

FNB Gas - Stellungnahme

Zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes „WANDA“

BNetzA-Konsultation („WANDA“, GBK-24-01-2#1)

Berlin, 08.05.2024

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist die Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportebene. Zudem ist die Vereinigung Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

1. Vorbemerkung

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) begrüßen und unterstützen ausdrücklich den Ansatz der BNetzA, bereits zum jetzigen Zeitpunkt die notwendigen regulatorischen Regelungen zur Umsetzung des Finanzierungsmodells des EnWG-Entwurfs für das Wasserstoff-Kernnetz mit der Festlegung WANDA zu schaffen. Es macht Sinn, die Normen des deutschen und europäischen Rechts zu antizipieren, die zwar zum Zeitpunkt des jetzt beginnenden Konsultationsverfahrens noch nicht in Kraft, aber bereits konkret absehbar sind. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass keine wertvolle Zeit für die Schaffung der notwendigen nationalen Rahmenbedingungen verloren geht und dass bereits jetzt mehr Planungssicherheit für alle Marktakteure geschaffen werden kann, auch wenn ggf. später Anpassungen notwendig werden könnten.

Die regulatorischen Regelungen zum Netzzugang zu Wasserstoffnetzen bleiben gemäß Absatz 2 des Begleitdokuments zur Festlegung WANDA nach unserem Verständnis weiteren Festlegungen vorbehalten. Dementsprechend werden wir in dieser Stellungnahme zu Netzzugangsthemen grundsätzlich nicht Stellung nehmen. Insbesondere auch in dem Verständnis, dass Regelungen zum Netzzugangsregime, die zeitlich nachgelagert zur Festlegung WANDA erlassen werden, Berücksichtigung in Form einer Anpassung der Festlegung WANDA bzw. in Form von ergänzenden Festlegungen finden werden. Aufgrund des komplexen Zusammenwirkens von Förderregime (Amortisationskonto) auf der einen Seite und dem regulatorischen Regime auf der anderen Seite (intertemporales Kostenallokationskonto) behalten wir uns vor, sofern uns weitere relevante Sachverhalte im Laufe der vertieften Befassung mit einzelnen Themenbereichen auffallen, diese auch nach dem 30.04.2024 zu adressieren.

2. Anmerkungen zum Festlegungsentwurf

Tenorziffer 1

Vorgeschlagene Änderungen **in fett**

Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/kWh/h/a berechnet. Es gilt stets **für eine feste, frei zuordenbare** Jahreskapazität. Für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers in das Netz eines anderen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers **innerhalb eines Entry-Exit-Systems** wird kein Entgelt erhoben.

Begründung

Das Wasserstoff-Kernnetz wird das Rückgrat für die Entwicklung des Wasserstoffmarktes in Deutschland sein. Basierend auf den geplanten Wasserstoff-Projekten (Transportinfrastruktur, Produktion, Verbrauch, Importe) werden sich zunächst einzelne Wasserstoff-Cluster entwickeln, die im Zeitablauf in Abhängigkeit von der Weiterentwicklung des Marktes und dem Grad der Vermaschung der Wasserstoff-Transportinfrastruktur zu größeren Clustern zusammengelegt werden können. Das erklärte Ziel ist, am Ende dieser Entwicklung ein deutschlandweites Wasserstoff-Marktgebiet zu erreichen. Um diese Entwicklung positiv zu beeinflussen, planen die FNB bereits auf Cluster-Ebene Entry-Exit-Systeme einzuführen (so sollte z. B. in jedem Cluster bereits von Beginn an ein VHP vorgesehen werden). Innerhalb dieser Cluster (= Entry-Exit-Systeme) wird – wie im Erdgasbereich auch – für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers in das Netz eines anderen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers kein Entgelt erhoben.

In der Phase des Zusammenwachsens der Cluster kann es Zeiträume geben, in denen ein physischer Austausch von Mengen zwischen einzelnen Clustern bereits möglich, eine Zusammenlegung zu einem größeren Entry-Exit-System aber aus verschiedenen technischen bzw. kapazitiven Gründen noch nicht ratsam ist. Ein solcher Fall liegt insbesondere dann vor, wenn die feste, frei zuordenbare Kapazität bei einer Zusammenlegung aufgrund einer noch nicht ausreichenden physischen Verbindung der Cluster reduziert werden müsste. Wie man mit diesen Situationen umgeht, sollte im Rahmen der geplanten Festlegungen zum Netzzugangsregime diskutiert werden. Die FNB schlagen vor, diesbezüglich keine Vorfestlegung in der WANDA-Festlegung zu treffen und zunächst die Netzzugangsfrage zu klären. Ggf. muss basierend auf den dort gefundenen Lösungen die WANDA-Festlegung dann später entsprechend angepasst bzw. ergänzt werden. Dies ist zeitlich auch unkritisch, da eine Zusammenlegung von Clustern nicht vor 2027 stattfinden wird und damit ausreichend Zeit für eine Anpassung bzw. Ergänzung von WANDA gegeben ist.

