

# Rechtsanwälte Günther

Partnerschaft

Rechtsanwälte Günther • Postfach 130473 • 20104 Hamburg

Michael Günther \*  
Hans-Gerd Heidel \* (bis 30.06.2020)  
Dr. Ulrich Wollenteit \*<sup>1</sup>  
Martin Hack LL.M. (Stockholm) \*<sup>1</sup>  
Clara Goldmann LL.M. (Sydney) \*  
Dr. Michéle John \*  
Dr. Dirk Legler LL.M. (Cape Town) \*  
Dr. Roda Verheyen LL.M. (London) \*  
Dr. Davina Bruhn \*  
André Horenburg  
John Peters

<sup>1</sup> Fachanwalt für Verwaltungsrecht  
\* Partner der Partnerschaft  
AG Hamburg PR 582

## Sicherung der Treibhausgasneutralität im Rahmen der Ziele des KSG – Erdgasausstieg in Deutschland

### Analyse und rechtliche Möglichkeiten

Dr. Roda Verheyen, RAe Günther, Hamburg<sup>1</sup>  
im Auftrag von ClientEarth gGmbH

Mittelweg 150  
20148 Hamburg  
Tel.: 040-278494-0  
Fax: 040-278494-99  
www.rae-guenther.de

**01.08.2022**  
00373/21

## GLIEDERUNG

A. Einleitung und Problemaufriss.....	3
B. Beschränkung der Nutzung von fossilem Gas: - Die Energieplanungsebene... 10	
I. Sachverhalt und Bewertungsrahmen .....	10
1. Erzeugung von Strom und Wärme .....	10
2. Versorgungssicherheit .....	15
II. Grundzüge des deutschen Strom- und Gasmarktes.....	19
1. (Fehlende)Planung.....	19
2. Grundzüge der Netzplanung .....	22
3. Regelenergiemarkt und Netzreserve.....	28
III. Zwischenthese .....	31

<sup>1</sup> Dank für Mitwirkung und Recherche geht an die Rechtsreferendar:innen Katharina Hölzen und Yannik Kellmann. Erstellt in Zusammenarbeit mit RA Dr. Dirk Legler. Stand der Recherche (Zugriff auf Dokumente im Internet) und Rechtssetzung ist der **24.06.2022**.

Buslinie 19, Haltestelle Böttgerstraße • Fern- und S-Bahnhof Dammtor • Parkhaus Brodersweg

Hamburger Sparkasse  
IBAN DE84 2005 0550 1022 2503 83  
BIC HASPDEHHXXX

Commerzbank AG  
IBAN DE22 2008 0000 0400 0262 00  
BIC DRESDEFF200

GLS Bank  
IBAN DE61 4306 0967 2033 2109 00  
BIC GENODEM1GLS

C. Möglichkeiten eines anlagenbezogenen Gasausstiegsgesetz.....	32
I. Grundsätzliche Erwägungen.....	32
II. Parallelen zu AtG und KAG/KVBG.....	33
1. Atom .....	34
2. Kohle.....	35
3. Analyse der Parallelen und Herausforderungen.....	38
III. Verbot von Neubau und Umrüstung von bzw. zu Gas(heiz)kraftwerken ...	40
1. Gesetzgebungskompetenz.....	41
2. Neubau- und Umrüstungsverbot als legitimes Mittel?.....	42
3. Vereinbarkeit mit Grundrechten Dritter .....	43
a)  Neubauverbot .....	44
b)  Umrüstungsverbot.....	47
3. Europarecht .....	48
4. Leistungschwelle .....	49
IV.  Phase Out nach dem Modell KVBG (Steinkohle).....	50
V.  Befristung oder andere gesetzliche Bedingungen für den Neubau .....	51
1) Befristung der gesamten Genehmigung .....	51
2) Beschränkung der Volllaststunden.....	53
3.  Zulässigkeit einer Neuregelung.....	53
D. Fazit .....	54

## A. Einleitung und Problemaufriss

Erdgas trägt weiter mehr zur Bruttostromerzeugung bei als Steinkohle, 2021 immer noch insgesamt mit 15 %<sup>2</sup>. Der größte Abnehmer von Erdgas ist das produzierende Gewerbe mit 38,5 %.<sup>3</sup> An zweiter Stelle folgen die privaten Haushalte mit 22 %, <sup>4</sup> denn Erdgas ist der wichtigste Wärmelieferant Deutschlands. Besonders relevant ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit die enge Verknüpfung zwischen Strom und Wärme aus Gaskraftwerken im kommunalen Kontext<sup>5</sup>. Immerhin werden etwa 45 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases im Gebäudesektor verwendet.<sup>6</sup> 6-8 % des deutschen Gasverbrauchs gehen dabei in die Fernwärmeversorgung, werden also letztlich leitungsgebunden durch in größeren Wärmeerzeugungsanlagen erwärmtes Wasser an Haushalte abgegeben.

Deutschland ist dabei fast vollständig auf Importe angewiesen, und diese Tatsache ist durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine inzwischen Allgemeinwissen. Dieses Gutachten lässt die in diesem Kontext aktuellen Fragen (wie kann russisches Gas ersetzt werden und wie schnell?) jedoch außer Acht. Sowohl die Bundesrepublik als auch die EU setzen in ihren aktuellen Strategien vor allem auf den Ersatz von fossilem Gas (auch in Form von LNG)<sup>7</sup> aus anderen Herkunftsländern. Die Idee von Erdgas als „Brückenenergie“ ist nicht grundsätzlich aufgegeben worden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass u. a. auf Grundlage der Taxonomie-Verordnung der EU (Verordnung (EU) 2020/852) insbesondere *lock-in* Effekte zu vermeiden sind, also vermieden werden soll, dass jetzt in Projekte investiert wird, die nicht nachhaltig zur Erreichung der Klimaziele beitragen.

---

<sup>2</sup> <https://gas.info/strom-aus-gas>, Zugriff am 20.6.2022.

<sup>3</sup> DIW, Politikberatung kompakt 166, Politikberatung kompakt, Am Klimaschutz vorbeigeplant Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland, 2021, S. 11 mwN. ([https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.620267.de/publikationen/diw\\_berlin\\_\\_politikberatung\\_kompakt.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.620267.de/publikationen/diw_berlin__politikberatung_kompakt.html))

<sup>4</sup> DIW, Politikberatung kompakt 166, Politikberatung kompakt, Am Klimaschutz vorbeigeplant Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland, 2021, S. 11 mwN. ([https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.620267.de/publikationen/diw\\_berlin\\_\\_politikberatung\\_kompakt.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.620267.de/publikationen/diw_berlin__politikberatung_kompakt.html))

<sup>5</sup> Dazu etwa: Zimmermann, Fraunhofer IEE, Transformationspfade in der Fernwärme - Betriebswirtschaftliche Bewertung regulatorischer Anreize und Unsicherheiten, [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2021\\_Jun\\_Bericht\\_Fraunhofer\\_IEE\\_Transformation\\_Waerme\\_2030\\_2050.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2021_Jun_Bericht_Fraunhofer_IEE_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf) sowie: <https://www.oeko.de/aktuelles/2021/eine-agenda-fuer-die-waermewende>, FOES: Was Erdgas wirklich kostet: Roadmap für den fossilen Gasanstieg im Wärmesektor; 2021., [www.foes.de](http://www.foes.de)

<sup>6</sup> FOES, a.a.O., S.3.

<sup>7</sup> LNG – liquified natural gas (flüssiges Erdgas).

Dem entspricht auch die Rechtsprechung des BVerfG. Der Staat ist nach Art. 20a GG zum Klimaschutz verpflichtet. Davon ist explizit auch das Erreichen der Klimaneutralität im Rahmen des für Deutschland anzunehmenden CO<sub>2</sub>-Budgets umfasst, damit das Handeln heutiger Generationen nicht dem Anspruch künftiger Generationen auf eine saubere und gesunde Umwelt entgegensteht.<sup>8</sup> Das BVerfG verlangt ausdrücklich frühzeitig transparente Maßnahmen für die weitere Ausgestaltung der Treibhausgasreduktion, die für die notwendigen Entwicklungs- und Umsetzungsprozesse Orientierung bieten und diesen ein „hinreichendes Maß an Entwicklungsdruck und Planungssicherheit vermitteln“ – also – umgedreht – regulatorische Maßnahmen gegen einen *lock in*.

Das auf Grundlage des Beschlusses des BVerfG erlassene neue Bundesklimaschutzgesetz 2021 enthält auch im Sektor Energiewirtschaft für 2022 und 2030 numerisch vorgegebene verschärfte Ziele, so wie auch in den anderen Sektoren, die im Hinblick auf die Nutzung von Erdgas relevant sind, also vor allem der Gebäudesektor, aber auch Industrie. Gesetzlich verpflichtend ist nach § 2 KSG jetzt das Erreichen von Klimaneutralität bis 2045.

Bezieht man die Verpflichtung zur „stetigen“ Reduktion ein, ergeben sich bis 2030 folgende Sektorziele (ausgedrückt als Jahresemissionsmengen) aus der Anlage 2 zum KSG 2021 (Berechnung *Greenpeace e.V.* intern):

Klimaschutzgesetz (NEU)

in Mio. t CO <sub>2</sub> eq	Zulässige Jahresemissionsmengen											
	real 2020	KSG 2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energiewirtschaft	220,5	280	268,5	257	238,375	219,75	201,125	182,5	163,875	145,25	126,625	108
Industrie	178,1	186	182	177	172	165	157	149	140	132	125	118
Gebäude	120	118	113	108	102	97	92	87	82	77	72	67
Verkehr	145,6	150	145	139	134	128	123	117	112	105	96	85
Landwirtschaft	66,4	70	68	67	66	65	63	62	61	59	57	56
Abfall & Sonstiges	8,9	9	9	8	8	7	7	6	6	5	5	4
Gesamt	739,5	813	785,5	756	720,375	681,75	643,125	603,5	564,875	523,25	481,625	438

Reduktionsziel ggü. 1990

-65 %

Quelle: Klimaschutzgesetz geändert 18. August 2021

Die (alte) Bundesregierung setzte dabei vor allem auch im Kontext der rechtlichen Rahmenbedingungen des Kohleausstiegs auf den fossilen Energieträger Erdgas als „Brückentechnologie“ zwischen der Nutzung von Stein- und Braunkohle hin zur Versorgung mit rein erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung. Dazu wurde u. a. das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) novelliert und die Förderung des Umstiegs auf andere Energieträger als Kohle (*fuel switch*) neu aufgelegt, und zwar vor allem durch den sog. Kohleersatzbonus. Das ist aus Sicht des Klimaschutzes problematisch.

<sup>8</sup> BVerfG Beschl. v. 24.03.2021, Az. 1 BvR 2656/18 u.a. – juris.

Das DIW schreibt prägnant:

„Auf Erdgas zu setzen, um wegfallende Kohlekraftwerke zu kompensieren, ist ... energie- und klimapolitisch kurzsichtig“.<sup>9</sup>

Im Gegensatz dazu heißt es in einem Gutachten der Boston Consulting Group für den BDI<sup>10</sup>:

„Um diese Kapazitäten bei Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung vom Netz nehmen zu können, ist der Zubau von mehr als 40 GW neuer („H2-ready“) Gaskraftwerke nötig – dies wäre der größte Zubau thermischer Stromerzeugungsleistung, den es in Deutschland bis dahin je gegeben haben wird.

.... Um den Zubau neuer „H2-ready“ Gaskraftwerke anzureizen, ist die Schaffung eines zentralen Kapazitätsmechanismus erforderlich.“

Gemeint ist mit letzterem die Ausweitung der gesetzlichen Möglichkeiten, für Kapazitätsvorhaltung und -bereitstellung im Kapazitätsmarkt Vergütung zu erhalten, anstatt für die Produktion und Abgabe von Strom.

Im Koalitionsvertrag für die jetzige Ampel-Bundesregierung<sup>11</sup> ist nun zwar ein sehr anspruchsvolles Ausbauziel für Erneuerbare Energien aufgenommen,<sup>12</sup> das im EEG 2023 gesetzlich neu normiert wird. Gleichzeitig enthält der Koalitionsvertrag aber an mehreren Stellen ein klares Bekenntnis zu Erdgas als Brückentechnologie, wenn auch mit dem Blick auf Substitution durch „grünes Gas“ bzw. Wasserstoff:

S. 58.:

„Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nötig. Idealerweise gelingt das schon bis 2030. Die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, das verschärfte 2030-Klimaziel sowie die kommende und von uns unterstützte Verschärfung des EU-Emissionshandels schränken die Spielräume zunehmend ein. Das verlangt den von uns angestreb-

---

<sup>9</sup> A.a.O, S. 5.

<sup>10</sup> Bundesverband der Deutschen Industrie; Klimapfade 2.0 – ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, <https://bdi.eu/artikel/news/klimapfade-2-0-wie-wir-unser-industrieland-klimaneutral-gestalten/>

<sup>11</sup> <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/koalitionsvertrag-2021-1990800>.

<sup>12</sup> Ziffer 1797: „Wir richten unser Erneuerbaren-Ziel auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Davon sollen 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen.“ Dieses Ziel ist anspruchsvoller als es etwa die Agora Energiewende in ihrer Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ vorgibt. (<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>) Dort wird von ca. 70 % Anteil der Erneuerbaren Energien ausgegangen.

ten massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien **und die Errichtung moderner Gaskraftwerke**, um den im Laufe der nächsten Jahre steigenden Strom- und Energiebedarf zu wettbewerbsfähigen Preisen zu decken.“

S. 58

„Wir werden uns für eine flächendeckende **kommunale Wärmeplanung** und den Ausbau der Wärmenetze einsetzen. Wir streben einen sehr hohen Anteil Erneuerbarer Energien bei der Wärme an und wollen **bis 2030 50 Prozent der Wärme klimaneutral** erzeugen.“

S. 59

„Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien **notwendigen Gaskraftwerke** sollen zur Nutzung der vorhandenen (Netz-)Infrastrukturen und zur Sicherung von Zukunftsperspektiven auch an bisherigen Kraftwerksstandorten gebaut werden. Sie müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H2-ready) umgestellt werden können. Die Versorgungssicherheit und den schnellen Ausbau der Erneuerbaren werden wir regelmäßig überprüfen. Dazu werden wir das Monitoring der Versorgungssicherheit mit Strom und Wärme zu einem echten Stresstest weiterentwickeln.“

S. 59

„Wir beschleunigen den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien und die **Errichtung moderner Gaskraftwerke**, um den im Laufe der nächsten Jahre steigenden Strom- und Energiebedarf zu wettbewerbsfähigen Preisen zu decken. Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien notwendigen Gaskraftwerke müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H2-ready) umgestellt werden können. **Erdgas** ist für eine Übergangszeit **unverzichtbar**.“

S. 60

„Strom- und Wasserstoffnetze sind das Rückgrat des Energiesystems der Zukunft. Für den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien brauchen wir mehr Tempo und Verbindlichkeit beim Netzausbau auf allen Ebenen. Netzinfrastrukturen wollen wir in Zukunft auf allen politischen Ebenen stärker gemeinsam und vorausschauend planen. Dazu werden wir Bundesnetzagentur und Netzbetreiber umgehend beauftragen, einen über die aktuellen Netzentwicklungsplanungen hinausgehenden **Plan für ein Klimaneutralitätsnetz** zu berechnen und den Bundesbedarfsplan entsprechend fortschreiben. Besonderes Augenmerk muss bei allen Maßnahmen auf den Stromautobahnen liegen.“

und unter „Strommarktdesign“:

S. 61 f.

„... um den zügigen Zubau gesicherter Leistung anzureizen und den Atom- und Kohleausstieg abzusichern, werden wir in diesem Rahmen bestehende Instrumente evaluieren sowie wettbewerbliche und **technologieoffene Kapazitätsmechanismen und Flexibilitäten** prüfen. Dazu zählen u. a. gesicherte Erneuerbaren-Leistungen, **hocheffiziente Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung** im Rahmen der Weiterentwicklung des entsprechenden Gesetzes, ein Innovations-

programm, um H2-ready-Gaskraftwerke auch an Kohlekraftwerkstandorten anreizen zu können, Speicher, Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement.

Wir werden im Dialog mit den Unternehmen Lösungen suchen, wie wir Betriebsgenehmigungen für Energieinfrastruktur (**Kraftwerke oder Gasleitungen**) mit fossilen Brennstoffen rechtssicher so erteilen können, dass der Betrieb über das Jahr 2045 hinaus nur mit nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden kann, ohne einen Investitionsstopp, Fehlinvestitionen und Entschädigungsansprüche auszulösen.“

### ***Alle Hervorhebungen durch Verf.***

Klar ist: Zur Klimaneutralität gehört in Deutschland bis 2045 der Abschied von Erdgas bzw. fossilem Gas (in Abgrenzung zu „grünem“ aus power-to-Gas oder grundsätzlich grünem Wasserstoff). Denn insbesondere Carbon Capture and Storage (CCS) kann hier jedenfalls nach den jetzigen Planungen nicht eingreifen: Auch laut Koalitionsvertrag sollen „technische Negativemissionen“ mit einer „Langfriststrategie zum Umgang mit den etwa 5 Prozent unvermeidbaren Restemissionen“ gefasst werden (Rz. 2111) – sind also nicht zur Kompensation von größeren Mengen von Emissionen aus Gaskraftwerken oder Methan aus Produktion und Transport geeignet. Ein rechtlicher Rahmen hierfür fehlt in Deutschland allerdings bisher ohnehin.

U. a. die Szenarien der Agora Energiewende sehen dabei zudem auf der Grundlage der gesetzlichen Sektorziele vor, dass nach 2025 nur noch in Ausnahmefällen Heizungen auf Basis von Erdgas in Betrieb genommen werden können. Der Koalitionsvertrag sieht auch hier Ergänzungen vor, die über das aktuelle Gebäudeenergiegesetz hinaus gehen.<sup>13</sup> Die aktuelle Planung der Gasfern- und Verteilnetze<sup>14</sup> setzt „jedoch immer noch auf den unveränderten Fortbestand der Gasinfrastruktur“.<sup>15</sup> Dazu vertieft unten.

In der EU ist laut Art. 2 Abs. 1 EU Klimagesetz (Verordnung (EU) 2021/1119) Treibhausgasneutralität spätestens 2050 zu erreichen<sup>16</sup>. Die EU Kommission hat dennoch eine Liste von 20 prioritären Projekten für die Gasinfrastruktur ange-

---

<sup>13</sup> 1. Januar 2025 soll jede neu eingebaute Heizung auf der Basis von 65 Prozent erneuerbarer Energien betrieben werden; zum 1. Januar 2024 werden für wesentliche Ausbauten, Umbauten und Erweiterungen von Bestandsgebäuden im GEG die Standards so angepasst, dass die auszu-tauschenden Teile dem EH 70 entsprechen; im GEG werden die Neubau-Standards zum 1. Januar 2025 an den KfW-EH 40 angeglichen.“

<sup>14</sup> Das überregionale und EU Gastransportnetz schließt an das Gasverteilnetz an. Dieses dient der Verteilung in den Versorgungsgebieten und bringt das Gas direkt zu den industriellen, gewerblichen oder privaten Endverbrauchern.

<sup>15</sup> <https://www.agora-energiewende.de/blog/worueber-keiner-reden-will-der-bevorstehende-abschied-vom-gasnetz/>

<sup>16</sup> Dazu Schlacke, et.al., Das Europäische Klimagesetz und seine Konsequenzen, EuZW 2021, 620.

nommen<sup>17</sup>, während die Entwürfe der Gasmarktrichtlinie, der Netzzugangsregulierung und der Regulierung zur Senkung von Methanemissionen noch ausstehen.

Auch in dem aktuellen Programm der EU Kommission „RePowerEU“<sup>18</sup> spielt fossiles Erdgas weiterhin eine zentrale Rolle.<sup>19</sup>

Und die Planung von Gaskraftwerken bzw. die Umrüstung von Kohle auf Gas erfolgt auf Projektebene ohne konkrete Verbindung zwischen Kapazitäten und zu erwartenden Emissionen und den zu erreichenden Klimazielen. Hier reguliert derzeit nur der CO<sub>2</sub>-Preis des europäischen Emissionshandels (in Deutschland über das TEHG); dieser soll laut Koalitionsvertrag für deutsche Anlagen mindestens 60 Euro betragen, an der Börse wird die Tonne CO<sub>2</sub> derzeit schon höher gehandelt. Zusätzlich wird die Errichtung von Gaskraftwerken, inkl. des Umstiegs von Kohle auf Gas insbesondere über das KWKG finanziell gefördert (dazu unten, S. 33). Das BEHG begrenzt Emissionen aus nicht unter das TEHG fallende Emissionen erst mit dem Einstieg in die Gesamtmengensteuerung ab 2026 (§10) bis dahin führt es (nur) zu Preisaufschlägen entsprechend der gesetzlich festgelegten CO<sub>2</sub>-Preise.

Zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Gutachtens (Juni 2022) ist allerdings unklar, ob die Umrüstungsoption aufgrund der hohen Gaspreise und der Notwendigkeit der Abkoppelung von russischem Gas weiter in Anspruch genommen wird.

