



- Beschlusskammer 4 -

Az.: BK4-19-015

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme

der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin,

hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch ihren Vorsitzenden	Alexander Lüdtké-Handjery,
ihren Beisitzer	Roman Smidrkal
und ihren Beisitzer	Jacob Ficus

am 21.01.2021

beschlossen:

1. Der Antrag wird abgelehnt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe:

I.

Die Antragstellerin begehrt die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das Projekt „hybridge - Elektrolyse (175)“ gemäß § 23 Abs. 1 ARegV.

Die Antragstellerin ist Betreiberin eines Elektrizitätsübertragungsnetzes mit Sitz in Nordrhein-Westfalen.

Die Antragstellung erfolgte am 29.03.2019. Das Projekt „hybridge“ wird von der Antragstellerin und dem Betreiber eines Gasfernleitungsnetzes (im Folgenden: FLNB) gemeinsam geplant. Letzterer hat für den von ihm umzusetzenden Projektanteil ebenfalls einen Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme gestellt (BK4-19-052).

Ziel des Projekts sei die Sektorenkopplung der Strom- und Gasinfrastruktur mit Hilfe der Power-to-Gas-Technologie. Dazu werde eine großtechnische Power-to-Gas-(PtG)-Anlage errichtet und deren systemdienlicher Betrieb im Übertragungsnetz und ihre systemseitige Wechselwirkung mit dem Fernleitungsnetz erstmals erprobt. Zudem müssten strom- und gasnetzseitig Anlagen zur Verbindung der bestehenden Netzinfrastrukturen errichtet werden.

Das Gesamtprojekt „hybridge“ umfasse insgesamt drei Teilprojekte.

Im Einzelnen handele es sich dabei um

- den Neubau eines Elektrolyseurs mit einer elektrischen Leistung von 100 MW und den Anschluss an das Übertragungs- und Fernleitungsnetz als erstes Teilprojekt,
- die Umstrukturierung eines Teils des bisher ausschließlich zum Transport von Erdgas genutzten Fernleitungsnetzes zur Schaffung eines Wasserstoffteilnetzes und der Neubau von Anlagen zur Zumischung von Wasserstoff ins Fernleitungsnetz für Erdgas sowie in nachgelagerte regionale Erdgasverteilnetze (Verdichter, Armaturen und Gasdruckregel- und Messanlagen) als zweites Teilprojekt sowie
- den Neubau und den Anschluss einer Methanisierungsanlage zur Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan zur Einbindung in das Fernleitungsnetz für Erdgas sowie in nachgelagerte regionale Erdgasverteilnetze als drittes Teilprojekt.

Die Antragstellerin bezieht ihren Antrag nach § 23 ARegV nur auf ihren Projektanteil. Die vollumfängliche Realisierung des Gesamtprojekts „hybridge“ ergebe sich jedoch nur durch die vollständige Umsetzung aller drei Teilprojekte.

Als ihren Projektanteil beantragt die Antragstellerin im hiesigen Verfahren konkret den Neubau eines Elektrolyseurs und dessen Anschluss an das Übertragungsnetz (Bestandteil von Teilprojekt eins).

Die vorgelegten Antragsunterlagen enthalten hierzu kein konkretes Mengengerüst und auch keine Angaben, welcher Teil der für das erste Teilprojekt veranschlagten Anschaffungs- und Herstellungskosten auf die Errichtung des Elektrolyseurs und welcher Teil auf die Errichtung des Anschlusses an das Übertragungsnetz entfallen soll.

Räumlich werde derzeit in der Region Lingen an der Grenze zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen nach einem Standort für den Elektrolyseur gesucht. Geeignet erschienen Standorte in der Nähe der Umspannanlagen Hanekenfähr (Stadt Lingen) oder Öchtel (Stadt Schüttorf/Salzbergen) sowie in unmittelbarer Nähe der dort verlaufenden Leitungsstraßen. Es würden bereits potentielle Grundstücke auf ihre Eignung hin überprüft. Die Region

sei zur Erprobung des systemdienlichen Einsatzes der ersten großtechnischen Elektrolyseanlage ausgewählt worden, weil es dort bereits jetzt hohe Einspeiseleistungen aus Onshore-Windenergieanlagen gebe und perspektivisch auch Einspeisungen aus Offshore-Windenergieanlagen erfolgen würden.

