

Handlungs-
empfehlungenDamit ein wettbewerbsfähiger Wasserstoffmarkt entsteht,
braucht es:

- Eine Anpassung der Strombezugskriterien
- Grüne Leitmärkte für Nachfragesteigerung
- Anreize und planbare Sicherheiten für Speicher
- Verlässlicher Aufbau des Wasserstoffkernetzes

Um die Ziele der Energiewende und der wirtschaftlichen Transformation zur Klimaneutralität zu erreichen, braucht es einen massiven Ausbau an Elektrolyseleistung. Der aktuelle Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 sieht für 2045 – je nach Szenario – **zwischen rund 30 GW und bis zu 80 GW** vor.¹ Damit aus ersten Pilotprojekten ein **leistungsfähiger, wettbewerbsfähiger Wasserstoffmarkt** entsteht, braucht es jetzt mehr als Absichtserklärungen, denn Entscheidungen müssen bereits in Front End Engineering Design (FEED)² Prozessen, die dann in Final Investment Decisions (FID)³ münden, innerhalb der nächsten drei bis vier Jahre getroffen werden.

Entscheidend ist, dass Elektrolyseure verlässlich und flexibel betrieben werden können – denn sie sind das Bindeglied zwischen einem erneuerbaren Energiesystem voller zeitweiser Überschüsse und einer Industrie, die molekulare Energieträger braucht. Ein echter Markthochlauf gelingt nur, wenn der Rahmen stimmt. Dazu gehören **moderne, praxistaugliche Strombezugskriterien**, die den Betrieb von Elektrolyseuren nicht behindern, sondern systemdienlich ermöglichen. Außerdem braucht es **klare Leitmärkte**, die Nachfrage erzeugen und Investitionen auslösen – etwa in Stahl, Chemie und Mobilität. Und nicht zuletzt müssen **Speichertechnologien attraktive Anreize und planbare Sicherheiten** erhalten, damit sie ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit und Flexibilität voll entfalten können. Nur wenn diese drei Elemente zusammenspielen, entsteht der Markt, den Deutschland für die Energiewende und seine industrielle Zukunft dringend braucht. Ein leistungsfähiges und fristgerecht verfügbares **Wasserstoffkernetz** verbindet Erzeuger, Speicher und Abnehmer effizient miteinander und sichert Investitionen.

Einen systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren möglich machen

Teile der Strombezugskriterien („stündliche Gleichzeitigkeit“, „Zusätzlichkeit“) des Delegierten Rechtsakts 2023/1184 der EU im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II) reduzieren die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff erheblich, ohne auf die Ziele der Marktintegration erneuerbarer Energien einzuzahlen. Dazu zählt bspw. eine **Erhöhung der operativen Gestehungskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland um bis zu 50 Prozent bzw. 2,4 EUR/kg**. Die bisherigen monetären Anreize in Deutschland für die systemdienliche Elektrolyse (z.B. die Regelung Nutzen-statt-Abregeln, §13k EnWG) reichen bei Weitem nicht aus, um diese Mehrkosten auszugleichen. Die Mehrkosten beziehen sich auf den Vergleich von simulierten Wasserstoffgestehungskosten für den Zeitraum von 2028 bis 2034 unter Berücksichtigung der Kriterien stündlicher Gleichzeitigkeit und Zusätzlichkeit sowie einer Strombeschaffung zum aktuellen Marktpreisniveau an der Strombörse und ohne PPA⁴-Pflicht. Dadurch verharren Wasserstoffprojekte vielerorts im Pilotstatus oder werden mangels Wirtschaftlichkeit verworfen.

→ **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Die Europäische Kommission muss die bestehenden Regelungen im Delegierten Rechtsakt zügig überarbeiten, indem sie das **Zusätzlichkeitskriterium von 2028 auf 2035 verschiebt**. Diese Anpassung gibt Marktakteuren mehr Zeit, in zusätzliche erneuerbare

¹ Bundesnetzagentur - Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff

² FEED bezeichnet eine frühe Projektphase, in der die technische Grundlage für eine Investitionsentscheidung geschaffen wird.

