

VCI-GRUNDSATZPOSITION

Anforderungen der chemisch-pharmazeutischen Industrie an den Wasserstoffhochlauf

Kernbotschaften

- Der politisch angestrebte **Wasserstoffhochlauf ist aufgrund fehlender Mengen, hoher Kosten und eines nicht finalen Regelungsrahmens akut gefährdet**. Ohne verlässliche Rahmenbedingungen drohen weitere negative Folgen für die internationale Wettbewerbsfähigkeit und Transformation der chemisch-pharmazeutischen Industrie.
- In der kommenden Legislaturperiode müssen daher **Maßnahmen zur Unterstützung des Markthochlaufs** schnellstmöglich angegangen werden.
- Der VCI plädiert für eine **größere Technologieoffenheit**, die als maßgebliches Kriterium auf den **CO₂-Fußabdruck** und nicht das Herstellungsverfahren von Wasserstoff abstellt. In dem Kontext ist u.a. eine Neubewertung der restriktiven Grünstromkriterien notwendig.
- Die **internationale Wettbewerbsfähigkeit** des Hochlaufs muss deutlich verbessert und die Rolle von kohlenstoffarmem Wasserstoff in der Hochlaufphase gestärkt werden:
 - Die Bundesregierung sollte sich für eine sachgerechte **Anpassung der RFNBO-Industriequote** der RED einsetzen.
 - **Wasserstoffnetzentgelte** müssen auf ein marktfähiges Niveau begrenzt werden.
 - Insgesamt sollte die Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur für **Erdgas, Wasserstoff sowie CO₂** auch im Sinne der Kosteneffizienz so weit wie möglich synchronisiert und beschleunigt werden. Dazu ist eine integrierte Netzentwicklung erforderlich, die auch den Stromsektor mit einbezieht.
 - Die Einführung einer verpflichtenden „**Grüngasquote**“ wird **abgelehnt**, da sie letztlich die Verfügbarkeit von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff in der Industrie einschränkt und preistreibend wirkt.
 - Die nach wie vor deutlich **zu hohen Stromkosten** als zentraler Kostentreiber von Elektrolyse-Wasserstoff müssen gesenkt werden.
- **Planungs- und Genehmigungsprozesse für Wasserstoffinfrastruktur, Erzeugungsanlagen, Speicher und Industrieanlagen im Allgemeinen** müssen

konsequent beschleunigt werden. Die Planung einer Cracker-Infrastruktur für den Import von Wasserstoffderivaten muss schnell konkretisiert werden.

- ◆ Importe müssen so gestaltet werden, dass die Transformation der Chemie als Ganzes unterstützt wird und **deutsche Produktionsstandorte der chemischen Industrie erhalten und weiterentwickelt** werden können.

Ausgangslage: Wasserstoffhochlauf gefährdet

Nach Veröffentlichung der Nationalen Wasserstoffstrategie 2020 und ihrer Fortschreibung 2023 droht der Markthochlauf von Wasserstoff zu scheitern. Es zeigt sich eine wachsende Kluft zwischen dem hohen politischen Ambitionsniveau von Bundesregierung und EU einerseits und dem in vielen Bereichen zu langsamen Umsetzungsfortschritt auf der anderen Seite:

Von den bis 2030 geplanten Elektrolysekapazitäten von 10 GW liegen z.B. bislang nur für 0,3 GW finale Investitionsentscheidungen vor.¹ Nur 0,15 GW sind derzeit schon in Betrieb.² Fragen bezüglich der flexiblen Steuerbarkeit von H₂-Erzeugungsanlagen sowie der notwendigen und stark steigenden Strom- und Wassermengen sind bislang nicht ausreichend beleuchtet. Die Zertifizierung von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff ist nicht abschließend geregelt. Die Infrastrukturplanung beschränkt sich bislang auf das H₂-Kernnetz und vernachlässigt noch die Anbindung in der Fläche. Der Regelungsrahmen für die industrielle Wasserstoffnutzung befindet sich weiterhin im Entwurfsstadium. Die Wasserstoffspeicherstrategie wurde trotz Ankündigung noch nicht veröffentlicht. Ob das Kraftwerksicherheitsgesetz zur Ausschreibung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken noch in der laufenden Legislaturperiode beschlossen werden kann, ist ungewiss. Durch die Auflösung der Regierungskoalition und anstehende Neuwahlen, können zahlreiche ausstehende Vorhaben höchstwahrscheinlich erst in der kommenden Legislaturperiode durch eine neue Bundesregierung abgeschlossen werden.

