

FNB Gas - Stellungnahme

zum Entwurf einer Verordnung über die Kosten
und Entgelte für den Zugang zu
Wasserstoffnetzen

Berlin, 10.September 2021

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 der Netzentwicklungsplan Gas, der seit 2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als 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.

EINLEITUNG

Der zügige Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist ein wichtiges politisches Ziel vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Dekarbonisierung in allen Sektoren. Ohne leitungsgebundene Infrastruktur kann der benötigte Wasserstoff nicht von den Erzeugungsquellen zum Verbraucher transportiert werden. Basierend auf dem bestehenden Erdgasnetz wären die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) in der Lage, Leitungen auf Wasserstoff umzustellen oder neu zu bauen und somit bereits zur Mitte des Jahrzehnts erste Industrien mit Wasserstoff zu versorgen. Zahlreiche IPCEI-Projekte mit Beteiligung der FNB zielen darauf ab, erste Wasserstoffnetze aufzubauen. Eine integrierte H₂-Netzplanung könnte dafür sorgen, dass aus den Einzelprojekten ein überregionales Wasserstoff-Startnetz entsteht.

Für den Aufbau einer solchen Infrastruktur, mit der auch die FNB Neuland betreten, sind stabile und langfristige Rahmenbedingungen notwendig, welche die Risiken der Betreiber gerade in der Anfangsphase angemessen berücksichtigen. Mit der Entscheidung des Gesetzgebers, vorerst keine gemeinsame Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen, sondern eine Übergangsregulierung einzuführen, sind eine Reihe von Fragestellungen und Risiken auch in Zusammenhang mit der Finanzierung der Wasserstoffnetze entstanden.

Die FNB begrüßen daher, dass mit der Vorlage eines Entwurfes für eine **Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen** (im Folgenden H₂NEV-E) der Versuch unternommen wird, noch in dieser Legislaturperiode die Grundsätze der Methoden der Netzentgeltbildung für die zukünftigen regulierten Betreiber von Wasserstoffnetzen auf den Weg zu bringen. Die Verordnung ist eine wichtige (wenn auch nicht die einzige) Grundlage für die unternehmerische Entscheidung der Netzbetreiber über das so genannte „Opt-In“ in die Regulierung gemäß § 28j Abs. 3 EnWG. Parameter der Verordnung, wie die Höhe des EK-Zinses oder die Abschreibungsdauern/Nutzungsdauern, sind hierbei zentral. Zudem wird die H₂NEV auch eine besondere Bedeutung im Rahmen der öffentlichen Förderung (z.B. IPCEI) haben.

Zu der Verordnung im Einzelnen:

1.) Angemessene Höhe des EK-Zinses für die Wasserstoffinfrastruktur (§ 10 Abs. 4 H₂NEV-E)

Der H₂NEV-E trifft hinsichtlich der Höhe der Verzinsung noch keine Festlegung. Seitens des BMWi wurden die Verbände gebeten, im Rahmen der Stellungnahme vorliegende Erkenntnisse zu einer angemessenen Höhe des Zinssatzes mitzuteilen. Dieser Bitte kommen die FNB wie folgt nach:

Angemessene Höhe des EK-Zinses

Aufgrund vielfältiger Aspekte sind die Risiken für regulierte Wasserstoffnetzbetreiber in der Markthochlaufphase höher als für regulierte Erdgasnetzbetreiber. Dies muss sich in einem höheren Wagniszuschlag widerspiegeln, da ansonsten die Gefahr ausbleibender Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und eines gehemmten Markthochlaufs droht, der für die Energiewende jedoch dringend benötigt wird. So müssen durch den Wagniszuschlag entsprechende Innovations- und Investitionsanreize für einen schnellen Markthochlauf gesetzt werden.

