ein erster Schritt zu ihrer Abschaffung, was aber nicht vorschnell als einfache Lösung propagiert werden sollte.<sup>203</sup> Der Abschichtungseffekt, den die Bundesfachplanung mit der verbindlichen Vorgabe eines Trassenkorridors für die Planfeststellung erzielt, ist nur für Neubauten sinnvoll, nicht aber in Fällen der Umbeseilung, Zubeseilung oder des Ersatzneubaus, also dort, wo eine Stromleitung bereits besteht, aber umgerüstet werden soll.<sup>204</sup> Die Entscheidung, wann auf die Bundesfachplanung verzichtet werden kann, ist der Bundesnetzagentur insoweit

<sup>198</sup> Fallbeispiel bei *Franzius*, JuS 2018, 28 (31 f.). Monografisch *Eding*, Bundesfachplanung und Landesplanung, 2016.

<sup>199</sup> So bereits *Kment*, NVwZ 2015, 616 (620).

<sup>200</sup> Zum Ganzen *Sangenstedt*, EnWZ 2022, 103 (105 ff.).

<sup>201</sup> Vgl. *Rubel*, DVBl 2017, 585; *Külpmann*, EurUP 2021, 267.

<sup>202</sup> Der 11. Senat unter dem Vorsitz von Christoph Külpmann, s. etwa BVerwG, Urt. v. 12.6.2024, 11 A 13/23 – juris.

<sup>203</sup> So auch *Appel*, EnWZ 2021, 435 (440) „keine überstürzte Rolle rückwärts“.

<sup>204</sup> Zu §5a NABEG *Appel/Feurich*, ER 2020, 47; *Schüren*, NVwZ 2022, 1135. Zum Bündelungsgebot nach § 18 Abs. 3a NABEG, übernommen in § 43 Abs. 3 EnWG *Kohls/Boerstra*, EnWZ 2024, 160 (163).

entzogen, als § 5a Abs. 4 NABEG und § 2 Abs. 7 BBPIG den – im Übrigen als Ermessensentscheidung der Behörde ausgestalteten – Verzicht auf die Bundesfachplanung zwingend anordnen, wenn der Gesetzgeber ein Einzelvorhaben wegen seiner besonderen Eilbedürftigkeit entsprechend gekennzeichnet hat (Vorhabenkategorie „G“). § 43f Abs. 2 EnWG und § 25 Abs. 2 NABEG erlauben es, dass der Gesetzgeber für eine abgrenzbare Vorhabengruppe die Frage, ob eine UVP erforderlich ist, selbst abschließend entscheidet.

### 3. Beschleunigungspotentiale

Akzeptabilität ist ein hohes Gut bei der Planung von Stromleitungen. Der Ausbaubedarf ist unbestritten und gesetzgeberisch vorfestgelegt, wodurch ein gewisser Beschleunigungseffekt erzielt wird, ist damit die Planrechtfertigung doch vorgegeben<sup>205</sup> und ihrer Thematisierung in den nachfolgenden Planungsstufen entzogen. Die Beschleunigungsnovellen können aber auch gegenteilige Wirkungen erzielen, wenn in laufende Planungsprozesse eingegriffen wird und gleichsam „über Nacht“ die Planung einer Freileitung auf die Planung einer Erdverkabelung umgestellt wird, die andere Umweltprüfungen verlangt. Hier ist weniger der Rotmilan, sondern eher der Hamster ein Problem.<sup>206</sup> Die Gründe dafür, dass Beschleunigungsgesetze wie das NABEG die Durchführung der Planungsverfahren nicht schneller machen, sondern möglicherweise verlangsamen, sind vielfältig.<sup>207</sup> Es dürfte weniger mit den Vorgaben für den Rechtsschutz, sondern eher mit seiner Praxis zu tun haben und verweist damit auf die Verfahrenskultur, die in Deutschland dem Aushandeln einer konsensualen Lösung die Inanspruchnahme von gerichtlichem Rechtsschutz vorzieht.<sup>208</sup> Als hinderlich hat sich die **gestaffelte Öffentlichkeitsbeteiligung** erwiesen, mit der sich der Gesetzgeber einst eine erhöhte Akzeptabilität der Vorhaben unter Beschleunigungsgesichtspunkten erhofft hatte. Die Beteiligungsmöglichkeiten auf die vorgelagerten Planungsstufen „hochzuzonen“ und auf diese Weise die gesellschaftlichen Akteure „mitzunehmen“ übersieht, dass ein Vorhaben bei den Betroffenen – zugespitzt formuliert – erst Interesse erzeugt, wenn „die Bagger rollen“ und damit im Planfeststellungsverfahren, nicht aber bei der Bundesfachplanung, die noch keinen konkreten Trassenverlauf bestimmt. Deshalb hat der Gesetzgeber für verzichtbar gehaltene Doppelungen der Partizipations- und Einflussmöglichkeiten der Öffentlichkeit aufgegeben. Statt jedoch bei der Antragskonferenz für die Bundesfachplanung nach § 7 NABEG anzusetzen, die zeitlich zwischen der Antragstellung nach § 6 NABEG und der Vorlage der Unterlagen nach § 8 NABEG angesiedelt ist, wurde das **Erfordernis einer Antragskonferenz** im Vorantragsverfahren bei der Planfeststellung nach § 20 NABEG a.F. ersatzlos gestrichen.<sup>209</sup>

<sup>205</sup> Vgl. *Franke/Karrenstein*, EnWZ 2021, 195 f.

<sup>206</sup> Zum Artenschutzrecht im Energieleitungsausbau *Appel/Rietzler*, NuR 2017, 227.

<sup>207</sup> *Reidt*, DVBl 2020, 597. Zur Beschleunigung der Fachplanung *Kämper*, NWVBl 2023, 45. Für das Zulassungsrecht *Schütte/Langstädtler*, ZUR 2024, 3.