³ Die FID ist die finale Investitionsentscheidung.

⁴ Power Purchase Agreements

- Energiekapazitäten zu investieren. Die stündliche **Gleichzeitigkeit des Strombezugs muss langfristig auf monatlich festgelegt** werden. Eine stündliche Korrelation ist praxisuntauglich, führt zu unnötigen Kosten und macht Wasserstoffprojekte unwirtschaftlich. Eine monatliche Regelung hingegen schafft dringend benötigte Flexibilität.
- Zudem soll ab 2026 ein EU-weiter Regelrahmen geschaffen werden, der es erlaubt, **Wasserstoff** mithilfe von Atomstrom über PPAs als „**kohlenstoffarm**“ anzurechnen. Dabei sollte sichergestellt werden, dass nicht nur Atomstrom, sondern auch Strom aus erneuerbaren Energien über PPAs für diese Kategorie anerkannt wird.
 - **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Gleichzeitig sollte das BMWF die bestehenden **Förderbescheide für Important Projects of Common European Interest (IPCEI) und die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) für strombasierten emissionsarmen Wasserstoff öffnen**. Dieser trägt, genauso wie grüner Wasserstoff, zur geforderten Emissionsminderung von 70 Prozent im Vergleich zu fossilen Varianten bei. Unterstellt, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien voranschreitet und die Bundesrepublik Deutschland ihre Klimaziele erreicht, sinken mit beiden Varianten die Emissionen langfristig ohnehin auf null.
 - **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Die Möglichkeit zur Strompreiskompensation endet nach aktuellem Stand im Jahr 2030. Um Investitions- und Planungssicherheit zu gewährleisten, ist eine frühzeitige Verlängerung dieser Regelung dringend erforderlich, auch um Standortvorteile zu schaffen. Wasserstoffproduzenten stehen bereits jetzt vor der Aufgabe, langfristige Lieferverträge abzuschließen, die eine verlässliche Kalkulationsgrundlage voraussetzen. Die Bundesregierung sollte sich daher zeitnah auf europäischer Ebene für eine **Verlängerung der Strompreiskompensation über 2030 hinaus** einsetzen und diese im Anschluss zügig auf nationaler Ebene umsetzen.
 - Zudem sollte die Bundesregierung auf nationaler Ebene das so genannte **Kopplungsgebot**⁵ aus ihrer Förderrichtlinie **streichen**. Gekoppelte Herkunftsnachweise verursachen prozessualen und bürokratischen Aufwand bei Industrie und Energieversorgung, gefolgt von höheren Kosten. Der Kopplungsstatus reduziert darüber hinaus keine Emissionen, da die Einsparung auf bilanzieller Ebene stattfindet. Der Nachweis der erneuerbaren Energie kann auch durch einen "ungekoppelten" Herkunftsnachweis erfolgen, so wie es in anderen Ländern der Europäischen Union üblich ist.

Die aktuelle Diskussion im Rahmen des Verfahrens der BNetzA zur „**Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes)** über zeitlich dynamische Stromnetzentgelte ignoriert, dass Elektrolyseure bereits durch die Strombezugs-kriterien strikten zeitlichen Produktionsbeschränkungen unterliegen. Diese Vorschriften lassen zusätzliche zeitabhängige Netzentgeltkomponenten kaum zu. Gleichzeitig hängt der systemische Nutzen von Elektrolyseuren stark vom Standort ab: Nur an netzdienlichen Standorten fördern sie die Integration erneuerbarer Energien, reduzieren Abregelungen und dämpfen den Bedarf an Netzausbau.

- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Eine **dauerhafte Netzentgeltbefreiung oder mindestens -reduktion für großskalige Elektrolyseure (ab 110 kV) an netzentlastenden Standorten** (Entlastungsregionen aus dem Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zu § 13k EnWG) stellt ein sinnvolles Instrument dar, um die Standortwahl positiv zu beeinflussen und die Systemeffizienz zu steigern.⁶
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollte ab 2026 so angepasst werden, dass PPA-Modelle gestärkt werden, ein verlässlicher Übergangsrahmen geschaffen wird und eindeutige Regelungen festlegen, dass EEG-geförderter Strom unter bestimmten Bedingungen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff nicht pauschal ausgeschlossen wird. Dadurch werden Investitionssicherheit, Marktintegration und die notwendige erneuerbare Strombasis für grünen Wasserstoff sichergestellt.

⁵ Die optionale Kopplung bezeichnet ein Verfahren, bei dem Herkunftsnachweise (HKN) und der tatsächlich gelieferte Strom formal miteinander verknüpft werden, obwohl sie nicht zwingend physikalisch gemeinsam übertragen werden müssen. Der Herkunftsnachweis erhält dabei das Zusatzattribut „gekoppelte Lieferung“, nachdem ein Umweltgutachter geprüft hat, dass Strom und HKN parallel an dasselbe Energieversorgungsunternehmen geliefert bzw. übertragen wurden.

⁶ Diverse Studien belegen dies, u.a. von Consentec zu [Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff](#)

Grüne Leitmärkte, die Nachfrage erzeugen und Investitionen auslösen

Ein erfolgreicher Hochlauf der Wasserstoffnachfrage in Deutschland erfordert ebenso gezielte politische Maßnahmen und marktgerechte Anreize.

Die anstehende Novelle zum Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG) stellt zentrale Weichen für Offshore-Wind und die Kopplung mit der Produktion von Wasserstoff. Die **Ausschreibungen für Elektrolysekapazitäten wurden darin bislang nicht berücksichtigt**. Die Industrie braucht jedoch klare Aussagen, wann sie mit wie viel heimischem Wasserstoff planen kann.

- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Das BMWF sollte die im WindSeeG angekündigten **Ausschreibungen systemdienlicher Elektrolyse unverzüglich umsetzen**. Dadurch würden systemdienstliche Anforderungen operationalisiert und eine enge Verzahnung zwischen Offshore-Wind und Elektrolyse gestärkt – um den Hochlauf von grünem Wasserstoff rechtlich, wirtschaftlich und netzdienlich zu ermöglichen.
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Bei der Einführung von Contracts for Difference (CfDs) für den Bau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist darauf zu achten, dass im Vorfeld der CfD-Förderzahlung ein **Abschluss von PPA möglich ist, mit späterer Wechselmöglichkeit in den CfD**.⁷ Ohne mindestens einmalige Wechselmöglichkeit aus dem marktlichen in das geförderte Segment würde der sich entwickelnde Markt für PPAs aus Neuanlagen austrocknen und die Liquidität im Terminmarkt einschränken. Ohne eine PPA-freundliche EEG-Reform und klare Regeln zum Doppelvermarktungsverbot können weder Erzeuger noch Elektrolyseure ausreichend sicher planen. Das gefährdet die Bereitstellung von bezahlbarem grünem Wasserstoff und verzögert den Wasserstoffhochlauf.
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Zudem sind **Anpassung und Ausweitung von Carbon Contracts for Difference (CCfD) essenziell**. So würde ein separater Wasserstofffördertopf gezielt industrielle Anwender bei der Transformation auf Wasserstoff unterstützen. Hintergrund ist, dass Umstellungen auf Wasserstoff häufig teurer sind als Umstellungen auf Strom. Die Zuschläge würden dann pro Fördertopf verteilt.
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Die **Umsetzung der Industrieziele** aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (RED III) muss zeitnah vorangetrieben werden – etwa durch die Einführung verbindlicher Zwischenziele bis 2030, um Planungssicherheit für Unternehmen zu schaffen und Investitionen frühzeitig anzukurbeln.
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Grüne Leitmärkte sind ein entscheidender Erfolgsfaktor: Hier sollten **gezielte öffentliche Beschaffungsprogramme** Nachfrageimpulse setzen und Wasserstofftechnologien in Schlüsselbranchen, wie der Stahl- und Chemieindustrie, fest verankern.
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Bei der **Treibhausgasminderungsquote im Verkehrssektor** sollte das Transportproblem zur Erfüllung der Verpflichtungen in den frühen Jahren adressiert werden. Hintergrund ist, dass das Wasserstoffkernnetz als zentrale Infrastruktur für die Verbindung von Produzenten und Abnehmern, gemäß den Vorgaben des EnWG nach und nach erst bis Ende 2032 zur Verfügung stehen wird. Abnehmer werden bis dahin nicht oder nur sehr begrenzt über das Netz erreicht, obwohl diese über die Treibhausgasminderungsquote einen Anreiz haben, früher grünen Wasserstoff einzusetzen (bspw. um selbst produzierten grauen Wasserstoff zu ersetzen). Diesem Problem kann durch eine **nationale Übergangsregelung** begegnet werden. Angebot und Nachfrage können zusammengebracht werden, wenn physisch nicht an grüne Wasserstoff-Quellen angebundene Abnehmer ihre Quoten mit einem bilanziellen Nachweis erfüllen.

