

Berlin, 10. September 2021

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# Wasserstoff NEV

Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoff NEV) und zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

BMWi-Referentenentwurf vom 6. September 2021

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Hintergrund .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Generelle Anmerkungen.....</b>	<b>4</b>
3.1	Zügige Ausgestaltung der Regulierung notwendig .....	4
3.2	Übernahme von GasNEV-Regelungen im Grundsatz sinnvoll .....	5
3.3	Begrenzung von Ausfallrisiken notwendig .....	5
3.4	Wechselwirkungen zwischen Förderung und Regulierung beachten .....	7
3.5	Projektspezifische Kalkulation sinnvoll .....	7
3.6	Kooperation der Wasserstoffnetzbetreiber ermöglichen .....	8
3.7	Vorteile der Regulierung zur Geltung bringen .....	9
<b>4</b>	<b>Detaillierte Anmerkungen zur Wasserstoff NEV .....</b>	<b>10</b>
4.1	Förderzuschüsse (§ 3) .....	10
4.2	Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge (§§ 4-5).....	10
4.3	Kalkulatorische Abschreibungen (§ 8) .....	10
4.4	Abschreibungen bei umgewidmeten Gasleitungen (§ 9).....	11
4.5	Eigenkapitalverzinsung (§ 10) .....	12
4.6	Umwidmung bestehender Gasinfrastruktur auf Wasserstoff (§ 13).....	14
4.7	Plan-Ist-Kosten-Abgleich, Fristsetzung (§ 14).....	15
<b>5</b>	<b>Anmerkungen zur Änderung § 26 Anreizregulierungsverordnung.....</b>	<b>15</b>

## 1 Zusammenfassung

Wasserstoffnetze werden zu einem wichtigen Element des Energieversorgungssystems und ermöglichen den angestrebten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Für den zügigen Ausbau und den wirtschaftlichen Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur müssen attraktive und verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Hierfür sind die zügige Ausgestaltung und Verankerung der Kostenregulierung in einer Verordnung notwendig.

Aus BDEW-Sicht ist es notwendig, dass die Bundesregierung noch in der laufenden Legislaturperiode den Entwurf der Wasserstoffnetzentgeltverordnung beschließt. Nur so können laufende Planungen und auch Fördermittelverfahren weitergeführt werden.

Bei der Ausgestaltung der Regulierung ist es sachgerecht und zeitsparend, bewährte GasNEV-Regelungen soweit möglich zu übernehmen und nur zielgerichtete Anpassungen und Ergänzungen vorzunehmen. Letztendlich wird die Attraktivität des Gesamt-Pakets darüber entscheiden, ob der Regulierungsrahmen angenommen und zu einer belastbaren und attraktiven Grundlage für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und damit für den Dekarbonisierungsbeitrag von Wasserstoff wird. Handlungsbedarf besteht insbesondere noch bei der Festschreibung von Höhe und Geltungsdauer der erlaubten Eigenkapitalverzinsung.

## 2 Hintergrund

Mit dem am 27. Juli 2021 in Kraft getretenen „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ wurde n im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Grundlagen für die Regulierung von Wasserstoffnetzen geschaffen. § 28o Absatz 1 EnWG definiert für regulierte Wasserstoffnetzbetreiber den Grundsatz, dass nach einer positiven Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit gemäß § 28p EnWG die Netzkosten jährlich anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen erzielten Erlösen und tatsächlichen Kosten aus Vorjahren ermittelt werden und über Entgelte zu erlösen sind. Gemäß § 28o Absatz 2 Nr. 1 EnWG ist die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte näher auszugestalten.

Das BMWi hat am 8. September 2021 die Verbändeanhörung zum Entwurf einer „Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen und zur Änderung der

Anreizregulierungsverordnung“ eingeleitet.<sup>1</sup> Neben der neuen Wasserstoffnetzentgeltverordnung (Wasserstoff NEV) enthält der Verordnungsentwurf auch eine Folgeänderung in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

Nachfolgend werden der BMWi-Referentenentwurf bewertet und Änderungen hierzu vorgeschlagen. Aufgrund der kurzen Konsultationsfrist war eine weitergehende Befassung leider nicht möglich.