<sup>208</sup> Zum Rechtsschutz in Zeiten der Beschleunigungsgesetzgebung *Franzius*, ZUR 2024, 193 f. Ausf. *Chladek*, Rechtsschutzverkürzung als Mittel der Verfahrensbeschleunigung, 2022, S. 246 ff.

<sup>209</sup> Krit. *Kohls/Boerstra*, EnWZ 2024, 160 (164, 166).

Damit folgt der Gesetzgeber dem bekannten Vorgehen, die Prüfungen auf eine vorgelagerte Planungsebene hochzuzonen, was trotz der bei der Bundesfachplanung nur groben, weil auf den Trassenkorridor bezogenen Prüfung keine grundsätzlichen Bedenken hervorruft, geht mit dieser Hochzonung zur Rechtfertigung der Bindungswirkung der Bundesfachplanung für das Planfeststellungsverfahren doch eine Anhebung der Prüfanforderungen einher, die mit der hohen Prüftiefe die bezweckten Beschleunigungseffekte „wieder weitgehend relativiert“<sup>210</sup>. Anders fällt die Beurteilung aus, nimmt man die jüngeren Beschleunigungsbemühungen des Unionsgesetzgebers in den Blick, die sich dadurch auszeichnen, dass der verfahrensrechtlichen Verlagerung der Prüfungen gerade **keine Hochzonung der Prüfanforderungen** in materiell-rechtlicher Hinsicht entspricht. War der Einfluss des Unionsrechts auf die Netzinfrastrukturen<sup>211</sup> bislang eher marginal, so hat sich das mit der Notfallverordnung und der Novellierung der EE-Richtlinie grundlegend geändert, erhalten die vielfach geforderten Absenkungen der Prüfdichte doch inzwischen europarechtliche Rückendeckung.<sup>212</sup> Das beginnt mit einer Absenkung der Anforderungen an die Alternativenprüfung, die unionsrechtlich vorgeprägt ist<sup>213</sup> und immer wieder Anlass zum Überdenken gab.<sup>214</sup> Obwohl das Herzstück einer ernst genommenen Umweltverträglichkeitsprüfung<sup>215</sup> wurden durch § 43 EnWG das Abwägungsgebot und die räumliche Alternativenprüfung modifiziert, gestrafft und beschränkt.<sup>216</sup> § 43m EnWG erlaubt auf der Grundlage von Art. 6 EU-Notfallverordnung bzw. Art. 15e RED III im Bereich des Übertragungsnetzausbaus ein **Absehen von der Artenschutzprüfung**<sup>217</sup> namentlich in Präferenzräumen nach § 12c Abs. 2a EnWG, für die eine SUP durchgeführt wurde. Es spricht vieles dafür, dem Verzicht auf die artenschutzrechtliche Prüfung nicht bloß eine formelle, sondern auch eine materielle Wirkung zuzusprechen, wobei unsicher und eher zweifelhaft sein dürfte, ob das dazu führt, die Verbotstatbestände des Artenschutzes auch bei der Bundesfachplanung unberücksichtigt bleiben zu lassen.<sup>218</sup> Das neue Instrument des **Präferenzraums**, dessen Planung europarechtlich veranlasst ist, hat jedoch bereits Stellungnahmen hervorgerufen, wonach § 5a Abs. 4a NABEG mit dem Hinweis auf den Präferenzraum die Bundesfachplanung weitgehend abgeschafft habe.<sup>219</sup> An die Stelle des Präferenzraums soll jetzt die planerische Ausweisung von „**Infrastrukturgebieten**“ treten, für die eine SUP und im Einzelfall eine FFH-Verträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Entsprechend der unionsrechtlichen Vorgaben hat die zuständige Behörde im „Infrastrukturgebieteplan“ verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen vorzusehen, um mögliche Auswirkungen auf die Erhaltungsziele von Natura-2000-Gebieten und auf besonders geschützte Arten zu vermeiden oder für den Fall, dass dies nicht möglich ist, erheblich zu verringern. Angelehnt an die

<sup>210</sup> *Appel*, EnWZ 2021, 435 (436).

<sup>211</sup> Zum bisherigen Einfluss auf die Stromnetzplanung *Dross/Bovet*, ZNER 2014, 431.

<sup>212</sup> Übersicht: *Kohls/Boerstra*, EnWZ 2024, 69, 160.

<sup>213</sup> Vgl. *Schiller*, UPR 2016, 457.

<sup>214</sup> Vgl. *Füßer/Gresse*, NVwZ 2021, 1094.

<sup>215</sup> *Winter*, Ökologische Verhältnismäßigkeit, im Erscheinen.

<sup>216</sup> Dazu *Wendt/Uffermann*, NVwZ 2024, 961; *Kohls/Boerstra*, EnWZ 2024, 160 (162 f.).

<sup>217</sup> Dazu *Fredel/Schüren*, UPR 2024, 129.

<sup>218</sup> So aber *Kohls/Boerstra*, EnWZ 2024, 69 (72 f.).

<sup>219</sup> *von Weschpfennig*, DVBl 2024, I.

„Beschleunigungsgebiete“<sup>220</sup> für die Energieerzeugung, aber mit Blick auf die Zulassung soll im Planfeststellungsbeschluss eine pauschalierte einmalige Ausgleichszahlung für nationale Artenschutzprogramme festgesetzt werden.<sup>221</sup>