Schließlich befänden sich in der Region geeignete Schnittpunkte der Strom- und Gasinfrastruktur sowie eine Gasleitung, welche auf reinen Wasserstoff umgestellt werden könne.

Bei Nutzung dieser bereits vorhandenen Strom- und Gasinfrastruktur sei eine Realisierung des Projekts bei nur geringer Anpassung der Bestandsinfrastruktur möglich. Durch weitere Stufen des Konzeptes könne die Wirksamkeit der Maßnahme in dieser Region perspektivisch sukzessive erhöht werden.

Geplant sei, den Elektrolyseur mit einer elektrischen Leistung von 100 MW zu realisieren, wobei die Leistung aufgrund standardisierter Größen der verwendeten Komponenten im Ergebnis geringfügig hiervon abweichen könne.

Im Elektrolyseur werde der Strom – bei Maximalleistung und unter Normbedingungen – in etwa 20.000 Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde umgewandelt. Der Elektrolyseur werde stromseitig an das Übertragungsnetz angeschlossen. Hierzu würden die Komponenten Transformator, Schaltfeld und Anschlussleitung errichtet. In Abhängigkeit vom Standort des Elektrolyseurs werde dieser entweder direkt an eine Umspannanlage oder an eine Höchstspannungsleitung angeschlossen.

Der Verdichter zur Druckerhöhung des Wasserstoffs, der Anschluss an das Gasnetz sowie die zu schaffende Wasserstoffinfrastruktur sollten seitens des am Gesamtprojekt beteiligten FLNB realisiert und betrieben werden.

Aus Sicht der Antragstellerin falle durch die Umsetzung der geplanten Maßnahmen kein Ersatz bestehender Einrichtungen an.

Die Antragstellerin vertritt die Ansicht, das energiepolitische Ziel einer bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig dekarbonisierten Volkswirtschaft sei ohne den Einsatz von PtG-Anlagen nicht zu erreichen. Damit die Kopplung der Strom- und Gasinfrastruktur auf Transportnetzebene den maximalen volkswirtschaftlichen Nutzen entfalten könne, seien die Größe der Anlagen (geeignete Dimensionierung zur Platzierung auf oberster Systemebene), der Standort der Anlagen sowie die zeitliche Koordination der Anlagen von besonderer Bedeutung.

Wesentliches Merkmal des liberalisierten Energiemarktes sei es, dass sich die gehandelte Energie zu keiner Zeit im Eigentum der Netzbetreiber befindet. Der Netzbetreiber werde für seine Transportdienstleistung über ein reguliertes Netzentgelt entlohnt, müsse die Infrastruktur jedoch Dritten diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen.

Aus Sicht der Antragstellerin müsse dieses Grundprinzip auch bei einer Sektorenkopplung auf Systemebene gewahrt bleiben. Daher sei der Elektrolyseur als sogenannter Sektorentransformator wie die bisherige Strom- und Gasinfrastruktur zu behandeln und solle von den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern projektiert, gebaut, betrieben und über Netzentgelte finanziert werden. Die Sektorentransformation finde dabei zwischen den regulierten Bereichen Stromnetz und Gasnetz statt.

Da die im Rahmen des Projekts vorgesehene Verbindungsleitung zwischen den Systemen in ihrer Kapazität begrenzt sei, möchte die Antragstellerin die Leistung des Sektorentransformators an Händler oder Direktabnehmer verauktionieren. Der Zugang Dritter sei somit auch

hier das diskriminierungsfreie Grundprinzip. Im Ergebnis würden damit Strom- und Gashandelsmärkte miteinander verknüpft und ein übergreifender Wettbewerb ermöglicht. Die Auktionen der Erlöse würden von den Netzbetreibern dann auch netzentgeltmindernd genutzt. Ein entsprechendes Prinzip finde bereits im Stromsektor an grenzüberschreitenden Kuppelleitungen Anwendung.

