

Fakten und Parameteranalyse zur Wasserstoffversorgung Baden-Württembergs

Ergänzende Daten zum H₂-Versorgungskonzept
Baden-Württemberg

H₂

Fakten und Parameteranalyse zur Wasserstoffversorgung Baden-Württembergs

Ergänzende Daten zum H₂-Versorgungskonzept
Baden-Württemberg

Herausgeber

e-mobil ^{BW}
Landesagentur für neue Mobilitätslösungen
und Automotive Baden-Württemberg

Autoren

 **Fraunhofer**
ISE

LBST 

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	5
2	Einleitung und Zielsetzung	9
3	Ausgangslage Wasserstoff in Baden-Württemberg	11
3.1	Wasserstoffbedarf	11
3.2	Aktuelle Wasserstoffversorgung	13
4	Analyse der für Baden-Württemberg relevanten H₂-Produktionsstandorte	17
4.1	Qualitative Faktoren für die Eignung von Ländern als Exporteure nachhaltigen Wasserstoffs	18
4.2	Aufbau von Produktionskapazitäten für nachhaltigen Wasserstoff	20
4.3	Kohlenstoffarmer Wasserstoff	24
5	Wasserstoff-Importkorridore: Planungen und Kapazitäten	27
5.1	Südlicher Korridor	30
5.2	Südwestlicher Korridor	31
5.3	Nordseekorridor	32
5.4	Ostseekorridor	33
5.5	Osteuropäischer Korridor	33
5.6	Südosteuropäischer Korridor	33
6	Aufbau des Wasserstoffnetzes in Baden-Württemberg	35
6.1	Wasserstoffkernnetz in Baden-Württemberg	36
6.2	Weiterer Aufbau von Wasserstoffnetzen	40
7	Rolle von maritimen Wasserstoffimporten und Derivaten für Baden-Württemberg	45
7.1	Herkunft von grünem und blauem Ammoniak	47
7.2	Kosten von grünem Ammoniak	48
7.3	Projekte zum Cracken von Ammoniak in Europa	49
8	Erneuerbarer Wasserstoff: Kosten und Preise	53
8.1	Wasserstoffproduktion in Deutschland und Baden-Württemberg	53
8.2	Wasserstoffimporte	59
8.3	Wasserstoffpreis und Zahlungsbereitschaft	63
8.4	Überbrückung der Lücke zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft	66
9	Fazit	68
	Literaturverzeichnis	69
	Abkürzungsverzeichnis	74
	Abbildungsverzeichnis	75
	Tabellenverzeichnis	76

01

Zusammenfassung

01

Zusammenfassung

Baden-Württemberg steht im Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem vor der Herausforderung, seinen künftigen Wasserstoffbedarf trotz begrenzter eigener Erzeugungskapazitäten effizient zu decken. Grüner und kohlenstoffarmer Wasserstoff wird in der Industrie, Energieerzeugung und Mobilität eine wichtige Rolle einnehmen, insbesondere dort, wo direkte Elektrifizierung und andere Alternativen nicht praktikabel sind. Die Studie bündelt den aktuellen Wissensstand zu Wasserstoffbedarfen, Versorgungsoptionen, Importkorridoren, Infrastrukturentwicklungen sowie zu Kosten und Zahlungsbereitschaft.

Wasserstoffbedarf und heutige Versorgungssituation

Aktuelle Bedarfsabfragen bei potenziellen künftigen Wasserstoffanwendern zeigen, dass die Nachfrage im Land mittel- bis langfristig deutlich ansteigen könnte. Die Höhe des künftigen Niveaus lässt sich aus heutiger Sicht jedoch nicht verlässlich bestimmen, da der Einsatz von Wasserstoff maßgeblich vom Preisniveau sowie von der Verfügbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit alternativer Technologien abhängt. Als Potenzialobergrenze wurden etwa 23 TWh Wasserstoffbedarf für 2030 und rund 90 TWh für 2040 ermittelt.

Haupttreiber sind industrielle Anwendungen (Chemie, Glas, Papier, Zement, Raffinerien), Stromerzeugung sowie Prozesswärme. Letztere dürfte voraussichtlich nur bei sehr niedrigen Wasserstoffkosten in größerem Umfang realisiert werden. In der Mobilität kann Wasserstoff insbesondere in Schwerlastanwendungen eine Rolle spielen. Aktuell erfolgt die Versorgung nahezu ausschließlich über dezentrale Elektrolyseure sowie über Anlieferungen per Trailer. Mehrere Projekte im ein- bis zweistelligen Megawattbereich sind in Betrieb oder im Bau. Ein Landesförderprogramm wird kurzfristig zusätzliche 55 MW elektrolytischer Kapazität ermöglichen. Studien zeigen Potenziale für lokale Elektrolyseure insbesondere im Leistungsbereich von etwa 5 bis 20 MW aber auch darüber hinaus.

Analyse relevanter Wasserstoff-Produktionsstandorte

Deutschland wird langfristig etwa 50 bis 70 % seines Wasserstoffbedarfs importieren. Ein ähnlicher Anteil ist auch für Baden-Württemberg zu erwarten, sodass das Land in hohem Maß auf ausländische Wasserstoffherzeugung angewiesen sein wird. Internationale Ambitionen, Zeitpläne und deren tatsächliche Umsetzung sind daher für Baden-Württemberg von zentraler Bedeutung.

