21.08.2023

BECKER BÜTTNER HELD

KURZGUTACHTERLICHE STELLUNGNAHME

Fahrpläne zur Gasnetztransformation gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E im Lichte des Konzessionsrechts und künftiger Entflechtungsvorgaben

im Auftrag des

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU),
Invalidenstraße 91, 10115 Berlin

erstellt durch

Rechtsanwalt Prof. Dr. Christian Theobald
Rechtsanwalt Dr. Olaf Däuper
Rechtsanwalt Christian Thole
Rechtsanwalt Dennis Tischmacher
Rechtsanwalt Johannes Nohl

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · PartGmbB
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

T +49 (0)30 611 28 40-0 · bbh@bbh-online.de

© BBH, 2023

Dieses Gutachten wurde für unsere Mandantin und auf der Grundlage des mit unserer Mandantin bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist für den eigenen Gebrauch unserer Mandantin bestimmt, dieser beinhaltet eine Veröffentlichung und Verwendung im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens für die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Vor einer sonstigen Weitergabe des Gutachtens, ganz oder in Teilen, einer sonstigen Veröffentlichung oder einer anderweitigen Bezugnahme im Außenverhältnis der Mandantin bedarf es einer schriftlichen Zustimmung durch uns.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unserer Mandantin einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

© BBH, 2023

BECKER BÜTTNER HELD

Inhaltsverzeichnis

Teil 1 Ausgangslage und Fragestellung 5

A. Ausgangslage 5

I. Einleitung und Hintergründe 5
II. Hochlauf Wasserstoffstoffnetze 7

B. Fragestellung 9

Teil 2 Rechtliche Würdigung 10

A. Regelungsgehalt Fahrpläne gemäß § 71k GEG-E 10

I. Überblick Inhalte und Monitoring 11
II. Relevante Vorschriften im WPG-RefE 12
III. Rechtsnatur und Rechtsfolgen 14

1. Fahrplan als öffentlich-rechtlicher Vertrag? 14
2. Identität Gasverteiler- und künftiger Wasserstoffnetzbetreiber 15

B. Fahrpläne im Lichte des geltenden Konzessionsrechts 16

I. Konzessionsrechtliche Rahmenbedingungen 16

1. Wegenutzungsverträge gemäß § 46 EnWG 16
2. Wettbewerbliche Vergabe von Gaskonzessionen 17
3. Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoff, § 113a EnWG 19

II. Auswirkungen des Konzessionsrechts auf Fahrpläne gem. § 71k GEG-E 20

1. Kontinuität in der Person des Gasnetzbetreibers 20
2. Konzessionsvergabe während der Geltung eines Fahrplans 21

III. Mögliche Lösungsansätze 25

C. Fahrpläne und Entflechtungsproblematik nach EU-GasRL-E 27

I. Position der Organe der Europäischen Union 27

1. Erstentwurf EU-Kommission, „Gas package" 27
2. Position des EU-Parlaments 29
3. Position des Rats der EU 30
4. Verhandlungsstand (Trilog) 32

II. Erforderliche Rahmenbedingungen für Wasserstoffnetzbetreiber 32
III. Bewertung der Positionen; Lösungsansätze 34

© BBH, 2023

1. Ownership Unbundling 34
2. Dauerhafte Anwendung ITO-Modell 35
3. Einführung Netzebenen; Wasserstoffverteilernetzbetreiber 38
4. Ausnahmetatbestände; Zustimmung Regulierungsbehörde 39
5. Erstreckung Fahrplan auf jeweiligen Wasserstoffnetzbetreiber 40

IV. Fazit mit Handlungsempfehlung 41

D. Fahrpläne und Entwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes 41

I. Problemdarstellung 42

1. Unmöglichkeit der Aufstellung von Fahrplänen 43
2. Gesicherte Wasserstoffversorgung als Wirksamkeitserfordernis 45
3. Notwendigkeit einer Harmonisierung der Gesetzesvorhaben 46

II. Mögliche Lösungsansätze 46

1. Anpassung des § 71k GEG-E 46
2. Korrekturbedarf bei § 28r EnWG-E 46
3. Weiterentwicklung Netzentwicklungsplanung Erdgas-Wasserstoff 47

© BBH, 2023

BECKER BÜTTNER HELD

Teil 1 Ausgangslage und Fragestellung

A. Ausgangslage

I. Einleitung und Hintergründe

Gasverteilernetzbetreiber stehen aktuell vor der Herausforderung einer Transformation ihrer Netze. Während bislang keine Verbote oder Restriktionen im Hinblick auf den Einsatz fossiler Brennstoffe bestanden,[1] war dennoch das politische Bestreben klar, im Jahr 2045 treibhausgasneutral zu wirtschaften. Erstmalig mit dem Entwurf für ein Gebäudeenergiegesetz (GEG-E)[2] wird nunmehr eine konkrete Verpflichtung der Gebäudeeigentümer geschaffen.

In § 71 Abs. 1 Satz 1 GEG-E heißt es:

> *Heizungsanlagen dürfen zum Zweck der Inbetriebnahme in einem Gebäude nur eingebaut oder aufgestellt werden, wenn sie mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme […] erzeugen.*

Der Gebäudeeigentümer kann zwar „frei wählen", mit welcher Heizungsanlage die Vorgabe erfüllt wird, § 71 Abs. 2 Satz 1 GEG. Zugleich werden jedoch Vorgaben durch sogenannte „Erfüllungsoptionen"[3] gemacht, die – wohl in ihrer Gesamtheit – „technologieneutral" sein sollen.[4] Hierzu zählt die leitungsgebundene Versorgung mit Wasserstoff zu Zwecken der Wärmeerzeugung, §§ 71 Abs. 3, 71f GEG-E.

Da die hierzu notwendigen Infrastrukturen – Wasserstoffnetze und Heizungsanlagen – heute noch nicht vorhanden sind, gewährt § 71k GEG-E *„Übergangsfristen bei einer Heizungsanlage, die sowohl Gas als auch Wasserstoff verbrennen kann"*. Anders als es die amtliche Überschrift vermuten lässt, findet sich hier allerdings weit mehr

---

[1] Etwa das Klimaschutzgesetz (KSG) sieht keine individuellen Wirkungen vor, nationale Klimaschutzziele gemäß § 3 KSG sind nur Grundlage von Klimaschutzprogrammen der Bundesregierung, vgl. § 9 Abs. 1 KSG. Verpflichtungen für Netzbetreiber oder Letztverbraucher von Erdgas ergeben sich daraus nicht.

[2] Ursprgl. BT-Drs. 20/6875, im parlamentarischen Verfahren umfassend geändert; Zusammenstellung und Synopse in BT-Drs. 20/7619 mit den Beschlüssen des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss).

[3] Gesetzesbegründung/Fassung Ausschuss in BT-Drs. 20/7619, Seite 81; ursprgl. Gesetzesbegründung in BT-Drs. 20/6875, Seite 45.

[4] Gesetzesbegründung, ebenda.

© BBH, 2023

als eine reine Fristbestimmung. Praktisch erlaubt die Vorschrift einstweilen von der 65 %-Pflicht abzuweichen, solange parallel dazu die Vorbereitungen für einen „Switch" zu Wasserstoff laufen.

Verzahnt wird das GEG-E mit dem Entwurf für ein *Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze* (WPG-RefE),[5] welches spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni 2026 für alle bestehenden Gemeindegebiete, in denen mehr als 100.000 Einwohner gemeldet sind bzw. bis zum Ablauf des 30. Juni 2028 für alle (anderen) bestehenden Gemeindegebiete, eine sogenannte Wärmeplanung vorsieht.

Nach § 3 Nr. 6 WPG-RefE ist

> *„Wärmeplanung" eine rechtlich unverbindliche, strategische Fachplanung, die Möglichkeiten für den Ausbau und die Weiterentwicklung leitungsgebundener Energieinfrastrukturen für die Wärmeversorgung […] und die langfristige Gestaltung der Wärmeversorgung für das beplante Gebiet beschreibt.*

Unabhängig davon, ob mit den konkreten Vorgaben zu den Erfüllungsoptionen ein (mittelbarer) Eingriff in ihre Geschäftstätigkeit vorliegt,[6] müssen sich Betreiber von Versorgungsnetzen natürlich schon aus *ökonomischen Gründen* mit ihren Kunden weiterentwickeln, wobei lange Planungshorizonte für Infrastrukturen typisch sind.

Diese Veränderungen betreffen offenkundig örtliche Gasverteilernetzbetreiber, die sich zu Wasserstoffnetzen weiterentwickeln müssen. Natürlich gilt dies in besonderem Maße für die ca. 1.450 Mitgliedsunternehmen der Auftraggeberin, die in ihrer kommunalen Beteiligung eine herausragende Rolle im Rahmen der o. g. Wärmepläne spielen. Zudem sind nicht nur die jeweiligen Verteilernetzsparten betroffen, sondern die dazugehörigen Stadt- und Gemeindewerke insgesamt. Stadtwerke haben im Interesse ihrer Kunden – Haushalte und Gewerbe – bislang für eine verlässliche Versorgung mit Gas/Wärme gesorgt und werden sicherlich in diesem Sinne auch zukünftig den Brennstoff liefern, der dann durch die gegebenenfalls zu entwickelnden Wasserstoffnetze fließt.

---

5 Vorliegend 2. Referentenentwurf vom 23.07.2023, https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Downloads/referentenentwuerfe/referentenentwurf-kommunale-waermeplanung.pdf (August 2023)

6 Nicht Gegenstand dieser Betrachtung.

© BBH, 2023

Die Gasversorgung in den ca. 11.000 Städten und Gemeinden Deutschlands gewährleisten aktuell 725 Gasnetzbetreiber,[7] der weit überwiegende Teil als Verteiler in der Eigenschaft des sogenannten Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung aufgrund eines Wegenutzungsrechts gemäß § 46 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); entsprechende Konzessionsverträge haben in der Regel Laufzeiten von maximal bis zu 20 Jahren.

Die Dimension der Transformation ist nicht zu unterschätzen. Gegenwärtig – Stand Mai 2023 – wird in 49,3 % des Wohnungsbestands in Deutschland mit Gas bzw. Erdgas geheizt, betroffen sind mithin ca. 21,25 Millionen Wohnungen.[8] Hinzu kommen ca. 1,8 Million Gewerbe-/Industriekunden[9] bzw. ca. 1,98 Millionen beheizte Nichtwohngebäude.[10] Wenngleich § 71 Abs. 3 GEG-E verschiedene Erfüllungsoptionen benennt, spielt Erdgas bei der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur in der Übergangszeit eine Rolle – dazu sind die hier fraglichen Fahrpläne gemäß § 71k Abs. 1 GEG-E zwingend erforderlich.

II. Hochlauf Wasserstoffstoffnetze

Gasverteilnetzbetreiber stehen aktuell vor regulatorischen Herausforderungen, wenn es um die Transformation zu örtlichen Wasserstoffnetzen geht. Weder bringen die jüngsten Gesetzentwürfe zur Novellierung des GEG oder der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie selbst hinreichende Klarheit für einen effektiven Hochlauf, noch nehmen diese Rücksicht auf etablierte Strukturen und Verfahren. Es fehlt mithin an einem abgestimmten gesetzgeberischen Gesamtkonzept.

Erkennbar wird dies im **nationalen Recht** etwa mit Blick auf die Rechtsbeziehung zwischen Kommunen und den örtlichen Gasverteilernetzbetreibern oder die zukünftige Anbindung der örtlichen Wasserstoffinfrastruktur an das geplante Wasserstoff-Kernnetz gemäß § 28r EnWG-E, dessen Zusammenspiel mit den Vorgaben des GEG-E, obschon beide gleichzeitig im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren befindlich sind, ungeklärt ist. Zudem sind die geplanten **europäischen Vorgaben**, wel-

---

7 Abruf Marktstammdatenregister (August 2023)

8 Siehe die Veröffentlichung des BDEW, https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/ (August 2023).

9 VKU/DVGW, Der Gasnetzgebietstransformationsplan, Ergebnisbericht 2022, Seite 6, https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A4.pdf (August 2023).

10 Siehe nur ursprgl. Gesetzesbegründung in BT-Drs.20/6875, Seite 51.

© BBH, 2023

che die Rahmenbedingung der künftigen kommunalen Wasserstoffwirtschaft definieren werden, insbesondere die Entflechtungsbestimmungen im Hinblick auf die Unternehmensorganisation, zwingend zu beachten.

Zwar sieht § 71k GEG-E in der Übergangszeit ausdrücklich den weiteren Einbau sogenannter *H2-ready-Heizungen*[11] vor, mithin Heizungsanlagen die zunächst weiter ausschließlich Erdgas verfeuern. Dies nach Abschluss der kommunalen Wärmeplanung[12] allerdings nur, wenn das Gebäude in einem Gebiet liegt, für das eine Entscheidung zur Ausweisung als **Wasserstoffnetzausbaugebiet** getroffen wurde, und wenn der Betreiber des Gasverteilernetzes, an dessen Netz die Heizungsanlage angeschlossen ist, und die nach Landesrecht für die Wärmeplanung zuständige Stelle einen **einvernehmlichen verbindlichen Fahrplan** für die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2044 zu vollendende Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung mit Wasserstoff beschlossen und veröffentlicht haben.

Das absolute Enddatum für eine Gasbefeuerung, zuvor der 31. Dezember 2034, ist hingegen im parlamentarischen Verfahren entfallen. § 71k Abs. 1 GEG-E erlaubt nun den Gasbetrieb der Heizung *„bis zum Anschluss an ein Wasserstoffnetz*". Nach § 71k Abs. 1 Nr. 1 ist damit erst bis zum 31. Dezember 2044, entsprechend der Entwicklung des Netzes, eine *vollständige* Versorgung aller Kunden mit Wasserstoff notwendig.

Die Frist zur Erstellung eines Fahrplans nach § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E gleicht seit der Befassung im parlamentarischen Verfahren nunmehr der (längeren) Frist zur Wärmeplanung gemäß WPG-RefE, nämlich bis zum 30. Juni 2028 – entspricht also der Frist zur Aufstellung eines Wärmeplans von Kommunen mit weniger als 100.000 Einwohnern. Insoweit können die jeweiligen Fachplanungen also in zeitlicher Hinsicht überall Ausgangspunkt der Entwicklung von örtlichen Wasserstoffnetzen werden.

Die für den erlaubten Einbau/Betrieb der H2-ready-Heizungen gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 1 GEG-E erforderliche *Entscheidung über die Ausweisung als Wasserstoffnetz[ausbau]gebiet* muss im Rahmen der Wärmeplanung getroffen werden, wobei bis zum 31. Dezember 2044 eine *vollständige* Versorgung mit Wasserstoff erforderlich ist

---

[11] Gasheizungen, die neben Erdgas oder Biomethan auch 100 Prozent Wasserstoff verbrennen können, siehe ursrpgl. Gesetzesbegründung GEG, BT-Drs.20/6875, Seite 122 f.

[12] Tatsächlich erlaubt § 71 Abs. 8 GEG-E für *Bestandsgebäude* bis Fristablauf der Wärmeplanung, d.h. bis 30. Juni 2028 bzw. bei Städten mit mehr als 100.000 Einwohnern bis 30. Juni 2026, den Einbau; bis dahin muss sich Gebäudeeigentümer darauf einstellen, mangels Wärmeplanung, ab dem 1. Januar 2029 selbst für die Erfüllung des 65 %-Ziels Sorge tragen zu müssen (Erfüllungsoption gemäß §§ 71 Abs. 3, 71f GEG-E).

© BBH, 2023

(gemeint ist wohl die vollständige Ablösung nur von Erdgas). Die Rechtsgrundlage für diese Entscheidung findet sich in § 26 WPG-RefE. Ein Wasserstoffnetzgebiet stellt dabei nach § 3 Nr. 11 WPG-RefE *ein beplantes Teilgebiet* dar, *in dem ein Wasserstoffnetz anliegen und ein erheblicher Anteil der ansässigen Letztverbraucher über das Wasserstoffnetz zum Zwecke der Wärmeerzeugung versorgt werden soll*.