Dass mit der Energiewende nicht nur klimapolitische, sondern auch sicherheitspolitische Ziele verfolgt werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, zeigt die überaus schnelle Errichtung und Inbetriebnahme von Terminals zum Import verflüssigten Erdgases (Liquified Natural Gas – LNG) auf der umstrittenen Grundlage des **LNG-Beschleunigungsgesetzes**.<sup>222</sup> Hier mag die Beendigung von Gaslieferungen aus Russland ein maßgeblicher Grund gewesen sein, nicht nur in kürzester Zeit das Gesetz zu verabschieden, sondern die Planung auch maßgeblich zu beschleunigen, indem kurzerhand auf die Durchführung einer UVP verzichtet wurde, ohne dies durch eine SUP auf einer vorgelagerten Planungsebene zu kompensieren.<sup>223</sup> Schon die Frage, ob es für die LNG-Terminals überhaupt einen Bedarf gibt, wurde kontrovers diskutiert, jedenfalls keiner geordneten Bedarfsplanung unterzogen.<sup>224</sup> Wenn es darauf ankommt, dann geht es schnell, so ließe sich sagen. Es fragt sich allerdings, ob der Preis durch den weitgehenden Verzicht auf jede Umweltprüfung nicht zu hoch ist und mit dem LNG-Gesetz fossile Strukturen perpetuiert werden, die trotz der vorgesehenen Umstellung der Import-Terminals auf Wasserstoff einen zeitnahen Ersatz verhindern.<sup>225</sup> Obwohl das Bundesverwaltungsgericht den Ausschluss einer UVP durch § 4 LNGG für unionsrechtskonform<sup>226</sup> erklärt hat, fallen die Stellungnahmen im Schrifttum überwiegend **kritisch** aus.<sup>227</sup> Jedenfalls eignen sich die Regelungen nicht als Vorbild für die Stromnetzplanung oder das allgemeine Planungsrecht.<sup>228</sup>

#### 4. Legalplanung?

Dem Trend, mehr und mehr Planungsaufgaben dem Gesetzgeber zu überantworten, kommt die konzeptionelle Überlegung entgegen, bedeutsame Infrastrukturvorhaben einer Legalplanung zu unterwerfen, was auch für die Netzausbauplanung zu überdenken sei. Schon heute wird über die **Bedarfsplanung durch Gesetz** entschieden.<sup>229</sup> Warum für die Energiewende unverzichtbare „Stromautobahnen“ wie das

<sup>220</sup> Siehe oben, III.1. Zu den neuen Gebietstypen *Römling*, EurUP 2024, 237.

<sup>221</sup> Der Gesetzentwurf der Bundesregierung v. 9.9.2024 (Fn. 36) sieht in § 43n Abs. 2 EnWG-E vor, dass vor dem 20.11.2023 im Rahmen der Bundesfachplanung ausgewiesene Trassenkorridore, Untersuchungsräume im Sinne von § 12c Abs. 2 EnWG und sonstige Gebiete, für die eine SUP durchgeführt wurde, Infrastrukturgebiete im Sinne des Art. 15e RED III sind; krit. *Wulff*, NVwZ 2024, 368 (374 f.).

<sup>222</sup> Vgl. *Wolff*, NdsVBI 2022, 361.

<sup>223</sup> Dazu gehört auch die Ausdehnung des vorzeitigen Beginns genehmigungsbedürftiger Anlagen nach § 31e BImSchG im Fall einer Gasmangellage, krit. *Kment/Borchert*, NVwZ 2023, 1529.

<sup>224</sup> Zur Bedarfsplanung von Energienetzinfrastrukturen *Senders/Wegner*, EnWZ 2021, 243.

<sup>225</sup> Dazu trägt bei, dass es der Genehmigungsbehörde verwehrt ist, den nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 und Abs. 2 LNGG bis zum 31.12.2043 zulässigen Betrieb von LNG-Terminals mit verflüssigtem Erdgas zu einem früheren Zeitpunkt zu beenden, vgl. BVerwGE 179, 239 Rn. 34 ff.

<sup>226</sup> BVerwGE 179, 226 Rn. 16 ff.; krit. *Kment*, JZ 2023, 1087 (1088 ff.).

<sup>227</sup> Statt vieler *Kment/Fimpel*, NuR 2022, 599; *Holzengel/Freese*, Staatliche Transformationsverantwortung bei der Errichtung von LNG-Infrastrukturen, in: FS Ramsauer, 2023, S. 383 ff.

<sup>228</sup> *Guckelberger*, UPR 2023, 452; *Verheyen/Bohlmann*, EurUP 2023, 117. Zur Verschiebung der „umweltrechtlichen Arithmetik“ *Ehmann*, DÖV 2025, 430.

<sup>229</sup> *Buus*, Bedarfsplanung durch Gesetz, 2018.

**Suedlink-Vorhaben** nicht durch Gesetz beschließen? Energienetze sind eine Infrastruktur, die als „Signum moderner Staatlichkeit“ verstanden werden kann.<sup>230</sup> Denn „die abstrakten Herrschaftsgebiete wurden (...) nicht allein durch Reglement und Gesetz, sondern erst durch die konkrete, planmäßig voranschreitende Erschließung des Territoriums, eben durch Infrastruktur, Staaten in unserem Sinn.“ So ist die Wasserregulierungstechnik „hydraulischer Gesellschaften“ als **Geburtsstunde des Staates** und die Kontrolle über Infrastrukturen wie die Flüsse Mesopotamiens als eine Entstehungsvoraussetzung des modernen Territorialstaates verstanden worden.<sup>231</sup> Ausgehend vom Bild *Herbert Krügers*, der in den öffentlichen Wegen die „Lebensadern des Staates“<sup>232</sup> sah, wird dem Staat eine Infrastrukturverantwortung eingeräumt.<sup>233</sup> Man könnte auch sagen: Nationen scheitern nicht an schlechten Infrastrukturen, sondern an den politischen Institutionen, die für die Planung und Pflege dieser Infrastrukturen verantwortlich sind.<sup>234</sup>