Tatsächlich verursacht die Verbrennung von Erdgas nach herkömmlichem Verständnis nur rund halb so viel Kohlendioxid im Vergleich zur Kohle. Bei Förderung, Transport und Speicherung von Erdgas entweichen aber große Mengen von Methan. Teilweise geschieht dies, wenn Gas aus technischen oder ökonomischen Gründen abgelassen wird (sog. Venting) oder durch ungeplante Leckagen bspw. an undichten Stellen von Leitungen und Förderanlagen. Solche Methan-Emissionen verschlechtern die Klimabilanz von Erdgas erheblich.<sup>20</sup> Methan heizt die Atmosphäre innerhalb von zwanzig Jahren 84-mal so stark auf wie Kohlendioxid. Über einen Zeitraum von hundert Jahren ist es 28-mal klimaschädlicher als Kohlendioxid.<sup>21</sup> Nach den Berechnungen des IPCC ist ca. ein Viertel der bisher

---

<sup>17</sup> C(2021)8409 final, 19.11.2021, COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 19.11.2021 amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest {SWD(2021) 335 final.

<sup>18</sup> COM/2022/230 final.

<sup>19</sup> Insgesamt dazu: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/regaining-europes-energy-sovereignty/>

<sup>20</sup> Um die Frage der extraterritorial verursachten Methanemissionen ging es maßgeblich bei der Klage der DUH gegen die Gaspipeline NordStream2, die am 16.11.2021 durch das OVG Greifswald zurückgewiesen wurde, Urt. v. 16.11.2021 - 5 K 588/20 – juris.

<sup>21</sup> IPCC (2014), AR5 Synthesis Report 2014, S. 87. [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)



beobachteten Erderwärmung auf Methanemissionen zurück zu führen. Entweicht bei Förderung und Transport von Erdgas mehr als 3 % des Methans, so ist Erdgas sogar klimaschädlicher als Kohle.<sup>22</sup> Diese Methan-Emissionen entstehen allerdings oft nicht in Deutschland und werden daher formal nicht auf die nationalen Treibhausgasinventare und die Ziele des KSG angerechnet.

Um die Ziele des Pariser Klimaabkommens noch erreichen zu können, braucht es global unstrittig einen schnelleren Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas.<sup>23</sup> Mit der sog. „Methan-Erklärung“<sup>24</sup> von Glasgow (COP 26) haben sich 105 Staaten – darunter auch die EU und Deutschland – verpflichtet, Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30 % gegenüber 2020 zu senken.

Auf der anderen Seite steht der gesetzliche Auftrag „Versorgungssicherheit“ derzeit aufgrund der stark steigenden Energiepreise und des Ukraine-Kriegs wie bereits erwähnt wieder im Zentrum der Aufmerksamkeit.<sup>25</sup>

Wie also können konkret die Klimaziele – unter Beachtung des ebenfalls rechtlich vorgegebenen Ziels der Versorgungssicherheit – erreicht werden? Wie vermeidet man einen *lock-in* von Erdgas(infrastruktur) und die vom BVerfG sanktionierte Übernutzung des Treibhausgasbudgets?

Eine denkbare Option ist dabei – wie bei Kohle- oder Atomkraftwerken – ein gesetzliches **Verbot des Neubaus** von Gasinfrastruktur. Es bietet sich an, vor dem Hintergrund des politisch angestrebten Kohleausstieg 2030 (Koalitionsvertrag Ziffer 58) auf Basis u. a. des Kohleausstiegsgesetzes<sup>26</sup> und des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) auch die **Möglichkeiten des Ausstiegs** bzw. die transparente Beschränkung des Betriebs bzw. Zubaus von Gaskraftwerken zu untersuchen (Teil C). Um dies – auch vor dem Hintergrund des Ziels der Versorgungssicherheit – sinnvoll beurteilen zu können, betrachtet Teil B zunächst die Grundlagen der Bedarfsplanung für Gas, Strom und – bislang auf Bundesebene nicht vorhanden – Wärme.

---

<sup>22</sup> Howarth. (2014): A Bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas, Energy Science and Engineering, 2014, DOI:[10.1002/ese3.35](https://doi.org/10.1002/ese3.35) und Deutsche Umwelthilfe, Hintergrundpapier: Methan-Emissionen durch Erdgas-Infrastruktur in Deutschland, 2021, [www.duh.de](http://www.duh.de).

<sup>23</sup> Global 100 RE Strategy Group (2021): Joint Declaration of the global 100 % renewable energy strategy group: Anderson/Broderick (2017): Natural gas and climate change.

<sup>24</sup> Global Methane Pledge, <https://www.globalmethanepledge.org/>.

<sup>25</sup> Vgl. Mitteilung zur Energiekrise: [https://ec.europa.eu/germany/news/20211013-energiepreise-kommission-zeigt-werkzeuge-zur-entlastung-auf\\_de](https://ec.europa.eu/germany/news/20211013-energiepreise-kommission-zeigt-werkzeuge-zur-entlastung-auf_de)

<sup>26</sup> Vgl. Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (v. 08.08.2020).

Die Möglichkeit des Verbots / der Beschränkung von individuellen Heizungen wird hier nicht erörtert. Dies ist auf Bundesebene – unter Wahrung der Verhältnismäßigkeit ähnlich wie bei Ölheizungen möglich, wenn Alternativen vorhanden sind.

Ein Fazit aus rechtlicher Sicht ist vor dem Hintergrund der volatilen Gesamtsituation schwer, wird aber dennoch in Teil D. versucht.

## **B. Beschränkung der Nutzung von fossilem Gas: - Die Energieplanungsebene**

### **I. Sachverhalt und Bewertungsrahmen**

Nach den politischen Entscheidungen, aus der Atom- und zuletzt nun auch Kohlekraft auszusteigen, fällt der Gasnutzung in der Energiewirtschaft eine Doppelrolle zu. Rein deskriptiv betrachtet, stellt Erdgas vorerst den letzten, im großen Umfang zur kommerziellen Stromerzeugung verfügbaren, fossilen Energieträger dar. Im Hinblick auf die Treibhausgasneutralität im Jahre 2045<sup>27</sup> muss aber auch die Erdgasverstromung sowie die Nutzung in der Wärmeerzeugung enden.

#### **1. Erzeugung von Strom und Wärme**

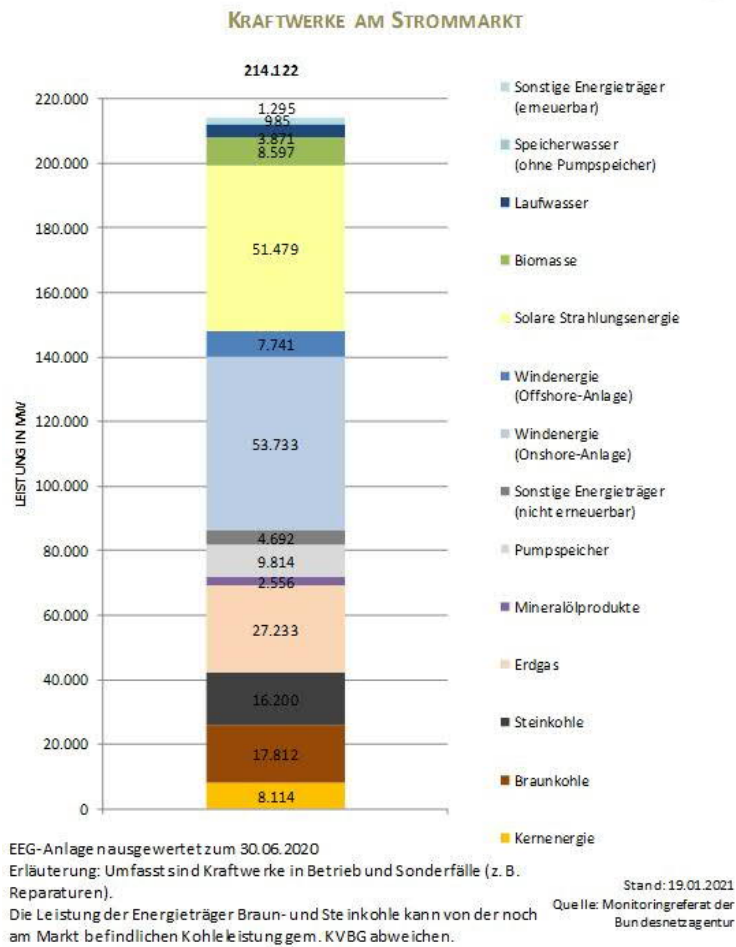
Die Bundesnetzagentur<sup>28</sup> fasst den Stand der Stromerzeugungskapazitäten 2021 grafisch so zusammen:

---

<sup>27</sup> § 3 Abs. 2 S. 1 KSG.

<sup>28</sup>

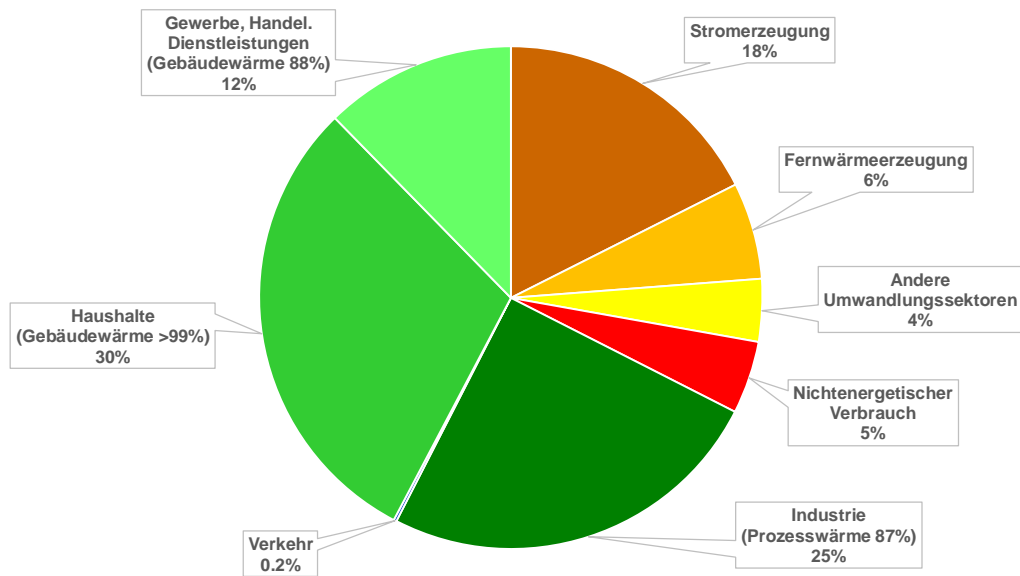
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html), Zugriff am 26.11.2021



Kohle und Erdgas haben also noch erhebliche Bedeutung, auch wenn die erneuerbaren Quellen beim Strom deutlich aufholen.

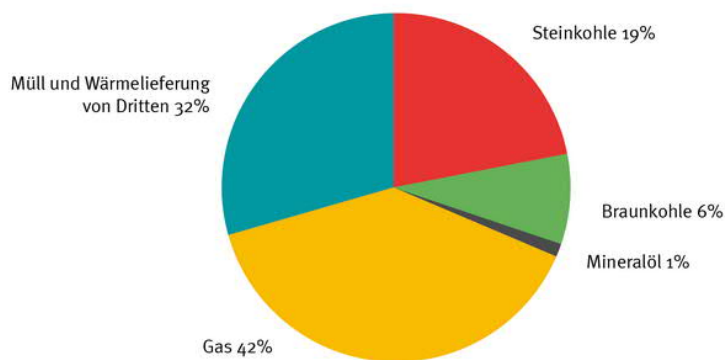
Der Gasverbrauch 2019 ist nach Daten des UBA wie folgt unter den Sektoren aufgeteilt<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Matthes, F. [felixmatthes]. (2022, 27. Februar). *Zusammenstellung der aktuellen Verbrauchsmuster und der derzeit erwartbaren Entwicklungstrends*. Twitter. <https://twitter.com/felixmatthes/status/1497966608245051394>



Dabei ist fossiles Gas bei der Fernwärmeversorgung bundesweit der dominierende Energieträger<sup>30</sup>:

#### BRENNSTOFFEINSATZ BEI DER FERNWÄRMEERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung  
Datenquelle: BMWi 2018: Energiedaten Gesamtausgabe

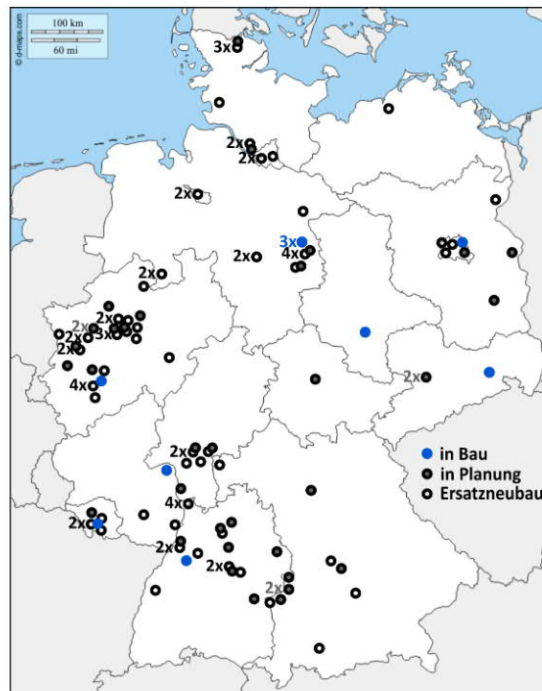
Genau in diesem Segment soll sich nach dem Willen des Gesetzgebers des Kohleausstiegsgesetzes (KVVG und Novelle des KWKG) der Anteil von Gas gegenüber Steinkohle und Braunkohle erheblich erhöhen (vgl. dazu unten S. 35 ff.).

<sup>30</sup> Grafik entnommen aus dem Service Angebot der Verbraucherzentrale:  
<https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/heizen-und-warmwasser/fernwaerme-so-heizen-sie-weder-kosten-noch-klima-ein-34038>

Diese Zusammensetzung muss sich in den nächsten 10 Jahren dramatisch verändern, sollen die Ziele des KSG eingehalten werden.

Nach Angaben des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) waren 2019 nur 10 Kraftwerke tatsächlich im Bau, darunter gerade einmal 600 MW in Gaskraftwerken. Im Rahmen von 15 Projekten sollte Kohle durch Erdgas ersetzt werden (fuel-switch-Projekte).<sup>31</sup> Vor Beginn des Krieges in der Ukraine gingen Experten bis 2030 von rund 15 GW an neuen Gaskapazitäten aus.<sup>32</sup> Dem stehen die nach Einschätzung des BDI bis 2030 notwendigen 40 GW gegenüber.

In der Zusammenstellung der Übertragungsnetzbetreiber findet sich diese Karte zu den gemeldeten Planungen der Kraftwerksbetreiber<sup>33</sup>:



Quelle: ÜNB (2020)

Erdgaskraftwerke stellen dem Strommarkt regelbare Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung (im Vergleich zu fluktuierenden Kapazitäten bspw. aus Wind- oder Solarenergie), wodurch die Erdgasverstromung nach bisher wohl herrschender fachlicher Meinung für so lange zur Aufrechterhaltung der Stromnetzstabilität

<sup>31</sup> <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/neubau-von-co2-armen-kraftwerkskapazitaeten-stockt/>.

<sup>32</sup> <https://www.energate-messenger.de/news/213332/berater-laeuten-renaissance-der-gaskraft-ein>

<sup>33</sup> Entnommen aus DIW, Fn. 3, dort S. 20.

erforderlich sein dürfte, bis diese Rolle durch den Netzausbau, den Ausbau von Stromspeicherkapazitäten und anderer Instrumente des Stromnetzmanagements auch mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien übernommen werden kann.<sup>34</sup>

Allerdings versorgen die meisten Gaskraftwerke die Bevölkerung zumindest *auch* mit Wärme. Das ist deswegen zentral, weil ein „Abschalten“ und „Anschalten“ dieser Kraftwerke immer auch mit dem Schicksal der Wärme verbunden ist.

Technisch ist die Abkopplung von Wärme und Stromerzeugung nur schwer bis gar nicht möglich [bei Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)]. Wird Gas im konventionellen, ungekoppelten Betrieb – also nur zur Erzeugung von Wärme eingesetzt – ist die aus Gas generierte Wärme zu ersetzen, will man die Versorgung mit Wärme garantieren.

Ohne hier auf die sehr umstrittenen rechtlichen Abgrenzungen einzugehen, geht es dabei bei den größeren Kraftwerken zumeist um Fernwärme. Fernwärme ist die leitungsgebundene Energie zur Wärmeversorgung von Kunden über die Energieträger Heizwasser oder Dampf, die zentral in einem Heizkraftwerk oder Heizwerk erzeugt wird, und die in Gebäuden oder für Produktionszwecke geliefert wird.

Dabei wurde zuletzt u. a. herausgearbeitet, dass die technischen und wirtschaftlichen sowie sonstigen Rahmenbedingungen dazu führen, dass die Dekarbonisierung der Stromversorgung schneller erreichbar sein wird, als die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung.<sup>35</sup>

Je nachdem, wie ambitioniert die Politik den Prozess der Dekarbonisierung vorantreibt, reicht die Bandbreite an möglichen Entwicklungspfaden für die Erdgasinfrastruktur in Deutschland von einem *Rückbau* der bereits bestehenden Infrastruktur und einem damit verbundenen Rückgang des Anteils der Erdgasverstromung am Energiemix bis hin zu einem Ausbau der Infrastruktur und einem Anstieg des Anteils am Energiemix.<sup>36</sup> Zur Infrastruktur gehören dabei sowohl die Gaskraftwerke als auch das Leitungsnetz. Das DIW geht in seinem Debattenbeitrag, wie bereits dargestellt, davon aus, dass ein Zubau von Gaskraftwerken nicht klimazielfonorm möglich ist. Der oben zitierte Koalitionsvertrag scheint aber von einem erheblichen Zubau auszugehen. Von einem „geregelten Ausstieg“ ist

---

<sup>34</sup> Umweltbundesamt, Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors, 2019, S. 64. [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

<sup>35</sup> Ariadne-Report, Zusammenfassung: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, 2021, S. 5. <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>

<sup>36</sup> Siehe zusammenfassend zu den verschiedenen Entwicklungspfaden: DIW, Fn. 4, S. 12 f.

dort keine Rede, trotz Bezugnahme auf das 1,5°C-Ziel und den Beschluss des BVerfG.

Die unterschiedlichen Szenarien und Erwartungen hängen auch mit der (erwarteten) Rolle von Wasserstoff zusammen. Infrastrukturseitig können Gas und Wasserstoff (mit evtl. technischer Aufrüstung) durchaus parallel genutzt werden. Es wird – aufgrund der mangelnden Transportkapazitäten für Windstrom nach Süden – gefordert, die Infrastruktur parallel auszubauen.<sup>37</sup> Durch Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff wird rechtlich dabei wie Biomethan oder Deponiegas als Biogas definiert (§ 3 Nr. 10f EnWG) und kann in die Erdgasnetze beigemischt werden. Nach der EnWG Novelle 2021 ist zwar durchaus ein separates Regelungsregime für Wasserstoffnetze vorgesehen, gleichzeitig ist im Koalitionsvertrag aber die „Umrüstung“ von Erdgasnetzen aufgenommen.

Wirklich grüner, d. h. aus erneuerbarem Strom produzierter, Wasserstoff wird aber knapp und teuer sein. Er muss dort eingesetzt werden, wo es zur Erreichung von Klimaneutralität keine vernünftigen Alternativen gibt, also vor allem in der Industrie und ggf. im Flug- oder Schiffsverkehr.<sup>38</sup>

## 2. Versorgungssicherheit

Die Frage wann und wie Versorgungssicherheit gewährleistet ist, ist nicht eindeutig zu bestimmen, und hängt (logischerweise) vom (aktuellen und prognostizierten) Bedarf und damit entscheidend von der (Steigerung der) Energieeffizienz in Gebäuden und industriellen Produktionsprozessen und Anwendungen ab.<sup>39</sup> Aktuell wird die Diskussion durch die Abhängigkeit von Russland als Lieferant von Kohle, Öl und Gas bestimmt.

In § 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist geregelt:

*(1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbarer Energie beruht.*

Zu diesem Zweck wird nach § 1 Abs. 4 EnWG insbesondere das Ziel verfolgt, *„dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und*

---

<sup>37</sup> Buchmüller et.al. Infrastruktur, S. 471, in Rodi: Handbuch Klimaschutzrecht, 2022.

<sup>38</sup> Agora Energiewende: 12 Insights on Hydrogen, 2021, [www.agora-energiwende.de](https://www.agora-energiwende.de). Vgl auch <https://www.clientearth.org/media/2tukrgac/clientearth-reply-to-public-consultation-on-the-gber-8-december-2021.pdf>; S. 16ff, and 21ff

<sup>39</sup> Loreck, Charlotte/Hermann, Hauke (Öko-Institut e.V.): Versorgungssicherheit und Reserven im deutschen Stromsektor. Im Auftrag von ClientEarth. Juli 2022. <https://www.clientearth.de/media/dpnkirh3/2022-07-05-%C3%B6koinstitut-versorgungssicherheit.pdf> (zuletzt aufgerufen am 9. August 2022).

*flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten...“*

Mit dem so genannten Osterpaket<sup>40</sup> sollen auch in § 1 Absatz 1 EnWG die Wörter „und umweltverträgliche“ durch die Wörter „umweltverträgliche und „treibhausgasneutrale“ ersetzt werden. Das ist zwar zu begrüßen, ändert aber strukturell wenig.

Das EnWG regelt Gas und Elektrizität. Eine § 1 EnWG ähnliche Regelung für die Wärme- und Kälteversorgung gibt es in § 1 GEG (Gebäudeenergiegesetz). Auch danach soll „unter Beachtung des Grundsatzes der Wirtschaftlichkeit“ und „im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten“ eine weitere Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte erzielt werden und „eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung“ ermöglicht werden (Zitate aus § 1 Abs. 2 GEG). Das GEG enthält aber im Gegensatz zum EnWG keine Vorgaben für die Planung.

Einer der führenden Kommentatoren zum EnWG schreibt:

„Bisher hat sich weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene eine einheitliche Definition der Versorgungssicherheit durchgesetzt. Das Kriterium der Sicherheit verlangt als zeitlichen Aspekt zunächst eine mengenmäßig ausreichende, nachhaltige und zuverlässige Versorgung der Energieabnehmer. Es zwingt die Versorgungsunternehmen, ihre Investitionen so auszulegen, dass auch Spitzenbedarf an Elektrizität und Gas gedeckt und Spannungsabfälle vermieden werden können. Da Strom praktisch nicht und Gas nur in begrenztem Umfang speicherfähig ist, sind die Versorgungsunternehmen bei der Bereitstellung der Leistung sehr weitgehend vom jeweiligen momentanen Verbraucherverhalten abhängig. Neben dieser jedenfalls bei Elektrizität vorhandenen unmittelbaren zeitlichen Koinzidenz zwischen Erzeugung und Verbrauch geben vor allem die Leitungsgebundenheit sowie die Zeit- und Kapitalintensität den für die Investitionspolitik der Versorgungsunternehmen maßgebenden wirtschaftlich-technischen Rahmen ab.“<sup>41</sup>

Tatsächlich sind hier unterschiedliche Zeithorizonte wichtig, wie man derzeit an den aktuellen Debatten um die Versorgung mit Gas im nächsten Winter, aber eben auch in den Jahren ab 2026 deutlich sieht.

---

<sup>40</sup> Referentenentwurf der Bundesregierung vom 16.3.2022, und Gesetzentwurf „zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“ (BT-Drucksache 20/1599).

<sup>41</sup> Theobald/Kühling/Theobald, 111. EL April 2021, EnWG § 1 Rn. 17



Versorgungssicherheit ist nicht ausdrücklich als Auftrag des Staates im Grundgesetz verankert. Verfassungsrechtlich ist sie auch in der Schutzpflicht des Staates aus Art 2 Abs. 2 GG bzw. Art 1 Abs. 1 einzuordnen, so etwa bei der Berechnung der Mindestsätze für die Grundsicherung. Schon in der Entscheidung zum Atomausstieg (13. AtG Novelle) betonte das BVerfG allerdings den weiten Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers<sup>42</sup> und bestätigte dies in seiner Garzweiler-Entscheidung von 2014:

„Es ist zuallererst eine energiepolitische Entscheidung des Bundes und der Länder, mit welchen Energieträgern und in welcher Kombination der verfügbaren Energieträger sie eine zuverlässige Energieversorgung sicherstellen wollen. Hierbei steht ihnen ein weiter Gestaltungs- und Einschätzungsspielraum zur Verfügung. Diese Entscheidung ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, wie etwa der Versorgungssicherheit bei Nutzung einer bestimmten Energiequelle, der aus ihrer Verwendung resultierenden Kosten für Wirtschaft und Verbraucher, ihrem Einfluss auf Klima- und Umweltschutz, den Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt oder der gebotenen Rücksichtnahme auf europäische oder internationale Verpflichtungen. Bei der Gewichtung der einzelnen Faktoren haben Bund und Länder einen erheblichen Einschätzungsspielraum. Auch die Beurteilung des Zusammenspiels der verschiedenen Faktoren hängt wiederum von politischen Wertungen und in erheblichem Umfang von prognostischen Einschätzungen ab.“<sup>43</sup>

Aktuell wies das BVerfG im Klimabeschluss vom März 2021 allerdings auf die zunehmende Bedeutung des Klimaschutzes in der Abwägung hin, dessen „relatives Gewicht“ mit „fortschreitendem Klimawandel zunimmt“<sup>44</sup>.

Zunehmend wird der Begriff der Versorgungssicherheit auch mit Kapazitätsmechanismen oder -märkten verknüpft. Dies allerdings vor allem im Kontext von Strommärkten, nicht so sehr im Hinblick auf Gas oder Wärme.<sup>45</sup>

Sowohl Strom- als auch Wärmeversorgung gehören zudem in die Kategorie der Daseinsvorsorge, für die allerdings ebenfalls keine ausdrücklichen verfassungsrechtlichen Vorgaben im Grundgesetz bestehen. Je nach kommunalrechtlicher Aufgabendefinition sind Kommunen zur Erbringung von Leistungen der Daseinsvorsorge verpflichtet; jedenfalls gehört dies zur Garantie kommunaler

---

<sup>42</sup> BVerfG, Urteil vom 6.12.20213, 1 BvR 2821/11 - juris

<sup>43</sup> BVerfG, Urt. v. 17. 12. 2013 – 1 BvR 3139/08, 1 BvR 3386/08, Rdnr. 288.

<sup>44</sup> BVerfG, Beschluss v. 24.03.2021, 1 BvR 2656/18 u.a., Ls 2a).

<sup>45</sup> Vgl. etwa grundlegend Riewe, Versorgungssicherheit durch Kapazitätsmechanismen, 2016.

Selbstverwaltung.<sup>46</sup> Daher sind kommunale und städtische Wärme- und Gasnetze sowie Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung ggf. auch Teil der (pflichtigen) Selbstverwaltungsaufgaben.

Wärme wird in Deutschland immer noch überwiegend durch direkt in den Gebäuden installierte Heizanlagen erzeugt. Der Anteil liegt bei ca. 80 % im Bundesdurchschnitt, wobei die Verteilung stark schwankt. Während in den Stadtstaaten Hamburg und Berlin sowie auch in Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Brandenburg der Anteil der Fernwärmeversorgung bei über 30 % liegt, wird insbesondere in den südlichen Flächenländern wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen häufiger mit mittels Gas oder Öl befeuerten Zentralheizungen geheizt; der Anteil der Fernwärmeversorgung ist hier viel geringer.<sup>47</sup>

Unter Fernwärme wird dabei rechtlich immer solche Wärme verstanden, die leitungsgebunden über ein Netz oder zumindest aus einer nicht in der Betriebsverantwortung des Wärmeverbrauchers stehenden Anlage verkauft wird (vgl. § 3 Nr. 19 GEG und § 2 Abs. 3 FFVAV). Nach einem zentralen Urteil des BGH handelt es sich jedenfalls dann um Fernwärme i. S. d. AVBFernwärmeV, wenn aus einer nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Heizungsanlage von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig Wärme produziert und an andere geliefert wird.<sup>48</sup> Fernwärme i. S. d. AVBFernwärmeV liegt daher auch bei Nah-, Objekt- oder Direktwärmelieferung vor, so dass es auf die Länge der Wärmeleitungen in diesem Zusammenhang nicht ankommt.

Eine direkte rechtliche Verknüpfung zwischen Strom-, Gas- und Wärmebedarf und -angebot (also der Versorgungssicherheit), dem Planungs- und Genehmigungsregime von Kraftwerken und Leitungen und den Klimazielen des KSG fehlt.

Auf EU-Ebene ist Versorgungssicherheit zwar gesetzgeberische Zielstellung, und schützt insbesondere Haushaltskunden, aber der Begriff wird nicht numerisch bestimmt oder mit Klimazielen verknüpft:

Die erdgasspezifischen Rechtsakte verfolgen gemäß der vertraglichen Grundlage Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV insbesondere das Ziel der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit. Konkret zur Sicherung der Gasversorgung wurde u. a. die Gasversorgungssicherheit-Verordnung (2017/1938, auch SoS-Verordnung,

---

<sup>46</sup> Vgl. Schmidt, Daseinsvorsorge aus rechtswissenschaftlicher Perspektive, in: Klie et. al., Engagement und Zivilgesellschaft, 2018, 269 ff. Vgl. auch Blanke, Kommunale Selbstverwaltung und Daseinsvorsorge nach dem Unionsvertrag von Lissabon, DVBl. 2010, 1333.

<sup>47</sup> [https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erfasst\\_infografik.html](https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erfasst_infografik.html) und [https://www.bdew.de/media/documents/Pub\\_20191031\\_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf)

<sup>48</sup> Urteil des BGH vom 25.10.1989 - VIII ZR 229/88 – juris.

engl.: Security of Gas Supply) erlassen. Nach dieser müssen die Mitgliedstaaten einen Versorgungsstandard für geschützte Verbraucher, Art. 6 SoS-VO, sowie einen Infrastrukturstandard, Art. 5 SoS-VO, erfüllen. Erstere Verpflichtung umfasst insbesondere eine Sicherstellung der Gasversorgung von bereits an das Gasverteilnetz angeschlossene Haushaltskunden nach einem europäisch einheitlichen Versorgungsstandard, Art. 6 Abs. 1 SoS-VO, und ist insofern für eine Bewertung eines Neubauverbotes nicht relevant. Der Infrastrukturstandard hingegen überträgt den Mitgliedstaaten die Pflicht, insbesondere ihre Fernleitungsnetze derart auszubauen, dass diese ohne Beeinträchtigung der Erdgasversorgung auf Störungen reagieren können. Dies umfasst auch die Schaffung von Reverse-Flow-Kapazitäten (bilateraler Lastfluss) an allen grenzüberschreitenden Gasfernleitungen, Art. 5 Abs. 4 SoS-VO. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die in Art. 13 SoS-VO enthaltene Solidaritätspflicht von Relevanz, welche im Falle eines Gasversorgungsnotfalls in einem Mitgliedstaat die direkt durch Gasfernleitungen verbundenen Nachbarstaaten verpflichtet, Gas in den betroffenen Mitgliedstaat umzuleiten.

Die vorgeschlagenen Legislativakte im Gaspakets vom Dezember 2021<sup>49</sup> sind noch nicht in Kraft, sollen in jedem Fall aber nicht ausdrücklich die Emissionsreduktionsziele mit dem Begriff der Versorgungssicherheit verknüpfen.

Um beurteilen zu können, wie mit rechtlichen Mitteln der Aufbau von Gasinfrastruktur und Neubau oder Umrüstung von Gaskraftwerken auf Grundlage der Klimaziele gesteuert werden kann, ist daher zunächst ein Grundverständnis der Strom- und Gasmärkte und deren Regulierung erforderlich (sogleich II).

## **II. Grundzüge des deutschen Strom- und Gasmarktes**

### **1. (Fehlende)Planung**

In Deutschland herrscht das Strommarktdesign des sog. *Energy Only Markets* (Strommarkt) vor, wobei grundsätzlich nur die tatsächlich erzeugte Energie (im Gegensatz zu einer Vergütung der Kapazitätsvorhaltung und -bereitstellung im Kapazitätsmarkt) vergütet wird.<sup>50</sup>

Welches Kraftwerk als erstes seinen Strom ins Netz einspeisen darf, legt beim heutigen Strommarktdesign die Einsatzreihenfolge fest. Diese wird an der Strombörse durch den Preis bestimmt, den die einzelnen Kraftwerksbetreiber für ihre Stromerzeugung verlangen, beginnend systembedingt mit den Kapazitäten aus erneuerbaren Anlagen (niedrigste Preise), und dann können weiter (Atom, Kohle,

---

<sup>49</sup> Vorschlag für eine VERORDNUNG ... über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung), KOM/2021/804 final. Vorgeschlagen wird eine Richtlinie zur Neufassung der Richtlinie 2009/73/EG und eine Verordnung zur Neufassung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Die SoS Verordnung soll ebenfalls geändert werden.

<sup>50</sup> Siehe hierzu: BMWi, Fragen und Antworten zum Strommarkt 2.0, abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Weissbuch/faq-weissbuch.html>.

Gas) so viele Stromerzeugungsanlagen anbieten, bis der Strombedarf komplett gedeckt ist.

„Den Strompreis bestimmt damit das letzte bzw. teuerste Kraftwerk in der Einsatzreihenfolge, das für die Stromversorgung benötigt wird. Diesen sogenannten „Market-Clearing-Price“ erhalten dann alle Kraftwerke, die an der Strombereitstellung beteiligt sind. Der Strompreis wird dabei an der Strombörse für jede einzelne Stunde des Folgetages (Day-Ahead-Markt) bestimmt. Diese preisorientierte Einsatzreihenfolge wird als „Merit-Order“ bezeichnet.“<sup>51</sup>

Diese Preisgestaltung wird wissenschaftlich und politisch auf seine Eignung bei der Umsetzung der Klimaziele diskutiert<sup>52</sup>, ist aber bisher noch anzuwenden.

Ein Zu- oder Abbau von Erzeugungskapazitäten muss sich in diesem Strommarktmodell durch Marktindikatoren (vereinfacht: durch Angebot und Nachfrage) ergeben und soll im Regelfall nicht durch gesetzliche Vorgaben beeinflusst werden.<sup>53</sup> Grundlage des Systems ist zudem die Einspeisung der erzeugten Strommengen in das Netz (mit wenigen Ausnahmen) und die Handelbarkeit innerhalb des europäischen Strommarkts. Auch Gas ist ein europaweit handelbares Gut.

Der Gesetzgeber hat sich vor Jahrzehnten entschieden, i) die Netzplanung nicht selbst zu übernehmen, sondern diese den Betreibern der Strom-Übertragungsnetze zum einen<sup>54</sup> und der Gas-Fernleitungsnetze zum anderen zu übertragen; und ii) die Netzplanung grundsätzlich bedarfsorientiert auszulegen. Die konkreten Regelungen hierzu finden sich im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, kurz Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).<sup>55</sup> Ein Instrumentarium der Wärmeplanung existiert weder auf Bundes- noch auf Landesebene (siehe oben: die kommunale Wärmeplanung soll dies leisten).

Die Gasleitungsbetreiber werden durch § 15 Abs. 3 EnWG verpflichtet, „dauerhaft die Fähigkeit ihrer Netze sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportdienstleistungen für Gas zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende

---

<sup>51</sup> Zita aus: <https://www.stadtwerke-flensburg.de/foerdepost/blog/der-merit-order-effekt>, Zugriff 20.6.2022.

<sup>52</sup> Vgl. nur Leopoldina, Nationale Akademien der Wissenschaft, Strommarktdesign 2030 -Die Förderung der erneuerbaren Energien wirksam und effizient gestalten, April 2022; [www.leopoldina.org](http://www.leopoldina.org), Zugriff am 20.6.2022.

<sup>53</sup> Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens Strom 2021-2035, 2020, S. 126.

<sup>54</sup> Siehe für alle aktuellen Informationen zum NEP Strom <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>

<sup>55</sup> Grundsätzliche Forderungen und Darstellung: DUH, Netze für Klimaschutz und Energiewende:

Position der DUH zum Um- und Ausbau der Strom- und Gasnetzinfrastruktur, 16.11.2020, [www.duh.de](http://www.duh.de)

Transportkapazität und Zuverlässigkeit der Netze zur Versorgungssicherheit beizutragen.“ Zwar ist hier lediglich von Netzen die Rede und gerade nicht auch von den angeschlossenen Kraftwerken, doch müssen die Netzbetreiber selbstverständlich die komplette, an ihre Netze angeschlossene Infrastruktur im Rahmen einer gesamtheitlichen Netzplanung zu Grunde legen.

Diese Planung ist hier deswegen relevant, weil sie aufgrund der leitungsgebundenen Ressource Erdgas den Rahmen für die Kraftwerkskapazitäten bildet und zugleich wichtige Annahmen zur Versorgungssicherheit enthält. Eine gesamtdeutsche „Energiebedarfsplanung“ (also Strom, Gas, Wärme) gibt es nämlich – trotz einiger Anläufe<sup>56</sup> – nicht. Sie ist auch aktuell im Koalitionsvertrag nicht vorgesehen, wenn auch die Netzbetreiber zur Neufassung der Bedarfspläne aufgefordert werden (Rz. 1957 ff). Auch die aktuelle EnWG Oster-Novelle<sup>57</sup> beinhaltet für die relevanten Vorschriften zur Gasnetzplanung keine Änderungen, wenn auch zumindest die grundsätzliche Verankerung des im Koalitionsvertrag geforderten „Klimaneutralitätsnetz“ (§ 14d neu EnWG) im Bereich Strom vorgeschlagen wird.

Es bleibt aber auch nach dem Osterpaket dabei:

Die langfristige Energieinfrastrukturplanung ist nicht auf eine integrierte Energiewende ausgelegt. Es gibt separate Planungsprozesse für die verschiedenen Energieträger und Netzebenen. Laut DENA ist „Ein Lösungsansatz ... die Einführung eines Systementwicklungsplans, der eine gemeinsame Grundlage für die einzelnen Planungsprozesse schafft.“<sup>58</sup> Das Osterpaket etablierte diese (noch) nicht, ebenso bleibt Wärme weiterhin auf Bundesebene bei der Planung komplett außen vor.

Auch das neue Gasmarktdesign der EU (Vorschlag der Kommission vom Dezember 2021<sup>59</sup>) sieht keine staatliche Planung vor, sondern will nur erreichen,

---

<sup>56</sup> Vgl. Hermes, Versorgungssicherheit in der Energiewende - Anforderungen des Energie-, Umwelt- und Planungsrechts, in: Dokumentation des 18. Leipziger Umweltrechtlichen Symposiums des Instituts für Umwelt- und Planungsrecht, 2014, S. 71 ff. und Verheyen, Gutachten zum Wind-an-Land-Gesetz, 2020, <https://green-planet-energy.de/presse/artikel/rechtsgutachten-zeigt-ausbau-der-windkraft-an-land-kann-deutlich-erleichtert-werden.html>

<sup>57</sup>

[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406\\_ueberblickspapier\\_osterpaket.html](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.html)  
1 „Gesetzentwurf der Bundesregierung - Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“

<sup>58</sup> <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-empfehl-einfuehrung-eines-systementwicklungsplans/>. Dazu aktuell: Hermes: Die Systementwicklungsplanung – Instrument zur klimagerechten Transformation des Energiesystems, EnWZ 2022, 99

<sup>59</sup> Presseinformation und links zu den Vorschlägen für Richtlinie und Verordnung.  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip\\_21\\_6682](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6682)

dass die nationalen Netzentwicklungspläne auf einem gemeinsamen Szenario für Strom, Gas und Wasserstoff beruhen.

## 2. Grundzüge der Netzplanung

Zur Feststellung der zukünftigen Anforderungen an die Energieinfrastruktur sind die Netzbetreiber (Gas und Strom) gesetzlich alle zwei Jahre zur Netzentwicklungsplanung berechtigt und verpflichtet.<sup>60</sup> Dabei ist die europaweite Bedarfsplanung in Form der Ergebnisse des Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) des European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) zu berücksichtigen (§ 15a Abs. 1 Satz 5 EnWG).

Ziel der Netzentwicklungspläne (NEP) ist das Aufzeigen aller wirksamen Maßnahmen, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind und innerhalb des Betrachtungszeitraums erforderlich sein werden. Die Netzentwicklungspläne werden dabei jeweils gestützt auf den sog. Szenariorahmen, der Prognosen zu der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen auf der Grundlage angemessener Annahmen zum Gegenstand haben muss.<sup>61</sup>

Die mit dem Osterpaket vorgeschlagenen Änderungen im EnWG betreffen den NEP Strom (§§ 12a ff.), nicht den NEP Gas (§ 15a EnWG),<sup>62</sup> und werden daher hier nicht im Detail wiedergegeben.<sup>63</sup>

Das Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ist im Sommer 2021 abgeschlossen worden.<sup>64</sup> Der Szenariorahmen ist im Januar angenommen worden<sup>65</sup>, die BNetzA hat allerdings Änderungen gefordert, „damit auch die Klimaziele berücksichtigt werden“. Konkret heißt es im Bescheid der BNetzA „Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032“ vom 20.01.2022:

---

<sup>60</sup> Für die Stromnetzbetreiber ergibt sich diese Pflicht aus § 12b Abs. 1 S. 1 EnWG, für die Gasnetzbetreiber aus § 15a Abs. 1 S. 1, 2 EnWG.

<sup>61</sup> Grundlage des Szenariorahmens Strom in § 12a EnWG, für den Szenariorahmen Gas in § 15a Abs. 1 S. 3 EnWG. Nützlich für das Verständnis des Verfahrens ist diese Publikation mit Grafiken: [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/PCI-Verfahrenshandbuch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/PCI-Verfahrenshandbuch.pdf?__blob=publicationFile), allerdings mit Stand 2018.