Wird ein Gebiet als Wasserstoffnetzgebiet im Rahmen der Wärmeplanung ausgewiesen, verpflichtet dieser Umstand jedoch nicht zu einer Versorgung mit Wasserstoff. § 27 Abs. 2 WPG-RefE stellt dazu klar, dass beispielsweise ein Gebäudeeigentümer, dessen Grundstück in einem Wasserstoffnetzausbaugebiet liegt, sich auch für eine andere Wärmeversorgungsart entscheiden kann. Ebenso wenig entsteht allein durch die Ausweisung eine Pflicht, eine entsprechenden Wasserstoffnetzinfrastruktur zu errichten, auszubauen oder zu betreiben. Die Rechtsfolge einer Ausweisung liegt vielmehr in der Möglichkeit der Kommune, für das Gebiet in der Folge einen Fahrplan nach § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E zu vereinbaren. Erst ein solcher Fahrplan hat für die Beteiligten verpflichtenden Charakter.

Vorstehend genannter Fahrplan ist Gegenstand der gutachterlichen Betrachtung.

Einige Rahmenbedingungen sind für den örtlichen Wasserstoffhochlauf also getroffen worden. Neben der Ausweisung von Gebieten und der Ausgestaltung einer verpflichtenden Planung, stellt sich allerdings die Frage des zulässigen Betriebs von Wasserstoffnetzen. Diese sollen offensichtlich aus den heutigen Gasverteilernetzbetreibern entwickelt werden, denn diese sind zwar nicht Adressat der Bestimmungen nach § 71k GEG-E, indes ist deren Mitwirkung notwendige Vorbedingung.

B. Fragestellung

Vor dem Hintergrund der vorstehend skizzierten Ausgangslage soll nachfolgend kurzgutachterlich geprüft werden, ob und wenn ja welche rechtlichen Probleme die Aufstellung und Umsetzung verbindlicher Fahrpläne zur Gasnetztransformation im Sinne des § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E im Hinblick auf konzessionsrechtliche sowie entflechtungsrechtliche Regelungen aufwirft.

Im Hinblick auf etwaige konzessionsrechtliche Implikationen soll untersucht werden, wie sich die Regelungen des Konzessionsrechts, insbesondere §§ 46 ff. und 113a EnWG zu der Aufstellung, Bindungswirkung und Umsetzung der im GEG-E vorgesehenen Fahrpläne verhalten und ob der nach dem WPG-RefE sowie dem GEG-E vorgesehene rechtliche Rahmen für das Instrument der verbindlichen Fahrpläne mit dem Konzessionsrecht konfligiert. Sofern dies der Fall ist, sollen nachfolgend auch etwaige Lösungsansätze aufgezeigt werden.

© BBH, 2023

Die EU-Kommission hat am 21.12.2021 einen Vorschlag zur Überarbeitung der Gasbinnenmarktrichtlinie vorgelegt.[13] Darin sind insbesondere getrennte Marktrollen für den Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen sowie Vorschriften zur Entflechtung von Wasserstoffnetzen vorgesehen. Geregelt ist eine strenge Entflechtung wie sie bisher nur für Fernleitungsnetzbetreiber gilt, jedoch besteht hinsichtlich dieser Problematik aktuell auf europäischer Ebene Uneinigkeit. Die Kommission steht seit Juli 2023 mit dem EU-Parlament und dem Rat der europäischen Union in Verhandlungen (Trilog), wobei die Mitgliedsstaaten über den Rat Einfluss nehmen können. Insofern gilt es zu prüfen, inwiefern die im GEG-E angelegte Weiterentwicklung der örtlichen Gasverteiler- zu Wasserstoffnetzbetreibern, wie sie Gegenstand des Fahrplans nach § 71k GEG-E sind, europarechtlich überhaupt möglich sein wird.

Schließlich wird eine gesicherte Planung und Entwicklung eines lokalen Wasserstoffnetzgebiets in vielen Fällen nur dann möglich sein, wenn eine Anbindung an das in der Planung befindliche Wasserstoff-Kernnetz möglich ist oder zumindest eine Anbindung mit hinreichender Verlässlichkeit zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgen kann. Um dies rechtlich verbindlich abzusichern, ist eine Harmonisierung der geplanten Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz in § 28r EnWG-E und dessen Weiterentwicklung durch eine Ergänzung der Regelungen zur Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung in §§ 15a, 28q EnWG mit § 71k GEG-E zwingend notwendig, um den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur auch über die Entwicklung örtlicher Wasserstoffnetze zu ermöglichen.

Teil 2 Rechtliche Würdigung

A. Regelungsgehalt Fahrpläne gemäß § 71k GEG-E

Gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E müssen der Gasverteilernetzbetreiber, an dessen Netz die H2-ready-Heizungsanlage angeschlossen ist, und die Kommune (die nach Landesrecht für die Wärmeplanung zuständige Stelle) bis zum Ablauf des 30. Juni 2028 **einen einvernehmlichen, mit Zwischenzielen versehenen, verbindlichen Fahrplan beschlossen und veröffentlicht** haben. Dieser betrifft die bis zum 31. Dezember 2044 zu vollendende Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff.

[13] COM(2021) 803 final.

I. Überblick Inhalte und Monitoring

Zu den zwingenden Inhalten des Fahrplanes gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 lit. a) bis c) GEG-E gehören Angaben dazu,

- in welchen technischen und zeitlichen Schritten die Umstellung der Infrastruktur und der Hochlauf auf Wasserstoff erfolgt; dabei muss der Fahrplan in Übereinstimmung mit den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsebene stehen oder der Betreiber des Gasverteilernetzes darlegen, wie vor Ort ausreichend Wasserstoff produziert und gespeichert werden kann,

- wie die Umstellung auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer auf Wasserstoff finanziert wird, insbesondere wer die Kosten der Umrüstungen und des Austauschs nicht umrüstbarer Verbrauchsgeräte trägt, und

- mit welchen zeitlichen und räumlichen Zwischenschritten in den Jahren 2035 und 2040 die Umstellung von Netzteilen in Einklang mit den Klimaschutzzielen des Bundes unter Berücksichtigung der verbleibenden Treibhausgasemissionen erfolgt.

Der verbindliche Fahrplan muss zudem einen **Investitionsplan** enthalten, § 71k Abs. 2 GEG-E, der alle zwei bis drei Jahre Meilensteine für den Neubau oder die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff festlegt.

Sobald der Fahrplan von der **Bundesnetzagentur genehmigt** wurde, § 71k Abs. 3 GEG-E, tritt er in Kraft und wird von dieser veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur **überprüft** den Fahrplan regelmäßig alle drei Jahre, um sicherzustellen, dass die Anforderungen des GEG erfüllt werden und die Umstellung auf Wasserstoff gemäß den rechtlichen Vorgaben technisch und wirtschaftlich gesichert ist (Monitoring).[14] Es wird insbesondere überprüft, ob

- die Versorgung des Wasserstoffverteilnetzes fristgerecht über die *darüberliegenden Netzebenen* gewährleistet ist oder

- der Betreiber des Gasverteilernetzes vorsieht, sein Netz vom vorgelagerten Netz zu trennen und eine zuverlässige Wasserstoffversorgung durch *lokale Erzeugung nachgewiesen* wird.

[14] Im Detail siehe die Begründung in BT-Drs. 20/7619, Seite 95.

© BBH, 2023

Zum 31. Dezember 2024 legt die Bundesnetzagentur erstmals das Format des Fahrplans fest, sowie die Art der Nachweise, die für diesen Fahrplan vorgelegt werden müssen. Diese Nachweise beinhalten Verträge und Finanzierungszusagen, und es wird auch festgelegt, wie diese Informationen übermittelt werden sollen und wie die Erfüllung der Anforderungen überprüft wird.

Sollte die Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitorings feststellen, dass die Umstellung oder der Neubau eines Wasserstoffnetzes sich verzögert oder nicht weiterverfolgt wird, hat dies zur Folge, dass bestehende Heizungsanlagen, die nach Bestandskraft des Bescheides *innerhalb eines Jahres neu eingebaut oder aufgestellt* wurden, so umgerüstet werden müssen, dass sie die Anforderungen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien erfüllen. In diesem Fall hat der Gebäudeeigentümer einen Anspruch auf Erstattung der dadurch entstehenden Mehrkosten vom Betreiber des Gasverteilernetzes, an das seine Heizungsanlage angeschlossen ist.[15] Diese Regelung findet keine Anwendung, wenn der Betreiber des Gasverteilernetzes nicht für die Entstehung der Mehrkosten verantwortlich ist.

II. Relevante Vorschriften im WPG-RefE

Mit dem Wärmeplanungsgesetz werden die gesetzlichen Grundlagen für eine verbindliche und systematische Einführung einer flächendeckenden Wärmeplanung geschaffen. Dabei wird zwar den Ländern die Aufgabe der Durchführung der Wärmeplanung verpflichtend auferlegt, diese können die Pflicht aber auf Rechtsträger innerhalb ihres Hoheitsgebiets bzw. auf eine zuständige Verwaltungseinheit übertragen. Es darf mithin erwartet werden, dass letztlich die Kommunen die Wärmeplanung durchführen (durch Bundesgesetz dürfen Gemeinden und Gemeindeverbänden Aufgaben nicht übertragen werden, siehe Art. 84 Abs. 1 und 85 Abs. 1 GG).

Der Bund gibt mit diesem Gesetz gleichwohl nur einen Rahmen vor, der Flexibilität und Gestaltungsfreiheit bei der Durchführung der Wärmeplanung sowie der Erstellung von Wärmeplänen belässt. Der aktuelle Entwurf vom 21.07.2023 sieht in § 4 WPG-RefE eine verbindliche Wärmeplanung

- für Gebiete mit mehr als 100.000 Einwohnern bis Ablauf des 30. Juni 2026 und

[15] Nicht ausdrücklich geregelt ist, ob damit die vor oder während der Übergangsfrist eingebauten Gasheizungen Bestandsschutz genießen und Eigentümer damit gerade nicht den Weg der Erfüllungsoption nach §§ 71 Abs. 3, 71f GEG-E wählen müssen.

- für Gebiete mit weniger als 100.000 Einwohner bis Ablauf des 30. Juni 2028 vor. Kleinere Kommunen unter 10.000 Einwohnern werden, anders als ursprünglich geplant, nicht ausgenommen. Den Ländern steht es gemäß § 4 Abs. 3 WPG-RefE aber frei, für jene ein vereinfachtes Verfahren nach Maßgabe von § 22 WPG-RefE vorzusehen.

Länder, die bereits Regelungen zur kommunalen Wärmeplanung getroffen haben, sind an die Vorgaben in § 4 WPG-RefE zunächst nicht gebunden. Nach §§ 5, 25 Abs. 3 WPG-RefE müssten diese aber spätestens ab dem 01.07.2030 die Vorgaben des Bundesrechts im Rahmen einer Fortschreibung berücksichtigen.

Nach § 7 Abs. Nr. 1, 2 WPG-RefE sind Netzbetreiber, die sich innerhalb des beplanten Gebietes befinden, an der Wärmeplanung zu *beteiligen*. Aus angrenzenden Gebieten sind Betreiber von Wärmenetzen zu beteiligen. Konkret sollen Netzbetreiber gemäß § 7 Abs. 4 WPG-RefE nach Aufforderung der Kommune durch Erteilung von sachdienlichen Auskünften und Hinweisen, durch Stellungnahmen, durch Teilnahme an Besprechungen sowie erforderlichenfalls durch Übermittlung von Daten mitwirken. Verpflichtend anordnen kann die Kommune dies jedoch nicht.

Die Netzbetreiber haben gemäß § 8 Abs. 1 WPG-RefE der planungsverantwortlichen Stelle ihre jeweiligen Planungen über den Aus- und Umbau von Strom-, Gas- und Wärmenetzinfrastruktur mitzuteilen. Im Übrigen haben sie bei solchen Planungen nach § 8 Abs. 2 WPG-RefE die Darstellungen des Wärmeplans zu berücksichtigen.

Nach § 9 Abs. 2 WPG-RefE berücksichtigt die Kommune u. a. Planungen der Netzbetreiber nach § 8 Abs. 1 WPG-RefE. Insbesondere stellt diese nach § 28 WPG-RefE bereits eigenständige Überlegungen, die dem Inhalt der Fahrpläne ähneln, unter Mithilfe des Betreibers, zur Transformation von „anliegenden" Gasverteilnetzen an.

§ 26 WPG-RefE regelt schließlich die (eigenständige) **Entscheidung über die Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten** im Sinne des § 71k Abs. 1 GEG-E, die von der planungsverantwortlichen Stelle getroffen wird. Diese ist grundstücksbezogen und kann in Form einer Satzung, einer Rechtsverordnung oder eines Verwaltungsaktes getroffen werden. Die Ergebnisse der Wärmeplanung bilden eine wichtige Informationsgrundlage für die Entscheidung, die fortan von der Kommune bei weiteren Ermessensentscheidungen berücksichtigt wird, § 27 Abs. 3 WPG-RefE.

© BBH, 2023

III. Rechtsnatur und Rechtsfolgen

Ausgehend davon, dass die Entscheidung zur Ausweisung eines Wasserstoffnetzausbaugebiets als formaler Rechtsakt der planungsverantwortlichen Stelle, regelmäßig mithin der Kommune, erfolgt,[16] stellt sich die Frage der Wirkungsweise bzw. Rechtsnatur der Fahrpläne gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E.

1. Fahrplan als öffentlich-rechtlicher Vertrag?

Fahrpläne sind zwischen Gasverteilernetzbetreiber und Kommune *einvernehmlich zu beschließen* und müssen *verbindlich* sein – letzteres dürfte seitens der Kommune die Gewährung von Investitionssicherheit in Bezug auf das Bestehen und den Umfang eines Wasserstoffnetzausbaugebiets sowie seitens des Gasnetzbetreibers die Übernahme von Verpflichtungen gegenüber der Kommune als auch gegenüber Dritten (Anschlussnehmern) erfordern.

Zu den einzelnen Pflichten des Gasnetzbetreibers gehören etwa Zusagen, wie etwa wer die Kosten der Umrüstung und des Austauschs nicht umrüstbarer Verbrauchsgeräte tragen soll (§ 71 Abs. 1 Nr. 2 lit. b). Zudem sind Fahrpläne wie dargestellt mit (verbindlichen) Zwischenzielen zu versehen. Konkretisiert wird dies zeitlich in den Jahren 2035 und 2040 sowie räumlich auf die Umstellung von Netzteilen jeweils in Einklang mit den Klimaschutzzielen des Bundes (§ 71 Abs. 1 Nr. 2 lit. b). Schließlich ergeben sich Informations- und sogar Schadensersatzpflichten des Gasverteilernetzbetreibers im Falle des Scheiterns des Fahrplans, vgl. § 71k Abs. 4 und 6 GEG-E.

Da die Ausweisung als Wasserstoffnetzausbaugebiet gemäß § 26 WPG-RefE ausdrücklich noch keine Pflicht beinhaltet, eine bestimmte Wärmeversorgungsinfrastruktur zu errichten, auszubauen oder zu betreiben (§ 27 Abs. 1 WPG-RefE), ist auszuschließen, dass eine – zumal einvernehmliche – Verpflichtung des Gasverteilernetzbetreibers schon im Rahmen der Ausweisung erfolgt. Es handelt sich bei der Verpflichtung mithin um einen nachgelagerten Akt.