Auf diese Weise sei kein staatlicher Fördermechanismus, Umlagemechanismus o. ä. für diese neuartigen Infrastrukturkomponenten notwendig. Die Synergien, die durch die Anlage gehoben würden, wirkten sich unter anderem ebenfalls mindernd auf die Netzentgelte aus, wobei aus Sicht der Antragstellerin im Ergebnis sogar fraglich sei, ob perspektivisch überhaupt eine Mehrbelastung für den Netzkunden auftrete.

Die Antragstellerin vertritt die Auffassung, dass eine Systemdienlichkeit von PtG-Anlagen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene in den Blick genommen werde. Die neue EU-Strommarkttrichtlinie definiere sogenannte „vollständig integrierte Netzkomponenten“ als Bestandteile des Übertragungsnetzes. Die Antragstellerin ist der Ansicht, dass PtG-Anlagen im Ergebnis als solche Netzkomponenten eingeordnet werden können und deren Errichtung und Betrieb nicht im Widerspruch zu entflechtungsrechtlichen Vorgaben stünden.

Insoweit bestehe auch eine Verknüpfung zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2019-2030, in dem der Auffassung der Antragstellerin nach bis 2030 bzw. 2035 ein Redispatch-Volumen zwischen [REDACTED] verbleibe. Ein solcher Redispatch könne durch Innovationen bei der Reduktion von Netzengpässen von mehreren Gigawatt vermieden werden. Insofern seien vollständig integrierte Netzkomponenten implizit Bestandteil des NEP Strom 2019-2030.

Schließlich könne nach Ansicht der Antragstellerin durch PtG-Anlagen auch Herausforderungen besser begegnet werden, die möglicherweise aus dem Kohleausstieg entstünden.

Schon heute fänden innovative Technologien wie Konzepte der innovativen Systemführung oder sogenannte Netzbooster im NEP Strom Berücksichtigung. Eine PtG-Anlage könne insoweit ebenfalls einen Beitrag leisten. So ließe sich etwa zusätzlicher Systemnutzen schaffen, wenn etwa Leistung von Onshore-Windenergieanlagen über eine PtG-Anlage bereits an der 110 kV-Sammelschiene sektorübergreifend transformiert würde, anstatt den vorhandenen 380 kV/110 kV-Transformator zu belasten oder einen weiteren 380 kV/110 kV-Transformator erforderlich zu machen.

Als prognostiziertes Jahr der ersten Kostenwirksamkeit der Maßnahme gibt die Antragstellerin das Jahr 2020 an. Die Gesamteinbetriebnahme sei derzeit für das Jahr 2023 vorgesehen.

Die Antragstellerin hat ca. [REDACTED] als geplante Anschaffungs- und Herstellungskosten für die Investitionsmaßnahme angegeben.

Mit Schreiben vom 07.12.2020 wurde die Antragstellerin angehört. Sie hat mit Schreiben vom 12.01.2021 unter Wiederholung der bereits in den Antragsunterlagen enthaltenen Argumentation Stellung genommen.

Die Bundesnetzagentur hat die Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG unter dem 10.07.2019 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Unter dem 14.01.2021 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG dem Bundeskartellamt und der Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen zur Stellungnahme übersandt. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde haben von diesem Recht keinen Gebrauch gemacht.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte verwiesen.

II.

A. Formelle Rechtmäßigkeit

I. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

II. Antrag und Frist

Der Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme wurde fristgerecht am 29.03.2019 bei der Bundesnetzagentur gestellt. Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen sind gemäß § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV spätestens neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition erstmals ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Als prognostiziertes Jahr der ersten Kostenwirksamkeit gibt die Antragstellerin das Jahr 2020 an.

III. Anhörung

Der Antragstellerin wurde gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Beteiligung von Bundeskartellamt und Landesregulierungsbehörden

Die Bundesnetzagentur hat die Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Dem Bundeskartellamt sowie der Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

B. Genehmigungsfähigkeit

Eine Investitionsmaßnahme ist für das Projekt „hybridge - Elektrolyse (175)“ nicht genehmigungsfähig. Auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens ist eine Genehmigung der beantragten Investitionsmaßnahme auf Grundlage des § 23 ARegV nicht möglich. Die dort aufgestellten Anforderungen an eine Genehmigung erfüllt das Projekt nach derzeitiger Sach- und Rechtslage nicht.

I. Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestition

Die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme kann nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erfolgen. Unter Erweiterungsinvestitionen sind Maßnahmen zu verstehen, die das bestehende Netz nicht nur unbedeutend vergrößern.¹ Unter Umstrukturierungsinvestitionen sind Maßnah-

¹ BGH, Beschluss v. 17.12.2013, EnVR 18/12, Rz. 32; BGH, Beschluss v. 12.07.2016, EnVR 10/15, Rz. 15 – juris.

men zu verstehen, mit denen technische Parameter geändert werden, die für den Netzbetrieb erheblich sind². Mit der Maßnahme muss ein Zubau an der dem Transport dienenden und dafür wesentlichen Netzinfrastruktur verbunden sein, der sich auf die Transportfunktion des Netzes auswirkt und diese erhöht oder verbessert.³

Angesichts des Umstands, dass die von der Antragstellerin in ihrem Verantwortungsbereich geplanten Teilmaßnahmen untrennbar mit der Errichtung des für das Gesamtprojekt zentralen Elektrolyseurs zusammenhängen, lassen sie sich weder als Erweiterungs- noch als Umstrukturierungsinvestitionen in das Übertragungsnetz begreifen.

Der Elektrolyseur erhöht die Transportkapazität des Stromnetzes nicht und dient damit nicht der originären Aufgabe der Antragstellerin als Betreiberin eines Übertragungsnetzes, nämlich dem Transport von elektrischer Energie. Der Betrieb des Stromnetzes ist ohne Umwandlung der zu transportierenden elektrischen Energie in Gas möglich. Die eigentliche Stromübertragungsfunktion ist vielmehr vollkommen unabhängig von der Umwandlung von Strom in Gas. Selbst bei einer – von der Antragstellerin im Übrigen gar nicht in den Vordergrund gestellten – Rückverstromung des „in Gas umgewandelten“ Stroms würde sich der „Transport“ in Gasnetzen und jedenfalls nicht im Übertragungsnetz vollziehen.

Hinzu kommt, dass gemäß § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, von der Pflicht zur Netzentgeltzahlung befreit sind. Anlagen, die ohne Ausnahmeregelung grundsätzlich zur Zahlung von Netzentgelten verpflichtet wären, können schon denklogisch nicht als dem Netzbetrieb zugehörig betrachtet werden.

II. Genehmigungsfähigkeit nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV

Auch die weiteren Tatbestandsvoraussetzungen des § 23 ARegV sind nicht erfüllt. Gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV genehmigt die Bundesnetzagentur Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind.

Eines der in § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 9 ARegV genannten Regelbeispiele ist im vorliegenden Fall nicht einschlägig. Die Antragstellerin führt in ihrem Antrag selbst aus, dass sich wegen des innovativen Charakters des Projekts zur Kopplung von Strom- und Gasnetzen keines der in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV aufgeführten Regelbeispiele unmittelbar auf den vorliegenden Sachverhalt anwenden lasse.

1. Stabilität des Gesamtsystems

Der Neubau eines Elektrolyseurs ist nicht notwendig zur Stabilität des Gesamtsystems im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 1 ARegV.

Weder trägt die Antragstellerin vor noch ist anderweitig ersichtlich, dass ohne die beabsichtigte Maßnahme die Stabilität des Gesamtsystems beeinträchtigt wäre. Dass die Maßnahme aus Sicht der Antragstellerin einen zusätzlichen Nutzen stiftet, indem sie beispielsweise die

² BGH, Beschluss v. 17.12.2013, EnVR 18/12, Rz. 14, juris.

³ OLG Düsseldorf, Beschluss v. 30.09.2020, VI-3 Kart 706/19 [V].

Erprobung großtechnischer PtG-Anlagen bzw. die Entwicklung erheblicher PtG-Kapazitäten bis zum Jahr 2030 ermögliche, reicht nicht aus, um sie auch als notwendig im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV zu qualifizieren.

Sowohl das europäische Sekundärrecht als auch das Energiewirtschaftsgesetz sowie die Anreizregulierungsverordnung unterscheiden durchgängig zwischen dem Stromsektor einerseits und dem Gassektor andererseits. Demzufolge kann nicht davon ausgegangen werden, dass unter einem Gesamtsystem im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 1 ARegV ohne weiteres ein „gekoppeltes“ System aus Strom- und Gasnetzen zu verstehen ist.