Der Nationale Wasserstoffrat sieht den Hochlauf bereits akut in Gefahr und warnt u.a. vor negativen Folgen für die „Erreichung der Klimaschutzziele“ sowie „die Attraktivität und Resilienz des Industriestandorts Deutschland“. *„Schaffen wir jetzt keine verlässlichen Rahmenbedingungen und einen schnellen Aufbau und Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, droht eine Verlagerung von Wertschöpfungsketten ins Ausland – mit entsprechenden Verlusten von Arbeitsplätzen und Einbußen bei der Wettbewerbsfähigkeit vieler weiterhin auf gasförmige Energieträger angewiesener Wirtschaftszweige. Gleichzeitig bildet die Verfügbarkeit von Wasserstoff eine zentrale Voraussetzung, die Klimaschutzziele für 2030 vor allem im Bereich der Industrie, der Stromversorgung und darüber hinaus in fast allen Sektoren zu erreichen“.*³

¹ E.ON; 24.4.2024: [Wasserstoffhochlauf steckt im Investitionsstau fest](#)

² <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>

³ Nationaler Wasserstoffrat; 21.6.2024: [Wasserstoffhochlauf in Gefahr – Sofortmaßnahmen dringend erforderlich](#)

Stakeholder betrachten insbesondere hohe Investitionskosten und -risiken sowie eine begrenzte Verfügbarkeit von Wasserstoff als zentrale Hemmnisse des Hochlaufs. Trotz der Fortschritte bei der Planung des Wasserstoffkernnetzes wird der Stand des Infrastrukturausbaus allgemein negativ bewertet. Die chemisch-pharmazeutische Industrie blickt mit Skepsis auf den derzeitigen Stand des Hochlaufs.⁴

Wasserstoff ist für die chemische Industrie außerordentlich bedeutend und bildet den Ausgangspunkt wichtiger chemischer Wertschöpfungsketten. Schon heute kommen in der chemisch-pharmazeutischen Industrie jährlich etwa 1,1 Mio. t (bzw. ca. 37 TWh) Wasserstoff zum Einsatz, was die Branche zum derzeit größten Wasserstoffnutzer macht. Im Kontext der Transformation ist Wasserstoff ein wichtiger Baustein für die Defossilisierung industrieller Prozesse, sodass der Bedarf stark wachsen wird. Auch als Option für zukünftige Prozessdampferzeugung spielt Wasserstoff eine zunehmende Rolle. Die Stakeholder-Plattform Chemistry4Climate geht – abhängig von den eingesetzten Transformationstechnologien – bis 2045 von einem Wasserstoffbedarf von 107 bis 243 TWh in der Branche aus, was einem Anstieg um den Faktor 3 bis 6,5 entspricht. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen ist dabei voraussichtlich Ende der 2030er Jahre mit größeren Investitionen in neue wasserstoffbasierte Verfahren und Anlagen zu rechnen.