### 3 Generelle Anmerkungen

#### 3.1 Zügige Ausgestaltung der Regulierung notwendig

- › Deutschland hat das Ziel, bis 2045 treibhausgasneutral zu sein. Wasserstoff wird zu einem zentralen Bestandteil der Dekarbonisierungsstrategie. Es wurden bereits 62 Wasserstoff-Großprojekte ausgewählt, die im Rahmen des Wasserstoff IPCEI (Important Projects of Common European Interest) gefördert werden sollen. Für die Projekte sollen über 8 Milliarden Euro an Bundes- und Landesmitteln zur Verfügung gestellt werden.<sup>2</sup>
- › Wasserstoffnetzbetreiber haben seit dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 27. Juli 2021 die Möglichkeit, sich der Regulierung zu unterwerfen („Opt-In“). Für eine Entscheidung muss jedoch die konkrete Ausgestaltung der Kostenregulierung bekannt sein.
- › Viele Wasserstoffprojekte sollen staatlich gefördert werden. Für die Beantragung von Fördermitteln sind detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnungen erforderlich (z. B. Funding-Gap-Analysis für IPCEI-Projekte). Da die Netzerlöse und damit die Wirtschaftlichkeit regulierter Wasserstoffnetze jedoch wesentlich durch regulatorische Vorgaben beeinflusst werden (z. B. Eigenkapitalverzinsung, Abschreibungsdauern), muss die Ausgestaltung der Regulierung bekannt sein, um Fördermittelanträge einreichen zu können.
- › Der BDEW hält – ungeachtet der neuen Regelungen des EnWG – eine gemeinsame Regulierung von Gas- und Wasserstoffnetzen für sachgerecht und perspektivisch sinnvoll. Da die Bundesregierung gemäß § 112 b Absatz 1 EnWG bis Ende 2022 ein Konzept zur

---

<sup>1</sup> Vgl. Veröffentlichung auf [BMW-Internetseite](#)

<sup>2</sup> Vgl. [Pressemitteilung](#) vom BMWi und BMVI vom 28. Mai 2021

gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze vorlegen wird, ist dann auch die Wasserstoff NEV ggf. anzupassen.

**Der BDEW unterstützt eine zügige Verabschiedung der Wasserstoff NEV durch Bundesregierung und Bundesrat, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen.**

### **3.2 Übernahme von GasNEV-Regelungen im Grundsatz sinnvoll**

- › Der Bundestag hat in § 112b EnWG und einer EntschlieÙung das Ziel einer gemeinsamen Regulierung und Finanzierung des Wasserstoffnetzes und des Erdgasnetzes betont. Vor diesem Hintergrund und mit Blick auf die o. g. Notwendigkeit einer zügigen Ausgestaltung sollten für die Wasserstoffnetzbetreiber wenn möglich die etablierten Regelungen für Gasnetzbetreiber aus der Gasnetzentgeltverordnung (§§ 1 bis 10 GasNEV) zur Ermittlung des regulierten Kostenblocks übernommen und bei Bedarf zielgerichtet angepasst werden.
- › Anders als bei der GasNEV soll bei Wasserstoffnetzbetreibern zunächst keine Regulierung von Netzentgelten erfolgen; deshalb ist eine Übertragung der GasNEV-Vorgaben zu Kostenstellen (§§ 11, 12, Anlage 2), zur Entgeltermittlung (§§ 13, 15, 16) und zur Netzentgeltsystematik (§§ 18, 19) nicht erforderlich.
- › Zur Vermeidung von Missverständnissen mit Blick auf §6b EnWG zur buchhalterischen Entflechtung und des Fokus der Wasserstoff NEV auf die Infrastruktur sollte auf die einheitliche Verwendung der Bezeichnung „Tätigkeit Wasserstoffnetzbetrieb“ geachtet werden. Vor allem in der Begründung der Wasserstoff NEV wird vom „Tätigkeitsbereich Wasserstoffversorgung“ gesprochen, womit die gesamte Wertschöpfungskette, also inklusive Erzeugung und Vertrieb, umfasst sein könnte.

**Der BDEW unterstützt die vorgesehene Übertragung von GasNEV-Regelungen für die Regulierung der Wasserstoffnetzbetreiber, da durch die Anwendung etablierter Vorgaben ein hohes Maß an Planungs- und Rechtssicherheit erreicht werden kann. Weiterhin werden dadurch zusätzliche Hürden und Umstellungsprobleme für eine zukünftige gemeinsame Regulierung von Wasserstoff und Gas vermieden.**

### **3.3 Begrenzung von Ausfallrisiken notwendig**

- › An ein Wasserstoffnetz werden anfänglich nur wenige Netznutzer angeschlossen sein. Auch wenn sich die Anzahl der Netznutzer in der Markthochlaufphase sukzessive erhöht, wird die Gesamtheit der Netznutzer für einen längeren Zeitraum deutlich kleiner

sein als bei Strom- oder Gasnetzen. Ohne einen planbaren und sicheren Finanzierungsbetrag von Großkunden („Ankerkunden“) sind Wasserstoffnetze nicht zu realisieren.