Die konkreten Gründe für das höhere Risiko stellen sich wie folgt dar:

- Im Vergleich zu Erdgas betreten wir bei der großdimensionierten elektrolytischen Wasserstofferzeugung, den wasserstoffbasierten Anwendungen und dem überregionalen Transport von Wasserstoff technologisches und wirtschaftliches Neuland. Der Markthochlauf der

Wasserstoffwirtschaft unterliegt entsprechenden Entwicklungsrisiken. Ein Scheitern des Markthochlaufs würde mit „sunk costs“ und mit einer Rendite von null bzw. einem Totalverlust einhergehen.

- Anfangs findet der Transport von Wasserstoff in dedizierten H2-Netzen für nur einige wenige Ankerkunden statt, wohingegen Erdgasnetze eine Vielzahl unterschiedlicher Kunden bedienen. Fällt ein Kunde aus, kann bei H2-Netzen ein signifikanter Teil der Nachfrage und damit auch der Erlöse einbrechen, wohingegen bei Erdgasnetzen der Wegfall eines Kunden deutlich weniger ins Gewicht fällt.
- Während des Markthochlaufs werden H2-Netze nahezu ausschließlich Industriekunden, aber keine Haushaltskunden bedienen. Die Transportnachfrage von Industriekunden wird jedoch viel prozyklischer sein als die Nachfrage von Haushaltskunden. Somit ist das Risiko einer geringen Auslastung für H2-Netze höher als für Erdgasnetze.
- Die konjunkturgetriebene Nachfrage von Industriekunden spiegelt sich in deren Bonität wider. Viele Industriekunden werden eine schlechtere Bonität haben als die durchschnittlichen Transportkunden von Erdgasnetzen. Hinzu kommt, dass Transportkunden im H2-Bereich, d.h. H2-Produzenten und Verbraucher, während des Markthochlaufs ebenfalls in enormem Umfang in neue Technologien wie z.B. Elektrolyseure oder neue Stahlverarbeitungsmethoden investieren müssen. Da H2-Technologien noch unerprobt sind, trägt dies zu schlechter Bonität bei. Somit ist die Ausfallwahrscheinlichkeit der Kunden bei H2-Netzen höher als bei Erdgasnetzen.¹ Wie bereits beschrieben, besteht somit die Gefahr, eine für wenige Kunden dedizierte Infrastruktur geschaffen zu haben, die nach einer möglichen Aufgabe des Geschäftsbetriebs vor Ablauf der Nutzungsdauer der neuen H2-Kunden keiner alternativen Verwendung zugeführt werden kann. Ebenso existiert keine hinreichend breite Transportkundenbasis, die eine Sozialisierung der ökonomischen Ausfalleffekte tragen könnten.
- Es bestehen zudem weitere Erlösausfall-, Betreiber- und grundsätzliche Regulierungsrisiken.²

Die FNB haben vor diesem Hintergrund einen Wert von mindestens 9,25% (vor KSt., nach GewSt.) als risikoangemessene Verzinsung ermittelt. Dieser Wert wird auch durch ein durch den FNB Gas beauftragtes Gutachten von NERA gestützt, welches als Bestandteil dieser Stellungnahme in der Anlage übermittelt wird. Darin wird die Spannweite der erforderlichen Eigenkapitalzinssätze für H2-Netze auf 8,76% bis 12,46% ermittelt.

Die FNB gehen davon aus, dass der Zinssatz für Altanlagen gemäß der Überleitung nach § 7 Abs. 4 Satz 2 GasNEV ermittelt wird.

Ausreichende Geltungsdauer für EK-Zins

Die FNB begrüßen zunächst ausdrücklich, dass der EK-Zins zumindest für die Anfangsphase unmittelbar durch die Verordnung festgelegt werden soll. So wird ein erheblicher Zeitverzug im Vergleich zu einer nachgelagerten Festlegung durch die Bundesnetzagentur vermieden.

In Bezug auf den zeitlichen Horizont der Festschreibung des EK-Zinses für H2-Netze ist im H2NEV-E vorgesehen, dass der EK-Zins bereits für die Jahre ab 2028 durch die BNetzA festgelegt werden kann. Für den evolutionären Markthochlauf im Wasserstoff resultiert daraus eine substanzielle Unwägbarkeit in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von H2-Infrastrukturprojekten.