- **Europa:** Die EU-Ziele von 40 GW Elektrolysekapazität bis 2030 werden voraussichtlich deutlich verfehlt; bislang ist nur ein kleiner Anteil installiert. Der Zubau konzentriert sich auf wenige Länder, insbesondere Deutschland, Spanien, die Niederlande, Dänemark und Schweden. Bis Ende 2025 sind in Europa etwa 0,6 GW Elektrolysekapazität in Betrieb, weitere rund 2,8 GW befinden sich in Umsetzung oder kurz vor der Umsetzung.
- **Nordafrika:** Tunesien und Algerien verfügen über exzellente natürliche Bedingungen und große Flächen für die Nutzung erneuerbarer Energien. Es befinden sich große Projekte zur Wasserstoffherzeugung in der Konzeptionierung und Entwicklung, mit dem Ziel, das produzierte Gas über das Pipelinenetz des südlichen Korridors nach Europa und Deutschland zu exportieren.
- **Global:** Wasserstoffprojekte mit Exportorientierung entstehen in Australien, der MENA-Region, Südamerika und Kanada. Aufgrund der großen Transportdistanzen zu den Zielmärkten, zu denen oft Europa und insbesondere Deutschland zählen, ist der Export hier typischerweise in Form von Ammoniak geplant.

Die meisten Exportprojekte zielen auf die Produktion und den Export erneuerbaren, also grünen Wasserstoffs. Ergänzend spielt jedoch auch blauer Wasserstoff eine Rolle, der auf Basis fossiler Energieträger erzeugt und dessen CO₂-Emissionen

abgeschieden und gespeichert werden. Insbesondere in den Niederlanden, Großbritannien, den USA und den VAE sind entsprechende Aktivitäten zu beobachten. Blauer Wasserstoff kann mittelfristig ein ergänzender Baustein sein, ist jedoch aufgrund fossiler Vorketten nicht vollständig emissionsfrei.

Importkorridore und deren Entwicklungsstand

Pipelinebasierte Importkorridore werden künftig das Rückgrat für Wasserstoffimporte nach Europa, Deutschland und damit auch nach Baden-Württemberg bilden. Insgesamt werden sechs Korridore diskutiert, die sich in unterschiedlichen Konzeptionierungs- und Planungsphasen befinden. Sie führen aus verschiedenen Himmelsrichtungen aus europäischen und benachbarten Regionen auf Deutschland als zentralen künftigen Wasserstoffabnehmer zu. Drei Korridore sind in den Planungen besonders weit fortgeschritten und stehen im Fokus:

- **Südlicher Korridor (SouthH2):** Verbindung von Nordafrika über Italien und Österreich nach Deutschland (Bayern). Inbetriebnahme für 2030 avisiert, jedoch mit Verzögerungsrisiken. Perspektivisch ist eine direkte Anbindung von Italien über die Schweiz nach Baden-Württemberg möglich.
- **Südwestlicher Korridor (H2Med):** Pipeline von der iberischen Halbinsel über Frankreich nach Deutschland. Inbetriebnahme ab 2032 geplant. Anschlusspunkte nach Deutschland bestehen sowohl über das Saarland als auch im Raum Freiburg mit Anbindung nach Baden-Württemberg.
- **Nordseekorridor:** Anbindung der Nordseeanrainer an Deutschland über mehrere Pipelineprojekte in den Niederlanden, Belgien und Dänemark sowie perspektivisch Verbindungen zu Offshore-Wasserstoffprojekten. Erste Verbindungen erscheinen ab 2031 realistisch.

Der Ostsee-, der osteuropäische und der südosteuropäische Korridor sind eher als längerfristige Importoptionen einzuordnen. Auch wenn teilweise ambitionierte Inbetriebnahmezeitpunkte kommuniziert werden, ist insgesamt mit Verzögerungen zu rechnen.

Wasserstoffnetz in Baden-Württemberg

Das deutsche Wasserstoffkernnetz bildet die Grundlage für eine überregionale Versorgung. In Baden-Württemberg sind

rund 470 km Leitungsinfrastruktur vorgesehen, um zentrale Industriestandorte zu erschließen. Wichtige Elemente sind:

- **SEL (Süddeutsche Erdgasleitung):** Mit 258 km das Rückgrat des Landesnetzes. Erschließt den Rhein-Neckar-Raum, Stuttgart und Ostwürttemberg. Dient der Versorgung industrieller Cluster sowie H₂-fähiger Kraftwerke. Geplante Inbetriebnahme ab 2030.
- **FLOW2H2ercules:** Erschließt mit 59 km Neubau ab 2030 den Raum Karlsruhe.
- **RHYn Interco:** Ermöglicht Importe über Frankreich und versorgt zunächst die Region Freiburg; perspektivisch ist eine Weiterführung bis Offenburg möglich.
- **H2@Hochrhein und Lindau:** Erschließen ab 2030 bzw. ab 2032 die Region Hochrhein und den Bodenseeraum.

Da große Teile des Landes zunächst nicht über das Kernnetz (=Transportnetz) versorgt werden und Industriebetriebe meist ohnehin über Verteilleitungen an das Gasnetz angeschlossen sind, ist auch der Ausbau entsprechender Wasserstoffverteilnetze von Bedeutung. Wie dieser vorangetrieben werden kann, ist derzeit allerdings noch nicht geregelt.

Rolle maritimer Importe und Derivate

Ammoniak gilt global als wichtigste Option für den zukünftigen Transport von Wasserstoff über große Distanzen. Über die Binnenschifffahrt kann importierter Ammoniak grundsätzlich auch nach Baden-Württemberg gelangen. Erste Anlagen zur Rückumwandlung in Wasserstoff, das sog. Cracken, werden derzeit in Küstennähe geplant. Aufgrund der damit verbundenen Zusatzkosten wird Ammoniak für Baden-Württemberg voraussichtlich eher ergänzend zu Pipelineimporten relevant sein. Vielmehr werden Ammoniak und andere Wasserstoffderivate (z. B. Methanol) vor allem als Rohstoffe im Chemie- und Raffineriesektor von Bedeutung sein.