- › Es besteht ein hohes Risiko, dass einzelne Großkunden weniger als geplant zur Netzfinanzierung beitragen (z. B. Standortschließung, Wahl anderer Bezugsquellen, Transportwege oder Energieträger). Bei Strom- oder Gasnetzen würden diese Erlösausfälle durch höhere Finanzierungsbeiträge der Vielzahl anderer Netznutzer kompensiert. Bei Wasserstoff wird eine Kompensation mit Blick auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit bei anderen Netznutzern, die vertraglichen Regelungen und die möglichen Einschränkungen durch Förderbedingungen nur in einem sehr geringen Umfang möglich sein.
- › Für Netzbetreiber und Netznutzer vorteilhaft wäre eine Übernahme des Ausfallrisikos durch den Staat, z. B. durch Ausfallbürgschaften oder die entsprechende Ausgestaltung von Förderungen. Eine Umverteilung projektübergreifend auf einen größeren Kreis von Wasserstoffnetznutzern (z. B. über eine Umlage) wäre denkbar, stellt dann aber dort die Planbarkeit in Frage und wird deshalb vom BDEW nicht als sinnvoll angesehen.
- › Für die Wasserstoffnetzbetreiber, aber auch für die Netznutzer und damit für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist somit essenziell, dass Ausfallrisiken wirksam begrenzt und angemessen allokiert werden können. Das ist u. a. möglich durch:
  - Anpassung der Vertragslaufzeiten von Netznutzungsverträgen,
  - Instrumente zur Zahlungsabsicherung,
  - Erhebung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen,
  - Ausgestaltung des Plan-Ist-Kostenabgleichs (Verlustvorträge),
  - Anpassung der Länge kalkulatorischer Nutzungsdauern.
- › Aufgrund der unterschiedlichen Erfordernisse der Projekte/Netznutzer sollte auf eine starre Vorgabe zu den vorgenannten Aspekten verzichtet werden. Stattdessen sollte eine flexible Anwendung dieser Instrumente beim verhandelten Netzzugang ermöglicht werden. Die individuelle Anrechnung von Baukostenzuschüssen oder laufzeitabhängige Netzentgelte stellen den Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit nicht in Frage.
- › Klar ist, dass mit den o. g. Instrumenten die Ausfallrisiken nur begrenzt, aber nicht vollständig eliminiert werden können. Dies muss sich bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes im Risikozuschlag angemessen widerspiegeln.

**Die Begrenzung von Ausfallrisiken ist notwendig für Netzbetreiber und Netznutzer. Sofern Erlösausfälle nicht vom Staat durch Fördermittel oder Ausfallbürgschaften abgedeckt werden, sind diese Aspekte bei der Ausgestaltung der Netzzugangsbedingungen und Netzentgelte im Wege des verhandelten Netzzugangs für Netzbetreiber wie Netznutzer angemessen**

**zu berücksichtigen. Die Wasserstoff NEV sollte die Flexibilität der Vertragsparteien nicht unnötig einschränken.**

### **3.4 Wechselwirkungen zwischen Förderung und Regulierung beachten**

- › Netzinfrastrukturen sollen grundsätzlich durch die Netznutzer finanziert werden. Bei einer kostendeckenden Kalkulation von Beginn an würden die Netznutzer jedoch anfänglich mit prohibitiv hohen Netzentgelten konfrontiert, dies würde den Markthochlauf verhindern. Mit Fördermitteln soll erreicht werden, dass Wasserstoffprojekte sowohl für Netznutzer als auch für Netzbetreiber wirtschaftlich und damit realisierbar sind. Durch den sukzessiven Anschluss weiterer Netznutzer können die spezifischen Netzentgelte dann weiter gesenkt werden.
- › Für regulierte Wasserstoffnetzbetreiber ist es zwingend erforderlich, dass die Anforderungen der Regulierung und die Förderbedingungen konsistent zueinander sind. Ansonsten würden Wasserstoffnetzbetreiber mit geförderten Projekten davon abgehalten, für die Regulierung optieren zu können. Wenn z. B. Fördermittel einem konkreten Projekt zugeordnet und die Entlastungswirkung nachgewiesen werden soll, so muss die Wasserstoff NEV diese projektspezifische Abgrenzung auch ermöglichen.