¹ In eine ökonomisch fundierte Quantifizierung eines Renditeaufschlages für H2-Netze kann marktbasierter Evidenz zum Ausfallrisiko der Transportkunden einfließen, die sich aus Unternehmensanleihen oder CDS ergeben kann.

² NERA Economic Consulting (3. September 2021): Eigenkapitalzinssatz bei Wasserstofftransportnetzen, S. 2ff

Wie bereits oben beschrieben, sind die große Mehrzahl von Projekten noch nicht mit einer finalen Investitionsentscheidung beschlossen. Dies gilt für alle Wertschöpfungsstufen des neu zu etablierenden Wasserstoffmarktes. Demzufolge werden Inbetriebnahmen der durchgängigen Wasserstoffversorgung kaum früher als 2025 (FID-Planung-Genehmigung-Bau) möglich sein. Bis zu diesem Zeitpunkt hat der H₂-Transportnetzbetreiber weder einen Cashflow aus der Vermarktung der Transportkapazität zu erwarten noch könnte er über diesen Weg auch nur eine Abschreibungsjahresscheibe oder einen signifikanten Gewinnanteil vereinnahmen haben. Wenn dann gerade im Zeitpunkt der Transportaufnahme eine neue, eventuell niedrigere Festlegung des EK-Zinses zu erwarten sein dürfte, hätte dies ein deutlich negatives Signal für Eigen- und Fremdkapitalgeber zur Folge. Diese regulatorische Unsicherheit dürfte sich im Rating, bei der Kapitalbeschaffung sowie auch bei der Entscheidung zwischen Opt-In oder einem Geschäftsmodell außerhalb der Regulierung widerspiegeln.

Alle Netzbetreiber sind privatwirtschaftliche Unternehmen und sind es demnach ihren Gesellschaftern im Rahmen ihrer Sorgfalts- und Treuepflicht schuldig, diese sich schon kurzfristig verschlechternden kommerziellen Rahmenbedingungen ausreichend zu berücksichtigen. Aus diesem Grund plädieren wir für eine längerfristige Festsetzung der EK-Zinshöhe. Denkbar wäre, diese an die Vertragslaufzeit bzw. im Fall einer öffentlichen Förderzusage auch an diesen maximalen Förderzeitraum zu koppeln.

Aufgabe der Deckelung der kalkulatorischen EK-Quote auf 40%

Aufgrund des vollständig neu zu entwickelnden Wasserstoffmarktes haben die H₂-Netzbetreiber noch keine Erfahrungswerte, ob in ausreichendem Maße bzw. zu welchen Kautelen Fremdkapital zu beschaffen sein wird. Zum jetzigen Zeitpunkt muss man jedenfalls davon ausgehen, dass Banken und andere Gläubiger höhere Anforderungen an die Bereitstellung von Fremdkapital setzen werden, als es aktuell im regulierten Erdgastransportbereich der Fall ist. Diese Bonitätsanforderungen der FK-Geber dürften zum einen aufgrund der Marktunwägbarkeit nur bedingt darstellbar sein und könnten darüber hinaus auch zu deutlich höheren FK-Kosten als im aktuellen Erdgasinfrastruktursegment führen. In Anbetracht dessen ist eine Deckelung auf eine kalkulatorische EK-Quote von 40% nicht förderlich. In dem Maße, in dem Fremdkapitalgeber nicht zur Refinanzierung zur Verfügung stehen, muss diese Lücke in der Kapitalstruktur des H₂-Netzbetreibers von den Gesellschaftern mittels Eigenkapital geschlossen werden. Daher erscheint es geboten, die bislang in der Erdgasregulierung enthaltene Deckelung nicht auf die H₂-Regelungen zu übertragen, sondern die Finanzierungsstruktur ohne Maximalvorgabe zu versehen. Die Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40% in § 8 Abs. 2 H₂NEV-E ist außerdem nicht sinnvoll, da das zu verzinsende Eigenkapital durch die Berücksichtigung von Förderzuschüssen, BKZ und NAK im Abzugskapital geschmälert und ggf. vollständig verdrängt wird.