<sup>62</sup> Für den NEP Gas 2020-2030 mit Änderungen hier: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2020/NEP2020/NEPGas\\_2020\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Gas/NEP_Gas2020/NEP2020/NEPGas_2020_node.html)

<sup>63</sup> Die Stellungnahme der DUH dazu ebenso wie die Stellungnahme der anderen Sachverständigen sind abrufbar auf: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw20-pa-klimaschutz-energie-enwg-892446>

<sup>64</sup> Vgl. Agora Energiewende, Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber, Juli 2021, [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

<sup>65</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220120\\_SR\\_Gas.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220120_SR_Gas.html)

„Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, insbesondere die für 2045 vorgeschriebene Netto-Treibhausgas-Neutralität, künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Das Konzept ist im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 darzustellen und mit der Öffentlichkeit zu konsultieren. Bei der Erstellung des Konzepts sind insbesondere die in Abschnitt II B 1.3 dieser Entscheidung genannten Aspekte zu betrachten und zu bewerten.“

Der nächste Schritt ist nun die Vorlage des NEP Gas 2022-2032 durch die 14 Fernleitungsnetzbetreiber im Sommer bzw. Herbst 2022.

Aber: Die BNetzA trifft eine Bestätigungspflicht, sofern der Planentwurf den gesetzlichen Anforderungen entspricht.<sup>66</sup> Klare klimabezogene gesetzliche Anforderungen sind im EnWG indes nicht formuliert oder vorgeschlagen. Vielmehr sind Prüfpflicht und Prüfungsumfang der BNetzA extrem beschränkt, siehe dazu sogleich.

Sobald der Netzentwicklungsplan durch die BNetzA bestätigt wurde, sind die getroffenen Feststellungen nicht mehr durch Dritte angreifbar.<sup>67</sup> Die im Netzentwicklungsplan getroffenen Feststellungen gestatten den Netzbetreibern entsprechende Änderungsmaßnahmen an den Netzen und schlagen somit auch auf die nachfolgenden Planfeststellungs- und Raumordnungsverfahren durch.<sup>68</sup> Grob gesagt, und jeweils abhängig von dem Genehmigungsregime, stellt der NEP den Bedarf als Grundlage für behördliche Entscheidungen fest, bei Strom ist das konkret gesetzlich vorgegeben etwa durch das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).

Der Gesetzgeber hat den Netzbetreibern in Ausgestaltung der eben beschriebenen Planverfahren also eine umfangreiche Entscheidungskompetenz für die Gestaltung der zukünftigen Energieinfrastruktur in Deutschland zugesprochen, ohne dieser eine effektive Kontrollinstanz gegenüberzustellen.

Dies schlägt letztlich auch auf die Kraftwerksplanung durch.

Umso mehr lohnt ein Blick auf die von den Netzbetreibern den NEP bisher zugrunde gelegten Annahmen und prognostizierten Entwicklungen, da diese einen maßgeblichen Einfluss auf die vom Gesetzgeber größtenteils unregulierten Entwicklungen der Erdgasinfrastruktur in Deutschland haben. Der Gesetzgeber hat

---

<sup>66</sup> Kment, EnWG, § 12a Rn. 60.

<sup>67</sup> Vgl. hierzu explizit § 12c Abs. 4 S. 2 EnWG, für die Netzentwicklung Gas gilt Gleiches: Kment, EnWG § 15a Rn. 23.

<sup>68</sup> Britz/Hellermann/Hermes/Bourwieg, 3. Aufl. 2015, EnWG § 15a Rn. 59.

den Netzbetreibern bisher nur wenige vage Vorgaben gemacht, die bei der Erstellung der NEP und der vorgelagerten Szenariorahmen zu berücksichtigen sind.

Zum einen muss der Szenariorahmen Strom die „Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen“ abbilden, § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG. Die Wahrscheinlichkeit lässt sich – nach Meinungen in der Literatur – anhand dreier Faktoren beurteilen, nämlich der geltende Rechtsrahmen, empirische Erkenntnisse und die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung.<sup>69</sup> Insgesamt wird Netzbetreibern erheblicher Entscheidungsspielraum eingeräumt. Diesem stehen mit nur wenig korrigierender Kraft sowohl als Grundlage des NEP Strom wie auch des NEP Gas die „angemessenen Annahmen“<sup>70</sup> gegenüber, die der Planung zugrunde zu legen sind. Als Maßstab für die Angemessenheit der Annahmen soll auf eine sorgfältige Datenerhebung und wissenschaftlich-methodisch saubere Prognoseerstellung abgestellt werden.<sup>71</sup>

Das OVG Berlin-Brandenburg führt hierzu in seiner Entscheidung zur EUGAL Gasleitung wie folgt aus:

„Angemessenheit verlangt, dass inhaltlich zutreffende Annahmen zugrunde gelegt wurden, Entscheidungsprämissen sachlich begründbar sind und die getroffenen Vorhersagen als realistisch bewertet werden können. ... Insoweit wird den Fernleitungsnetzbetreibern ein Prognosespielraum eingeräumt, der einer Plausibilitätsprüfung durch die Bundesnetzagentur unterliegt...“<sup>72</sup>

Der NEP Strom soll nun aufgrund der Änderungen im EnWG mit deutlich weitreichenderen Kriterien versehen werden. Bei § 15a ist dies nicht vorgesehen. Ob die Änderungen den folgenden richterlichen Maßstab verändern

... die ... vertiefte Prüfung ist nach der Gesetzessystematik des § 15a EnWG nicht der Prüfungsmaßstab der Bundesnetzagentur. Diese hat „nur“ eine Plausibilitätsprüfung vorzunehmen“<sup>73</sup>

---

<sup>69</sup> Kment, EnWG, § 12a Rn. 27.

<sup>70</sup> Für den NEP Gas in § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG: „[...] legen die Betreiber von Fernleitungsnetzen angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern zugrunde [...]“, sowie für den NEP Strom in § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG: „[...] legen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern sowie zur Spitzenkapung nach § 11 Absatz 2 zu Grunde[...]“.

<sup>71</sup> Britz/Hellermann/Hermes/Bourwieg, 3. Aufl. 2015, EnWG § 15a Rn. 14.

<sup>72</sup> OVG Berlin-Brandenburg, Urteil vom 12.3.2020, 11 A 7.18 – juris, (EUGAL Leitung), II.1.a).

<sup>73</sup> OVG Berlin-Brandenburg, Urteil vom (EUGAL Leitung), II.1.a).



und also eine an den Klimazielen in der Anlage 2 des KSG ausgerichtete Prüfung erlaubt, ist fraglich, und auch für den Bereich Strom erst nach Erlass des EnWG neu zu beurteilen.

Jedenfalls aber kann bereits jetzt konstatiert werden, dass die vorgesehene Änderung in § 1 EnWG (Ziel der Treibhausgasneutralität für die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff ist jetzt aufgenommen) das Klimaschutzgebot des BVerfG nicht ausreichend umsetzt, nämlich den Auftrag, dass der Staat Treibhausgasneutralität in den Grenzen eines schlüssigen CO<sub>2</sub>-Budgets erreichen muss. Das KSG mit der Anlage 2 KSG mit den sektorbezogenen Mengenzielen über Art 20a GG verfassungsrechtlich aufgeladen – nur wenn diese mengenmäßigen Ziele umgesetzt werden, ist nämlich auch die Ausübung treibhausgasbezogener Freiheitsrechte in der Zukunft gesichert. Dies sichert die Planung nach dem EnWG nicht.

Ein weiteres Problem ist zudem das Folgende:

Sowohl der Szenariorahmen Gas als auch der Szenariorahmen Strom treffen Annahmen bezüglich des zukünftigen Bedarfs an Gaskraftwerkskapazitäten.<sup>74</sup> Die Eingangsgrößen (bspw. zum Gasverbrauch) sowie Grundannahmen für die angenommenen Entwicklungen sind in beiden Fällen die gleichen. Kurz zusammengefasst wird bisher davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg spätestens bis 2038 abgeschlossen sein wird; es wird ein unterschiedlich starkes Wachstum bei den erneuerbaren Energien mit einem deutlichen Nord-Süd-Gefälle festgestellt. Eine Zunahme beabsichtigter Stilllegungen konventioneller Kraftwerke sowie Zurückhaltung bei Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke werden beobachtet. Weiterhin wird (richtig) auf Grund der fortschreitenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung vormals mit fossiler Energie beliefeter Sektoren ein stetig wachsender Strombedarf erwartet. Zwar unterscheiden sich die konkreten Zahlen für den zukünftigen Bedarf an Gaskraftwerkskapazitäten zwischen dem Szenariorahmen Gas und Strom, doch beide gehen einhellig davon aus, dass ein Zubau weiterer Kraftwerkskapazitäten erforderlich sein wird.

Für das Jahr 2021 kann in deutschen Gaskraftwerken von einer installierten Leistung von ca. 30 GW<sub>el</sub> ausgegangen werden.<sup>75</sup> Da der NEP Gas und der NEP Strom unterschiedliche Betrachtungszeiträume haben, ergeben sich teils unterschiedliche Zahlen für die Zieljahre. Die folgenden Werte sollen daher nur den antizipierten Trend der Netzbetreiber verdeutlichen. So werden für das Jahr 2030

---

<sup>74</sup> Siehe für die nachfolgenden Ausführungen: Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030, Szenariorahmen (2019); Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021).

<sup>75</sup> Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, Stand 19.01.2021.

[https://www.bundesnetzagentur.de/cIn\\_122/DE/Home/home\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/cIn_122/DE/Home/home_node.html)

Gaskraftwerkskapazitäten von 37 GW<sub>el</sub> angenommen,<sup>76</sup> für 2035 eine Bandbreite von 38 bis 47 GW<sub>el</sub>,<sup>77</sup> für 2040 zwischen 42 GW<sub>el</sub><sup>78</sup> und 63 GW<sub>el</sub><sup>79</sup>.

Diese Annahmen sind auf Grundlage der Sektorziele des KSG 2021, sowie nach den Vorgaben im Koalitionsvertrag und den ausdrücklich beabsichtigten Neuplanungen vollkommen zu überholen, und beziehen nicht ausdrücklich Annahmen zu Wärmebedarfen ein.

Die von den Netzbetreibern getroffenen Annahmen waren aber auch bisher keinesfalls wissenschaftlicher Konsens. Vielmehr dürfte der Szenariorahmen Gas bisher selbst verfassungswidrige Annahmen zum zugrunde zu legenden Treibhausgasbudget für Deutschland beinhalten, siehe oben.<sup>80</sup> Dies ist auch dann der Fall, wenn – wie wohl die herrschende Meinung der deutschen juristischen Literatur annimmt<sup>81</sup> – die Festlegung eines absoluten oder festen Budgets für den Gesetzgeber keine Pflicht ist. Denn auf Grundlage des Beschlusses des BVerfG ist für die Szenariorahmen zumindest mit realistischen, schlüssigen Annahmen auf Grundlage der Festlegungen in der Anlage 2 zum KSG (Sektormengenziele) zu rechnen. Dies ist mit der Zielbestimmung THG-Neutralität in § 1 EnWG nicht ausreichend umgesetzt und in § 15 ff. EnWG fehlen für Gas konkrete Neuregelungen.

Eine Großzahl anderer Studien sieht entgegen der in den Szenariorahmen getroffenen Annahmen einen Rückgang des Gasbedarfs und nicht einen Anstieg.<sup>82</sup> Wie rasch sich eine Änderung ergeben kann, ist gerade aufgrund der öffentlichen Debatte um die russischen Gaslieferungen offensichtlich. Daher konnte die BNetzA selbst nicht einmal abschließend beurteilen, ob die vorgeschlagenen Szenarien geeignet sind, die Vorgaben des Pariser Klimaschutzabkommens einzuhalten.<sup>83</sup>

Weitere Kritik an den Annahmen der Netzbetreiber ergibt sich aus den verwendeten Emissionsfaktoren für Gaskraftwerke.<sup>84</sup> Diese sind mit einem deutlich zu ge-

---

<sup>76</sup> Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030, Szenariorahmen (2019), S 48. Alles erhältlich über die BNetzA, siehe Fn. 72.

<sup>77</sup> BNetzA, Genehmigung Szenariorahmen NEP Strom 2021-2035, S. 71 - 81. Im Entwurf der Netzbetreiber war noch von einer Kapazität von 34 GW<sub>el</sub> ausgegangen worden.

<sup>78</sup> Ebd. Im Entwurf der Netzbetreiber war ebenfalls noch von einer unveränderten Kapazität von 34 GW<sub>el</sub> ausgegangen worden.

<sup>79</sup> Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030, Szenariorahmen (2019), S 48.

<sup>80</sup> BVerfG, Fn. 8.

<sup>81</sup> Vgl. dazu auch Britz, Klimaschutz in der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts, NVwZ 2022, 825.

<sup>82</sup> Siehe für einen Überblick über die Studienlage mit weiteren Verweisen: DIW, Fn.4, S. 12 f.

<sup>83</sup> BNetzA, Genehmigung Szenariorahmen NEP Strom 2021-2035, S. 20 f.

<sup>84</sup> Dazu auch Agora Energiewende, Fn. 64.

ringen Wert angesetzt, da bei der Berechnung lediglich auf die bei der tatsächlichen Verbrennung von Erdgas entstehenden Emissionen geschaut wird, anstatt eine eigentlich erforderliche Lebenszyklusbetrachtung als Grundlage zu nehmen.<sup>85</sup> Würde man alle entlang der Lieferkette von Erdgas entstehenden Emissionen in die Berechnung des Emissionsfaktors einbeziehen, so wäre Erdgas mitunter genauso klimaschädlich wie Kohle (siehe oben). Ein Einhalten der im KSG (Anlage 2) verbindlich vorgesehenen sektorenspezifischen Emissionsobergrenzen wäre dann keinesfalls mit einem Ausbau der Erdgasinfrastruktur und insbesondere einer angenommenen Zunahme der Erdgasverstromung vereinbar.

Interessanterweise ist bereits der in den Szenarien der Netzbetreiber verwendete Emissionsfaktor zu hoch, um in 2040 die Emissionsobergrenzen einzuhalten, weshalb die Netzbetreiber eine pauschale Senkung des Emissionsfaktors in ihren Berechnungen voraussetzen.<sup>86</sup> Erreicht werden soll diese Reduzierung durch etwaige Beimischung synthetischer oder biogener Gase sowie die Verwendung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und Speicherungsmöglichkeiten, ohne jedoch festzulegen, wie diese konkret zum Einsatz kommen sollen

Der rechtliche Rahmen für den neuen Szenariorahmen ist zudem grundlegend zu klären.

Denn laut einer Entscheidung der BNetzA aus dem Jahr 2015<sup>87</sup> ist für die konkrete Netzentwicklungsplanung allein der tatsächliche Kapazitätsbedarf entscheidend, also die an die Netzbetreiber gemeldeten Bedarfe seitens der Kraftwerksbetreiber (§§ 15 ff EnWG). Dadurch entfällt der direkte Bezug zu den Gasbedarfs-szenarien aus dem Szenariorahmen (mit der jetzt auferlegten neuen, den Klimazielen entsprechenden Modellierung).<sup>88</sup> Die verbindlichen Feststellungen zur Entwicklung der Erdgasinfrastruktur hängen somit nicht von den immerhin noch wissenschaftlich fundierten Bedarfsszenarien ab, sondern beruhen lediglich auf einer konstanten Fortschreibung der internen Mengengerüste der Energiekonzerne bei den Netzbetreibern. Soll sich dies ändern, muss es der Gesetzgeber aufgreifen.

Die Netzbetreiber sind sich der Auswirkung dieses Vorgehens sehr wohl bewusst, wenn sie schreiben, dass „die [...] angesetzten politischen Vorgaben und hier insbesondere die Klimaschutzziele [...] somit nicht in vollem Umfang berücksichtigt“<sup>89</sup> werden. In den Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer heißt es dazu trocken: „Ein Szenariorahmen Gas, der die Klimaziele nicht berücksichtigt und dessen Modellierung nicht Szenarien-basiert ist, ist für diese Ziele mehr

---

<sup>85</sup> DIW, Fn.4, S. 8 f.

<sup>86</sup> Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), S. 25 f.

<sup>87</sup> BNetzA, Az. 8615-NEP Gas 2016 – Bestätigung Szenariorahmen, Tenor Nr. 6.

<sup>88</sup> Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Szenariorahmen – Konsultationsdokument, S. 81.

<sup>89</sup> Ebd.

schädlich als hilfreich [...].<sup>90</sup> Selbst die konsultierten Energiekonzerne sehen in diesem Vorgehen einen Widerspruch zu einer Bedarfsplanung, die im Einklang mit den Klimaschutzziele steht.<sup>91</sup>

Es erscheint letztlich unvertretbar und *contra legem*, dass der Szenariorahmen mit der Netzplanung sich emissionsseitig nicht eindeutig an den Zielen des KSG ausrichtet.

Damit steht jedenfalls für den heutigen Betrachtungszeitpunkt fest, dass die Bedarfsplanung (Gas) derzeit keinerlei Aussage dazu erlaubt, in welchem Umfang Gaskraftwerke in der Stromerzeugung aus Sicht des Klimaschutzes berücksichtigt werden müssen oder sollen, und daher auch keine Aussagen über die Ausbaubedarfe für die Gasnetze. Sie erlaubt auch keine Aussagen über die Frage der Versorgungssicherheit bis 2030 oder 2045.

### **3. Regelle Energiemarkt und Netzreserve**

Relevant für die Fragen der Versorgungssicherheit und damit einen gesetzlichen Gasausstieg, Begrenzung der Infrastrukturplanung oder auch ein rechtliches Vorgehen gegen einzelne Vorhaben beim Gasnetz- oder Kraftwerksausbau ist der sog. Regelle Energiemarkt.

Neben dem (weitestgehend durch Netz- und Kraftwerksbetreiber selbst determinierten) Strommarkt gibt es einen Teil der Energieinfrastruktur, der im Rahmen eines Kapazitätsmarktes vorgehalten wird. Als Beitrag zur Energieversorgungssicherheit wird dieser Bereich gesetzlich reguliert, weshalb er auch als „Regelle Energiemarkt“ bezeichnet wird. Der Gesetzgeber verpflichtet die Netzbetreiber zwar bereits durch die erwähnten Vorschriften im EnWG im Rahmen ihrer Aufgaben dazu, zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen, doch behält er sich vor, Kapazitäten zur Absicherung der Energieversorgung gesetzlich vorzuschreiben.

Hintergrund dieser Vorsichtsmaßnahmen sind neben einer Präventivfunktion im Hinblick auf etwaige Störfälle insbesondere auch Anforderungen, die sich aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben. Die Instrumente sollen insbesondere Regelungsmechanismen zur Verfügung stellen, die die Wahrung der Netzstabilität auch dann gewährleisten, wenn sich Einspeisungen und Entnahmen aus dem Stromnetz nicht ausgleichen.<sup>92</sup> Die gesetzlichen Interventionen erfolgen insofern nicht aus einem Mangel an Erzeugungskapazitäten, denn der Strommarkt ist europäisch voll harmonisiert, und daher Kapazitäten zumindest theoretisch

---

<sup>90</sup> Agora Energiewende, Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber, S. 4.

<sup>91</sup> E.ON, Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber, S. 4.

<sup>92</sup> BNetzA, Versorgungssicherheit, einsehbar unter:  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/start.html).

zukaufbar. Grund ist vielmehr die Möglichkeit einer Überlastung des Stromnetzes aufgrund des hohen Transportvolumens (insb. hinsichtlich des Nord-Süd-Gefälles bei den erneuerbaren Energieerzeugungskapazitäten) und jahreszeitlichen und wetterbedingten Schwankungen.<sup>93</sup>

Dieser Bedarf wird angesichts der erheblichen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien eher steigen, wenn auch die Flächensicherung für Wind an Land in allen Bundesländern die regionalen Unterschiede etwas ausgleichen kann. Im neuen EEG wird zukünftig ein neues Ausbauziel enthalten sein: Bis 2030 sollen mindestens 80 % des deutschen Bruttostromverbrauchs aus Erneuerbaren bezogen werden.<sup>94</sup>

Die Netzreserveverordnung (NetzResV) schreibt vor, dass die Netzbetreiber aufgrund einer jährlich durchzuführenden Systemanalyse die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Maßnahmen feststellen müssen. Auf dieser Grundlage legt die BNetzA den jährlichen Bedarf an Erzeugungskapazität für die *Netzreserve* fest, § 3 Abs. 1 NetzResV.<sup>95</sup> In dem festgestellten Umfang müssen die Netzbetreiber nach § 13d Abs. 1 S. 1 EnWG „zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus“ **Anlagen** vorhalten. Die Netzreserve wird dabei aus Anlagen gebildet, die aktuell nicht am Strommarkt teilnehmen. Weiterhin sieht § 13e EnWG vor, dass zusätzlich Erzeugungskapazitäten in Höhe von pauschal 2 GW<sub>el</sub> außerhalb des Strommarktes vorgehalten werden müssen (*Kapazitätsreserve*), um „in Zeiten, in denen trotz freier Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zur Verfügung steht, zusätzliche Leistung“<sup>96</sup> bereitzustellen. Das Verfahren um diese Reserven regelt die Kapazitätsreserveverordnung – KapResV. Auch Steinkohleanlagen, die aufgrund des KVBG stillgelegt wurden, können hieran teilnehmen, § 36 KVBG.