**In der Wasserstoff NEV muss konsistent zu den erwarteten Förderbedingungen die regulatorische Berücksichtigung von Fördermitteln ausgestaltet und rechtssicher verankert werden.**

### **3.5 Projektspezifische Kalkulation sinnvoll**

- › Die Regulierung erfolgt bei Gas- und Stromnetzen üblicherweise durch eine Gesamtbeachtung des Netzbetreibers. Im gesamten Versorgungsgebiet gelten i. d. R. die gleichen Netzentgelte, nur nach Netzebenen erfolgt eine Differenzierung. Veränderungen der Kosten (z. B. durch Netzausbau) oder der Erlöse werden im gesamten Versorgungsgebiet auf die Netznutzer allokiert.
- › Für Wasserstoffprojekte muss eine projektspezifische Allokation von Kosten, Zuschüssen und Erlösen (neben Netzentgelten auch Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge) ermöglicht werden. Nur so kann eine planbare Kalkulationsgrundlage für Netzbetreiber und Netznutzer geschaffen werden.
- Dies verdeutlicht folgendes Beispiel: Für ein Wasserstoffnetz wurden auf Basis der Kosten und Fördermittelzusagen Netzentgelte ermittelt und langfristige Netznutzungsverträge abgeschlossen. Wenn der Netzbetreiber nun ein weiteres, nicht mit

dem ersten Netz verknüpftes Wasserstoffnetz realisiert, sollte vermieden werden, dass dies für die Netznutzer im ersten Projekt die Netzentgelte massiv beeinflusst.

**Der BDEW unterstützt die in § 2 Absatz 3 Wasserstoff NEV enthaltene Möglichkeit zur Teilnetzbildung, die eine projektspezifische Allokation von Kosten und Erlösen ermöglicht.**

### 3.6 Kooperation der Wasserstoffnetzbetreiber ermöglichen

- › Die betreiberübergreifende Nutzung der Wasserstoffnetzinfrastruktur mit dem Ziel, den Markthochlauf effizient zu unterstützen und die Schaffung eines liquiden H<sub>2</sub>-Marktes anzustoßen, setzt eine weitgehende Kooperation zwischen den Netzbetreibern beim Netzzugang und bei den Netzentgelten voraus.
- › Gemäß § 28j Abs. 4 EnWG sind alle Betreiber von Wasserstoffnetzen verpflichtet, „untereinander in dem Ausmaß zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, um eine betreiberübergreifende Leitungs- und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff sowie deren Nutzung durch Dritte zu realisieren“. Der Gesetzgeber begründet diese Vorgabe damit, dass die erste Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland nur durch eine enge Zusammenarbeit verschiedener Netzbetreiber errichtet werden könne.
- › Die Wasserstoff NEV sollte diese ausdrücklich vorgeschriebene Kooperationsverpflichtung näher ausgestalten, um etwaige Rechtsunsicherheiten bei den Netzbetreibern hinsichtlich der Anwendung der §§ 19, 20 und 29 GWB i. V. m. § 111 EnWG auf Ebene der Entgelte zu beseitigen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf Projekte mit Beteiligung mehrerer Netzbetreiber.
- › Eine gemeinsame Entgeltbildung ermöglicht ein einfaches und transparentes Entgeltmodell, das den Wettbewerb auf Seiten der Wasserstoff-Erzeuger, -Händler und -Abnehmer fördert, indem es ein Level-Playing-Field für alle Netznutzer herstellt. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die über Entgelte zu deckenden Kosten ohnehin von der BNetzA reguliert werden. Insoweit ist den regulierten Wasserstoffnetzbetreibern ohnehin kein Spielraum gegeben.
- › Bei der Bestimmung der kostenbasierten Entgelte ist durch die zu Beginn geringe Anzahl von Kunden und das Gebot der angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Entgelte nach § 28o i. V. m. § 21 EnWG der Spielraum der Netzbetreiber äußerst beschränkt. Die Möglichkeit der gemeinsamen Entgeltbildung stellt sicher, dass dieses Gebot in den Clustern auch netzbetreiberübergreifend zur Anwendung kommen kann und somit eine faire und transparente Verteilung der durch die Regulierungsbehörde anerkannten angemessenen Kosten der einzelnen Netzbetreiber ermöglicht wird.



**Der BDEW hält eine Konkretisierung der Kooperationsrechte und -pflichten der regulierten Wasserstoffnetzbetreiber in der Wasserstoff NEV für sinnvoll. Soweit einer umfassenden Kooperation noch EU-rechtliche Hindernisse entgegenstehen, sollte sich die Bundesregierung im Zuge der Reform der EU-Gasmarktregulierung für deren Beseitigung einsetzen.**