Insbesondere für die Dauer der Markthochlaufphase sollte auf eine Begrenzung der Eigenkapitalquote verzichtet werden, um diese nicht mittels einer vielleicht unrealistischen Kapitalstrukturvorgabe zu verlangsamen. **Die Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40% in § 10 Abs. 1 Satz 6 H₂NEV-E i.V.m. § 8 Abs. 2 Satz 3 H₂NEV-E sollte daher ersatzlos entfallen.**

2.) Festlegung auch des Zinssatzes für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals (§ 10 Abs. 5 H₂NEV-E)

Die Regelung in § 10 Abs. 5 H₂NEV-E zur Ermittlung des Zinssatzes für das die zulässige Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital („EKII“) würde – aufgrund der jährlichen Neuermittlung der Netzkosten – dazu führen, dass ein sich jährlich ändernder Zinssatz zur Anwendung käme. Dies schafft eine zusätzliche Planungsunsicherheit für die investierenden Netzbetreiber. Weiterhin steht dies im Widerspruch zur initialen Festlegung eines Zinssatzes für das Eigenkapital innerhalb der Quote, der gem. Absatz 4

zumindest bis Ende 2027 anzuwenden ist. Insofern bestünde hier eine Inkonsistenz zwischen den beiden auf das kalkulatorische Eigenkapital anzuwendenden Zinssätzen hinsichtlich ihrer zeitlichen Planbarkeit. Hinzu kommt, dass die im Entwurf vorgesehene Regelung aufgrund der historischen und aktuellen Zinsentwicklung eine Schlechterstellung ggü. der EKII-Verzinsung in den Gas- und Stromnetzen zur Folge hat, was unter dem Gesichtspunkt der in der Wasserstoffinfrastruktur erwartbaren unternehmerischen Risiken nicht sachgerecht ist.

Daher sollte der EKII-Zinssatz, sofern die Deckelung der Eigenkapitalquote nicht ersatzlos entfällt (s.o.), bis einschließlich 2027 konstant festgesetzt werden. Als Grundlage sollte, der für das Basisjahr der Erdgasnetze 2020 ermittelte Wert von 2,04% verwendet werden.

3.) Kalkulatorische Abschreibungen / Nutzungsdauern (§ 8 Abs. 4 und 5 H2NEV-E)

Die in § 8 Abs. 4 H2NEV-E enthaltene Regelung, dass die Wasserstoffnetzbetreiber für das jeweilige Investitionsprojekt spezifische Nutzungsdauern ansetzen können, begrüßen wir ausdrücklich. Dies greift die mitunter individuell unterschiedliche Ausgangslage in den diversen potenziell zur Realisierung anstehenden Wasserstoffprojekten in Deutschland auf. Je nach regionalem Bezug und involvierten Kunden bzw. auch je nach unterschiedlicher Darstellung einer möglichen Förderung der öffentlichen Hand können wirtschaftliche Differenzen auch für einen unterschiedlich langen kalkulatorischen Amortisationszeitraum sprechen. Außerdem gibt es bislang relativ wenige Erfahrungswerte, inwieweit faktische technische Aspekte der jeweiligen Anlagen bzw. in den Projekten unterschiedliche Betriebsfahrweisen beim H2-Transport auch zu unterschiedlichen Nutzungsdauern führen können. Eine stärkere Flexibilisierung im Sinne der lokalen Parameter vor Ort ist daher unbedingt erforderlich und mit § 8 Abs. 4 H2NEV-E auch gewährleistet. Die Anzeigeverpflichtung an die Bundesnetzagentur stellt eine objektive Beurteilung und jeweils sachgerechte Anwendung sicher.