Somit ist nach der bisherigen Gesetzeslage ein nicht unerheblicher Teil an vorerst konventionellen Kraftwerkskapazitäten vorzuhalten, welche bei fortschreitendem Ausstieg aus der Kohlekraft zunehmend durch Gaskraftwerke gedeckt werden müssen – insoweit nicht die zunehmende Anzahl an EE-Anlagen mit Speicherinfrastruktur *fachlich* eine Verkleinerung der Kapazitätsreserve erlauben würde.

---

<sup>93</sup> BNetzA, Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024, April 2021, S. 9.

<sup>94</sup> EEG § 1 Abs. 2 neu, vgl. Referentenentwurf zur Änderung des EEG, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04\\_EEG\\_2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8)

<sup>95</sup> BNetzA, Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 April 2022.

<sup>96</sup> BNetzA, Kapazitätsreserve, einsehbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html).

Je mehr Regelenenergie vorgehalten wird, desto näher rückt der Strom- und Gasmarkt in eine staatliche Energie-Planung heran. Das Vorhalten von Erzeugungskapazitäten außerhalb des Strommarktes ist deshalb traditionell ein nicht unumstrittenes Vorgehen des Gesetzgebers. So spreche die Schaffung von Reservemechanismen unter Aufsicht der Netzbetreiber den anderen am Strommarkt beteiligten Akteuren sowie dem Strommarkt insgesamt die Fähigkeit ab, selbstständig die notwendigen Reserven vorzuhalten und auf die Anforderungen der Energiewende angemessen reagieren zu können.<sup>97</sup> Außerdem wird so ein nicht unwesentlicher Teil an Erzeugungskapazitäten (immerhin 6 bis 12 GW<sub>el</sub>) außerhalb der sonst geltenden Marktmechanismen finanziert (im Rahmen der Netz- und Kapazitätsreserve gilt ein eigenes Zuschlagsverfahren nach den Vorschriften des EnWG und KapResV).<sup>98</sup> Für die Bereitstellung dieser Kapazitäten ist somit nicht die sonst geltende *Merit Order* entscheidend, die die Teilnahme bestimmter Kraftwerke am Strommarkt von der Wirtschaftlichkeit dieser (zu der zunehmend auch die ökologische Verträglichkeit beiträgt) abhängig macht.

Der BDI fordert in seinem Szenario Klimapfade 2.0 <sup>99</sup> die Schaffung eines zentralen Kapazitätsmechanismus, in Form eines garantierten Marktes für Neubauten und der Koalitionsvertrag enthält diesen ansatzweise. Wie schon beschrieben ist der Kerngedanke eines solchen Mechanismus die zusätzliche Vergütung von installierter und bereitgehaltener Kapazität:

„Mögliche Mechanismen sind bspw. strategische Reserve, Kapazitätsmarkt, Kapazitätzahlungen und Kapazitätsoptionen. Obwohl die Versorgungssicherheit grundsätzlich positiv von der Einführung von Kapazitätsmechanismen beeinflusst wird, werden auch Regulierungsrisiken, falsche Anreize und generell Marktverzerrungen als Kritikpunkte genannt.“<sup>100</sup>

Regulatorisch ist das trotz der vereinzelten Regelungen im EnWG die oben besprochen wurden, Neuland, das bisher zudem vor allem im Hinblick auf den Strombedarf untersucht wurde,<sup>101</sup> und nicht im Hinblick auf Wärme.

---

<sup>97</sup> Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Rn. 39.

<sup>98</sup> Loreck, Charlotte/Hermann, Hauke (Öko-Institut e.V.): Versorgungssicherheit und Reserven im deutschen Stromsektor. Im Auftrag von ClientEarth. Juli 2022.

<https://www.clientearth.de/media/dpnkirh3/2022-07-05-%C3%B6koinstitut-versorgungssicherheit.pdf> (zuletzt aufgerufen am 9. August 2022) S.14, 22

<sup>99</sup> Fn. 10.

<sup>100</sup> Gabler Wirtschaftslexikon,

<https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/kapazitaetsmechanismen-53695>

<sup>101</sup> Vgl. etwa: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment.pdf?__blob=publicationFile&v=5) (2014) und

### III. Zwischenthese

In Deutschland wird bislang weder der Strom- noch der Wärmebedarf zentral geplant. Eine konkrete Verknüpfung zwischen Gas- und Stromplanung und den Zielen des KSG (spezifisch den Mengenzielen der Anlage 2) existiert nicht. Mit Ausnahme der Kapazitäts- bzw. Stabilitätsreserven sind einzelne **Anlagen** nicht zwingend aufrecht zu erhalten. Zentrale Planungen sind nur bei der Leitungsinfrastruktur gesetzlich vorgesehen, und diesen liegen vor allem (Betreiber)Angaben zu *geplanten* und bestehenden Anlagen (im Hinblick auf Betriebsstunden und Kapazitäten) zugrunde.

Der Bedarf an Wasserstoff (und umzurüstender oder neuer Infrastruktur) ist offen<sup>102</sup> und wird seit der EnWG Novelle 2021 (§§ 28j ff EnWG) separat reguliert.

Eine Aussage zum Bedarf (bis 2045) an Gaskraftanlagen sowohl im Hinblick auf die Versorgung mit Elektrizität, als auch mit Wärme ist nur auf Grundlage von Szenarien möglich. Schon die Eingangsgrößen, etwa beim Bedarf, sind nicht einheitlich und der Szenariorahmen muss aus rechtlicher Sicht angepasst werden.

Der Regelenergiemarkt wird derzeit gesetzgeberisch aufgegriffen und voraussichtlich erweitert; das Osterpaket 2022 enthält Änderungen zu den Regelungen zur Kapazitätsreserve in § 13e EnWG und der Kapazitätsreserveverordnung. Die geplanten gesetzlichen Änderungen setzen aber weiterhin nicht die Forderungen nach einem vollständigen Ineinandergreifen der Energieplanung (Strom und Wärme für alle Energieträger) um. Ein Gesamt-Klimaneutralitätsnetz ist bislang auf gesetzlicher Ebene nicht vorhanden.

Sollen Fehlinvestitionen im Sinne der Taxonomie-Verordnung der EU auch in Deutschland vermieden werden, wäre eine integrierte Energie-Bedarfsplanung (oder: Systementwicklungsplanung) sinnvoll, wie dies auch die DENA schon gefordert hat. Diese wäre dann letztlich ein neues „Instrument des Klimaschutzes, das der Umsetzung der Minderungsziele nach § 4 KSG dient und damit den Grundstein legt für ein neues Gebäude der Klimaschutz- und Energiewendeplanung“.<sup>103</sup>

Momentan aber ist auf Grundlage der im EnWG vorgesehenen Planungsschritte die Einhaltung der Sektorziele des KSG nicht ausreichend steuerbar. Weder auf planerischer noch sonstiger Ebene wird zudem derzeit der konkrete objektive Bedarf für Gaskraftwerke als Teil der Strom- und Wärmeversorgung ermittelt. Gleichzeitig wird, etwa vom DIW, befürchtet, dass ohne entsprechende Steuerung die Nutzung von Gas zur Verfehlung von Klimazielen beitragen wird. Daher wird im nächsten Abschnitt geprüft, ob ein Gasausstiegsgesetz für alle oder viele in Deutschland einspeisenden Gaskraftwerke in Parallele zum AtG (Atom) oder

---

<sup>102</sup> Buchmüller et. al., S. 473 mwN, in Rodi: Handbuch Klimaschutzrecht, 2022.

<sup>103</sup> Hermes, Fn. 58, S. 100.

KVGB (Kohle) rechtlich möglich wäre, um die Zielerreichung aus Sicht des KSG sicher zu stellen.

### **C. Möglichkeiten eines anlagenbezogenen Gasausstiegsgesetz**

#### **I. Grundsätzliche Erwägungen**

Gasfeuerungsanlagen sind – ab einer Leistungsschwelle von 50 MW – genehmigungsbedürftige Anlagen nach dem BImSchG bzw. der 4. BImSchV und unterliegen über das TEHG dem Europäischen Emissionshandel. Zusätzlich ist in Deutschland durch den Koalitionsvertrag nun ein Mindestpreis von 60 €/Tonne CO<sub>2</sub> politisch avisiert.<sup>104</sup> Der Zertifikatspreis lag Anfang April 2022 allerdings bei 77 €/t, im Juni bei über 80.- €/t<sup>105</sup>, was die Frage bedingt, ob ein spezielles Ausstiegsgesetz überhaupt erforderlich ist.

Schon im Zuge des gesetzlichen Kohleausstiegs wurde die These vertreten, dass bei einem funktionierenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel und einem ausreichend hohen CO<sub>2</sub>-Preis fossile Kraftwerke allein aufgrund der Marktkräfte aus dem Markt gedrängt werden. Aktuell sind Gaskraftwerke allerdings vor allem wegen der hohen Gaspreise in der Merit Order (oben, S. 19) nach hinten gerutscht.

Aufgrund dieser hohen aktuellen Erdgaspreise und trotz steigender CO<sub>2</sub>-Preise sind dafür Braunkohle-Anlagen im Frühjahr 2022 voll ausgelastet.<sup>106</sup> Es bleibt abzuwarten, wie die wissenschaftliche Aufarbeitung der Ankündigung zum Mindestpreis von 60 €/t ausfällt. Eine Studie, die den Brennstoffwechsel in Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Preis untersucht, kommt für den Wechsel von Erdgas auf (günstigen) Wasserstoff allerdings auf CO<sub>2</sub>-Kosten von 125 €/t.<sup>107</sup>

Hinsichtlich der für den Gesetzgeber in Betracht kommenden Regelungsinstrumente kann grob zwischen drei Gruppen unterschieden werden.

- Einerseits gibt es die Möglichkeit, einen Erdgasausstieg durch ökonomische Instrumente einzuleiten, welche den Betrieb und insbesondere den Neubau von Gaskraftwerken mit Erdgas zunehmend unwirtschaftlicher werden lassen würden. Die Steuerung würde also über den für Erzeugungsanlagen im ETS bestehenden CO<sub>2</sub>-Preis erfolgen.<sup>108</sup>

---

<sup>104</sup> <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/koalitionsvertrag-2021-1990800> S.63

<sup>105</sup> <https://www.boerse.de/rohstoffe/Co2-Emissionsrechtepreis/XC000A0C4KJ2>, abgerufen am 07.4.2022 und am 20.6.2022.

<sup>106</sup> Dazu z.B. <https://www.energiezukunft.eu/wirtschaft/der-wirtschaftliche-druck-steigt-wieder/>, Zugriff am 22. Mai 2022.

<sup>107</sup> [https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021\\_05-11\\_Oeko-Institut2021-SKN-Konzept-CO2-Mindestpreis-final.pdf](https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021_05-11_Oeko-Institut2021-SKN-Konzept-CO2-Mindestpreis-final.pdf), S. 14.

<sup>108</sup> Siehe hierzu u.a.: Schomerus/Franßen, Klimaschutz und die rechtliche Zulässigkeit der Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, 2018, S. 213.



- Eine zweite Möglichkeit wäre eine Änderung des bestehenden Genehmigungsregimes des BImSchG, durch welche sog. energiewende-bezogene Anforderungen (emissionsbezogene Regelungen) eingeführt werden könnten, die Gaskraftwerke nicht einhalten könnten, weshalb sie de facto nicht mehr genehmigungsfähig wären.<sup>109</sup> Das war für Effizienzanforderungen bei Kohlekraftwerken in der Literatur umstritten, aber als wohl zulässig angesehen worden.
- An dritter Stelle kommen weitere Mittel des Ordnungsrechts in Betracht, also Erlaubnisse, Verbote und Gebote. Ein ordnungsrechtliches Verbot der Inbetriebnahme neuer Erdgaskraftwerke hätte den klaren Vorteil, für alle Beteiligten Planungssicherheit zu schaffen. Die Symbolwirkung eines Genehmigungserteilungsverbot wäre gerade im Hinblick auf die langen Betriebslaufzeiten von Kraftwerken und der Verhinderung von Neuinvestitionen von Bedeutung und würde so der Verstärkung von Lock-In-Effekten im Zuge des bereits stattfindenden Kohleausstiegs vorbeugen.<sup>110</sup>

Für dieses Gutachten wird – mit einigen Stimmen in der Wissenschaft – davon ausgegangen, dass ein (mittelfristiger) Gasausstieg oder gar die Einhaltung der Sektorziele des KSG „von allein“ bzw. über den CO<sub>2</sub>-Preis nicht erfolgen wird.

Untersucht werden in diesem Abschnitt deswegen die Zulässigkeit eines Neubau- bzw. Umrüstungsverbots (III.), einer Phase-Out-Regelung nach Beispiel des KVBG im Hinblick auf Steinkohlanlagen (IV.) einer gesetzlichen Befristung von Anlagengenehmigungen und die Verankerung anderer Bedingungen (V.). Dazu wird zunächst als Grundlage der Rahmen für Atom- und Kohleausstieg vorgestellt (II.).

## **II. Parallelen zu AtG und KAG/KVBG**

Bei der juristischen Einordnung stellt sich gleich eingangs die Frage, inwieweit hinsichtlich eines Neubauverbots bzw. einer Beschränkung des Betriebs großer Gas(heiz)kraftwerke auf die Erfahrungen im Rahmen des Atom- und Kohleausstiegs zurückgegriffen werden kann bzw. muss. Im Folgenden wird daher ein kurzer Überblick über beide Prozesse und die rechtlichen Regelungen gegeben.

---

[https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/wbs\\_gutachten\\_bf.pdf](https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/wbs_gutachten_bf.pdf)

<sup>109</sup> Schomerus/Franßen, a.a.O., S. 217.

<sup>110</sup> Rodi, Kohleausstieg – Bewertung der Instrumentendebatte aus juristischer und rechtspolitischer Sicht, EnWZ 2017, 195 (198).

## 1. Atom

Der Atomausstieg wurde durch die 13. Novelle des Atomgesetzes<sup>111</sup> (AtG) vom 31.07.2011 beschlossen. Diese folgte mit nur einem Jahr Abstand auf die 11. und 12. Novelle des AtG, durch welche noch im Vorjahr zusätzlich zu dem bereits in 2002 beschlossenen Ausstieg aus der wirtschaftlichen Nutzung der Kernenergie<sup>112</sup> den Kraftwerksbetreibern der damals noch 20 Kraftwerke weitere Reststrommengen zugewiesen wurden, durch die sich die Laufzeiten der Kraftwerke um weitere acht bis vierzehn Jahre verlängern sollten. Die Besonderheit der rechtlichen Auseinandersetzung um den Atomausstieg ergibt sich aus dem erratischen gesetzgeberischen Verhalten, bei dem das sog. Atom-Moratorium direkt auf die kurz zuvor beschlossene Laufzeitverlängerung folgte. Dies hat jedoch insbesondere Bedeutung für den beim Ausstieg im Vordergrund stehenden Eigentumsschutz der Kraftwerksbetreiber.

Für rechtliche Parallelwertungen hinsichtlich eines Neubauverbotes für Gaskraftwerke lohnt jedoch ein Blick auf die begleitenden Sachumstände. So wurde bereits im Rahmen des ersten Atomausstieges 2002 ein Neubauverbot für Kernreaktoren beschlossen, siehe nur § 7 Abs. 1 S. 2 AtG 2002. Diesem Beschluss war damals jedoch der sog. Atomkonsens vorausgegangen, welcher eine umfassende Vereinbarung über den später zu verabschiedenden Regelungsgegenstand des AtG zwischen betroffenen Wirtschaftsunternehmen und Bundesregierung vorwegnahm, so dass die schließlich 2002 im AtG getroffenen Regelungen nicht zu rechtlichen Auseinandersetzungen führten. Auch befanden sich zu diesem Zeitpunkt bereits keinerlei neue Kernreaktoren mehr in Planung. Die letzte Aufnahme von Planungsarbeiten neuer Kernreaktoren war in 1980, die letzte Inbetriebnahme neuer Kernreaktoren erfolgte in 1989 und der letzte Projektstopp noch geplanter Reaktoren fand in 1991 statt.<sup>113</sup> Das Neubauverbot hatte lediglich Symbolwirkung und hatte keine merklichen Auswirkungen bspw. auf das Investitionsverhalten der Reaktorbetreiber in Neubauprojekte.

Dennoch hat sich das BVerfG in seinem Urteil zur 13. Novelle des AtG diesbezüglich geäußert: „Ebenso wie er [der Gesetzgeber] neue Rechte einführen darf, kann er auch das Entstehen von Rechten, die nach bisherigem Recht möglich waren, für die Zukunft ausschließen.“<sup>114</sup> Und weiter: „Im Übrigen garantiert Artikel 14 Absatz 1 GG den Unternehmen ebenso wenig wie andere Grundrechte den Erhalt einer Gesetzeslage, die ihnen günstige Marktchancen sichert.“<sup>115</sup>

---

<sup>111</sup> Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31.07.2011 (BGBl. I, S. 1704).

<sup>112</sup> Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität, BGBl. I, S. 1351.

<sup>113</sup> [https://de.wikipedia.org/wiki/Liste\\_der\\_Kernreaktoren\\_in\\_Deutschland](https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernreaktoren_in_Deutschland).

<sup>114</sup> BVerfG, 1 BvR 2821/11 = NJW 2017, 217, Rn. 269

<sup>115</sup> Ebd., Rn. 270.

Das BVerfG sah das mit dem Atomausstieg verbundene Verbot des Neubaus neuer Kernreaktoren als offensichtlich verfassungsgemäß an. Die mit dem Atomausstieg verbundenen Eingriffe in die Berufsausübungsfreiheit durch die herbeigeführte Beendigung der unternehmerischen Betätigung im Bereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie wurden vom BVerfG zwar auch gesehen, doch gehe „der Schutz der Berufsfreiheit für die unternehmerische Betätigung [...] in diesem Fall nicht weiter als der des Eigentumsrechts für dessen berufliche Nutzung.“<sup>116</sup> Rechtliche Parallelwertungen des Atomausstiegs stehen somit grundsätzlich einem Verbot des Neubaus großer Gaskraftwerke jedenfalls nicht entgegen.

Das Thema Versorgungssicherheit spielte bei den Überlegungen keine größere Rolle, da zu diesem Zeitpunkt der Kohleausstieg bzw. das Thema Klimaschutz noch nicht in der breiteren politischen Diskussion angekommen war. Die Wärmeerzeugung war zudem nie von Atomkraft maßgeblich abhängig.

Der Gesetzgeber hatte allerdings die Staffelung des Ausstiegs mit der Sicherung der Versorgungssicherheit begründet.<sup>117</sup>

Ausdrücklich hatte der Gesetzgeber aber laut BVerfG auch diesen Aspekt abzuwägen: Vorzunehmen war eine „Abwägung zwischen dem legitimen Beschleunigungsziel der 13. AtG-Novelle, der Notwendigkeit der Gewährleistung von regionaler Versorgungssicherheit und der Berücksichtigung der berechtigten Eigentums- und Vertrauensschutzinteressen der betroffenen Versorgungsunternehmen mit § 7 Ia 1 AtG getroffene Entscheidung.“<sup>118</sup>

## **2. Braun- und Steinkohle**

Nachdem nach erheblichem gesellschaftlichen Druck rund um die Verfehlung der politischen Klimaziele die sog. Kohlekommission im Januar 2019 ihren Bericht vorgelegt hatte, trat am 14. August 2020 das Kohleausstiegsgesetz (KAG) zur Einführung des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) und zur Änderung weiterer Gesetze in Kraft.<sup>119</sup> Für die Nutzung von Stein- und Braunkohle zur Stromerzeugung wurde ein gesetzlicher Ausstiegspfad geregelt und der Neubau verboten – zusätzlich zur Regulierung dieser Kraftwerke im europäischen Emissionshandel.

Im Vergleich zum Atomausstieg war die Sachlage eine andere. So wurden seit 2010 immerhin noch neun Anlagen mit einer Leistung von jeweils mindestens

---

<sup>116</sup> Ebd., Rn. 391.

<sup>117</sup> BT-Drs. 17/6070, 7.

<sup>118</sup> BVerfG, NJW 2017, 217 Rn. 389, beck-online

<sup>119</sup> BGBl. I 2020, S. 1818.