### **3.7 Vorteile der Regulierung zur Geltung bringen**

- › Wasserstoffnetzbetreiber können entscheiden, ob sie sich der Regulierung unterwerfen („Opt-In“) oder nicht. Sofern sie außerhalb der Kostenregulierung bleiben, können sie Netzentgelte mit den Netznutzern frei vereinbaren, ohne regulatorische Vorgaben zu Kostenallokation, Abschreibungsdauern oder Eigenkapitalverzinsung berücksichtigen zu müssen. Es ist das wirtschaftliche Risiko des Netzbetreibers, ob die im Markt erreichten Konditionen und Netzauslastung lukrativ und langfristig tragfähig sind.
- › In der Regulierung wird der Ertrag des Netzbetreibers maßgeblich von den regulatorischen Vorgaben geprägt. Relevant ist dabei die Gesamtwirkung aller Instrumente. So sind für die Wirtschaftlichkeit von Projekten neben der Höhe der erlaubten Eigenkapitalzinssätze auch die Vorgaben zur Ermittlung der Kalkulationsbasis, die kalkulatorischen Nutzungsdauern, die kostensenkende Berücksichtigung von Fördermitteln und Baukostenzuschüssen, die Berücksichtigung von Kostenänderungen und Erlösabweichungen und weitere Punkte maßgeblich. Grundsätzlich sind in der Regulierung Gewinnchancen begrenzt, Netznutzer werden an Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen beteiligt. Für Strom- und Gasnetzbetreiber liegt ein wesentlicher Vorteil der Regulierung aber in der Begrenzung von Risiken.
- › Zu beachten ist, dass eine Entscheidung für die Regulierung („Opt-In“) unwiderruflich und unbefristet ist. Die Entscheidungsgrundlage kann sich jedoch substantiell ändern, z. B. nach dem Ende der Übergangsregulierung und der Umsetzung neuer EU-Vorgaben. Die regulierten Wasserstoffnetzbetreiber sind „gefangen“ und müssen das Risiko in ihre Entscheidung einbeziehen.
- › Zukünftig werden auch bisher nicht regulierte Unternehmen vor der Frage stehen, ob sie Wasserstoffnetze unter der Regulierung errichten und betreiben wollen. Auch für diese Unternehmen sollte ein attraktiver Rahmen gesetzt werden.

**Die Regulierung sollte in Summe zu einem ausgewogenen Chance-Risiko-Verhältnis führen. Da das mit dem Entwurf der Wasserstoff NEV noch nicht erreicht wird, sind hier gezielte Nachbesserungen notwendig, wobei jeweils das oben beschriebene Gesamtpaket aller Einflussfaktoren in den Blick zu nehmen ist. Eine Betrachtung nur einzelner Aspekte vernachlässigt die jeweiligen Interdependenzen.**

## 4 Detaillierte Anmerkungen zur Wasserstoff NEV

### 4.1 Förderzuschüsse (§ 3)

- › Mit einem Investitionszuschuss werden die Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) einer Wasserstoffinfrastruktur anteilig vom Fördermittelgeber übernommen. Je nach Ausgestaltung werden dadurch Netzkosten dauerhaft oder für einen definierten Zeitraum gesenkt, die Wirkung bezieht sich dabei nur auf die kalkulatorischen Kapitalkosten (CAPEX); die Betriebskosten (OPEX) bleiben für den Netzbetreiber unverändert hoch.
- › Bei Erlöszuschüssen werden mit Blick auf die Belastbarkeit der Netznutzer Entgeltzahlungen ganz oder teilweise ersetzt, d. h. der Fördermittelgeber übernimmt die Zahlung von Netzentgelten, ohne dass dies die Kalkulationsbasis beeinflussen soll. Mit diesem Ansatz kann eine Finanzierungslücke für einen begrenzten Zeitraum gedeckt werden.
- › Aufgrund der Unterschiede in Systematik und beabsichtigter Wirkung müssen Investitionszuschüsse und Erlöszuschüsse in der Regulierung unterschiedlich behandelt werden.

**Der BDEW unterstützt die differenzierte Behandlung von Förderzuschüssen je nach Zuwendungszweck.**

### 4.2 Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge (§§ 4-5)

- › Baukostenzuschüsse (BKZ) und Netzanschlusskostenbeiträge (NAK) sind ein sinnvolles Instrument zur verursachungsgerechten Allokation von Netzkosten. Anders als bei Gasnetzen sollte auf starre Vorgaben zur Ermittlung und kostenmindernden Auflösung verzichtet werden, um projektspezifische oder netznutzerspezifische Verhandlungslösungen zu ermöglichen.

**Der BDEW unterstützt die Regelungen zu Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüssen.**

### 4.3 Kalkulatorische Abschreibungen (§ 8)

- › Die grundsätzliche Übernahme der GasNEV-Methodik ist sinnvoll und wird unterstützt.
- › Aufgrund des vollständig neu zu entwickelnden Wasserstoffmarktes gibt es noch keine Erfahrungswerte, ob in ausreichendem Maße bzw. zu welchen Bedingungen Fremdkapital (FK) 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 Gasnetz der Fall ist. Diese Bonitätsanforderungen der Fremdkapitalgeber dürften zum einen aufgrund der Marktunwägbarkeit nur bedingt darstellbar sein und könnten darüber hinaus auch zu deutlich höheren FK-Kosten als bei Gasnetzbetreibern 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 mittels Eigenkapital geschlossen werden. Daher erscheint es geboten, die in der GasNEV enthaltene Deckelung nicht auf die Wasserstoff NEV zu übertragen, sondern die Finanzierungsstruktur ohne Maximalvorgabe zu versehen. Die Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40 % in § 8 Absatz 2 Wasserstoff NEV ist außerdem nicht sinnvoll, da das zu verzinsende Eigenkapital durch die Berücksichtigung von Investitionszuschüssen, BKZ und NAK im Abzugskapital geschmälert und ggf. vollständig verdrängt wird.

