

INSTITUT FÜR
INNOVATION UND
TECHNIK

Wasserstoff-Hochlauf in Deutschland bis 2035

Analyse der Bedarfe, Potenziale und
Herausforderungen

Agon Kamberi, Volker Wittpahl, Thanh Nam Nguyen, Theo Oldenburg

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Wittpahl
Institut für Innovation und Technik (iit)
in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH
Steinplatz 1
10623 Berlin
Tel.: +49 30 310078 5507
Fax: +49 30 310078 104
E-Mail: info@iit-berlin.de
www.iit-berlin.de

Autor:innen

Agon Kamberi
Prof. Dr. Volker Wittpahl
Thanh Nam Nguyen
Theo Oldenburg

Kontakt

Agon Kamberi
Tel.: +49 30 310078 5822
kamberi@iit-berlin.de

Layout

Poli Quintana

Bildnachweis

Chuop – stock.adobe.com
Berlin, April 2025

DOI: 10.23776/2025_10
Berlin, April 2025

Zitation

Agon Kamberi, Volker Wittpahl, Thanh Nam Nguyen,
Theo Oldenburg (2025): Wasserstoff-Hochlauf in
Deutschland bis 2035: Analyse der Bedarfe, Potenziale und
Herausforderungen. Hrsg. vom Institut für Innovation und
Technik (iit), Berlin

Inhalt

1 Motivation.....	5
1.1 Hintergrund und Herausforderungen zum H ₂ -Hochlauf	5
1.2 Fragestellung	6
2 Studiendesign	7
2.1 Teil 1: Entwicklungsszenarien zu H ₂ -Bedarf und H ₂ -Erzeugung bis 2035	7
2.2 Teil 2: Verifikation der Entwicklungsszenarien für den Sektor der Prozessindustrien	7
2.3 Datengrundlage	7
3 Teil 1: Entwicklungsszenarien zu H₂-Bedarf und H₂-Erzeugung bis 2035	8
3.1 H ₂ -Bedarf in Deutschland	8
3.1.1 Erste grobe Modellierung des Gesamtbedarfs	8
3.1.2 Sektoren-Analyse zur Anpassung der H ₂ -Bedarfsmodellierung	9
3.1.3 Zwischenfazit H ₂ -Bedarf bis 2035	12
3.2 H ₂ -Erzeugung mittels Elektrolyse in Deutschland	12
3.2.1 Modellbildung zur H ₂ -Erzeugung für aktuelle Elektrolyse-Projekte	12
3.2.2 Berücksichtigung der Offshore H ₂ -Erzeugung	14
3.2.3 Zwischenfazit H ₂ -Erzeugung mittels Elektrolyse	15
3.3 Analyse der H ₂ -Bedarfsdeckung für die Prozessindustrie	16
3.3.1 Vergleich mit anderen Szenarien	16
3.3.2 Korridor der Deckungslücke während des H ₂ -Hochlaufs	17
3.3.3 Die Phasen des H ₂ -Markthochlaufs bis 2035	18
3.3.4 Zwischenfazit Bedarfsdeckung	20
4 Teil 2: Verifikation der Entwicklungsszenarien für den Sektor Prozessindustrien	21
4.1 Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes bis 2032	21
4.1.1 Das FNB-Szenario aus dem Gemeinsamen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz	21
4.1.2 Ergebnisse aus dem FNB-Szenario	23
4.2 Verifikation der prognostizierten H ₂ -Bedarfe	24
4.2.1 Vergleich und Verifikation der Prognosen für die Prozessindustrien im Jahr 2032	24
4.2.2 Vergleich: Bedarfskorridor und Prognose aus Marktabfrage	25
4.2.3 Analyse der H ₂ -Bedarfe auf Bundeslandebene	26
4.2.4 H ₂ -Deckungslücken auf Bundeslandebene	28
4.2.5 Zwischenfazit Verifikation	28
5 Diskussion	30
5.1 Kritische Erfolgsfaktoren im Kontext des H ₂ -Hochlaufs	30
5.2 EE sind der Schlüssel für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft	30
5.3 Hohe Systemkosten im Energiesystem	30
6 Zusammenfassung und Ausblick.....	32
6.1 H ₂ -Hochlauf bis 2035	32
6.1.1 H ₂ -Bedarfentwicklung	32
6.1.2 H ₂ -Erzeugerkapazitäten	32
6.1.3 Die Phasen des H ₂ -Hochlaufs	32
6.1.4 Deckungslücken	33
6.2 Ausblick	33
7 Literatur	34

Executive Summary

Aktuell öffentlich zugängliche Daten verschiedener Prognosen zum H₂-Hochlauf wurden miteinander verglichen und bis 2035 in Beziehung gesetzt.

Der H₂-Bedarf während des H₂-Hochlaufs wird primär vom Sektor der Prozessindustrien geprägt sein.

Für 2035 wird unter Ausklammerung des Wärmemarktes die aktuell bestmögliche Näherung für den Gesamtbedarf auf 7 Millionen Tonnen H₂ geschätzt.

Mit den aktuell bekannten Errichtungsvorhaben von Elektrolyseuren wird davon ausgegangen, dass eine inländische Erzeugungsleistung von 17 GW ab 2030 zur Verfügung stehen wird, was einer Erzeugungskapazität von etwa 1,2 Millionen Tonnen H₂ entspricht. Auch bei Unsicherheiten in der Modellierung sollte das Ausbauziel von 10 GW für 2030 sicher erreicht werden, wodurch 2030 etwas mehr als 700.000 Tonnen H₂ erzeugt werden könnten.

Die Deckungslücke bis 2035 muss sowohl über Importe, die Erschließung weiterer Elektrolysekapazitäten und ggf. die vorübergehende Nutzung von grauen und CO₂-armen Wasserstoff gedeckt werden.

Etwa ein Drittel der aktuell geplanten Elektrolysekapazitäten werden Offshore errichtet und werden ihren Betrieb erst nach 2035 aufnehmen. Sie haben somit kaum Einfluss auf den H₂-Hochlauf.

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bis 2035 erfolgt in drei klar unterscheidbaren Phasen, die jeweils durch spezifische regulatorische, infrastrukturelle und marktseitige Rahmenbedingungen geprägt sind.

Die Entwicklung des ungedeckten H₂-Bedarfs der Prozessindustrien wird durch die beiden Extremszenarien „Fast“ oder „Slow“ begrenzt.

Dominiert das Szenario „Fast“ den H₂-Hochlauf, so kann theoretisch bis 2028 durch in Betrieb befindliche inländische Erzeugungskapazitäten die vollständige Deckung des H₂-Bedarfs der Prozessindustrien möglich sein.

Dominiert das Szenario „Slow“ den H₂-Hochlauf, so müsste bis 2028 für die theoretische Deckung des H₂-Bedarfs der Prozessindustrien eine inländische Erzeugungskapazität von 24 GW in Betrieb sein.

Die Bundesländer mit dem höchsten H₂-Bedarf für ihre Prozessindustrien sind Bayern und Nordrhein-Westfalen. In diesen Bundesländern wird der hohe H₂-Bedarf bis 2035 nicht durch Erzeugungskapazitäten im eigenen Bundesland gedeckt werden können.

Die vorliegende Studie stellt nur eine sehr grobe Abschätzung für den H₂-Hochlauf dar. Unsicherheiten in der Prognose können durch eine detailliertere Datenbasis sowie eine regelmäßige Aktualisierung der Datengrundlage verringert werden.

1 Motivation

Wasserstoff nimmt eine zentrale Rolle in der Diskussion um die zukünftige Energieversorgung in Deutschland ein. Der Einsatz von Wasserstoff (H_2) als Energieträger, um die deutsche Industrie zu defossilisieren³, wird seit langem gefordert. Die Umsetzung ist in den letzten Jahren durch Strategien und Förderungen der Bundesregierung vorangetrieben worden. Laut der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) von Juli 2023 wird für 2030 ein H_2 -Bedarf von 95 bis 130 Terawattstunden (TWh) prognostiziert (NWS, 2023, S. 6). Der Nationale Wasserstoffrat (NWR) schätzt, dass dieser Bedarf bis 2035 auf etwa 166 TWh ansteigen könnte.

Deutschland verfolgt als langfristiges Ziel den steigenden H_2 -Bedarf durch den Ausbau inländischer H_2 -Erzeugungskapazitäten und den Aufbau von Importstrukturen zu decken. In der ersten Phase des Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland sollen die Grundlagen für eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft geschaffen werden.

Der NWR geht davon aus, dass im Jahr 2030 die Nachfrage das Angebot übersteigen wird (NWR, 2023, S. 3). Zudem gibt es beim initialen Aufbau der Infrastruktur verschiedene Herausforderungen, viele offene Fragen und nur wenige Zahlen zur konkreten Ausgestaltung in den kritischen nächsten Jahren. So kommt eine aktuelle Studie vom März 2025 der Boston Consulting Group (BCG) und des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) für den BDI zu dem Schluss:

„[...] Wasserstoff ist in vielen Anwendungen [...] um ein Mehrfaches teurer als Alternativen. Um unnötige Kosten zu vermeiden, sollten die [...] Pläne zum Aufbau der deutschen Wasserstoffwirtschaft an diesen ökonomischen Realitäten neu ausgerichtet sowie Infrastrukturen zeitnah [...] und zukünftig stärker entlang der tatsächlichen Nachfrage entwickelt werden. Parallel sollte die Verfügbarkeit möglichst günstiger Alternativen maximiert werden (z. B. durch Importe, blauen Wasserstoff, einen systemdienlicheren Einsatz biogener Energieträger und CCS) – bei gleichzeitigem Bekenntnis zu Wasserstoff als Wachstumsfeld für die deutsche Industrie.“ (BDI, 2025, S. 3)

Vor dem Hintergrund der unsicheren Angebots-, Nachfrage- und Infrastruktursituation stellen sich für potentielle H_2 -Nutzer und -Erzeuger zentrale Fragen bezüglich der Planungs- und Investitionssicherheit. Was sind realistische Angebots- und Nachfrageszenarien? In welchen Gegenden steht zeitnah schon Wasserstoff zur Verfügung?

Ziel der vorliegenden Studie ist es, eine realistische Abschätzung des H_2 -Bedarfs, insbesondere im industriellen Bereich, zu ermitteln, die technischen Ausbaupotenziale der Elektrolysekapazitäten zur Produktion von H_2 zu untersuchen und Ausgestaltungsalternativen des H_2 -Hochlaufs zu diskutieren.

Dabei sollen die komplexen Zusammenhänge vereinfacht für technische Laien und Entscheidungsträger zusammengefasst werden.

Um eine Entscheidungsgrundlage für zukünftige Akteure in der deutschen Wasserstoffwirtschaft zu schaffen, werden in der vorliegenden Studie aktuelle und öffentlich zugängliche Daten genutzt, um den H_2 -Bedarf für Deutschland sowie seine inländischen strombasierten Erzeugungspotenziale für den Zeitraum bis 2035 modellieren zu können. Dabei werden die verschiedenen Sektoren der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft analysiert und die Ergebnisse mit anderen Einschätzungen verglichen.

1.1 Hintergrund und Herausforderungen zum H_2 -Hochlauf

Deutschland hat sich gemeinsam mit den EU-Staaten zu dem Ziel der Treibhausgasneutralität in 2050 bekannt und im Jahr 2020 eine Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) beschlossen. Wasserstoff soll künftig konventionelle flüssige und gasförmige Energieträger ersetzen, neben der Direktelektrifizierung eine zentrale Rolle bei der Erreichung der Klimaziele einnehmen und zentraler Teil des Energiesystems werden (NWS, 2020, S. 1). In der Fortschreibung der NWS wird hervorgehoben, wie notwendig institutionelle Leitplanken für private Investitionen entlang der Wertschöpfungsstufen sind (NWS, 2023, S. 3).

Der H_2 -Hochlauf für die kommenden Jahre beinhaltet folgende Punkte:

- Die Fertigstellung des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes bis 2032, einschließlich der Klärung des Modelldesigns der Verteilernetze und der letzten Meile.
- Den Ausbau der inländischen H_2 -Erzeugungskapazitäten und deren Integration in das Stromsystem sowie in die bestehende unterirdische Speicherinfrastruktur gemäß Wasserstoffspeicherstrategie.

³ Die stoffliche Verwertung von Wasserstoff, z. B. zu Wasserstoffderivaten oder Basischemikalien, enthält weiterhin Kohlenstoff, also „Carbon“, daher ist hier der Begriff Defossilisierung anstelle von Dekarbonisierung zutreffend.

- Die Etablierung der Anwendungstechnik in industriellen Produktionsprozessen.
- Die Sicherstellung der Importrouten von Wasserstoff aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland gemäß Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

Flankiert wird der H₂-Hochlauf durch eine flächendeckende Kohlendioxid (CO₂)-Versorgungsinfrastruktur⁴ gemäß Carbon-Management-Strategie für (petro)chemische Prozesse und den stetigen Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) mit Hinblick auf das Problem der Fluktuation und der Flächenkonkurrenz.

Entlang der Wertschöpfungskette für den Einsatz von Wasserstoff in unterschiedlichen, industriellen Prozessen ergeben sich vielfältige Herausforderungen. Bei Produktion und Handhabung ist die – im Vergleich zu Erdgas – leichtere Entflammbarkeit zu beachten, ebenso wie die H₂-Eigenschaft Materialien zu durchdringen (Permeation). Für den Transport des Wasserstoffs wird aufgrund seiner sehr speziellen Eigenschaften eine neue bzw. angepasste Infrastruktur benötigt, was u. a. technische Anpassungen der existierenden Gasleitungen mit sich bringt. Bei der thermischen oder stofflichen Endnutzung muss berücksichtigt werden, dass Wasserstoff erst genutzt werden kann, wenn die dafür erforderliche wasserstofffähige Anwendungstechnik einsatzbereit vorliegt. Dieses erfordert eine grundlegende Transformation der industriellen Produktionsprozesse.

1.2 Fragestellung

Deckungsgrad durch inländische H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse

Zunächst wird die Frage gestellt, wie sich der H₂-Bedarf bis 2035 in den unterschiedlichen Einsatzbereichen nach Sektoren differenziert entwickeln wird. Nach einer Prognose werden die H₂-Bedarfe der Sektoren Industrie, Verkehr, Energie und Wärme analysiert und für die Modellierung angepasst.

Im zweiten Schritt werden die H₂-Erzeugungspotenziale mittels Elektrolyse untersucht. Anschließend wird der prognostizierte H₂-Bedarf für Deutschland mit den inländisch geplanten Projekten zur H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse bis 2035 verglichen. Hierbei werden die Erzeugungskapazitäten der grauen und CO₂-armen⁵ Wasserstoff nicht berücksichtigt.

Der Deckungsbedarf wird durch die Verknüpfung von Szenarien zur Prognose des H₂-Bedarfs und zur H₂-Erzeugung ermittelt und über definierte Phasen im H₂-Hochlauf analysiert.

Verifizierung der Entwicklungsszenarien

Die H₂-Bedarfe der Prozessindustrien und die H₂-Erzeugungspotenziale werden anhand von Erhebungsdaten aus dem Antrag zum Bau des Wasserstoff-Kernnetzes über die Phasen des H₂-Hochlaufs sowohl auf Bundes- als auch auf Länderebene verglichen und verifiziert.

Es wird untersucht wie sich die H₂-Bedarfe und die Erzeugungspotenziale in den jeweiligen Bundesländern unterscheiden.

⁴ Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) oder Abscheidung und Nutzung von CO₂ (CCU).

⁵ CO₂-armer Wasserstoff aus nicht erneuerbaren Quellen gilt nur dann als nachhaltig, wenn er mindestens 70 Prozent Treibhausgase im Vergleich zu fossilen Brennstoffen einspart, berechnet nach den jeweils geltenden EU-Vorgaben.

2 Studiendesign

2.1 Teil 1: Entwicklungsszenarien zu H₂-Bedarf und H₂-Erzeugung bis 2035

In einem ersten Schritt werden anhand der öffentlich verfügbaren Daten des NWR zum H₂-Bedarf mittels Annahmen die sektorenübergreifenden Entwicklungsszenarien bis zum Jahr 2035 modelliert. Die Analysen erfolgen zunächst aggregiert auf der Bundesebene, da die Daten zur Bedarfsentwicklung sich auf Gesamtdeutschland beziehen.

Bis 2035 werden drei Phasen definiert, in denen analysiert wird, wie sich der H₂-Bedarf durch die inländischen Erzeugungskapazitäten decken lässt, wenn die strombasierten H₂-Erzeuger ihren Betrieb so aufnehmen wie aktuell geplant bzw. sich ihre Betriebsaufnahme verzögert.

2.2 Teil 2: Verifikation der Entwicklungsszenarien für den Sektor der Prozessindustrien

In einem zweiten Schritt erfolgt eine detailliertere Betrachtung und die Verifizierung der Entwicklungsszenarien. Anhand der zugrundeliegenden Modellierung für den Ausbau des Wasserstoff-Kernnetzes werden die Annahmen aus Teil 1 zu den auf Bundesebene modellierten Entwicklungsszenarien überprüft. Darüber hinaus umfasst die Betrachtung auch eine räumliche Analyse auf Länderebene, in der die H₂-Erzeugung von Elektrolyse-Standorten in Deutschland mit den regional erfassten Bedarfen verglichen wird.