Kosten, Preise und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

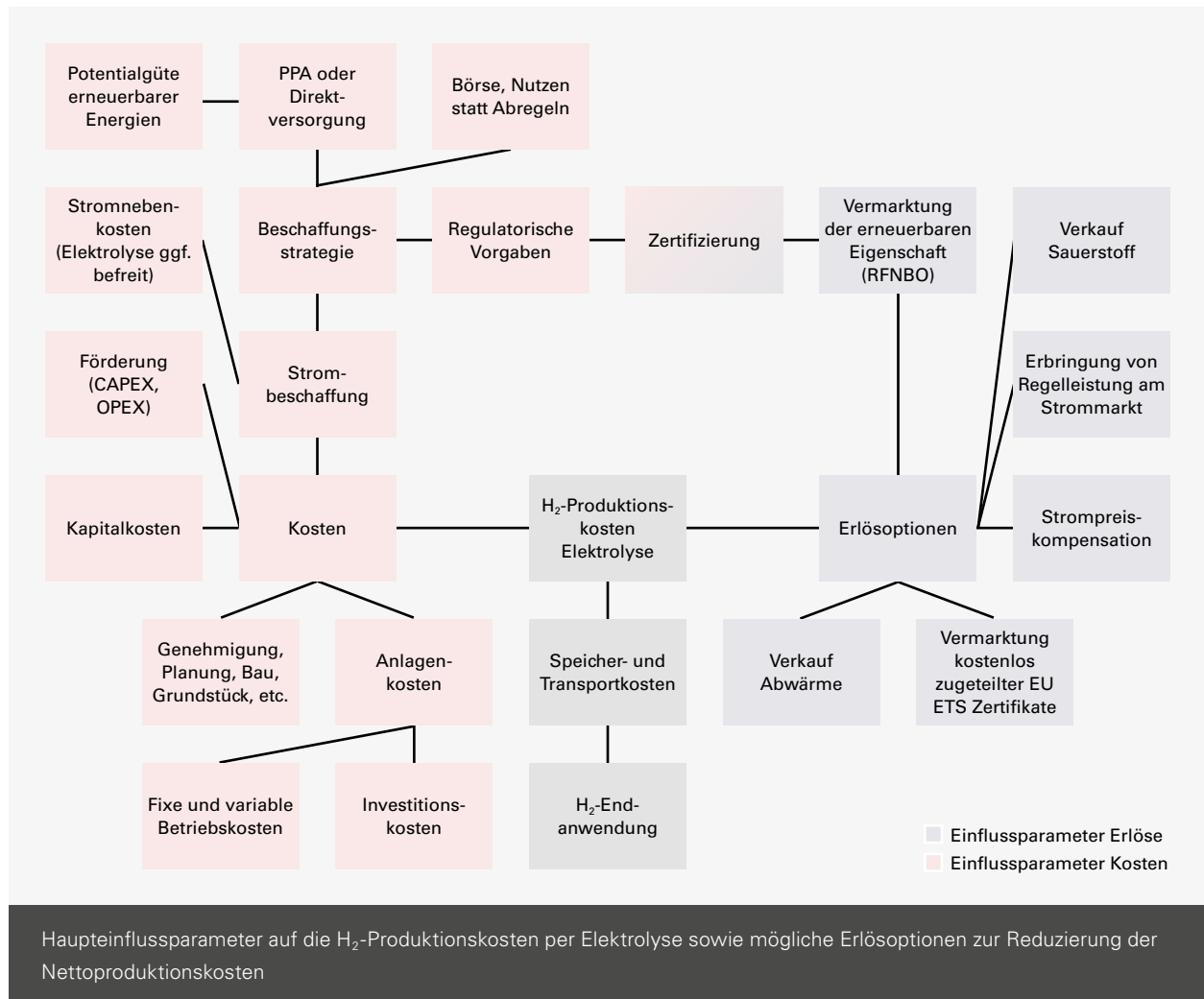
Die Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff aus Elektrolyse hängen von vielen Parametern ab, insbesondere von Strompreisen, Kapazitätsfaktoren, Investitionskosten und Finanzierungskonditionen. Gleichzeitig können auch Erlösoptionen eine relevante Rolle spielen. Für Deutschland und

Baden-Württemberg werden in Studien langfristig Produktionskosten von etwa 3 bis 5 €/kg unter idealisierten Bedingungen genannt. Heute liegen die Kosten realer Projekte häufig bei rund 10 €/kg. Zusätzliche Erlösoptionen (z.B. Regelleistung, THG-Quoten, Abwärmenutzung) sowie regulatorische Vorgaben, Steuern, Abgaben und Gebühren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit wesentlich.

Aus europäischen Ländern und benachbarten Regionen wie Nordafrika können Importe kosteneffizient per Pipeline erfolgen. Die hierfür erwarteten Kosten liegen in den 2030er Jahren bei etwa 3 bis 6 €/kg. Aus weiter entfernten Regionen kann Ammoniak per Schiff importiert werden. Die Kosten hierfür werden mit ca. 5 bis 9 €/kg meist etwas höher als für Pipelineimporte gesehen. Zukünftige regulatorische Rahmenbedingungen sowie die Entwicklung und Skalierung der relevanten Wasserstofftechnologien sind mit Unsicherheiten be-

haftet, weshalb Studien zu teils deutlich unterschiedlichen Kostenschätzungen gelangen.