Es sollte das Entgelt für eine FZK-Jahreskapazität genannt werden. Dies ist der Standardfall auch im Erdgas und sollte nicht ohne Grund geändert werden. Es ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass bei der finanzwirtschaftlichen Modellierung des Amortisationskontos stets von einer vollständigen Vermarktung über Jahreskapazitäten ausgegangen wurde.

Tenorziffer 4

Vorgeschlagene Änderungen

- a) Streichung der Regelung zur Verzinsung des ikak
- b) Berücksichtigung des Selbstbehalts

Begründung

zu a) Zur Verzinsung des intertemporalen Kostenallokationskontos

Mit der derzeit im WANDA-Festlegungsentwurf vorgesehenen Verzinsung besteht die Möglichkeit, dass eine Situation eintritt, in welcher das intertemporale Kostenallokationskonto (iKAK) ausgeglichen ist, das Amortisationskonto (AK) aber nicht (z. B. durch eine unterschiedliche oder sogar zusätzliche bzw. doppelte Verzinsung). Ein Ausgleich des iKAK würde dann dazu führen, dass auf Basis der WANDA-Festlegung keine Notwendigkeit mehr besteht, weiterhin ein einheitliches, gedeckeltes Hochlaufentgelt festzulegen. Durch den Wegfall des Hochlaufentgelts entfällt aber die Möglichkeit durch Mehrerlöse der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber das AK ebenfalls auszugleichen. Dies würde dem Finanzierungskonzept des EnWG-Entwurfs widersprechen. Aus diesem Grund muss stets ein Gleichlauf beider Konten sichergestellt werden. Dies wird durch eine Streichung der Regelung einer Verzinsung beim iKAK gewährleistet.

zu b) Berücksichtigung des Selbstbehalts

Die aktuell vorgesehene Formulierung in Tenorziffer 4 erfordert eine Klarstellung:

Es sollte insbesondere deutlich werden, dass die Beträge aufgrund des freiwilligen Verzichts der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber nach § 28r Abs. 4 EnWG-Entwurf nicht jährlich von den Erlösen aus dem Hochlaufentgelt abzuziehen und dergestalt auf dem iKAK zu verbuchen sind, sondern dass diese lediglich im Falle des Ausgleichs des AK nicht als noch nicht erzielte, aber in der Zukunft erzielbare Erlöse aus Netzentgelten zu behandeln sind. Anderenfalls würde das iKAK einen Schiefstand ausweisen, der es

unmöglich machen würde, die Höhe der Deckung der genehmigten Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus den Transportentgelten abzulesen.

Tenziffer 5

Vorgeschlagene Änderungen in fett

a) Die Formulierung in Tenziffer 5 Satz 6 muss nach unserem Verständnis wie folgt angepasst werden: „Ist die monatliche Ausgleichszahlung eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers **negativ**, so ist diese bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit **positiver** monatlicher Ausgleichszahlung auszuführen.“

b) Anmerkungen zum AMELIE-H2-Ausgleichsschlüssel

Begründung

zu a)

Die aktuell vorgesehene Formulierung in Tenziffer 5 Satz 6 bedarf einer Anpassung der Begriffe der negativen und positiven monatlichen Ausgleichszahlung. So wird die Ausgleichszahlung zwischen den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern wie folgt in der Tenziffer geregelt:

„Ist die monatliche Ausgleichszahlung eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers positiv, so ist diese bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit negativer monatlicher Ausgleichszahlung auszuführen.“

Nach dem Verständnis der FNB müsste der Mechanismus der Ausgleichszahlung jedoch gegenläufig erfolgen, da nach der unter Randziffern 67 und 68 dargestellten Berechnungsweise umgekehrt genau der Netzbetreiber mit einer monatlichen negativen Differenz zu einer Zahlung verpflichtet werden müsste.

zu b)

Den Ausgleich der Erlöse aus Entgelten zwischen Wasserstoff-Kernnetzbetreibern erachten die FNB ebenfalls als notwendig. Die genaue Ausgestaltung des Mechanismus wird jedoch von mehreren Effekten beeinflusst, die insbesondere die Festlegung eines fairen Verteilungsschlüssels der Netzerlöse hinreichend komplex werden lässt.