Zwar hat der Gesetzgeber bereits punktuell gestaltende Schritte für eine Sektorenkopplung unternommen, beispielsweise durch Umlagen- und Entgeltbefreiungen für PtG-Technologien oder betreffend die Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung. Für die Transformation des Energieversorgungssystems setzt er unter anderem auf einen Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten sowie auf eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor (als Grundsatz des Strommarkts geregelt in § 1a Abs. 3 Satz 2 EnWG). Zu dieser Vorgabe stünde in einem gewissen Widerspruch, durch eine Investitionsmaßnahmengenehmigung einen Wettbewerbsvorteil für Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber, die dann die Investition vollständig über die Netzentgelte refinanziert bekämen, zu schaffen. Jedenfalls ist positivrechtlich nicht geregelt, ob die Sektorenkopplung durch Zuweisung neuer Aufgaben an die Transportnetzbetreiber unterstützt werden bzw. ob dafür eine einheitliche Betrachtung der Strom- und Gasnetze stattfinden soll. Dies wäre aber eine wesentliche Voraussetzung für das von der Antragstellerin geplante Projekt „hybridge“.

Aus Sicht der Beschlusskammer bedürfte es zunächst einer grundsätzlichen Diskussion und gegebenenfalls einer Erprobung dieser und möglicher weiterer Ansätze zur Sektorenkopplung. Dem kann sie nicht mittels des Instruments der Investitionsmaßnahme, dem nicht die Funktion grundsätzlicher Entscheidungen über die weitere Ausgestaltung der Energiewende zukommt, vorgreifen. Solche Entscheidungen unterliegen vielmehr der Prärogative des Gesetzgebers. Anderenfalls würden über die Investitionsmaßnahmengenehmigung vollendete Tatsachen geschaffen, dass mit den Netzbetreibern eine bestimmte Akteursgruppe nicht nur solche Anlagen errichten darf, sondern dafür zugleich eine Refinanzierung quasi garantiert bekäme.

2. Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz

Der Neubau ist ferner nicht notwendig zur Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 2 ARegV.

Ein Verbundnetz ist nach der Definition des § 3 Nr. 35 EnWG eine Anzahl von Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind, oder eine Anzahl von Gasversorgungsnetzen, die miteinander verbunden sind. Auch von dieser Definition nicht umfasst ist demnach eine Verflechtung von Strom- und Gasnetzen miteinander, wie sie der beantragte Elektrolyseur schaffen soll.

3. Bedarfsgerechter Ausbau des Energieversorgungsnetzes

Der Neubau ist schließlich auch nicht notwendig für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 3 ARegV.

Energieversorgungsnetze sind nach der Definition des § 3 Nr. 16 EnWG Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen. Auch diese Definition differenziert zwischen Stromnetzen einerseits und Gasnetzen andererseits. Ein Energieversorgungsnetz umfasst daher weder den Transport von Energie in unterschiedlicher physikalischer Form noch die Umwandlung der Energie selbst.

Gesetzliche Aufgabe der Antragstellerin ist der Transport von Elektrizität über ein Höchst- und Hochspannungsverbundnetz. Dabei ist dauerhaft die Fähigkeit dieses Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Dem dient die Umwandlung elektrischer Energie in Gas nicht, auch dann nicht, wenn diese Möglichkeit lediglich Dritten zur diskriminierungsfreien Nutzung eingeräumt werden soll. Eine solche Konvertierung stellt gerade keinen nachfragegerechten Transport von Elektrizität auf Höchstspannungsebene dar. Besteht ein Bedarf, Strom über das Übertragungsnetz vom Punkt der Erzeugung zum Punkt des Verbrauchs zu transportieren, wird diese Aufgabe nicht dadurch gelöst, dass man den eigentlich zu transportierenden Strom stattdessen in einem Elektrolyseur zur Erzeugung von Gas einsetzt. Die primäre Aufgabe der bedarfsgerechten Stromübertragung blendet der Antrag ebenso aus wie den selbst bei vermeintlicher Entlastung des Übertragungsnetzes hinter einem Netzengpass bestehenden Redispatchbedarf.