Die Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Mobilität und Industrie hängt sowohl von regulatorischen Vorgaben zur Reduzierung von Treibhausgasen als auch von verfügbaren alternativen Dekarbonisierungsoptionen ab. Kurz- und mittelfristig liegt die Zahlungsbereitschaft für die meisten Anwendungen deutlich unterhalb der Kosten der Wasserstoffbereitstellung. Zur Schließung dieser Lücke sind Förderprogramme erforderlich und verfügbar. Diese umfassen auf europäischer, nationaler und Landesebene sowohl Investitions- als auch Betriebskostenförderungen. Dennoch ist die Realisierung vieler Projekte selbst bei zugesagter Förderung herausfordernd, und positive Investitionsentscheidungen bleiben teilweise aus.



02

Einleitung und Zielsetzung

02

Einleitung und Zielsetzung

Der Übergang zu einem klimaneutralen Energie- und Wirtschaftssystem ist ohne Wasserstoff kaum vorstellbar. Grüner Wasserstoff, der mithilfe erneuerbarer Energien erzeugt wird, gilt als Schlüsseltechnologie, insbesondere in Wirtschaftszweigen, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht praktikabel oder nur schwer umsetzbar ist. Eine sichere, zuverlässige und wirtschaftlich tragfähige Versorgung mit Wasserstoff ist daher essenziell, sowohl für die Industrie als auch für andere Sektoren wie Verkehr oder Energieerzeugung.

Deutschland hat sich unter anderem mit seiner Nationalen Wasserstoffstrategie sowie deren Fortschreibung ambitionierte Ziele gesetzt, insbesondere im Hinblick auf den Aufbau erforderlicher Infrastrukturen, vor allem des H₂-Kernnetzes, sowie auf die heimische Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse. Dennoch wird erwartet, dass die inländische Wasserstoffproduktion auch langfristig nicht zur Deckung des Bedarfs ausreicht und daher der Import von Wasserstoff von großer Bedeutung sein wird. Dieser könnte künftig etwa 50 bis 70 % des nationalen H₂-Bedarfs decken.

Eine vergleichbare Ausgangslage besteht für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg. Aufgrund begrenzter Potenziale zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs im Land kommt ergänzenden Importen eine besondere Bedeutung zu. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg hat daher ein eigenes Konzept zur Versorgung des Landes mit Wasserstoff erarbeitet. Dieses beschreibt qualitativ die Rahmenbedingungen, Bedarfe, Infrastrukturen sowie verschiedene Optionen für Eigenproduktion, Import und Bereitstellung von Wasserstoff und deren mögliche Bedeutung für Baden-Württemberg.

Vor diesem Hintergrund soll die vorliegende Studie, unabhängig und ergänzend zum Versorgungskonzept des Landes Baden-Württemberg, den aktuellen Wissens- und Diskussionsstand zu zentralen Themen im Bereich Wasserstoff auf Basis verfügbarer Literatur zusammenführen. Ziel ist es, Akteuren

aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft eine fundierte und transparente Grundlage für Diskussionen und strategische Entscheidungen zu bieten. Die Studie betrachtet mögliche Exportländer, beschreibt den Stand der Importkorridore und Infrastrukturen, analysiert den geplanten Ausbau des H₂-Pipelinenetzes in Deutschland und Baden-Württemberg, diskutiert die Haupteinflussfaktoren und Unsicherheiten bei H₂-Kosten und Preisen sowie die Rolle von Wasserstoffderivaten bei der künftigen Versorgung des Landes.

03

Ausgangslage Wasserstoff in Baden-Württemberg

03

Ausgangslage Wasserstoff in Baden-Württemberg

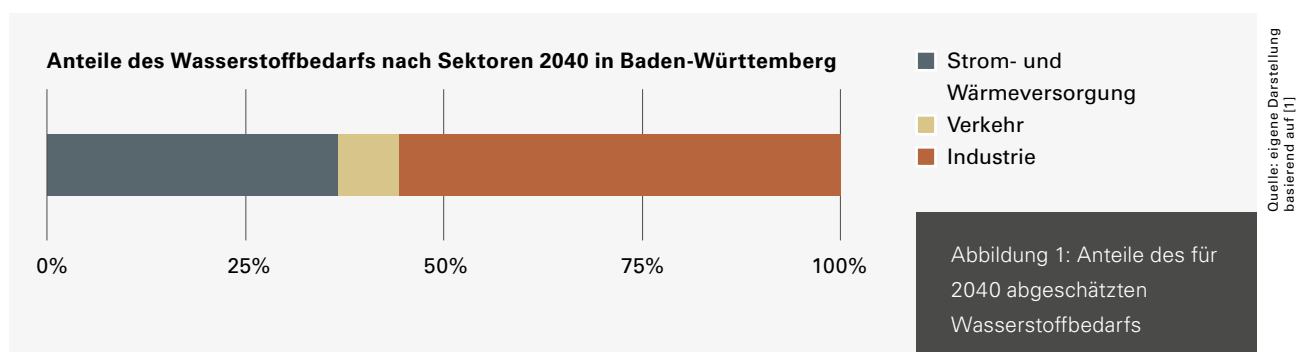
Im Hinblick auf die Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff steht Baden-Württemberg in der Energiewende vor besonderen Herausforderungen. Das Land ist geprägt von einem starken, technologisch breit aufgestellten Mittelstand, der eine Vielzahl räumlich verteilter Industrien und Gewerbe mit künftigen Wasserstoffbedarf umfasst. Obwohl die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs von Unsicherheiten geprägt ist, ist zu erwarten, dass die Versorgung aufgrund begrenzter erneuerbarer Energieerzeugung nicht überwiegend über eine lokale oder regionale Wasserstoffproduktion sichergestellt werden kann. Vielmehr werden Importe von Wasserstoff einen großen Anteil des Bedarfs decken. Die für Baden-Württemberg ermittelten Wasserstoffbedarfe sowie die aktuelle Lage der erneuerbaren Wasserstoffproduktion im Land werden im Folgenden erläutert.