- › Die Ermöglichung projektspezifischer Nutzungsdauern in § 8 Absatz 4 Wasserstoff NEV wird unterstützt, da so eine Konsistenz zwischen Förderbedingungen und Regulierung hinsichtlich der Abschreibungsraten erreicht werden kann.

**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 § 8 Absatz 2 Satz 2 und § 10 Absatz 1 Satz 6 Wasserstoff NEV sollte daher ersatzlos entfallen.**

#### **4.4 Abschreibungen bei umgewidmeten Gasleitungen (§ 9)**

- › Bei der Umstellung von Gasleitungen zum Transport von Wasserstoff sollte die Ermittlung der Restbuchwerte friktionsfrei an der GasNEV-Methodik anschließen.
- › In § 6 GasNEV werden Anlagen, die nach dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden, als Neuanlagen bezeichnet und die Abschreibung ausgehend von den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) (sogen. „Realkapitalerhalt“) vorgegeben. Bei den vor dem 1. Januar 2006 aktivierten Altanlagen wird differenziert: Der eigenfinanzierte Anteil (maximal 40 % EK-Quote) ist ausgehend von Tagesneuwerten abzuschreiben („Nettosubstanzerhalt“), der fremdfinanzierte Anteil ist wie oben beschrieben ausgehend von AHK abzuschreiben. Die Ermittlung der Tagesneuwerte erfolgt mit Indexreihen („Preisindizes“) des Statistischen Bundesamtes, die in § 6a GasNEV fixiert sind.
- › Da in § 8 Wasserstoff NEV grundsätzlich eine Abschreibung ausgehend von AHK („Realkapitalerhalt“) wie für Gas-Neuanlagen festgeschrieben ist, wird mit § 9 Wasserstoff NEV die Regelung für Gas-Altanlagen sachgerecht übertragen. Da für Wasserstoffnetze kurzfristig keine eigenen, aussagekräftigen Indexreihen verfügbar sind, ist es richtig, die

für Gas definierten Preisindizes auf Wasserstoff zu übertragen. Dem liegt die nachvollziehbare Annahme zu Grunde, dass die Wiederbeschaffungspreise für die vor 2006 aktivierte Anlagen sich bei Wasserstoffnetzen nicht wesentlich anders entwickeln als bei Gasnetzen. Außerdem wird dadurch eine Perspektive auf eine gemeinsame Regulierung von Gas- und Wasserstoffnetzen nicht blockiert.

**Der BDEW unterstützt die vorgesehenen Regelungen in § 9 Wasserstoff NEV, schlägt aber eine Anpassung in der Überschrift vor:**

**„§ 9 Besondere Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen bei ~~umgewidmeten~~ auf eine Wasserstoffnutzung umgestellten Anlagen des Gasversorgungsnetzbetriebs“**

#### **4.5 Eigenkapitalverzinsung (§ 10)**

- › In den Netzkosten der regulierten Wasserstoffnetzbetreiber ist gemäß § 21 EnWG eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals einzukalkulieren. Netzbetreiber, Netznutzer und weitere Stakeholder benötigen klare und verlässliche Planungsgrundlagen. Dazu gehören die konkrete Höhe des Eigenkapitalzinses, aber auch die Leitplanken für zukünftige Anpassungen. Ein Schaufensterwert, der in wenigen Jahren unter heute nicht bekannten Prämissen und Methoden angepasst wird, wird keine verlässliche wirtschaftliche Basis legen.
- › Klar ist, dass der Betrieb von Wasserstoffnetzen insbesondere in der Markthochlaufphase mit höheren Wagnissen (z. B. Ausfall von Ankerkunden) verbunden ist. Förderzuschüsse und BKZ/NAK sind notwendig zur Ermöglichung des Markthochlaufs, bei einer kostenmindernden Berücksichtigung in der Verzinsungsbasis verschlechtern sie aber die Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber. Es muss unter Berücksichtigung der Gesamtheit aller Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit vermieden werden, dass Wasserstoffnetze im Vergleich zu Strom- und Gasnetzen höhere Risiken, aber weniger Chancen (Gewinnmöglichkeit) generieren.
- › Der Eigenkapitalzinssatz muss zunächst unmittelbar durch die Wasserstoff NEV bestimmt werden. Aufgrund vielfältiger Aspekte sind die Risiken für regulierte Wasserstoffnetzbetreiber in der Markthochlaufphase höher als für regulierte Gasnetzbetreiber. Dies gilt auch über das Jahr 2027 hinaus, da davon auszugehen ist, dass eine Marktentwicklung bis zum Erreichen einer breiteren Kundenbasis auf der Erzeugungs- wie auf der Nachfrageseite sicherlich bis Mitte der 30er Jahre benötigen wird. Diese andauernden Unterschiede in den Aufkommens- und Absatzstrukturen im Wasserstoffsektor – auch im Vergleich zum Erdgas- bzw. Stromsektor – müssen sich daher auch nach 2027 in einem höheren Wagniszuschlag widerspiegeln, da ansonsten die Gefahr ausbleiben der Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und eines gehemmten Markthochlaufs