2.3 Datengrundlage

Als Grundlage für die Prognosen und Analysen im Teil 1 werden die Daten aus offiziellen Planungs- und Analysedokumenten genutzt. Im Grundlagenpapier *Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland* des Nationalen Wasserstoffrates vom 03.05.2024 (NWR, 2024) finden sich **Annahmen zur Entwicklung des H₂-Bedarfs** bis 2045. Dort ist in Fünf-Jahresschritten die Entwicklung für vier verschiedene Sektoren angegeben. Die Betrachtungen zur Erzeugung des Wasserstoffs basieren auf den Daten des **Elektrolyse-Monitors** mit Stand vom 13.05.2024, der im Rahmen des Projektes *Wasserstoff-Kompass* von acatech und DECHEMA erhoben und durch das BMBF und das BMWK gefördert wird (acatech & DECHEMA, 2024). Für die Verifizierung im Teil 2 werden die Dokumente aus dem *Gemeinsamen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz* der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) vom 22.07.2024 genutzt.

3 Teil 1: Entwicklungsszenarien zu H₂-Bedarf und H₂-Erzeugung bis 2035

3.1 H₂-Bedarf in Deutschland

3.1.1 Erste grobe Modellierung des Gesamtbedarfs

Zur Modellierung des H₂-Bedarfs in Deutschland dienen die aktuellen Annahmen des NWR als Grundlage. In seinem Grundlagenpapier vom 03.05.2024 sind für vier verschiedene Sektoren Annahmen zum benötigten Wasserstoff bis 2045 in Fünf-Jahresschritten gegeben (NWR, 2024). Für die Bedarfe wurde der benötigte Wasserstoff in Terawattstunden (TWh) (unterer Heizwert)⁶ umgerechnet. Die Eckdaten sind in Tabelle 1 sowohl in Millionen Tonnen H₂ und TWh angegeben. Für die weiteren Betrachtungen des H₂-Bedarfs wird die Annahme des NWR übernommen, dass die Umrechnung für den Verbrauch auf dem unteren Heizwert für Wasserstoff basiert, so dass 1 Million Tonnen H₂ etwa 33,33 TWh entsprechen (NWR, 2024, S. 12).

Als aktuellen H₂-Bedarf gibt der NWR für den Zeitraum von 2020 bis 2025 einen Wert von 1,1 Millionen Tonnen H₂ pro Jahr an grauem Wasserstoff für die Chemieindustrie⁷ an, der in der zweiten Hälfte der 2030er-Jahre durch klimaneutralen Wasserstoff ersetzt werden soll (NWR, 2023, S. 2).

Zur Modellierung der jährlichen Bedarfswerte sind neben den Verbrauchswerten des grauen Wasserstoffs für die Jahre von 2020 bis 2025 nur Stützpunkte für die Jahre 2030 und 2035 gegeben. Basierend auf den Angaben zum minimalen und maximalen H₂-Bedarf der Jahre 2030 und 2035 werden mittels quadratischer Interpolierung die jährlichen minimalen und maximalen Bedarfswerte bis 2035 approximiert. Die beiden Kurven bilden zusammen einen Bedarfskorridor bis 2035, dessen untere Grenze durch die Minimalwerte und dessen obere Grenze durch die Maximalwerte gegeben ist. Der Bedarfskorridor ist in Abbildung 1 dargestellt. Dort sind die benötigten H₂-Mengen pro Jahr in Millionen Tonnen und TWh angegeben.

Für die weitere Modellierung des H₂-Bedarfs werden für die Wasserstoffwirtschaft die vier zukünftigen Sektoren Verkehr, Wärme, Energiesektor sowie Prozessindustrien analysiert und mit anderen Pfaden zur Transformation verglichen.

Tabelle 1: Prognostizierter H₂-Bedarf für Deutschland des NWR (NWR, 2024, S. 12)

Sektor	2030		2035		2040		2045	
	Mio. t	TWh	Mio. t	TWh	Mio. t	TWh	Mio. t	TWh
Verkehrs-/Transportsektor	0,99	33	2,19–2,22	73–74	4,05–4,11	135–137	4,83–5,58	161–186
Wärmemarkt	0,15–0,30	5–10	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	3,75–15,00	125–500
Energieversorgung	0	0	0,90	30	k. A.	k. A.	2,40–6,00	80–200
Prozessindustrien	1,68–2,46	56–82	3,90–5,40	130–180	5,01–7,50	167–250	7,62–12,06	254–402

⁶ Entspricht der maximalen nutzbaren thermischen Energie.
⁷ Hinzu kommt noch ein Anteil von Raffinerie-NG-H₂ von etwa 0,1 Millionen Tonnen; grauer Wasserstoff wird aus fossilen Quellen wie Erdgas, Erdöl oder Kohle gewonnen.

H₂-Bedarfskorridor für Deutschland für den Zeitraum von 2025 bis 2035

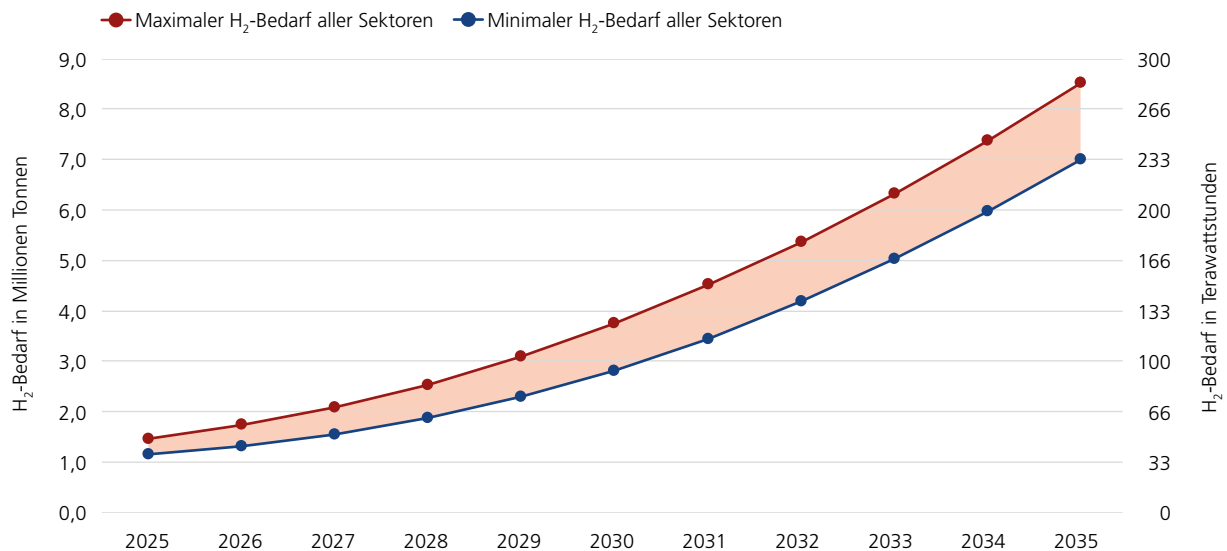


Abbildung 1: Prognostizierter H₂-Bedarfskorridor für Deutschland im Zeitraum von 2025 bis 2035

3.1.2 Sektoren-Analyse zur Anpassung der H₂-Bedarfsmodellierung

Verkehrs-/Transportsektor

Der NWR geht für 2030 davon aus, dass der H₂-Bedarf des Individualverkehrs inklusive leichter Nutzfahrzeuge bei etwa einer TWh liegen wird (NWR, 2024, S. 7), was ungefähr 30.000 Tonnen H₂ entspricht. Für den Schwerlastverkehr inklusive Bussen geht der NWR davon aus, dass in 2030 ca. 50.000 LKW und 5.000 Wasserstoffbusse im Einsatz sein werden und einen H₂-Bedarf von etwa 22 TWh bzw. 660.000 Tonnen H₂ haben werden (NWR, 2024, S. 8).

Vor dem aktuellen Hintergrund der politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf globaler Ebene wird davon ausgegangen, dass der Umstieg auf Wasserstoff im Verkehrssektor in den nächsten Jahren eine geringe Priorität haben wird und man daher zunächst den Ausbau der Elektromobilität vorantreibt.

Für den Sektor Straßenverkehr stellen die Future Cleantech Architects (FCA) fest, dass bei der Nutzung von grünem Wasserstoff⁸ mittels regenerativer Energien der Gesamtwirkungsgrad bei 22 Prozent liegt, während er bei direkter Elektrifizierung bei 73 Prozent liegt (siehe Abbildung 2). Die FCA kommen zu dem

Schluss, dass der Wasserstoff-Ansatz für den Straßenverkehr ineffizient ist und daher vermieden werden sollte (FCA, S. 3).

Der NWR schätzt für 2030 den H₂-Bedarf für die Luftfahrt auf 1,4 bis 1,6 TWh (42.000 bis 48.000 Tonnen H₂) und für die Schifffahrt auf 0,7 TWh (21.000 Tonnen H₂) (NWR, 2024, S. 8). Die FCA sehen die Schifffahrt wie auch die Luftfahrt als schwer einzuschätzende Sektoren an. Für den Luftverkehr wird Wasserstoff eher einen minimalen Betrag zur Defossilisierung beitragen (FCA, 2024, S. 2).

Wasserstoff und dessen Derivate werden ab dem Jahr 2030 eine zunehmende Rolle im Verkehrssektor einnehmen müssen, um die Defossilisierung des Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehrs zu ermöglichen (vgl. Galimova et al., 2023, S. 10). Zur Modellierung wird davon ausgegangen, dass es im Verkehrssektor bis 2030 lediglich Pilotprojekte zur Nutzung von Wasserstoff geben wird. Verglichen mit den prognostizierten Werten des H₂-Bedarfs für den Straßenverkehr werden diese eher gering ausfallen. Für den Luftverkehr und die Schifffahrt wird davon ausgegangen, dass es aufgrund der vielen Unsicherheiten eher zu niedrigeren Werten kommen wird, als es der NWR prognostiziert.

⁸ Grüner Wasserstoff ist strombasiert und wird durch Elektrolyse aus Wasser unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen hergestellt.

Effizienzvergleich zur Defossilisierung für den Straßenverkehr

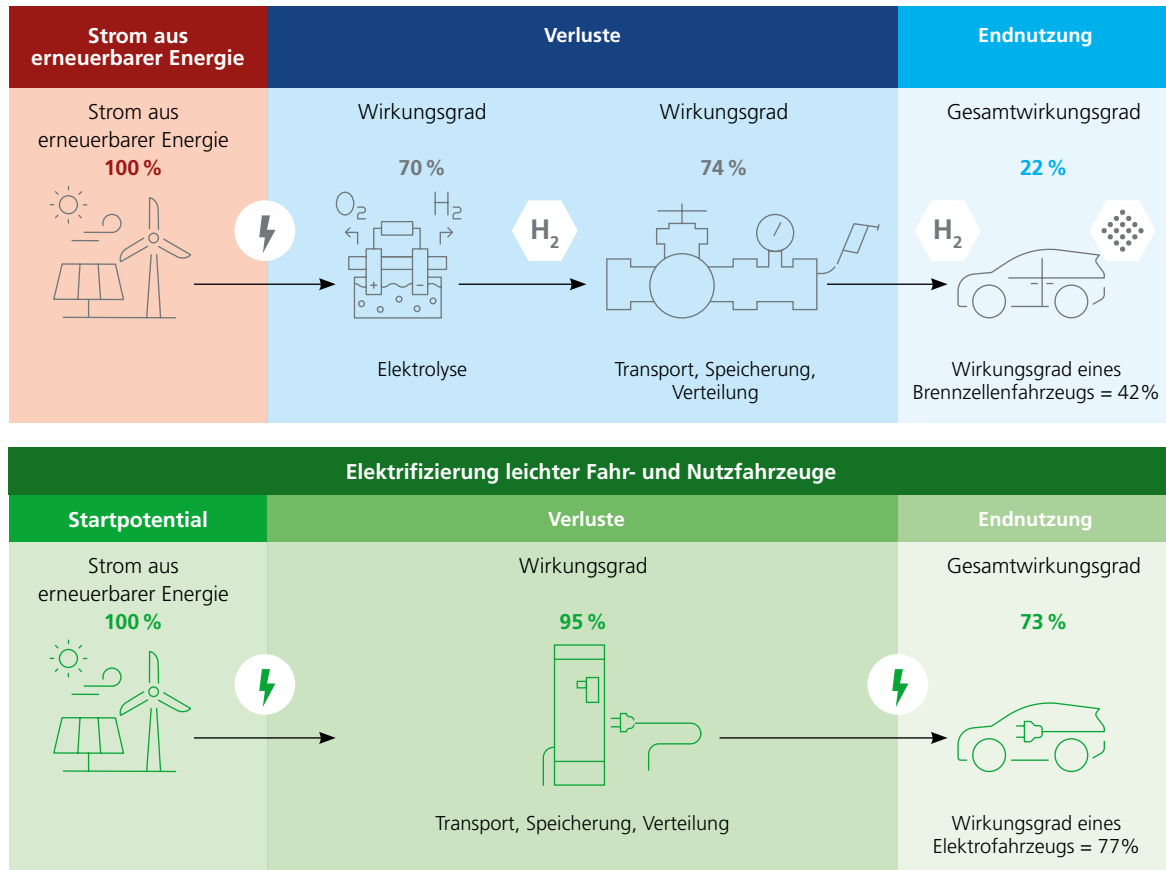


Abbildung 2: Effizienzvergleich zur Defossilisierung für den Straßenverkehr (angelehnt an FCA, 2024, S. 3)

Das Marktpotenzial für Wasserstoff-Technologien im Bereich „Verkehr und Logistik“ wird von zwei Drittel der Teilnehmenden des Wasserstoff-Sentiment-Index 2025 (WSI 2025) als mittel bis sehr gering eingeschätzt (iit, 2025) und stellt damit aktuell ein geringeres Marktpotenzial als der Industriesektor dar.

Vor diesem Hintergrund wird für die Modellierung auf die Berechnung eines separaten H₂-Bedarfskorridors bis 2035 für den Verkehrssektor verzichtet.

Wärmemarkt

Zur Entwicklung des H₂-Bedarfs im Wärmemarkt schreibt der NWR: „Die Analysen haben [...] gezeigt, dass in allen Versorgungsgebieten die Dekarbonisierungspfade bis 2030 im Wesentlichen gleich sind und der Wasserstoffeinsatz im Wärmemarkt erst danach erfolgt.“ (NWR, 2024, S. 9)

Zum Heizen von Gebäuden schätzen die FCA, dass die Wasserstoffnutzung mit einem Gesamtwirkungsgrad von 48 Prozent gegenüber der Lösung über Wärmepumpen als ineffizient angesehen werden muss (FCA, 2024, S. 3).

Dies deckt sich mit dem WSI 2025, wo dem Bereich „Wärme- und Energieversorgung“ von den Teilnehmenden insgesamt eher ein mittleres Marktpotenzial eingeräumt wird (iit, 2025).

Welche Rolle Wasserstoff für den Wärmemarkt spielen wird, klärt sich mit Fertigstellung der kommunalen Wärmeplanung bis Mitte 2028.

Da der Einsatz von Wasserstoff erst nach 2030 erfolgen wird und die H₂-Bedarfe sich erst mit der Fertigstellung der kommunalen Wärmeplanung klären, wird für den Wärmemarkt als Sektor kein eigener H₂-Bedarfskorridor bis 2035 modelliert.

Tabelle 2: Prognostizierter H₂-Bedarf in verschiedenen Prozessindustrien für Deutschland laut NWR (NWR, 2024, S. 12)

Prozessindustrien	2030		2035		2040		2045	
	Mio. t	TWh	Mio. t	TWh	Mio. t	TWh	Mio. t	TWh
Stahlindustrie	0,84–0,87	28–29	1,89–1,89	63–63	2,01–2,19	67–73	2,01–2,19	67–73
Chemieindustrie	0,63–1,35	21–45	1,41–2,85	47–95	2,19–4,32	73–144	4,44–8,49	148–283
Weitere Prozessindustrien	0,21–0,24	7–8	0,60–0,66	20–22	0,81–0,99	27–33	1,17–1,38	39– 46

Energieversorgung

Für das Jahr 2030 spielt der Wasserstoffeinsatz im Energiesektor zwecks Rückverstromung von elektrischer Energie nur eine untergeordnete Rolle (NWR, 2024, S. 10). Für die Bedarfsbetrachtung bis 2035 dürfte dies auch so bleiben, zumal der Gesamtwirkungsgrad des Wasserstoffeinsatzes in der elektrischen Energieerzeugung bei 27 Prozent liegt (FCA, 2024, S. 3).

Beim Ausbau der regenerativen Energien werden Speicher und andere Flexibilisierungsmöglichkeiten benötigt, welche wiederum Auswirkungen auf die Ausbaudynamik bzw. Ausbaupotenziale von Erneuerbaren Energien (EE) und Netzen für die kommenden zehn Jahre haben. Es ist dennoch davon auszugehen, dass Wasserstoffeinsatz im Energiesektor während des H₂-Hochlaufs eine untergeordnete Rolle spielen wird. Vor diesem Hintergrund wird in der Modellierung für den Energiesektor auf die separate Berechnung eines Bedarfskorridors bis 2035 verzichtet.