Die Chance des Planungsrechts besteht darin, jenseits von Einzelvorhaben die übergreifende Raumentwicklung unter Einbeziehung einer Vielzahl von divergierenden Interessen unter dem Aspekt des Bedarfs zu steuern und zu optimieren. Die Gefahr liege darin, dass in „technokratischem Modus scheinbar entpolitisiert Zwangsläufigkeiten produziert werden, die dann durch konkrete Entscheidungen nur noch nachvollzogen“ werden.<sup>235</sup> Das Planfeststellungsrecht stelle sich durch seine Orientierung am Verwaltungsakt als ein „im Grundzug konservativer, auf statische Verbindlichkeit gerichteter Entwurf“ dar. Insgesamt, so resümiert *Hinnerk Wißmann* die Praxis, bleibe der politisch-gestaltende Charakter von Infrastrukturentscheidungen hinter der Fassade von Planfeststellungsverfahren verborgen, womit dann aber „nicht nur Scheinrationalität, sondern auch nur **Scheinlegitimation**“ erzeugt werde.<sup>236</sup> Das Infrastrukturrecht, so ließe sich sagen, muss aus der pauschalen Gegenüberstellung von Staat und Markt herausgenommen und stärker auf das Ineinandergreifen von Recht und Politik bezogen werden.<sup>237</sup> Ein leistungsfähiges Infrastrukturrecht sollte „die gesetzliche Entscheidung über konkrete Infrastrukturvorhaben als Instrument in neuer Weise für sich wiederentdecken und damit besser abgeschichtete und legitimierte Infrastrukturentscheidungen“ möglich machen.<sup>238</sup> Warum also bedeutsame Infrastrukturvorhaben nicht durch den **Gesetzgeber** zulassen? Was für die Verkehrsprojekte der Deutschen Einheit in den 1990er Jahren möglich war, sollte für die Transformation der Infrastruktur im Bereich der Energiewende nicht ausgeschlossen sein. Das Grundgesetz,

<sup>230</sup> *Wißmann*, Die Anforderungen an ein leistungsfähiges Infrastrukturrecht, VVDStRL 73 (2014), 369 (377).

<sup>231</sup> *Wittfogel*, Oriental Despotism, 1957.

<sup>232</sup> *Krüger*, Marktwirtschaftliche Ordnung und öffentliche Vorhaltung der Verkehrswege, 1969.

<sup>233</sup> Vgl. *Hermes*, Staatliche Infrastrukturverantwortung, 1998, S. 323 ff.; *Franzius*, VerwArch 106 (2015), 76 (78 f.).

<sup>234</sup> In Anlehnung an *Acemoğlu/Robinson*, Why Nations fail, 2012.

<sup>235</sup> *Wißmann*, VVDStRL 73 (2014), 369 (393 f.).

<sup>236</sup> *Wißmann*, VVDStRL 73 (2014), 369 (400).

<sup>237</sup> *Franzius*, Gewährleistung im Recht, 2009, S. 24 ff., 549 ff.; *Wißmann*, VVDStRL 73 (2014), 369 (411 ff.).

<sup>238</sup> *Wißmann*, VVDStRL 73 (2014), 369 (411); krit. *Köck*, ZUR 2016, 579 (583 ff.).

so wird mit dem Verweis auf die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts in der „Südumfahrung Stendal“<sup>239</sup> gesagt, verbiete keine Planung durch Gesetz.<sup>240</sup>

Eine solche Legalplanung für im Gesetz konkret benannte Infrastrukturvorhaben führte der Gesetzgeber mit dem **Maßnahmengesetzvorbereitungsgesetz (MgvG)** ein.<sup>241</sup> Aufgelistet wurden überwiegend – nahezu beliebig – Straßen- und Schienen- vorhaben, aber keine Energieleitungen, wengleich die Legalplanung auch für die Stromnetzplanung zum Gelingen der Energiewende diskutiert wurde.<sup>242</sup> Die Besonderheit des Gesetzes bestand darin, dass die Planvorbereitung bei der Exekutive verblieb, die Legislative aber die bislang der Exekutive zugewiesene Zulassungsentscheidung übernehmen sollte. In der Praxis ist es dazu nicht gekommen und im Schrifttum traf das MgvG nahezu ausnahmslos auf Kritik.<sup>243</sup> Nachdem die Kommission ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland eingeleitet hatte, nicht zuletzt, weil der nach der UVP-Richtlinie und der Aarhus-Konvention gebotene Rechtsschutz bei Fehlern in der Durchführung der UVP gegenüber dem Gesetz vor den Verwaltungsgerichten nicht gegeben war, das Verfassungsgericht aber nur die Verletzung spezifischen Verfassungsrechts überprüfen könne, wozu die UVP nicht gehöre, hob der Gesetzgeber das MgvG „sang- und klanglos“<sup>244</sup> auf, was in der Literatur wiederum auf ungeteilte Zustimmung stieß.<sup>245</sup> Das Festhalten an der Idee im „Pakt für Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung zwischen Bund und Ländern“<sup>246</sup> ist entweder unionsrechtlich naiv oder bloße Symbolik. Es muss weniger aus verfassungs-, wohl aber aus unionsrechtlichen Gründen verwaltungsgerichtlichen Rechtsschutz gegen Vorhaben geben, soweit diese UVP-pflichtig sind.<sup>247</sup> Das gilt nach der Rechtsprechung des EuGH auch für die FFH-Verträglichkeitsprüfung<sup>248</sup> und selbst dort, wo eine SUP-Pflicht für die Planung nicht besteht.<sup>249</sup> So richtig und wichtig die „Wiederentdeckung“ des Gesetzgebers für die Planung von zentralen Infrastrukturvorhaben auch ist, kann und darf die Zuweisung von Planungsaufgaben mit Entscheidungsgewalt an den Gesetzgeber doch nicht mit einem **Ausschluss verwaltungsgerichtlichen Rechtsschutzes** verbunden werden. Die Introvertiertheit, die mit dem – im Einzelnen

<sup>239</sup> BVerfGE 95, 1 (22 f.).

<sup>240</sup> Ausf. Ziekow, Vorhabenzulassung durch Gesetz, 2020.

<sup>241</sup> Gesetz zur Vorbereitung von Baurecht durch Maßnahmengesetz im Verkehrsbereich (Maßnahmengesetzvorbereitungsgesetz – MgvG) v. 22.3.2020, BGBl I S. 640). Dazu und zur „Renaissance der Legalplanung“ von Weschpfennig, AöR 145 (2020), 438 („infrastrukturpolitische Verzweiflungstat“).