Die aktuelle **Kraftwerksstrategie** der Bundesregierung sieht für 2026 Ausschreibungen mit einem Volumen von 10 GW an Gaskraftwerken und 2 GW technologieoffene Ausschreibungen vor. Die geplanten Gaskraftwerke sollen so ausgelegt werden, dass sie künftig, spätestens jedoch bis 2045, auf Wasserstoff umstellen können. Ein noch zu erarbeitender rechtlicher Rahmen soll Anreize setzen, dass jeweils 2 GW bereits 2043 bzw. 2040 auf Wasserstoff umstellen. Aus Sicht von EWE ist es zwingend nötig, in den Ausschreibungen ein

⁷ siehe hierzu Agora Energiewende: „[Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen](#)“

fixes Umstelldatum bzw. einen -zeitraum vorzugeben, damit der Umstieg auf Wasserstoff auch frühzeitig erfolgt. Andernfalls fehlt dem entstehenden Wasserstoffkernnetz ein zentraler Anker nachfrager, was dessen Finanzierung und Auslastung gefährden kann. Zudem würde ein Aufschieben der Dekarbonisierung von des Stromsektors den Transformationsdruck auf Industrie und Wirtschaft verlagern und das Erreichen der Klimaziele erschweren. Insgesamt entsteht ein gravierender Mangel an Planungssicherheit, der den Wasserstoffhochlauf in Deutschland deutlich bremst.

- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Die Bundesregierung sollte einen **verbindlichen Dekarbonisierungspfad für alle ausgeschriebenen Kraftwerke** festlegen, damit eine planbare und sichere Wasserstoffnachfrage entsteht. Dabei sollte sowohl die physische als auch die bilanzielle Belieferung mit Wasserstoff zugelassen werden, um einen frühzeitigen Hochlauf in allen Regionen Deutschlands zu ermöglichen. Durch diese Maßnahmen kann die Kraftwerksstrategie zum zentralen Motor eines zügigen und verlässlichen Wasserstoffhochlaufs werden.
- **LÖSUNGSVORSCHLAG!** Für Wasserstoffkraftwerke sind ausreichende Speicherkapazitäten eine zentrale Voraussetzung. Nur mit Speichern kann in Phasen einer Dunkelflaute und einer entsprechend eingeschränkten inländischen Wasserstofferzeugung eine verlässliche Versorgung von Industriekunden sowie zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten gewährleistet werden. Die Entwicklung und Finanzierung von Wasserstoffkraftwerken sollte daher eng mit dem Aufbau zusätzlicher Speicherkapazitäten verknüpft werden. In **Ausschreibungen für Kraftwerksleistung** könnte eine **Speicherkomponente** von Beginn an mitgedacht und systematisch berücksichtigt werden.

Investitionsanreize und planbare Sicherheiten für Wasserstoffspeicher

Ein erfolgreicher Markthochlauf von Wasserstoff benötigt eine kluge Speicherstrategie, die konkrete Bedarfe und die schrittweise Transformation bestehender Erdgasinfrastrukturen zu Wasserstoffspeichern klar definiert. Nur mit ausreichenden Wasserstoffspeicherkapazitäten kann der Wasserstoffmarkt die ihm zugeschriebene Schlüsselrolle erfüllen, insbesondere die strukturierte und sichere Versorgung von Industriekunden sowie die langfristige Speicherung erneuerbarer Energien komplementär zum Stromsystem.

Dabei spielt die **Umwidmung bestehender Gasspeicher** eine zentrale Rolle. Die technische Machbarkeit der Umwidmung wurde bereits festgestellt. Gasspeicher können dadurch im Rahmen der Energiewende einer sinnvollen Nachnutzung bei Rückgang des Erdgas-Speicherbedarfs zugeführt werden. Gleichzeitig ist der Neubau von Wasserstoffspeichern unverzichtbar, um zukünftige Kapazitätsanforderungen zu erfüllen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In welchem Umfang dieser Bedarf über den Neubau von Wasserstoffspeichern gedeckt werden muss, hängt maßgeblich von der sich einstellenden Dynamik im Wasserstoffmarkt ab.

Die Umstellung von Untergrundspeichern zur Speicherung von Wasserstoff ist grundsätzlich sehr kapitalintensiv. Gleichzeitig besteht in der Markthochlaufphase ein hohes Nachfragerisiko, das aus nicht gesicherten Nachfragemengen sowie einer ungewissen Zahlungsbereitschaft resultiert. In dieser Phase ist es unerlässlich, den **Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten staatlich abzusichern**. Das ist nötig, um einen verlässlichen Rahmen für die sukzessive Umwidmung bestehender Erdgasspeicher zu gewährleisten. Zudem müssen technische und ökonomische Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass sie die Umsetzung von Speicherprojekten ermöglichen. Dies betrifft zum Beispiel die Rabatte bei Wasserstofftransportnetzentgelten.⁸ Diese sind derzeit auf ENTRY- und EXIT-Entgelte an Wasserstoffspeichern nicht vorgesehen. Dadurch werden frühe, systemrelevante Versorgungspfade – etwa die Belieferung von Raffinerien mit Baseload-Produkten – wirtschaftlich erheblich belastet und geraten möglicherweise ins Stocken.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Festlegung der **Gasbeschaffenheit von Wasserstoff im Netz**. Es werden sehr hohe Reinheitsanforderungen (von über 98 bzw. 99,9 Prozent) erwogen. Untergrundspeicherbetreiber sehen insbesondere bei der Umwidmung bestehender Kavernen das Risiko, dass verbleibende Erdgasreste in der Startphase des Wasserstoffbetriebs diese Qualitätsvorgaben nicht einhalten können. Wie relevant dieses Problem tatsächlich ist, lässt sich jedoch erst auf Basis real vorliegender Betriebsdaten bewerten. Technische Reinigungsanlagen sind für Speicherbetreiber weder wirtschaftlich noch derzeit

⁸ Festlegung der Bundesnetzagentur: [GBK-24-01-2#2 Beschluss](#)

genehmigungsrechtlich umsetzbar. Bei zu hohen Qualitätsanforderungen besteht daher die Gefahr, dass Speicher als wesentlicher Bestandteil des Wasserstoffsystems von vornherein ausgeschlossen werden.

- LÖSUNGSVORSCHLAG! Sinnvolle Konzepte **staatlich abgesicherter Finanzierungsmodelle** wurden bereits vom Speicherverband INES (Initiative Energien Speichern), dem Branchenverband BDEW (Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft) sowie der dena (Deutsche Energie-Agentur) in die Diskussion eingebracht. Kern dieser Konzepte sind **erlösbasierte Differenzverträge mit einem intertemporalen Finanzierungsmechanismus**, ähnlich wie er beim Wasserstoffkernnetz umgesetzt wird. Aufgrund langer Realisierungszeiten müssen entsprechende Rahmenbedingungen zeitnah fixiert und umgesetzt werden, um prognostizierte Speicherbedarfe bedienen zu können. Der zu etablierende Finanzierungsmechanismus sollte dabei pragmatisch ausgestaltet sein, um von Investoren anerkannt zu werden.
- LÖSUNGSVORSCHLAG! Um erste Projekte zu ermöglichen und den Markthochlauf nicht von Beginn an zu behindern, sollte ein **pauschaler Rabatt von 75 Prozent auf die ENTRY- und EXIT-Netzentgelte** an Wasserstoffspeichern eingeführt werden. Speicher leisten gerade in der Anfangsphase einen zentralen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität und sollten regulatorisch entsprechend entlastet werden.
- LÖSUNGSVORSCHLAG! Beim Thema **Gasbeschaffenheit** sollte ein pragmatischer Ansatz verfolgt werden, der zunächst eine Gasqualität von Wasserstoff nach dem technischen Regelwerk des **Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) G260 Gruppe A (mehr als 98 Prozent)** zulässt und auf Basis realer Betriebserfahrungen im weiteren Hochlauf überprüft, ob und in welchem Umfang eine Anhebung der Qualitätsanforderungen sinnvoll ist.

Aufbau des Wasserstoffkernnetzes verlässlich gestalten

Der wirtschaftliche Erfolg von Wasserstoffprojekten hängt maßgeblich von der rechtzeitigen **Verfügbarkeit des Wasserstoffkernnetzes** ab. Verzögerungen im Netzausbau oder bei Genehmigungsverfahren können dazu führen, dass Projekte bereits Kosten tragen, ohne ihre Produkte vermarkten zu können. In solchen Phasen entstehen erhebliche finanzielle Belastungen, die nicht durch operative Einnahmen gedeckt sind. Diese Unsicherheiten erhöhen die Projekt- und Finanzierungskosten und beeinträchtigen die Wettbewerbsfähigkeit der gesamten Wertschöpfungskette von Wasserstoff.

- LÖSUNGSVORSCHLAG: Um Investitionen in Wasserstofferzeugung und -nutzung abzusichern, sollte ein **zeitlich begrenzter Absicherungsmechanismus für nicht beeinflussbare Verzögerungen** bei der Netzinfrastruktur eingeführt werden. Ein solcher Mechanismus kann staatlich flankiert werden, etwa durch Ausgleichszahlungen oder Garantien, und gezielt Liquiditätsrisiken während der Verzögerungsphase abfedern. Damit würden Risiken fairer zwischen Infrastruktur und Projekten verteilt und eine nachträgliche Verteuerung von Wasserstoff vermieden. Dies stärkt die Planungssicherheit und unterstützt einen verlässlichen und wettbewerbsfähigen Markthochlauf von Wasserstoff.

EWE AG EWE ist ein Versorgungskonzern im Bereich Strom, Erdgas, Telekommunikation und Informationstechnologie. Die EWE AG ist registrierte Interessenvertreterin nach dem Lobbyregistergesetz (Registernummer R001058) und folgt dem vom Deutschen Bundestag und von der Bundesregierung beschlossenen Verhaltenskodex.

Kontakt EWE Aktiengesellschaft
Tirpitzstraße 39
D-26122 Oldenburg
ww.ewe.com

Abteilung Politische Angelegenheiten
Markus Hümpfer
markus.huempfer@ewe.de
Tel.: +49 162 2980912

Andrea Holte
andrea.holte@ewe.de