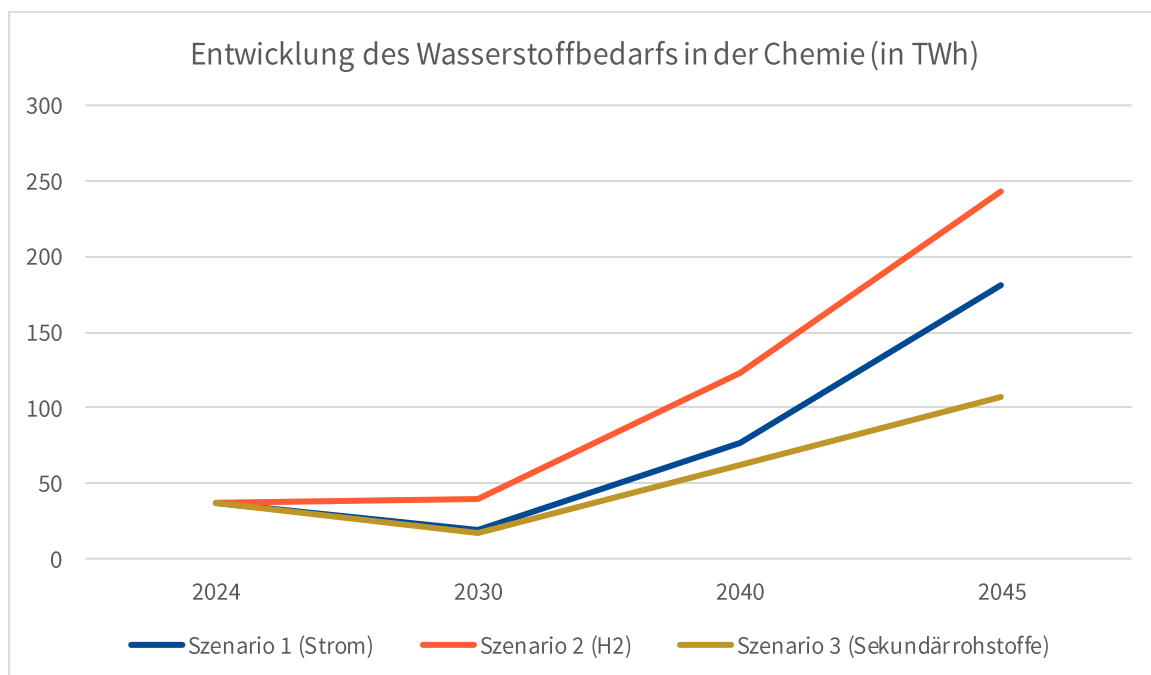


Abbildung 1: Bedarfsprognose von Chemistry4Climate (Stand 7.11.2024).⁵ Szenarien beschreiben idealtypische Technologiepfade für die Transformation mit der maximalen Nutzung strombasierter Technologien in Szenario 1, der maximalen Nutzung wasserstoffbasierter Technologien in Szenario 2 und dem maximalen Einsatz von Sekundärrohstoffen (Biomasse, Kunststoffabfälle) in Szenario 3.

⁴ H2-Marktindex 2024, EWI Köln im Auftrag von DVGW, VCI, VDMA, WV Stahl: [H2-Marktindex 2024 - Endbericht](#). Während der Marktindex insgesamt bei 44 (Skala von 1 bis 100) liegt, bewerten Stakeholder der chemisch-pharmazeutischen Industrie den Hochlauf mit 38 Indexpunkten.

⁵ Chemistry4Climate; 7.11.2024: [Wie die Transformation gelingen kann. Ein Update | VCI](#)

Damit die Transformation und der Wasserstoffmarkthochlauf aus Sicht der chemisch-pharmazeutischen Industrie jedoch gelingen kann, braucht es grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoff zu international wettbewerbsfähigen Preisen in ausreichenden Mengen. Der bisher restriktive und praxisferne regulatorische Rahmen behindert dies. Zudem sind dringend verlässliche Rahmenbedingungen, Planungssicherheit und ausreichende Anreize für die Industrie nötig, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht zu verlieren und am Standort Deutschland in Wasserstofftechnologien investieren zu können.

Der VCI beschreibt im Folgenden, welche Weichenstellungen und Maßnahmen in der kommenden Legislaturperiode mit Hochdruck umgesetzt werden müssen, um diese Ziele zu erreichen.