3.1 Wasserstoffbedarf

Die Wasserstoffnachfrage in Baden-Württemberg könnte in den kommenden Jahrzehnten erheblich steigen. Eine im Auftrag des Landes durchgeführte Bedarfsabfrage hat für das Jahr 2030 eine voraussichtliche Wasserstoffnachfrage von knapp 23 TWh ergeben, die bis 2040 auf etwa 90 TWh ansteigen könnte [1]. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt eine bundesweite Abfrage zum Netzentwicklungsplan (NEP) im Früh-

jahr 2024. Getrieben wird der Wasserstoffbedarf durch unterschiedliche Sektoren, Industrien, Gewerbe und Prozesse, eingesetzt als Roh- oder Grundstoff, als Energieträger zur Prozesswärmebereitstellung, als Kraftstoff im Mobilitätssektor sowie als Energieträger zur Bereitstellung gesicherter Leistung in der Stromerzeugung. Zentrale Grundannahme bei der Bedarfsabfrage war, dass Wasserstoff wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Dies ist jedoch, auch längerfristig, bei den erwarteten Bereitstellungskosten für erneuerbaren Wasserstoff (vergleiche Kapitel 7) nicht für alle potenziellen Einsatzfälle sichergestellt. Die ermittelten Wasserstoffbedarfe sind daher als theoretische Bedarfsobergrenze zu verstehen, nicht als tatsächlicher zu erwartender Bedarf. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Wasserstoff zukünftig deutlich über dem heutigen Niveau liegen wird.

Die zukünftige Abnehmerstruktur wird maßgeblich von der Industrie geprägt. Besonders hervorzuheben sind die Chemie-, Papier-, Glas- und Zementindustrie sowie die Mineralölverarbeitung. In diesen Bereichen ist Wasserstoff nicht nur als Rohstoff, sondern auch als klimaneutraler Energieträger, beispielsweise zur Prozesswärmeerzeugung, eine relevante Option zur Dekarbonisierung. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff spielt vorrangig in der Grundstoffchemie und der Metallerzeugung eine Rolle. Hier gibt es meist keine relevante