Angesichts der zugleich bestehenden, uneingeschränkten Handlungsfreiheit des Gasverteilernetzbetreibers kommt die Rechtsnatur der Herstellung des gesetzlich vorgesehenen Einvernehmens allerdings wohl nur durch Vertrag in Frage. Gemäß § 54 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) kann *ein Rechtsverhältnis auf dem Gebiet des öffentlichen Rechts […] durch Vertrag begründet, geändert oder aufgehoben*

[16] Nach § 27 Abs. 1 WPG-RefE gilt die Ausweisung als Entscheidung im Sinne von § 71k Absatz 1 des Gebäudeenergiegesetzes, d.h. genauer wohl nach § 71k Abs. 1 Nr. 1 GEG-E.

werden (öffentlich-rechtlicher Vertrag), soweit Rechtsvorschriften nicht entgegenstehen. Indessen handelt es sich trotz des Versprechens einer Gegenleistung des Gasverteilernetzbetreibers auf den ersten Blick nicht um einen originären Austauschvertrag (§ 56 Abs. 1 VwVfG), da es an einer entsprechenden hoheitlichen Verpflichtung zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes mangelt. Insofern ist die Zulässigkeit einer solchen Vereinbarung fraglich.

Man wird allerdings auch konstatieren müssen, dass der Gasverteilernetzbetreiber ein inhärentes Interesse schon an der vorhergehenden Ausweisung als Wasserstoffnetzausbaugebiet hat, da ohne diesen die Weiterentwicklung zu einem Wasserstoffnetzbetreiber (für Heizkunden) mangels Anschlussnehmern ökonomisch ausgeschlossen ist. Insofern handelt es sich doch um einen, wenngleich atypischen Austauschvertrag. Gerade in Konstellationen, in denen es um vielfältige Interessen und ein komplexes Geflecht aus Leistungen und Gegenleistungen geht […] bieten die „klassischen Instrumente" des Verwaltungsrechts häufig keine ausreichende Flexibilität, sodass sich der Abschluss eines Austauschvertrages anbietet.[17]

Auch die zu regelnden Verpflichtungen gegenüber den Anschlussnehmern und insbesondere die dann zwingend im Fahrplan vorzusehende, verschuldensabhängige Ersatzpflicht spricht für eine vertragliche Verpflichtung. Denn *durch Vertrag kann eine Leistung an einen Dritten mit der Wirkung bedungen werden, dass der Dritte unmittelbar das Recht erwirbt, die Leistung zu fordern*, § 328 Abs. 1 BGB.

2. Identität Gasverteiler- und künftiger Wasserstoffnetzbetreiber

Rechtsfolge eines Vertrages ist zunächst, dass sich die allgemeinen Vorgaben für einen Fahrplan durch den Vertrag als Pflichten für eine bestimmte (juristische) Person bzw. Unternehmen konkretisieren.

D. h. nicht jedes Unternehmen, das zu Zwecken der Gasversorgung ein Netz in dem Wasserstoffnetzausbaugebiet betreibt, wäre entsprechend der Wärmeplanung verpflichtet. Allerdings sind **nur Anschlussnehmer des Fahrplan-Vertragspartners** gemäß § 71k GEG-E nach Ende der Wärmeplanungsfristen weiter zum Einbau von Erdgasheizungen (H2-ready) entgegen der 65 %-Pflicht nach § 71 Abs. 1 GEG-E berechtigt. Zugleich ist damit für die Zukunft auch nicht etwa eine Vorfestlegung auf einen bestimmten Wasserstoffnetzbetreiber (oder Biogasnetzbetreiber) verbunden – hier unterliegen Gebäudeeigentümer der Erfüllungsoption des § 71f GEG-E.

[17] BeckOK VwVfG/Spieth, 59. Ed. 1.4.2022, VwVfG § 56 Rn. 3.

Der Gesetzgeber geht aber erkennbar davon aus, dass der Betrieb des bestehenden Gasverteiler- und des neuen Wasserstoffnetzes zumindest bis zur vollständigen Umstellung durch dieselbe Unternehmung erfolgt. Denn die verbindlichen Schritte gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 lit. a) bis c) erfordern bei verständiger Auslegung einen koordinierten Parallelbetrieb beider Netzarten (in der Praxis müssen Netzteile umgewidmet werden, Assets übertragen und Personal muss übergehen). Unabhängig davon, inwieweit zunächst etwa eine sukzessive Steigerung der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze (unter Beibehaltung der Qualifizierung als Gasnetz; „Wasserstoffnetze" dienen der Versorgung von Kunden *ausschließlich* mit Wasserstoff, siehe § 3 Nr. 39a EnWG) technisch möglich wäre,[18] zeigt jedenfalls die im GEG-E beschriebene Umstellung von *Netzteilen* in den Jahren 2035 und 2040 als sogenannte *räumliche und zeitliche Zwischenschritte* das Bedürfnis unterschiedlicher Netzarten innerhalb des Versorgungsgebiets eines Unternehmens.

B. Fahrpläne im Lichte des geltenden Konzessionsrechts

Nachfolgend wird geprüft, wie sich die Vorgaben des nationalen Konzessionsrechts der §§ 46 ff. EnWG auf die Aufstellung, Bindungswirkung und Umsetzung der in § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E vorgesehenen Fahrpläne verhalten. Sofern hierbei mögliche rechtliche Probleme indiziert sind, wird ferner untersucht, mit welchen Lösungsansätzen diesen begegnet werden könnte.

I. Konzessionsrechtliche Rahmenbedingungen

1. Wegenutzungsverträge gemäß § 46 EnWG

Für die Verlegung und der Betrieb von Strom- und Gasversorgungsleitungen und -netzen bedarf es regelmäßig der Nutzung öffentlicher Verkehrswege von Städten und Gemeinden. Die Einräumung hierfür erforderlicher Wegenutzungsrechte erfolgt über Wegenutzungsverträge gemäß § 46 EnWG. Es handelt sich um sog. „sonstige Nutzungen" öffentlicher Verkehrswege, für die die Landesstraßengesetze der Bundesländer auf das bürgerliche Recht verweisen[19]. Verträge zur Einräumung

---

[18] Die Auftraggeberin ist Projektpartnerin bei H2vorOrt, ein Transformationskonzept. Im Rahmen sogenannter Gasnetzgebiets-Transformationspläne (GTP) soll Wasserstoff zunächst den Erdgasnetzen beigemischt, später sollen diese umgestellt werden, siehe https://www.h2vorort.de/ (Abruf August 2023).

[19] In den Bundesländern Berlin und Hamburg dürfte sich der Konzessionsvertrag aufgrund spezieller straßenrechtlicher Regelungen als öffentlich-rechtlicher Vertrag darstellen; in allen übrigen Bundesländern findet über die jeweiligen Landesstraßengesetze (ebenso wie in § 8 Abs. 10 FStrG) eine Sonderzuweisung ins bürgerliche Recht statt.

von Wegenutzungsrechten für die Verlegung und den Betrieb von Strom- und Gasversorgungsleitungen und -netzen sind daher privatrechtliche Verträge, für deren Zustandekommen und Ausgestaltung das Bundesrecht in den §§ 46 ff. EnWG öffentlich-rechtliche Rahmenbedingungen setzt. § 46 EnWG spricht dabei die Gemeinden primär nicht als Verwaltungsträger, sondern als Wegeeigentümer und Inhaber der Gewährleistungspflicht der Energieversorung an.[20] Die Vorschrift unterwirft die Gemeinden hierbei besonderen Pflichten und auch der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle, weil sie als Wegeeigentümer in ihrem jeweiligen Gebiet eine marktbeherrschende Stellung innehaben.[21]

§ 46 EnWG differenziert zwischen sog. „einfachen" leitungsbezogenen Wegenutzungsverträgen gemäß § 46 Abs. 1 EnWG und qualifizierten gebietsbezogenen Wegenutzungsverträgen für Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung (die sog. „Konzessionsverträge") gemäß § 46 Abs. 2 EnWG[22].

Relevant für die vorliegende Untersuchung des Verhältnisses des Konzessionsrechts zu den Fahrplänen i. S. d. § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E ist nur der Rechtsrahmen für die sog. Konzessionsverträge gemäß § 46 Abs. 2 EnWG, da sich die Aufstellung der Fahrpläne gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E an „Gasverteilnetzbetreiber" richtet. Ein Gasverteilnetzbetreiber bedarf grundsätzlich eines wirksamen Gaskonzessionsvertrages; nur einfache Wegerechte i. S. d. § 46 Abs. 1 EnWG reichen nicht aus.

2. Wettbewerbliche Vergabe von Gaskonzessionen

Der Gesetzgeber hat sich im Hinblick auf Strom- und Gaskonzessionen wegen der „faktischen Wirkung bereits vorhandener Netze"[23] für die Etablierung eines regelmäßigen „Wettbewerbs um das Netz" entschieden.[24] Zentrales Instrument hierfür ist die gesetzliche Begrenzung der Laufzeit von Strom- und Gaskonzessionsverträgen auf maximal 20 Jahre gemäß § 46 Abs. 2 Satz 1 EnWG. Die Laufzeitbegrenzung stellt in Verbindung mit der Pflicht zur Bekanntmachung auslaufender Konzessionsverträge gemäß § 46 Abs. 3 EnWG sicher, dass es spätestens alle 20 Jahre zum Wettbewerb um das jeweilige Netz kommt. § 46 Abs. 2 EnWG ist nach dem Willen des

---

[20] BVerwG, Beschl. v. 21.11.2016, Az. 10 AV 1/16, juris Rn. 6.

[21] Vgl. BGH, Urt. v. 17.12.2013, Az. KZR 66/12, juris Rn. 19 ff.

[22] Vertiefend: *Theobald/Schneider* in: Theobald/Kühling, EnWG, 119. EL, Stand: Februar 2023, § 46 EnWG Rn. 18 f. und 28 f.

[23] BT-Drs. 13/7274, S. 21.

[24] Zu den drei Wettbewerbsmodellen „in", „um" und „zwischen" Netzen bzw. Infrastrukturen siehe *Theobald*, NJW 2003, 524

Gesetzgebers zentral für die Schaffung von Wettbewerb und soll einen Ausgleich schaffen zu dem natürlichen Monopol, das der Netzbetreiber vor Ort hat.[25] Ein Gaskonzessionsvertrag vermittelt insofern keine Ewigkeitsrechte des Konzessionärs.[26]

Der vom Gesetzgeber ausgerufene Wettbewerb ist dabei kein Selbstzweck. Er dient dazu, die in § 1 Absatz 1 EnWG normierten Ziele, die im Interesse des Allgemeinwohls liegen, zu erreichen.[27] § 46 Abs. 4 Satz 1 EnWG verpflichtet daher die Gemeinden ausdrücklich, bei der Auswahl des Konzessionärs die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG zu beachten.[28] Zu den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG zählt seit der EnWG-Novelle 2021[29] auch ausdrücklich eine treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung. Die Kommunen können bei der Ausgestaltung des Wettbewerbs gem. § 46 Abs. 4 Satz 2 EnWG ferner auch „Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft" berücksichtigen.

Aus der marktbeherrschenden Stellung der Gemeinden bei der Konzessionsvergabe leitet der BGH deren Bindung an das kartellrechtliche Missbrauchsverbot des § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB ab. Danach besteht die Pflicht der Gemeinden (und ein subjektives Recht von Bewerbern) zu einer transparenten und diskriminierungsfreien Durchführung des Konzessionsfahrens.[30]

Ob ein Konzessionsverfahren einer Gemeinde im Einzelfall den Grundsätzen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit genügt, ist nicht zuletzt aufgrund der nur recht rudimentären gesetzlichen Verfahrensvorgaben in den §§ 46 ff. EnWG seit Jahren Gegenstand einer Vielzahl gerichtlicher Rechtstreitigkeiten; unter anderem zur Frage der Zulässigkeit und Transparenz von der Gemeinde im Verfahren aufgestellter Auswahlkriterien sowie zur Frage der Rechtmäßigkeit einer gemeindlichen Angebotsbewertung und Auswahlentscheidung.[31] Obgleich der Gesetzgeber mit der

---

[25] BT-Drs. 18/8184, S. 8; BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Ed., Stand: 01.06.2022, § 46 Rn. 8 f.

[26] *Graßmann/Steinbeck* in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, 2. Aufl. 2023, § 46 Rn. 39.

[27] BT-Drs. 18/8184, S. 8.

[28] Diese Ziele sind nach der Rspr. des BGH auch „vorrangig" bei der Konzessionsvergabe zu berücksichtigen, vgl. BGH, Urt. v. 17.12.2013, Az. KZR 66/12, juris Rn. 16, 84.

[29] Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 16.07.2021, BGBl. I, S. 3026.

[30] BGH, Urt. v. 09.03.2021, Az. KZR 55/19, juris Rn. 18; Urt. v. 17.12.2013, Az. KZR 66/12, juris Rn. 16 f.

[31] Vertiefend zum Stand der höchst- und obergerichtlichen Rechtsprechung: *Meyer-Hetling/Bitzhöfer*, EnWZ 2023, S. 109 ff.

© BBH, 2023

EnWG Novelle 2017[32] durch die Einführung des sogenannten Rüge- und Präklusionsregimes (§ 47 EnWG) versucht hat, für mehr Rechtssicherheit und eine Beschleunigung der Konzessionsverfahren zu sorgen[33], sind zahlreiche praxisrelevante Streitthemen noch immer nicht abschließend geklärt und es herrscht weiterhin ein hohes Maß an Rechtsunsicherheit.[34] Die Zahl gerichtlicher Auseinandersetzungen hat im Zuge der Vorgaben des § 47 EnWG eher zugenommen. Nicht selten müssen Gemeinden Konzessionsverfahren aufheben und wiederholen; bis zu einer wirksamen Konzessionsvergabe vergehen oftmals mehrere Jahre.

3. Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoff, § 113a EnWG

Im Rahmen der am 27.07.2021 in Kraft getretenen EnWG-Novelle 2021[35] hat der Gesetzgeber auch die Spezialnorm des § 113a EnWG eingefügt. Diese soll die Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf dem Transport von reinem Wasserstoff und den Neubau reiner Wasserstoffleitungen erleichtern.[36] § 113a Abs. 2 EnWG bestimmt dabei, dass bestehende Wegenutzungsverträge für Gasleitungen i. S. v. § 46 EnWG bis zu deren Laufzeitende auch für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff gelten. Nach dem Ende der Laufzeit der bestehenden Wegenutzungsverträge sind die Gemeinden gemäß § 113a Abs. 3 EnWG verpflichtet, Betreibern von Wasserstoffnetzen ihre öffentlichen Verkehrswege auf Basis neuer Wegenutzungsverträge zur Verfügung zu stellen, deren Bedingungen nicht schlechter sein dürfen als die der bestehenden Wegenutzungsverträge.

Damit ist jedenfalls für Gaskonzessionsverträge, die unter den Anwendungsbereich des § 113 Abs. 2 EnWG fallen, die in einem Fahrplan gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E verfolgte Transformation eines Gasverteilnetzes hin zu einem Wasserstoffnetz auch wegerechtlich abgesichert.

Unklarheiten verbleiben hingegen diesbezüglich für solche Gaskonzessionsverträge, die nicht unter den Anwendungsbereich des § 113a Abs. 2 EnWG fallen, d. h. solche Gaskonzessionsverträge, die nach dem 27.07.2021 abgeschlossen worden sind. Liegen die Anwendungsvoraussetzungen nicht vor, dürften für den dann nach

---

[32] Gesetz zur Änderung der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung v. 27.01.2017, BGBl. I, S. 130.

[33] BT-Drs. 18/8184, S. 16

[34] *Meyer-Hetling/Bitzhöfer*, EnWZ 2023, S. 109 [114].

[35] BGBl. I, S. 3026.

[36] BT-Drs. 19/27453, S. 60, 137 f.

einer Umstellung erforderlichen Abschluss entsprechender Wegenutzungsverträge für Wasserstoffleitungen die über die Rechtsgrundverweisung in § 28j Abs. 1 EnWG anwendbaren allgemeinen Regeln der §§ 46 ff. EnWG gelten.[37]

II. Auswirkungen des Konzessionsrechts auf Fahrpläne gem. § 71k GEG-E

Vor dem Hintergrund der vorstehend skizzierten Rahmenbedingungen des Konzessionsrechts stellt sich die Frage, wie sich dessen Bestimmungen auf die Aufstellung, die Verbindlichkeit und die durchgehende Umsetzung der in § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E vorgesehenen Fahrpläne auswirken.