Technologieoffenheit stärken

- Der regulatorische Rahmen der EU sowie der davon ausgehende nationale Rahmen fokussieren bislang stark auf den Einsatz von grünem Wasserstoff bzw. grünen Derivaten (Renewable Fuels of Non Biological Origin, RFNBO). Es zeigt sich jedoch zunehmend, dass die **Strombezugskriterien** (gem. Art. 27 RED) für RFNBO deutlich **zu restriktiv** sind, die Herstellung von grünem Wasserstoff verteuern und damit in der Frühphase des Markthochlaufs wichtige Investitionen in Elektrolyseure sowie alternative Wasserstofferzeugungstechnologien verhindern.
- Auch bei dem im Oktober konsultierten delegierten Rechtsakt (gem. Art. 9 der Wasserstoff- und Gasbinnenmarkttrichtlinie), der Regeln zur Kalkulation der Emissionen und Bezugskriterien für die **Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff** definiert und dabei u.a. an Systematik zur Emissionskalkulation von grünem Wasserstoff anknüpft, droht die Definition restriktiver und praxisferner Kriterien, die sehr wahrscheinlich zu einem Ausbleiben von Investitionen führen werden.
- Die nationale und teils europäische Bevorzugung bzw. Benachteiligung bestimmter Wasserstofferzeugungstechnologien in Form einer „Farbenlehre“ ist daher langfristig nicht zielführend, beschränkt das Angebot und führt somit zu höheren Kosten und einer deutlichen Verlangsamung des Markthochlaufs. **Das Wasserstoffdargebot sollte daher maximiert und zumindest in der Phase des Markthochlaufs nicht regulatorisch eingeschränkt werden.** Der VCI plädiert daher für einen **deutlich technologieoffeneren Ansatz**, der als maßgebliches Kriterium auf den **CO₂-Fußabdruck** und nicht das Herstellungsverfahren abstellt.
 - So müssen neben der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff mittels regenerativen Stroms auch alle übrigen Technologien, die sich zur treibhausgasarmen Herstellung von Wasserstoff eignen, wie z.B. Chlor-Alkali-Elektrolyse in Verbindung mit kohlenstoffarmem Strom, Dampfreformierung, biogener Wasserstoff oder andere Prozesse unter Einsatz von Biomethan und/oder CCS/CCU-Technologien (Speicherung/Nutzung des entstehenden Kohlenstoffdioxids bzw. Kohlenstoffs), offen betrachtet werden und der Wasserelektrolyse regulatorisch gleichgestellt werden. Bestehende Quotenregelungen wären in diesem Zusammenhang entsprechend neu zu bewerten bzw. anzupassen (s.u.).

- Der CO₂-Fußabdruck dieser Erzeugungstechnologien muss über EU-weit anerkannte und handelbare Herkunftsnachweise nachvollziehbar gemacht werden. Dazu ist die rasche Umsetzung und Ausgestaltung entsprechender (freiwilliger) Zertifizierungssysteme und Register notwendig. Dabei müssen auch nach Europa importierte kohlenstoffarme Kraftstoffe anerkannt werden – u.a. z.B. in der Union Database der EU. Nur so können sich innovative Technologien durchsetzen, die zur Ergänzung der Elektrolysekapazitäten dringend benötigt werden. Auch die Kreislaufwirtschaft sowie die Nutzung nachhaltiger Biomasse können und müssen signifikante Beiträge zur Defossilisierung leisten.
- Mindestens sollten im Rahmen des Clean Industrial Deals eine Möglichkeit zur pragmatischen **Anpassung und Vereinfachung von Grünstromkriterien** und **Regeln für kohlenstoffarmen Wasserstoff** gefunden werden. Dabei müssen erneute Planungs- und Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Kriterien so schnell wie möglich ausgeschlossen werden, um Investitionen in den Elektrolyseausbau nicht zu verzögern. Die für Juli 2028 vorgesehene Evaluierung der Grünstromkriterien sollte deutlich vorgezogen werden. Eine neue Bundesregierung sollte sich sodann priorisiert auf EU-Ebene für eine Lösung einsetzen, die insbesondere die Kriterien der Additionalität und zeitlichen Korrelation zwischen der grünen Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung vereinfacht. Die Initiative des Bundeswirtschaftsministers zur Fristverlängerung bei der Anwendung dieser beiden Kriterien werden als erster Schritt in die richtige Richtung begrüßt, wobei weitergehende Anpassungen notwendig sind.⁶ Die Methodik des derzeit diskutierten delegierten Rechtsakts zu Low Carbon Fuels sollte für projektspezifische Emissionen sowohl fossiler Inputs als auch von Elektrizität (aus Herkunftsnachweisen und (kohlenstoffarmen) PPA) geöffnet werden.

Internationale Wettbewerbsfähigkeit priorisieren

- Grüner Wasserstoff wird angesichts hoher Stromkosten und restriktiver Rahmenbedingungen auch mittelfristig deutlich teurer sein als grauer oder kohlenstoffarmer Wasserstoff. Derzeit ist die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in der EU rund doppelt so teuer als aus fossilen Quellen.⁷ Bei einem liquiden Wasserstoffmarkt kämen in Zukunft zudem Mehrkosten aus dem Import, der Rückumwandlung und damit einhergehenden Energieverlusten, dem Netztransport sowie durch Quoten induzierte Preisunterschiede hinzu. Die zukünftige Bundesregierung sollte daher Maßnahmen priorisieren, mit denen die Wasserstoffkosten insgesamt gesenkt und die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoffherstellung und industrieller Nutzung verbessert werden können:
- Die RED III sieht mit Art. 22a die Einführung einer **Zielquote für die industrielle Nutzung von RFNBO** vor, wonach 2030 42% des Wasserstoffverbrauchs aus grünem Wasserstoff und dessen Derivaten gedeckt werden muss und 2035 bereits 60%. Die Quote ist ambitioniert und in der Praxis bis zu dem Zieldatum nur schwer erreichbar.

⁶ Handelsblatt; 16.9.2024: [Energie: Habeck will EU-Regeln für Wasserstoffproduktion lockern](#)

⁷ Hydrogen Europe; 18.11.2024: [Clean Hydrogen Monitor 2024](#)

Hinzu kommt, dass kohlenstoffarmer Wasserstoff nicht in der Quote berücksichtigt wird. Dies führt zu der paradoxen Situation, dass das Quotenziel umso schwerer zu erfüllen ist, je mehr kohlenstoffarmer Wasserstoff in Zukunft in der Industrie zum Einsatz kommt – obwohl dadurch der CO₂-Fußabdruck deutlich reduziert werden kann.

- Die Bundesregierung sollte sich daher gegenüber der EU für eine **sachgerechte Anpassung der Quotenregelung** einsetzen und die **Rolle von kohlenstoffarmem Wasserstoff bei der Transformation berücksichtigen**. So könnte beispielsweise kohlenstoffarmer Wasserstoff bei der Berechnung des Nenners ausgenommen werden. Dies würde den Mitgliedsstaaten mehr Flexibilität bei der Zielerreichung ermöglichen und einen technologieutralen Ansatz fördern.
 - Alternativ ist eine Absenkung des Quotenziels auf ein realistischer erreichbares Niveau denkbar. So hatte der Nationale Wasserstoffrat sich 2021 etwa für einen Zielwert von 30% bis 2030 ausgesprochen.⁸
 - Die entstehende grüne Wasserstoffindustrie sollte dabei beobachtet und angemessen gefördert werden, um sicherzustellen, dass das Wachstum nicht negativ beeinträchtigt wird. Das geplante System für handelbare Zertifikate muss schnellstmöglich umgesetzt werden.
- ◆ Umso wichtiger ist es bis dahin, das derzeitige Quotenziel auf nationaler Ebene möglichst **praxistauglich und unbürokratisch** umzusetzen und zulässige Flexibilitäten zu nutzen, um eine wirtschaftliche Überforderung der Industrie klar auszuschließen. Die folgenden Punkte sind dabei erfolgskritisch:
- **Verankerung des Quotenziels auf nationaler Ebene und nicht als unternehmens- oder branchenspezifisches Ziel**. Andernfalls drohen erhebliche negative Auswirkungen für die industrielle Wettbewerbsfähigkeit und in Verbindung mit den Grünstromkriterien eine deutliche Verschärfung der Nutzungsrivalität zwischen Sektoren
 - Ausgestaltung eines vor allem bürokratiearmen und technisch sachbezogenen Monitoring-Systems
 - Umfassende Definition ausnahmefähiger „**Nebenproduktprozesse**“ (sh. Art. 22a iii RED) unter Berücksichtigung der oft im Verbund stattfindenden Produktionsprozesse der chemisch-pharmazeutischen Industrie.
- ◆ Es zeichnet sich ab, dass die initialen **Netzentgelte für das Wasserstoffkernnetz** ein Vielfaches der derzeitigen Netzentgelte im Erdgasnetz betragen werden. So geht ein vom BMWK beauftragtes Gutachten bei einem erfolgreichen Hochlauf bereits von einem Entgelt von ca. 15 EUR/kWh/h/a aus, was mehr als dem Doppelten des Entgelts im Erdgasnetz entspricht. Bei einem stark verzögerten Hochlauf kann das Netzentgelt

⁸ Nationaler Wasserstoffrat; 1.3.2024: [Umsetzung RED III in nationales Recht \(RFNBO-Quote für die Industrie\)](#)

sogar ein Niveau von ca. 35 EUR/kWh/h/a erreichen – und das trotz der zeitlichen Streckung über das Amortisationskonto.⁹

- Es besteht somit das Risiko, dass die Netzentgelte zukünftiger Wasserstoffnetznutzer für das Gelingen des Markthochlaufs prohibitiv hoch sind. Es sollten daher im Kontext des Amortisationskontomodells frühzeitig zusätzliche Maßnahmen geprüft werden, um ein marktfähiges Niveau der initialen Netzentgelte erreichen zu können.
- Insgesamt sollte die **Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur** für Erdgas, Wasserstoff, CO₂ auch im Sinne der Kosteneffizienz so weit wie möglich synchronisiert, beschleunigt und integriert geplant wie genehmigt werden. Ein CO₂-Netz ist neben dem Wasserstoffnetz zwingend notwendig, um Prozesse zu defossilisieren und industrielle CCU-Anwendungen umsetzen zu können. Analog zum Wasserstoffkernnetz sollte auch bei einem CO₂-Netz ein Amortisationskonto des Bundes oder ein vergleichbares De-Risking-Instrument geschaffen werden, um die enormen Startkosten eines solchen Netzes finanziell abzusichern.
- Der VCI weist bzgl. der Erdgasnetze darauf hin, dass die chemisch-pharmazeutische Industrie aufgrund der stofflichen Nutzung von Methan und dessen beschränkter Substituierbarkeit in der Prozessdampfversorgung die Erdgasinfrastruktur auch noch langfristiger nutzen wird. Die Transformation der Erdgasnetze und Umwidmung zu H₂-Netzen muss daher immer unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit mit Erdgas und wettbewerbsfähiger Netznutzungskosten erfolgen.
- Aufgrund der engen Verzahnung zum Stromsektor über Elektrolyse muss auch die Stromnetzentwicklung mit in diese integrierte Netzplanung einbezogen werden.
- Die Einführung einer ambitionierten „**Grüingasequote**“ nach dem von einigen Parteien vertretenen Konzept wird aufgrund ihrer potenziell wirtschaftsschädigenden Wirkung und der mangelnden Koordination mit anderen Quoten- und Anreizregelungen abgelehnt. Die durch sie angereizte zusätzliche regulatorische Nachfrage nach „grünen Gasen“, die über die bestehenden ambitionierten Quoten im GEG, WPG sowie für die RFNBO-Nutzung gemäß RED III hinaus geht, würde zu einer schlechteren Verfügbarkeit des für die Transformation der Industrie notwendigen grünen Wasserstoffs führen und über diese Knappheit eine massive Verteuerung bewirken. Hinzu kommen Mehrkosten für Erdgasverbraucher durch die Wälzung von höheren Beschaffungskosten, Pönalen und Umstellungskosten.
- Als wesentlicher Kostenfaktor bei der Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff müssen auch die **Stromkosten insgesamt deutlich sinken**, damit v.a. grüner Wasserstoff überhaupt zu international wettbewerbsfähigen Kosten hergestellt werden kann. Dazu zählen Maßnahmen wie der Erhalt und die Weiterentwicklung bestehender Entlastungen, die Senkung der Netzkosten auf breiter Front, die Erweiterung des Stromangebots und die bessere Synchronisation des EE-Ausbaus mit Netz- und

⁹ BMWK; Februar 2024: [Gutachterliche Validierung des Finanzierungsmodells zum Aufbau eines Wasserstoff-Kernetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung](#)

Speicherausbau sowie der kosteneffiziente Bau von Backup-Kraftwerken im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus.¹⁰

Ausbauvorhaben sowie Planungs- und Genehmigungsprozesse beschleunigen

- **Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WassBG):** Der Anwendungsbereich des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes sollte auf andere Produktionsanlagen neben Elektrolyseuren ausgeweitet werden, um den wachsenden Bedarf an kohlenstoffarmen und grünem Wasserstoff zu decken (dazu zählen z.B. SMR-Anlagen zur Herstellung von blauem Wasserstoff, Methanpyrolyseanlagen, Anlagen zur partiellen Oxidation oder auf Grundlage von Biogas, und Chlor-Alkali-Elektrolysen, in denen kohlenstoffarmer oder erneuerbarer Nebenproduktwasserstoff hergestellt wird). Es wird daher angeregt, technologieoffen auch die „kohlenstoffarme Erzeugung von Wasserstoff“ im Anwendungsbereich zu nennen. Ebenso sollten Anlagen zur Aufbereitung von Wasserstoff inkludiert werden, die zur Erreichung notwendiger hoher Reinheitsgrade (>99,9%) zur stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie gebraucht werden, sofern Reinheitsgrade im Verteilernetz zu niedrig sind.
 - Zudem muss sichergestellt werden, dass die Bürokratierleichterungen für den Bau von Wasserstoffnetzen gleichermaßen beschleunigend wirken wie die Maßnahmen für den Anwendungsbereich des WassBG.
 - Insgesamt bedarf es allerdings dringend einer deutlichen, generellen Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren in der Industrie. Ein ständiger Fokus auf Ausnahmetatbestände für Einzelanlagen kann zu mehr Bürokratie und Unklarheiten im Vollzug führen, während die gesamte Wertschöpfungskette nicht komplett abgebildet wird. Die Maßnahmen des Bund-Länderpaktes für Planungs- und Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung vom 6. November 2023 sollten schnellstmöglich umgesetzt werden.
- **Cracker- und Wasserstoffderivate-Infrastruktur:** Die deutsche Wasserstoffimportstrategie geht für 2030 davon aus, dass rund 50 bis 70 % (45 bis 90 TWh) des Wasserstoff- und Wasserstoffderivatebedarfs aus dem Ausland gedeckt werden müssen mit steigender Tendenz in den darauffolgenden Jahren.¹¹ Die Strategie trifft dabei keinerlei Aussagen zu den Anteilen importierter Wasserstoffderivate und entsprechender Anlandungsmöglichkeiten. Hier ist schneller Handlungsbedarf gegeben, um die benötigten Terminal- und Crackerinfrastrukturen an den Importrouten entstehen zu lassen und grenzüberschreitenden Transport sicherzustellen. Notwendig ist dabei der Aufbau sowohl einer zentralen Cracker-Infrastruktur nahe Importterminals mit Einspeisung in das nationale H₂-Netz als auch die Errichtung dezentraler, industrienaher Cracker-Infrastrukturen.

¹⁰ Detaillierte VCI-Grundsatzposition zu Stromkosten und Versorgungssicherheit; 3.5.2024: [Stromkosten und Versorgungssicherheit | VCI](#)

¹¹ BMWK; 24.7.2024: [Bundeskabinett beschließt Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate](#)

- **Wasserstoffspeicher:** Im Gegensatz zu der Planung des Wasserstoffkernnetzes gibt es bislang keine nennenswerten Fortschritte im Bereich der Wasserstoffspeicher. Eine Wasserstoffspeicherstrategie war für September 2024 angekündigt, wurde jedoch bislang nicht realisiert. Mit dem zukünftig stark steigenden Wasserstoffbedarf wird auch der Speicherbedarf deutlich zunehmen. Die BMWK-Langfristszenarien gehen bis 2045 von 70 bis 100 TWh Speicherbedarf aus¹², wobei andere Schätzungen den Bedarf deutlich höher sehen.¹³ Die im Kernnetzantrag der Fernleitungsnetzbetreiber ausgewiesenen 7,6 GW_{th} Ausspeiseleistung und 11 TWh_{th} Ausspeisemenge im Jahr 2032 erscheinen vor diesem Hintergrund deutlich zu niedrig zu sein, um den Speicherbedarf zu decken¹⁴.
 - Ein gewisser Teil des Bedarfs kann nach Überlegungen der Bundesregierung voraussichtlich und (unter dringender Beachtung der Versorgungssicherheit) aus der Umwidmung bestehender Erdgasspeicher unter mitunter enormem Aufwand bereitgestellt werden. Darüber hinaus ist jedoch die Erschließung neuer Wasserstoffspeicher notwendig, was primär durch privatwirtschaftliche Investitionen erfolgen soll. Um diesen Bedarf zu decken, müssten laut BMWK bis 2045 mindestens 42 Kavernenspeicher neu gebaut bzw. in Betrieb genommen werden. Die Investitionskosten hierfür betragen bis 2030 nach BMWK-Schätzung rund 12,8 Mrd. Euro, was etwa den Investitionskosten der Neubauleitungen im Kernnetz entspricht.¹⁵
 - Aufgrund des zeitaufwändigen, investitionsintensiven und komplexen Neubaus von Kavernenspeichern, der bis zu 10 Jahre in Anspruch nimmt, müssen die nötigen Weichen möglichst früh gestellt werden. Daher wird im Sinne der Planungssicherheit die Definition der erwarteten Wasserstoffspeicherbedarfe für 2030 und 2045 gefordert. Der Zubau der benötigten Speicherkapazitäten sollte angemessen gefördert werden und Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Neubau bzw. die Umwidmung von Kavernenspeichern sollten beschleunigt werden. Auch auf europäischer Ebene sollte die Bundesregierung sich für die Realisierung ausreichender Wasserstoffspeicher einsetzen, um die Versorgungssicherheit länderübergreifend abzusichern.

Importe und Auswirkungen auf heimische Wertschöpfung

- Aufgrund begrenzter heimischer Erzeugungskapazitäten ist ein Import von Wasserstoff und Derivaten, wie in der Importstrategie vorgesehen, erforderlich und ökonomisch rational, sofern Importe zu vergleichsweise günstigen bzw. im internationalen Kontext

¹² BMWK; 2024: [Speicher für die Energiewende](#)

¹³ z.B. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/A-EW_258_12_Thesen_zu_Wasserstoff_WEB.pdf, S. 19

¹⁴ https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf, S. 23

¹⁵ https://logistic-natives.com/wp-content/uploads/2023/11/230925_BMWK_Gruenpapier-Wasserstoffspeicher.pdf, S. 2

wettbewerbsfähigen Preisen möglich sind und Energieverluste und damit einhergehende Mehrkosten aufgrund der Derivateherstellung und des Crackings minimiert werden können. Eine politisch flankierte und handelsrechtlich abgesicherte diversifizierte Lieferantenstruktur wäre wünschenswert.

- Importe müssen jedenfalls so gestaltet werden, dass die Transformation der Chemie als Ganzes unterstützt wird und **deutsche Verbundstandorte der chemischen Industrie einschließlich der Raffinerien der Mineralölwirtschaft erhalten und weiterentwickelt** werden können. Dieser Aspekt wurde von der im Juli 2024 veröffentlichten H₂-Importstrategie nicht adressiert.
- Im Kontext der Förderung von Wasserstoffprojekten im Ausland (z.B. IRA in den USA) besteht zudem das Risiko der Abwanderung von Wertschöpfungsstufen aus Deutschland. Deshalb muss vor der Förderung von Importen und Projekten mit ausländischen Partnern und inhärentem Risiko der Abwanderung von Wertschöpfungsketten eine Folgenabschätzung auf deutsche Industriestandorte erfolgen, insbesondere auf die Beschäftigungssicherheit in Deutschland. Beim Abschluss von Energiepartnerschaften sollte sich die Bundesregierung auf Länder fokussieren, von denen ein geringes Risiko grüner Verlagerung ausgeht.
- Die Pandemie und der Krieg in der Ukraine zeigen sehr deutlich, dass globale Wertschöpfungsketten verwundbar sind und folglich eine inländische Absicherung der Grundstoffproduktion geboten ist. Es bedarf deshalb flankierend zum Aufbau einer Importinfrastruktur auch geeigneter industriepolitischer Maßnahmen zur Sicherung der inländischen Grundstoffproduktion. Die betroffenen Industriegewerkschaften und Branchenverbände sind an Folgenabschätzung und der Ausarbeitung von Maßnahmen zu beteiligen.

Ansprechpartner: Heinrich Nachtsheim

Abteilung Energie, Klimaschutz und Rohstoffe

T +49 69 2556-1542 | **M** +49 170 898 3572 | **E** nachtsheim@vci.de

Verband der Chemischen Industrie e.V. – VCI

Mainzer Landstraße 55
60329 Frankfurt

www.vci.de | www.ihre-chemie.de | www.chemiehoch3.de

[LinkedIn](#) | [X](#) | [YouTube](#) | [Facebook](#)

[Datenschutzhinweis](#) | [Compliance-Leitfaden](#) | [Transparenz](#)

- Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- Der VCI ist unter der Registernummer R000476 im Lobbyregister, für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und gegenüber der Bundesregierung, registriert.

Der Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) und seine Fachverbände vertreten die Interessen von rund 2.300 Unternehmen aus der chemisch-pharmazeutischen Industrie und chemienaher Wirtschaftszweige gegenüber Politik, Behörden, anderen Bereichen der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Medien. 2023 setzten die Mitgliedsunternehmen des VCI rund 245 Milliarden Euro um und beschäftigten über 560.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.