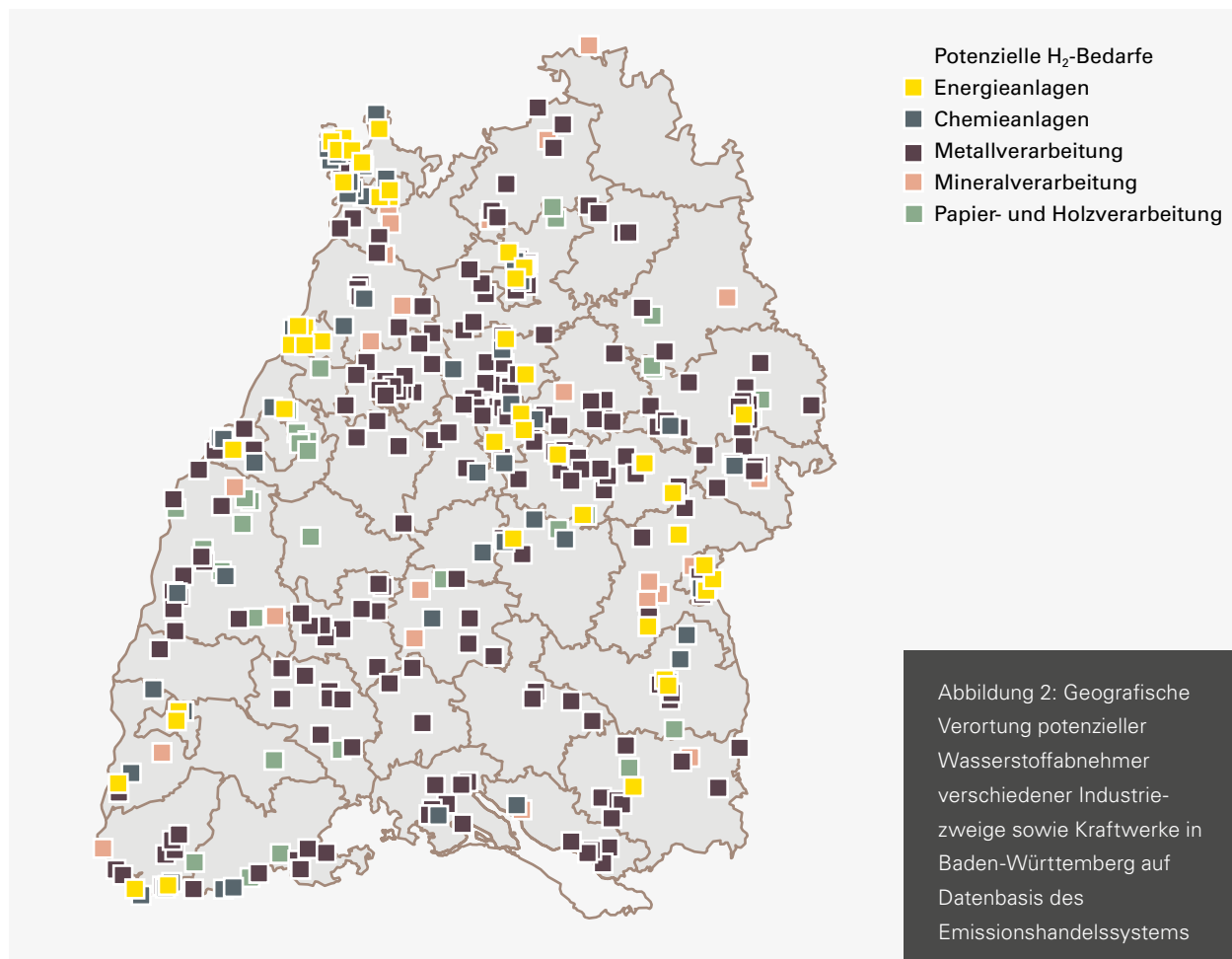


Alternative. Der Einsatz als Energieträger ist hingegen in zahlreichen Branchen potenziell relevant, jedoch nicht alternativlos. Insbesondere Möglichkeiten der direkten Elektrifizierung, etwa durch die Nutzung von Hochtemperaturwärmepumpen, Induktionserwärmung oder Plasmabrenner, stellen in Teilen eine Alternative zur Nutzung von Wasserstoff dar [2]. Entsprechend ist hier der zukünftige Wasserstoffbedarf von der Verfügbarkeit und Nutzbarkeit solcher Alternativtechnologien abhängig.

Auch die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im Mobilitätssektor, insbesondere im straßengebundenen Schwerlastverkehr, trägt zum erwarteten Anstieg des Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg bei. Wie hoch der zukünftige Anteil wasserstoffbetriebener Fahrzeuge ausfallen wird, ist derzeit noch ungewiss und hängt maßgeblich davon ab, welche Transportanwendungen künftig durch batterieelektrische Fahrzeuge abgedeckt werden können. Zur Etablierung von Wasser-

stoff als Kraftstoff bestehen sowohl auf Fahrzeugseite als auch im Bereich der Betankungsinfrastruktur verschiedene Aktivitäten und Pläne. Ein Beispiel ist das Projekt Pegasus, in dem die Länder Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz sowie der Bund die Daimler Truck AG finanziell unterstützen, um insgesamt 100 Brennstoffzellen-Lkw in den Einsatz zu bringen [3].

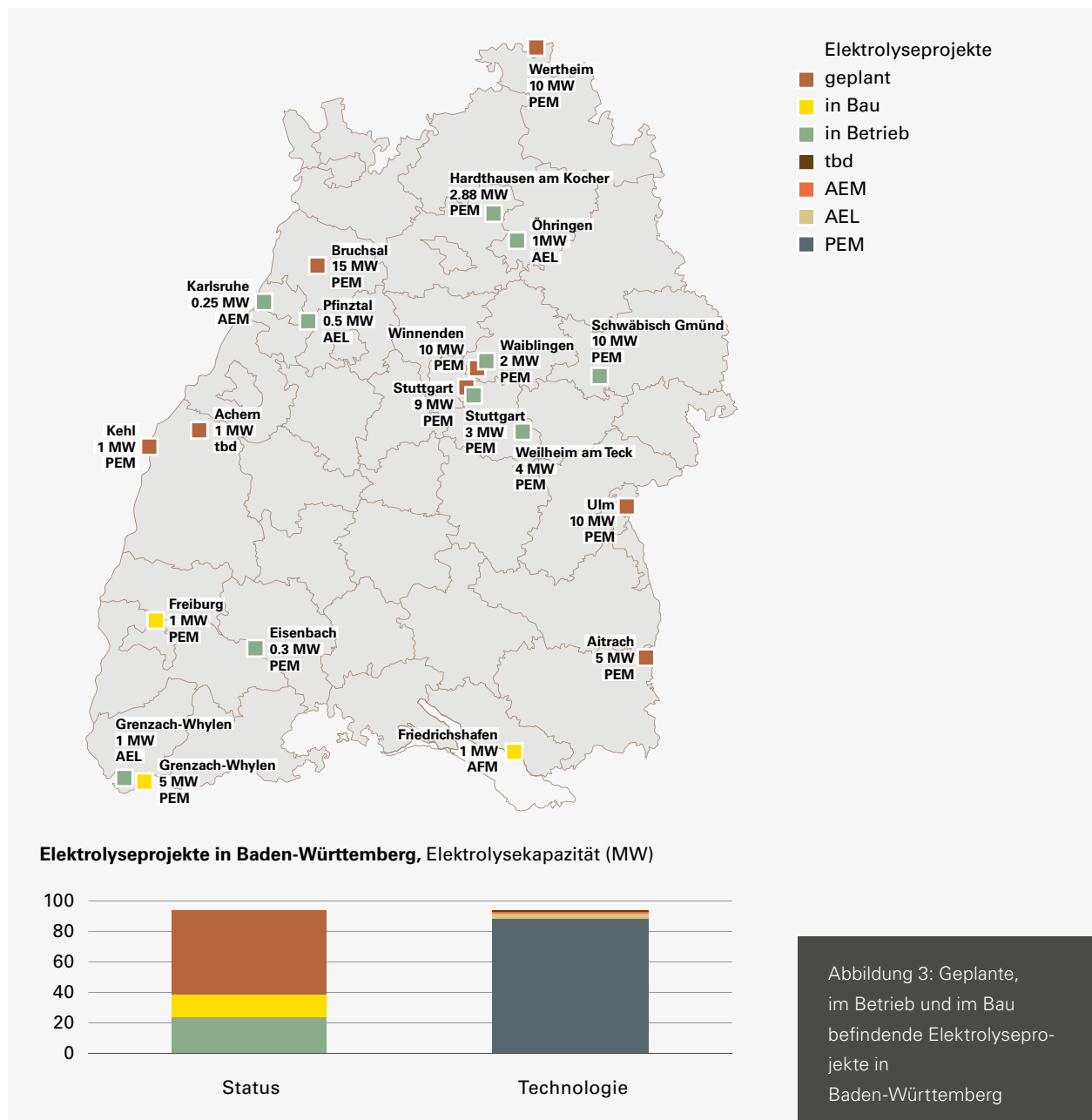
Ab etwa 2033 kommt mit dem Energiesektor ein zusätzlicher, deutlich wachsender Wasserstoffbedarf hinzu. Mit dem Anschluss Baden-Württembergs an das Wasserstoffkernnetz kann die Umstellung von KWK-Anlagen und Großkraftwerken auf Wasserstoff erfolgen (vergleiche 5). Hierzu sollen zunächst Gaskraftwerke an Standorten ehemaliger Steinkohlekraftwerke beispielsweise in Heilbronn, Altbach/Deizisau und Stuttgart-Münster errichtet werden, die perspektivisch von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Diese Anlagen dienen dann vor allem der Absicherung der Stromversorgung sowie der Bereitstellung von Fernwärme.