<sup>242</sup> Vgl. Reidt, EnWZ 2022, 8 (13).

<sup>243</sup> Wegener, ZUR 2020, 195; Groß, JZ 2020, 76; Pernice-Warnke, EurUP 2020, 145; Lenz, NdsVBl 2020, 229; Brigola/Heß, NuR 2021, 104; Guckelberger, NuR 2023, 361.

<sup>244</sup> Art. 13 des Gesetzes zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren im Verkehrsbereich und zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2021/1187 über die Straffung von Maßnahmen zur rascheren Verwirklichung des transeuropäischen Verkehrsnetzes v. 22.12.2023, BGBl I S. 409.

<sup>245</sup> Statt vieler Groß, ZUR 2024, 210 (212 ff.); Roth, NVwZ 2024, 973.

<sup>246</sup> Sog. Deutschland-Pakt v. 6.9.2023, [https://hessen.de/sites/hessen.hessen.de/files/2023-11/mpk\\_bundeskanzler\\_6.11.\\_top\\_4\\_anlage\\_pakt.pdf](https://hessen.de/sites/hessen.hessen.de/files/2023-11/mpk_bundeskanzler_6.11._top_4_anlage_pakt.pdf), S. 13.

<sup>247</sup> Zu den inzwischen wieder aufgegebenen Bestrebungen, einen Rechtsschutz vor dem Bundesverwaltungsgericht zu ermöglichen: Hermsdorf/Glaser, NVwZ 2023, 1217 (1220 f.).

<sup>248</sup> Gestützt auf Art. 9 Abs. 3 AK iVm Art. 47 GRC EuGH, Urt. v. 8.11.2016, C-243/15 Slowakischer Braunbär II, ECLI:EU:C:2016:838; dazu Römling, ZEuS 2019, 147 (149 ff.). Zum Umbau des Rechtsschutzes Franzius, UPR 2016, 281; Bickenbach, DVBl 2025, 14.

<sup>249</sup> BVerwGE 177, 350 Inntal Süd; OVG Berlin-Brandenburg, Urt. v. 30.11.2023, 11 A 1/23, NVwZ 2024, 598.

durchaus angreifbaren – Hinweis auf eine vermeintliche Unbedenklichkeit gegenüber dem Verfassungsrecht<sup>250</sup> an den Tag gelegt wird, verkennt die unionsrechtliche Vorprägung der Wege, die vom Gesetzgeber eingeschlagen werden können. Mit einer Aktivierung der Legalplanung war dieser Weg nicht zu begehen.

## VI. Technische Senken

Eine Perspektivenerweiterung erfolgt mit der Einbeziehung technischer Senken in das Energierecht.<sup>251</sup> Erfasst werden Technologien, mit denen die Freisetzung von CO<sub>2</sub> dadurch verhindert wird, dass es **unterirdisch gespeichert** wird. Sicher ist inzwischen, dass sich das Ziel der Klimaneutralität ohne diese Technologien nicht erreichen lässt. Die Europäische Union – und andere Mitgliedstaaten wie Dänemark – zeigen sich gegenüber technischen Problemlösungen aufgeschlossener als die Klima- und Energiepolitik in Deutschland, die in der Umsetzung der CCS-Richtlinie durch das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz den Ländern die Möglichkeit einräumte, auf ihrem Territorium den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) auszuschließen, wovon die Bundesländer dann auch Gebrauch machten.<sup>252</sup> Inzwischen hat sich die politische Einstellung geändert. Das zeigt nicht nur die Ermächtigungsgrundlage in § 3b KSG an die Bundesregierung, zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele nach § 3 Abs. 2 KSG die Ziele für technische Senken mit Blick auf die Jahre 2035, 2040 und 2045 auf der Grundlage einer von der Bundesregierung zu beschließenden Langfriststrategie zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen durch Rechtsverordnung zu bestimmen.<sup>253</sup> Der Richtungswechsel zeigt sich auch in der von der Bundesregierung am 26. Februar 2024 beschlossenen **Carbon Management Strategie**<sup>254</sup> und der beabsichtigten Änderung des Kohlenstoffdioxidgesetzes<sup>255</sup> mit seiner Umbenennung in Kohlendioxid-Speicherung- und -transportgesetz (KSpTG-E), was eine Flut an Stellungnahmen und Einschätzungen zum Markthochlauf dieser Technologien ausgelöst hat.<sup>256</sup> Schon länger fällt die Diskrepanz auf, die sich daraus ergibt, aus dem Unionsrecht signifikante Anreize zum Ausbau dieser Technik<sup>257</sup> zu erhalten, denen in

<sup>250</sup> Zu den verfassungsrechtlichen Grenzen von *Weschpfennig*, AöR 145 (2020), 438 (447 ff.).

<sup>251</sup> Dazu *Geden/Schenuit*, Unkonventioneller Klimaschutz, 2020.

<sup>252</sup> Vgl. *Weber*, Die Verwaltung 55 (2022), 219 (226 ff.). In den 2010er Jahren überwogen im Schrifttum ablehnende Stellungnahmen, vgl. *Ginzky*, ZUR 2011, 449; *Winter*, ZUR 2011, 458 bezogen auf das climate engineering, wofür auch das Solar Radiation Management (SRM) als einer Klimatechnik stand, bei der Sonnenlicht zurück in den Weltraum reflektiert wird, dazu *Reynolds*, Governing Experimental Responses, in: Jordan u.a. (Hrsg.), Governing Climate Change: Polycentricity in Action?, 2018, S. 285 ff. Zum Geoengineering auch *Klimke*, ZUR 2025, 131.

<sup>253</sup> Dazu *Franzius*, in: Kreuter-Kirchhof/Schlacke (Hrsg.), Klimaschutzrecht, 2025, § 3b KSG Rn. 6 ff.