Redaktionell möchten wir darauf hinweisen, dass in Satz 1 anstatt „[...] einer Anlage **werden** für das jeweilige Investitionsprojekt spezifische Nutzungsdauern [...]“ die Formulierung wie folgt lauten sollte: „[...] einer Anlage **können** für das jeweilige Investitionsprojekt spezifische Nutzungsdauern [...]“

Zu § 8 Abs. 5 H2NEV-E: Im Zuge der avisierten Umstellung von Anlagen, die bislang im Rahmen des regulierten Erdgastransports genutzt wurden und künftig dann für den Zweck des regulierten Wasserstofftransports eingesetzt werden sollen, stellt sich die Frage, mit welchem Wert die übergehenden Assets im Wasserstofftransport kalkulatorisch angesetzt werden. Der Absatz 5 stellt explizit klar, dass ein Wiederaufleben von kalkulatorischen Restwerten durch den Übergang unzulässig wäre. Dies soll eine Abschreibung unter Null vermeiden. Ab dem Satz 3 lesen wir den Absatz 5 derart, dass aber ein in der Erdgasregulierung noch nicht vollständig amortisiertes Anlagengut, welches demzufolge einen fortgeführten kalkulatorischen Restbuchwert größer null hat, mit diesem Wert auch in die Wasserstoffregulierung übergehen soll. Dies sehen wir zur Vermeidung von Sonderabschreibungen des Erdgasassets auch für unabdingbar und geboten an. Insoweit schlagen wir eine entsprechende Konkretisierung (siehe unterstrichene Ergänzung) in dem Passus des Satzes 3 wie folgt vor:

„[...] In einem solchen Fall bildet der jeweilige **im Gasbereich zum Stichtag des Übergangs in den Wasserstoffbereich ermittelte kalkulatorische** Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Abschreibungsdauerumstellung die Grundlage der weiteren Abschreibung [...]“

Redaktionell ist uns aufgefallen, dass abweichend zu Satz 5 bzw. Abs. 6 in dem Satz 1 des Abs. 5 hinter der „Null“ das Wort „Euro“ fehlt.

4.) Kein Ansatz von Capex-Fördermitteln im Abzugskapital (§ 10 Abs. 2 Nr. 5 H2NEV-E)

Fördermittel, bezogen auf die Wasserstoff-Transportinfrastruktur, sollen dazu dienen, die in der Hochlaufphase des neu entstehenden Wasserstoff-Marktes voraussichtlich prohibitiv hohen Netzentgelte für den Wasserstoff-Transport auf ein für Transportkunden und Netzanschlussnehmer wirtschaftlich zumutbares Maß zu senken. Daher erfolgt die Auflösung/der Ansatz als kostenmindernde Erlöse. Damit wird direkt die netzentgeltensenkende Wirkung sichergestellt.

Eine zusätzliche Berücksichtigung der Fördermittel im Abzugskapital für die Eigenkapital-Verzinsung würde jedoch die Netzbetreiber darüber hinaus belasten, denn die Verzinsungsbasis für die Investitionen in die Wasserstoff-Infrastruktur würde geschmälert.

Die Eigenkapital-Verzinsung ist aber in dem regulatorischen Rahmen, der für die Elektrizitäts- und Gasinfrastruktur gilt und insoweit durch die H2NEV auch für die Wasserstoff-Infrastruktur gelten soll, die einzige Möglichkeit, Risiken über eine Rendite zu kompensieren. Alle anderen Erlöspositionen stellen reine Kostendeckungsinstrumente dar. Daher steht den regulierten Netzbetreibern kein weiteres Wagniskapital außer der Eigenkapital-Verzinsung zur Verfügung.

Es ist unstreitig, dass in einem neuen und hochlaufenden Markt erhöhte Investitions- und Betreiberrisiken vorhanden sind. Eine im regulatorischen Rahmen vorgegebene Reduzierung der Verzinsungsbasis durch die Capex-Förderung würde es erschweren oder unmöglich machen, die mit der Wasserstoffinvestition verbundenen Investitions- und Betreiberrisiken durch die EK-Verzinsung zu kompensieren. Was durch eine ggf. signifikant eingeschränkte Verzinsungsbasis an Rendite eingebüßt würde, wäre auch über einen Zinsaufschlag nur schwer zu kompensieren.