Da die Antragstellerin beabsichtigt, die Entscheidung über den Einsatz des Elektrolyseurs Dritten am Markt zu überlassen, hätte sie selbst auch keinen unmittelbaren Einfluss auf die „Entlastung“ ihres Netzes, sondern kann diese lediglich gegenüber dem Markt anreizen.

Aus den vorstehend genannten Gründen erschiene es ferner zweifelhaft, die beantragte Investitionsmaßnahme als vollständig integrierte Netzkomponente im Sinne der neuen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 zu klassifizieren. Denn solche Komponenten dürfen „ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen“ (Artikel 2 Nr. 51 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie). Ein sicherer und zuverlässiger Betrieb des Übertragungsnetzes bzw. des Fernleitungsnetzes war jedoch bisher auch ohne Maßnahmen der hier beantragten Art möglich.

Selbst die Einstufung einer PtG-Anlage als vollständig integrierte Netzkomponente würde aber nicht automatisch dazu führen, dass die Kosten im Rahmen einer Investitionsmaßnahme geltend gemacht werden könnten. Denn aus dem Umstand, dass ein Netzbetreiber vollständig integrierte Netzkomponenten errichten und betreiben darf, folgt nicht automatisch, dass diese Komponenten im Sinne des § 23 ARegV auch notwendig sind. Daher kann dahinstehen, ob ein Elektrolyseur überhaupt als vollständig integrierte Netzkomponente einzustufen wäre.

Die in den Worten der Antragstellerin mit dem Projekt zu schaffende „Transportverbindung zwischen dem Stromübertragungs- und dem Gasfernleitungsnetz“ ist im Energiewirtschaftsgesetz bisher nicht geregelt. Ebenso wenig ist definiert, welchen Zwecken eine solche Transportverbindung dienen sollte und inwiefern sie Vorteile gegenüber einer Umwandlung von Strom in Gas durch andere Marktteilnehmer in deren eigenen Anlagen hätte. Zudem stellt die von der Antragstellerin angestrebte Konvertierungsdienstleistung bei genauerer Betrachtung gerade keinen Transport von Energie dar, damit diese an einem anderen Ort genutzt werden kann, sondern wandelt sie lediglich von einer Form (Strom) in eine andere (Gas) um.

Ferner könnte die Errichtung und Vorhaltung eines Elektrolyseurs Geschäftsmodellen Vorschub leisten, deren Erfolg von fortbestehenden Engpässen im Übertragungsnetz abhinge. Damit bestünde die Gefahr, dass die Antragstellerin ihrer eigentlichen Aufgabe, ein sicheres,

zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und bedarfsgerecht auszubauen, nicht mehr nachkäme, weil sie einem Interessenkonflikt hinsichtlich der von ihr am Markt angebotenen Konvertierungsdienstleistung ausgesetzt wäre.

Zugleich könnten damit sonstige Flexibilitätsoptionen und Speichermöglichkeiten, die andere Marktteilnehmer zur Verfügung stellen können, zu Gunsten von Netzbetreibern diskriminiert werden. Denn jeder andere Marktteilnehmer, der nicht Netzbetreiber ist, könnte keine Refinanzierung seiner Investition über die Netzentgelte in Anspruch nehmen, wenn er selbst beispielsweise einen Elektrolyseur errichten und zur Sektorenkopplung einsetzen wollte.

Im Übrigen ist der Bedarf im Übertragungsnetz und im Fernleitungsnetz in der jeweiligen Netzentwicklungsplanung nach § 12a ff. EnWG für Strom bzw. nach § 15a EnWG für Gas zu prüfen. Diese gesetzlich vorgeschriebenen Bedarfsprüfungen kann das Instrument der Investitionsmaßnahmengenehmigung nicht ersetzen oder vorwegnehmen. Im Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 ist das Projekt „hybride“ (P414) ausdrücklich nicht bestätigt worden.