<sup>254</sup> Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie v. 26.2.2024, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-der-bundesregierung-fuer-eine-carbon-management-strategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-der-bundesregierung-fuer-eine-carbon-management-strategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2); dazu *Markus/Otto/Thrän*, ZUR 2024, 387 (389 ff.).

<sup>255</sup> Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetz v. 29.5. In2024, BT-Drs. 20/11900; dazu *SRU*, Stellungnahme zur KSpG-Novelle, Oktober 2024.

<sup>256</sup> Vgl. *Kindler/Boennen*, KlimR 2024, 71; *Operhalsky*, KlimR 2024, 98; *Martin/Keßling*, ER 2024, 135; *Markus/Otto/Thrän*, ZUR 2024, 387; *Bringmann/Ortega Sawal*, EnWZ 2024, 440; *Böhm*, UPR 2025, 201.

<sup>257</sup> Dazu gehört auch das Carbon Capture and Utilization (CCU), etwa in der Getränkeindustrie, die CO<sub>2</sub> zur Produktion kohlenstoffhaltiger Getränke einsetzt. Aber auch chemische und pharmazeutische Produkte basieren überwiegend auf kohlenstoffhaltigen Molekülen, wobei die deutsche Industrie für einen

Deutschland mit einem faktischen Verbot begegnet wurde.<sup>258</sup> Das wird sich in Zukunft ändern.<sup>259</sup> Offen ist jedoch, ob sich für den Einsatz einer solchen Technik die gesellschaftliche Akzeptanz finden lässt, die in den 2010er Jahren für die Wiederkehr von „end of the pipe“-Technologien nicht gegeben war.<sup>260</sup>

Häufig ist pauschal von **Negativemissionstechnologien** die Rede. Es macht jedoch einen Unterschied, ob im Genehmigungsverfahren für ein Kohlekraftwerk die CCS-Tauglichkeit vorgegeben wird oder im Wege des Carbon Dioxid Removal (CDR) verursacherneutral CO<sub>2</sub> der Atmosphäre entnommen wird.<sup>261</sup> Deshalb ist es wichtig zu betonen, dass technische Senken nicht zwingend zu negativen Emissionen führen. In der klimapolitischen Debatte gewinnen CO<sub>2</sub>-Entnahmen gleichwohl an Bedeutung. Dafür werden im Wesentlichen zwei Gründe genannt: Zum einen dienen sie dem Ausgleich von Restemissionen und zum anderen einem „reversing emission overshoot“. Denn Treibhausgasneutralität wird nicht ohne verbleibende Restemissionen – vor allem aus der Landwirtschaft – erreicht werden können, weil diese überhaupt nicht oder nur unter sehr hohen Kosten vermieden werden können. Zum anderen wird es zur Erlangung von Klimaneutralität in der Union auch zu einem Ausgleich unter den Mitgliedstaaten kommen müssen. Bleiben die erforderlichen Emissionsreduktionen aus und wird das für die Erreichung der Klimaziele zur Verfügung stehende Emissionsbudget überschritten, kann die hierdurch entstehende „CO<sub>2</sub>-Schuld“ nachträglich durch Nettoentnahmen von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre beglichen werden.<sup>262</sup> Insoweit zielen **CDR-Technologien** auf mehr Flexibilität, wobei die Herausforderung darin besteht, zu verhindern, dass der alte Technikglaube an „end of the pipe“-Maßnahmen zur Abschwächung der Vermeidungsanstrengungen führt.<sup>263</sup> Von einer am „Abfallrecht“ entlehnten und explizit vorangestellten Hierarchie eines Vorrangs der Vermeidung vor der Speicherung kann im geltenden Klima- und Energierecht keine Rede sein, mag mit Mengenbegrenzungen<sup>264</sup> auch ein Weg eingeschlagen werden können, den Vorrang der Vermeidung sicherzustellen.<sup>265</sup>

---

klimaneutralen Betrieb mit einem Bedarf in Höhe von 41 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich rechnet, vgl. *Markus/Heß/Otto/Dittmeyer*, ZUR 2023, 131 (137).

<sup>258</sup> Vgl. *Weber*, EurUP 2022, 422.

<sup>259</sup> Zum Vergleich der neuen Ansätze mit der alten Rechtslage *Westmark*, KlimR 2025, 8 (11 ff.).

<sup>260</sup> Statt vieler *Wißmann*, ZJS 2010, 297. Zu Haftungsfragen *Ghaleigh/Macinante*, Journal of Environmental Law 35 (2023), 377.

<sup>261</sup> Zur analytischen Scheidung von CCS und CDR *Markus/Schaller/Gawel/Korte*, NuR 2021, 90.

<sup>262</sup> Vgl. *Gruner/Fuss/Kalkuhl/Minx/Strefler/Merfort*, KlimR 2022, 18.

<sup>263</sup> Zum „Carbon Lock-in“ als der Sorge vor einer Perpetuierung fossiler Strukturen *Boerstra*, ZUR 2024, 405.

<sup>264</sup> So Art. 4 Abs. 1 S. 3 EU-KG für den LULUCF-Sektor; dazu BeckOK KlimR/*Franzius*, 1. Ed. 1.10.2024, EU-KlimaG, Art. 4 Rn. 10.

<sup>265</sup> Zum Vorschlag, die Netto-Null-Ziele aufzusplitten in Emissionsminderungsziele und Entnahmeziele, etwa im Verhältnis 90:10 *Geden/Schenuit*, Unkonventioneller Klimaschutz, 2020, S. 35. Zu den Regulierungsoptionen *Fuss u.a.*, CO<sub>2</sub>-Entnahmen: Notwendigkeit und Regulierungsoptionen, Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz (WPKS), 2021, S. 32 ff. Mit dem Carbon Removal Certification Framework ist am 26.12.2024 die Verordnung (EU) 2024/3012 zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von dauerhaften CO<sub>2</sub>-Entnahmen, kohlenstoffspeichernder Landbewirtschaftung und der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten (CRCF-VO) in Kraft getreten. Damit liegt ein freiwilliger Unionsrahmen für die Zertifizierung dauerhafter CO<sub>2</sub>-Entnahmen, der kohlenstoffspeichernden Landbewirtschaftung und der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten vor; dazu *Ortega Sawal*, EnWZ 2025, 214.

Neue Technologien sind häufig noch nicht marktreif. Um CCS, CCU oder CDR<sup>266</sup> in den diskutierten und teilweise erprobten Varianten flächendeckend zum Einsatz zu bringen, wird dies nicht ohne staatliche Förderung gelingen. Wie die Förderung aussehen kann, ist bereits Gegenstand rechtswissenschaftlicher Untersuchungen.<sup>267</sup> Aber es stellt sich die Frage, warum keine Vermeidungsanstrengungen, sondern **Kompensationsstrategien** gefördert werden sollen. Die Antwort ist nicht allein in Klimaschutzrechtlichen Erwägungen zu finden. Es spricht vielmehr einiges dafür, dass Abhängigkeiten vermieden werden sollen, um nicht nur CO<sub>2</sub> zur Speicherung ins Ausland zu transportieren und dem dortigen Marktpreis unterworfen zu sein, sondern Zukunftstechnologien in Deutschland aufzubauen.<sup>268</sup> Immerhin scheint die Bundesregierung aus den Erfahrungen der Vergangenheit gelernt zu haben. Die Errichtung von Kohlendioxidspeichern zum kommerziellen Einsatz im industriellen Maßstab soll nicht auf dem Land, sondern auf dem Gebiet des Festlandsockels und in der ausschließlichen Wirtschaftszone, beschränkt auf die Nordsee, ermöglicht werden.<sup>269</sup> Das scheint indes einen anderen Fehler der Vergangenheit zu wiederholen, weil eine entsprechende Transportinfrastruktur erst aufzubauen wäre, was nach allen Erfahrungen mit den HGÜ-Leitungen auf Land einfach Zeit – und Geld – kostet, damit aber einem raschen Markthochlauf entgegensteht.<sup>270</sup> Zudem soll, was zu begrüßen ist, die Aktivierung technischer Senken nicht für den Transport von CO<sub>2</sub> aus Kohlekraftwerken eingesetzt, die Produktion von „Kohlestrom“ also nicht erleichtert werden.<sup>271</sup> Es bleibt abzuwarten, welche Technik sich durchsetzen wird und wie ein „**Carbon Lock-In**“ verhindert, aber auch in welchem Ausmaß auf die Förderung transformativer Produktionsverfahren<sup>272</sup> zurückgegriffen werden kann.

So gesehen, spiegeln sich in den technischen Senken nahezu alle Probleme des Energiewenderechts: Es geht nicht um die CCS-Tauglichkeit von Kohlekraftwerken, sondern im Kern um **unvermeidbare Restemissionen**. Dafür werden neue Speicheranlagen benötigt, was die Frage aufwirft, wo sie errichtet werden sollen. Mit der Entscheidung für die Offshore-Speicherung in der Nordsee tritt die Transportfrage in den Vordergrund. Ist noch eine weitere Infrastruktur mit Pipelines aufzubauen? Der

---

<sup>266</sup> Beim CCS wird CO<sub>2</sub> abgefangen (captured), meist bei Industrieanlagen oder Kraftwerken, und dann dauerhaft unterirdisch gespeichert (z. B. in leeren Gasfeldern oder Salzwasser-Aquiferen). CCU meint, dass CO<sub>2</sub> abgefangen, aber nicht gespeichert, sondern weiter verwendet wird – etwa für die Herstellung von Produkten (Kunststoffe, Treibstoffe, Baustoffe). CDR-Technologien oder -Maßnahmen zielen demgegenüber auf die dauerhafte Entfernung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre, erzeugen also negative Emissionen.

<sup>267</sup> Siehe etwa *Altrock/Kliem*, ZNER 2023, 8; *Braun/Schemmann*, KlimR 2025, 38.

<sup>268</sup> Zur Verschiebung des klimapolitischen Referenzrahmens *Markus/Heß/Otto/Dittmeyer*, ZUR 2023, 131 (133 ff.).

<sup>269</sup> BT-Drs. 20/11900, S. 2. Zu den seevölkerrechtlichen Anforderungen an die unterseeische Speicherung *Proelß/Westmark*, KlimR 2022, 234. Zu Konflikten mit dem Meeresumweltrecht *Janssen*, EurUP 2024, 165.

<sup>270</sup> Zum Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur *Weuthen*, ER 2024, 230.

<sup>271</sup> § 33 Abs. 5 KSpTG-E. Zur Erweiterung der Vorschrift, um den Einsatz von CCS auf unvermeidbare Restemissionen zu begrenzen *SRU*, Stellungnahme zur KSpG-Novelle, 2024, S. 5 ff.

<sup>272</sup> Zu „transformativen Produktionsverfahren“ als neuem Schlüsselbegriff die Richtlinie (BMWK) zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge (Förderrichtlinie Klimaschutzverträge – FRL KSV) v. 11.3.2024 (Ziff. 2.17 FRL KSV); s. auch die Nachweise in Fn. 149.