675 MW neu in Betrieb genommen,<sup>120</sup> selbst in 2018 waren drei weitere Kohleblöcke in Bau oder Planung,<sup>121</sup> wovon eines sogar noch nach Beschluss des Kohleausstiegs ans Netz ging.<sup>122</sup> Mit 29 % Anteil am deutschen Energiemix im Jahr 2021 stellt die Stromerzeugung aus Kohle als Primärenergieträger nach wie vor den größten Individualbeitrag dar.<sup>123</sup>

Vor diesem Hintergrund spielte gerade das (neu einzuführende) Verbot von neuen Kohlekraftwerken eine große Rolle, um der Schaffung möglicher entschädigungspflichtiger Vertrauenstatbestände entgegenzuwirken.<sup>124</sup> Vergleichbar zur Parallelvorschrift in § 7 Abs. 1 S. 2 AtG wurde mit § 53 KVBG ein Verbot der Errichtung und der Inbetriebnahme neuer Stein- und Braunkohleanlagen in die gesetzlichen Regelungen zum Kohleausstieg aufgenommen.

Für die Bestandsanlagen unterscheidet das Gesetz zwischen

- Steinkohleanlagen<sup>125</sup>, die zunächst nach einem Ausschreibungssystem (bis 2027 bzw. bei Unterzeichnung der Ausschreibung schon ab 2024 nach einer gesetzlich festgelegten Reihenfolge), bis 2027 gegen Zahlung einer staatlichen Leistung (Steinkohlezuschlag) aus dem Markt gehen sollen, und
- (großen) Braunkohleanlagen<sup>126</sup>, für die eine gesetzliche Ausstiegsreihenfolge gem. Anlage 2 grundsätzlich (mit verschiedenen Abweichungen inkl. der Möglichkeit, Anlagen früher stillzulegen) vorgegeben wird.

In beiden Kategorien befinden sich auch einige Anlagen die zugleich Wärme auskoppeln, bzw. vollständig als Heizkraftwerke aufgestellt sind/waren. Die Stilllegungsreihenfolge für Braunkohlekraftwerke berücksichtigt auch Versorgungsaspekte.

---

<sup>120</sup> Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stand 01.04.2019, abrufbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/PI\\_20190401\\_BDEW-Kraftwerksliste.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/PI_20190401_BDEW-Kraftwerksliste.pdf).

<sup>121</sup> Greenpeace, Deutsche Tagebaue und Kohlekraftwerke in Planung (Stand März 2018), abrufbar unter: <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20180315-greenpeace-tabelle-aktuelle-kohle-vorhaben.pdf>.

<sup>122</sup> BMU, Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland, abrufbar unter: <https://www.bmu.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in-deutschland?limit=all&cHash=17d6a05bc260b059f4ec88050f293ed5>.

<sup>123</sup> Zahlen für 2021, <https://strom-report.de/download/strommix-2021-deutschland/>

<sup>124</sup> Rodi, Kohleausstieg – Bewertung der Instrumentendebatte aus juristischer und rechtspolitischer Sicht, EnWZ 2017, 195 (198).

<sup>125</sup> Definiert in § 3 Nr. 25 KVBG. Kleinanlagen sind solche bis 150 MW /§ 3 Nr 26)

<sup>126</sup> § 43 KVBG bezieht Braunkohle Kleinanlagen (bis Nettonennleistung von 150 MW, vgl. § 3 Nr 10) in das Regime für Steinkohle ein.

§ 5 Abs. 2 BImSchG mit seiner Bestimmung der abschließenden Regelungswirkung des TEHG im Hinblick auf THG-Emissionen bleibt unverändert.

Zudem wurden einige Anlagen zur Sicherung der Versorgungssicherheit in die sog. Stilllegungsreserve überführt (siehe bereits oben, S. 28).

Hinsichtlich des Neubauverbotes sind die rechtlichen Wertungen im Rahmen des Kohleausstiegs denen des Atomausstiegs vergleichbar. Wesentliche Rechtsprechung ist zu den Regelungen des KVBG bisher nicht ergangen<sup>127</sup>.

Im Unterschied zum Atomausstieg wurde beim Kohleausstieg von vornherein über erhebliche Entschädigungszahlungen diskutiert, und diese wurden für Braunkohle auch gesetzlich und vertraglich normiert.

Für das für die Steinkohleanlagen geschaffene Ausschreibungsmodell gilt: Die Reduktionsmengen, die in Ausschreibungen zu erreichen sind (ausgedrückt als GW im Stromnetz), sind gesetzlich festgelegt bis 2027 gegen den Steinkohlezuschlag, also der konkret berechneten Entschädigung aus den Ausschreibungen, ab 2031 allerdings nach einer gesetzlichen Reihenfolge und ohne Entschädigung.

§ 2 Abs. 2 KVBG lautet:

(2) Um den Zweck des Gesetzes nach Absatz 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz insbesondere das Ziel, die verbleibende elektrische Nettonennleistung von Anlagen am Strommarkt zur Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Kohle in Deutschland schrittweise und möglichst stetig zu reduzieren:

1. im Kalenderjahr 2022 auf 15 Gigawatt Steinkohle und 15 Gigawatt Braunkohle,
2. im Kalenderjahr 2030 auf 8 Gigawatt Steinkohle und 9 Gigawatt Braunkohle und
3. spätestens bis zum Ablauf des Kalenderjahres 2038 auf 0 Gigawatt Steinkohle und 0 Gigawatt Braunkohle.

Bei zu geringer Teilnahme an Ausschreibungen sind gesetzliche Stilllegungen ab 2024 möglich auf Grundlage der §§ 27 ff. KVBG, ansonsten ab 2027 (§ 5 KVBG). Zuständig ist die Bundesnetzagentur. Sie erstellt eine Liste der Steinkohleanlagen mit Reihenfolge der gesetzlichen Stilllegung (§29 Abs. 4 KVBG) nach dem Datum der Inbetriebnahme unter Berücksichtigung getätigter Investitionen (§ 31) und nach einer Kontrolle zur Netzverträglichkeit (§ 37) und im Hinblick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (§§ 34, 35 KVBG).

Nach § 6 Abs. 2 KVBG wird das Ausschreibungsvolumen (also das Reduktionsvolumen, das im jeweiligen Zeitraum realisiert werden soll) ermittelt als Differenz zwischen dem Ausgangsniveau und dem Zielniveau an Steinkohleanlagen am Strommarkt. Werden also durch Stilllegung (auch außerhalb des Regimes des

---

<sup>127</sup> Das BVerfG hat eine Verfassungsbeschwerde zur § 48 KVBG nicht zur Entscheidung angenommen, Beschluss vom 20.10.2020, - 1 BvR 2126/20 – juris.

KVBG) oder im Zuge der Inanspruchnahme des Kohleersatzbonus erhebliche Megawatt Kohlestrom vom Netz genommen, verringert sich automatisch die Ausschreibung bzw. zu ermittelte Reduktionsmenge. Die Liste der bisher bezuschlagten Anlagen befindet sich auf der Website der Bundesnetzagentur.<sup>128</sup>

Im Kohleausstiegsgesetz KAG enthalten war auch eine Änderung des KWKG. Danach erhalten Betreiber, die in einer KWK-Anlage Strom aus Braunkohle- oder Steinkohleverbrennung erzeugen und diese auf Abfall, Abwärme, Biomasse oder gasförmige oder flüssige Brennstoffe umstellen (also insbesondere Erdgas), entweder der Steinkohlezuschlag nach KVBG oder erhebliche nach dem Inbetriebnahmedatum differenzierte Zahlungen je Kilowattleistung vom Staat, den Kohleersatzbonus (§ 7c KWKG).<sup>129</sup> Nach der Gesetzesbegründung war dies vor allem zur Sicherung der örtlichen Wärmeversorgung erforderlich. Auch diese Regelung führte wohl dazu, dass das KVBG gerichtlich kaum angegriffen wurde.<sup>130</sup> Durch die Zahlung des Steinkohlezuschlags und der Möglichkeit der (bezuschussten) Umrüstung wurde die Eingriffsintensität selbst bei Eingreifen der gesetzlichen Stilllegung begrenzt.

Das KWKG soll nach den Plänen der Bundesregierung angepasst werden. Neue KWK-Anlagen ab 10 MW müssen (nach Inkrafttreten der vorgeschlagenen Änderung des KWKG) als Voraussetzung für die KWKG Förderung „wasserstoff ready“ sein. Laut Entwurf<sup>131</sup> sollen die entsprechenden KWK-Anlagen auf den ausschließlichen Betrieb mit Wasserstoff umrüstbar sein, wobei die Kosten der Umrüstung unter 10 % der Neubaukosten eines vergleichbaren Kraftwerks liegen müssen. Als Nachweis der Wasserstofffähigkeit wird ein technisches Gutachten oder eine Herstellergarantie gefordert. Die tatsächliche Umrüstung soll dann in Abhängigkeit des Wasserstoffhochlaufs erfolgen.

### **3. Analyse der Parallelen und Herausforderungen**

Grundsätzlich ist wohl auch für bestehende Gaskraftwerke ein gesetzlicher Ausstieg denkbar, wenn auch erheblich erschwert:

---

128

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>

<sup>129</sup> Zur gesetzgeberischen Intention siehe Gesetzentwurf mit Begründung: Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverbrennung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz, S. 3 ff.)

<sup>130</sup> Eine Ausnahme war der Antrag der STEAG auf einstweilige Anordnung, der vom BVerfG mangels Zulässigkeit abgelehnt wurde, BVerfG, Beschluss vom 18.08.2020, 1 BvQ 82/20 – juris. Dazu näher Pielow, Rechtsfragen des Kohleausstiegs, S. 608, in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, 2022.

<sup>131</sup> Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (große EEG-Novelle) März 2022, Artikel 17, Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, BT Drucksache 20/1630

- **Mehr Anlagen:** Die Liste der gasbetriebenen Kraftwerke in Deutschland ist lang.<sup>132</sup> Schon offensichtlich handelt es sich insgesamt um deutlich mehr Anlagen als durch das KVBG erfasst wurden, zudem mit extrem unterschiedlichen Baujahren / Modernisierungszeitpunkten.
- Kohleausstieg als **Auftrag zur Umrüstung** auf Gas: Das Gesamtpaket zur Sicherung des Kohleausstiegs bei gleichzeitiger „Weiternutzung“ von Anlagen enthielt den Steinkohlezuschlag und den Kohleersatzbonus nach dem KWKG gerade zur Sicherung der Wärmeversorgung.
- **Versorgungssicherheit Wärme:** Die lokale Bedeutung von Gaskraftwerken bei der Wärmeversorgung im Unterschied zu Kohlekraftwerken ist entscheidend – bei Atomkraftwerken war dies kein Thema. Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung auf kommunaler Ebene wird derzeit vor allem im Kontext kommunaler Aufgaben diskutiert (wie im Koalitionsvertrag festgelegt will sich die Regierung „für eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung und den Ausbau der Wärmenetze einsetzen“ und will „bis 2030 50 Prozent der Wärme klimaneutral erzeugen“).
- **Verknüpfung von Anlagen und Gasnetzen:** Während jedenfalls bei Steinkohleanlagen und Atomkraftwerken keine direkte Verknüpfung mit der Versorgungsinfrastruktur besteht, würden durch einen gesetzlich vorgegeben Gasausstieg auch die Netzbetreiber<sup>133</sup> betroffen. Diese sichern aber auch die lokale Versorgung der Haushalte und müssen daher der Betrieb in der Fläche aufrechterhalten.
- **Infrastrukturabhängigkeit:** Grundsätzlich ist von den Gaskapazitäten auch der Ausbau der Gasinfrastruktur abhängig, also auf kommunaler Ebene wie auf Ebene der Verteilnetze. Dabei geht es insgesamt um die Vermeidung von Fehlinvestitionen in fossile Technologien. Auch aus Sicht von öffentlichen und privaten Investoren müsste durch eine „frühzeitige und verlässliche Festlegung eines Ausstiegsdatums verhindert werden, dass noch Investitionen in Technologien getätigt werden, deren Nutzung vor dem Ziel, Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, nicht sinnvoll erscheint und die von vornherein unrentabel sind.<sup>134</sup> Dieser Aspekt wäre also ggf. bei einer Stilllegungsreihenfolge zu berücksichtigen.

---

<sup>132</sup>[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste\\_CSV.html?jsessionid=279A3D7FE716221D7AD9B5FB2486F182?nn=266908](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_CSV.html?jsessionid=279A3D7FE716221D7AD9B5FB2486F182?nn=266908)

<sup>133</sup> Die Aufgabe des Betreibers von Gasverteilernetzen besteht in der Verteilung von Gas i. S. v § 3 Nr. 37 EnWG. Verteilernetze werden in Niederdruck und Mitteldruck betrieben und sind auf örtlicher und regionaler Leitungsebene anzutreffen, also den beiden untersten Gasnetzebenen. Die Belieferung der Endkunden selbst fällt nicht mehr unter die Verteilung im engeren Sinne.

<sup>134</sup> Zitat aus: BBH Rechtgutachten (Mai 2021), Fehlinvestitionen vermeiden,

- **Gaskraftwerke im direkten Zusammenhang mit industrieller Produktion** – während Atom- und Kohlekraftwerke hauptsächlich Strom in das öffentliche Netz einspeisen, ist eine Vielzahl an Gaskraftwerken direkt an Industriestandorten zur Lieferung von Dampf eingesetzt.
- **Jedenfalls technische Möglichkeit der Substitution von Erdgas mit Wasserstoff** – so denn das Angebot an grünem Wasserstoff besteht, wäre gegen die Nutzung aus Klimagründen nichts einzuwenden. Nach derzeitigem Stand der Wissenschaft muss zwar aufgrund der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung davon ausgegangen werden, dass Wasserstoff nur für begrenzte Anwendungen zur Verfügung stehen wird – aber an welcher Stelle er genau eingesetzt werden kann, ist jedenfalls unklar. Wasserstoff kann schon heute (klimaneutral) beigemischt werden bzw. in Anlagen genutzt werden.

### **III. Verbot von Neubau und Umrüstung von bzw. zu Gas(heiz)kraftwerken**

Ausgehend von der These, dass jedenfalls der Neubau von Gaskraftwerken fachlich und versorgungstechnisch nicht erforderlich und auch mit Klimazielen unvereinbar ist, wird hier eine gesetzliche Regelung zum Verbot des Kraftwerksneubaus untersucht.

Die Möglichkeit, über das Genehmigungsrecht absolute Emissionen von Treibhausgasemissionen zu steuern, ist bereits früh untersucht (und damals abgelehnt) worden.<sup>135</sup> Diese Einschätzung könnte sich grundlegend geändert haben. Der Rahmen ist inzwischen zudem über das KSG und die Sektorziele klar gesetzt. Dabei haben die Mengenziele der Anlage 2 durch den Klimabeschluss des BVerfG eine verfassungsrechtliche Aufladung erfahren. Nur wenn diese wirklich eingehalten werden, kann nämlich verhindert werden, dass Emissionsreduktionslasten unzulässig in die Zukunft verschoben werden.

Wäre also ein „Neubauverbot“ vor dem Hintergrund des oben geschilderten Sachverhalts und in Parallele zum AtG und KVGB rechtlich zulässig?

Dabei ist rechtlich zu unterscheiden zwischen

---

[https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021-05-12\\_BBH\\_Gutachten\\_Fehlinvestitionen-vermeiden.pdf](https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021-05-12_BBH_Gutachten_Fehlinvestitionen-vermeiden.pdf)

<sup>135</sup> Vgl. etwa Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages, <https://www.bundestag.de/resource/blob/407066/a8deddbd89fb9a17e2d16a1229f1407c/wd-7-134-07-pdf-data.pdf>



- i) Neu-Errichtung und Inbetriebnahme eines Gaskraftwerks bzw. dem Zubau zu einem bestehenden Gaskraftwerk (z. B. Errichtung und Inbetriebnahme eines neuen zusätzlichen Dampfkessels) und
- ii) Umrüstung von einem bestehenden Kohlekraftwerk zu einem Gaskraftwerk.

Zu Option ii) ist zu beachten: Grundsätzlich gilt bei Anlagen, die nach dem BImSchG genehmigt wurden, bereits jetzt das Gebot des dynamischen Umweltschutzes. Dieses ist durch § 17 BImSchG konkret ausgestaltet und schränkt den Bestandsschutz der Anlagengenehmigung dahingehend ein, dass auch nach Genehmigungserteilung Anordnungen zur Durchsetzung gesetzlicher Pflichten möglich sind. Die speziellen Regelungen des BImSchG (auch: Widerruf) unterliegen dem Verhältnismäßigkeitsmaßstab.

Anlagen, die bereits über eine BImSchG-Genehmigung zur Verstromung von Kohle mit oder ohne Auskopplung von Dampf/Wärme verfügen und nun auf die Verstromung von Gas umgerüstet werden sollen, benötigen (mindestens) eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG.

Bei Option ii) (Umrüstung) wäre denklogisch auch der Kohleersatzbonus im KWKG für die Umrüstung auf Erdgas auszuschließen, und nicht nur zu beschränken auf die Möglichkeit der Umrüstung auf Wasserstoff. Bei Option ii) würde im Gegensatz zu Option i) zudem bei bereits bestehenden Steinkohleanlagen, deren Betreiber eine Umrüstung planen oder bereits umsetzen, ggf. in bestehende Rechtspositionen eingegriffen.

Ggf. wäre auch § 5 Abs. 2 BImSchG (abschließende Regelung von Klimaschutzbelangen auf die Anwendbarkeit des TEHG / Emissionshandel) zu ändern.

Ein entsprechendes Verbot ist nach hiesiger Rechtsauffassung auf Grundlage des Klimabeschlusses rechtlich allerdings wohl ggf. erforderlich, wenn man annimmt, dass in Bezug auf die Anlage 2 KSG ohne ein Verbot von Neubauten und bei Umrüstungen von Kohle auf Gas die Einhaltung von Mengenzielen 2022 und 2030 nicht möglich ist.

### **1. Gesetzgebungskompetenz**

Grundsätzlich hat der Bund ohne weiteres in Anlehnung an das AtG und das KVBG die Kompetenz für Optionen i) und ii).

Nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 und 11 GG hat der Bund die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Energiewirtschaft und die Luftreinhaltung, dies betrifft ausdrücklich auch die Bereiche der Industrie und der Energiewirtschaft. Das Recht der Wirtschaft wird von der Rechtsprechung weit ausgelegt und

umfasst alle Normen, die das wirtschaftliche Leben und die wirtschaftliche Betätigung regeln.<sup>136</sup> Auf dieser Kompetenz beruht auch das Kohleausstiegsgesetz. Sollte ein Gasausstiegsgesetz auch Regelungen zur Gasinfrastruktur enthalten müssen, wäre dies von Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG umfasst.

## **2. Neubau- und Umrüstungsverbot als legitimes Mittel?**

Es stellt sich hier vor allem aufgrund des inzwischen steuerungsrelevanten Emissionshandels, der sich auf EU-Ebene gerade in Überarbeitung befindet und deutlich verschärft werden soll<sup>137</sup>, sowie der erheblich gestiegenen Gaspreise die Frage, ob der Gesetzgeber mit einem sukzessiven Erdgasausstieg, zu dem denklogisch auch das Neubau- und Umrüstungsverbot gehört, überhaupt ein legitimes Regelungsziel verfolgt.

Dabei ist zu beachten, dass sich im Gassektor häufig tätige Unternehmen mit einem Staatsanteil von über 50 % nicht auf die Grundrechte aus Art. 12, 14 GG berufen können, dies hat das BVerfG zuletzt in der Entscheidung um das KVBG nochmals klargestellt.<sup>138</sup>

Die Frage wurde ansonsten bereits im Rahmen des Atomausstiegs vom BVerfG erläutert und zuletzt auf den Kohleausstieg übertragen. Im Kontext der Abwägung mit Aspekten der Versorgungssicherheit wird auf oben verwiesen (S. 15). Der Gesetzgeber kann sich auf die Priorität des Zubaus von Erneuerbaren Energien mit Speicheroptionen, die Notwendigkeit der Sicherung der (knappen) Wasserstoffressourcen für wenige Nutzungen (Begrenzung von Abnehmern) sowie allgemein die Klimaziele als legitimen Zweck berufen, und zwar schon ohne Inbezugnahme des Klimabeschlusses des BVerfG<sup>139</sup>.

Schon zum Atomausstieg hielt das BVerfG fest: „Die vom Gesetzgeber innerhalb seines weiten Spielraums bei der Auswahl von ihm verfolgter Gemeinwohlziele [...] angestrebte Beschleunigung des Atomausstiegs dient [...] dem Schutz von Leben und Gesundheit der Bevölkerung (Art. 2 Abs. 2 S. 1 GG) und der in Art. 20a GG dem Staat auferlegten Aufgabe, die natürlichen Lebensgrundlagen auch in Verantwortung für die künftigen Generationen zu schützen.“<sup>140</sup>

---

<sup>136</sup> BVerfGE 55, 274/308

<sup>137</sup> Vgl. den Vorschlag der Kommission vom Juli 2021: KOM/2021/550 final und für den aktuellen Stand der Gesetzgebung: <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-revision-of-the-eu-emission-trading-system-ets>

<sup>138</sup> „Wie juristische Personen des öffentlichen Rechts und privatrechtlich organisierte Unternehmen des Staates können sich auch sogenannte gemischtwirtschaftliche Unternehmen nicht auf die materiellen Grundrechte berufen, sofern der Staat mehr als 50 % der Anteile an ihnen hält; sie können folglich auch nicht eine Verletzung materieller Grundrechte mit der Verfassungsbeschwerde rügen (vgl. BVerfGE 143, 246 <313 Rn. 187; 314 Rn. 190> m.w.N.; stRspr).“, aus: Beschluss vom 18.8.2020, 1 BvQ 82/20 – juris, Rdnr. 8.

<sup>139</sup> Fn. 8.

<sup>140</sup> BVerfGE 143, 246 = NJW 2017, 217 Rn. 283.

Aktuell könnte der Gesetzgeber auch die Versorgungslage mit Erdgas anführen. Wenn die Bundesnetzagentur bereits Nutzer priorisieren muss, weil nicht ausreichend Gas in Deutschland zur Verfügung steht, kann ein Zubau von Gaskraftwerken für die Strom- und Wärmeversorgung nicht im öffentlichen Interesse liegen.

Der gesetzlich beschlossene *Kohleausstieg* dient den vom BVerfG genannten Zielen.<sup>141</sup> Der Gesetzgeber führt zur Begründung selbst aus, dass es Ziel des Kohleausstiegs sei, „[...] die Erzeugung elektrischer Energie auf Basis von Kohle in Deutschland schrittweise und möglichst stetig zu reduzieren und bis spätestens zum Jahr 2038 zu beenden, um damit Emissionen zu reduzieren. Dies dient dem Interesse an Klimaschutz zugunsten des Schutzes von Leben, Gesundheit und den natürlichen Lebensgrundlagen. Darüber hinaus dient die Maßnahme der Erfüllung internationaler Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasen, insbesondere im Rahmen des Pariser Klimaabkommens.“<sup>142</sup> Ein gesetzlicher Erdgasausstieg würde durch seinen Beitrag zu Emissionsreduktionen in gleicher Weise den vom Gesetzgeber verfolgten Zielen dienen, sodass der Gesetzgeber auch mit dem Erdgasausstieg insgesamt ein legitimes Regelungsziel verfolgen würde.

Beim Kohleausstieg hat sich der Gesetzgeber für ein Verbot der Genehmigung neuer Kohlekraftwerke entschieden, damit sichergestellt wird, „dass der Zweck des Gesetzes [des Kohleausstiegsgesetzes], die Verstromung von Kohle schrittweise zu reduzieren und zu beenden nicht durch die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke konterkariert wird.“<sup>143</sup>

Ein Verbot neuer Gaskraftwerke bzw. der Umrüstung von bestehenden Anlagen auf die Nutzung von Erdgas wäre danach analog zu den Vorschriften § 7 Abs. 1 S. 2 AtG und § 53 Abs. 1 KVBG das naheliegendste Vorgehen. Möglich wäre eine entsprechende Regelung direkt im BImSchG, wenn keine zusätzlichen Regelungen wie das KVBG geschaffen werden sollen, sondern nur ein Neubau / Umrüstungsverbot zu regeln ist.

### **3. Vereinbarkeit mit Grundrechten Dritter**

Schon im Rahmen des Kohleausstiegs wurde davon ausgegangen, dass ein gesetzliches Neubauverbot für Kohlekraftwerke grundsätzlich verfassungsmäßig, also geeignet, erforderlich und verhältnismäßig zur Erreichung des legitimen Zwecks ist. Erneut ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei vielen Betreibern um Unternehmen mit einem staatlichen Anteil von über 50 % handeln dürfte. Aber

---

<sup>141</sup> Vgl. näher Franzius, Rechtsprobleme des Kohleausstiegs, NVwZ 2018, 1585, 1585 f. und Pielow, Fn. 130, S. 604 ff.

<sup>142</sup> BT Drs. 19/17342, S. 81.

<sup>143</sup> Gesetzesbegründung, BT Drs. 19/17342, S. 85.

auch materiell werden die Argumente aus der damaligen Debatte<sup>144</sup> heute durch die aktuellen Wertungen des BVerfG aus dem Klimabeschluss<sup>145</sup> und durch stetig neue wissenschaftliche Erkenntnisse<sup>146</sup> verstärkt. Die eigentlichen Diskussionspunkte lagen aber damals nicht bei der grundsätzlichen Ausstiegsentscheidung, sondern beim *Wie*, also bei der Ausgestaltung, insbesondere des Steinkohlezu- schlags und der Gleichbehandlung zwischen Braun- und Steinkohle.<sup>147</sup>

#### a) *Neubauverbot*

Hinsichtlich der durch ein Neubauverbot (Option i) betroffenen Grundrechte ist an das Eigentumsgrundrecht aus Art. 14 Abs. 1 GG zu denken. Im Rahmen des Kohleausstiegs wurde teilweise vertreten, dass ein solches Neubauverbot als zukunftsgerichtete Inhalts- und Schrankenbestimmung anzusehen sei.<sup>148</sup> Diese Ansicht ist jedoch abzulehnen, da der Eigentumsschutz von Unternehmen sich vor diesem Hintergrund auf die ausgeübten und potentiellen Nutzungsmöglichkeiten des Bestandes bezieht und nicht auf Hoffnungen, Chancen, Verdienst- und Absatzmöglichkeiten in der Zukunft.<sup>149</sup> Auch das Inbetriebnahmeverbot neuer Kernkraftwerksblöcke gem. § 7 Abs. 1 S. 2 AtG begegnete im Rahmen der verfassungsrechtlichen Überprüfung keinen eigentumschutzrechtlichen Bedenken, das BVerfG bezog sich bei seinen Überlegungen zum geschützten Eigentum durchweg nur auf Bestandsanlagen.<sup>150</sup>

Unstrittig liegt in einem gesetzlich angeordneten Neubauverbot von Gaskraftwerken wohl aber eine Regelung der Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG).

Je nach Qualifizierung des Eingriffs ist dieser jedoch entweder bereits durch sog. vernünftige Erwägungen des Allgemeinwohls oder aber überragende Gründe des Allgemeinwohls rechtfertigbar, wozu in beiden Fällen das Erreichen der Klimaneutralität vor dem Hintergrund des Art. 20a GG zu zählen ist.<sup>151</sup>

---

<sup>144</sup> Einen Überblick bietet der Beitrag von Franzius: Rechtsprobleme des Kohleausstiegs, NVwZ 2018, 1585.

<sup>145</sup> BVerfG, Beschluss vom 24.3.2021 = NJW 2021, 1723.

<sup>146</sup> Wie bspw. der zuletzt erschienene Bericht des Weltklimarates, nachdem auf Basis der bisherigen Selbstverpflichtungen der Staaten eine langfristige Erderwärmung von 2.7°C als wahrscheinlich angesehen wird: IPCC, Sixth Assessment Report, AR6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis, 2021.

<sup>147</sup> Siehe ausführlich: Pielow, Fn. 130, S. 606 ff.

<sup>148</sup> Vgl. mwN Klinski, Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken, Rechtsgutachten im Auftrag des IZES, 2015, S. 95. Abrufbar auf: <https://www.researchgate.net/>, 20.5.2022.

<sup>149</sup> BVerfGE 105, 252 Rn. 74.

<sup>150</sup> BVerfGE 143, 246, Rn. 369 ff.

<sup>151</sup> So bereits auch schon vor dem Klimabeschluss des BVerfG: Schomerus/Franßen, Klimaschutz und die rechtliche Zulässigkeit der Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, 2018, S. 233;

Die Art der Qualifizierung hängt dabei von der Einstufung des Eingriffs als Berufsausübungsregelung oder als Eingriff in die Berufswahlfreiheit, welche höheren Rechtfertigungsmaßstäben genügen muss, ab.

Im Kern dreht es sich bei dieser Frage darum, ob ein Neubauverbot im Rahmen eines sukzessiven Ausstiegs aus dem Erdgas von der Wirkung her der Abschaffung eines ganzen Berufsbildes oder aber nur dem Wegfall einer Berufsausübungsmodalität gleichkommt. Entscheidend hierfür ist das zugrunde zu legende Berufsbild. Sollte hier angenommen werden, dass es das Berufsbild des Erdgaskraftwerksbetreibers gibt, so würde der Erdgasausstieg zu einer sukzessiven Abschaffung dieses Berufes führen. Betroffen wäre dann die Berufswahlfreiheit und nicht nur die Berufsausübungsfreiheit.

Dass es ein auf die Nutzung eines bestimmten Energieträgers zugeschnittenes Berufsbild gibt, wurde jedoch weder vom BVerfG in seiner Entscheidung zum Atomausstieg (Atomkraftwerksbetreiber) angenommen, noch wurde im Kohleausstieg eine objektive Berufswahlregelung gesehen, die zur Abschaffung des Berufs „Kohlekraftwerksbetreiber“ geführt hätte.

Zwar wird angenommen, dass es das Berufsbild des Kraftwerksbetreibers geben soll, doch sei es diesem nicht eigen, auf die Verwendung eines bestimmten Energieträgers angewiesen zu sein, sondern im Vordergrund des Berufsbildes stünden das Unternehmertum in Bezug auf Erzeugung und Vertrieb von Strom, welches grundsätzlich mit einer Vielzahl an Energieträgern bewerkstelligt werden könne.<sup>152</sup> Möglich erscheint, dass diese Sichtweise mit fortschreitendem Ausstieg aus den fossilen Energieträgern immer weniger haltbar wird. Denn nach einem Erdgasausstieg verblieben den Kraftwerksbetreibern nur noch wenige zentral und kommerziell nutzbare Energieträger, sodass ein Erdgasausstieg möglicherweise mittelbar zu einer Abschaffung des Berufsbildes „Kraftwerksbetreiber“ führen könnte. Unabhängig davon, ob man in dem Neubauverbot als Teil eines sukzessiven Erdgasausstiegs eine Berufsausübungsregelung oder aber eine objektive Berufswahlregelung sieht, ist seit dem Klimabeschluss aber deutlich, dass ein solcher Eingriff in CO<sub>2</sub>-relevante Freiheitsausübungen (wie das Betreiben eines Erdgaskraftwerks) mit jedem Anteil, der vom endlichen CO<sub>2</sub>-Budget verzehrt wird, umso stärkere Rechtfertigung erfährt. Der Schutz der Berufsfreiheit vermag sich daher aus unserer Sicht nicht gegenüber einem gesetzlichen Neubauverbot von Gas(heiz)kraftwerken durchsetzen.

---

[https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/wbs\\_gutachten\\_bf.pdf](https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/wbs_gutachten_bf.pdf)

<sup>152</sup> Klinski, Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken, Rechtsgutachten im Auftrag des IZES, 2015, S. 42; Rodi, Kohleausstieg – Bewertung der Instrumentendebatte aus juristischer und rechtspolitischer Sicht, EnWZ 2017, 195 (198); Schomerus/Franßen, Klimaschutz und die rechtliche Zulässigkeit der Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, 2018, S. 232 f.

Für die Verhältnismäßigkeit eines Neubauverbots von Gaskraftwerken streiten insbesondere folgende Ausführungen des BVerfG von Relevanz:

Art. 20a GG verpflichtet den Staat zur Herstellung von Klimaneutralität.<sup>153</sup> Das relative Gewicht dieses Gebots nimmt mit Fortschreiten des Klimawandels immer weiter zu, was sich insbesondere in Abwägungsentscheidungen auswirken wird.<sup>154</sup> So kommt Art. 20a GG eine die politischen Entscheidungsspielräume begrenzende Funktion zu.<sup>155</sup> Und weiterhin: „Es ist das Verfassungsrecht selbst, das mit jedem Anteil, der vom endlichen CO<sub>2</sub>-Budget verzehrt wird, umso dringender aufgibt, weitere CO<sub>2</sub>-relevante Freiheitsausübung zu unterbinden.“<sup>156</sup>

Zudem sind die grundsätzlichen Wertungen des EU-Gesetzgebers zu beachten: Im Rahmen des sog. Green Deal und ausdrücklich in der EU-Taxonomie-Verordnung wird auf die Notwendigkeit der Steuerung von Investitionen<sup>157</sup> hingewiesen, um unerwünschte lock-in-Effekte zu vermeiden.

Ein Neubauverbot erscheint daher aus Sicht der **Kraftwerksbetreiber** rechtlich unproblematisch.

Die konkreten Auswirkungen eines Neubauverbots auf **Betreiber von Gasnetzen** (Transport- und Verteilnetze) sind ohne ausreichende Datengrundlage (welche Auswirkungen hätte das Verbot tatsächlich auf den Betrieb der Netze und/oder die Ertragslage) rechtlich nicht aussagekräftig überprüfbar:

Bei einem staatlichen Eingriff in die Abnehmerstruktur (Kraftwerke) wären (indirekt) sowohl Betreiber von Gasversorgungs- bzw. -verteilernetzen (§ 2 Nr. 7 und 8 EnWG) betroffen. Nach § 2 Abs. 1 und § 11 Abs. 1 S.1 EnWG sind diese zur Versorgung grundsätzlich verpflichtet. Über diese wären auch andere Betriebe betroffen:

Der Verteilernetzbetreiber (VNB) betreibt als Konzessionsinhaber das Netz und ist mit Gaslieferanten (= Grundversorgern), die sein Netz zur Versorgung von Endkunden nutzen, unter anderem über Netznutzungsverträge sowie Lieferantenrahmenverträge und mit Letztverbrauchern über das Anschlussnutzungsverhältnis sowie deren Netznutzungsberechtigung zur Entnahme, die auf Grund des Lieferantenrahmenvertrags besteht, rechtlich verbunden.

---

<sup>153</sup> Ebd., Rn. 198.

<sup>154</sup> Ebd.

<sup>155</sup> Ebd., Rn. 206.

<sup>156</sup> Ebd., Rn. 187.

<sup>157</sup> Ausführlich zur Investitionstheorie und dem Zusammenhang zwischen Betriebs- und Volkswirtschaftlichen Zielen: bbb, Rechtsgutachten, Fn. 134, S. 11. ff.

Die Aufgabe des Betreibers von Gasverteilernetzen besteht in der Verteilung von Gas i. S. v § 3 Nr. 37 EnWG. Verteilernetze werden in Niederdruck und Mitteldruck betrieben und sind auf örtlicher und regionaler Leitungsebene anzutreffen, also den beiden untersten Gasnetzebenen.

Gaslieferanten allgemein (Unternehmen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Gas zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist) sind damit ggf. ebenfalls indirekt betroffen.

Es würde sich bei einem Verbot der Genehmigung neuer Gaskraftwerke wohl in jedem Fall um einen (indirekten) Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit handeln.

Ob auch Art. 14 GG einschlägig wäre, hängt vom Vorliegen eines besonderen Vertrauensschutztatbestands ab: Die verfassungsrechtliche Eigentumsgarantie aus Art. 14 Abs. 1 GG schützt zwar grundsätzlich nicht vor Veränderungen der allgemeinen rechtlichen, politischen und ökonomischen Gegebenheiten und Chancen, innerhalb derer der Unternehmer seine Tätigkeit entfaltet, und nicht vor dem hierdurch bedingten Verlust von Erwerbsvorteilen.<sup>158</sup> Ein besonderer Vertrauensschutzbestand kann aber entstanden sein, wenn sich der jeweilige Unternehmer auf das „unveränderte Fortbestehen der rechtlichen und tatsächlichen Verhältnisse – zumindest für eine gewisse Zeit – verlassen und einrichten durfte. Eine besonders geschützte Vertrauensposition kann den Gesetzgeber wie beim Atomausstieg durchaus zu Ausgleichsmaßnahmen (ausgleichspflichtige Inhalts- und Schrankenbestimmung) verpflichten.<sup>159</sup>

Insgesamt könnte durch die Verknüpfung zwischen Gasnetzplanung nach dem EnWG und der Anlagenplanung (oben S. 22 ff.) ein besonderer Vertrauensschutz der Gasnetzbetreiber entstanden sein. Denn diese planen ihre Infrastruktur nach Vorgaben der Anlagenbetreiber langfristig. Da Gasnetzbetreiber zudem auch private Haushalte beliefern, und grundsätzlich nach dem EnWG auch zur Aufrechterhaltung der Lieferung verpflichtet sind, wäre zu prüfen, welche Auswirkungen auf den Betrieb und die Ertragslage konkret ausgelöst werden.

#### *b) Umrüstungsverbot*

Eine Regelung in Form eines Umrüstungsverbots auf Erdgas (Option ii) wäre als Inhalts- und Schrankenbestimmung i. S. d. Art. 14 Abs. 1 GG zu qualifizieren.

Betreiber von Steinkohleanlagen können sich seit Erlass des KVBG und der Änderungen im KWKG darauf verlassen, dass sie diese umrüsten können und dürfen. Die Förderung der Umrüstung auf Erdgas soll zwar 2022 durch eine Wasserstoff-ready-Bedingung ergänzt, nicht aber die Möglichkeit der Umrüstung abgeschafft werden. In Parallele zur Entscheidung zum AtG ist anzunehmen, dass eine

---

<sup>158</sup> St. Rspr. vgl. nur BVerfG, Beschl. v. 31.10.1984 – 1 BvR 35/82 u.a., juris, Rn. 84.

<sup>159</sup> Vgl. dazu BVerfG 1 BvR 2821/11 = NJW 2017, 217 (Atomausstieg), Rdnr. 376 ff.

Entschädigungsregelung (Vertrauensschaden) Bedingung für die Verfassungsmäßigkeit eines Umrüstungsverbots wäre, selbst wenn aus der Förderfähigkeit nach dem KWKG kein unbegrenzter Vertrauenstatbestand fließen kann.

Ggf. wäre ein solches Verbot verfassungsrechtlich zulässig, wenn etwa bereits begonnene Projekte noch abgeschlossen werden können (Übergangsfristen). Ein Umrüstungsverbot müsste auch ansonsten höhere Rechtfertigungshürden nehmen, etwa aufgrund der EU-rechtlichen Wertung in der Taxonomie-Verordnung:

Die Taxonomie-Verordnung (EU 2019/2088/EU) stellt Kriterien zur ökologischen Nachhaltigkeit von Wirtschaftsaktivitäten auf, um Investoren zu grünerem Anlageverhalten zu bewegen. Im delegierten Rechtsakt<sup>160</sup> wird derzeit Gas unter bestimmten Voraussetzungen als nachhaltig klassifiziert. Der Ersatz von Kohle durch Erdgas ist eines der Kriterien, die eine Investition nach Annex 1, Ziffer 4.2.9 als nachhaltig ausweisen würde.

Im Hinblick auf die Höhe einer eventuellen Entschädigung wäre vollständig auf den Einzelfall abzustellen. Denn grundsätzlich steht es Steinkohlekraftbetreibern weiter offen, sich an den Ausschreibungen nach dem KVBG zu beteiligen, jedenfalls im Zeitfenster bis 2027 erhalten sie hierfür eine formal von einer Umrüstung unabhängige Entschädigung. Eine entsprechende Regelung kann ins BImSchG eingefügt werden. Mit § 21 BImSchG besteht dort bereits eine grundsätzliche Entschädigungsnorm.

Ein Neubau- bzw. Umrüstungsverbot von Erdgas(heiz)kraftwerken begegnet somit insgesamt keinen unüberwindbaren verfassungsrechtlichen Einwänden.

### **3. Europarecht**

Europarechtlich besteht für ein Neubau- und Umrüstungsverbot von Gas(heiz)kraftwerken (Anlagen, nicht Netze) keine Schranke. Im Rahmen der europäischen Energiepolitik behält Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV jedem Mitgliedstaat das Recht vor, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieresourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.“

Das folgende Zitat des BVerfG im Kontext der Entscheidung zum KVBG ist auf einen Ausstieg aus der Gasverstromung maW ebenfalls anwendbar:

„Die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung ist aber unionsrechtlich nicht geregelt. Zwar finden sich im Unionsrecht konkrete klimaschutzrechtliche Maßgaben zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. ... Ein gehaltvoller Rahmen im Sinne der oben genannten Rechtsprechung

---

<sup>160</sup> Veröffentlicht am 15.7.2022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R1214>



des Bundesverfassungsgerichts (vgl. BVerfG, a.a.O., Rn. 44) ergibt sich daraus für die Regelung des Kohleausstiegs jedoch nicht.<sup>161</sup>

Die hier untersuchte Regelung entspricht sowohl bei Option i) als auch ii) den Zielen der Union aus Art. 3 Abs. 3 EUV, welche ein Hinwirken auf ein „hohes Maß an Umweltschutz und Verbesserung der Umweltqualität“ vorsehen. Der sukzessive Ausstieg aus der Verstromung fossiler Energieträger, wozu ein Neubau / Umrüstungsverbot von Gas(heiz)kraftwerken denklogisch dazugehören muss, ist jedenfalls geeignet, um dieses Ziel zu erreichen. Hinsichtlich der Zulässigkeit eines Neubauverbots von Gas(heiz)kraftwerken finden sich weiterhin keine expliziten Regelungen, auch nicht in den aktuellen gasspezifischen Entwürfen.

Die Novellen der erdgasspezifischen EU-Rechtsakte (oben S. 15) könnten höchstens insofern einem Neubauverbot entgegenstehen, als sie die Nutzung von Wasserstoff und die Nutzung nicht fossiler Gase im Erdgasnetz fördern sollen. Die vorgeschlagenen Regelungen stehen aber der nationalen Entscheidung gegen Kraftwerksneubauten bzw. Umrüstungen nicht entgegen.

Dies gilt unabhängig davon, dass dem deutschen Gasfernleitungsnetz aufgrund Deutschlands geografischer Lage eine zentrale Rolle zur Aufrechterhaltung der europäischen Gasversorgungssicherheit zukommt, welche auch durch die steigenden Gasimportbedarfe Westeuropas noch weiter zunehmen wird.<sup>162</sup> Die mitgliedstaatliche Pflicht zum Vorhalten von Fernleitungsinfrastruktur hat keinen Einfluss auf das grundsätzliche Recht der Mitgliedstaaten, die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen selbst zu bestimmen, Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV.

Aus den Vorgaben der europäischen Energiepolitik zur Energieversorgungssicherheit können vor diesem Hintergrund u. E. keine Aussagen entnommen werden, die einem Neubauverbot vom Gas(heiz)kraftwerken in Deutschland grundsätzlich entgegenstünden.

#### **4. Leistungsschwelle**

Zu entscheiden wäre, ob sich das Neubau- oder Umrüstungsverbot auf Anlagen über einer Leistungsschwelle ab 50 MW (Nennleistung)<sup>163</sup> beschränken sollte.

---

<sup>161</sup> BVerfG, Beschluss vom 18.08.2020, 1 BvQ 82/20 – juris.

<sup>163</sup> Es wird hier an die Nennleistung angeknüpft und nicht an die tatsächlich erzielte thermische oder elektrische Leistung. Der Zusammenhang zwischen elektrischer (el) und thermischer (th) Leistung hängt nämlich maßgeblich vom Wirkungsgrad und der sog. Stromkennzahl des Heizkraftwerks ab. Thermischer Wirkungsgrad und elektrischer Wirkungsgrad beschreiben dabei, zu welchen Anteilen die eingesetzte Energie (hier also das Erdgas) in Wärme bzw. Strom umgewandelt wird. Das hängt sehr von der Betriebsweise und dem Zustand der Anlagen ab. Üblicherweise wird von den Herstellern und Kraftwerksbetreibern daher auch zur Kategorisierung der Anlagen die elektrische Leistung (el) als Nennleistung angegeben. Als Nennleistung bezeichnet man wiederum die Leistung, die eine Stromerzeugungsanlage umsetzen oder generieren kann. Es

Grund für eine solche Beschränkung könnten Machbarkeits- und Erheblichkeitsüberlegungen sowie auch die Vergleiche zu gesetzlichen Grenzwerten sein. Praktisch umfassen zudem u. a. die aktuell geplanten neuen (Heiz)Kraftwerke zumeist solche mit einer Leistung von mehr als 50 MW, oftmals sogar mehr als 100 MW.<sup>164</sup>

Die Schwelle von 50 MW Nennleistung als Differenzierungsmerkmal findet sich zudem im bestehenden Recht:

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbedürftigkeit gem. § 4 Abs. 1 BImSchG i. V. m. § 1 und Anhang 1 Nr. 1.1 der 4. BImSchV greift nur für „Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas [...] mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 Megawatt oder mehr“ (wobei hier an die thermische Leistung angeknüpft wird und nicht an die Nennleistung). Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), welches Fördermöglichkeiten zur Erhöhung der Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen vorsieht, bestimmt in § 5 Abs. 1 Nr. 1 lit. a KWKG, dass die Förderung nach diesem Gesetz grundsätzlich lediglich für neue KWKG-Anlagen mit einer elektrischen Leistung (el) entweder bis einschließlich 500 KW<sub>el</sub> (Kilowatt elektrische Leistung) oder aber mehr als 50 MW<sub>el</sub> vorgesehen ist (nur für Modernisierungen und innovative KWKG-Konzepte gibt es grds. Ausnahmen davon).

Auch das EnWG orientiert sich als Schwelle für seinen Anwendungsbereich für viele seiner Normen an der vorgesehenen Leistungsgrenze von 50 MW. So ist eine Ausweisung eines Gaskraftwerkes als systemrelevant i. S. d. § 13f Abs. 1 EnWG insbesondere auch erst ab einer Nennleistung von 50 MW vorgesehen. Der Bereich der Energieversorgungssicherheit als möglicher Hinderungsgrund eines Neubauverbotes von Gaskraftwerken spricht somit ebenfalls für den hier gewählten Gutachtenrahmen von lediglich solchen Anlagen mit einer Leistung (Nennleistung) von mehr als 50 MW. Diese ist auch in der EU-Industrieemissionsrichtlinie IED (Art.28) und für die UVP relevant. Nach Anlage Anl.1 Nr. 1.1.2. ist ab 50 MW eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls (§ 7 I 1 UVPG) durchzuführen.

#### **IV. Phase Out nach dem Modell KVBG (Steinkohle)**

---

ist die Dauerleistung, für die sie gemäß Herstellerangabe ausgelegt wurde. Die Nennleistung ist also die höchste Leistung, die im Normalbetrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht werden kann, ohne die Lebensdauer oder Sicherheit der Anlage zu beeinträchtigen. Es soll daher im Folgenden der Einfachheit halber die Nennleistung als Bestimmung der Betrachtungsgröße gewählt werden.

<sup>164</sup> Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stand 01.04.2019, abrufbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/PI\\_20190401\\_BDEW-Kraftwerksliste.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/PI_20190401_BDEW-Kraftwerksliste.pdf)

Grundsätzlich sind absolute rechtliche Hürden gegenüber einem weiteren gesetzlich geregelten Phase-Out des Betriebs von Anlagen, die CO<sub>2</sub> emittieren, hier also Gaskraftanlagen bzw. Heizkraftwerken nicht ersichtlich. Die verfassungsrechtlich aufgeladenen Ziele des KSG sind vielmehr durch den Gesetzgeber vorrangig zu beachten, und das Gewicht nimmt mit zunehmenden Folgen des Klimawandels weiter zu (oben S. 15 ff.). Die vorliegenden rechtlichen Analysen zum Kohleausstieg sind weitgehend übertragbar (oben S. 35 ff.).

Wie bereits ausgeführt ist die politische Intention derzeit eher, Gas als Energieträger kommunal durch konkrete Konzepte für die CO<sub>2</sub>-freie Wärmeerzeugung aus dem Markt zu drängen. Wärmepläne, wie sie beispielsweise in § 25 des Hamburgischen Klimaschutzgesetz vorgesehen sind, haben die Gestaltung der bestehenden Energieinfrastruktur zum Gegenstand, greifen aber nicht ins Genehmigungsrecht ein. Auf Grundlage eines Wärmeplans trifft die Verwaltung Entscheidungen, die die Veränderung oder den Ausbau des Erdgas- oder Fernwärmenetzes zum Gegenstand haben. Denkbar ist beispielsweise die Regelung einer Anschluss- und Benutzungspflicht an ein Fernwärmenetz, oder auch die (staatlich geförderte) Errichtung von CO<sub>2</sub>-freien Heizkraftwerken oder großen Anlagen / Wärmepumpen.

Aus europarechtlicher Sicht wäre eine Regelung in Parallele zum Ausschreibungsmodell des KVBG beihilferechtlich voraussichtlich unproblematisch.

## **V. Befristung oder andere gesetzliche Bedingungen für den Neubau**

Auf Grundlage des neuen KSG und dem Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 (§ 3 Abs. 2 KSG) muss denklogisch jede Gasfeuerungsanlage, wenn überhaupt, befristet oder bedingt genehmigt werden, d. h. immissionschutzrechtlich genehmigt werden unter der klaren Erwartung, dass der Betrieb (mit oder ohne Entschädigung bzw. Überführung etwa in eine Stilllegungsreserve) kurzfristig untersagt werden kann.

Dies ist ohne Gesetzesänderung wohl nur eingeschränkt umsetzbar:

Grundsätzlich werden Genehmigungen für Kraftwerke regelmäßig mit Nebenbestimmungen erlassen. Diese sind zulässig nach § 12 BImSchG. Fraglich ist aber, ob mit Blick auf den Klimaschutz und § 3, 4 KSG eine **Befristung** der Genehmigung erforderlich / möglich sein kann. Dabei sind zwei Varianten denkbar: Die Befristung der **gesamten Genehmigung** (1) bzw. eine Beschränkung der Volllaststunden, also eine **Einschränkung der Betriebsstunden** insgesamt (2).

### **1) Befristung der gesamten Genehmigung**

§ 12 Abs. 2 BImSchG sieht die Möglichkeit einer zeitlichen Befristung einer Genehmigung auf Antrag des Vorhabenträgers grundsätzlich vor. Nach wohl h. M. ist diese Möglichkeit insoweit abschließend geregelt und § 36 VwVfG findet kei-

ne Anwendung. Der Anwendungsvorrang des § 12 BImSchG gegenüber der allgemeinen Regelung in § 36 VwVfG ergibt sich aus § 1 Abs. 2 VwVfG.<sup>165</sup>

Bislang wird die Meinung vertreten, dass das durch Antragserfordernis abgebildete Einverständnis des Betreibers deshalb notwendig sei, weil die Befristung keine gesicherte Rechtsposition vermittele, was angesichts des erheblichen Investitionsrisikos nur dann vertretbar sei, wenn der Anlagenbetreiber selbst ein Interesse an der Befristung habe.<sup>166</sup>

Aus § 12 Abs.1 BImSchG in Verbindung mit § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG („andere öffentlich-rechtliche Vorschriften“) und § 3 Abs. 2 KSG ergibt sich aber nach der hier vertretenen Auffassung durchaus eine ausreichende Ermächtigungsgrundlage für eine absolute Befristung der Nutzung von fossilem Erdgas als Energieträger.

In § 3 Abs. 2 KSG ist geregelt, dass bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit gemindert werden müssen, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Das KSG ist ebenso wie das BImSchG ein Bundesgesetz und insofern von der Normenhierarchie gleichrangig. Die Vorschrift des § 3 Abs. 2 KSG ist zwar nicht auf einzelne Vorhaben bezogen, aber hinreichend konkret um abzubilden, dass nach 2045 der Betrieb eines Großkraftwerks unter Einsatz von fossilem Gas nicht mehr gesetzeskonform sein dürfte. Dies auch der Genehmigung abzubilden, entspricht dem oben beschriebenen Vertrauensschutzgedanken.

Dies entspräche letztlich inhaltlich weitgehend auch einer Auflage, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt „H2-ready“ zu sein und wäre auch vollziehbar. Erst kürzlich hat der TÜV SÜD einen Leitfaden zur Definition der „H2-Readiness“ von Kraftwerken entwickelt und bietet eine unabhängige Zertifizierung für Anlagenbauer an.<sup>167</sup>

Gegen diese Rechtsauffassung spricht die (theoretische) Möglichkeit, die bei der Nutzung freiwerdenden Treibhausgase abzuscheiden und dauerhaft einzulagern (CCS) oder wieder als Rohstoff zu verwenden (Carbon Capture and Usage, CCU) entsprechend dem „netto“ Ansatz des § 3 Abs. 2 KSG. Zu dieser konkreten Frage existieren noch keine Rechtsprechung und auch kein operativer Rechtsrahmen. Die Befristung könnte insofern aber auflösend bedingt werden.

Hinzuweisen ist zudem auf die Tatsache, dass eine Befristung bei einer Teilgenehmigung nach § 12 Abs. 3 BImSchG das Einverständnis des Vorhabenträgers nicht erfordert.<sup>168</sup> Eine Teilgenehmigung kommt jedenfalls in der Bauphase in

---

<sup>165</sup> Führ, GK BImSchG, 2016, § 12, Rdnr. 2.

<sup>166</sup> Landmann/Rohmer UmweltR/Mann, 96. EL September 2021, BImSchG § 12 Rn. 174-179

<sup>167</sup> <https://www.tuvsud.com/de-de/presse-und-medien/2021/november/siemens-energy-erhaelt-als-erster-hersteller-ein-zertifikat-fuer-h2-ready-kraftwerkskonzept>

<sup>168</sup> Landmann/Rohmer UmweltR/Mann BImSchG § 12 Rn. 174

Betracht (§ 8 BImSchG), und erfordert ein vorläufiges positives Gesamturteil. Nach h. M. muss die Genehmigungsbehörde bei Teilgenehmigungen wohl im Rahmen ihrer Ermessensentscheidung stets prüfen, ob eine Befristung in Betracht kommt. Nach den Gesetzesmaterialien liegt der Zulassung der Befristung bei der Teilgenehmigung die umweltpolitische Erwägung zugrunde, dass die Teilgenehmigung oft auf einer noch eingeschränkten Beurteilungsgrundlage erteilt wird.<sup>169</sup>.

## **2) Beschränkung der Volllaststunden**

Zur Sicherung der Mengengerüste in Anlage 2 zum KSG kommt in Betracht, die Anzahl der Volllaststunden einer Anlage durch Nebenbestimmungen zu reduzieren, oder insoweit die Genehmigung unter Auflagenvorbehalt zu stellen. Die Anzahl der Volllaststunden ist das Maß für die Ausnutzung eines Kraftwerks.<sup>170</sup>

Ähnlich wie bei artenschutzbedingten Auflagen hinsichtlich der Betriebsstunden bei Windkraftanlagen könnten unter bestimmten Bedingungen (Überschreitung der Mengengerüste der Anlage 2 zum KSG) die möglichen Volllaststunden beschränkt werden. Für diese Art der Beschränkung ist jedoch eine ausreichende Ermächtigungsgrundlage nicht ersichtlich. § 3 Abs. 2 KSG und auch die Mengenziele des KSG sind hier m.a.W. nicht ausreichend bestimmt.

Angesichts der offensichtlichen Beschränkung der zulässigen Emissionsmengen auf Grundlage des Klimabeschlusses des BVerfG dürfte allerdings jedem Betreiber das Risiko zusätzlicher Auflagen, etwa über § 17 BImSchG und neuere gesetzliche Auflagen klar sein. Der Vertrauensschutz wäre erheblich eingeschränkt. Ein Anspruch auf Vollamortisation der getätigten Investition besteht im Rahmen des Art. 14 GG nicht.

## **3. Zulässigkeit einer Neuregelung**

Ansonsten gilt: Ist bereits ein Neubauverbot zulässig, gilt dies grundsätzlich auch für weniger stark einschränkende Auflagen, etwa die gesetzliche Anordnung immissionsschutzrechtliche Genehmigungen im Einklang mit den Klimazielen zu befristen oder zu beschränken.

Betrifft dies auch bestehende Anlagen, wäre erneut für den Einzelfall die Verhältnismäßigkeit zu wahren und konkret durch den Gesetzgeber abzuwägen. Führt eine nachträgliche Auflage zu einer erheblichen Einschränkung, ist mit § 21 BImSchG jedenfalls für den Widerruf von Genehmigungen bereits eine verfassungskonforme Grundlage für Entschädigungen gegeben.<sup>171</sup> Die analoge Anwen-

---

<sup>169</sup> BT-Drs. 7/179, S. 35

<sup>170</sup> <https://www.energie-lexikon.info/volllaststunden.html>

<sup>171</sup> § 21 Abs. 4: Wird die Genehmigung in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 bis 5 widerrufen, so hat die Genehmigungsbehörde den Betroffenen auf Antrag für den Vermögensnachteil zu entschädigen, den dieser dadurch erleidet, dass er auf den Bestand der Genehmigung vertraut hat, soweit sein Vertrauen schutzwürdig ist. Der Vermögensnachteil ist jedoch nicht über den Betrag des Interesses hinaus zu ersetzen, das der Betroffene an dem Bestand der Genehmigung hat. Der

zung bzw. konkrete Ergänzung des Tatbestands auf andere Auflagen wäre unproblematisch möglich.

Es kämen in Betracht:

- Wasserstoff-ready als Genehmigungsvoraussetzung: Der Bau von Anlagen, die nicht für die Verfeuerung von grünem Wasserstoff geeignet sind, soll schon aufgrund des Koalitionsvertrages ausgeschlossen werden [„Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien notwendigen Gaskraftwerke müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H<sub>2</sub>-ready) umgestellt werden können“]. Es wäre allerdings konkret zu definieren, was darunter zu verstehen ist, und welche technischen Voraussetzungen, also etwa zur Voraussetzung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, gemacht werden müssten.
- Gesetzliche Anordnung, dass neue Gaskraftwerke nur noch als Bestandteil des Regelenergiemarktes ausnahmsweise zulässig sind. Wird eine solche Regelung im EnWG eingefügt, wäre sie über § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG (andere öffentlich-rechtliche Vorschriften) zwingend zu beachten.
- Aufgrund der engen Verknüpfung zwischen Gas und Wärme wäre auch zu überlegen, ob das Neubauverbot von regionalen oder lokalen Wärmebedarfen abhängig gemacht werden kann, etwa: Zulassung nur, wenn dies im Kontext eines kommunalen Wärmekonzepts erforderlich ist.
- Grundsätzlich könnte eine Befristung für Anlagen der 4. BImSchV im Einzelnen geregelt werden, also bis maximal 2045 entsprechend § 3 Abs. 2 KSG.
- Möglichkeit der flexiblen Mengensteuerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Nebenbestimmungen im Hinblick auf die tatsächlichen Volllaststunden, in Verknüpfung mit der Erreichung der Sektorziele in Anlage 2 zum KSG.

Grundsätzlich wäre in diesem Fall § 5 Abs. 2 BImSchG wohl neu zu fassen.

#### **D. Fazit**

Erdgas ist der wichtigste Wärmelieferant Deutschlands, und aus Sicht vieler für die flexible Stromerzeugung weiterhin essentiell für die stabile Energieerzeugung in Deutschland. Die fachlichen Annahmen zur Notwendigkeit eines (beschränkten) Zubaus von Gaskraftwerken (wie im Koalitionsvertrag aufgenommen) gehen stark auseinander.

---

auszugleichende Vermögensnachteil wird durch die Genehmigungsbehörde festgesetzt. Der Anspruch kann nur innerhalb eines Jahres geltend gemacht werden; die Frist beginnt, sobald die Genehmigungsbehörde den Betroffenen auf sie hingewiesen hat.

Auch ohne den durch den Angriffskrieg Russlands gestiegenen Druck auf die Gasmärkte und entsprechend stark steigende Preise befindet sich die deutsche Energiebedarfsplanung im Wandel, und dieser ist auch verfassungsrechtlich geboten, damit auch die entsprechenden Vorschriften des EnWG das Klimaschutzgebot aus Art. 20a GG inkorporieren und der Gesetzgeber die Einhaltung der Mengenziele der Anlage 2 zum KSG sichern kann. Während Anfänge einer Kopplung zwischen Gas- und Strombedarf erkennbar sind, fehlt weiter eine zentrale Gelenknorm für Wärmebedarfe oder z. B. die zwingende Anordnung von kommunalen Wärmekonzepten (bzw. Dekarbonisierungsplänen) als Genehmigungsvoraussetzung für Verteilnetzleitungen und /oder Kraftwerksneubauten.

Aus Sicht der Kohärenz der gesetzgeberischen Ziele und aufgrund der erheblichen Bedeutung der Einhaltung der gesetzlichen Mengenziele aus verfassungsrechtlicher Sicht scheint es zwingend, die Energiebedarfsplanung von den KSG-Mengenzielen leiten zu lassen, und nicht weiter von – letztlich kaum überprüfbar – Bedarfsprognosen der Betreiber von Kraftwerken und Netzen. Eine entsprechende Gesetzesänderung ist erforderlich.

Ein Bundesgesetz mit dem Ziel eines gesteuerten Gasausstiegs durch Stilllegung von Anlagen wäre rechtlich unter Voraussetzungen, die in diesem Gutachten nicht abschließend zu beurteilen sind, zulässig.

Dies gilt für ein Neubauverbot von Anlagen (entgegen der ausdrücklichen Annahmen im Koalitionsvertrag). Zulässig wäre darüber hinaus aber auch der Ausschluss einer Umrüstung von Steinkohleanlagen auf den Energieträger Gas, allerdings unter Einführung einer Übergangsfrist oder einer konkreten Entschädigungsmöglichkeit auf Antrag, da das KVVG und die Novelle des KWKG konkret von diesem Szenario ausgingen. Das KWKG wäre zu ändern, ebenfalls das BImSchG.

Auf Grundlage des § 3 Abs. 2 KSG (Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045) ist zumindest die ausdrückliche Möglichkeit einer Befristung von Genehmigungen erforderlich, bzw. bei weiter Auslegung nach den Vorschriften des BImSchG auch heute schon möglich.

Insgesamt reflektiert das bestehende Recht entgegen der Annahmen des BVerfG im Klimabeschluss von 2021 zur Notwendigkeit der Einhaltung der Mengenziele des KSG zur Sicherung von Freiheitsrechten die mangelhafte Möglichkeit, die Ziele des KSG quantitativ sicher einzuhalten.

Dies wird durch die Vorgaben des Koalitionsvertrags (beschränkter Neubau von Gaskraftwerken) nicht verbessert. Eine klare gesetzgeberische Möglichkeit, auch Gaskraftanlagen zur Einhaltung von CO<sub>2</sub>-Emissionsmengenzielen stillzulegen, fehlt.

---