



Positionen für einen beschleunigten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft im Rheinischen Revier

Einleitung

Der Wirtschaft im Rheinischen Revier bietet sich eine große Chance. Bereits ab 2028 wird die Region an die europäische Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden. Die schnelle Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz sorgt für Energiesicherheit und bietet insbesondere den energieintensiven Unternehmen im Rheinischen Revier die Möglichkeit, ihre Prozesse frühzeitig und nachhaltig zu dekarbonisieren.

Damit die Wirtschaft im Rheinischen Revier diese Chance nutzen kann, gilt es jedoch eine Vielzahl marktlicher und regulatorischer Hemmnisse zu überwinden und einen praxistauglichen Rahmen für den Aufbau einer H₂-Verteilnetzinfrastruktur zu schaffen. Ein schneller Hochlauf in der Region kann die Wertschöpfung in der Industrie vor Ort sichern und eine Blaupause für andere durch mittelständische Industrie geprägte Regionen sein.

Die Industrie- und Handelskammern Aachen, Köln und Mittlerer Niederrhein haben am 18. Februar 2025 gemeinsam mit wichtigen Akteuren aus der Wasserstoffwirtschaft, darunter Vertreterinnen und Vertreter aus der Industrie sowie Verteilnetzbetreibern, eine Statuskonferenz mit dem Ziel gemeinsam Maßnahmen zu erarbeiten, um die größten Hindernisse für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu beseitigen, durchgeführt.

Die Unterstützerinnen und Unterstützer dieses Forderungskatalogs sind auf Seite 10 aufgeführt.

Gemeinsam mit dem Fachberatungshaus BET Consulting wurden die Ergebnisse der Konferenz zu dem hier vorliegenden Impulspapier zusammengefasst.

Die wichtigsten Handlungsbedarfe im Überblick:

Wasserstoffnutzung durch praxistaugliche EU-Regulatorik beschleunigen

- » Zulassung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), die in der Vergangenheit bereits gefördert wurden, für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs
- » Beibehaltung der monatlichen Korrelation über 2029 hinaus
- » Nutzung von Strom aus dem Redispatch für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ermöglichen
- » Lockerung der geografischen Korrelation, sodass Elektrolyseure Power-Purchase-Agreements (PPAs) unabhängig von der Gebotszone nutzen können
- » Abschaffung der Zusätzlichkeit von EE-Anlagen

Netzentgelte und Umlagen für Wasserstoff-Elektrolyseure dauerhaft senken

- » Verlängerung der Netzentgeltbefreiung über 2029 hinaus
- » Befreiung von Umlagen auch für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2030 in Betrieb gehen
- » Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Kundenanlagen durch die Umlagebefreiung beim direkten Bezug von Strom und Wasserstoff

Ideologiefreie Förderung der Wasserstofftechnologie

- » Förderfähigkeit von kohlenstoffarmen Wasserstoff nach dem 70%-Kriterium
- » Technologieoffene Förderprogramme mit klarem Fokus auf CO₂-Vermeidung

Markthochlauf mittelstandsgerecht umsetzen

- » Mittelstandstaugliche Ausweitung des H2Global-Modells auf regionale Märkte
- » Flexible Kombination verschiedener Förderinstrumente pragmatisch ermöglichen, um Synergien zu nutzen
- » Einführung vereinfachter, standardisierter Klimaschutzverträge für KMU, die eine OPEX-Förderung beinhalten.
- » Verlängerung der Strompreiskompensation
- » Gesetzliche Verankerung des überragenden öffentlichen Interesses an Wasserstofftechnologien

EU-weite Umsetzung ohne deutschen Sonderweg

- » 1:1-Umsetzung von Zertifizierungssystemen (ISCC, CertifHY, REDcert) in nationales Recht im Jahr 2025
- » EU-weite, digitalisierte und praxistaugliche Zertifizierungssysteme für erneuerbaren und kohlenstoffarm produzierten Wasserstoff zur Reduzierung des administrativen Aufwands

Investitionsfreundliche Bedingungen für Wasserstoffverteilnetze schaffen

- » Regulierung der Wasserstoff-Verteilnetze analog zum Kernnetz
- » Grenzüberschreitende Kompatibilität der Wasserstoffinfrastruktur sicherstellen
- » 1:1-Umsetzung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in nationales Recht
- » Entwicklung einer Entgeltssystematik, die die Kosten der vorgelagerten Netze berücksichtigt (siehe Strom- und Gasregulierung)
- » Deckelung der Verteilnetzentgelte analog zum Amortisationskonto des Kernnetzes
- » Klare Regelung der Verzinsung durch die WasserstoffNEV auch über den 31. Dezember 2027 hinaus
- » Befreiung geschlossener Inselnetze von Regulierung
- » Unkomplizierte Nutzung aller Stoffströme, auch über Landesgrenzen hinweg, ermöglichen
- » Incentivierung der Nutzung von Wasserstoff, Abwärme oder Sauerstoff aus lokalen Ökosystemen durch steuerliche Entlastung

Hemmnisse und Lösungsvorschläge marktlicher und regulatorischer Aspekte

Unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen sind wettbewerbsfähige Preise für Wasserstoff – insbesondere aus erneuerbaren Quellen – auf absehbare Zeit nicht erreichbar. Für „grünen“ Wasserstoff werden in der näheren Zukunft Preise zwischen 8 und 12 €/kg (entspricht 240 bis 360 €/MWh) erwartet. Diese liegen deutlich über dem aktuellen Erdgaspreis inklusive CO₂-Zertifikaten, der derzeit bei 50 bis 70 €/MWh liegt. Unter diesen Bedingungen ist vorerst nicht zu erwarten, dass Wasserstoff Erdgas als Energieträger verdrängt, da die Zahlungsbereitschaft in den verschiedenen Industriebranchen oft weit unterhalb der Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff liegt.

Die derzeitige Marktlage führt dazu, dass kaum langfristige Wasserstofflieferverträge abgeschlossen werden – insbesondere nicht in großem Umfang. Das hemmt notwendige Investitionsentscheidungen sowohl auf der Abnehmer- als auch auf der Erzeugerseite im Rheinischen Revier. Um den Markthochlauf dennoch anzustoßen, braucht es gezielte, zeitlich befristete Förderinstrumente, wie etwa OPEX-Förderungen zur Überbrückung der Kostenlücke. Wirtschaftliche Anreize und regulatorische Impulse müssen dabei Hand in Hand gehen, um Investitionen auszulösen und den Wasserstoffmarkt schrittweise zu etablieren. Neben Förderungen zur Schließung der bestehenden Kostenlücke sind auch gezielte Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich – im Folgenden haben wir dazu zentrale Handlungsfelder identifiziert:

1. Wasserstoffnutzung durch praxistaugliche EU-Regulatorik beschleunigen

Die in der delegierten Verordnung 2023/1184 der Europäischen Union festgelegten Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff haben zum Ziel, die Nachhaltigkeit des Wasserstoffs sicherzustellen, Nutzungskonflikte für erneuerbare Energien zu vermeiden und deren Ausbau weiter zu forcieren. In der Praxis führen die komplexen Anforderungen – etwa Zusätzlichkeit sowie zeitliche und geografische Korrelation – jedoch zu erheblichen Mehrkosten und hemmen damit den Markthochlauf. Die in den Delegierten Rechtsakten der Europäischen Union festgelegten Kriterien müssen daher dringend an die reale Marktentwicklung angepasst werden.

Das ist nun zu tun: Für einen wirtschaftlichen und systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren ist es entscheidend, dass grüner Wasserstoff aus sämtlichen erneuerbaren Energieanlagen erzeugt werden darf – unabhängig vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme oder ihrer Förderhistorie. Dazu fordern wir die Abschaffung des Zusätzlichkeitskriteriums¹, das die Nutzung von EE-Anlagen für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff auf Anlagen begrenzt, die maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurden. Diese Einschränkung ist in der Praxis weder systemdienlich noch wirtschaftlich tragfähig. Auch EE-Anlagen, die in der Vergangenheit bereits gefördert wurden, müssen für die Erzeugung für erneuerbaren Wasserstoff zugelassen werden. Zudem sollte Strom aus dem Redispatch grundsätzlich für die Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden dürfen – unabhängig von der Strompreiszonen-Zugehörigkeit oder der Förderfähigkeit der jeweiligen Anlage. Die deutsche Umsetzung erfolgt über §13k EnWG.

Damit Wasserstoff in der Praxis wirtschaftlich nutzbar wird, müssen bürokratische Hürden abgebaut und regulatorische Vorgaben praxistauglich ausgestaltet werden. Dazu gehört insbesondere eine Anpassung der Anforderungen an die zeitliche² und geografische³ Korrelation zwischen Strom- und Wasserstoffherzeugung. Wir empfehlen, die aktuell gültige monatliche Korrelation über den 31. Dezember 2029 hinaus beizubehalten. Die anschließend geplante stündliche Korrelation hätte eine ineffiziente Allokation von Power Purchase Agreements (PPA) zu einzelnen Wasserstoffproduktionsanlagen zur Folge, da ein sehr großer „Überbau“ an PPAs erforderlich wird. Ein solcher Überbau bezeichnet, dass selbst zur Erreichung einer moderaten Anzahl an Volllaststunden ein Vielfaches an PPA-Leistung im

EE-Anlagen, die in der Vergangenheit bereits gefördert wurden, zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs zulassen.

¹ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, Artikel 5

² Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, Artikel 6

³ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, Artikel 7

Vergleich zur Elektrolyseur-Leistung kontrahiert werden muss. Gleichzeitig sollte die geografische Korrelation gelockert werden, sofern eindeutig nachgewiesen werden kann, dass der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Eine solche Anpassung würde nicht nur den bürokratischen Aufwand bei der Einhaltung der Kriterien reduzieren, sondern auch potenzielle Risiken durch eine mögliche Stromgebotszonenteilung adressieren – etwa im Fall von Elektrolyseuren im Rheinischen Revier, die über PPAs Strom aus Norddeutschland beziehen. Ziel muss eine praktikable und transparente Regelung sein, die Investitionen ermöglicht und den Markthochlauf unterstützt.

Geografische Korrelation lockern, sofern eindeutig nachgewiesen werden kann, dass der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt.

2. Netzentgelte und Umlagen für Wasserstoff-Elektrolyseure dauerhaft senken

Aktuell profitieren Elektrolyseure, die erneuerbaren Wasserstoff produzieren, in Deutschland von bestimmten Privilegierungen. Konkret sind die Anlagen von bestimmten Abgaben (z. B. KWKG- und Offshore-Umlage) befreit, sofern diese vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb gehen (vgl. § 25 EnFG). Diese kann jedoch aufgrund der fehlenden Verordnung für grünen Wasserstoff nach §93 EEG nicht in Anspruch genommen werden. Darüber hinaus ist eine Netzentgeltbefreiung bei Inbetriebnahme gemäß § 118 EnWG vor dem 4. August 2029 möglich. Ohne eine Verlängerung der Regelungen verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit für alle Projekte, deren Inbetriebnahme nach den derzeit festgelegten Stichtagen liegt. Gleichzeitig erhöhen die befristeten Vergünstigungen die Projektrisiken für bereits geplante Vorhaben innerhalb der Fristen.

Dezentrale Versorgungskonzepte von Umlagen und Abgaben für den direkten Bezug von Strom und Wasserstoff befreien.

Das ist nun zu tun: Um Investitionen nicht auszubremsen und den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen, sollte die Netzentgeltbefreiung über den 4. August 2029 hinaus verlängert werden. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass Elektrolyseure dauerhaft von Umlagen befreit bleiben – mindestens so lange, bis Klimaneutralität erreicht ist. Diese Entlastungen sind entscheidend, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu gewährleisten und den Markteintritt erneuerbaren Wasserstoffs nicht zu behindern. Zudem muss die Rechtsverordnung zur Herstellung von grünem Wasserstoff nach §93 EEG umgehend erlassen werden, damit die Anlagen die Netzentgeltbefreiung auch in Anspruch nehmen können.

Gleichzeitig sollte der direkte Bezug von Strom und Wasserstoff für dezentrale Versorgungskonzepte weiterhin von Umlagen und Abgaben befreit bleiben, um die Wirtschaftlichkeit dieser Kundenanlagen⁴ zu ermöglichen. Die Investitions- und Betriebskosten für eine Direktleitung sind als limitierender Faktor ausreichend. In der ohnehin notwendigen Neuregelung aufgrund des EUGH-Urteils muss zudem auf künstlich limitierende Abstandsregelungen verzichtet werden.

3. Ideologiefreie Förderung der Wasserstofftechnologie

Kohlenstoffarmer Wasserstoff⁵ kann den Markthochlauf von Wasserstoff beschleunigen, da dieser kurzfristig günstiger und skalierbarer als erneuerbarer Wasserstoff ist. Dabei sind verschiedene Herstellungsrouten und Technologien, wie zum Beispiel die Dampfreformierung aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung, Methanpyrolyse mit fester Kohlenstoffbindung oder Produktion aus Netzstrom in Verbindung mit PPAs unter Einhaltung des 70%-Kriteriums, möglich⁶. Diese Technologien können als Übergang dienen, bis ausreichend günstige erneuerbare Energien für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff verfügbar sind. Da der Aufbau von Produktionskapazitäten und notwendiger Infrastruktur, beispielsweise zur CO₂-Abscheidung, -Verpressung und -Transport, kapitalintensiv ist, werden langfristige Abnahmevereinbarungen benötigt, um einen Business Case zu schaffen.

Förderprogramme technologieoffen und vorrangig auf die Vermeidung von CO₂-Emissionen ausgerichtet gestalten. Ob kohlenstoffarmer oder erneuerbarer Wasserstoff eingesetzt wird, um dieses Ziel zu erreichen, ist dabei nachrangig.

Das ist nun zu tun: Die EU-Kommission muss den angekündigten delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarmen Wasserstoff umgehend veröffentlichen – wie im Industrial Deal vorgesehen. Darüber hinaus sollte kohlenstoffarmer Wasserstoff gemäß dem EU-70%-Kriterium unabhängig des geographischen Ursprungs und der Produktionsroute – einschließlich solcher auf Basis von Kernenergie erzeugter – als

⁴ Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a EnWG

⁵ Damit Wasserstoff als kohlenstoffarm gilt, muss dieser eine 70%ige Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber der fossilen Alternative aufweisen.

⁶ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185, Artikel 2

„sauberer“ Wasserstoff anerkannt werden. Zukünftige Förderprogramme müssen technologieoffen gestaltet und vorrangig auf die Vermeidung von CO₂-Emissionen ausgerichtet sein. Ob kohlenstoffarmer oder erneuerbarer Wasserstoff eingesetzt wird, um dieses Ziel zu erreichen, ist dabei nachrangig. Diese klare Fokussierung ermöglicht Abnehmern größere Flexibilität und eröffnet Produzenten langfristige Perspektiven.

4. Markthochlauf mittelstandsgerecht umsetzen

Insbesondere mittelständische Unternehmen, die als First Mover ihre Prozesse dekarbonisieren wollen, stoßen derzeit auf erhebliche Hürden beim Zugang zu Förderprogrammen. Komplexe Antragsverfahren, hohe Schwellenwerte und unklare Zuständigkeiten erschweren den Einstieg. Zudem verhindern bestehende Förderlogiken durch Kumulierungsverbote sinnvolle Kooperationen zwischen Akteuren. Es ist nicht nachvollziehbar, dass zwei IPCEI-geförderte Projekte kooperieren dürfen, eine Zusammenarbeit zwischen einem IPCEI-Projekt und einem durch die Hydrogen Bank geförderten Projekt jedoch ausgeschlossen ist. Solche Kumulierungsverbote behindern den Marktaufbau.

Das ist nun zu tun: Wir fordern die gesetzliche Verankerung des überragenden öffentlichen Interesses an Wasserstofftechnologien zur Erreichung der Klimaneutralität. Diese politische Klarstellung schafft Prioritätensetzung und kann Planungs- und Genehmigungsprozesse deutlich erleichtern. Darüber hinaus muss die Kombination verschiedener Förderinstrumente pragmatisch ermöglicht werden, damit sich Förderprogramme sinnvoll ergänzen und Synergien nutzbar werden. Wir schlagen außerdem die Einführung vereinfachter, standardisierter Klimaschutzverträge mit geringem bürokratischem Aufwand und niedrigen Zugangshürden für KMU vor. Diese Verträge sollten neben Investitionsförderungen – etwa im Rahmen der Bundesförderung Industrie und Klimaschutz – auch eine Absicherung der Betriebskosten (OPEX) beinhalten, um langfristige Planungssicherheit zu ermöglichen. Die Verlängerung der Strompreiskompensation ist ein weiterer wichtiger Schritt, um die indirekten CO₂-Kosten im Strompreis für Elektrolyseure abzufedern und damit die Wettbewerbsfähigkeit für grünen Wasserstoff zu stärken. Ergänzend dazu sollten steuerliche Erleichterungen – etwa in Form von Sonderabschreibungen bei Investitionen in Wasserstofftechnologien – eingeführt werden, um zusätzliche Anreize für Unternehmen zu schaffen. Zudem müssen gezielt Wasserstoffprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von der Produktion über den Transport bis zur Anwendung – als Hubs für den Markthochlauf etabliert werden. Denkbar ist etwa eine mittelstandstaugliche Ausweitung des H2Global-Modells auf regionale Märkte mit angepasstem Fördervolumen: Dabei schließen Energie-Broker langfristige Abnahmeverträge mit den günstigsten Produzenten und Verkaufsverträge mit den höchstbietenden Abnehmern ab. Die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis wird durch Fördermittel ausgeglichen – so kann regional eine funktionierende Marktstruktur entstehen.

Verlängerung der Strompreiskompensation.

Ausweitung des H2Global-Modells auf regionale Märkte.

5. EU-weite Umsetzung ohne deutschen Sonderweg

Ein verlässliches Zertifizierungssystem ist eine zentrale Voraussetzung, um erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff als handelbares Produkt zu etablieren. Es ermöglicht Industrieunternehmen, ihre Produkte als „grün“ auszuweisen – eine wichtige Grundlage, um Investitionen zu refinanzieren und Geschäftsmodelle zu entwickeln. Die EU-Kommission hat mit der Anerkennung von drei Zertifizierungssystemen (ISCC, CertifHY, REDcert) Ende 2024 wichtige Grundlagen geschaffen. Derzeit mangelt es jedoch an einer konkreten Umsetzung und klaren Anwendungsvorgaben auf nationaler Ebene. Unternehmen wissen nicht, welche Stelle für die Zertifizierung zuständig ist, wie Antragsverfahren konkret ablaufen, welche Fristen gelten und wie die Qualität des eingesetzten Wasserstoffs nachgewiesen werden kann.

Das ist nun zu tun: Diese Vorgaben müssen nun gemäß RED III bis Mai 2025 konsequent, praxistauglich und verhältnismäßig in nationales Recht überführt werden. Die Umsetzung von EU-weiten, einheitlichen und digitalisierten Zertifizierungssystemen für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff, die die Herkunft und CO₂-Intensität berücksichtigen, reduzieren den administrativen Aufwand für Zertifizierungen und ermöglichen einen effizienten Handel. Nationale Zertifizierungsstellen sind zeitnah einzurichten und müssen in der Lage sein, kurzfristig Zertifikate auszustellen, damit der Nachweis für Unternehmen und Produzenten schnell möglich ist und keine Wartezeiten aufgrund fehlender Berichte

Verlässliche, transparente und digitalisierte Zertifizierungssysteme umsetzen.

in Prozessketten auftreten. Gleichzeitig ist es notwendig, dass die EU-Kommission Stakeholder aktiv bei der Anwendung und Implementierung der Systeme unterstützt. Nur durch eine verlässliche, transparente und anwendungsfreundliche Zertifizierungspraxis kann Wasserstoff als marktfähige Commodity etabliert und der Hochlauf aktiv unterstützt werden.

Hemmnisse und Lösungsimpulse für den Hochlauf von Wasserstoffverteilnetzen

Das Rheinische Revier wird frühzeitig an das Wasserstoff-Kernetz angebunden und verfügt durch die Kombination aus regionaler Erzeugung, Importmöglichkeiten und industrieller Nachfrage über beste Voraussetzungen, eine Schlüsselrolle im nationalen Wasserstoffhochlauf zu übernehmen. Diese Chance lässt sich jedoch nur nutzen, wenn parallel zum Aufbau des Kernnetzes auch die Umstellung und der Ausbau der Wasserstoff-Verteilnetze aktiv vorangetrieben werden. Denn mehr als 99 % der Unternehmen, die heute Erdgas in ihren Prozessen einsetzen, sind an das Verteilnetz angeschlossen – und werden auch künftig auf eine zuverlässige Versorgung über diese Infrastruktur angewiesen sein. Jedoch ist weder die Ausgestaltung der Netzentgelte noch die Finanzierung der Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffverteilnetze geklärt. Hinzu kommen fehlende, verbindliche Absatzprognosen für Wasserstoff, die sowohl mittelständische Unternehmen als auch Verteilnetzbetreiber vor erhebliche Unsicherheiten stellen: Die einen wissen nicht, ob und wann sie mit Wasserstoff rechnen können, die anderen nicht, ob und wo Investitionen wirtschaftlich tragfähig sind. Um dem entgegenzuwirken und den Markthochlauf im Rheinischen Revier gezielt voranzubringen, wurden folgende Handlungsfelder identifiziert:

1. Auf bestehende Regulierung aufbauen

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wurden erste Grundlagen für die Regulierung von Wasserstoffnetzen geschaffen. Zwar wird darin auch die Rolle der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt – jedoch vorrangig im Zusammenhang mit dem Aufbau des Wasserstoff-Kernetzes. Regelungen für den Betrieb, den Netzzugang sowie den Ausbau von Wasserstoff-Verteilnetzen fehlen bislang. Diese sind jedoch unerlässlich, um die Versorgung von Unternehmen mit Wasserstoff flächendeckend und effizient zu gestalten.

Das ist nun zu tun: Wir fordern die Schaffung eines verlässlichen, langfristigen und mit dem Erdgasnetz abgestimmten Regulierungsrahmens für Verteilnetzbetreiber. Gleichzeitig müssen die besonderen Anforderungen des Hochlaufs und der schrittweise notwendige Infrastrukturausbau berücksichtigt werden. Die zukünftige Regulierung von Wasserstoff-Verteilnetzen sollte sich am Modell des Kernnetzes orientieren. Erforderlich sind klare Vorgaben zur Definition und Abgrenzung von Verteilnetzen, verlässliche Kostenregelungen, technische Standards sowie eine verbindliche Integration der Verteilnetze in die Netzentwicklungsplanung. Eine zeitnahe Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie in nationales Recht ist ebenso erforderlich wie ein schlanker, handhabbarer Berichtspflichtenrahmen. Auch Finanzierungs- und Fördermechanismen sind essenziell, um Verteilnetzbetreiber bei der Transformation zu entlasten. Darüber hinaus muss Wasserstoffinfrastruktur grenzüberschreitend kompatibel sein, um Synergien zu nutzen und europäische Märkte zu vernetzen. Deutschland sollte hier eine aktive Rolle einnehmen und im Dialog mit Nachbarländern – insbesondere den Niederlanden und Belgien – auf gemeinsame Standards für Wasserstoffnetze, technische Integration und Förderinstrumente hinwirken. Langfristiges Ziel muss eine europaweit einheitliche Normung der Wasserstofftechnik sein.

Die zukünftige Regulierung von Wasserstoff-Verteilnetzen sollte sich am Modell des Kernnetzes orientieren.

Die Wasserstoffinfrastruktur muss grenzüberschreitend kompatibel sein.

2. Effektives Kostendeckungsmodell für Wasserstoff-Verteilnetze notwendig

Verteilnetzbetreiber benötigen dringend verlässliche Rahmenbedingungen für die Finanzierung der Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffnetze. Um ihren Kunden verbindliche Angebote machen zu können, braucht es ein tragfähiges Kostendeckungsmodell, das den besonderen Herausforderungen der Netzbetreibern Rechnung trägt – darunter hohe Anfangsinvestitionen, unsichere Absatzperspektiven sowie der Bedarf an langfristigen und planbaren Finanzierungsmechanismen. Derzeit besteht für Wasserstoff im Verteilnetzbereich keine Systematik, wie Netzentgelte zu bilden und zu wälzen sind. Hierzu ist zwingend eine Entgeltsystematik für die Verteilnetzbetreiber zu entwickeln.

Das ist nun zu tun: Wir fordern eine klare Trennung der Netzentgelte in Transportentgelte und Verteilungsentgelte, damit keine Doppelbelastung für den Endkunden entsteht. Ähnlich wie im Strom- und Gasbereich können die Verteilnetzbetreiber die Kosten der vorgelagerten Netze in ihre Netzentgelte integrieren, um eine unbürokratische und für die Endkunden nachvollziehbare Abrechnung zu ermöglichen. Die Entgelte für den Aufbau eines Wasserstoff-Verteilnetzes sollten analog dem Amortisationskonto für das Kernnetz zunächst gedeckelt werden, um die Anfangsbelastung für die „First Mover“ zu begrenzen. Die Differenz muss im Hochlauf durch staatliche Förderung ausgeglichen werden. Die Kompensation der Anfangsbelastung über ein Amortisationskonto ist einer individuellen Förderung vorzuziehen. Ziel muss eine einheitliche, einfache und für alle Wasserstoffnetzbetreiber gleichermaßen erreichbare Refinanzierung der Investitionen sein. Die WasserstoffNEV legt derzeit einen Zinssatz für das eingesetzte Eigenkapital bis zum 31. Dezember 2027 fest. Für eine langfristige Planungssicherheit ist eine klare Regelung der Verzinsung auch nach diesem Stichtag erforderlich. Das zukünftige Wasserstoffverteilstromnetz wird neben dem Neubau durch Umwidmungen aus dem Methanetz entstehen. Für eine effiziente und kostengünstige Versorgung sollten so wenig parallele Netzinfrastrukturen aufgebaut werden wie nötig. Um Umwidmungen realisieren zu können, sind darum klare Regelungen für die mögliche Stilllegung von bestehenden Methan-Netzanschlüssen notwendig. Klarheit und Rechtssicherheit muss auch bei den Konzessionsverträgen hinsichtlich des Übergangs von Methan- zu Wasserstoffnetzen für Verteilnetzbetreiber sichergestellt werden. Eine Bürgschaft durch den Bund oder das jeweilige Bundesland kann die Risiken für die beteiligten Stakeholder minimieren.

Ähnlich wie im Strom- und Gasbereich können die Verteilnetzbetreiber die Kosten der vorgelagerten Netze in ihre Netzentgelte integrieren, um eine unbürokratische und für die Endkunden nachvollziehbare Abrechnung zu ermöglichen.

3. Dezentrale „Inselnetze“ zur Erschließung von Regionen ohne zeitnahen Kernnetzanschluss fördern

Gerade in Regionen abseits des Wasserstoff-Kernnetzes muss der Aufbau dezentraler Wasserstoff-Ökosysteme ermöglicht werden. Diese Strukturen sollten so gestaltet sein, dass sie zu einem späteren Zeitpunkt flexibel in ein wachsendes überregionales Netz integriert werden können. Der Grundsatz „Nutzen statt Abregeln“ muss auch in diesen Regionen gelten: Wasserstoff sollte gezielt als Speicherlösung eingesetzt werden, um regionale Lastspitzen abzufangen und zur Stabilisierung der Stromnetze beizutragen.

Das ist nun zu tun: Geschlossene Inselnetze sollten, mit Ausnahme von Sicherheitsrichtlinien, von den Regulierungen der Verteilnetze befreit werden. Notwendige Kooperationsmodelle (z. B. Genossenschaften oder Quartierslösungen) dürfen nicht durch überflüssige Regulatorik behindert werden. Die Regulatorik dezentraler, lokaler Inselnetze muss unbürokratisch mit den regulatorischen Anforderungen und rechtlichen Grundlagen für den Fall des späteren Anschlusses an das Kernnetz kompatibel gemacht werden (z. B. WaKandA⁷ und WasABi⁸ und §28n EnWG). Für Unternehmen und Kommunen in der Grenzregion muss eine Nutzung aller Stoffströme auch über Landesgrenzen hinweg unkompliziert möglich sein. Um den Aufbau regionaler Wasserstoff-Hubs zu fördern, sollten Unternehmen steuerliche Vorteile erhalten, wenn sie Wasserstoff, Abwärme oder Sauerstoff aus lokalen Ökosystemen beziehen. Zusätzlich braucht es gezielte Förderprogramme für die Demonstration und Umsetzung komplexer, integrierter Betriebskonzepte – insbesondere für grenzüberschreitende Projekte, die das Zusammenspiel verschiedener Energieträger berücksichtigen.

Geschlossene Inselnetze, mit Ausnahme von Sicherheitsrichtlinien, von den Regulierungen der Verteilnetze befreien.

7 BK7-24-01-015
8 BK7-24-01-014

Ihr direkter Kontakt zum Thema:



Fabian Müller-Lutz

Senior Spezialist Wasserstoff und erneuerbare Energien

Industrie- und Handelskammer
Aachen
Theaterstraße 6 - 10
52062 Aachen

+49 241 4460-116
fabian.mueller-lutz@aachen.ihk.de

www.hydrogenhubaachen.de
www.ihk.de/aachen



Robert Leonards

Referent Energie, Nachhaltigkeit und Transformation

Industrie- und Handelskammer
zu Köln
Unter Sachsenhausen 5-7
50667 Köln

+49 221 1640-1521
robert.leonards@koeln.ihk.de

www.ihk-koeln.de



Dominik Heyer

Industrie Klimaschutz und Mobilität
Referent Energie

Industrie- und Handelskammer
Mittlerer Niederrhein
Nordwall 39
47798 Krefeld

+49 2151 635-395
dominik.heyer@mittlerer-niederrhein.ihk.de

www.mittlerer-niederrhein.ihk.de

Unterstützende des Forderungskatalogs



Impressum

Herausgeber und Copyright:

Industrie- und Handelskammer Aachen
Theaterstr. 6 - 10, 52062 Aachen
Präsidentin: Gisela Kohl-Vogel
Hauptgeschäftsführer: Michael F. Bayer

Industrie- und Handelskammer zu Köln
Unter Sachsenhausen 5-7, 50667 Köln
Präsidentin: Dr. Nicole Grünewald
Hauptgeschäftsführer: Dr. Uwe Vetterlein

Industrie- und Handelskammer Mittlerer Niederrhein
Nordwall 39, 47798 Krefeld
Präsident: Elmar te Neues
Hauptgeschäftsführer: Jürgen Steinmetz

Redaktion:

Fabian Müller-Lutz, Robert Leonards, Dominik Heyer
Mit Unterstützung der B E T Consulting GmbH

Gestaltung: Carabin Praß GmbH

Stand: Juli 2025