1. Kontinuität in der Person des Gasnetzbetreibers

Der vorliegende Entwurf des § 71k GEG-E geht davon aus, dass die Umsetzung eines Fahrplans im Sinne des § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E bis zur Vollendung der Umstellung der Gasnetzinfrastruktur im Wasserstoffnetzausbaugebiet durch den Gasverteilnetzbetreiber erfolgen soll, der zusammen mit der nach Landesrecht zuständigen Stelle den Fahrplan auch beschlossen und veröffentlicht hat (siehe oben, **A.III.2. *Identität Gasverteiler- und künftiger Wasserstoffnetzbetreiber***).

Eine solche Kontinuität in der Person des Gasnetzbetreibers von der Aufstellung des Fahrplans bis zu dessen vollendeter Umsetzung ist jedoch mit Blick auf die wettbewerblich geprägten konzessionsrechtlichen Vorgaben des § 46 Abs. 2, 3 EnWG nicht sicher gewährleistet.

Wer Netzbetreiber im jeweiligen Konzessionsgebiet wird, bestimmt die jeweilige Gemeinde durch das Konzessionsverfahren nach § 46 EnWG. Dabei kann sie gemäß § 46 Abs. 2 Satz 1 EnWG einen Konzessionär nur maximal für die gesetzlich vorgegebene Höchstlaufzeit von 20 Jahren auswählen. Spätestens nach 20 Jahren muss die Gemeinde nach dem derzeit geltenden Rechtsrahmen eine Gaskonzession erneut in den Wettbewerb geben.

Geht man davon aus, dass ein Fahrplan gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E einen Umsetzungszeitraum bis zum 31.12.2044 hat, ist eine gesicherte Kontinuität in der Person des Gasnetzbetreibers bei dessen Umsetzung in Anbetracht der höchstzulässi-

[37] So zutreffend jedenfalls im Hinblick auf die Anwendungsvoraussetzungen des § 113a Abs. 3 EnWG auch *Lange* in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, 2. Aufl. 2023, § 113a Rn. 31, unter Verweis auf Kment/Wenzel, RdE 2022, 153 [164].

gen Konzessionsvertragslaufzeit von 20 Jahren allenfalls für solche Fallkonstellationen denkbar, in denen der Gasnetzbetreiber den Netzbetrieb auf Basis eines 20jährigen Gaskonzessionsvertrages mit Laufzeitbeginn frühestens ab dem 01.01.2025 durchführt.

Bei allen anderen zeitlich gelagerten Konstellationen ist hingegen nach dem derzeit geltenden konzessionsrechtlichen Rechtsrahmen aufgrund der Laufzeitbegrenzung von Gaskonzessionen während der Geltungsdauer eines Fahrplans i. S. d. § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E durch die Gemeinde auch eine Gaskonzessionsneuvergabe zu besorgen.

Das gilt zum Beispiel für alle Gaskonzessionen, die zwar erst nach Beschluss und Veröffentlichung eines Fahrplans, aber noch vor 2044 auslaufen (also z. B. alle in den 2030er Jahren endenden Gaskonzessionsverträge). Auch wenn hierzu keine gesicherten empirischen Daten vorliegen, ist davon auszugehen, dass dies bundesweit eine Vielzahl, wenn nicht sogar den Großteil derzeit bestehender Gaskonzessionsverträge betrifft. Eine Kontinuität in der Person des den Fahrplan aufstellenden und umsetzenden Gasnetzbetreibers wäre dort im aktuellen Rechtsrahmen nicht garantiert.

Die vorstehenden beschriebenen Konstellationen unterstellen dabei im Übrigen jeweils, dass ein neuer Gaskonzessionsvertrag tatsächlich auch immer die gesetzliche Höchstlaufzeit von 20 Jahren ausschöpft. In der Praxis werden jedoch auch Konzessionsverträge mit kürzeren Laufzeiten (etwa von 10 oder 15 Jahren) abgeschlossen; weit verbreitet ist jedenfalls die Einräumung von vorzeitigen Sonderkündigungsrechten für die Gemeinde.[38]

2. Konzessionsvergabe während der Geltung eines Fahrplans

Kommt es für ein Gebiet, in dem bereits ein genehmigter Fahrplan nach § 71k GEG-E besteht, zu einer Konzessionsneuvergabe, kann dies erhebliche Auswirkungen auf die erfolgreiche Umsetzung oder Fortgeltung des Fahrplans haben.

- Verliert der den Fahrplan gemeinsam mit der nach Landesrecht zuständigen Stelle aufstellende Gasnetzbetreiber während der Geltung des Fahrplans

[38] Vgl. z.B. die der Entscheidung des BGH v. 09.03.2021, Az. KZR 55/19 – „Gasnetz Berlin" zugrunde liegende Fallkonstellation; die Abfrage von gemeindlichen Sonderkündigungsrechten ist zudem nach Kenntnis der Unterzeichner häufig geübte Praxis bei der Aufstellung gemeindlicher Auswahlkriterien auch zur Vergabe von Gaskonzessionen.

seine Konzession, ist er gemäß § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG zur Netzherausgabe an den Neukonzessionär verpflichtet. Der bisherige Gasverteilnetzbetreiber verliert mit der Netzabgabe seine Netzbetreiberstellung und damit die Verfügungshoheit über die Anlagen des Gasverteilnetzes (und damit das Transformationsobjekt), die er für die Erfüllung des Fahrplans aber benötigt. Wenn aufgrund dieses Umstandes keine oder keine rechtzeitige Erfüllung der Anforderungen an den Fahrplan mehr gewährleistet ist, droht eine Feststellung durch die Bundesnetzagentur im Sinne des § 71k Abs. 4 GEG-E und damit das Scheitern des Fahrplans. Bisher hiervon befreite Heizungsanlagen müssten dann bis zum Ablauf der in § 71k Abs. 4 GEG-E genannten Frist die Anforderungen nach § 71 Abs. 1 GEG-E erfüllen.

Sofern das Scheitern des Fahrplans für den bisherigen Gasnetzbetreiber auf einem vorherigen „Konzessionsverlust" beruht, spricht zwar viel dafür, dass ein Erstattungsanspruch im Sinne des § 71k Abs. 6 GEG-E von Gebäudeeigentümern gegen den bisherigen Gasverteilnetzbetreiber ausscheidet, da bei einem Verlust der Konzession im Wettbewerb wohl kein Vertretenmüssen des bisherigen Gasverteilnetzbetreibers vorliegt.[39] Bei eventuellen Mehrkosten für Gebäudeeigentümer wegen eines festgestellten Scheiterns des Fahrplans sowie bei dem Scheitern des Fahrplans als solchem bliebe es gleichwohl, was nicht der Intention des Gesetzgebers entsprechen dürfte.

- Fraglich ist zudem, ob und wie eine Gemeinde bei einer Gaskonzessionsneuvergabe darauf hinwirken kann, dass auch im künftigen Konzessionszeitraum die Anforderungen eines bestehenden Fahrplans im Sinne des § 71k GEG-E bis zu dessen Vollendung durch den neuen Konzessionär erfüllt werden.

  Mit Blick darauf, dass der Fahrplan der Transformationen des Gasverteilnetzes dem Ziel der Dekarbonisierung der Netzinfrastruktur dient, spricht zwar viel dafür, dass eine entsprechende Anforderung durch die Gemeinde im

[39] Anders könnte dies ggf. gelagert sein, wenn der bisherige Gasverteilnetzbetreiber auf eine Neubewerbung um die Konzession verzichtet. Zwar besteht grundsätzlich keine Pflicht eines Altkonzessionärs zu einer Wiederbewerbung auf eine ausgelaufene Bestandskonzession. Ggf. könnte aber eine gewisse Bindungswirkung über den aufgestellten Fahrplan erfolgen; dies bedürfte einer vertieften Prüfung sowie ggf. auch weiterer Kenntnis der von der BNetzA gemäß § 71k Abs. 3 GEG-E durch Festlegung konkret zu bestimmenden Anforderungen an einen Fahrplan und dessen Überprüfung.

© BBH, 2023

Konzessionsverfahren als an den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG sowie den Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft orientiertes und damit zulässiges Auswahlkriterium aufgestellt werden könnte. Eine hinreichende Klarheit hierüber dürfte im gegenwärtigen Rechtsrahmen aber - wie auch in der Vergangenheit bereits hinsichtlich anderer Auswahlkriterien - letztlich erst im Einzel- bzw. Streitfall durch die Rechtsprechung (mit einem wohl deutlichen Zeitversatz) erzielt werden können. Zu beachten ist ferner, dass selbst bei einer Berücksichtigung des Aspekts als Auswahlkriterium nicht sicher gewährleistet ist, dass ein künftiger Konzessionär der Gemeinde auch ein entsprechendes Angebot bzw. eine entsprechende Zusage hierzu abgibt. Hat ein Bewerber bei anderen Auswahlkriterien einen so großen Vorsprung, dass er in der Gesamtschau auch trotz einem zur Weitererfüllung des Fahrplans unterbliebenen Angebots das insgesamt beste Angebot gemacht hat, wäre diesem Bieter dennoch die Konzession zu erteilen.[40]

Eine Sicherstellung der Weitererfüllung des Fahrplans durch einen neuen Konzessionär wäre insofern nur denkbar, wenn die Gemeinde die weitere Erfüllung des genehmigten Fahrplans durch den neuen Konzessionär zu einer Mindestanforderung an die Bewerber im Konzessionsverfahren macht, d. h., dass nur Angebote zum Zuge kommen können, die auf diese Anforderung der Gemeinde vollumfänglich eingehen. Ob die Gemeinde eine solche Mindestanforderung aufstellen darf, ist im derzeitigen Rechtsrahmen jedoch unklar. Dagegen spricht, dass jedenfalls nach dem Wortlaut des § 46 Abs. 1 i. V. m. Abs. 2 EnWG eine Gemeinde einen Konzessionsvertragsschluss nur dann ablehnen kann, wenn der Anbieter/Petent nicht bereit ist, der Gemeinde die nach den Vorgaben der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) höchstzulässige Konzessionsabgabe zu zahlen. Denkbar ist zudem auch, dass eine entsprechende Mindestanforderung im Wettbewerb diskriminierend wirkt. Der Altkonzessionär könnte dadurch bevorteilt werden, weil er eine entsprechende Anforderung als derjenige, der den bestehenden Fahrplan und die dahinterliegende Investitionsplanung aufgestellt hat, einfacher erfüllen kann als dritte Bewerber. Auch insoweit wären ggf. letztlich wiederum im Einzelfall die Gerichte hiermit zu befassen.

- Schließlich ist noch die Konstellation in den Blick zu nehmen, was mit der Erfüllung des Fahrplans geschieht, wenn sich auf die erforderliche Neuaus-

[40] Vgl. BGH, Urt. v. 09.03.2021, Az. KZR 55/19, juris Rn. 38.

schreibung einer Gaskonzession kein Unternehmen mehr um die Konzession bewirbt, der Wettbewerb also ausbleibt. Angesichts des bevorstehenden Ausstiegs aus der fossilen Erdgasversorgung, diesbezüglich tw. prognostizierter weiträumiger Gasnetzstilllegungen[41] und den damit verbundenen wirtschaftlichen Risiken für Gasnetzbetreiber ist dies künftig ein durchaus realistisches Szenario. Bereits konzessionsrechtlich stellen sich hier viele Fragen; im derzeitigen Regelungssystem des Konzessionsrechts ist dieser Fall jedenfalls nicht verankert und wäre wohl als Systemversagen zu qualifizieren. Dass sich kein Unternehmen auf eine Gaskonzession bewirbt, dürfte der Gesetzgeber bei der Erarbeitung des EnWG 1998 nicht bedacht und demnach nicht geregelt haben. Eine spezielle gesetzliche Regelung über eine nachkonzessionsvertragliche Netzbetriebspflicht des Altkonzessionärs besteht daher nicht. Der Gesetzgeber ist bei der Implementierung der §§ 46 ff. EnWG und dem dahinterstehenden Gewährleistungskonzept erkennbar von dem Gedanken ausgegangen, dass es zu einem regelmäßig wiederkehrenden „echten" Wettbewerb um die Konzession kommt.

Gute Argumente sprechen dafür, dass im Zweifel in einem solchen Fall die Gewährleistungsverantwortung der jeweiligen Gemeinde in eine Erfüllungsverantwortung umschlägt. Es bedarf hier bereits konzessionsrechtlich einer klaren gesetzlichen Regelung und interessengerechten Lösung, wer den Netzbetrieb (und das Eigentum am Gasversorgungsnetz) im Fall eines fehlenden konzessionsvertraglichen Nachfolgeinteresses übernehmen muss. Dasselbe gilt auch hinsichtlich der Fortführung der Erfüllung eines geltenden Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E.

Unabhängig von den vorgenannten Fallkonstellationen ist in diesem Zusammenhang zudem unklar, ob im Einzelfall überhaupt bei einem Wechsel der Person des Gasverteilnetzbetreibers einzelne Bestandteile des Fahrplans (§ 71k Abs. 3 Satz 3 GEG-E nennt hier z. B. ggf. vorzulegende Verträge und Finanzierungszusagen) einer Rechtsnachfolge durch den neuen Konzessionär und Gasverteilnetzbetreiber ohne Weiteres zugänglich sind.

Ein etwaiger Eintritt eines neuen Gasverteilnetzbetreibers in die Erfüllungspflicht der Anforderung des Fahrplans wirft überdies die Frage auf, wie sich ein Wechsel in

[41] Vgl. z.B. Agora Energiewende, Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze – Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation, 01.01.2023, S. 4.

der Person des Gasnetzbetreibers auf den in § 71k Abs. 6 GEG-EE vorgesehenen Erstattungsanspruchs des Gebäudeeigentümers gegen den „Gasverteilnetzbetreiber" bei Scheitern des Fahrplans durch eine Feststellung der Bundesnetzagentur im Sinne des § 71k Abs. 4 GEG-E auswirkt. Für die Gebäudeeigentümer könnte in diesem Fall die Durchsetzung von Erstattungsansprüchen mit Blick auf das erforderliche Vertretenmüssen des Gasverteilnetzbetreibers erschwert werden.[42]

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der derzeitige konzessionsrechtliche Rechtsrahmen der §§ 46 ff. EnWG die Erfüllung eines Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E bei einer während der Geltung des Fahrplans erforderlichen Konzessionsneuvergabe erheblich beeinträchtigen kann. Die Wirksamkeit dieses vom Gesetzgeber im GEG-E vorgesehenen Instruments wäre vermutlich in vielen Fällen einer Konzessionsneuvergabe infrage zu stellen.

III. Mögliche Lösungsansätze

Vor dem Hintergrund des vorstehend unter B.II. dargestellten derzeitigen konzessionsrechtlichen Rechtsrahmens und den daraus resultierenden Problemstellungen im Hinblick auf die Umsetzung des Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E stellt sich die Frage, ob und wenn ja, welche Lösungsansätze denkbar sind.

Sofern, wie durch die Regierungskoalition angekündigt, der derzeitige Entwurf des GEG-E nach der parlamentarischen Sommerpause 2023 unverändert verabschiedet werden soll, kommt ein Lösungsansatz durch eine etwaige Anpassung des GEG-E nicht in Betracht. Da die vorstehend aufgeworfene Problematiken ihren Ursprung letztlich in der derzeitigen Konzessionsrechtssystematik finden, dürfte aber ohnehin eine Lösung durch eine Anpassung des Konzessionsrechts nahe liegend sein.

Erwogen werden könnten folgende Lösungsansätze:

- Um den Gemeinden bei der Neuvergabe von Gaskonzessionen entsprechende Handlungsspielräume zur Sicherstellung der Weitererfüllung eines geltenden Fahrplans i.S.d. § 71k GEG-E in ihrem Gemeindegebiet zu eröffnen, könnte in den §§ 46 ff. EnWG die Bestimmung aufgenommen werden, dass die Gemeinden den Neuabschluss eines Gaskonzessionsvertrages auch

[42] So stellt sich in einem Fall des Wechsels des zuständigen Gasnetzbetreibers z.B. die Frage, ob und wenn in welchem Umfang sich der neue Gasnetzbetreiber ein Tun oder Unterlassen des vormaligen Gasnetzbetreibers bei der Fahrplanumsetzung anrechnen lassen muss.

dann verweigern können, wenn sich das um die Konzession bewerbende Energieversorgungsunternehmen nicht bereit erklärt, im künftigen Konzessionszeitraum die Erfüllung der Anforderungen des genehmigten Fahrplans sicherzustellen.

Mit einer solchen Regelung könnte klargestellt werden, dass die Gemeinden eine solche Mindestanforderung bei der Konzessionsvergabe zulässigerweise aufstellen dürfen. Anzumerken bleibt jedoch, wie oben bereits dargestellt (B.II.), dass bei diesem Lösungsansatz nicht sicher gewährleistet werden kann, dass sich ein Bewerber um die Gaskonzession findet, der zur Abgabe einer entsprechenden Zusage bereit ist. Unklar bliebe auch, ob bei einer Erfüllung der Mindestanforderung die Erfüllungsverpflichtung des bisherigen Gasverteilnetzbetreibers ohne weiteres entfällt.

- Denkbar wäre insofern auch ein Lösungsansatz, der in § 46 Abs. 2 EnWG im Falle eines Konzessionärwechsels klarstellt, dass der Neukonzessionär neben den Gasnetzverteilungsanlagen auch die Verpflichtungen aus einem etwaigen Fahrplan gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E übernimmt und in alle damit verbundenen Rechte und Pflichten eintritt. Auch bei diesem Lösungsansatz bestehen, ungeachtet der Frage der rechtssicheren Umsetzbarkeit, die gleichen Unsicherheiten wie beim vorgenannten Lösungsansatz.

- Ein weiterer Lösungsansatz könnte sein, dass für solche Konzessionsgebiete, in denen bei Auslaufen des bestehenden Gaskonzessionsvertrages bereits ein genehmigter Fahrplan gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E besteht, die Möglichkeit eröffnet wird, dass die Gemeinde den bestehenden Gaskonzessionsvertrag mit dem bisherigen Gaskonzessionär ohne Ausschreibung der Konzession jedenfalls bis zu dem für die Vollendung des Fahrplans vorgesehenen Zeitpunkt verlängern kann. Allerdings müsste die Verlängerungsoption im Einvernehmen mit dem bisherigen Konzessionär erfolgen Ein demgegenüber noch erweiterter Ansatz, bei dem der bisherige Konzessionär von der Gemeinde sogar verpflichtet werden könnte, einen Anschlusskonzessionsvertrag einzugehen, wäre jedenfalls im Hinblick auch auf seine Verfassungskonformität (infrage käme insoweit ein Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG, Art. 14 Abs. 1 GG sowie subsidiär auch Art. 2 Abs. 1 GG) fraglich und noch vertieft auch auf seine Konformität mit europarechtlichen Vorgaben, insbesondere dem EU- Primärrecht zu prüfen.

- Denkbar ist schließlich auch ein Lösungsansatz, dass den Gemeinden die Möglichkeit eingeräumt wird, die derzeit laufenden Gaskonzessionsverträge vor einer Erstellung des Fahrplanes vorzeitig zu beenden und ohne

Ausschreibung mit dem bisherigen Konzessionär zu verlängern oder jedenfalls neu auszuschreiben. Mit diesem Lösungsansatz könnte gewährleistet werden, dass über die Laufzeit des neuen Konzessionsvertrages der Fahrplan zur Gasnetztransformation gemeinsam entwickelt und umgesetzt wird. Die vorgenannten rechtlichen Bedenken bestehen hier gleichermaßen und wären ebenfalls zudem vertieft zu prüfen. Zudem besteht im Fall der vorzeitigen Beendigung das Risiko, dass sich kein Konzessionsvertragspartner mehr findet.

C. Fahrpläne und Entflechtungsproblematik nach EU-GasRL-E

Die Novellierung der Gasbinnenmarktrichtlinie wird hinsichtlich des Wasserstoffhochlaufs insbesondere neue Vorgaben zur Entflechtung mit sich bringen. Die EU-Kommission, das EU-Parlament und der Rat der EU vertreten hier teils unterschiedliche Positionen, zum Teil finden sich jedoch auch strukturelle Gemeinsamkeiten, die erhebliche Auswirkungen für die Beteiligung von Gasverteilernetzbetreibern am örtlichen Wasserstoffnetzhochlauf mit sich bringen.

Allen Entflechtungsbestimmungen ist gemein, dass sie *prinzipiell*, aus vermeintlich oder tatsächlich wettbewerbsfördernden Erwägungen, versuchen Geschäftsbereiche zu trennen, der Fahrplan nach § 71k Abs. 1 GEG-E jedoch zumindest ein Zusammenwirken der Betreiber der heutigen Gasverteilernetze mit den späteren Wasserstoffnetzbetreibern erfordert; hier steht allgemein die Wärmeversorgung im Fokus.

I. Position der Organe der Europäischen Union

Entflechtungsbestimmungen für Strom- und Gasnetzbetreiber sind traditionell Gegenstand der Energie-Binnenmarktrichtlinien. Zwar gibt es aktuell keine europäischen Vorgaben für Wasserstoffnetze, jedoch sollen diese im Rahmen der Novellierung der Gas-Binnenmarktrichtlinie ergänzt werden. Richtlinien sind für Mitgliedstaaten der EU hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich, überlassen jedoch den innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und der Mittel, siehe Art. 288 AEUV. Insofern kann von nachfolgend dargestellten Zielen nicht abgewichen werden.

1. Erstentwurf EU-Kommission, „Gas package"

Die Entflechtungsregulierung beruht auf europäischem Sekundärrecht, welches maßgeblich durch die Europäische Kommission geprägt wurde, nachdem diese ab

Mitte der 1990er Jahre die Führungsrolle in der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung übernommen hatte.[43] In dieser Tradition vertritt die **EU-Kommission** auch heute den regulatorisch strengsten Ansatz, obschon bislang keine nennenswerte Wasserstoffinfrastruktur im Sinne eines Verbundnetzes existiert; Ziel der Vorgaben ist, im Wasserstoffsektor das Entstehen vertikal integrierter Unternehmen und eine kostspieligen nachträglichen Entflechtung zu vermeiden, siehe Erwägungsgrund 55 des Entwurfs einer Gasrichtlinie (GasRL-E)[44].

Die Kommission sieht für die zukünftigen Wasserstoffnetze, anders als bei Gasnetzen, keine Aufteilung in Transport- und Verteilernetze vor, Art. 2 Abs. 1 Nrn. 20, 21 und 22 GasRL-E definieren lediglich „Wasserstoffnetz", „Wasserstofftransport" und „Wasserstoffnetzbetreiber". Zugleich sollen aber von Anfang an die Entflechtungsvorgaben für Gas-Fernleitungsnetze auf die Wasserstoffnetze angewendet werden.

Vorgesehen ist gemäß Art. 62, 63 GasRL-E eine strenge vertikale Entflechtung nach dem sogenannten Ownership Unbundling-Modell (die deutsche Übersetzung *„unabhängiger Netzbetreiber"* wird dem inhaltlich nicht gerecht) nebst einer horizontalen Entflechtung etwaiger Netzgesellschaften:

- In dieser Ausprägung bezeichnet die **vertikale Entflechtung** die eigentumsrechtliche Trennung der verschiedenen Marktstufen, was im Fall der Gas- und Wasserstoffnetze konkret bedeutet, dass Erzeugung, Versorgung oder Netzbetrieb sich nicht nur im Sinne der Rechtsform, d. h. unabhängig einer gesellschaftsrechtlichen Gestaltung des Konzerns, in unterschiedlichen Händen – Eigentümer oder Gesellschafter – befinden müssen.

  Dies gilt bei richtigem Verständnis von Art. 54 Abs. 3 GasRL-E, auf den Art. 62 Abs. 1 GasRL-E verweist,[45] sogar *spartenübergreifend*; folglich darf ein Stromhändler auch nicht Eigentümer eines Gasnetzes sein, was nach Art. 62 Abs. 3 GasRL-E entsprechend auch für Wasserstoffnetzbetreiber gilt.

---

[43] *Heinlein/Büsch* in: Theobald/Kühling, 119. EL Februar 2023, EnWG § 6 Rn. 4.

[44] Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff vom 15.12.2021 in COM (2021) 803 final, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0803&from=EN (Abruf August 2023).

[45] Aus Sicht der Verfasser ist der Verweis in Art. 62 Abs. 1 GasRL-E ein redaktionelles Versehen. Gemeint ist Art. 54, nicht Art. 52; siehe nur Art. 62 Abs. 2 GasRL-E.

- Die **horizontale Entflechtung** knüpft an die erfolgte vertikale Trennung der Marktstufen an und soll verhindern, dass Gasnetz und Wasserstoffnetz innerhalb derselben Rechtsform betrieben werden, wohingegen im Bereich der Verteilnetzbetreiber heute nur eine buchhalterische Trennung („Spartenabschlüsse") erforderlich ist. D. h. Wasserstoffnetze dürfen nicht in ein und derselben Gesellschaft wie ein Gasnetz betrieben werden, selbst wenn beide nicht vertikal integriert wären – obschon die Kommissionsfassung der GasRL-E ohne Weiteres anerkennt, dass die Wasserstoffinfrastruktur maßgeblich aus umgewidmeten „Erdgasrohrleitungen" entwickelt wird.[46]

Als Alternative zum Ownership Unbundling besteht zwar die Möglichkeit, die Entflechtung zeitlich begrenzt bis zum 31.12.2030 über einen sogenannten ITO (Art. 62 Abs. 4 GasRL-E, dazu später) zu realisieren. Angesichts der Zeitplanung des § 71k GEG-E – von der Wärmeplanung 2028 bis zur vollständigen Umstellung 2044 – stellt dies aber keine echte Alternative dar.

Dasselbe gilt für das bisher ISO genannte Modell (Art. 62 Abs. 3 GasRL-E): Hier bleibt das Eigentum am Netz zwar innerhalb des Konzerns. Der Netzbetrieb wird aber auf eine dritte Gesellschaft, dem Independent System Operator (ISO), außerhalb des Konzerns übertragen. Finanziert wird diese Gesellschaft durch den Netzeigentümer, welcher dabei *keinerlei* Einwirkungsmöglichkeiten auf die Entscheidungen des ISO hat, zugleich aber die Netzentwicklung jederzeit finanzieren muss. Dies führt praktisch ebenso zu einer Eigentumstrennung, der Unterschied und damit auch der Nutzen zum eigentlichen Ownership Unbundling ist somit schwindend gering und eher organisatorischer Natur. In der europäischen Regulierungspraxis bestehen daher meist auch nur solche Fälle, wie sie Art. 62 Abs. 3 Satz 2 GasRL-E zugrunde liegen: ownership-unbundelte Betreiber dürfen ausdrücklich auch für andere Wasserstoffnetze als unabhängige Betreiber (ISO) fungieren. Weitere Voraussetzung ist, das das Wasserstoffnetz gem. Art. 62 Abs. 3 Satz 1, 1. HS GasRL-E bereits im Zeitpunkt des Inkrafttretens einem vertikal integrierten Unternehmen gehört.

2. Position des EU-Parlaments

Das **EU-Parlament** schlägt hingegen ein System ähnlich wie es bisher bei den Gasnetzen besteht vor. Dabei soll auch für Wasserstoff zwischen Fernleitungs- und Ver-

[46] Siehe etwa Art. 52 Abs. 1 lit. b) oder Erwägungsgrund 47 der GasRL-E.

teilernetzen unterschieden werden. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung ist somit nur bei Fernleitungsnetzen vorgesehen und dann auch mit der Möglichkeit eines ITO. Letztere ist – anders als die EU-Kommission es vorschlägt – nicht befristet.[47]

Auf Verteilernetzebene verhält es sich indessen nicht anders als bei Gasverteilernetzen. Die Entflechtungsvorgaben für Verteilnetzbetreiber gemäß Art. 42 GasRL-E sollen auch für zukünftige Wasserstoffverteilnetzbetreiber gelten. Im Wesentlichen also keine eigentumsrechtliche, sondern allenfalls eine gesellschaftsrechtliche Trennung. Indes gäbe es sogar eine De-Minimis-Regelung, die kleinere Netzbetreiber darüber hinaus sogar in Teilen von dieser Form der vertikalen Entflechtung befreit (Netz und Vertrieb in einer Gesellschaft).

Kleineren Verteilnetzbetreibern wäre es damit möglich, unter Beachtung der bewährten buchhalterischen und informatorischen Entflechtung, den Netzbetrieb weiterhin im gleichen Unternehmen wie den Vertrieb zu verorten. Größere Netzbetreiber müssten eine Netzgesellschaft ausgründen, deren alleiniger Gesellschafter sie aber weiterhin bleiben dürfte. Eine horizontale Entflechtung sieht der Vorschlag des EU-Parlaments nicht vor, ein Kombibetrieb für Strom-, Gas- und Wasserstoffverteilernetze ist folglich in einer Netzgesellschaft möglich.

3. Position des Rats der EU

Der **Rat der EU** schließt sich weitestgehend der Position der EU-Kommission an. Eine Differenzierung zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzebene ist ebenso wenig vorgesehen wie eine Streichung der horizontalen Entflechtung und des grundsätzlichen Ownership Unbundlings. Lediglich soll das ITO-Modell unbefristet anwendbar sein.[48]

Damit kommt der Rat vor allem den Transportnetzbetreibern entgegen. Für heutige Gas-Fernleitungsnetzbetreiber ist das Modell des Independent Transmission System Operator (ITO) von höchster praktischer Relevanz; fast alle deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sind in diesem Modell **vertikal entflochten**. Innerhalb eines Konzerns wird eine Gesellschaft gegründet, die die Rolle des ITO wahrnimmt. Er verbleibt im Konzernverbund, soll aber zugleich hinreichende Autonomie genießen

---

[47] Vgl. Entwurf des ITRE für das Europäische Parlament, https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035_EN.html (Abruf August 2023).

[48] Vgl. Allgemeine Ausrichtung des Rats der EU bzgl. der GasRL-E vom 28.03.2023 – 7911/23 (2021/0425 (COD)), Seite 35, 37f., https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_7911_2023_INIT&qid=1691652010584 (Abruf August 2023).

© BBH, 2023

und damit seine Aufgaben diskriminierungsfrei erfüllen. Sichergestellt wird dies durch eine Vollausstattung auf mehreren Ebenen. So muss beispielsweise das Personal, das für die Tätigkeit im Netzbetrieb erforderlich ist, beim ITO selbst angestellt sein. Auch in finanzieller und IT-bezogener Hinsicht ist der ITO voll auszustatten, sodass seine Unabhängigkeit erhalten bleibt.

Eine weitere Besonderheit liegt in der Zusammensetzung und den Kompetenzen des Aufsichtsorgans (in Deutschland in der Regel der Aufsichtsrat), das obligatorisch ist (§ 10d Abs. 1 EnWG).[49] Die Mehrheit im Aufsichtsorgan wird zwar durch die Muttergesellschaft bestimmt, die anderen Mitglieder (Hälfte abzgl. eine Person) unterliegen aber strengen unabhängigkeitsfördernden Regularien; insbesondere ist die Berufung/Abberufung der Aufsichtsratsmitglieder der Regulierungsbehörde anzuzeigen (§ 10d Abs. 3 i.V.m. § 10 c Abs. 1). Seine Aufgabe liegt nach § 10d Abs. 2 EnWG vor allem darin, Entscheidungen zu treffen, die von erheblichem Einfluss für Vermögenswerte der Anteilseigner sind. Eine Besonderheit ist zudem, dass nicht die Gesellschafter, sondern stets das Aufsichtsorgan für Berufung/Abberufung der Unternehmensleitung zuständig ist. Allerdings muss die Unternehmensleitung in Fragen der laufenden Geschäfte und insbesondere des Netzbetriebs unabhängig entscheiden können (§ 10d Abs. 2 a. E.). Hierfür muss bereits die Struktur und Satzung der Netzgesellschaft hinreichend Rechnung tragen (§ 10b Abs. 2 EnWG).

Durch diese Bestimmungen soll eine wirtschaftlich effektive Unternehmensführung gewährleistet sein, ohne dass ein wettbewerbsverzerrender Durchgriff des vertikal integrierten Konzerns möglich ist.

Im Übrigen sieht der Rat in Art. 48 GasRL-E eine regulierungsbehördliche **Ausnahmeentscheidung** für sogenannte *„geographisch begrenzter Wasserstoffnetze*" vor. Dieser Artikel ermöglicht – sollte es nach der Revision der GasRL tatsächlich keine Unterscheidung zwischen Fernleitung und Verteilung von Wasserstoff geben – für Wasserstoff-Verteilnetzbetreiber eine Ausnahme von dem strengen Entflechtungsregime. Dies aber nur in Bezug auf die eigentumsrechtliche vertikale Entflechtung, nicht aber in Bezug auf die gesellschaftsrechtliche vertikale Entflechtung. In der Fassung des ursprünglichen Vorschlags der EU-Kommission endet die Möglichkeit einer Ausnahme mit dem 31. Dezember 2030, sofern der Wettbewerb dies erfordert bzw. eine Verbindung zum vorgelagerten Netz hergestellt wird; zu Zwecken eines Fahrplans nach § 71k Abs. 1 GEG-E wäre dies also per se ungeeignet. Wohingegen die

[49] Zum leichteren Verständnis wird auf die bestehende Umsetzung im deutschen Recht verwiesen, welche sich durch die GasRL-E nicht ändern würde.

Fassung des Rats erstens keine zeitliche Grenze zieht und zweitens die Entscheidung der Regulierungsbehörde bis auf Widerruf gilt – somit stände diese Möglichkeit bis zur vollständigen Durchführung des Fahrplans grundsätzlich zur Verfügung.

4. Verhandlungsstand (Trilog)

Die Entscheidung über die konkreten Entflechtungsvorgaben für künftige Wasserstoffnetze ist noch offen und wird aktuell auf europäischer Ebene im Rahmen der Novellierung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie diskutiert. Die finale Fassung der GasRL-E bleibt abzuwarten, Beobachter erwarten einen Abschluss der Verhandlungen zwischen den EU-Organen nicht vor Ende 2023 (offizielle Verlautbarungen sind nicht bekannt).[50] Zwischenzeitlich verbliebe jedoch Zeit, um über die Mitgliedsstaaten auf die Ratsposition Einfluss zu nehmen. Im Trilog wird einvernehmlich zwischen den Organen entschieden, die später entlang dieser Einigung abstimmen.

II. Erforderliche Rahmenbedingungen für Wasserstoffnetzbetreiber

Mit einem Fahrplan nach § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E verpflichtet sich der Gasverteilernetzbetreiber zur Umstellung seiner Netzinfrastruktur auf die Versorgung mit Wasserstoff. Dies wird wesentlich durch Umwidmung bestehender Leitungen erfolgen, zudem ist z. B. die Zuordnung des Betriebspersonals fraglich; Doppelstrukturen wären jedenfalls höchstineffizient. Denn nicht unwahrscheinlich, dass nach vollständiger Umstellung auf Wasserstoff gar kein Gasnetz mehr besteht. Während also Assets sukzessive übergehen, wird man bei Personal zunächst auf einen Shared Service, später dann auch auf einen Übergang setzen.

Der aktuelle GEG-E legt in § 71k GEG-E wohl zugrunde, dass sich die Entflechtungsregelungen für zukünftige Wasserstoffnetze an denen der bestehenden Gasnetze orientieren. Auf Verteilnetzebene müssten dafür Netzbetreiber weitgehend von den strengen Entflechtungsvorgaben befreit werden, sodass der Betrieb eines Wasserstoffnetzes durch einen heutigen Gasnetzbetreiber – wie in § 71k GEG-E vorgesehen – innerhalb derselben Gesellschaft möglich wäre. Im Hinblick auf allgemein-rechtliche Vorgänge wäre dies organisatorisch vorteilhaft, weil weder der Eigentümer von Assets noch der Arbeitgeber des Personals wechselt. Vorgaben für eine buchhalterische und informationelle Entflechtung sind ohne größeren Aufwand umsetzbar.

---

[50] Die spanische Ratspräsidentschaft hat zwar das Thema auf der Agenda, allerdings ohne Zeitplan, https://spanish-presidency.consilium.europa.eu/en/news/highlights-of-the-informal-meeting-of-energy-and-environment-ministers-agenda/ (Abruf August 2023).

Die Umsetzbarkeit ist vor dem Hintergrund, dass die Entflechtungsvorgaben für ein zukünftiges Wasserstoffnetz noch nicht abschließend bekannt sind, nicht sicher gewährleistet. Folgende positiven Rahmenbedingungen einer sukzessiven Entwicklung von einem Gas- zu einem Wasserstoffverteilernetz lassen sich ableiten:

- Idealerweise würde im Sinne der Entflechtung gar nicht zwischen Gasverteiler- und Wasserstoffnetzbetreibern unterschieden (Wasserstoffverteilernetze wären nicht gesondert reguliert); allerdings vertritt kein am Trilog beteiligtes EU-Organ diese Position.

- Sofern zwei verschiedene Marktrollen, Gas- bzw. Wasserstoffnetzbetreiber, ausgeprägt werden – was wahrscheinlich ist –, würden beide Netzbetreiber bestenfalls Teil derselben Gesellschaft; nach Abschluss der Transformation bestünde bereits ein vollständig aufgestellter Wasserstoffverteilernetzbetreiber. Dafür müsste sich entflechtungsrechtlich **die Position des Parlaments durchsetzen**, zunächst bedürfte es der Einführung von Wasserstoffverteilnetzbetreibern, auf welche sodann die bekannten Regelungen Anwendung finden. Sofern gleichwohl eine horizontale Entflechtung die Trennung der Netzgesellschaften erzwingt, bedürften zwar Assets und Personal eines rechtlichen Übergangs (Verkauf/Kauf, neue Arbeitsverträge usw.); dies würde aber nur den Transaktionsaufwand erhöhen.

- Theoretisch denkbar wäre ein dritter Ansatz, namentlich eine weitgehende Freistellung für Wasserstoffverteilernetze von den Entflechtungsvorgaben, wie es im Ansatz die Position des Rates der EU zu Art. 48 GasRL-E ist, dies aber nur unzureichend. Die Umsetzung eines Fahrplans wäre dann theoretisch mit einem von der Regulierung ausgenommenen Wasserstoffnetzbetreiber in derselben Gesellschaft wie der Gasverteilernetzbetreiber möglich. Die Übertragung von Assets erfolgte dann rein buchhalterisch; Personal müsste nicht übergehen. Nach Abschluss der Transformation im Jahr 2044 würde der Gasnetzbetrieb eingestellt. Die Notwendigkeit der Durchführung eines planungs- und investitionsfeindlichen weiteren Genehmigungsverfahrens ist einer Ausnahmeregelung negativ immanent.

Indessen scheinen die übrigen Positionen nicht geeignet (im Einzelnen später). Fällt die Entscheidung zugunsten des Vorschlags der EU-Kommission aus, wird sich ein Fahrplan nach § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E wohl gar nicht realisieren lassen.

© BBH, 2023

III. Bewertung der Positionen; Lösungsansätze

Die EU-Kommission legt den Fokus beim Wasserstoffhochlauf offensichtlich auf die Transportebene (gedanklich steht dahinter wohl der Anschluss einzelner Industriekunden unmittelbar an ein überregionales Netz). Auch auf Verteilerebene würden daher die gleichen Entflechtungsvorgaben gelten, zumal in strenger Ausprägung, was kommunal geprägten Gasverteilernetzbetreibern eine sukzessive Weiterentwicklung zu Wasserstoffnetzbetreibern verunmöglicht. In diesem Sinne sieht der Rat der EU zwar Lockerungen vor, was die Entflechtungsmodelle angeht; an einer Anwendbarkeit im kommunalen Umfeld bestehen jedoch starke Zweifel. Nur das EU-Parlament tritt konsequent für eine Weiterführung der bewährten Bestimmungen für Strom und Gas auch bei Wasserstoff auf.

Zu den Problemfeldern und, soweit erkennbar, Lösungsansätzen im Einzelnen:

1. Ownership Unbundling

Das sogenannte Ownership Unbundling schreibt nicht nur vor, dass das Wasserstoffnetz nicht in dem Konzern verbleiben darf, in dem auch der Wasserstofferzeugung und/oder dem Wasserstoffvertrieb nachgegangen wird. Dies gilt medienübergreifend auch z. B. für den Vertrieb von Strom und Gas. Stadtwerke bzw. Querverbundunternehmen wären damit regelmäßig schon aufgrund ihrer vertikalen Integration, die der kommunalen Versorgungsaufgabe immanent ist, kein geeigneter Vertragspartner für einen Fahrplan nach § 71k Abs. 1 GEG-E.

Auch eine horizontale Entflechtung wäre nach Maßgabe des Art. 62 Abs. 2 GasRL-E trotz eines Wasserstoffnetzbetreibers im Modell Ownership Unbundling fraglich, da zumindest heutige Gasverteilernetzbetreiber in aller Regel vertikal integriert sind – etwa in einem Stadtwerk. Art. 63 GasRL-E nach dem Konzept der Kommission verlangt im Grunde die Kombination zweier ownership-unbundelter Netzgesellschaften. Dies entspräche dem ISO-Modell nach Art. 62 Abs. 3 GasRL-E, welches aus dem gleichen Grund somit praktisch ausscheidet. Zudem kommt das ISO-Modell nach Satz 1 der Regelung nur dann in Betracht, wenn ein Wasserstoffnetz im Zeitpunkt des Inkrafttretens bereits einem vertikal integrierten Unternehmen gehört, was auf kommunaler Ebene die absolute Ausnahme sein dürfte.

Ebenso nur theoretisch denkbar wäre, dass der Gasverteilernetzbetreiber, der an einen Fahrplan gebunden ist, Assets und Personal an einen ownership-unbundelten Wasserstoffnetzbetreiber überführt, mit dem keinerlei (gesellschaftsrechtliche) Bindung besteht. Dies wäre bereits ökonomisch schwer zu rechtfertigen, auch falls

© BBH, 2023

Assets zum abgeschriebenen Buchwert von Null übergehen, vgl. nur §§ 13, 9 Wasserstoffnetzentgeltverordnung. Denn Netzbetrieb ist immer eine Mischkalkulation aus abgeschriebenen und aktivierten Betriebsmitteln. Jedenfalls aber bestünde überhaupt keine Kontrolle über die weitere Entwicklung, die hingegen der Vertragspartner eines Fahrplans nach § 71k Abs. 1 GEG-E *verbindlich* zugesagt hat.

Ein Ownership Unbundling macht es bestehenden Gasverteilernetzbetreibern mithin unmöglich, sich mit einem Fahrplan nach § 71k Abs. 1 GEG-E am Wasserstoffhochlauf zu beteiligen. **Insofern ist dem Entflechtungskonzept der EU-Kommission für Wasserstoffnetzbetreiber insgesamt entgegenzutreten**.

Ohnehin erscheint ein Ownership Unbundling schon nicht erforderlich zu sein. Sinn und Zweck der Entflechtungsvorgaben ist es, einen freien, diskriminierungsfreien und transparenten Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern zu schaffen, der zu mehr Innovation und mehr Investition führt; der Anreiz für diskriminierendes Marktverhalten soll strukturell entfallen bzw. unattraktiv sein. In vertikaler Hinsicht soll dieses Marktdesign verhindern, dass vertikal integrierte Unternehmen Investitionen in das Wasserstoffnetz verzögern oder verhindern, um ihre Position am Markt durch erstrangigen Zugriff auf bestehende Netzkapazitäten zu erhalten und dadurch einen Wettbewerber zu schwächen. Das soll mittelbar die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff gewährleisten, weil theoretisch mehr Investoren zur Verfügung stehen, wenn vertikal integrierte Unternehmen keine Vorrangstellung mehr einnehmen. Entflechtung soll zudem allgemein verhindern, dass ein Betreiber seine Verluste in einem spezifischen Geschäftsfeld, wie Wasserstoffnetzen, durch Gewinne in anderen Geschäftsfeldern, wie bestehenden Strom- oder Gasnetzen, quersubventioniert, um sich im Wettbewerb mit Konkurrenten einen Vorteil zu verschaffen. Offensichtlich funktioniert dies auf Verteilerebene bei Strom und Gas seit Jahren auch ohne Ownership Unbundling (in der Rechtspraxis sind selbst auf Transportebene nur Staatsunternehmen ownership unbundled, Hintergrund dürfte die Sonderbestimmung für „staatliche Stellen" in Art. 54 Abs. 6 GasRL-E sein).

2. Dauerhafte Anwendung ITO-Modell

Den zuvor dargelegten Bedenken, auch auf Transportnetzebene, kommt der Rat der EU insofern entgegen, dass in Übereinstimmung mit dem Europäischen Parlament die Möglichkeit der Anwendung des ITO-Modells entfristet wird.

Indessen hilft die dauerhafte Möglichkeit des ITO-Modells Gasverteilernetzbetreibern nicht dabei, sich zu Wasserstoffnetzbetreibern zu transformieren. In der Praxis machen strenge Entflechtungsvorgaben, welche die Stellung des Eigentümers be-

© BBH, 2023

grenzen, ein Engagement von Verteilnetzbetreibern beim Aufbau des Wasserstoffnetzes wirtschaftlich schwer bis unmöglich. Das ITO- und erst recht das ISO-Modell sind aufgrund der personellen und operativen Mindestvoraussetzungen nicht realisierbar. Für einzelne Stadtwerke als Netzbetreiber ist es schwerlich denkbar, eine weitere Gesellschaft finanziell so auszustatten, dass sie den Regularien zur Unabhängigkeit entspricht (eine Dopplung der Strukturen). Dies erscheint besonders misslich, wenn man sich vor Augen führt welches Potenzial in den vorhandenen Gasnetzen für das Hochfahren von Wasserstoffnetzen steckt.

Auch den Regulierungsbehörden würden angesichts von über 700 Gasverteilernetzbetreibern die Kapazitäten für die erforderliche Zertifizierung fehlen. Die Bundesnetzagentur stellten bei Einführung des Verfahrens nach Art. 65 GasRL-E, welches in §§ 4a bis 4c EnWG umgesetzt wurde, schon die 12 Netzbetreiber, die bis spätestens 3. März 2012 einen Antrag zu stellen hatten,[51] vor Herausforderungen.

Vor dem Hintergrund der besonderen Versorgungsaufgabe *kommunaler* Unternehmen stellt sich zudem die Frage, ob die ITO-spezifische Organisation des Aufsichtsrates mit den Grundprinzipien kommunalwirtschaftlichen Handelns vereinbar ist. Gemeinden steht im Rahmen ihres Selbstverwaltungsrecht nach Art. 28 Abs. 2 GG die Organisationsfreiheit im Bereich ihrer Angelegenheiten zu. Sie ist unter gewissen Voraussetzungen berechtigt, sich wirtschaftlich frei zu betätigen. Bei ihrem energiewirtschaftlichen Engagement stehen ihr verschiedene Organisationsformen zur Verfügung, sowohl öffentlicher-rechtlicher als auch privatrechtlicher Natur. Besonders beliebt ist die private Rechtsform der GmbH. So sind auch zahlreiche kommunale Unternehmen, dessen Unternehmensgegenstand der Netzbetrieb ist, gesellschaftsrechtlich als GmbH organisiert.

Aus verfassungsrechtlichen Gründen (Demokratieprinzip) wird Kommunen durch die jeweiligen Gemeindeordnungen allerdings i. d. R. vorgeschrieben, sich einen *angemessenen Einfluss* auf ihre Unternehmen zu sichern. Bei der GmbH geschieht dies regelmäßig durch einen fakultativen Aufsichtsrat nach § 52 GmbHG. Oftmals wird zudem in den jeweiligen Gesellschaftsverträgen vereinbart, dass die Gemeindevertreter im Aufsichtsrat unmittelbar an die Weisungen des Gemeinderats gebunden sind. Bei der Wahl der Rechtsform im Rahmen kommunalwirtschaftlichen Handelns muss im Lichte des Demokratieprinzips die Einflussnahme der Gemeinde im Unternehmen daher hinreichend berücksichtigt werden. Dieser Grundgedanke findet sich

[51] *Hendrich* in: Theobald/Kühling, 119. EL Februar 2023, EnWG § 4a Rn. 2.

bundesweit in allen Gemeindeordnungen durch entsprechende Vorschriften wieder.[52] Ein ITO-zertifizierter Netzbetreiber, der zugleich ein kommunales Unternehmen ist, welches vorstehende Maßgaben erfüllen muss, ist in der Praxis bislang nicht bekannt und stößt auf erhebliche Bedenken.

Hierzu heißt es in Art. 58 Abs. 4 GasRL-E: *Die gesamte Verwaltungsstruktur und die Unternehmenssatzung des [Wasserstoff]netzbetreibers gewährleisten seine tatsächliche Unabhängigkeit […]. Das vertikal integrierte Unternehmen darf das Wettbewerbsverhalten des [Wasserstoff]netzbetreibers in Bezug auf dessen laufende Geschäfte und die Netzverwaltung oder in Bezug auf die notwendigen Tätigkeiten zur Aufstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans […] weder direkt noch indirekt beeinflussen*.

Betrachtet man die deutsche Umsetzung, könnte zwar ein kommunaler Eigentümer in dem Aufsichtsrat eines ITO die einfache Mehrheit bestellen (die Hälfte abzgl. einer Person ist unabhängig zu besetzen), wenn man davon ausgeht, dass die Gemeindevertreter für den Eigentümer – gegebenenfalls sogar weisungsgebunden – tätig werden. Dies ist mit der Gesellschafterstellung in z.B. einer GmbH allerdings nicht vergleichbar. So ersetzt stellenweise, siehe nur § 10d Abs. 2 EnWG, der Aufsichtsrat die Ausübung der Gesellschafterrechte, etwa bei Berufung/Abberufung des Geschäftsführers einer GmbH, darf gleichzeitig aber die Kompetenz der Geschäftsführung im laufenden Geschäftsbetrieb eines Wasserstoffnetzes nicht beschränken.

Indes ist regelmäßig sicherzustellen, dass die Gemeinde einen angemessenen Einfluss, insbesondere in dem Überwachungsorgan, erhält und dieser durch Gesellschaftsvertrag, Satzung oder in anderer Weise gesichert wird. Dies kollidiert mit der Unabhängigkeit der Geschäftsführung bzw. der strukturellen bzw. satzungsgemäßen Unabhängigkeit des Netzbetreibers, wie sie etwa – in der deutschen Richtlinienumsetzung – § 10b Abs. 2 EnWG ausdrücklich fordert. Es kann daher nicht vorhergesagt werden, ob die Bundesnetzagentur eine, für die Zertifizierung vorzulegende, Satzung einer Gesellschaft akzeptieren würde, die alle kommunalrechtlichen Vorgaben erfüllt; aus Sicht der Unterzeichner bestehen hier erhebliche Zweifel.

Das verfassungsrechtliche Gebot der Einflussnahme stellt die Umsetzung des ITO-Modells zur Erfüllung der Entflechtungsvorgaben vor zumindest erhebliche Schwierigkeiten. Denn es geht gerade um die Schaffung eines nahezu vollständig unabhängig agierenden Netzbetriebs innerhalb des Unternehmens. Gerade der Einfluss der

[52] *Wolf* in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl. 2021, § 5 Rn. 67 f., 112f.

© BBH, 2023

Anteilseigner soll auf ein Minimum reduziert sein. Handelt es sich nun um ein Unternehmen, an dem eine Kommune 50 Prozent der Anteile innehat, wäre die sich aus dem Demokratieprinzip ergebende nötige Einflussnahme nicht gewährleistet. Der Kommune wäre es demnach schon rechtlich unmöglich ein Netz zu betreiben, welches hinsichtlich der Entflechtungsvorgaben zumindest das ITO-Modell erfordert.

Unabhängig von der Frage, ob ein kommunales Unternehmen Eigentümer eines ITO-Wasserstoffnetzbetreibers sein kann, ist jedenfalls eine, zur Gewährleistung der Verbindlichkeit des Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 GEG-E erforderliche **vertragliche Bindung eines ITO-Wasserstoffnetzbetreibers durch den Gasverteilernetzbetreiber ausgeschlossen**. Diese kollidiert mit der Vorgabe, dass nur die Netzentwicklungsplanung für einen ITO-Netzbetreiber beachtlich sein darf. Es wäre zwar nicht unwahrscheinlich, dass sich der Wasserstoffnetzbetreiber entsprechende der örtlichen Wärmeplanungen verhält – indes vertraglich sicherstellen könnte dies der Gasverteilernetzbetreiber (der selbst durch den Fahrplan gebunden ist) nicht.

Im Ergebnis hilft auch die Position des Rats der EU zur dauerhaften Möglichkeit der Anwendung des ITO-Modells nicht (oder allenfalls höchst eingeschränkt), damit Gasverteilernetzbetreiber die Verpflichtungen eines Fahrplans nach § 71k Abs. 1 GEG-E übernehmen zu können**.** Im Hinblick auf die Ratsposition wären viel mehr nur Ausnahmetatbestände hilfreich (dazu später).

Nur am Rande ist noch erwähnenswert, dass dem ITO-Modell eine horizontale Entflechtung entsprechend Art. 63 GasRL-E immanent ist, in derselben Gesellschaft könnte kein weiteres Netz betrieben werden.

3. Einführung Netzebenen; Wasserstoffverteilernetzbetreiber

Zielführend wäre hingegen die Position des Europäischen Parlaments. Demnach werden auch für Wasserstoffinfrastrukturen Netzebenen mit unterschiedlich tiefer Entflechtung eingeführt, wenngleich der Wasserstoffnetzbetrieb damit nicht automatisch Aufgabe desjenigen wird, der als Gasverteilernetzbetreiber Vertragspartner des Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 GEG-E ist. Beide Betreiber könnten aber innerhalb derselben Gesellschaft angesiedelt sein.

Gas- sowie Wasserstoffverteilernetze müssten ausweislich Art. 42 Abs. 1 GasRL-E *nur hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen*. Diese Bestimmungen begründen ausdrücklich keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum an Vermögenswerten des Verteilernetzes vorzunehmen. Sofern die Zahl von 100.000 Anschlussnehmern nicht überschritten wird, was bei

entsprechender Größe der Wasserstoffnetzausbaugebiete nicht selten der Fall sein wird, dürfen die Mitgliedsstaaten sogar beschließen, dass noch nicht einmal diese Bestimmungen einzuhalten sind, siehe Art. 42 Abs. 4 GasRL-E (sowie das Kuriosum, dass sogar in Art. 62 Abs. 2 GasRL-E auf Art. 42 verwiesen wird, obschon nach dem Kommissionsentwurf keine Verteilernetze für Wasserstoff existieren).

Im Hinblick auf die gemeinsame Organisation der Umsetzung des Fahrplans wären damit unüberwindbare Hürden weitestgehend beseitigt; auch die verbleibende informatorische Entflechtung gemäß Art. 42 (3a) GasRL-E gilt zwischen zwei regulierten Netzbetreibern effektiv nur eingeschränkt.[53]

Sofern die Position des EU-Parlaments zur Einführung von Netzebenen mit entsprechender Entflechtung für Wasserstoffnetze Erfolg haben sollte, was wohl eine Zustimmung der Mitgliedstaaten über den Rat erfordert, *kann* im Nachgang eine weitere Neuregelung im EnWG angestoßen werden, welche die intensive Zusammenarbeit von Gasverteilernetzbetreibern und Wasserstoffnetzbetreibern zum Zwecke der Einführung örtlicher Wasserstoffnetze ausdrücklich erlaubt; zwingend erscheint dies gegenwärtig jedoch nicht.

Somit würde es grundsätzlich möglich, dass heutige Gasverteilnetzbetreiber sich im Sinne des Fahrplans zu Wasserstoffverteilnetzbetreibern wandeln (hierzu oben, **II. Erforderliche Rahmenbedingungen für Wasserstoffnetzbetreiber**).

4. Ausnahmetatbestände; Zustimmung Regulierungsbehörde

Auch ohne Einführung von Netzebenen wäre die erforderliche Kooperation zwischen Gasverteiler- und Wasserstoffnetzbetreibern i. S. d. Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 GEG-E zumindest grundsätzlich denkbar, wenn für den Betrieb örtlicher Wasserstoffnetze ein Ausnahmetatbestand besteht, der effektiv eine Entflechtung wie auf der Transportebene verhindert. Der Vorschlag zu Art. 48 GasRL-E, wie er aktuell Position des Rats der EU ist, ist dafür in der derzeitigen Form nicht geeignet und müsste zumindest grundlegend erweitert werden, wobei das strukturelle Probleme eines zeitlich versetzen, doppelten Genehmigungsverfahrens verbleiben würden.

---

[53] Hier nicht Prüfungsgegenstand, siehe etwa die Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze zu den §§ 6-10 EnWG der Bundesnetzagentur aus 2008, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzession/Entflechtung/KonkretisierungAuslegungsgrunsaetze14798pdf.pdf (Abruf August 2023)

Problematisch an Art. 48 GasRL-E ist, dass neben der Genehmigung des Fahrplans durch die Regulierungsbehörde ein weiteres Genehmigungsverfahren tritt, welches zwar wohl vor der gleichen Behörde, eben der Regulierungsbehörde, erfolgt, aber gleichwohl nicht unerhebliche rechtliche und damit planungs- und investitionsfeindliche Risiken mit sich bringt. Dies zum einen durch den Umstand, dass die Genehmigung zeitlich erst zu einem (in vielen Fällen viel) späteren Zeitpunkt beantragt werden kann, und zwar erst dann, wenn ein Wasserstoffnetzbetreiber das Verfahren für ein bestehendes Wasserstoffnetz betreibt. Selbst wenn man – allerdings entgegen dem Wortlaut – unterstellt, dass eine vorab Genehmigung zeitgleich mit der Genehmigung des Fahrplans nach § 71k GEG-E möglich ist, müssen zum anderen tatbestandlich für eine Genehmigungsfähigkeit weitere Voraussetzungen zusätzlich zu denjenigen für die Fahrplangenehmigung erfüllt sein.

Zu letzteren ist zunächst festzustellen, dass Art. 48 Abs. 1 GasRL-E ein enges Verständnis vom Umfang des Wasserstoffnetzes hat. Die Voraussetzung „geographically confined" („*geografisch begrenzt*") wird auch in Bezug auf die Vorgaben zu geschlossenen Verteilernetzen verwendet, vgl. Art. 28 GasRL 2009 bzw. Art. 44 GasRL-E in der Fassung der EU-Kommission. Fraglich ist also, ob darunter örtliche Wasserstoffverteilernetze, wie sie der Grundgedanke des § 71k GEG-E und des § 26 WPG-RefE sind, oder etwa nur Industrienetze subsumiert werden können (weder in der GasRL 2009 noch in der GasRL-E in der Fassung der EU-Kommission ist dies näher bestimmt). Nicht näher konkretisiert wird zudem die weitere Voraussetzung der „limited number of exit-points" („*begrenzte Anzahl an Entnahmestellen*"), was ebenfalls im Widerspruch zu Grundgedanken des GEG und des WPG steht.

Eine wirksame Ausnahmemöglichkeit müsste als gebundene Entscheidung ergehen und sich auf Wasserstoffnetze der allgemeinen Versorgung beziehen (statt „geografisch begrenzte Gebiete"), keine Beschränkung hinsichtlich der Anzahl der exit-points enthalten und die Ausnahme sollte nicht nur das vertikale, sondern auch das horizontale Unbundling umfassen. Die Notwendigkeit der Durchführung eines planungs- und investitionsfeindlichen weiteren Genehmigungsverfahrens bleibt dem Vorschlag allerdings immanent, so dass die Ausnahmeregelung nach Art 48 GasRL-E keine tragfähige Alternative zum Vorschlag des Europäischen Parlaments ist.

5. Erstreckung Fahrplan auf jeweiligen Wasserstoffnetzbetreiber

Abschließend wäre zu überlegen, § 71k Abs. 1 GEG-E dahingehend zu ändern/ergänzen, dass die Kommune einen dreiseitigen Vertrag (Fahrplan), mithin mit Gasverteiler- und (neu) einem Wasserstoffnetzbetreiber schließt; letzterer müsste sodann allerdings alle Folgepflichten aus dem Fahrplan übernehmen.

© BBH, 2023

Indessen stellt sich erstens die Frage, wer dieser Dritte sein sollte, sofern es bei einer Entflechtungstiefe wie für Transportnetze bliebe. Insbesondere für kommunale Unternehmen wie Stadtwerke erscheint dies nicht möglich bzw. wäre zumindest unattraktiv. Aber auch für andere Unternehmen dürfte eine solche Verpflichtung kaum von Interesse sein. Nicht zuletzt entfiele aber der Vorteil für den Gasverteilernetzbetreiber, der sich dann letztlich nur zur eigenen Abwicklung verpflichtet und damit dem Dritten seinen Kundenstamm sichert (im Einzelfall könnte das dennoch interessant sein). Jedenfalls würden, bliebe es bei den Positionen der EU-Kommission sowie des Rats, gleichwohl ineffiziente Doppelstrukturen aufgebaut.

IV. Fazit mit Handlungsempfehlung

In der Konsequenz vorstehender Erwägungen stehen die weitreichenden Entflechtungsvorgaben, wie sie die Europäische Kommission und der Rat der EU als Verhandlungsstand in den Trilog eingebracht haben, die Umsetzung eines Fahrplans gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E grundsätzlich rechtlich und wirtschaftlich-strukturell entgegen. Dies gilt auch für die Ausnahmeregelung in Art. 48 GasRL-E.

Indessen ist die **Position des Europäischen Parlaments zielführend**. Die Einführung von Verteilernetzen für Wasserstoff mit bekannten (und bewährten) Entflechtungsvorgaben fügt sich nahtlos in das bestehende Energiewirtschaftsrecht ein, auf welches erkennbar die gesetzgeberische Konzeption in § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E aufbaut. Als einzige deckt sich diese Position schließlich mit dem europäischen Anspruch an die Regulierung von Wasserstoffnetzen, wenn man diese auch als Bestandteil der zukünftigen Wärmeversorgung begreift. Die Position des Europäischen Parlaments sollte von der Bundesregierung im Rahmen des laufenden Trilog-Verfahrens entschieden unterstützt werden.

D. Fahrpläne und Entwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes

Die in dem aktuellen Entwurf zur Novellierung des GEG zum Ausdruck kommende Bestrebung des Gesetzgebers nach einer schrittweisen und praktisch handhabbaren Umwandlung eines bestehenden örtliches Gasnetzes in ein örtliches Wasserstoffnetz wirft – unabhängig von den obigen Problemfeldern – die Frage auf, inwiefern eine zukünftige Anbindung dieser Wasserstoffinfrastruktur an das aktuell von den

Fernleitungsnetzbetreibern geplante Wasserstoff-Kernnetz, welches seine rechtliche Grundlage in § 28r EnWG-E[54] finden soll, oder dessen weitere Entwicklung rechtlich möglichst verbindlich und hinreichend planbar erfolgen soll. Dies zumindest in den Fällen, in denen keine autarke Versorgung eines Netzgebietes über lokale Einspeisungen von Wasserstoff erfolgen wird.

I. Problemdarstellung

Für die nach § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E zu beschließenden verbindlichen Fahrpläne der Betreiber des Gasverteilernetzes und der nach Landesrecht für die Wärmeplanung jeweils zuständigen Stellen betreffend die Umstellung der Netzinfrastruktur auf eine vollständige Versorgung mit Wasserstoff werden der Schaffung des Wasserstoff-Kernnetzes und dessen Weiterentwicklung eine entscheidende Bedeutung zukommen. Denn eine gesicherte Planung und Entwicklung eines lokalen Wasserstoffnetzgebiets wird in vielen Fällen nur dann möglich sein, wenn eine Anbindung an das in der Planung befindliche Wasserstoff-Kernnetz erfolgen wird oder zumindest eine Anbindung mit hinreichender Verlässlichkeit zu einem späteren, aber hinreichend bestimmten, Zeitpunkt erfolgen kann.

Zwar wird für die Erstellung der Fahrpläne gefordert, dass diese in Übereinstimmung mit den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsebene stehen müssen (§ 71k Abs. 1 Nr. 2 lit. a) GEG-E). Rechtsgedanke und Inhalt des § 15a EnWG ist aber die Netzentwicklung des Erdgas-Fernleitungsnetzes und nicht eines Wasserstoffnetzes. Folgerichtig schreiben die FNB-Gas bei der Veröffentlichung des GasNEP 2022-2032 im März 2023, dass *„aufgrund der nach wie vor fehlenden gesetzlichen Grundlagen […] Maßnahmen für den Aufbau des Wasserstofftransportnetzes weder Bestandteil des Ausbauvorschlags"* sind *„noch werden sie im veranschlagten Investitionsvolumen berücksichtigt"*[55].

[54] BR-Drs. 230/23, S. 23 f.

[55] Vgl. https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/ (Abruf August 2023).

Es fehlt im GEG-E an einer Verzahnung mit dem in § 28r EnWG-E geregelten Wasserstoff-Kernnetz, da dieses eine Anbindung von Verteilernetzen weder in der Ausgangsplanung noch in einer künftigen Erweiterungsstufe vorsieht.[56] Mit der fehlenden Berücksichtigung dieses Kernelements der Wasserstoffinfrastruktur ist jedoch auch die Realisierung der Ziele des GEG-E in Gefahr. Die bisher ungeklärte Frage der Anknüpfung an das Wasserstoff-Kernnetz hat Auswirkungen sowohl auf die Aufstellung als auch die Genehmigungsfähigkeit der Fahrpläne.

1. Unmöglichkeit der Aufstellung von Fahrplänen

Sofern nicht „*vor Ort ausreichend Wasserstoff produziert […] wird*" ist ein "*gesicherter Anschluss an die vorgelagerte Wasserstoffinfrastruktur*" notwendig (§ 71k Abs. 1 Nr. 2 lit. a) GEG-E). Ein solcher gesicherter Anschluss bzw. eine gesicherte Anbindung ergibt sich aber weder aus den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber noch aus § 28r EnWG-E, da dieser eine Berücksichtigung der Verteilernetze in der Planung gar nicht vorsieht.

Um Teil des Wasserstoff-Kernnetzes werden zu können, muss eine Wasserstoffnetzinfrastruktur einem der in § 28r Abs. 4 Nr. 4 EnWG-E genannten Projekttypen zuordenbar sein. Diese insofern abschließende Aufzählung[57] zeigt, dass die Schaffung des Wasserstoff-Kernnetzes derzeit nur Vorhaben mit überregionaler Bedeutung erfassen soll, was mit dem Charakter des Wasserstoff-Kernnetzes als eines deutschlandweiten und ausbaufähigen Transportnetzes einhergeht (§ 28r Abs. 1 S. 2 EnWG-E).[58] Auf Abnehmerseite fasst der Gesetzgeber ausweislich der Gesetzesbegründung folglich nur industrielle Wasserstoff-Nachfrager, in deren Betätigungsfeldern es alternativ zur Wasserstoffnutzung keine sinnvolle Option zur Dekarbonisierung des Industrieprozesses gibt (insb. Eisen- und Stahlindustrie, Chemieindustrie, Raffinerien sowie Produktionsstätten für Glas, Keramik und Ziegelprodukte), sowie Industrie-Cluster mit einer hohen Konzentration an potenziellen Wasserstoff-Nachfragern.[59]

---

[56] Sehr allgemein wird in der Begründung zum Referentenentwurf des § 28r EnWG angeführt, dass die Einführung einer Netzentwicklungsplanung für Wasserstoff erst im Rahmen einer weiteren Novelle des EnWG erfolgen soll (sog. „zweite Stufe"), BR-Drs. 230/23, S. 56 f.

[57] *Kisker/Freitag*, EWeRK 2023, 107 (110).

[58] BR-Drs. 230/23, S. 99.

[59] Ebenda, S. 101.

Eine Anbindung von Gasverteilnetzen an das geplante Wasserstoff-Kernnetz wird somit nur mittelbar erfolgen, beispielsweise wenn sich in dem örtlichen Netzgebiet ein großer industrieller Verbraucher befindet oder wenn sich eine Leitungstrasse des Wasserstoff-Kernnetzes in unmittelbarer Nähe befindet, wie es bei umgewidmeten L-Gas Leitungen der Fall sein könnte. Nur für diejenigen Netzbetreiber, für die eine Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz vorgesehen ist, können einen Fahrplan entsprechend § 71k GEG-E rechtssicher vereinbaren.

Für alle anderen und wohl der Mehrheit der Verteilnetzbetreiber bestünde keine sichere Kenntnis bezüglich des „Ob" und „Wann" eines Anschlusses an die vorgelagerte Wasserstoffinfrastruktur, was eine gesicherte Planung im Kontext des § 71 Abs. 1 Nr. 2 GEG-E und der hierbei geltenden zeitlichen Vorgaben unmöglich macht, zumal die Weiterentwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes in Form einer regulären Netzentwicklungsplanung erst in kommenden Novellierungen des EnWG vorgesehen ist[60].

Problematisch ist zudem die zeitliche Komponente. Der verbindliche Fahrplan muss gem. § 71k Abs.1 Nr. 2 GEG-E bis zum 30.06.2026 bzw. 30.06.2028 beschlossen und verkündet sein. Das Wasserstoff-Kernnetz wird – wenn das Gesetz im Oktober diesen Jahres verabschiedet wird und alle Beteiligten die Fristen gem. § 28r EnWG-E einhalten – frühestens Anfang 2024 verbindlich feststehen[61]. Angesichts der Erfahrungen mit der Erstellung der Netzentwicklungspläne der Fernleistungsnetzbetreiber gem. § 15a EnWG und der Genehmigung dieser durch die BNetzA sind hier nicht unerhebliche zeitliche Verzögerungen durchaus zu erwarten. Für eine Kommune bzw. einen Verteilnetzbetreiber würde das Zeitfenster für die kommunale Wärmeplanung bzw. die Fahrplanerstellung dadurch eng. Dies gilt erst recht für den Fall, in dem eine Anbindung eines Verteilernetzes an das Wasserstoff-Kernnetz noch gar nicht vorgesehen ist. Eine Weiterentwicklung ist weder zeitlich noch rechtlich gere-

---

[60] Was aber auch eine künftige Berücksichtigung der Verteilernetze nicht garantiert.

[61] Unterstellt ist ein Inkrafttreten des Gesetzes zum Oktober 2023. Gem. § 28r Abs. 8 EnWG-E soll die BNetzA innerhalb von 2 Monaten *„nach vollständiger Antragstellung"* entscheiden. Sofern diese Änderungsbedarf an dem Antrag der FNB sieht (§ 28r Abs. 6 EnWG-E), was angesichts der Erfahrungen mit dem NEP-Prozess nicht unwahrscheinlich ist, wird sich die Verabschiedung des Wasserstoff-Kernnetzes weiter verzögern.

© BBH, 2023

gelt. Unterstellung man für die Weiterentwicklung entsprechend der Netzentwicklungsplanung der FNB einen Zeitraum von zwei Jahren, würde Klarheit wohl frühestens im Jahr 2027 bestehen[62].

Erschwerend kommt hinzu, dass ein Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Wasserstoff-Kernnetz eine Anbindung nicht einfordern oder gar einklagen kann, da die Planung der FNB ohne Berücksichtigung der Verteilnetzebene mit Blick auf die Planungsprämissen in § 28r Abs. 4 EnWG-E insoweit nicht „falsch" ist.

Da die Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 15a EnWG keine gesicherte Planung für das künftige Wasserstoffnetz enthält, ist die Verabschiedung eines verbindlichen Fahrplans ohne gesicherte vorgelagerte Anbindung an ein Wasserstoffnetz schon im Hinblick auf die Haftungsrisiken der Gasverteilernetzbetreiber gem. § 71k Abs. 6 GEG-E nicht zu erwarten.

2. Gesicherte Wasserstoffversorgung als Wirksamkeitserfordernis

Darüber hinaus stellt sich das Problem, dass die Fahrpläne nach dem Gesetzesentwurf erst nach Genehmigung durch die Bundesnetzagentur wirksam und veröffentlicht werden und im Anschluss darauf periodisch alle drei Jahre überprüft werden sollen (§ 71k Abs. 3 S. 1 GEG-E).[63] Hierbei überprüft die Bundesnetzagentur, ob

> *„1. die Umstellung der Infrastruktur auf Wasserstoff im Rahmen der rechtlichen Vorgaben technisch und wirtschaftlich gesichert erscheint und die* ***Versorgung des Wasserstoffverteilnetzes fristgemäß über die darüberliegenden Netzebenen sichergestellt ist*** *oder*
>
> *2. der Gasnetzverteilnetzbetreiber eine Abkoppelung seines Netzes vom vorgelagerten Netz vorsieht und eine gesicherte Wasserstoffversorgung durch lokale Erzeugung nachgewiesen wird."*.

---

[62] Das BMWK gibt in einer Pressemitteilung vom 12.07.2023 optimistische Planung an: „*In der bereits in Vorbereitung befindlichen zweiten Stufe erfolgt dann eine umfassende Wasserstoffnetzplanung im Rahmen eines integrierten Netzentwicklungsplans (NEP) Erdgas und Wasserstoff für die Jahre 2025-2037*", vgl. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/07/20230712-planungsstand-deutschlandweites-wasserstoff-kernetzes-fuer-kuenftige-wasserstoff-infrastruktur.html (Abruf August 2023).

[63] Trotz des missverständlichen Wortlauts ist davon auszugehen, dass eine Überprüfung der Fahrpläne erstmalig bereits vor der Genehmigungserteilung zu erfolgen haben wird.

Ist eine Wasserstoffversorgung durch lokale Erzeugung nicht möglich, muss diese über die vorgelagerten Netzebenen geschaffen und nachgewiesen werden. Wird die Anbindung durch die Bundesnetzagentur nicht positiv festgestellt, wird sie dem jeweiligen Fahrplan ihre Genehmigung versagen. Letztere ist, wie § 71 Abs. 3 S. 1 GEG-E zeigt, Voraussetzung für dessen Wirksamkeit. Hieraus folgt, dass die bisher nicht geklärte Anbindung sowie fehlende Kenntnis eines zukünftigen Anschlusses an das Wasserstoff-Kernnetz ein Wirksamkeitshindernis für voraussichtlich einen Großteil der aufzustellenden Fahrpläne darstellen dürfte. Im Gegensatz zu der Problematik bei der Aufstellung der Fahrpläne, die im Laufe der Weiterplanung des Wasserstoff-Kernnetzes unter Umständen wegfallen könnte, stellt die fehlende Genehmigungsfähigkeit zum jetzigen Zeitpunkt ein absolutes Wirksamkeitshindernis dar, dessen Wegfall sinnvollerweise nicht von Zufälligkeiten abhängig gemacht werden sollte.

3. Notwendigkeit einer Harmonisierung der Gesetzesvorhaben

Im Ergebnis zeigt dies, dass es zwingend einer Abstimmung der geplanten Gesetzesvorhaben bedarf. Ohne eine Berücksichtigung der Verteilernetzebene bei § 28r EnWG-E läuft die Ausnahmeregelung in § 71k GEG-E ins Leere. Eine gesicherte Wasserstoffversorgung lässt sich nach aktuellem Stand nur durch eine Berücksichtigung der Verteilernetzebene im Wasserstoff-Kernnetz sowie die rechtlich verbindliche Planung eines zukünftigen Anschlusses daran gewährleisten.

II. Mögliche Lösungsansätze

Hiervon ausgehend sollen nachfolgend Möglichkeiten zur Realisierung des gesetzlichen Anpassungsbedarfs aufgezeigt werden:

1. Anpassung des § 71k GEG-E

Um eine normative Anknüpfung an § 28r EnWG-E zu schaffen, wäre eigentlich eine Anpassung des § 71k Abs. 1 Nr. 2 lit. a) GEG-E mit einer Bezugnahme auf das Wasserstoff-Kernnetz bzw. dessen Weiterentwicklung sinnvoll. Dies könnte in einem zweiten Schritt erfolgen, wenn zunächst wesentliche Änderungen bei der Regelung zum Wasserstoff-Kernnetz in § 28r EnWG-E bzw. dessen Weiterentwicklungen erreicht werden.

2. Korrekturbedarf bei § 28r EnWG-E

Zunächst bedarf es einer Aufnahme der Gasverteilernetze in die grundsätzliche Planung des Wasserstoff-Kernnetzes in Absatz 1 der Norm sowie in die Aufzählung berücksichtigungsfähiger Projekttypen in Absatz 4, um die im Kontext des § 71k GEG-E erforderliche Planung überhaupt erst zu ermöglichen.

© BBH, 2023

In § 28r Abs. 1 EnWG-E ein neuer Satz 3 mit folgendem Inhalt eingefügt werden:

> *„Maßnahmen in den Gasverteilernetzen sind bei der Planung zu berücksichtigen."*

Korrespondierend hiermit bedarf es einer Anpassung des § 28r Abs. 4 EnWG, der um eine Nr. 4 lit. f) und g) ergänzt werden sollte:

> *„f) Projekte, die den Anschluss einer hohen Zahl an Städten und Kommunen sowie der industriellen und gewerblichen Abnehmer, die an Gasverteilnetze angeschlossen sind, ermöglichen,*
>
> *g) Projekte, die dem Anschluss lokaler Wasserstoffeinspeiser dienen."*

3. Weiterentwicklung Netzentwicklungsplanung Erdgas-Wasserstoff

Um die bedarfsgerechte Weiterentwicklung sicherzustellen und einen sicheren Rahmen für die Planung zu schaffen, bedarf es darüber hinaus einer Rechtsgrundlage für eine reguläre Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung, die ebenfalls im Rahmen der aktuellen EnWG-Novellierung mit aufgenommen werden sollte. Aufgrund der umfassenden Dekarbonisierungsvorhaben der Bundesregierung und der damit verbundenen zeitlichen Vorgaben (§ 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E, § 4 Abs. 2 Nr. 1 und 2 WPG-RefE) erscheint die Absicht, eine umfassende Netzentwicklungsplanung im EnWG erst im Rahmen der sog. „zweiten Stufe" einzuführen, nicht zielführend zu sein.

Die zu schaffenden rechtlichen Grundlagen für die notwendige Harmonisierung der Fahrpläne mit dem allgemeinen Hochlauf der Wasserstofftransportinfrastruktur sollten die folgenden Aspekte berücksichtigen:

- Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zur unverzüglichen Erstellung einer integrierten Wasserstoff- und Gasnetzentwicklungsplanung (möglichst auch) unter Berücksichtigung der Netzentwicklungsplanung für Strom, die mindestens alle zwei Jahre aktualisiert werden sollte. Hierbei sind die Interessen der Kommunen und der Verteilnetzbetreiber angemessen zu berücksichtigen.

- Schaffung eines gesetzlichen Auftrags an die Gasverteilnetzbetreiber zur Erstellung lokaler Netzentwicklungspläne für Erdgas und Wasserstoff. Eine solche Verpflichtung zu einer lokalen Netzplanung wäre das direkte Bindeglied zum bzw. die Verzahnung mit dem GEG und zum WPG.

© BBH, 2023

- Regelung einer Einbeziehung der aktuellen und zukünftigen Wasserstoffnetzbetreiber (§§ 28j bis 28q EnWG) in die Planungen.

Prof. Dr. Christian Theobald
Rechtsanwalt

Christian Thole
Rechtsanwalt

© BBH, 2023