droht, der jedoch dringend für die Energiewende benötigt wird. So müssen durch den Wagniszuschlag nicht nur die spezifischen Risiken beim Betrieb von Wasserstoffnetzen berücksichtigt, sondern auch entsprechende Innovations- und Investitionsanreize für einen schnellen Markthochlauf gesetzt werden.

- › Die Bestimmung der Höhe des Eigenkapitalzinssatzes muss im Lichte der aktuellen Marktsituation erfolgen. Zugleich beeinflusst die Eigenkapitalverzinsung das tatsächliche wirtschaftliche Handeln und den wirtschaftlichen Erfolg der Wasserstoffnetzbetreiber stark.
- › Die Lage an den Kapitalmärkten ist spätestens seit der Wirtschaftskrise der Jahre 2007/2008 durch laufende und aufeinander aufbauende Ausnahmesituationen geprägt. Diese Beobachtung gilt in besonderem Maße für Deutschland. Als größte Volkswirtschaft der Eurozone profitiert Deutschland, und hier wiederum die öffentlichen Schuldner, besonders stark von der deutlich expansiven Geldpolitik der Europäischen Zentralbank (EZB) infolge der Euro-Krise. Mit Blick auf die Märkte für Eigenkapital und eigenkapitalähnliche Mittel, aus denen sich Unternehmen finanzieren, lässt sich dagegen feststellen, dass sich die beobachtbaren Renditen weitgehend von den Bewegungen an den Kreditmärkten und insbesondere den Märkten für öffentliche Schulden entkoppelt haben, wie bspw. Studien des ökonomischen Stabes der EZB zeigen. Mit Blick auf die aktuellen wirtschaftlichen Verwerfungen, die durch die Corona-Krise hervorgerufen werden, muss zudem davon ausgegangen werden, dass die Sondersituation insbesondere am deutschen Kapitalmarkt, aber auch weltweit anhält. Um einen negativen Einfluss der divergierenden Marktbedingungen in den verschiedenen Zeitperioden auf die Einzelparаметer des EK-Zinssatzes zu vermeiden, ist ein konsistenter Betrachtungszeitraum für die Marktrisikoprämie und den risikolosen Basiszinssatz zu verwenden.
- › Außerdem ist davon auszugehen, dass umfangreiche Investitionen nicht nur in die deutsche, sondern auch in die internationale Energiewende fließen müssen, weshalb die Um- und Erweiterungsinvestitionen in Deutschland sich im internationalen Wettbewerb um Kapitalgeber werden beweisen müssen. Der internationale Kapitalmarkt wird insofern stets in die Regulierungssysteme mit den attraktivsten Konditionen investieren. Das deutsche Regulierungssystem sollte daher auch berücksichtigen, dass ausreichende Refinanzierungsmittel keine Selbstverständlichkeit sind und aufgrund der umfassenden Investitionen auch außerhalb des Energiesegments risikoadäquates Kapital durchaus ein knappes Gut ist bzw. werden könnte.

**Der BDEW fordert folgende Anpassungen in § 10 Wasserstoff NEV:**

- › **Die Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40 % in § 10 Absatz 1 Satz 6 Wasserstoff NEV sollte ersatzlos entfallen.**

- › Sofern die Eigenkapitalquote nicht entfällt, muss die Regelung zur Verzinsung von Eigenkapital oberhalb der Quote („EK II“) in § 10 Absatz 5 Wasserstoff NEV angepasst werden, da mit der vorgesehenen jährlichen Anpassung EK II bei Wasserstoffnetzen in den nächsten Jahren zunehmend schlechter verzinst würde als bei Strom- oder Gasnetzen. Um in der Markthochlaufphase eine Planungsgrundlage zu schaffen, sollte hier ein Wert bis mindestens Ende 2027 festgeschrieben werden.