Bereits feststehend ist der in § 28s Abs. 3 EnWG-Entwurf definierte Verteilungsschlüssel des individuellen Selbstbehaltbetrags im Fall eines Ausgleichs des Amortisationskontos durch die Bundesrepublik Deutschland. Dieser Schlüssel berechnet sich anhand der prozentualen Beteiligung an den kumulierten, genehmigten Netzkosten des Wasserstoff-Kernnetzes (im Folgenden "kumulierte Schlüsselung"). Weiterhin feststehend ist die vorgesehene Wälzung der Selbstkosten der kontoführenden Stelle (nach unserem Verständnis insbesondere auch inklusive der Zinsaufwendungen gegenüber der KfW) über die individuellen Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber, wobei die Zuteilung sich gem. § 28r Abs. 3 EnWG-Entwurf anhand der jährlichen durch das Amortisationskonto auszugleichenden Differenzen bemisst. Hierbei ist jedoch auch zu betonen, dass nach unserem Verständnis ein Zirkelschluss bei dieser Berechnung besteht, da ein direkter Zusammenhang zwischen Netzkosten, Zinsaufwendungen und Differenzbeträgen (basierend auf Transporterlösen und Netzkosten) besteht.

Die vorgesehene Wälzung der Zinsaufwendungen beeinflusst direkt die individuellen Netz-kosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber und damit auch den individuellen Selbstbehalt im nicht auszuschließenden Ausgleichsfall. Die jährlich durch das Amortisationskonto auszugleichenden Differenzbeträge berechnen sich als Delta zwischen den individuellen Netzkosten und den individuell zugeordneten Transporterlösen. Somit hat der Verteilungsschlüssel für die Transporterlöse in Tenorziffer 5 einen direkten Einfluss auch auf die Zuschlüsselung der Selbstkosten der kontoführenden Stelle in die jeweiligen genehmigten Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber und damit in der Folge auch auf den individuellen Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber.

Die Abbildung der Wirkungsweisen verschiedener Schlüssel ist jedoch hinreichend komplex und kann lediglich anhand von Modellnetzbetreibern berechnet werden, was ggf. die Realität und die Wirkung nicht vollständig erfassen kann, v. a. da hierbei auch der faktische Erfolg der Transportkapazitätsvermarktung an Kunden – also der Hochlaufpfad – eine Rolle spielen wird. Aufgrund der beschriebenen möglichen erheblichen kommerziellen Wirkung muss die Zuteilung der Transporterlöse im Hinblick auf die Zuteilung des Selbstbehalts fair und für alle beteiligte Wasserstoff-Kernnetzbetreiber transparent und nachvollziehbar sein. Die quantitative Bemessung einer fairen Verteilung ist jedoch hinreichend schwer zu beschreiben. Im Idealfall sollte die Zuteilung der Transporterlöse unter den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern so erfolgen, dass die in den Netzkosten enthaltenen Zinsaufwendungen entsprechend der Zuteilung gem. § 28r Abs. 3 EnWG-Entwurf keine Rolle für den individuellen Selbstbehalt nach § 28s Abs. 3 EnWG-Entwurf der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber spielen. Ein Maßstab könnte hierbei die tatsächliche Nutzung des Amortisationskontos sein, welche sich aus den kumulierten Differenzbeträgen je Wasserstoff-Kernnetzbetreiber berechnen lässt. Um einen Einklang zwischen Nutzung (abhängig von der Schlüsselung der Transporterlöse) und der Beteiligung (festgelegt durch den Verteilungsschlüssel aus § 28s Abs. 3 EnWG-Entwurf) zu erreichen, könnte auch für die Verteilung der Transporterlöse eine kumulierte Schlüsselung Anwendung finden. Die Anwendung einer jährlichen Schlüsselung nach Tenorziffer 5 des Beschlussentwurfs führt hier zwangsläufig zu Unterschieden zwischen Nutzung und Beteiligung.

Es ist jedoch auch zu betonen, dass die Verteilung der Transporterlöse unter Berücksichtigung einer kumulierten Schlüsselung einen höheren Komplexitätsgrad hat. Zusätzlich ist zu erörtern, ob ein solches Vorgehen die teils sehr unterschiedlichen Investitionszeitpunkte und Risikosituationen fair abbildet. Zudem können sich durch die Systematik Fälle ergeben, in welchen einzelne Wasserstoff-Kernnetzbetreiber (fiktiv) bereits in der Rückzahlphase sind, während andere Wasserstoff-Kernnetzbetreiber noch einen Bedarf für Zahlungen aus dem Amortisationskonto hätten, was bei Anwendung des in Tenorziffer 5 genannten Schlüssels nicht der Fall wäre. Eine Saldierung in der kontoführenden Stelle führt hier jedoch dazu, dass im gesamten Zeitraum der Saldo intertemporale Kostenallokationskonto bzw. des Amortisationskontos entweder ansteigt oder absinkt. Es wäre jedoch zu prüfen und ggf. klarzustellen, wie die nach EnWG-Entwurf vorgesehene Verteilung der Kosten der kontoführenden Stelle bei unterschiedlichen Vorzeichen der Differenzen anzuwenden ist.

Aufgrund des hohen Komplexitätsgrads werden die FNB die Thematik weiterhin analysieren und ggf. zu einem späteren Zeitpunkt einen konkreten Vorschlag übermitteln. Eine gewisse Flexibilität bei der Schlüsselung der Transporterlöse wäre aus Sicht des FNB Gas entsprechend wünschenswert.

Tenziffer 7b

Vorgeschlagene Änderungen **in fett**

Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht der jeweils kürzesten möglichen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 der GasNEV in der Fassung, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Beschlusses gilt, **längstens sind dabei jedoch für alle Anlagenklassen außer Verwaltungsgebäude maximal 35 Jahre anzusetzen**. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht.

Begründung

Beim Betrieb von Transportleitungen für Wasserstoff bestehen höhere bzw. unbekannte Risiken im Vergleich zu Erdgastransportleitungen.

Wasserstoff kann, anders als Erdgas, in Bauteilen aus Stahlwerkstoffen zu Versprödung führen. Anders als bei Erdgastransportleitungen ist daher eine bruchmechanische Lebensdauerberechnung durchzuführen. Diese geht von einem Vorliegen von rissähnlichen Defekten aus (reale Risse sind i. d. R. nicht bekannt), die aufgrund von Lastwechseln wachsen können. Die Lebensdauer hängt dabei von der Betriebsweise ab, insbesondere von der Höhe und der Häufigkeit von Drucklastwechseln. Diese Betriebsweise kann für die Zukunft nur sehr grob prognostiziert werden. Häufigere Drucklastwechsel als im Erdgas sind dabei durchaus wahrscheinlich, insbesondere wenn die Aufspeisung durch Elektrolyseure erfolgt, die durch deutlich volatilere erneuerbare Stromerzeugung gespeist werden.

Verlässliche Aussagen sind derzeit nicht möglich, die technische Nutzungsdauer, der mit Wasserstoff beaufschlagten Anlagen könnte jedoch signifikant kürzer sein im Vergleich zu den bekannten maximalen Nutzdauern der GasNEV.

Darüber hinaus und gleichwertig ist die ökonomische Perspektive bei der Ermittlung der Nutzungsdauern zu betrachten. Bisher sind alle Modellrechnungen zum Finanzierungsmodell inklusive des Gutachtens zur Validierung der Tragfähigkeit des vom Gesetzgeber vorgesehenen Finanzierungsmodells und damit auch die internen Wirtschaftlichkeitsrechnungen der Netzbetreiber von einer maximalen Nutzungsdauer von 35 Jahren ausgegangen. Eine Begrenzung der Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 der GasNEV auf maximal 35 Jahren ist damit sachgerecht.

Tenziffer 7c

Vorgeschlagene Änderungen **in fett**

a) EK-Zins für Altanlagen

Abweichend von § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG findet § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV Anwendung. Abweichend von § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG **beträgt der auf Altanlagen entfallende Anteil am betriebsnotwendigen Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinssatz 5,75 Prozent vor Steuern**.

b) EKII-Zins: Ergänzung

Abweichend von § 10 Abs. 5 WasserstoffNEV bemisst sich der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals nach § 10 Abs. 1 Satz 6 Wasserstoff-NEV als arithmetisches Mittel aus den folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen oder Zinsreihen für das betreffende Jahr:

**1. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen und
2. Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen
Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren.**

Begründung

zu a)

Gemäß § 9 Abs. 4 WasserstoffNEV beträgt der kalkulatorische Eigenkapitalzins für Nicht-Kernnetz-Investitionen für Neuanlagen 9% und für Altanlagen 7,73%. Demgegenüber beläuft sich der gesetzlich normierte nominale Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen im Wasserstoff-Kernnetz gem. § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG-Entwurf auf 6,69%. Sowohl die Werte aus der WasserstoffNEV als auch des § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG-Entwurf basieren auf Grund der jeweils engen Zeitfenster im Gesetzgebungs- bzw. Verordnungsprozesses nicht auf sorgfältig ausgearbeiteten und wissenschaftlichen Grundsätzen (siehe dazu auch Randziffer 81 des Festlegungsentwurfs). Der Vorschlag von WANDA führt zu einer unangemessen niedrigen Verzinsung. Vor diesem Hintergrund sollte die Überführung des nominalen in einen realen Eigenkapitalzins für Altanlagen des Wasserstoff-Kernnetzes im gleichen Verhältnis wie in der WasserstoffNEV ermittelt werden und demnach 5,75% betragen. Damit würde zugleich ein Anreiz für eine Umstellung von Erdgasassets auf Wasserstoff gegeben.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist offen, welche Methode die Bundesnetzagentur für die Eigenkapitalzinsfestlegung ab 2028 heranziehen wird und über welchen Zeitraum der Zinssatz dann gelten wird. Daher kann die methodische Herleitung des realen Eigenkapitalzinssatzes ab 2028 offenbleiben und der hier hergeleitete pragmatische Zinssatz stellt kein Präjudiz dies-bezüglich dar.

zu b)

Die beabsichtigte Festlegung sieht im Grundsatz auch eine Anpassung der WasserstoffNEV vor, dort wo es notwendig erscheint. In diesem Zusammenhang ist es zwingend erforderlich, auch die aktuelle Regelung der WasserstoffNEV hinsichtlich der EKII-Verzinsung anzupassen. Die aktuelle Regelung sieht eine Verwendung der folgenden Bundesbankreihen:

1. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen der öffentlichen Hand sowie
2. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen mit einer Gewichtung von 1/3 und 2/3 jeweils auf Basis eines 10-Jahresdurchschnitts vor.

Die aktuelle Regelung aus 2021 berücksichtigt weder die geänderte Kapitalmarktsituation (Zinswende seit 2022) noch repräsentieren diese beiden Reihen ökonomisch die derzeitigen Marktkonditionen für Fremdkapital für zukünftige Wasserstoffnetzbetreiber.

Nachfolgende Darstellung belegt deutlich, dass der resultierende EKII-Zinssatz aus der WasserstoffNEV für das Jahr 2023 rund 2,6% unter den aktuellen Fremdkapitalkonditionen – wie im Kapitalkostenabgleich für Strom und Gas verwendet – liegt:

Bundesbankreihe		alle Werte in %		2020	2021	2022	2023
1.	Unternehmensanleihen		Jahreswert	1,7	0,9	3,3	4,2
2.	Anleihen öffentlicher Hand		Jahreswert	-0,4	-0,3	1,2	2,6
	H2-NEV (aktuell)	2/3 und 1/3	10-J Durchschnitt	2,03	1,72	1,69	1,78
1.	Unternehmensanleihen		Jahreswert	1,7	0,9	3,3	4,2
2.	Kredite		Jahreswert	1,4	1,3	2,5	4,5
	Vergütung IMA / KKA	arithm. Mitte	Jahreswert	1,6	1,1	2,9	4,4
			Unterdeckung H2-NEV				-2,6

Diese strukturelle Unterdeckung des EKII-Zinssatzes für Wasserstoffnetzbetreiber – der sich an den derzeitigen Fremdfinanzierungskosten orientierten sollte – muss kurzfristig durch eine pragmatische Anpassung gelöst werden.

Als Lösung bietet es sich an, auf die Zinsreihen für Unternehmensanleihen (Nicht-MFIs) und Kreditzinsen (nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften, > 1 Mio. EUR, anfängliche Zinsbindung 1-5 Jahre) – etabliert aus der Festlegung zur Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalkostensatzes im Kapitalkostenaufschlag sowie bei den Regelungen zu den Investitionsmaßnahmen – abzustellen und hierbei das jährliche Mittel aus dem Jahresdurchschnitt der beiden Reihen heranzuziehen. Damit würde man einen bereits bekannten und erprobten Mechanismus der Regulierungspraxis auch für die Wasserstoffinfrastruktur anwenden.

Grundsätzlich muss im Zeitablauf beobachtet werden, ob und inwieweit der Wasserstoffnetzbetrieb aufgrund der noch nicht etablierten Marktstrukturen und einer zunächst begrenzten Kundenzahl nicht mit systematisch höheren Risiken behaftet ist. Diese würden sich ggf. in für die Wasserstoffnetzbetreiber höheren Fremdkapitalzinsen niederschlagen. Wenn eine solche Entwicklung zu beobachten wäre, müsste eine Verzinsungsregelung im Zeitablauf entsprechend angepasst werden.

Tenzorziffer 7e

Vorgeschlagene Änderungen **in fett**

Aufwendungen, die **vor dem Jahr 2025** entstanden sind, können als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden.

Begründung

Für eine sach- und verursachungsgerechte Zuordnung aller mit dem Wasserstoff-Kernnetz und dem damit verbundenen Wasserstoffhochlauf zusammenhängenden Vorlaufkosten vor dem Jahr 2025 ist es notwendig, auch Kosten der Jahre vor 2024 berücksichtigen zu können. § 28r Abs. 1 Satz 6 EnWG-Entwurf sieht hier ebenfalls keine Beschränkung vor. Vorarbeiten für das Wasserstoff-Kernnetz, insbesondere aber auch für die darin enthaltenen IPCEI-Projekte, laufen bereits seit 2021.

Tenorziffer 7h

Originaltext

Die nach § 14 Abs. 2 S. 1 und Abs. 3 S. 1 WasserstoffNEV genannten Kosten sowie deren Kalkulationsgrundlage sind bis zum 30.06. des jeweiligen Jahres an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dieses Datum tritt auch für die Berechnung der Fristen nach § 14 Abs. 2 S. 3 und 4 sowie Abs. 3 S. 3 und 4 WasserstoffNEV an die Stelle des 30.09.

Begründung

Bereits zum 30.06.2024 – also in bereits zwei Monaten – muss die erstmalige Übermittlung von Kosten durch die betreffenden Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur erfolgen. Es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass zu diesem Zeitpunkt schon eine Genehmigung des Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz durch die Bundesnetzagentur erfolgt ist. Damit ist noch nicht klar, welche Netzbetreiber überhaupt Wasserstoff-Kernnetzbetreiber sind und den Regelungen von WANDA unterfallen. Es muss damit möglich sein, dass alle potenziellen Wasserstoff-Kernnetzbetreiber Kosten an die Bundesnetzagentur übermitteln. Dazu ist sehr kurzfristig zu definieren, in welcher Form und Detaillierung eine Übermittlung erfolgt.

Sonstige Anmerkungen

Ergänzung unter der Tenorziffer 7 **in fett**

Soweit der Betrieb des Wasserstoff-Kernetzes insgesamt oder einzelner Anlagen nicht fortgeführt wird, kann der Netzbetreiber hierfür eine Sonder-/Teilwertabschreibung vornehmen und diese Einmalkosten entsprechend in den regulatorischen Netzkosten berücksichtigen. Die insoweit erhöhten regulatorischen Netzkosten sind im intertemporalen Kostenallokationskonto zu verbuchen. Sie unterfallen damit dem staatlichen Fördermechanismus.

Ergänzend weisen wir in diesem Kontext darauf hin, dass – entsprechend dem Verständnis der FNB – bei der Ableitung der regulatorischen Kosten auch der Umgang mit Investitionen geregelt werden muss, die in Anbetracht des ungewissen Markthochlaufs des Wasserstoffmarktes eventuell nicht zu einer Folgenutzung der geschaffenen Netzteile führen wird. So gibt es zwar bis dato keine Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur, wie die kostenseitige Anerkennung bei nicht fortzuführenden Assets im Wasserstoff-Kernnetz erfolgt, eine gewisse Analogie aus dem Erdgas ließe sich aber dennoch ableiten. Dabei würden entsprechend Sonder- bzw. Teilwertabschreibungen erforderlich werden, sobald eine sinnvolle Nutzung einer einmal genehmigten Investition im Rahmen des Wasserstoff-Kernetzes oder folgender Netzentwicklungspläne im Nachhinein aufgrund von u. a. abweichenden Marktentwicklungen nicht mehr gegeben wäre. Daher schlagen wir zur Konkretisierung des Sachverhalts folgende Ergänzung unter der Tenorziffer 7 vor (s. Änderungsvorschlag).

Ansprechpartner:

Peter Schallert
Regulierung
+49 (0)1573 8740091
peter.schallert@fnb-gas.de