Prozessindustrien

Es wird davon ausgegangen, dass der Bedarf an Wasserstoff in den kommenden Jahren primär von den Prozessindustrien bestimmt wird. Grund dafür ist, dass eine Elektrifizierung in den Prozessindustrien größtenteils technisch unmöglich, so dass eine Umstellung auf Wasserstoff (grün oder CO₂-arm) als Prozessgas meist die einzige Option hin zu einer CO₂-neutralen Produktion ist (NWR, 2024, S. 2). Der NWR unterteilt die Prozessindustrien in die Gruppen Stahlindustrie, Chemieindustrie und weitere Industrien (NWR, 2024, S. 12). Die Prognosewerte sind in Tabelle 2 sowohl in TWh und in Millionen Tonnen H₂ angegeben.

Die Stahlindustrie und die Chemieindustrie stechen mit hohen H₂-Bedarfen hervor, wobei bis 2045 die Chemieindustrie den höchsten Bedarf haben wird. Unter der Gruppe weitere Prozessindustrien sind vom NWR die Industrien Glas, Papier, Zement etc. zusammengefasst.

Das Marktpotenzial für Wasserstoff-Technologien im Bereich „Industrie und verarbeitendes Gewerbe“ wird von 88 Prozent der Teilnehmenden des WSI 2025 als hoch bis sehr hoch eingeschätzt (iit, 2025).

Anpassung der Modellbildung basierend auf der Sektoren-Analyse

Nach Analyse der verschiedenen energieintensiven Sektoren kann davon ausgegangen werden, dass primär die H₂-Bedarfe der Prozessindustrien für die Entwicklung des Gesamtbedarfs relevant sind. Die Prozessindustrien machen bis 2035 etwas mehr als die Hälfte des H₂-Bedarfs aus.

Die Einflüsse der drei übrigen Sektoren Verkehr, Wärme und Energie auf den Gesamtbedarf werden zur Vereinfachung der Modellierung zunächst vernachlässigt. Damit reduziert sich der H₂-Bedarf für den Betrachtungszeitraum in erster Näherung auf den Sektor der Prozessindustrien.

Analog zum Gesamtbedarf lässt sich ein Bedarfskorridor für den Sektor der Prozessindustrien berechnen. Neben den Verbrauchswerten der Chemieindustrie an grauem Wasserstoff für den Zeitraum von 2020 bis 2025 (NWR, 2023; S. 2) werden für die Prognose die beiden Stützpunkte für die Jahre 2030 und 2035 genutzt, um mittels quadratischer Interpolierung die jährlichen minimalen und maximalen H₂-Bedarfswerte bis 2035 zu approximieren.

In der Abbildung 3 ist bis 2035 der H₂-Bedarfskorridor für den ursprünglich ermittelten Gesamtbedarf rot eingefärbt und dem neu prognostizierten H₂-Bedarfskorridor für die Prozessindustrien (grün) gegenübergestellt.



H₂-Bedarfskorridore für Deutschland im Vergleich für den Zeitraum von 2025 bis 2035

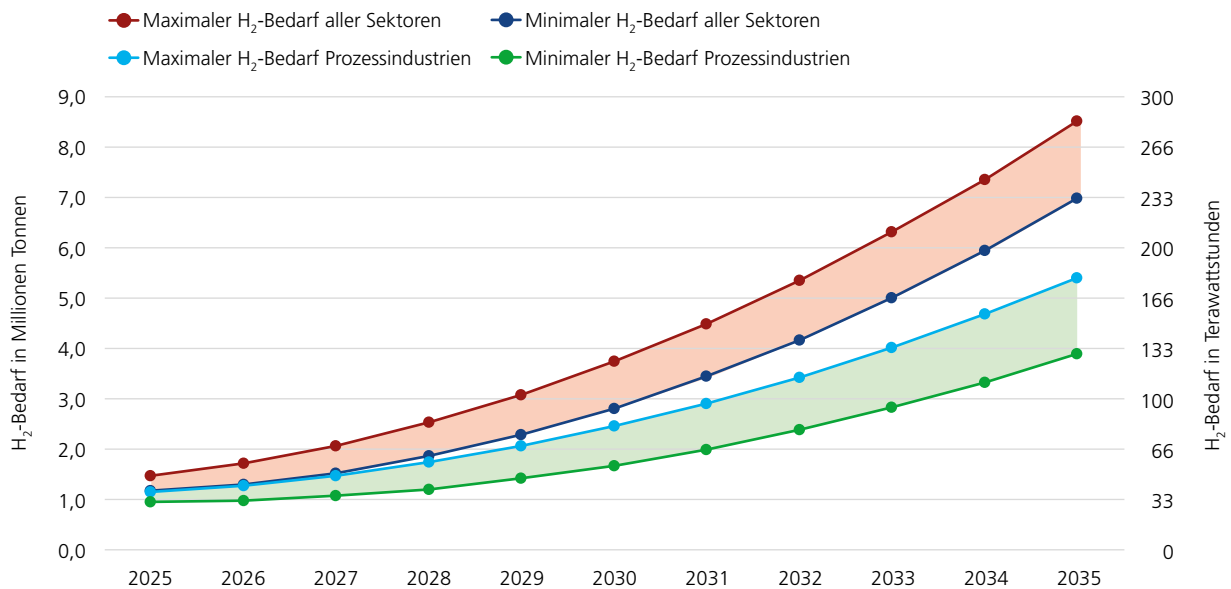


Abbildung 3: H₂-Bedarfskorridore für Deutschland im Vergleich für den Zeitraum von 2025 bis 2035

3.1.3 Zwischenfazit H₂-Bedarf bis 2035

Die Prognose vom NWR für das Jahr 2035 liegt bei einem Gesamtbedarf von ca. 7 bis 8,5 Millionen Tonnen H₂. Die Analyse der Sektoren und die Markteinschätzung im WSI 2025 reduzieren aufgrund von alternativen Lösungsansätzen den H₂-Bedarf bis 2035 primär auf den Sektor der Prozessindustrien. Für diese ist bis 2035 laut NWR mit einem H₂-Bedarf zwischen 3,9 und 5,4 Millionen Tonnen H₂ zu rechnen.

Würde man für 2030 die Annahmen des NWR zu den Sektoren Verkehr (NWR, 2024, S. 8) und Energie (siehe Tabelle 1) in die Bedarfsbetrachtung einbeziehen, so läge der H₂-Bedarf in 2030 zwischen 5,55 und 7,01 Millionen Tonnen H₂. Davon entfallen ca. 900.000 Tonnen H₂ auf den Zusatzbedarf für die Energieversorgung und die übrigen 750.000 Tonnen H₂ auf den Sektor Verkehr, wovon 690.000 Tonnen H₂ auf den Straßenverkehr entfallen und der Rest sich auf Luftfahrt und Schifffahrt verteilt.

3.2 H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse in Deutschland

Zur H₂-Erzeugung in Deutschland heißt es im Elektrolyse-Monitor des Wasserstoff-Kompass Projektes:

„In der fortgeschriebenen Wasserstoffstrategie definiert Deutschland das Ziel, bis 2030 10 GW inländischer Elektrolysekapazität aufzubauen. Aktuell werden bis 2030 Elektrolyse-

projekte mit insgesamt 13,4 GW [zu installierender Leistung] angekündigt. Bis 2035 werden bereits 28,0 GW Elektrolysekapazität angekündigt. Hierbei sind nicht datierte Projekte enthalten. Aktuell beträgt die installierte Elektrolyseleistung 153,7 MW.“ (acatech & DECHEMA, 2024)

Die BDI-Studie aus März 2025 gibt den Zielwert 35 GW für den Elektrolysekapazitätsausbau im Jahr 2037 an und für 2045 den Zielwert 60 GW (BDI, 2025, S. 9).

3.2.1 Modellbildung zur H₂-Erzeugung für aktuelle Elektrolyse-Projekte

Schaut man sich die Daten zur Wasserstoff-Erzeugung im Elektrolyse-Monitor mit Stand vom 13.04.2024 an (acatech & DECHEMA, 2024), finden sich dort für Europa Wasserstoffherstellungsprojekte mit einer angekündigten Gesamtkapazität von 49 GW bis 2030. Davon entfallen 42 GW auf Elektrolyse.

In der Datenbank des Elektrolyse-Monitors befinden sich ca. 600 Datensätze zu Projekten und Anlagen, die öffentlich angekündigt wurden, beispielsweise durch Pressemitteilungen. Dadurch ergeben sich mögliche Unsicherheiten und Fehler in den Datensätzen, wobei Aktivitäten in Deutschland im Mittelpunkt der Datenbank stehen. In der Datenbank finden sich auch weniger häufig aktualisierte Daten aus ganz Europa (acatech & DECHEMA, 2024).

Tabelle 3: Zeitliche Annahmen zu den Phasen während der Errichtungsdauer einer Elektrolyse-Anlage

Phase	min	max	
Vorbereitung (MoU, Letter of Intent, Machbarkeitsstudie läuft, etc.)	1	4	Jahre
Planung (FID, Förderbescheid, in Planung, etc.)	1	2	Jahre
Bau	1	2	Jahre
Testphase	0	1	Jahre

Je Datensatz sind neben dem Standort auch der Projektname, die involvierten Projektpartner, wie auch Angaben zum Start und aktuellem Status gegeben. Neben der Kapazität elektrischer Leistung werden auch Angaben zur Wasserstofffarbe und der verwendeten Technologie gemacht, sofern bekannt.

Die Datenerhebung des Elektrolyse-Monitors dient als Grundlage für die Analyse der theoretischen inländischen Erzeugungskapazitäten.

Die produzierte Menge Wasserstoff eines Elektrolyseurs wird mit den Annahmen des NWR errechnet. Dieser geht davon aus, dass die Betriebszeit eines Elektrolyseurs pro Jahr 4.000 Stunden beträgt und der Wirkungsgrad bei 60 Prozent liegt (NWR, 2024, S. 2). Der sich daraus ergebende Energiewert entspricht dem unteren Heizwert für Wasserstoff, so dass dieser Wert geteilt durch 33,33 Terawattstunden die produzierte Menge in Millionen Tonnen H₂ pro Jahr ergibt.

Vor der Modellbildung wurden die Datensätze des Elektrolyse-Monitors qualitätsgesichert. Nach Prüfung waren nur 408 Datensätze vollständig. Zu 196 Projekten gibt es keine vollständigen oder eindeutigen Angaben, wobei für 176 Projekte die Kapazitätsangaben fehlen und 15 Projekte sich in der Vorbereitung befinden. Von den 15 Projekten in Vorbereitung sind acht Projektvorhaben in Deutschland angesiedelt.

Zur Modellierung werden zu Beginn nur die vollständigen 408 Datensätze berücksichtigt. Um zu klären, welches H₂-Bedarfpotenzial mit den aktuellen inländischen Projekten theoretisch gedeckt werden kann, werden zunächst die 191 Projekte aus Deutschland betrachtet, die sich mindestens schon in der Planung befinden.

Um abzuschätzen, wann die Projekte den Betrieb aufnehmen, wurde der Zeitraum bis zur Fertigstellung einer Elektrolyse-Anlage in vier Phasen unterteilt: Vorbereitung, Planung, Bau und Testphase. Für die Inbetriebnahme wird angenommen, dass diese zeitnah nach der Fertigstellung erfolgt, d. h. für eine gro-

be Näherung ist die Fertigstellung mit der Inbetriebnahme gleichgesetzt.

Die unterschiedlichen Statusangaben in den Datensätzen wurden den vier Phasen zur Errichtung zugeordnet. Diese sowie die getroffenen Annahmen zur minimalen und maximalen Dauer der Phasen während der Errichtungsdauer einer Elektrolyse-Anlage an Land (Onshore) sind in Tabelle 3 angegeben.

Für eine detaillierte Prognose der Elektrolysekapazität muss für jedes Projekt der aktuelle Entwicklungsstatus inklusive individueller Laufzeiten der Phasen sowie das Fertigstellungsdatum bekannt sein. Diese Angaben sind in den vorhandenen Daten jedoch nicht gegeben.

Daher wird in der Modellierung mit den sehr starken Vereinfachungen gearbeitet, dass alle Projekte zeitgleich ihre aktuellen Phasen beenden und ihre Inbetriebnahme zeitgleich mit der Fertigstellung erfolgt. Durch diese extremen Vereinfachungen in der Modellierung erscheinen Sprünge in der Ergebnisaufbereitung der Kapazitätsentwicklung. Für eine Annäherung an die Realität müsste die Inbetriebnahme der Projekte zeitlich verteilt werden, damit der kontinuierliche Anstieg der Elektrolysekapazitäten abgebildet wird. Hierzu belastbare Annahmen lassen sich aus den verfügbaren Daten für die 191 betrachteten Projekte kaum ableiten, so dass auf eine verfeinerte Modellierung verzichtet wurde.

Für eine erste grobe Prognose der inländischen Elektrolysekapazität wird das jährliche H₂-Erzeugungspotenzial der in Betrieb befindlichen Elektrolyseure aufsummiert. Dies erfolgt für zwei Entwicklungsszenarien zur Errichtung der Elektrolyseure.

Im „Best Case“-Szenario wird jeweils die minimale Dauer für die Phasen zur Errichtung angenommen und im „Worst Case“-Szenario jeweils die maximale Dauer. Das Ergebnis ist in Abbildung 4 dargestellt. Da in der Darstellung ab 2025 kein Zuwachs an neuen Projekten eingerechnet wird, sind alle 191 Projekte im Extremfall „Best Case“-Szenario ab 2027 und im



Hochlauf der Wasserstoff-Erzeugung durch Elektrolyse in Deutschland bis 2035

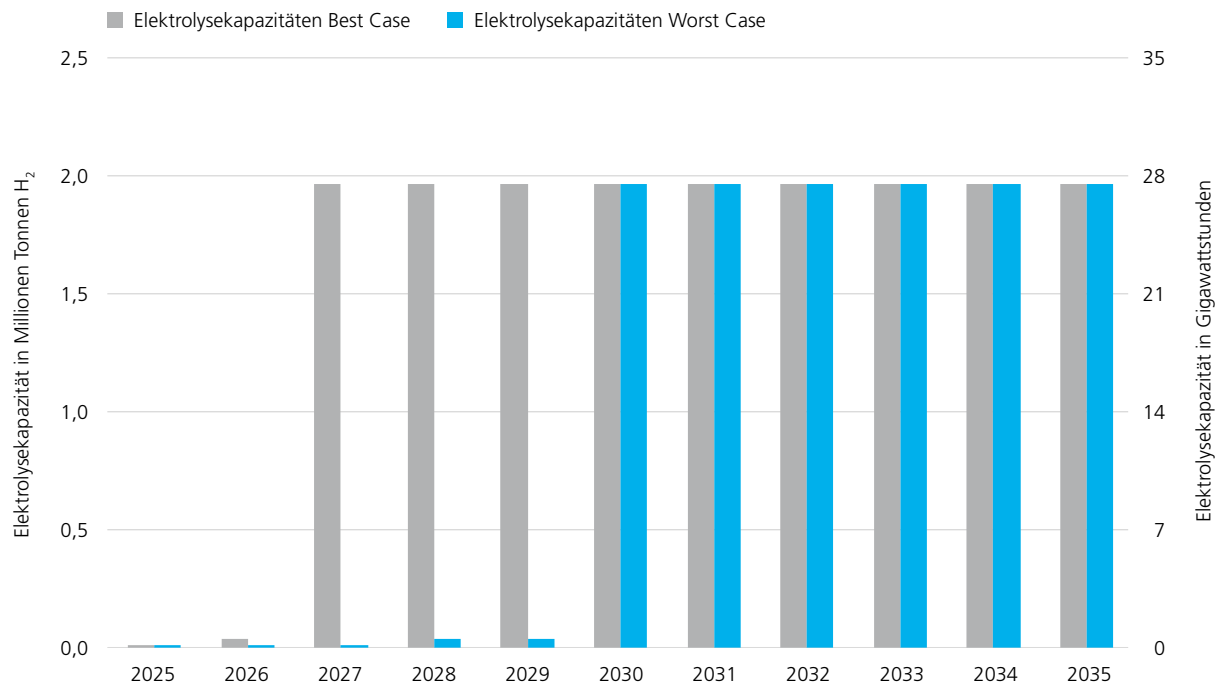


Abbildung 4: Entwicklungsszenarien für den H₂-Hochlauf aktueller inländischer Projekte zur H₂-Erzeugung durch Elektrolyse im Zeitraum von 2025 bis 2035

Extremfall „Worst Case“-Szenario ab 2030 im Betrieb. In der Realität wird sich ein Kurvenverlauf zwischen 2027 bis 2030 ergeben, dessen oberes Ende gegen 2030 erreicht ist, an dem die betrachteten Projekte gemeinsam pro Jahr 1,97 Millionen Tonnen H₂ produzieren, was einer Erzeugerkapazität von 27 GW entspricht.

Unter den getroffenen Vereinfachungen lässt sich sagen, dass alle aktuell in der Errichtung befindlichen Anlagen zwischen 2027 und 2030 in Betrieb sein könnten und damit das Ausbauziel von 10 GW für 2030 mehr als erreicht werden könnte. Mit der Errichtung weiterer Erzeugungskapazitäten bis 2030 könnte davon ausgegangen werden, dass der Zielwert der fortgeschriebenen Wasserstoffstrategie von 28 GW in 2035 erreicht wird und bei gleichbleibend fortschreitendem Ausbau auch der für 2035 vom BDI höher angegebene Bedarfswert von 35 GW erreicht werden könnte.

Vergleicht man das Ergebnis mit den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom (NEP), so würde das Ziel von 10 GW in

2030 überschritten und sogar auch der Wert 26 GW für das Jahr 2037 aus NEP-A (BDI, 2025, S. 10).

In der vereinfachten Betrachtung wurde das Offshore-Projekt AquaVentus wie die übrigen Errichtungsprojekte an Land behandelt. Es stellt aber mit seinen geplanten 10 GW Erzeugungsleistung mehr als ein Drittel der betrachteten Elektrolysekapazitäten dar und erfordert daher eine gesonderte Betrachtung in der Modellierung.

3.2.2 Berücksichtigung der Offshore H₂-Erzeugung

Laut ursprünglicher Planung soll das Offshore-Projekt AquaVentus vor Helgoland eine Elektrolysekapazität von 10 GW ab 2035 bereitstellen. Für die Modellierung ist zu berücksichtigen, dass sich das Projekt unterteilt in die „SEN-1 Fläche“⁹ mit dem Ziel von einem Gigawatt Erzeugungsleistung sowie die Zonen 4 und 5 der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee für den verbindlichen Ausbaupfad von 10 GW Offshore-Elektrolyse (AquaVentus, 2025).

⁹ Sonstiger Energiegewinnungsbereich in der ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee.

Angepasster Hochlauf der Wasserstoff-Erzeugung durch Elektrolyse in Deutschland bis 2035

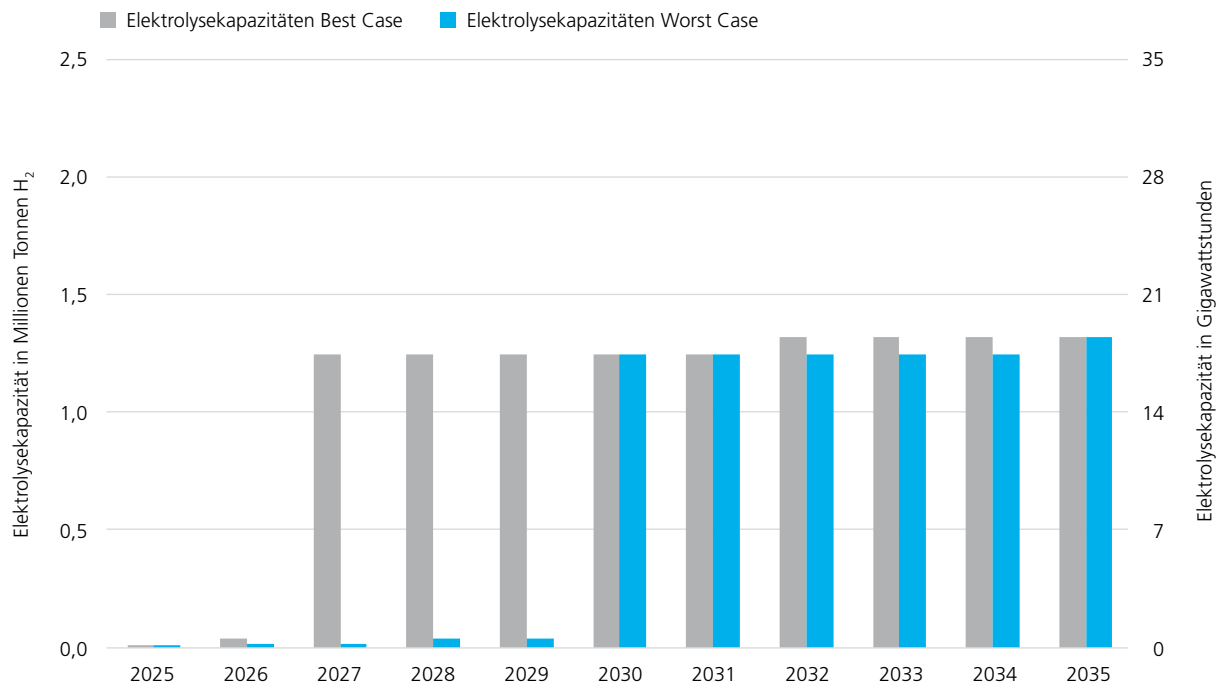


Abbildung 5: Entwicklungsszenarien für den H₂-Hochlauf aktueller inländischer Projekte zur H₂-Erzeugung durch Elektrolyse unter differenzierter Betrachtung von AquaVentus für den Zeitraum von 2025 bis 2035

Eine Anbindung des „SEN-1 Fläche“ an das Festland ist im Rahmen des Wasserstoff-Kernnetzes geplant. Eine Weiterführung zu den Zonen 4 und 5 folgt im Anschluss über den Ausbau der AquaDuctus-Pipeline.

Analog zu Windkraft-Anlagen kann man davon ausgehen, dass die Errichtungsdauer auf See wesentlich länger ist als an Land. Vor diesem Hintergrund wird in der Modellierung nun das „Best Case“-Szenario angepasst, bei dem im Jahr 2032 die „SEN-1 Fläche“ in Betrieb geht und über das dann fertiggestellte Wasserstoff-Kernnetz einspeisen kann. Für das „Worst Case“-Szenario wird angenommen, dass die „SEN-1 Fläche“ erst im Jahr 2035 einspeisen wird.

Da für die Einspeisung der Zonen 4 und 5 sowohl die Errichtung der Elektrolysekapazität als auch die Weiterführung der AquaDuctus-Pipeline von Helgoland abgeschlossen sein müssen, ist davon auszugehen, dass die übrigen 9 GW Erzeugungsleistung von AquaVentus in der Modellierung bis 2035 nicht zu berücksichtigen sind.

Die für das AquaVentus-Projekt angepassten Entwicklungsszenarien für den Hochlauf der Wasserstoff-Erzeugung sind in Abbildung 5 dargestellt.

3.2.3 Zwischenfazit H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse

Würde man die gelisteten Vorhaben im Elektrolyse-Monitor ohne weitere Reflexion betrachten, so ließe sich die Zielvorgabe von 28 GW installierte Erzeugungsleistung für 2035 schon weit vorher erreichen. Anhand der bisherigen Annahmen kann aktuell davon ausgegangen werden, dass eine Erzeugungsleistung 17 GW ab 2030 zur Verfügung stehen wird, womit auch bei Unsicherheiten in der Modellierung das Ausbauziel von 10 GW für 2030 sicher erreicht werden kann.

Die differenzierte Betrachtung zeigt, dass auch für eine vereinfachte Modellierung nicht nur die Errichtung der Elektrolyseure, sondern auch ihre Anschlussfähigkeit an die Stromnetzinfrastruktur, ihr Errichtungsort – Onshore oder Offshore – und ihre Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz in der kritischen Phase des H₂-Hochlaufs in einer Planungsgrundlage nicht ignoriert werden sollten.



Versorgungslücke zwischen Bedarfskorridor der Prozessindustrie und Erzeugungskapazitäten

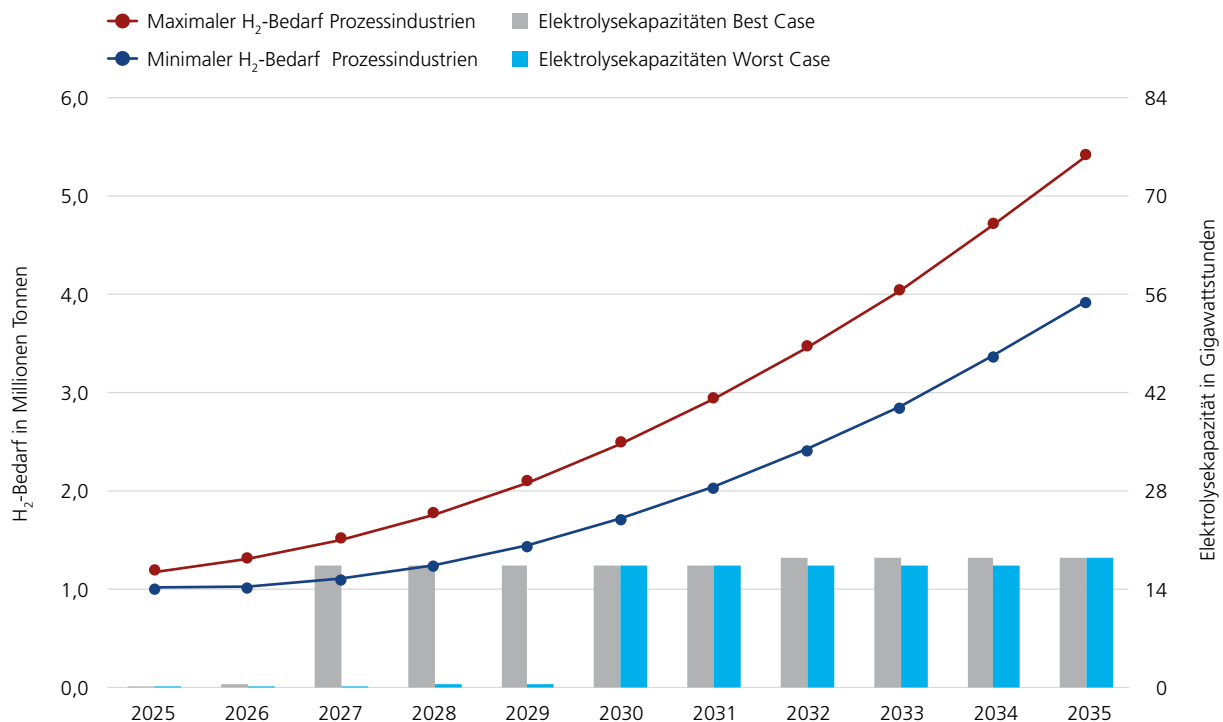


Abbildung 6: Versorgungslücke zwischen dem H₂-Bedarfskorridor der Prozessindustrien und dem Entwicklungskorridor der inländischen Erzeugungskapazitäten; die rechte y-Achse gibt die installierte Erzeugungskapazität in GW an

3.3 Analyse der H₂-Bedarfsdeckung für die Prozessindustrie

Um die mögliche Versorgungslücke zum weiteren Ausbau der Erzeugungskapazitäten abschätzen zu können, wird nun der berechnete H₂-Bedarfskorridor für die Prozessindustrien aus Abschnitt 3.1.2 über die Entwicklungsszenarien der inländischen Elektrolysekapazitäten gelegt. Dabei wird von den angepassten Entwicklungsszenarien aus Abschnitt 3.2.2 ausgegangen. In der Betrachtung wird vorausgesetzt, dass die wasserstofffähige Versorgungsinfrastruktur flächendeckend vorhanden ist.

Schaut man sich das Ergebnis in Abbildung 6 an, so stellt man fest, dass sich die beiden Korridore im günstigsten Fall in den Jahren 2027 und 2028 überlagern. Da das „Best Case“-Szenario der Wasserstoff-Erzeugung eine Extremannahme darstellt, ist davon auszugehen, dass auch für den günstigsten Fall eine Deckungslücke für die Jahre 2027 und 2028 vorhanden sein wird.

Für den modellierten H₂-Bedarfskorridor wäre 2035 zur Deckung durch inländische Elektrolysekapazitäten eine installierte Erzeugungsleistung zwischen 54 GW und 77 GW notwendig, welche als schwer realisierbar zu werten ist und zugleich die Relevanz der H₂-Importe für den H₂-Hochlauf deutlich macht.

3.3.1 Vergleich mit anderen Szenarien

Vergleicht man das Ergebnis mit den Szenarien des NEP, so liegt der modellierte H₂-Bedarfskorridor bereits 2035 weit über der H₂-Erzeugungskapazität von 40 GW, die für das Jahr 2037 im NEP-C angegeben wird (BDI, 2025, S. 10). Ähnliches gilt auch für das KO.NEP¹⁰-Szenario 1 mit dem Fokus Strom, dessen Zielwert für 2035 mit 38 GW installierte Erzeugungsleistung weit unter dem modellierten H₂-Bedarfskorridor für 2035 liegt (BDI, 2025, S. 10).

Schaut man sich die Prognosen für die Wasserstoffnutzung in Deutschland in den KO.NEP Szenarien an, so stellt man fest,

¹⁰ Die Koordinierungsstelle für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff wurde Ende 2024 ins Leben gerufen.

Korridor der zeitlichen Entwicklung des ungedeckten H₂-Bedarfs an in Deutschland bis 2035

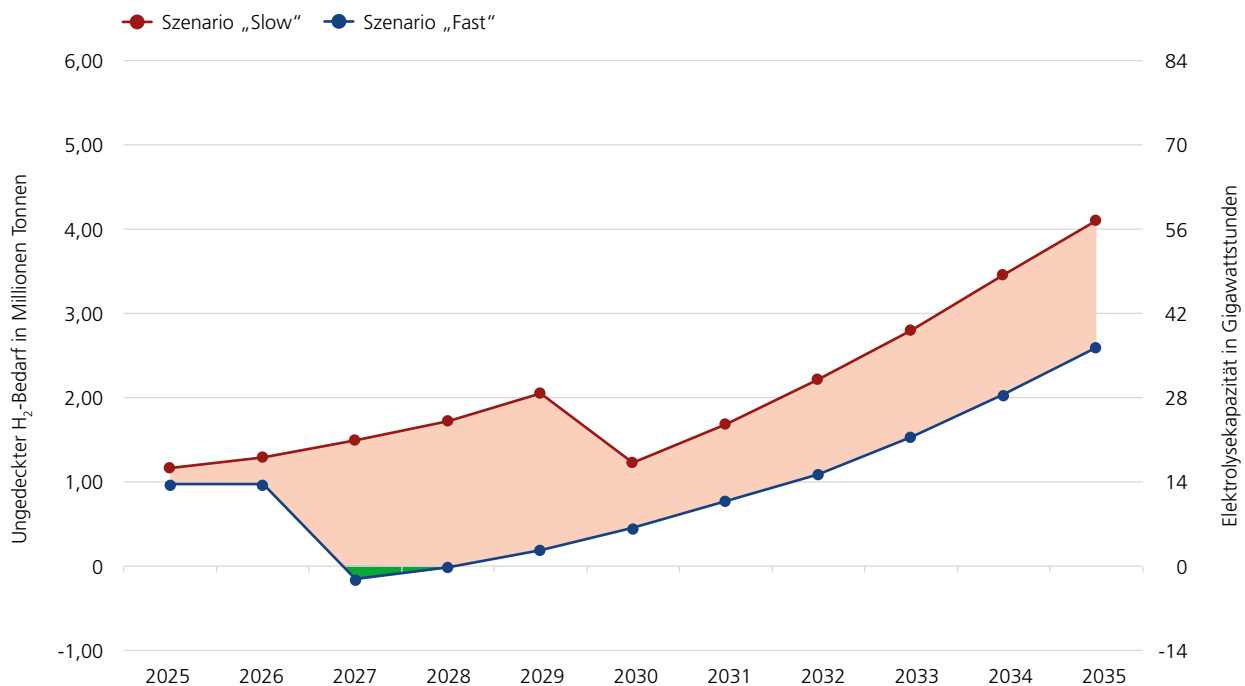


Abbildung 7: Korridor der zeitlichen Entwicklung des ungedeckten Bedarfs (rot) bzw. der überschüssigen Erzeugung (grün) an H₂ in Deutschland bis 2035; die rechte y-Achse gibt den Wert der benötigten Erzeugungskapazität in GW an

dass die H₂-Werte im KO.NEP-Szenario 1 mit 16 TWh (0,4 Mio. t H₂) für 2030 und mit 111 TWh (3,33 Mio. t H₂) für 2037 weit unter dem H₂-Bedarfskorridor bis 2035 liegen. Im KO.NEP-Szenario 2 mit dem Fokus auf H₂ liegt der Wert von 72 TWh (2,16 Mio. t H₂) für 2030 im modellierten Bedarfskorridor. Für den Bedarfswert von 317 TWh (9,51 Mio. t H₂) für 2037 wird im KO.NEP-Szenario 2 mit einer installierten Erzeugungsleistung von 68 GW gerechnet (BDI, 2025, S. 10).

Selbst wenn man für 2035 wie bisher nur den H₂-Bedarf der Prozessindustrien betrachtet, so stellt man fest, dass dieser in allen Szenarien weit über den inländischen H₂-Erzeugungsleistungen der verschiedenen Szenarien liegt.

3.3.2 Korridor der Deckungslücke während des H₂-Hochlaufs

Bis 2035 ergibt sich noch ein ungedeckter H₂-Bedarf, der über Importe oder gegebenenfalls den Zubau weiterer H₂-Erzeugungskapazitäten abgedeckt werden muss. Zur möglichen Entwicklung dieses ungedeckten H₂-Bedarfs wird der zusätzliche H₂-Bedarf bestimmt, der zum Schluss der jährlichen Versorgungslücke zwischen verfügbarer Elektrolysekapazität und

prognostiziertem H₂-Bedarf bis 2035 entsteht. Zur Bestimmung des Korridors für den ungedeckten H₂-Bedarf werden als obere und untere Grenze die H₂-Bedarfe für die beiden Extremfälle bestimmt:

1. Szenario 1 „Slow“: Maximale Errichtungsdauer für Elektrolyseprojekte und maximaler prognostizierter H₂-Bedarf
2. Szenario 2 „Fast“: Minimale Errichtungsdauer für Elektrolyseprojekte und minimaler prognostizierter H₂-Bedarf

Die beiden Szenarien sind in Abbildung 7 dargestellt, wobei das Szenario „Slow“ die zeitliche Entwicklung der oberen Grenze darstellt und das Szenario „Fast“ jene für die untere Grenze. Die linke y-Achse gibt dabei die benötigte H₂-Menge an und die rechte y-Achse die hierfür notwendige Erzeugungskapazität in GW.

Der Kurvenverlauf zeigt, dass es zwischen 2027 und 2028 ein kurzes Zeitfenster (grüne Fläche) gibt, in dem unter den getroffenen Annahmen mehr Erzeugungskapazität zur Verfügung stehen könnte als zur diesem Zeitpunkt nachgefragt wird.



Ungedeckter H₂-Bedarf und Phaseneinteilung des H₂-Hochlaufs für Deutschland bis 2035

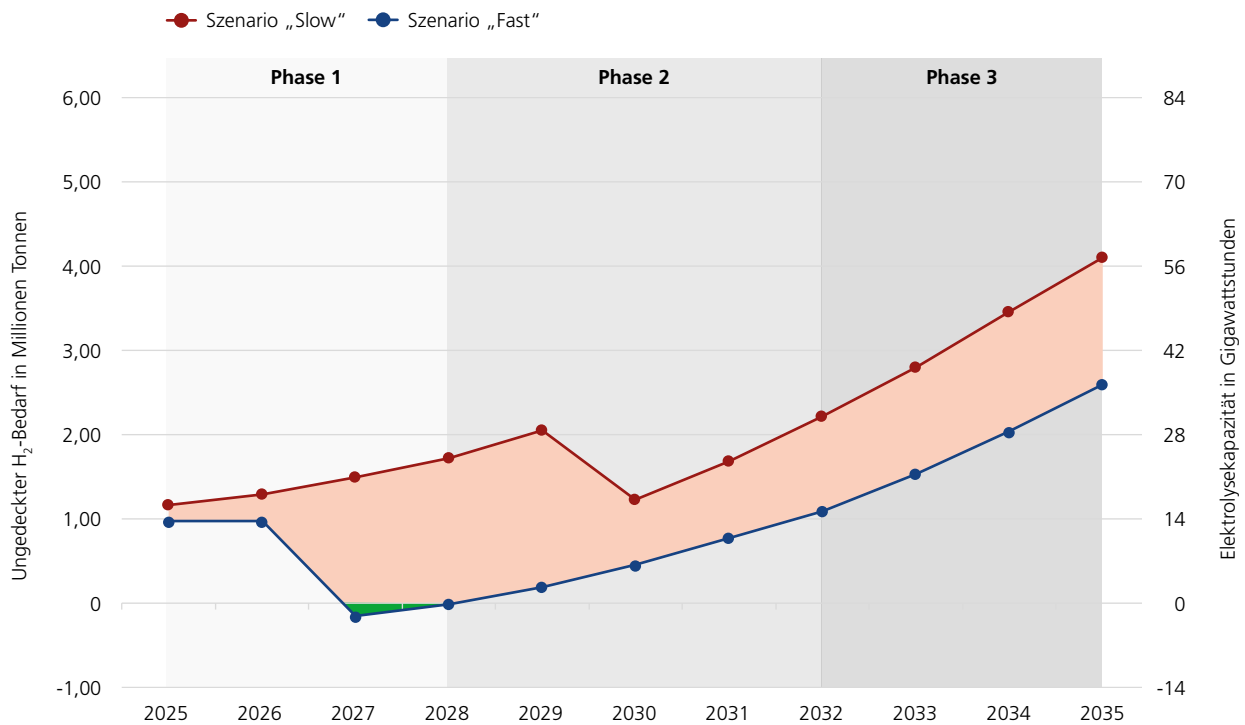


Abbildung 8: Ungedeckter H₂-Bedarf der Prozessindustrien und Phaseneinteilung des H₂-Hochlaufs für Deutschland bis 2035

Theoretisch stellt diese Fläche eine geringe inländische Erzeugungsreserve dar, die für die Begasung des in Teilen fertiggestellten Wasserstoff-Kernnetzes und eventuell der geologischen Wasserstoff-Speicher genutzt werden könnte. Aufgrund der Sprünge in der vereinfachten Modellierung der Elektrolysekapazitäten sind die in Abbildung 7 dargestellten Kurven jedoch nicht geglättet. Es wird davon ausgegangen, dass nach einer detaillierten Modellierung zum Anstieg der installierten Elektrolysekapazitäten keine inländische Erzeugungsreserve zwischen 2027 und 2028 vorhanden sein wird.

Zur genaueren Analyse des ungedeckten Bedarfs ist eine zeitlich differenzierte Betrachtung notwendig.

3.3.3 Die Phasen des H₂-Markthochlaufs bis 2035

Zur zeitlichen Differenzierung der Analyse wird der Korridor des ungedeckten H₂-Bedarfs aus Abbildung 7 in drei Phasen unterteilt, die durch verschiedene Rahmenbedingungen geprägt sind.

Die **Phase 1 Initialer H₂-Hochlauf** endet mit der Einführung neuer Vorgaben zur Errichtung von Elektrolyseuren in 2028. Das Kriterium der „Zusätzlichkeit“ gemäß dem Delegierten Rechtsakt (DA) zu Artikel 27 nach der Erneuerbaren Energien Richtlinie der Europäischen Union (RED III) stellt für Akteure, die ab dem Jahr 2028 in Elektrolyseanlagen investieren möchten, ein klares Hemmnis für einen zügigen H₂-Hochlauf einer inländischen Wasserstoffwirtschaft dar, da dieses den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien (EE) erfordert. Der zusätzliche Ausbau von EE steht vor der Herausforderung der Flächennutzungskonkurrenz und dem immer geringer werdenden Ausbaupotenzial.

Die **Phase 2 Fertigstellung des Wasserstoff-Kernnetzes** endet mit der geplanten vollständigen Inbetriebnahme des Wasserstoff-Kernnetzes in 2032.

Die **Phase 3 Wasserstoff-Kernnetz vollständig in Betrieb und international angebunden** unterstellt die flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff und den Hochlauf der Wasserstoffanwendung in den anderen energieintensiven Sektoren Verkehr, Wärme und Energie bis 2035.

Die Einteilung der Phasen entlang der zeitlichen Entwicklung des ungedeckten H₂-Bedarfs ist in Abbildung 8 gegeben.

Phase 1 (2025 bis 2027): Initialer H₂-Hochlauf

- H₂-Bedarf:
 - In dieser ersten Phase ist davon auszugehen, dass der bestehende H₂-Bedarf überwiegend in chemischen Industrieprozessen weiterhin aus grauen Wasserstoff gedeckt wird und wenig neue H₂-Bedarfe hinzukommen werden.
- Aufbau von H₂-Erzeugungskapazitäten:
 - Für Überschlagsrechnungen wird für ein neu geplantes Elektrolyseprojekt eine Kapazität von 100 MW¹¹ angenommen.
 - Sollte in Phase 1 das Szenario „Fast“ (vgl. Abbildung 8) mit einer schnellen Inbetriebnahme der aktuellen Errichtungsvorhaben dominieren und gleichzeitig der H₂-Bedarf eher gering sein, so könnte am Ende der Phase im Jahr 2028 der ungedeckte H₂-Bedarf der Prozessindustrien null betragen. Dies würde bedeuten, dass zu diesem Zeitpunkt der gesamte H₂-Bedarf der Prozessindustrien durch inländische Elektrolysekapazitäten gedeckt werden kann.
 - Sollte in Phase 1 das Szenario „Slow“ (vgl. Abbildung 8) dominieren, so würde für 2028 eine Deckungslücke von bis zu 1,7 Millionen Tonnen H₂ entstehen. Wollte man die Deckungslücke durch den schnellen Aufbau von inländischen Elektrolysekapazitäten realisieren, so wären noch während Phase 1 weitere bis zu 24 GW Erzeugungskapazitäten zu schaffen, was 240 Elektrolyseur-Errichtungen von 100 MW entsprechen würde.
 - Mit einer verzögerten Inbetriebnahme der aktuellen Errichtungsvorhaben und gleichzeitig stark steigendem Bedarf, würden Elektrolyse-Projekte mit Verspätung starten und damit keine Entlastung für das Stromsystem bereitstellen. Gleichzeitig würden die H₂-Bedarfe zunehmen, die überwiegend durch Importe abgefangen werden müssen. Dominiert dieses Szenario, ist davon auszugehen, dass sowohl fossil erzeugter Wasserstoff als auch CO₂-armer Wasserstoff zum Einsatz kommen werden.

- Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes:
 - Das Wasserstoff-Kernnetz befindet sich in einer ersten Ausbauphase und verfügt nur über Teilstrecken, die als lokale Versorgungsstränge zwischen regionalen Erzeugungskapazitäten und Verbrauchern betrachtet werden können.
- Planungsstrategie:
 - Bei der Planung von Erzeuger- und Verbrauchsvorhaben sind die lokalen Rahmenbedingungen im Fokus bzw. die kritischen Erfolgsfaktoren.

Phase 2 (2028 bis 2032): Fertigstellung des Wasserstoff-Kernnetzes

- H₂-Bedarf:
 - In dieser zweiten Phase wird für das Jahr 2029 eine maximale Bedarfsücke von 2,03 Millionen Tonnen H₂ prognostiziert.
- Aufbau von H₂-Erzeugungskapazitäten:
 - Dominiert das Szenario „Fast“, sind zu Beginn von Phase 2 alle aktuellen Elektrolyseprojekte im Betrieb und zur Deckung des H₂-Bedarfs für die Prozessindustrien durch inländische Erzeugungskapazitäten wäre bis 2032 ein kontinuierlicher Zubau von mindestens 14 GW Erzeugungsleistung notwendig, was einer Errichtung von 140 Elektrolyseur-Projekten von 100 MW entsprechen würde. Bei dieser Entwicklung würde in Phase 2 der Anteil von „grünem“ Wasserstoff stetig zunehmen.
 - Dominiert das Szenario „Slow“, wäre bis 2032 ein H₂-Bedarf von ca. 2,2 Millionen Tonnen H₂ zu decken, was bei Deckung durch inländische Erzeugungskapazitäten die Errichtung von bis zu 31 GW Erzeugungskapazitäten bedeuten würde, die etwa 310 Elektrolyseur-Projekten von 100 MW entsprechen würden. Bei dieser Entwicklung würde in Phase 2 der Anteil von „grauem“ und CO₂-armen Wasserstoff weiterhin den Markt dominieren, jedoch einen Anstieg von „grünem“ Wasserstoff verzeichnen.
 - Ab dem Jahr 2028 verschärfen sich nach Artikel 27 DA (RED III) die Auflagen bezüglich der Strombezugskriterien, welche sich auf die Errichtung von Elektrolyseur-Projekten auswirken, so dass in Phase 2 mit einem Rückgang der Errichtungsvorhaben zu rechnen ist.
 - Der Aufbau der H₂-Erzeugungskapazitäten orientiert sich an der Flexibilisierung des Stromsystems und wird nach dem Kriterium der „Zusätzlichkeit“ projektiert, d.h. dem Ausbau der Elektrolysekapazitäten geht der stetige EE-Ausbau voraus.

¹¹ Der Wert ergibt sich als genäherter Mittelwert aus der Summe aller 191 betrachteten Projekte in Deutschland unter Vernachlässigung von AquaVentus.

- Wasserstoff-Kernnetz:
 - Das Wasserstoff-Kernnetz befindet sich in der zweiten Hälfte der Ausbauphase und wird zum Ende von Phase 2 fertig gestellt sein. Es verfügt über mehrere in Betrieb befindliche Teilstrecken, die schon miteinander verbunden sind und als regionale bzw. auch überregionale Versorgungsstränge zwischen Erzeugungskapazitäten und Verbrauchern betrachtet werden können.
- Planungsstrategie:
 - Bei der Planung von Erzeuger- und Verbrauchsvorhaben sind die dezentralen bzw. regionalen Rahmenbedingungen im Fokus, welche sich zum Teil durch die bestehenden Teilstränge des Wasserstoff-Kernnetzes ergeben.

Phase 3 (2033 bis 2035): Wasserstoff-Kernnetz vollständig in Betrieb und international angebunden

- H₂-Bedarf:
 - Das Wasserstoff-Kernnetz ist vollständig in Betrieb, so dass H₂-Bedarfe nicht nur aggregiert auf Bundesebene betrachtet werden können. Der H₂-Bedarf wird dominiert durch die Entwicklung der weiteren energieintensiven Sektoren, deren Ausbau aktuell mit vielen Unsicherheiten behaftet ist und somit nicht wirklich vorhersagbar ist.
- Aufbau von H₂-Erzeugungskapazitäten:
 - Die H₂-Erzeugungskapazitäten können nun aggregiert auf Bundesebene geplant und durch verschiedene Faktoren beeinflusst werden wie Preis, Finanzierbarkeit, Genehmigungsverfahren, verändertes Strommarktdesign, etc.
 - Durch das fertiggestellte Wasserstoff-Kernnetz lassen sich Importe aus den EU-Nachbarstaaten, Norwegen, Großbritannien sowie Offshore und internationale Importe in die Planung einbeziehen.
 - Der Ausbau und die Erschließung großskaliger Offshore-Elektrolysekapazitäten in der Nordsee rücken stärker in den Vordergrund.
- Wasserstoff-Kernnetz:
 - Das Wasserstoff-Kernnetz ist in Betrieb und erlaubt die Annahme, dass prinzipiell jeder H₂-Erzeuger und jeder H₂-Verbraucher ans Wasserstoff-Kernnetz angebunden werden kann, so dass für die Planung eine aggregierte Betrachtung auf Bundes- und EU-Länderebene möglich wird.

- Planungsstrategie:
 - Bei der Planung von H₂-Erzeuger- und H₂-Verbrauchsvorhaben dominieren jetzt die Betrachtungen auf nationaler Ebene.

3.3.4 Zwischenfazit Bedarfsdeckung

Für die Analyse des H₂-Hochlaufs ist die Betrachtung des Zusammenspiels von H₂-Bedarf, Elektrolysekapazitäten und Transportnetze relevant. Während des H₂-Hochlaufs verändern sich die Rahmenbedingungen für das Zusammenspiel, so dass der H₂-Hochlauf für die Phasen gleicher Rahmenbedingungen analysiert werden muss. Daher wird der H₂-Hochlauf bis 2035 in drei Phasen unterteilt.

Die Deckung des prognostizierten H₂-Bedarfs der Prozessindustrien während des H₂-Hochlaufs bis 2035 ist nur durch Zubau von weiteren Erzeugungskapazitäten und Import möglich. Die Versorgungslücke zwischen H₂-Bedarf der Prozessindustrien und der inländischen Elektrolysekapazität bewegt sich für den ungedeckten H₂-Bedarf in einem Korridor, der durch die beiden Extremszenarien „Slow“ und „Fast“ begrenzt wird, welche sich aus den minimalen und maximalen Entwicklung der Elektrolysekapazitäten und des H₂-Bedarfs ergeben.

Dominiert das Szenario „Fast“, so ist theoretisch die Deckung des H₂-Bedarfs für die Prozessindustrien bis 2028 durch inländische Erzeugungskapazitäten möglich und benötigt bis 2032 den Aufbau von weiteren 14 GW Erzeugungskapazität um den H₂-Bedarf durch inländische Erzeugungskapazitäten zu decken. Sollte das Szenario „Slow“ dominieren, so müsste für die Deckung der H₂-Bedarfe der Prozessindustrien durch inländische Erzeugungskapazitäten bis 2028 ein Zubau von 24 GW Erzeugungskapazitäten erfolgen und bis 2032 auf 31 GW anwachsen. Würden die in der Betrachtung nicht berücksichtigen Elektrolyseur-Projekte des Elektrolyse-Monitors während des H₂-Hochlaufs in Betrieb gehen, so würden sich die installierten Erzeugungskapazitäten um 2,7 GW erhöhen. Zum Ausbau der inländischen Erzeugungskapazitäten ist es hilfreich, dass die im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) gesetzlich verankerte Förderung von systemdienlichen Elektrolyseuren implementiert wird, wodurch der Elektrolyseurausbau in den nächsten Jahren nochmal beschleunigt werden könnte.

Die diskutierte Anzahl notwendiger Elektrolyseur-Errichtungen ist eher als theoretischer Wert anzusehen, da der inländische Ausbau weiterer Elektrolysekapazitäten einen Ausbau der EE voraussetzt. Diese müsste im Detail auf regionaler oder Bundeslandebene analysiert werden, wie es für Baden-Württemberg aktuell geschehen ist (Fh ISE, 2025).

4 Teil 2: Verifikation der Entwicklungsszenarien für den Sektor Prozessindustrien

Die bisherigen Annahmen zur Prognose und Modellierung sind auf der Bundesebene aggregiert. Als Planungs- und Entscheidungsgrundlage für die Phasen 1 und 2 sind diese Betrachtungen zu ungenau, da bis 2032 noch der Netzanschluss von H₂-Erzeuger-Standorten und den H₂-Verbrauchern detaillierter berücksichtigt werden muss. Für diese Betrachtung wie auch für die Verifikation der bisherigen Ergebnisse werden Daten aus dem *Gemeinsamen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz* des FNB Gas vom 22.07.2024 genutzt, in dem ein Szenario modelliert worden ist, das im Folgenden FNB-Szenario genannt wird. Der Antrag wurde Ende 2024 genehmigt.

In einem ersten Schritt werden die bisherigen Prognosen zu H₂-Bedarf und H₂-Erzeugung anhand des FNB-Szenarios verifiziert.

In einem zweiten Schritt erfolgt für die Phasen 1 und 2 eine räumliche Analyse auf Ebene der Bundesländer, in der die Elektrolyse-Standorte mit den regional erfassten H₂-Bedarfen verglichen werden.

wird für folgende Elektrolyseure die volle geplante Einspeiseleistung (d. h. 100 %) zugrunde gelegt:

- Elektrolyseure, die als IPCEI12 gefördert werden (ca. 2,5 GWel),
- Elektrolyseure, die als Reallabore der Energiewende gefördert werden (ca. 0,2 GWel),
- Geförderte Offshore-Elektrolyseure (ca. 1 GWel über Pipeline AquaDuctus an Land geführt).“

„Auf Grundlage dieser Kriterien und unter Beachtung einer maximalen Entfernung von 20 km zum Wasserstoff-Kernnetz sowie einer regionalen Ausgewogenheit erfolgte eine Auswahl der Projekte für das [FNB-]Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes.“ (FNB Gas, 2024, S. 17)

4.1 Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes bis 2032

4.1.1 Das FNB-Szenario aus dem Gemeinsamen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz

Im FNB-Szenario werden verschiedene Annahmen für die Modellierung zugrunde gelegt, von denen folgende für die weiteren Betrachtungen relevant sind (FNB Gas, 2024, S. 16–17):

- „Die Einbindung des Wasserstoff-Kernnetzes in ein (perspektivisches) europäisches Wasserstoffnetz.
- Dekarbonisierung der folgenden Industriezweige und -prozesse:
 - Eisen und Stahl,
 - Chemie,
 - Raffinerien,
 - Glasindustrie inkl. Glasfaser,
 - mittlere bis große Produktionsstätten für Keramik und Ziegelprodukte.
- Das Projekt dient der Einspeisung von Wasserstoff, der durch Elektrolyseanlagen erzeugt wird. Die vorgesehenen Einspeiseleistungen für Wasserstoff werden pauschal auf 50 % je Standort herunterskaliert. Abweichend davon

¹² IPCEI steht für „wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“ (Important Projects of Common European Interest) und beschreibt ein beihilferechtliches Instrument der Europäischen Union.

Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032 des FNB Gas

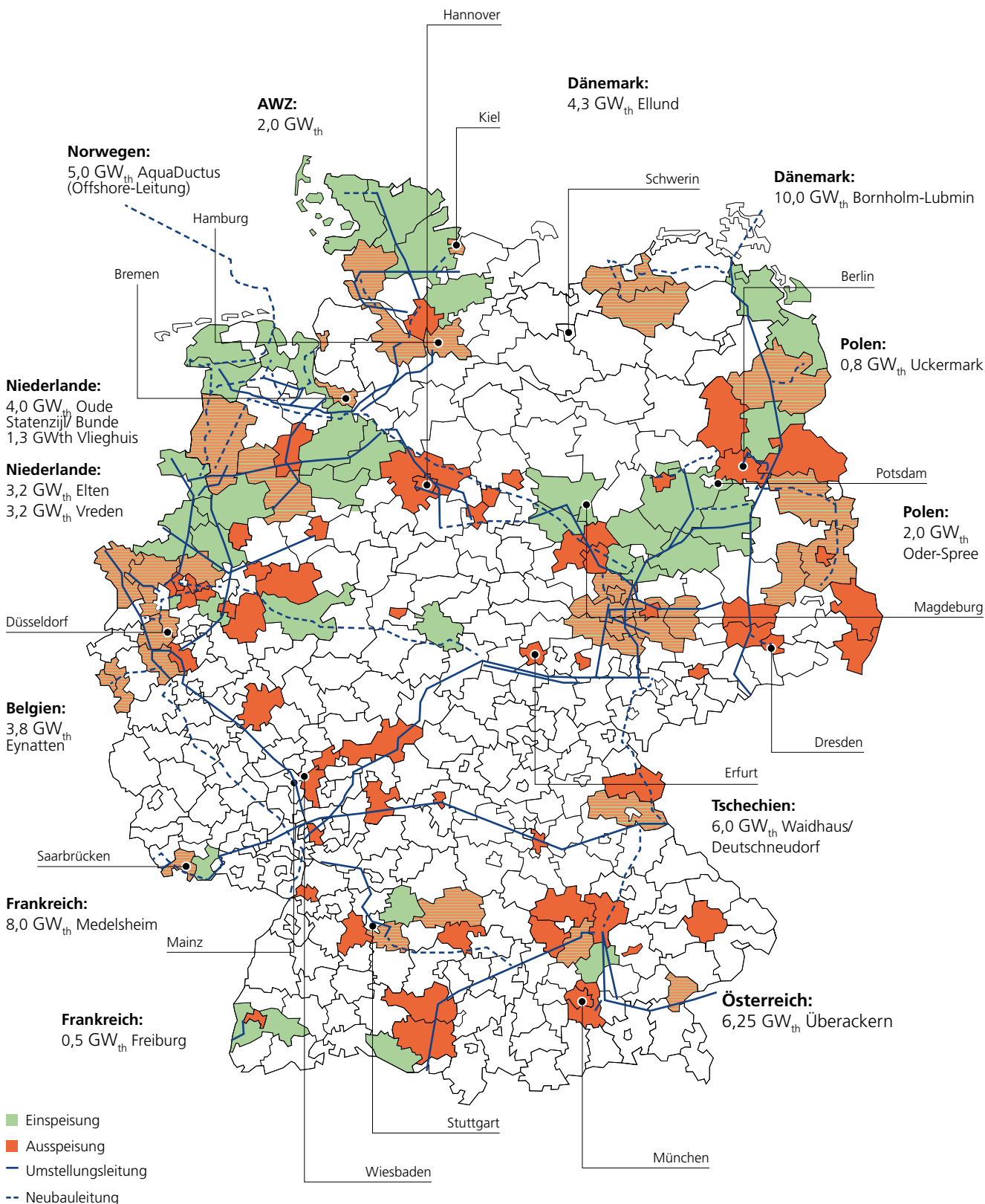


Abbildung 9: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz mit Ein- und Ausspeisegebieten im Jahr 2032 [Quelle: FNB Gas (FNB Gas, 2024, S. 42)]

Tabelle 4: Ausspeisemengen für Wasserstoff im Jahr 2032 als Brennwert in Terawattstunden und Millionen Tonnen H₂

Prozessindustrien	TWh	Mio. t
Eisen und Stahl	50	1,5
Chemie	32	0,96
Raffinerien	30	0,9
Glasindustrie inkl. Glasfaser	1	0,03
Mittlere bis große Produktionsstätten für Keramik und Ziegelprodukte.	1	0,03
Speicher	11	0,33
Gesamt	125	3,75

4.1.2 Ergebnisse aus dem FNB-Szenario

Aufbau der Erzeugungskapazitäten von H₂

Für die Elektrolyse wird im *Gemeinsamen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz* eine installierte Kapazität von 15 GW für das Jahr 2032 angegeben (FNB Gas, 2024, S. 21), der zwischen dem Zielwert der fortgeschriebenen Wasserstoffstrategie für 2030 (10 GW) und dem angekündigten Wert für 2035 (28 GW) liegt (acatech & DECHEMA, 2024). Unter den gegebenen Annahmen für das FNB-Szenario erscheint dieser Wert plausibel.

Zwar liegt der für Deutschland berechnete Wert für die gesamte installierte Erzeugungskapazität für aktuelle Projekte des Elektrolyse Monitors bei etwa 27 GW, was ohne detailliertere Analyse von AquaVentus nah am angekündigten Wert für 2035 liegt. Berücksichtigt man jedoch die Annahmen zu AquaVentus aus Teil 1, so liegt die installierte Erzeugungskapazität ohne weiteren Zubau 2035 eher um 18 GW.

H₂-Bedarfsprognosen der Prozessindustrien

Das FNB-Szenario gibt für das Jahr 2032 Prognosen zum H₂-Bedarf als Ausspeisemengen für verschiedene Prozessindustrien an (FNB Gas, 2024, S. 23).¹³ Die Ausspeisemengen sind in Tabelle 4 bezogen auf den Brennwert in TWh und in Millionen Tonnen H₂ angegeben.

¹³ Es wird davon ausgegangen, dass Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), IPCEI- und PCI-Projekte, die in industriellen Prozessen eingesetzt werden bereits in den Tabelle 4 genannten Prozessindustrien erfasst worden sind und deshalb keine Betrachtung finden. Die Speicher wurden zur Veranschaulichung der Resilienz aufgeführt.

Prognose des minimalen H₂-Bedarfs für die verschiedenen Prozessindustrien bis 2035

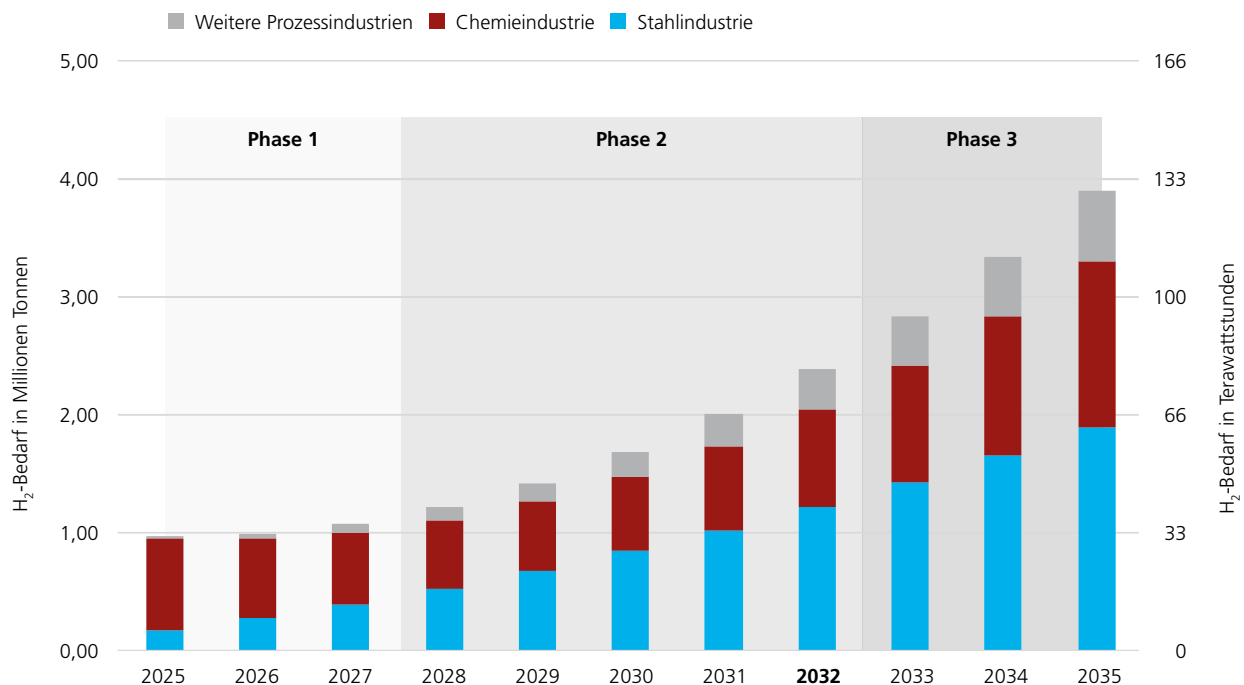


Abbildung 10: Prognose des minimalen H₂-Bedarfs für die verschiedenen Prozessindustrien bis 2035 basierend auf Annahmen des NWR (NWR, 2024, S. 12)

4.2 Verifikation der prognostizierten H₂-Bedarfe

4.2.1 Vergleich und Verifikation der Prognosen für die Prozessindustrien im Jahr 2032

Aus den Annahmen des NWR für die Prozessindustrien in Tabelle 2 lassen sich mittels quadratischer Interpolation die H₂-Bedarfe für die Stahlindustrie, die Chemieindustrie und die weiteren Prozessindustrien auf Jahresbasis für den Zeitraum von 2025 bis 2035 berechnen. Die Ergebnisse für die minimalen H₂-Bedarfwerte sind in Abbildung 10 aggregiert und in Abbildung 11 die für die maximalen H₂-Bedarfwerte.

Die prognostizierten Werte des FNB-Szenarios für die Stahlindustrie sowie für die Chemieindustrie (vgl. Tabelle 4) liegen für das Jahr 2032 im jeweilig berechneten H₂-Bedarfskorridor. Die gesamte Ausspeisemenge unter Berücksichtigung von Raffinerien und Speichern liegt mit 3,75 Millionen Tonnen oberhalb des mit maximal 3,45 Millionen Tonnen oberen Wertes für den H₂-Bedarfskorridor der Prozessindustrien.

Prognose des maximalen H₂-Bedarfs für die verschiedenen Prozessindustrien bis 2035

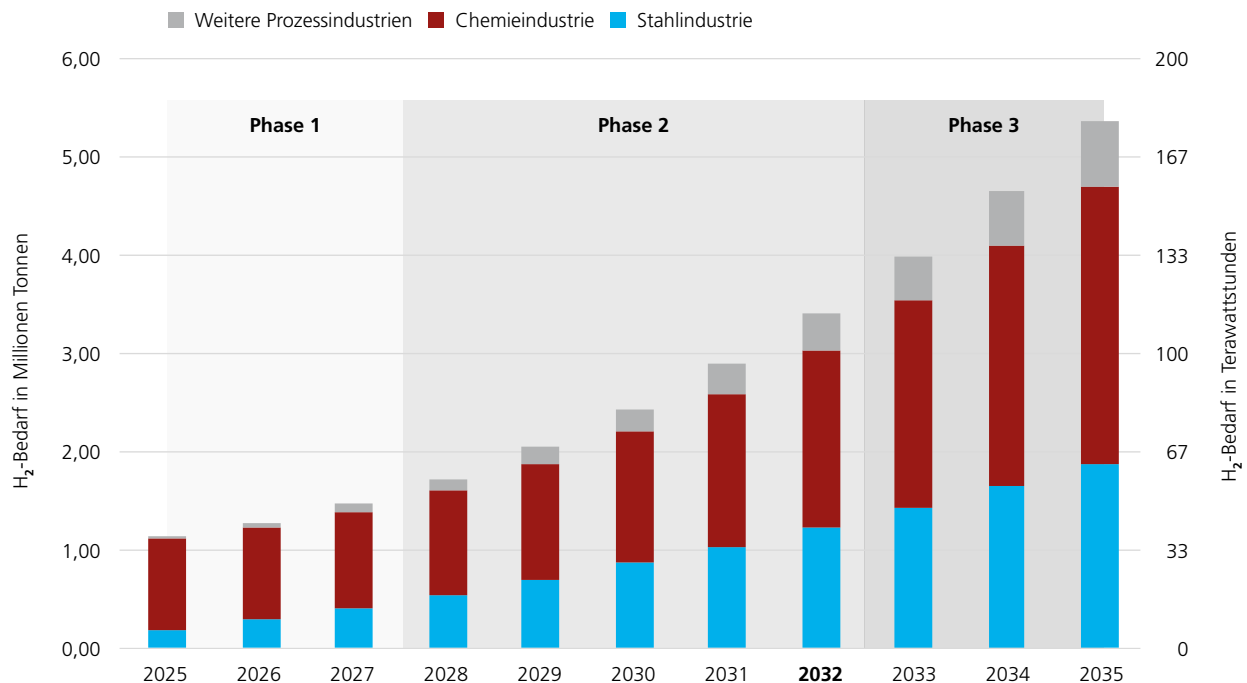


Abbildung 11: Prognose des maximalen H₂-Bedarfs für die verschiedenen Prozessindustrien bis 2035 basierend auf Annahmen des NWR (NWR, 2024, S. 12)

4.2.2 Vergleich: Bedarfskorridor und Prognose aus Marktabfrage

Als Grundlage für die Modellierung des FNB-Szenarios diente u. a. eine Marktabfrage zu H₂-Projekten für den Zeitraum 2025 bis 2035, die vom 7. Februar 2024 bis 22. März 2024 durchgeführt wurde (FNB Gas, 2024, Szenariorahmen 2025 – Anlage 2).

In den Datensätzen ließ sich eine Zuordnung der Ausspeisemengen für den Sektor Prozessindustrien auf Projektebene vornehmen. Zur Analyse wurden aus den Ergebnissen der Marktabfrage die Ausspeisemengen der Prozessindustrie extrahiert und pro Jahr zu jährlichen H₂-Bedarfswerten aufsummiert.

Die resultierende H₂-Bedarfsprognose aus der Marktabfrage ist zusammen mit dem H₂-Bedarfskorridor für die Prozessindustrien aus Teil 1 in Abbildung 12 dargestellt. Der H₂-Bedarfskorridor für die Prozessindustrien ist hellgrün eingezeichnet. In der Aufbereitung sind die drei Phasen des H₂-Hochlaufs integriert, die separat betrachtet werden müssen.

Gegenüberstellung der Bedarfsprognosen

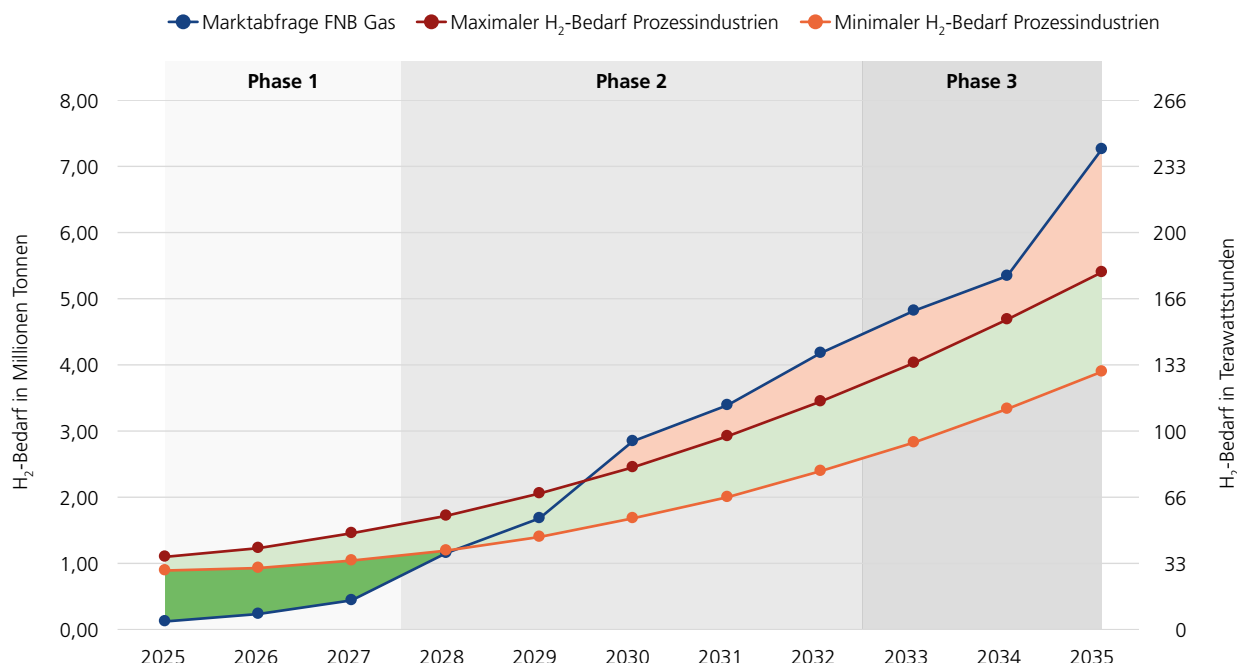


Abbildung 12: Gegenüberstellung der Bedarfsprognose aus der FNB Gas Marktabfrage und dem H₂-Bedarf für die Prozessindustrien aus Teil 1

Für die Phase 1 sieht man deutlich, dass die aggregierten H₂-Bedarfswerte aus der FNB Gas Marktabfrage bis 2028 unterhalb des H₂-Bedarfskorridors liegen und gegen 2028 dem unteren Wert des H₂-Bedarfskorridors entsprechen. Abhängig von der Inbetriebnahme von Erzeugungskapazitäten bis 2028 kann sich die Situation ergeben, dass mehr Wasserstoff erzeugt wird, als der Markt theoretisch abnehmen kann (dunkelgrüne Fläche). Sofern hier schon Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, könnten diese je nach Erzeuger-Standort für die Begasung der Infrastruktur, d. h. der Pipeline-Netze und der Speicher, genutzt werden.

In Phase 2, noch vor dem Jahr 2030, könnte laut FNB Gas Marktabfrage der Gesamtbedarf an Wasserstoff über den Werten des H₂-Bedarfskorridors liegen und mit einem Gesamtbedarf von 4,19 Millionen Tonnen H₂ zum Ende von Phase 2 in 2032 um 750.000 Tonnen H₂ über dem H₂-Bedarfskorridor liegen. Um diesen H₂-Bedarf über inländische Erzeugungskapazitäten abdecken zu können, müssten in 2032 Erzeugungskapazitäten in der Größenordnung von etwa 58 GW in Betrieb sein.

Am Ende von Phase 3 wird der H₂-Bedarf der Prozessindustrien laut FNB Gas Marktabfrage bei 7,27 Millionen Tonnen H₂ liegen und somit 1,87 Millionen Tonnen H₂ über dem H₂-Bedarfskorridor des NWR. Für die Deckung durch inländische Erzeugungskapazitäten wäre eine Elektrolyseleistung von 102 GW notwendig.

4.2.3 Analyse der H₂-Bedarfe auf Bundeslandebene

In der FNB Gas Marktabfrage zu H₂-Projekten sind die Ergebnisse den Bundesländern zugeordnet (FNB Gas, 2024, Szenario-rahmen 2025 – Anlage 2). Die sich daraus ergebende Bedarfsprognose der Prozessindustrien für die Ausspeisemengen wurde für den Zeitraum von 2025 bis 2035 je Bundesland aggregiert und in Tabelle 5 aufbereitet. In der Betrachtung sind Niedersachsen und Bremen, Brandenburg und Berlin sowie Schleswig-Holstein und Hamburg jeweils zusammengefasst. In 2035 wird der größte H₂-Bedarf mit etwa 2,3 Millionen Tonnen H₂ in Nordrhein-Westfalen liegen, gefolgt von Bayern mit etwa 981.000 Tonnen H₂ und der Region Niedersachsen/Bremen mit 921.000 Tonnen H₂.

Tabelle 5: H₂-Bedarf der Prozessindustrien je Bundesland in Tonnen zwischen 2025 und 2035 (FNB Gas, 2024)

Bundesland	Phase 1			Phase 2					Phase 3		
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Baden-Württemberg	1.384	3.465	9.305	35.327	91.154	131.896	170.101	354.416	432.668	497.186	555.639
Bayern	36.252	63.207	85.480	132.125	241.809	348.707	395.382	461.883	528.116	632.081	981.212
Brandenburg/Berlin	1.351	1.351	18.604	38.829	75.892	231.524	231.897	232.271	232.404	233.912	423.449
Hessen	5.489	12.689	15.475	21.720	36.053	83.075	100.828	144.218	164.365	186.080	245.598
Mecklenburg-Vorpommern	–	–	–	–	10.201	30.393	30.393	30.393	30.393	30.393	30.393
Niedersachsen/Bremen	560	28.664	41.501	93.511	126.464	292.874	433.212	481.618	706.679	777.968	921.332
Nordrhein-Westfalen	37.662	61.378	113.131	529.819	758.735	1.095.647	1.284.058	1.484.091	1.617.669	1.748.521	2.371.009
Rheinland-Pfalz	5.341	6.326	6.612	14.519	23.035	39.061	53.525	130.001	186.077	219.704	314.037
Saarland	–	–	14.700	27.159	36.915	58.632	91.986	93.420	93.420	110.692	148.839
Sachsen	2.805	3.221	10.679	78.639	91.084	109.456	111.932	113.826	118.471	120.291	137.901
Sachsen-Anhalt	28.299	28.299	31.667	61.042	62.364	263.606	336.731	362.799	413.003	486.936	757.005
Schleswig-Holstein/Hamburg	172	2.422	65.161	83.084	85.516	95.079	97.135	98.223	98.887	99.446	159.786
Thüringen	79	14.561	22.891	38.839	50.952	63.975	64.522	200.938	204.197	212.347	221.034
Gesamtdeutschland	119.394	225.583	435.206	1.154.611	1.690.173	2.843.924	3.401.703	4.188.097	4.826.351	5.355.557	7.267.234

Um die Größenordnung der H₂-Bedarfsprognose aus der FNB Gas Marktabfrage zu validieren, wird exemplarisch das Beispiel von Baden-Württemberg betrachtet. In einer Studie zur H₂-Versorgung sind H₂-Bedarfswerte für Baden-Württemberg im Zeitraum von 2025 bis 2040 angegeben (Fh ISE, 2025). Diese basieren auf einer Umfrage, die vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Dezember 2023 veröffentlicht wurde. In dieser Erhebung wurden für den Sektor der Prozessindustrien als Bedarfswerte für das Jahr 2025 114.011 Tonnen H₂, für das Jahr

2030 348.035 Tonnen H₂ und für das Jahr 2035 939.094 Tonnen H₂ angegeben. Alle Werte liegen weit über den Ergebnissen der FNB Gas Marktabfrage von 2024. Für das Jahr 2035 wird vom ZSW ein 69 Prozent höherer H₂-Bedarf als vom FNB Gas ermittelt.

Dass die H₂-Bedarfsprognosen beider Marktumfragen für 2035 sich stark von dem modellierten H₂-Bedarfskorridor unterscheiden, ist dem Umstand geschuldet, dass Einschätzungen für einen Zeitpunkt in einer Dekade mit sehr viel Unsicherheiten

behaftet sind. Man sollte für die weiteren Betrachtungen von einem Unsicherheitsfaktor in den Umfragen ausgehen, der umso größer ist, je weiter der Betrachtungszeitraum in der Zukunft liegt. Dies zeigt sich auch im Vergleich der FNB Gas Marktumfrage mit den H_2 -Bedarfswerten des NWR. Für das Jahr 2035 liegt der Wert der FNB Gas Marktumfrage für die Prozessindustrien 33 Prozent über dem maximalen H_2 -Bedarfswert des NWR und mit 16 Millionen Tonnen H_2 für den Gesamtbedarf in 2035 sogar 77 Prozent über dem Maximalwert des NWR.

Neben der zeitlichen Entfernung gibt es für die Prognose noch weitere Unsicherheiten, wie ein möglicher Anstieg durch den Verkehrssektor schon in Phase 2 und durch die Finalisierung der kommunalen Wärmeplanung im Jahr 2028 für den Wärmemarkt in Phase 3.

Für aktuelle Betrachtungen der H_2 -Bedarfe in der Prozessindustrie sind die FNB Gas Marktumfrage und der NWR H_2 -Bedarfskorridor trotz ihrer Ungenauigkeiten aktuell die beste Planungsgrundlage. Die vorhandenen Ungenauigkeiten und Unsicherheiten lassen sich durch regelmäßige Aktualisierungen der Datengrundlage verringern.

4.2.4 H_2 -Deckungslücken auf Bundeslandebene

Für die weitere Analyse werden die 191 Projekte aus dem Elektrolyse-Monitor so aufbereitet, dass sich die installierten Erzeugungskapazitäten aggregiert den Bundesländern zuordnen lassen. In Tabelle 6 sind neben dem H_2 -Bedarf für Prozessindustrien je Bundesland auch die Erzeugerkapazitäten der Entwicklungsszenarien aus Kapitel 3.2.2 mit minimaler Errichtungsdauer (Best Case) und maximaler Errichtungsdauer (Worst Case) in Millionen Tonnen H_2 angegeben.

Analyse von Phase 1

In Phase 1, wo erste Teilstämme des Wasserstoff-Kernnetzes entstehen und in Betrieb genommen werden, gilt es den vorhandenen H_2 -Bedarf möglichst regional zu decken. In einer stark vereinfachten Betrachtung bedeutet dies, dass der H_2 -Bedarf möglichst der Erzeugungskapazität im jeweiligen Bundesland entspricht. Mit Ende von Phase 1 im Jahr 2028 ist dies im „Best Case“-Szenario gegeben für die Länder Baden-Württemberg, Region Brandenburg/Berlin, Mecklenburg-Vorpommern, Region Niedersachsen/Bremen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Region Schleswig-Holstein/Hamburg.

Analyse von Phase 2

Die Phase 2 wird mit einer analogen Annahme analysiert. Bis zur Fertigstellung des Wasserstoff-Kernnetzes im Jahr 2032 wären nur Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein in der Lage den H_2 -Bedarf ihrer Prozessindustrien durch regionale Erzeugungskapazitäten aus den aktuellen Entwicklungsprojekten zu decken. Für alle übrigen Länder trifft dies nicht zu.

Analyse von Phase 3

In Phase 3 ist das Wasserstoff-Kernnetz vollständig im Betrieb, so dass hierdurch der Transport zwischen Einspeise- und Ausspeisepunkten bundesweit und grenzüberschreitend gewährleistet ist. Sofern kein weiterer Aufbau von Erzeugungskapazitäten erfolgt, können nur Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein den H_2 -Bedarf ihrer Prozessindustrien im Jahr 2035 durch aktuell geplante regionale Erzeugungskapazitäten decken.

4.2.5 Zwischenfazit Verifikation

Die Verifikation zeigt, dass die Bedarfsprognosen 2032 vom NWR und das der FNB Gas Marktabfrage für die Stahl- und Chemieindustrie zahlenmäßig zueinander passen. Der H_2 -Bedarf der Prozessindustrien lässt sich in Phase 1 in einigen der Bundesländer theoretisch über die dort vorhandenen Erzeugungskapazitäten decken. In der Theorie besteht dafür sowohl am Ende der Phase 2 wie auch am Ende der Phase 3 nur noch in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein die Möglichkeit. Der H_2 -Bedarfskorridor und die Werte der FNB Gas Marktumfrage laufen bis Mitte von Phase 2 zusammen, bevor die Werte der Marktumfrage sich von dem H_2 -Bedarfskorridor kontinuierlich entfernen. Der Vergleich mit der Marktumfrage des ZSW für Baden-Württemberg hat gezeigt, dass die Werte aus Umfragen umso weiter voneinander entfernt liegen, je weiter der Betrachtungszeitraum in der Zukunft liegt. Diese Unsicherheiten kann man durch regelmäßige Erhebungen minimieren. Schaut man sich die Mehrnachfrage in 2035 zwischen dem H_2 -Bedarfskorridor für die Prozessindustrie vom NWR und der FNB Gas Marktumfrage von 1,87 Millionen Tonnen H_2 an, so ist dieser Wert in der Größenordnung der Werte, die für die Sektoren Verkehr und Energieversorgung im Jahr 2030 vom NWR mit 1,65 Millionen Tonnen H_2 angegeben wurden. Wenn man die zeitlichen und planerischen Schwankungen zwischen den Sektoren fließend interpretiert, wäre ein H_2 -Bedarfswert für 2035 von etwa 7 Millionen Tonnen H_2 unter Ausklammerung des Wärmemarktes die aktuell bestmögliche Näherung für den Gesamtbedarf.

Tabelle 6: H₂-Bedarf für Prozessindustrien und Erzeugungskapazität in Millionen Tonnen H₂ auf Bundeslandebene für den Zeitraum 2025 bis 2035

Bundesland		Phase 1			Phase 2					Phase 3		
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Baden-Württemberg	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,00	0,01	0,04	0,09	0,13	0,17	0,35	0,43	0,50	0,56
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Bayern	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,04	0,06	0,09	0,13	0,24	0,35	0,40	0,46	0,53	0,63	0,98
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Brandenburg/Berlin	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,00	0,02	0,04	0,08	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,42
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Hessen	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,08	0,10	0,14	0,16	0,19	0,25
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mecklenburg-Vorpommern	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Niedersachsen/Bremen	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,03	0,04	0,09	0,13	0,29	0,43	0,48	0,71	0,78	0,92
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,01	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Nordrhein-Westfalen	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,04	0,06	0,11	0,53	0,76	1,10	1,28	1,48	1,62	1,75	2,37
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t ₂	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Rheinland-Pfalz	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,13	0,19	0,22	0,31
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saarland	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,00	0,01	0,03	0,04	0,06	0,09	0,09	0,09	0,11	0,15
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sachsen	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,00	0,01	0,08	0,09	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,14
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Sachsen-Anhalt	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,03	0,03	0,03	0,06	0,06	0,26	0,34	0,36	0,41	0,49	0,76
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Schleswig-Holstein/Hamburg	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,00	0,07	0,08	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,16
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,32	0,32	0,32	0,32
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,32
Thüringen	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,00	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,20	0,20	0,21	0,22
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gesamtdeutschland	H ₂ – Bedarf in Mio. t	0,12	0,23	0,44	1,15	1,69	2,84	3,40	4,19	4,83	5,36	7,27
	H ₂ – Erzeugung Best Case in Mio. t	0,01	0,04	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,32	1,32	1,32	1,32
	H ₂ – Erzeugung Worst Case in Mio. t	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,32

5 Diskussion

5.1 Kritische Erfolgsfaktoren im Kontext des H₂-Hochlaufs

Bis Ende 2027 müssen die finalen Rahmenbedingungen für einen reibungslosen H₂-Hochlauf geschaffen werden und bis 2032 die dafür benötigte Wasserstoffinfrastruktur vollständig aufgebaut werden. Es ist zu erwarten, dass grüner Wasserstoff in der Phase 1 und 2 des H₂-Hochlauf knapp und teuer sein wird, weshalb es einer öffentlichen Anschubfinanzierung bedarf und einen geeigneten Finanzierungsrahmen. **„Der Zugang zu kostengünstigem Kapital hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Bereitstellungskosten.“** (Fh ISE, 2025, S. 64)

Hier ist es erforderlich rechtzeitig Förderprogramme sowohl bedarfs- als auch erzeugerseitig ins Leben zu rufen. Die Projektplanung der Bedarfs- und der Erzeugerseite ist stark am Ausbau der wasserstofffähigen Infrastruktur orientiert, denn der erzeugte oder importierte Wasserstoff wird in der Regel in eine Infrastruktur eingespeist werden und wieder abgenommen bzw. ausgespeist werden. Die Analyse der Phasen im H₂-Hochlauf hat schon für den H₂-Bedarf der Prozessindustrien gezeigt, wie notwendig das Wasserstoff-Kernnetz für die Deckung der zukünftigen H₂-Bedarfe ist. **„Das geplante Wasserstoffnetz in Europa [ist] ein wichtiger Bestandteil für eine effiziente und flächendeckende Wasserstoffwirtschaft [...] und [...] dessen Aufbau von zentraler Bedeutung [...], um den internationalen Handel zu fördern und Importmöglichkeiten zu anderen Regionen durch grenzüberschreitende Pipelines zu erschließen. [...] Das Kernnetz stellt als Startnetz das Rückgrat der Wasserstoffversorgung innerhalb Deutschlands dar.“** (Fh ISE, 2025, S. 65)

Das Wasserstoff-Kernnetz wurde Ende 2024 genehmigt. Die Regularien für die nachgeordnete Verteilnetzinfrastuktur sind noch nicht abschließend geklärt.

Was sich jedoch auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit erheblich auswirken kann, sind günstigere H₂-Importe und die Zulassung von CO₂-armen bzw. grauen Wasserstoffs in den Phasen 1 und 2 des H₂-Hochlaufs. Ein weiterer Vorteil ist, dass der benötigte CO₂ zur stofflichen Verwertung von H₂ in Industrieprozessen ebenfalls in Umlauf gebracht wird und somit ein Zeitfenster verschafft, bis eine langfristige Erschließung der nachhaltigen CO₂-Quellen und eine flächendeckende CO₂-Versorgungsinfrastruktur aufgebaut wird.

Auf diesem Weg kann die Diversifikation der Energieträger eine weitere Dimension erfahren und die Resilienz steigern. Der Import von Wasserstoff beruht auf theoretischen Potenzialen, jedoch zeichnet sich immer mehr ab, dass die potenziellen Exportländer selbst hohe Wasserstoffbedarfe haben werden.

5.2 EE sind der Schlüssel für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft

Die stetig steigende Elektrifizierung macht einen weiteren Ausbau der EE deutlich. Vor dem Hintergrund im Sinne der Sektorenkopplung und der drohenden Überlastung der Netze müssen bestehende EE das volle Erzeugungspotenzial ausschöpfen, was überwiegend mithilfe der systemdienlichen Elektrolyseure funktionieren kann (BMWK, 2024, S. 19). Vor dem Hintergrund, dass der H₂-Hochlauf in industriellen Prozessen eine CO₂-Versorgung und EE benötigt, muss der politische Rahmen gesamtheitlich gedacht werden. Dafür braucht es verlässliche Bedingungen für neue Geschäftsmodelle im Energiesystem.

Eine mögliche Einbindung von systemdienlichen Elektrolyseuren in virtuellen Kraftwerken kann sich auf die weiteren Anlagen im System positiv auswirken. Bei drohenden Netzengpässen und geringer Nachfrage ermöglichen sie durch ihren flexiblen Einsatz höhere Betriebsstunden für alle Beteiligten im Bilanzkreis.

Es muss sichergestellt werden, dass systemdienliche Elektrolyseure im Stromsystem auf allen Netzebenen schnellstmöglich integriert werden, da sonst der H₂-Hochlauf erheblich verzögert bzw. gefährdet wird. Zudem könnte der EE-Ausbau weiter ins Stocken geraten und die teuren Stromsystemkosten würden weiter zunehmen, wofür Netzengpässe und Redispatch verantwortlich gemacht werden. **„Geringe Strombereitstellungskosten und damit verbundene hohe Volllaststunden der Elektrolyse sind der Schlüssel zu geringen Bereitstellungskosten. Für jeden Standort ist entscheidend, dass die kostenoptimale Kombination der erneuerbaren Energiequellen und der übrigen Komponenten der Versorgungskette (wie Elektrolyse, Umwandlung, Speicherung und Transport) bestimmt werden.“** (Fh ISE, 2025, S. 64) Dies gilt ganz besonders in den Phasen 1 und 2, wenn das Wasserstoff-Kernnetz noch nicht vollständig in Betrieb ist.

5.3 Hohe Systemkosten im Energiesystem

Genauso wichtig wie die Schaffung der Transportinfrastrukturen für H₂ und CO₂ beim erfolgreichen H₂-Hochlauf ist die Schaffung der Rahmenbedingungen für den Betrieb von systemdienlichen Elektrolyseuren zur Flexibilisierung des Stromsystems in den verschiedenen Spannungsebenen. Auch langfristig stellt die Flexibilisierung des Stromsystems eine notwendige Bedingung für die Erreichung der Klimaziele dar (WindNODE 2020, S. 10). Zum einen bilden diese eine Stütze für den Ausbau der EE, zum anderen reduzieren sie die Netzengpässe. Um die Dimension zur Auflösung von Netzengpässen sich vor Augen zu

führen, bietet sich ein Blick in das vergangene Jahrzehnt an. Im Zeitraum 2012 bis 2019 hat sich die Auflösung von Netzenspässen von 5 TWh auf 20 TWh vervierfacht. Im Zeitraum 2019 bis 2022 ist das Volumen nochmal von 20 TWh auf 35 TWh gestiegen und damit die Systemkosten auf ein Höchstniveau von 4,25 Milliarden Euro pro Jahr angehoben. In diesem Zeitraum wie auch danach wurde zur Auflösung der Netzenspässe überwiegend auf fossile Großkraftwerke zurückgegriffen (WindNODE 2020, S. 17; BDEW 2023, S. 5).

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 H₂-Hochlauf bis 2035

6.1.1 H₂-Bedarfentwicklung

Die Prognose vom NWR für das Jahr 2035 liegt bei einem Gesamtbedarf von ca. 7 bis 8,5 Millionen Tonnen H₂. Die Sektoren-Analyse und die Markteinschätzung im WSI 2025 reduzieren aufgrund von alternativen Lösungsansätzen den H₂-Bedarf bis 2035 primär auf die Prozessindustrien, der in 2035 mehr als die Hälfte des gesamten H₂-Bedarfs ausmacht. Für die Prozessindustrien ist bis 2035 laut NWR mit einem H₂-Bedarf zwischen 3,9 und 5,4 Millionen Tonnen H₂ zu rechnen. Nimmt man nun die Ergebnisse aus Teil 2 hinzu, ist aufgrund der Unsicherheiten in der Prognose ein H₂-Bedarfwert von etwa 7 Millionen Tonnen H₂ unter Ausklammerung des Wärmemarktes die aktuell bestmögliche Näherung für den Gesamtbedarf für 2035.

6.1.2 H₂-Erzeugerkapazitäten

Etwa ein Drittel der aktuell geplanten Elektrolysekapazitäten sollen Offshore errichtet werden. Aufgrund ihrer wesentlich längeren Errichtungszeiten wird ihr Betrieb erst nach 2035 zum Einsatz kommen und hat somit kaum Einfluss auf den H₂-Hochlauf.

Sollten alle aktuell bekannten Errichtungsvorhaben von Elektrolyseuren in den kommenden Jahren in Betrieb gehen, kann davon ausgegangen werden, dass eine inländische Erzeugungsleistung von 17 GW ab 2030 zur Verfügung stehen wird. Auch bei Unsicherheiten in der Modellierung kann damit das Ausbauziel von 10 GW für 2030 sicher erreicht werden.

6.1.3 Die Phasen des H₂-Hochlaufs

Der H₂-Hochlauf ist im Wesentlichen von drei Phasen geprägt, die in der Analyse durch ihre Rahmenbedingungen unterschiedlich betrachtet werden müssen.

Die erste Phase des initialen Wasserstoffhochlaufs endet im Jahr 2028 mit der Einführung neuer regulatorischer Vorgaben zur Errichtung von Elektrolyseuren. Ab diesem Zeitpunkt stellt das Zusätzlichkeitserfordernis gemäß dem Delegierten Rechtsakt zu Artikel 27 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) der Europäischen Union eine erhebliche regulatorische Hürde für Investitionen in Elektrolyseanlagen dar. Dieses Kriterium verlangt den Nachweis, dass der für die Wasserstoffproduktion genutzte Strom aus zusätzlichen erneuerbaren Energiequellen stammt, was den weiteren H₂-Hochlauf der inländischen Wasserstoffwirtschaft signifikant erschwert. Insbesondere wird der notwendige zusätzliche Ausbau erneuerbarer Energien durch

zunehmende Flächennutzungskonkurrenzen sowie ein sinkendes technisches und wirtschaftliches Ausbaupotenzial limitiert. Daher sollten möglichst vor 2028 eine Vielzahl von Elektrolyseprojekten für die Phase 2 initiiert und in die Errichtung gebracht werden.

Die zweite Phase, die mit der Fertigstellung des nationalen Wasserstoff-Kernnetzes im Jahr 2032 abgeschlossen wird, ist geprägt von an der zeitlichen Entwicklung des ungedeckten H₂-Bedarfs, wie in Abbildung 8 dargestellt.

Das Wasserstoff-Kernnetz befindet sich nun in der zweiten Ausbauhälfte und soll bis Ende der Phase vollständig fertiggestellt sein. Bereits verbundene Teilstrecken gewährleisten regionale und überregionale Versorgung mit Wasserstoff. Die Planung neuer Einspeise- und Ausspeisepunkteorte erfolgt unter Berücksichtigung der lokalen und regionalen Gegebenheiten sowie bestehender Netzstrukturen.

In der anschließenden dritten Phase, die bis zum Jahr 2035 reicht, ist das Wasserstoff-Kernnetz vollständig in Betrieb, wodurch der H₂-Bedarf nicht mehr nur auf Bundesebene, sondern auch unter Einbeziehung europäischer Nachbarregionen wie Norwegen, Großbritannien, Südeuropa sowie Offshore-Quellen und internationale Überseeimporte betrachtet werden kann. Die Bedarfsentwicklung wird zunehmend durch den großskaligen Hochlauf wasserstoffbasierter Anwendungen in den Sektoren Verkehr, Wärme und Energie bestimmt, deren genaue Entwicklung für Phase 3 derzeit nicht absehbar ist.

Die Planung der Erzeugerkapazitäten erfolgt in der Phase 3 aggregiert auf nationaler Ebene und wird von verschiedenen Einflussfaktoren wie Preisentwicklungen, Finanzierungsmöglichkeiten, regulatorischen Rahmenbedingungen, einem sich wandelnden Strommarktdesign sowie innovativen, teils KI-gestützten Geschäftsmodellen bestimmt.

Mit dem komplett ausgebauten Wasserstoff-Kernnetz ist eine flächendeckende Anbindung von H₂-Erzeugern und -Verbrauchern grundsätzlich möglich, was eine überregionale, nationale und zunehmend europäische Planungsperspektive erlaubt. In der Planungsstrategie rücken jetzt nationale Betrachtungen in den Vordergrund.

6.1.4 Deckungslücken

Für einen angenommenen Gesamtbedarf in 2035 von 7 Millionen Tonnen H_2 wäre zur Deckung eine Erzeugungsleistung von 102 GW notwendig. Diese wird bis dahin kaum durch die Errichtung weiterer inländischer Erzeugungskapazitäten zu decken sein, so dass man zur Deckung des H_2 -Bedarfs auf Importe angewiesen sein wird, sowohl für grünen als auch für grauen bzw. CO_2 -armen Wasserstoff. Schaut man nach Europa so sind bisher bis 2030 Elektrolyseprojekte mit einer Gesamtkapazität von 49 GW angekündigt (acatech & DECHEMA, 2024). Zieht man die deutschen Projekte davon ab und geht davon aus, dass ein Großteil der Elektrolysekapazitäten im eigenen Land genutzt wird, so wird sich die Deckungslücke wahrscheinlich nicht über Importe von grünem Wasserstoff aus Europa schließen lassen.

Die gefundenen Deckungslücken für die Prozessindustrien auf Bundeslandebene lassen sich nur durch detaillierte Analysen und umsichtige Planung schließen und vermeiden. Eine Maßnahme zur Verringerung der Unsicherheiten in der Prognose ist die Durchführung von regelmäßigen Erhebungen und Aktualisierungen der zugrundeliegenden Daten und Zahlen.

Generell ist die Empfehlung die aktuellen H_2 -Bedarfe der Prozessindustrien neben grauen und CO_2 -armen Wasserstoff zudem durch den Ausbau von inländischen Erzeugungskapazitäten von grünem Wasserstoff zu decken, um Resilienz gegenüber importbedingten Abhängigkeiten vorausschauend zu schaffen. Welche Krisen importbedingte Abhängigkeiten mit sich bringen können, hat sich am Beispiel des russischen Erdgases während des Ukraine-Kriegs gezeigt.

6.2 Ausblick

Die Studie gibt eine erste grobe Einschätzung zum H_2 -Hochlauf bis 2035. Für die Verringerung der Unsicherheiten in der Prognose der H_2 -Erzeugung müssten detailliertere Daten für die Elektrolyseur-Projekte in die Modellierung eingebracht werden. Um die Unsicherheiten auf der Bedarfsseite zu verringern müssten analog zu den Prozessindustrien Analysen für die Sektoren Verkehr, Wärmemarkt und Energieversorgung durchgeführt werden, sobald hierfür belastbare Planungsdaten vorliegen.

Um belastbare Aussagen auf regionaler und Bundeslandebene zu treffen, müssten weitere Detailanalysen durchgeführt werden, wie es aktuell für Baden-Württemberg geschehen ist. Dabei sollte eine detaillierte Betrachtung der gesamten Ver-

sorgungskette erfolgen, welche die volatile EE-Erzeugung, die Produktion von Wasserstoff bzw. Wasserstofffolgeprodukten und den anschließenden Transport mit einschließt (Fh ISE, 2025, S. 64). Die Datengrundlage dieser Betrachtungen sollte in regelmäßigen Abständen aktualisiert werden.

Auf Basis der Standortdaten der in Planung befindlichen Elektrolyse-Projekte lässt sich mit Hilfe der zeitlichen Entwicklung von Teilnetzen des Wasserstoff-Kernnetzes die regionale Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten bis 2032 bestimmen. Dieses wurde im Rahmen der Studie auf Kreisebene vorgenommen und kann Bestandteil einer Folgestudie mit aktualisierten Daten der Elektrolyse-Projekte sein.

Eine zusätzliche Erweiterung des Prognosemodells bildet die Analyse der Phasen auf europäischer Ebene.

7 Literatur

AquaVentus Förderverein e.V. (AquaVentus): AquaVentus Die grüne Energie-Revolution beginnt in der Nordsee. Online unter: <https://aquaventus.org/>, aufgerufen am 11.04.2025.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (01.08.2023): Fakten. Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. April 2013 bis einschließlich Dezember 2022. Online unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (August 2024): Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. Online unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18, aufgerufen am 11.04.2025.

Fraunhofer ISE (Fh ISE) (März 2025): „Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten“. Online unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/25_de_ISE_Studie_Analyse-H2-Versorgung-BW.pdf

Nationaler Wasserstoffrat (NWR) (1. Februar 2023): Grundlagenpapier „Treibhausgas einsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland“. Online unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_Grundlagenpapier_H2-Bedarfe_1.pdf, aufgerufen am 11.04.2025.

Nationaler Wasserstoffrat (NWR) (3. Mai 2024): Grundlagenpapier „Update 2024: Treibhausgas einsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland“. Online unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf, aufgerufen am 11.04.2025.

Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Online unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>, aufgerufen am 11.04.2025.

Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Online unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht-der-nws.pdf>, aufgerufen am 11.04.2025.

Wasserstoff Kompass Projekt von acatech und DECHEMA (2024): Elektrolyse-Monitor (Stand 13.05.2024). Online unter: <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>, aufgerufen am 11.03.2025.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) (22. Juli 2024): Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz. Online unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>, aufgerufen am 11.03.2025.

Future Cleantech Architects (FCA) (2024): The Basics & the Gaps Hydrogen (H₂), Future Cleantech Factsheet Series #6 / 2024. Online unter: www.fcarchitects.org/h2-factsheet-sources/, aufgerufen am 11.03.2025.

Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) (2025): Energiewende auf Kurs bringen, Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik. Online unter: https://assets.foleon.com/eu-central-1/de-uploads-7e3kk3/50809/bcg_bdi_energiewende_auf_kurs_bringen_final.9c45b14d197e.pdf, aufgerufen am 11.03.2025.

Galimova, Tansu; Ram, Manish; Bogdanov, Dmitrii; Fasihi, Mahdi; Gulagi, Ashish; Khalili, Siavash; Breyer, Christian (2023): Global trading of renewable electricity-based fuels and chemicals to enhance the energy transition across all sectors towards sustainability. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 183, 113420. Online unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113420>, aufgerufen am 11.04.2025.

Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH (iit, 2025): iit-survey Nr. 01 | Wasserstoff-Sentiment-Index 2025 (März 2025). DOI: 10.23776/2025_09, Online unter: https://www.iit-berlin.de/wp-content/uploads/2025/03/Wasserstoff-Sentiment-Index-2025_iit-survey_01_Kurzbericht.pdf, aufgerufen am 11.03.2025.

WindNODE (2020): Synthesebericht. Flexibilität, Markt und Regulierung. Online unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/windnode-erkenntnisse-flexibilitat-markt-und-regulierung.pdf>