Zu § 10 Abs. 4 Wasserstoff NEV schlägt der BDEW folgende Formulierung vor:

**„(4) Über den Eigenkapitalzinssatz entscheidet die Regulierungsbehörde durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes frühestens mit Wirkung zum 1. Januar 2028. In ihre Entscheidung hat die Regulierungsbehörde die netzbetreiberspezifischen unternehmerischen Wagnisse bei dem Betrieb von Wasserstoffnetzen einzubeziehen. Deren Höhe ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:**

- 1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten zu gleichen Teilen und auf Basis jeweils der langfristigen und zukunftsorientierten Kapitalmarktentwicklung und der Bewertung von Betreibern von Wasserstoffnetzen auf diesen Märkten;**
- 2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Wasserstoffnetzen auf ausländischen Märkten;**
- 3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse bei dem Betrieb von Wasserstoffnetzen.**

**Bis zu einer erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde beträgt der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital eines Betreibers von Wasserstoffnetzen anzuwendende Eigenkapitalzinssatz [x Prozent vor Steuern]. Abweichend von Satz 4 beträgt der auf Altanlagen entfallende Anteil am betriebsnotwendigen Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinssatz [x Prozent vor Steuern]. Weitere Zuschläge sind unzulässig.“**

Dieser Eigenkapitalzinssatz soll die Risiken eines Einstiegs und Markthochlaufs abdecken und sollte somit derzeit einen entsprechenden Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz von Gasnetzbetreibern beinhalten und damit nach Einschätzung von BDEW-Mitgliedsunternehmen in einer Größenordnung von 9 bis 10 % vor Steuern liegen.

#### **4.6 Umwidmung bestehender Gasinfrastruktur auf Wasserstoff (§ 13)**

- › Für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff kann volkswirtschaftlich effizient bereits bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden. Es ist sinnvoll, hierzu die

regulatorischen Rahmenbedingungen in §§ 8, 9 und 13 Wasserstoff NEV sowie in § 26 ARegV zu verankern. Ggf. könnte es sinnvoll sein, eine Regelung zum Zeitpunkt des Anlagenübergangs in § 13 Wasserstoff NEV und § 26 Absatz 2a ARegV aufzunehmen.

- › Zur Konsistenz mit den EnWG-Regelungen (u. a. §§ 28p, 113b, 113c EnWG) sollte in den §§ 9, 13 Wasserstoff NEV und § 26 ARegV anstatt des Begriffs „Umwidmung“ einheitlich der Begriff „Umstellung“ verwendet werden. Dies auch, da „Umwidmung“ regelmäßig im Zusammenhang mit hoheitlichen Akten verwendet wird.

#### **4.7 Plan-Ist-Kosten-Abgleich, Fristsetzung (§ 14)**

- › Die Fristen und die Genehmigungsfiktion in § 28p Absatz 5 EnWG zur Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit sind sinnvoll und werden vom BDEW unterstützt. Um Rechtsunsicherheiten in Bezug auf die Vollständigkeit der Unterlagen zu vermeiden, sollte die Bundesnetzagentur den Wasserstoffnetzbetreibern mindestens 2 Monate vor der jeweiligen Antragsfrist Erhebungsbögen und Berichtsstrukturen zur Verfügung stellen, deren Befüllung die Vollständigkeit der Kalkulationsgrundlage bedeutet.
- › Die Vorgabe in § 14 Absatz 2 Wasserstoff NEV zur Übermittlung der Kostendaten zum 30. Juni sehen wir kritisch, aufgrund der Überschneidung mit einer Vielzahl regulatorischer Pflichten bei den regulierten Netzbetreibern. Eine Entzerrung der Fristen wäre im Sinne aller Beteiligten.

**Der BDEW schlägt vor, in § 14 Wasserstoff NEV den Termin 30. Juni durch den 30. September zu ersetzen.**

#### **5 Anmerkungen zur Änderung § 26 Anreizregulierungsverordnung**

- › Durch einen neuen Absatz 2a wird in § 26 ARegV geregelt, dass bei einer Umstellung von Gasanlagen zum Transport von Wasserstoff die Erlösobergrenze des Gasnetzbetreibers um den auf die umgewidmeten Anlagen entfallenden Anteil zu vermindern ist.
- › Zur Konsistenz mit den EnWG-Regelungen (u. a. §§ 28p, 113b, 113c EnWG) sollte in den §§ 9, 13 Wasserstoff NEV und § 26 ARegV anstatt des Begriffs „Umwidmung“ einheitlich der Begriff „Umstellung“ verwendet werden. Dies auch, da „Umwidmung“ regelmäßig im Zusammenhang mit hoheitlichen Akten verwendet wird.

**Ansprechpartner:**