Um die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffnetzbetriebs nicht zu beeinträchtigen, sollten Fördermittel daher nicht als Abzugskapital gegen das Eigenkapital gebucht werden. Entsprechend sollte in der H2NEV die Klarstellung erfolgen, dass Fördermittel nicht zum Abzugskapital zu zählen sind. Zu streichen wäre daher § 10 Abs. 2 Nr. 5 H2NEV-E.

Ein alternativer Weg, um diese Problematik zu vermeiden, wäre es, Fördermittel als Erlöszuschüsse zur Kompensation der Einnahmelücke, z.B. bei Orientierung der H2-Netzentgelte an den Gas-Netzentgelten, vorzusehen. Diese würden dann nach § 3 Abs. 2 H2NEV-E nicht unter das Abzugskapital gezählt werden.

5.) Berücksichtigung der Vorlaufkosten (§ 14 H2NEV-E)

Den derzeit geplanten Wasserstoffinfrastrukturprojekten ist immanent, dass sie eine i.d.R. mehrjährige Vorlaufphase haben, in der bereits Kosten anfallen, jedoch aufgrund der noch fehlenden Inbetriebnahme keine Vermarktung der neu geschaffenen oder umgestellten Infrastruktur an Transportkunden erfolgen kann. In dieser Hinsicht unterscheidet sich die Wasserstoffinfrastruktur bspw. von der Erdgasinfrastruktur, wo mittels der Regulierungskontoregelung eine Sozialisierung von Vorlaufkosten bei Neuinvestitionen auf alle bereits bestehenden Erdgasinfrastrukturkunden erfolgt. Vorlaufkosten können sich u.a. aus der kalkulatorischen Verzinsung bereits bilanzierter Anlagen im Bau oder aufwandsgleichen Kosten im Zusammenhang mit der administrativen Verwaltung der neu zu schaffenden Wasserstoffinfrastruktur ergeben.

Wichtig ist es daher, klarzustellen, dass der hier geregelte Mechanismus des Abgleichs der Kosten mit den tatsächlich erzielten Erlösen dazu führt, dass in den Jahren bis zur erstmaligen Nutzung (also auch bis zur Wirksamkeit von Opt-In) der Wasserstoffinfrastruktur Vorlaufkosten jährlich ermittelt und im Zeitablauf

aufsummiert werden, die erst nach erfolgtem Vermarktungsstart tatsächlich auf die Transportkunden umgelegt werden können.

Um diesen Aspekt klarzustellen, sollte die Regelung unter § 14 Abs. 3 H2NEV-E dahingehend ergänzt werden, dass die „tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten“ eines spezifischen Jahres auch die „ganz oder anteilig aus Vorjahren resultierenden anerkennungsfähigen Kosten“ umfassen, die nach § 14 Abs. 1 S. 6 H2NEV-E annuitätisch auf das jeweilige Jahr verteilt wurden.

6.) Verwendung des Begriffs „Umstellung“ an Stelle von „Umwidmung“ (§§ 9 und 13 H2NEV-E sowie § 26 Abs. 2a ARegV-E)

Der in §§ 9 und 13 H2NEV-E sowie § 26 Abs. 2a ARegV-E sowie in den Begleittexten verwendete Wortlaut „Umwidmung“ ist unpräzise. Widmung ist ein Hoheitsakt, der die Eigenschaft als öffentliche Sache (z.B. Straße) oder öffentliche Einrichtung/Anstalt (z.B. Friedhof, Schwimmbad oder Anstalten des öffentlichen Rechts) begründet und zugleich ihre Zweckbestimmung festlegt. Derartiges gibt es für Gasversorgungsleitungen nicht, insbesondere sind diese nicht gewidmet, können auch nicht umgewidmet werden. Deshalb sollte – wie auch in §§ 28p Abs. 4, 113b und 113c Abs. 3 EnWG – in der H2NEV durchgängig der Begriff „Umstellung“ verwendet werden.

Ansprechpartner:

