

Hinweis:

**Bitte dieses Formular im Originalformat (\*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.**

GBK

Aktenzeichen: GBK-24-01-2#1

**Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen**

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
	Marktrolle: Verband

Kontaktdaten\*:

Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

\* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.  
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

**Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>**

Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-24-01-ZH1 -

Nr.	Tenzorziffer	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Marktrolle	Einreicher
1	Sonstige Anmerkungen		Der BDEW unterstützt die frühzeitige Konsultation und weist darauf hin, dass auch die endgültige Festlegung möglichst bald erfolgen sollte, um allen Betroffenen und Marktteilnehmern Planungssicherheit zu geben. Weitere regulatorische Regelungen u. a. zum Wasserstoff-Netzzugang bleiben gemäß BNetzA-Begleiddokument weiteren Festlegungen vorbehalten. Dementsprechend werden wir in dieser Stellungnahme zu weiteren, in WANDA nicht adressierten Themen noch nicht Stellung nehmen. Insbesondere auch in dem Verständnis, dass Regelungen zum Netzzugangsregime, die zeitlich nach der Festlegung WANDA erlassen werden, Berücksichtigung in Form einer Anpassung der Festlegung WANDA bzw. in Form von ergänzenden Festlegungen finden werden. Die Ausgestaltung des Wasserstoff-Marktdesigns wird im BDEW derzeit intensiv diskutiert. Daher möchten wir an dieser Stelle im Vorgriff auf die nachfolgenden Festlegungen kurz aufzeigen, in welchem Rahmen die aktuellen Diskussionen sich bewegen. Bei der Entwicklung des Wasserstoff-Marktdesigns ist es nicht nur wichtig, dessen Marktreife mit der Marktreife des seit Jahrzehnten existierenden Erdgasmarktes in Europa abzugleichen, sondern auch wesentliche Unterschiede und eine zeitliche Einordnung bis zum Erreichen eines liquiden Marktes vorzunehmen: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Wasserstoff-Markt:</li> <li>- Schaffung eines neuen Marktes</li> <li>- erst noch zu bauende Wasserstoff-Infrastruktur</li> <li>- Entwicklung von projektbasierten Entry-Exit-Systemen hin zum Erreichen des Zielbilds mit nur einem deutschlandweiten Entry-Exit-System</li> <li>- keine Flexibilitätsoptionen zu Beginn des Wasserstoff-Markthochlaufs</li> </ul>		Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
2	1	Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/kWh/a berechnet. Es gilt stets für eine nicht unterbrechbare Jahreskapazität. Für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers in das Netz eines anderen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers wird kein Entgelt erhoben.	Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/kWh/a berechnet. Es gilt stets für eine feste frei zuordenbare Jahreskapazität (ZKA). Für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers in das Netz eines anderen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers wird kein Entgelt erhoben.	Sinnvolle Konkretisierung des Standards auf fest frei zuordenbare Kapazitäten.	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
3	2	Vorbehaltlich der besonderen Bestimmungen für die Amortisationsphase nach Ziffer 3 legen alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für jedes Kalenderjahr gemeinsam ein distanzunabhängiges Entgelt für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Wasserstoff-Kernnetzes fest. Dabei sind die nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV genehmigten Kosten einschließlich der Zu- und Abschläge nach Ziffer 7 Buchstabe g) durch die für das Kalenderjahr prognostizierten kontrahierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren. Wird ein Entgelt nach Satz 1 gebildet, veröffentlicht die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber es spätestens am 01.11. des vorherigen Kalenderjahres. Die Veröffentlichung ist unverzüglich zu korrigieren, sofern das Entgelt sich danach noch ändert.	Vorbehaltlich der besonderen Bestimmungen für die Amortisationsphase nach Ziffer 3 legen alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für jedes Kalenderjahr gemeinsam ein distanzunabhängiges Entgelt für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Wasserstoff-Kernnetzes fest. Dabei sind die nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV genehmigten Kosten einschließlich der Zu- und Abschläge nach Ziffer 7 Buchstabe g) durch die für das Kalenderjahr prognostizierten kontrahierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren. Wird ein Entgelt nach Satz 1 gebildet, veröffentlicht die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber es spätestens am 01.11. des vorherigen Kalenderjahres, ab dem Jahr 2025 spätestens am 01.10. des vorherigen Kalenderjahres, jedoch nicht bevor die entsprechende Festlegung des Hochlaufentgeltes durch Bundesnetzagentur gemäß Tenzorziffer 3 Satz 3 vorliegt. Das veröffentlichte Entgelt gilt als verbindlich, außer wenn es aufgrund außergewöhnlicher Umstände, unter denen eine Nichtanpassung der Entgelte die den Betrieb des Wasserstoffnetzbetreibers gefährden würde, neu berechnet werden muss.	Zu Änderung Satz 3: Der Handel und die Vertriebe benötigen eine angemessene Zeit, um die Transportentgelte in ihre Portfoliobewirtschaftung einfließen bzw. in ihre Lieferverträge einpreisen zu können. Da der 01.11. dafür kaum noch Raum bleibt, schlagen wir einen früheren Zeitpunkt vor, zu dem das Entgelt veröffentlicht werden sollte. Da erwartet wird, dass die Festlegung des Hochlaufentgeltes durch die Bundesnetzagentur ab dem Jahr 2025 vor dem 01.10. eines Jahres für das Folgejahr erfolgen wird bzw. kann, ist die Veröffentlichung spätestens zum 01.10. des vorherigen Kalenderjahres ein für alle Marktteilnehmer zeitführendes Datum. Zu Änderung Satz 4: Wenn zum definierten Stichtag eine Entgeltfestlegung erfolgt ist, sollte im Sinne der Planungssicherheit eine nachträgliche Abänderung der Entgeltfestlegung für das jeweilige Jahr nur aufgrund außergewöhnlicher Umstände möglich sein. Ansonsten sollten die Entgelte für das komplette kommende Kalenderjahr fix gelten und unterjährig nicht mehr anpassbar sein durch die Netzbetreiber.	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
4	4	Weichen die Erlöse eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers aus dem Hochlaufentgelt zusätzlich bzw. abzüglich der Ausgleichszahlungen nach Ziffer 5 in einer Kalkulationsperiode von den für diese Kalkulationsperiode nach § 14 Abs. 3 S. 3 WasserstoffNEV genehmigten Netzkosten ab, wird die Differenz auf einem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht. Maßgeblich für die Bestimmung der Erlöse sind die Prognosen für die Bestimmung der Ausgleichszahlungen nach Ziffer 5. Die Differenz ist dabei um Beträge zu mindern, auf welche ein Wasserstoff-Kernnetzbetreiber ausdrücklich verzichtet. Insbesondere werden von den kumulierten Differenzen jene Beträge in Abzug gebracht, die von einer Verzichtserklärung nach § 28r Abs. 4 EnWG umfasst sind, wenn es zu einem Ausgleich des Amortisationskontos nach § 28s Abs. 1 EnWG kommt. Die nach Satz 1 verbuchten Differenzen sind in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung nach Satz 4 richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen. Das intertemporale Kostenallokationskonto gilt als ausgeglichen, wenn es nach Beginn des Hochlaufs erneut einen Betrag von Null erreicht oder das Amortisationskonto nach § 28s Abs. 1 EnWG durch den Bund	Erläuterung zu Anpassungsbedarf Satz 7: Die Differenzen unterliegen bereits einer Verzinsung auf Ebene des Amortisationskontos (AMK) gemäß § 28r Abs. 3 Satz 6 EnWG-E. Der Gesamtbetrag aus Differenz und Verzinsung wird auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto (IKAK) berücksichtigt und würde nochmals verzinst werden. Somit käme es zu einer doppelten Verzinsung, womit ein Gleichlauf von AMK und IKAK nicht gewährleistet wäre. Das System sollte so ausgestaltet werden, dass AMK und IKAK der Höhe nach gleich sind. Die aktuell vorgesehene Formulierung in Tenzorziffer 4 erfordert eine Klarstellung: Es sollte insbesondere deutlich werden, dass die Beträge aufgrund des freiwilligen Verzichts der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber nach § 28r Abs. 4 EnWG-E 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 Amortisationskontos nicht als noch nicht erzielte, aber in der Zukunft erzielbare Erlöse aus Netzentgelten zu behandeln sind. Andernfalls würde das IKAK einen Scheinstand ausweisen, der es unmöglich machen würde, die Höhe der Deckung der genehmigten Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus den Transportentgelten abzulesen.	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	
5	6	Wasserstoff-Kernnetzbetreiber können an einem staatlichen Fördermechanismus teilnehmen, über den ihnen die während der Amortisationsphase nach Ziffer 3 entstehenden Liquiditätslücken durch Zahlungen ausgeglichen werden und für den Fall eines Misslingens des Hochlaufs ein Ausgleich der entstandenen Kosten zugesichert wird.	Wasserstoff-Kernnetzbetreiber können an einem intertemporalen Kostenallokationsmechanismus über ein Amortisationskonto mit einer subsidiären Absicherung durch den Bund teilnehmen, über den ihnen die während der Amortisationsphase nach Ziffer 3 entstehenden Liquiditätslücken durch Zahlungen ausgeglichen werden und für den Fall eines Misslingens des Hochlaufs ein Ausgleich der entstandenen Kosten zugesichert wird. Die entstandenen Kosten erstrecken sich im Fall des Misslingens des Hochlaufs dabei auch auf den kalkulatorischen Restbuchwert der Leitungsinfrastruktur.	Zu Änderung Satz 1: Korrektur, da es sich beim intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nicht um eine staatliche Förderung handelt. Zu Ergänzung Satz 2: Im Falle eines Scheiterns der Kernnetzes gemäß § 28r Abs. 7 EnWG-E und der Kündigung des Amortisationskontos durch den Bund gemäß § 28s Abs. 5 EnWG-E sind die Kernnetzbetreiber verpflichtet, anteilig im Verhältnis ihrer jeweiligen kumulierten genehmigten Netzkosten und in Abhängigkeit des Zeitpunktes der Kündigung einen entsprechenden Selbstbehalt an den Bund zu entrichten. Unter der Voraussetzung, dass der Selbstbehalt von sämtlichen Kernnetzbetreibern leistbar ist, formuliert das EnWG nur die Fortführung des Betriebs als Alternative. Mit dem Scheitern des Kernnetzes ist auch das Scheitern der Nutzung der gesamten Wasserstoffleitungsinfrastruktur wahrscheinlich. Die in dem Kernnetz gebundene Liquidität kann daher nicht erwirtschaftet werden, so dass auch der kalkulatorische Restbuchwert (erwieder) vom Bund an die Kernnetzbetreiber unmittelbar auszugleichen ist (s. hierzu unten im Jahr der Abwicklung des Amortisationskontos zuletzt des).	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
6	7b)	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. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht.	Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht den spezifischen Nutzungsdauern, die in den Modellrechnungen zum Amortisationskonto zu Grunde gelegt und mit dem Gutachten zum Finanzierungsprozess des Wasserstoff-Kernnetzes plausibilisiert wurden. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht.	Bei der Entwicklung des Finanzierungsmodells zum Wasserstoff-Kernnetz und den politischen Abstimmungen hierzu wurden in den Modellrechnungen andere Nutzungsdauern zu Grunde gelegt. Vgl. Gutachten zum Finanzierungsprozess des Wasserstoff-Kernnetzes. In Bezug auf die Nutzungsdauern der Anlagen sind in der Modellrechnung 35 Jahre für Neuanlagen, 10 Jahre für Bestandsanlagen, 25 Jahre für Verdichter und 35 Jahre für GDRM angenommen. [...] Die Nutzungsdauer von 35 Jahren für Neuanlagen und GDRM ist niedriger als für die entsprechenden Erdgasanlagen nach GasNEV Anlage 1. Hierbei fand eine Orientierung an der erwarteten Nutzungsdauer von Elektrolyseuren statt, um einen gewissen Sicherheitsabschlag zu berücksichtigen. Dies ist gemäß WasserstoffNEV § 8 Abs. 4 zulässig. Die Nutzungsdauern in der WANDA-Festlegung sollten konsistent sein zu den Nutzungsdauern in den Modellrechnungen, die dem politisch abgestimmten und vom Gesetzgeber beschlossenen Finanzierungsmodell zu Grunde liegen. Die vorgeschriebenen im Vergleich zu Erdgasanlagen teilweise verkürzten Nutzungsdauern sind insbesondere aufgrund der fehlenden Erfahrungswerte und der damit verbundenen von der BNetzA selbst angeführten Unsicherheiten hinsichtlich der Langlebigkeit von Materialien beim Transport von Wasserstoff erforderlich. So liegen bislang nur wenige Erfahrungswerte vor, welche Materialien für den Transport von Wasserstoff langfristig am besten geeignet sind; weitgehend bei Neuanlagen zukünftig der aktuelle Stand der Wissenschaft in die Herstellung einfließen kann. Insbesondere die erwartbare, volatilere Erlössituation (Erzeugung auf Basis volatiler erneuerbarer Energiequellen) lässt zukünftig eine höhere Abschreibebeschleunigung im Regelbetrieb erwarten, die grundsätzlich zu einer stärkeren Beanspruchung des Materials führen wird. Insofern sind bei der Übernahme der Nutzungsdauern aus Anlage 1 der GasNEV für Wasserstoffnetze in bestimmten Anlagengruppen, hier insbesondere Rohrleitungen und GDRM-Anlagen, Abschläge angebracht.	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
7	7a)	Abweichend von § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG findet § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV Anwendung. Abweichend von § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG errechnet sich der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern für Altanlagen aus dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert mit dem Steuerfaktor. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern errechnet sich aus dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen vor Steuern dividiert durch den Steuerfaktor. Die Preisänderungsrate ergibt sich aus dem auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt des vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex des Jahres 2023. Der Steuerfaktor beträgt 1,226.	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 betriebsunabhängigen Eigenkapitalzinssatz des Eigenkapitalzinssatzes 5,75 Prozent vor Steuern. Abweichend von § 10 Abs. 5 WasserstoffNEV bemisst sich der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals nach § 10 Abs. 1 S. 6 WasserstoffNEV als arithmetisches Mittel aus den folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen oder Zinssätzen für das betreffende Jahr: 1. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen und 2. Krediten an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren.	Gemäß WasserstoffNEV beträgt der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz für Nicht-Kernnetz-Investitionen für Neuanlagen 9 % und für Altanlagen 7,73 %. Für Neuanlagen im Kernnetz beträgt der nominale Eigenkapitalzinssatz gem. § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG 6,69 %. Sowohl die Werte aus der WasserstoffNEV als auch des § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG basieren auf Grund der jeweils engen Zeifenster im Gesetzgebungs- bzw. Verordnungsprozess noch nicht auf sorgfältig ausgearbeiteten und wissenschaftlichen Grundsätzen (vgl. Randziffer 81 Festlegungsbericht). Vor diesem Hintergrund sollte die Überleitung des nominalen in einen realen Eigenkapitalzinssatz für Kernnetzanlagen im gleichen Verhältnis wie in der WasserstoffNEV ermittelt werden und demnach 5,75 % betragen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist offen, welche Methode die BNetzA für die Eigenkapitalzinssatzfestlegung ab 2028 heranziehen wird und über welchen Zeitraum der Zinssatz dann gelten wird. Daher kann die methodische Herleitung des realen Eigenkapitalzinssatzes ab 2028 offen bleiben und der hier hergeleitete pragmatische Zinssatz stellt kein Präjudiz dar. 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 berücksichtigt weder die geänderte Kapitalmarktsituation (Zinswende seit 2022) noch repräsentieren diese beiden Reihen ökonomisch die derzeitigen Marktbedingungen für Fremdkapital für zukünftige Wasserstoffnetzbetreiber. Der resultierende EKII-Zinssatz aus der WasserstoffNEV für das Jahr 2023 liegt rund 2,5 % unter den aktuellen Fremdkapitalbedingungen, die im Kapitalkostenvergleich für Strom und Gas verwendet werden. Als pragmatische Lösung bietet es sich an, auf die Zinsreihen für Unternehmensanleihen (Nicht-MFIs) und Kreditlinien (nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften, > 1 Mio. EUR, anfängliche Zinsbindung 1-5 Jahre) – etabliert aus der Festlegung zur Bestimmung des kalkulatorischen	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
8	7d)	Erlöse, die aus der Inanspruchnahme staatlicher Fördermittel aus einem Mechanismus nach Ziffer 6 resultieren, werden nicht als kostenmindernde Erlöse gem. § 12 WasserstoffNEV berücksichtigt. Aufwendungen aus der Rückführung solcher Fördermittel oder zur Bildung hierfür bestimmter Rückstellungen werden nicht als aufwandsgleiche Kosten gem. § 7 WasserstoffNEV berücksichtigt. Forderungen, Verbindlichkeiten und Rückstellungen aus solchen Sachverhalten bleiben bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gem. § 10 WasserstoffNEV außer Betracht.	Erlöse, die aus der Inanspruchnahme des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nach Ziffer 6 resultieren, werden nicht als kostenmindernde Erlöse gem. § 12 WasserstoffNEV berücksichtigt. Zahlungen an das Amortisationskonto oder zur Bildung hierfür bestimmter Rückstellungen werden nicht als aufwandsgleiche Kosten gem. § 7 WasserstoffNEV berücksichtigt. Forderungen, Verbindlichkeiten und Rückstellungen aus solchen Sachverhalten bleiben bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gem. § 10 WasserstoffNEV außer Betracht.	Korrektur, da es sich beim intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nicht um eine staatliche Förderung handelt (vgl. Änderungsvorschlag zu Tenzorziffer 6 Satz 1).	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
9	7a)	Aufwendungen, die im Jahr 2024 entstanden sind, können als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden.	Aufwendungen, die vor dem 1. Januar 2025 entstanden sind, können als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden.	Anpassung gemäß dem Wortlaut des § 28r Abs. 1 Satz 6 EnWG-E. Die deutschen FNB haben bereits im Frühjahr 2023 in Absprache mit Bundesregierung und BNetzA begonnen, das Wasserstoff-Kernnetz zu konzipieren, zu planen und zu konsultieren. Der von der Bundesregierung am 24. Mai 2023 beschlossene Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften" enthält in § 28r Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz (zukünftig § 28q EnWG). § 28r Absatz 2 EnWG sah vor, dass die FNB die Hochten nach dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle einen gemeinsamen Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz vorzulegen haben. Um dem Ziel einer zeitnahen Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes zur Ermöglichung eines zügigen Hochlaufs des Wasserstoffmarktes gerecht zu werden, mussten die FNB erhebliche Planungs- und Abstimmungsarbeiten bereits vor dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle erbringen. Am 12. Juli 2023 haben die FNB einen „Planungsstand Wasserstoff-Kernnetz“ zur Konsultation gestellt. Am 15. November 2023 wurde ein Antragsentwurf zum Kernnetz von den FNB bei BMWK und BNetzA eingereicht und im Anschluss von der BNetzA konsultiert. Vor diesem Hintergrund müssen auch die bis zum Jahr 2025 entstandenen Vorlaufkosten zum Wasserstoff-Kernnetz über das Hochlaufentgelt refinanziert werden können.	Verband	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Zelle: C4  
Kommentar: (!) Fehlende Angabe (rot)  
(-) Korrekt (grün)