III. Ergänzende Hinweise

Aus Sicht der Beschlusskammer liegt dem Antrag möglicherweise ein zu weitreichendes Verständnis der Funktion und der Reichweite einer Investitionsmaßnahmengenehmigung zu Grunde. Es handelt sich um ein besonderes Instrument der Anreizregulierung, das die Refinanzierung der rechtlich den Netzbetreibern zugewiesenen Aufgaben sichern soll. Sie dient wie oben dargestellt nicht dazu, einzelnen Marktakteuren bestimmte Geschäftsmodelle zuzuweisen, sondern setzt eine solche Zuweisung durch den Gesetzgeber voraus. Eine Investitionsmaßnahmengenehmigung kann sich nur auf solche Investitionen beziehen, die zur Erfüllung der energiewirtschaftsrechtlich den Netzbetreibern zugewiesenen Aufgaben dient.

Mit der Ablehnung der Investitionsmaßnahmengenehmigung ist daher kein Urteil über die Sinnhaftigkeit des von der Antragstellerin vorgeschlagenen Projekts an sich verbunden. Ein denkbares Innovationspotenzial, die Erprobung von großtechnischen Anlagen zum Zweck der Sektorenkopplung und Szenarioannahmen im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom bezüglich der ab dem Jahr 2030 erwarteten Kapazitäten im PtG-Bereich sprechen aber nicht per se für eine Berücksichtigung mittels einer Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV. Denn die von der Antragstellerin angeführte Sinnhaftigkeit des Projekts „hybride“ wäre nicht gleichbedeutend mit einer Notwendigkeit im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV. Im Übrigen kann die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme nicht die Entscheidung darüber ersetzen, welchen Marktakteuren die Erprobung und Erschließung angenommener Innovationspotenziale zufallen soll und welche Bedingungen dafür gelten.

Gegen die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das geplante Projekt spricht ferner, dass der Gesetzgeber im Jahr 2013 mit dem § 25a eine eigene Vorschrift zur Berücksichtigung von Forschung und Entwicklung durch Netzbetreiber in die ARegV aufgenommen hat (siehe die Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013, BGBl. I S. 3250).

Unter Forschung und Entwicklung versteht der Gesetzgeber insbesondere „größere Projekte in den Bereichen Netztechnik, Systemführung und der praktischen Technologieerprobung in Demonstrationsvorhaben“. Genau dies schwebt der Antragstellerin laut ihrer Antragsbegründung vor, sie stützt sich ausdrücklich darauf, dass eine solche Erprobung dringend geboten sei.

Mit § 25a ARegV hat der Gesetzgeber ausweislich der Verordnungsbegründung (BR-Drs. 447/13, S. 20) ganz bewusst ein ausgewogenes Verhältnis zwischen dem Kostenrisiko, das

die Netzbetreiber tragen und dem, welches sie über die Netzentgelte an die jeweiligen Netzkunden weitergeben können, festgelegt. Vereinfacht gesagt sollen 50 Prozent des nicht öffentlich geförderten Anteils der Projektkosten durch den Netzbetreiber getragen werden. Berücksichtigungsfähig sind demnach ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Bildung und Forschung, bewilligt wurde und fachlich betreut wird.

Diese gesetzlichen Regelungen würden unterlaufen, wenn Netzbetreiber für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben nunmehr in Form einer genehmigten Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV sämtliche Kosten eines Projekts über die Netzentgelte zurückerstattet erhielten. Zudem entfielen so die von § 25a ARegV zwingend vorausgesetzte Prüfung, Bewilligung und Überwachung des von den Netzbetreibern vorgeschlagenen Projekts im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung. Eine solche Prüfung und Bewilligung soll nach dem Willen des Gesetzgebers unter anderem gerade dazu dienen, Mitnahmeeffekte und Doppelförderungen zu vermeiden, einen Eigenbeitrag der Netzbetreiber sicherzustellen und im öffentlichen Interesse Transparenz hinsichtlich des Projekts und der darin erzielten Ergebnisse zu gewährleisten. All dies, insbesondere aber die laufende fachliche Betreuung eines solchen Projekts, kann nicht mittels einer Investitionsmaßnahmengenehmigung durch die Bundesnetzagentur ersetzt bzw. unterlaufen werden.

C. Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).



Alexander Lüdtké-Handjery

Vorsitzender



Roman Smidrkal

Beisitzer



Jacob Ficus

Beisitzer