Verzicht auf eine Speicherung an Land – und damit vor Ort – ist aus Gründen der Akzeptabilität verständlich, vervielfacht aber die Kosten, die einem Markthochlauf entgegenstehen und wiederum die Frage nach der hierauf zugeschnittenen staatlichen Förderung aufwerfen. Umso wichtiger werden rechtsvergleichende Arbeiten, an denen es im Recht der Energiewende noch weitgehend fehlt.<sup>273</sup> Dabei ließe sich von anderen **lernen**, etwa von Dänemark, wo nicht nur schneller ein erforderliches Planungsverfahren zum Abschluss gebracht wird.<sup>274</sup> Auch für den Umgang mit CCS ist der Vergleich mit Ländern wie Norwegen oder Dänemark aufschlussreich. Es bleibt zu fragen, wo der systematisch richtige Ort für die neuen technischen Wege im Klimaschutzrecht liegt.<sup>275</sup>

## VII. Ausblick

Kaum ein Rechtsgebiet lässt sich als „**Transformationsrecht**“ besser bezeichnen als das Recht der Energiewende.<sup>276</sup> Dafür sind in den vergangenen Jahren die Strategien von Regulierung und Planung besser miteinander verknüpft worden.<sup>277</sup> Für das Zusammendenken von Erzeugung und Transport ist ein Anfang gemacht. So ist es das bleibende Verdienst der „Ampel“-Bundesregierung, das Planungsrecht für den Ausbau der Windenergie an Land umgestellt zu haben.<sup>278</sup> Auch der Schwenk zum Wasserstoffhochlauf ist vollzogen worden, ebenso die Zuwendung zu technischen Senken, wiewohl darüber das Potential und die Pflege natürlicher Senken nicht in Vergessenheit geraten sollte.<sup>279</sup> Die Achillesferse bleibt die **Transportinfrastruktur**, die für die Windenergie auf See besser aussieht als für die Windenergie an Land. Das herkömmliche Modell zentraler Energieversorgung mit großen Kraftwerken in den Verbrauchszentren wird nur mit einzelnen Stellschrauben geändert, aber nicht im Kern daran gerüttelt, obwohl die erneuerbaren Energien eine Dezentralisierung nahelegen, wenn nicht erzwingen.<sup>280</sup>

Natürlich stehen die Veränderungen im Recht der Energiewende im europarechtlichen Kontext, der sich ebenfalls grundlegend geändert hat, indem Umweltprüfungen von der Zulassungs- auf die Planungsebene verlagert wurden. Das gilt für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten in den Beschleunigungsgebieten ebenso wie für die Transport- und Speicherinfrastrukturen in den neuen Infrastrukturgebieten. Die neue Bundesregierung ist gut beraten, die RED III-Richtlinie zügig umzusetzen, sollte aber den Wünschen nach einer Ausdehnung des „überragenden öffentlichen Interesses“ auf andere Gebiete zurückhaltend begegnen. Zu bedenken ist auch, dass

<sup>273</sup> Siehe aber *Saurer*, JöR NF Bd. 64 (2016), 411; ders./Rodi (Hrsg.), *Comparative Perspectives on the Law of Energy Transition in Europe*, im Erscheinen.

<sup>274</sup> Vgl. *Siegert*, UPR 2019, 468; *Wulff*, ZUR 2024, 220. Für die Verteilnetze *Hasberg*, ZNER 2019, 417.

<sup>275</sup> Für die Einbeziehung in den Emissionshandel *Rickels/Proelß/Geden/Burhenne/Fridahl*, *Integrating Carbon Dioxide Removal Into European Emissions Trading*, *Front. Clim* 2021, 3:690023.

<sup>276</sup> Zur staatlichen Transformationsverantwortung bereits *Burgi*, JZ 2013, 745 (747 ff.).

<sup>277</sup> Dazu *Franzius*, *EnWZ* 2022, 302 (307); *Brinkschmidt*, *Sektorkopplung* (Fn. 130), S. 211 ff.

<sup>278</sup> So auch *Kindler/Husemann*, *KlimR* 2025, 2; zurückhaltender *Frenz*, *RdE* 2025, 67.

<sup>279</sup> Zur angestoßenen, aber nicht ausreichenden Reform des Bundeswaldgesetzes *Kähler*, *Waldrecht auf dem Klimaprüfstand: Rechtsfragen waldbasierter CO<sub>2</sub>-Entnahme*, Diss. Bremen 2025.

<sup>280</sup> Zu den drei großen „D“ der Energiewende (Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung), die ineinander greifen: *Franzius*, *Klimaschutz durch Digitalisierung* (Fn. 106), S. 305 ff.

**Beschleunigung kein Selbstzweck** ist, vielmehr inzwischen die Grenze des rechtsstaatlich vertretbaren erreicht ist. So wichtig und richtig die Reaktionen auf die Gas-mangellage infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine auch waren, so wenig eignet sich das geschaffene Notfallrecht als Vorbild für das Recht der Energiewende. Lernen lässt sich an dem Beispiel gleichwohl etwas für neue Abhängigkeiten, die namentlich mit Blick auf die prognostizierten Importmengen an grünem Wasserstoff oder dem zugesagten milliardenschweren Einkauf fossilen Erdgases aus den USA entstehen können. Ohne den Aufbau eines heimischen Markts für **CCS-Technologien** dürften schwer kalkulierbare Exportabhängigkeiten in Kauf genommen werden, sollten Speichermöglichkeiten nur in Norwegen oder anderen Staaten bestehen bleiben. Es wird sich zeigen müssen, inwieweit die Bundesländer die vorgesehene Öffnungsklausel für ihre Industrie nutzen und die Speicherung an Land für zulassungsfähig erklären. Angesichts des ausdifferenzierten Rechtsrahmens für das kaum noch zu überschauende Energierecht<sup>281</sup> dürfte es aus der Perspektive der Energiewende im Lichte des Klimaschutzes am wichtigsten sein, klare **Vorrangregelungen** für die Vermeidung der Nutzung fossiler Energie zu schaffen, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045<sup>282</sup> nicht aus den Augen zu verlieren.

---

<sup>281</sup> Vgl. *Knauff*, Strukturen des Energierechts, in: FS Säcker, 2021, S. 525 ff.

<sup>282</sup> § 3 Abs. 2 KSG. Dafür stehen nach Art. 143h GG immerhin zusätzlich 500 Milliarden Euro zur Verfügung, von denen 100 Milliarden den Ländern auch für Investitionen der Länder in deren Infrastruktur bereitgestellt werden; dazu *Degenhart*, ESG 2025, 202; *Heidler*, ZUR 2025, 397; *Joußen/Kindler*, EnWZ 2005, 243.