3.2 Aktuelle Wasserstoffversorgung

Die Wasserstoffversorgung von Unternehmen in Baden-Württemberg erfolgt derzeit ausschließlich über Onsite-Anlagen zur Wasserstoffproduktion (elektrolytisch sowie auf Erdgasbasis) sowie über Trailerlieferungen. Dies zeigt sich auch bei der Analyse laufender und geplanter Projekte, die sämtlich über Anlagen zur Trailerbefüllung verfügen. Die installierte Elektrolysekapazität in Baden-Württemberg beläuft sich im November 2025 auf insgesamt rund 24 MW. Weitere 15 MW befinden sich aktuell in Bau. Dazu zählt unter anderem der „Green Hydrogen Hub Stuttgart“ in dem die Stadtwerke Stuttgart den Bau einer Wasserstoffproduktionsanlage mit einer elektrischen Leistung von 10 MW (PEM-Elektrolyse) planen. Die Anlage soll jährlich rund 1.000 Tonnen Wasserstoff erzeugen. Der Spatenstich erfolgte im April 2025, die Inbetriebnahme ist für Ende 2026 angestrebt. Der erzeugte Wasserstoff soll per Trailer zu den Abnehmern transportiert werden; zusätzlich ist eine Einspeisung in eine lokale Wasserstoffpipeline geplant. Die H2GeNeSiS-Pipeline verläuft über eine Strecke von rund sieben Kilometern von Hedelfingen bis nach Gaisburg entlang des Neckars. Im Jahr 2026 ist zudem die Inbetriebnahme einer Erweiterung der Wasserstoffanlage in Grenzach-Wyhlen am Hochrhein vorgesehen. Aus dem Power-to-Gas-Leuchtturmprojekt BW bestehen dort bereits eine 1 MW alkalische Elektrolyse sowie drei Trailerabfüllstationen. Die Erweiterung umfasst den Bau einer 5-MW-PEM-Elektrolyse und drei weiterer Abfüllstationen. Die derzeit größte in Betrieb befindliche Wasserelektrolyse Baden-Württembergs befindet sich in Schwäbisch Gmünd und verfügt über eine Leistung von 10 MW (PEM-Elektrolyse). Die Anlage besitzt acht Trailerabfüllplätze und versorgt unter anderem eine

Wasserstofftankstelle in der Region sowie den nahegelegenen Industriepark H2-Aspen. Dezentrale Lösungen zur Etablierung lokaler Erzeugungskapazitäten und Wertschöpfungsketten spielen eine wesentliche Rolle, um die Versorgung bis zur Fertigstellung der Fernleitungen und zur Erschließung weiterer Gebiete sicherzustellen und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im Land zu stärken. Darauf zielt auch das landeseigene Förderprogramm ELY ab. Im Rahmen dieses Programms wird eine deutliche Erhöhung der elektrolytischen Wasserstofferzeugungskapazität in Baden-Württemberg erwartet. Gefördert werden Anlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW. In einer ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2025 werden Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von 55 MW gefördert. Unter Berücksichtigung einer zweiten Ausschreibungsrunde im Jahr 2026 kann dies zu einer signifikanten Erhöhung der Wasserstofferzeugungskapazität im Land führen. Die geförderten Anlagen sollen dabei im Einklang mit dem Ausbau des Stromnetzes und der erneuerbaren Energie errichtet werden, um einen möglichst systemdienlichen Ausbau sicherzustellen. In Abbildung 3 sind Elektrolyseprojekte in Baden-Württemberg dargestellt, die sich in Betrieb befinden oder aktuell gebaut werden. Darüber hinaus sind die geförderten Projekte des ELY-Förderprogramms sowie weitere Projektankündigungen dargestellt.



Ein weiterer wichtiger Wasserstoff-Hub für Baden-Württemberg befindet sich in Mannheim. Im März 2024 wurde dort der Regelbetrieb einer großen Trailerabfüllanlage aufgenommen. Der sogenannte „H2 Hub“ kann täglich bis zu drei Tonnen Wasserstoff abfüllen, der von der BASF am Standort Ludwigshafen (Rheinland-Pfalz) erzeugt wird. Darüber hinaus bestehen Ankündigungen für weitere Projekte in Baden-Württemberg. Am Hochrhein plant das Energieunternehmen RWE den Bau eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von 50 MW,

der rund 8.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugen soll. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2029 angegeben, eine Investitionsentscheidung steht jedoch noch aus. Des Weiteren wurden Pläne für Elektrolyseanlagen mit 20 MW in Gengenbach sowie 5 MW in Villingen-Schwenningen bekanntgegeben, letztere mit einer Erweiterungsoption auf 20 MW. Ein Baubeginn der Projekte ist bislang nicht erfolgt. Projekte wie H2OptimiSt [4] oder PoWerD [5] kommen zu dem Ergebnis, dass es in Baden-Württemberg zahlreiche weitere geeignete

Standorte für Elektrolyseure im Leistungsbereich von 5 bis 20 MW aber auch darüber hinaus gibt. Diese dezentralen Anlagen eignen sich insbesondere zur Erschließung von Wasserstoffbedarf abseits des geplanten Kernnetzes und können die Versorgung entsprechend ergänzen.

Systemdienlichkeit von Elektrolyse in Baden-Württemberg

Die Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren umfasst allgemein Aspekte der Stabilität, Effizienz, Integration und Sektorkopplung des Energiesystems. Für Baden-Württemberg sind diese Aspekte insbesondere im Zusammenhang mit dezentralen Elektrolyseuren von Bedeutung, die Wasserstoffbedarfe abseits und damit ergänzend zum künftigen H₂-Pipelinennetz decken sollen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass das Land zunächst nur in begrenztem Umfang an das Wasserstoffkernnetz angebunden wird. Eine für Baden-Württemberg durchgeführte Analyse [4] identifiziert anhand verschiedener Standortkriterien eine Vielzahl potenziell geeigneter Standorte für dezentrale Elektrolyseanlagen im Leistungsbereich von 5 bis 20 MW. Bei geeigneter Standortwahl werden diese als systemdienlich eingeordnet und als Beitrag zur Versorgungssicherheit hervorgehoben.

Elektrolyseure stellen neue, leistungsstarke Verbraucher im Stromsystem dar. Ihre technische Netzintegration ist durch die Technischen Anschlussregeln (TAR) auf allen Spannungsebenen klar geregelt (§ 19 Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Damit wird die Netzverträglichkeit als Grundvoraussetzung für den Netzanschluss aber auch für Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit sichergestellt [6] [7]. Im Zusammenhang mit Elektrolyseuren wird oft von Netz- und Systemdienlichkeit gesprochen. Für beide Begriffe gibt es keine einheitliche klare Definition. Die zugrundeliegende Überlegung ist jedoch, dass der Standort und der Betrieb einer flexibel steuerbaren Elektrolyse möglichst so gestaltet ist, dass diese einen positiven Beitrag zur Stabilität, Sicherheit und Effizienz des Strom- und Energiesystems leistet. Während die Netzdienlichkeit vor allem die Auswirkungen auf das Stromnetz beschreibt, umfasst Systemdienlichkeit oft das Strom- und Energieversorgungssystem als Ganzes. Die Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren ergibt sich aus dem Zusammenspiel von netzdienlichem Standort und netzdienlicher Betriebsweise [8]. Der Standort einer Elektrolyse sollte so gewählt werden, dass dieser zur Reduzierung oder Vermeidung von Netzengpässen beiträgt oder sogar einen zusätzlichen Zubau und Netzanschluss von erneuerbaren Energien in der Region ermöglicht. Gleichzeitig muss die flexible Betriebsführung der Anlage auf den jeweils aktuellen Zustand des Stromnetzes angepasst werden. Zu unterscheiden

ist hierbei auch jeweils die Netzsituation im regionalen Verteilnetz und die Situation im überregionalen Übertragungsnetz.

In Baden-Württemberg kann ein netzdienlicher Betrieb insbesondere in Regionen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien erreicht werden, beispielsweise in ländlichen Gebieten mit hoher Photovoltaikeinspeisung [9]. Die Netzbelastung kann dort durch den Betrieb von Elektrolyseuren reduziert und die Integration erneuerbarer Energien verbessert werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine Anpassung des Betriebsfahrplans an die lokale beziehungsweise regionale Stromerzeugung und Netzsituation. Derzeit bestehen hierfür jedoch keine verbindlichen regulatorischen Vorgaben. Die bestehenden Marktmechanismen gewährleisten daher nicht zwangsläufig einen netzdienlichen Betrieb. Vielmehr orientiert sich die Betriebsweise an regulatorischen Anforderungen wie beispielsweise den Strombezugsriterien der RED II (insbesondere dem Gleichzeitigkeitskriterium), an Preissignalen der Strombörse sowie an Wasserstofflieferverpflichtungen, die einem netzdienlichen Betrieb teilweise entgegenstehen können. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der bestehenden Nord-Süd-Engpässe im deutschen Übertragungsnetz relevant.

Zu berücksichtigen ist, dass es sich hierbei um zeitlich begrenzte Lastsituationen im Netz handelt. Ihre zukünftige Bedeutung hängt vom weiteren Ausbau erneuerbarer Energien (Menge, Art und geographische Verteilung), dem Umfang und Fortschritt des Stromnetzausbaus sowie von der Ausgestaltung des künftigen Strommarktdesigns (z. B. Strompreiszonen, Dispatch-Signale [10]) ab. Insbesondere der verstärkte Ausbau und die gezielte Nutzung von regionalen erneuerbaren Energien sind hier vorteilhaft. Unabhängig davon können Elektrolyseure auch einen direkten Beitrag zur Netzstabilisierung leisten, etwa durch die Erbringung von Regelleistung [6]. Systemdienlichkeit geht über die netzbezogenen Effekte hinaus. Elektrolyseure ermöglichen die Kopplung des Strom-, Wärme-, Gas-, und Mobilitätssektors. Dies ist in Baden-Württemberg insbesondere dort von Bedeutung, wo begrenzte Wasserstoffbedarfe auch langfristig nicht durch einen Anschluss an das H₂-Kernnetz gedeckt werden können. Dezentrale Elektrolyseure beziehungsweise Wasserstoff-Hubs ermöglichen hier eine effiziente Versorgung, etwa zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse oder des Mobilitätssektors. Dadurch kann ein hoher Transportaufwand für Wasserstoff aus entfernten Quellen vermieden werden. Weiterhin kann die Nutzung von Abwärme und Sauerstoff sowohl die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse als auch deren Systemdienlichkeit weiter verbessern.

04

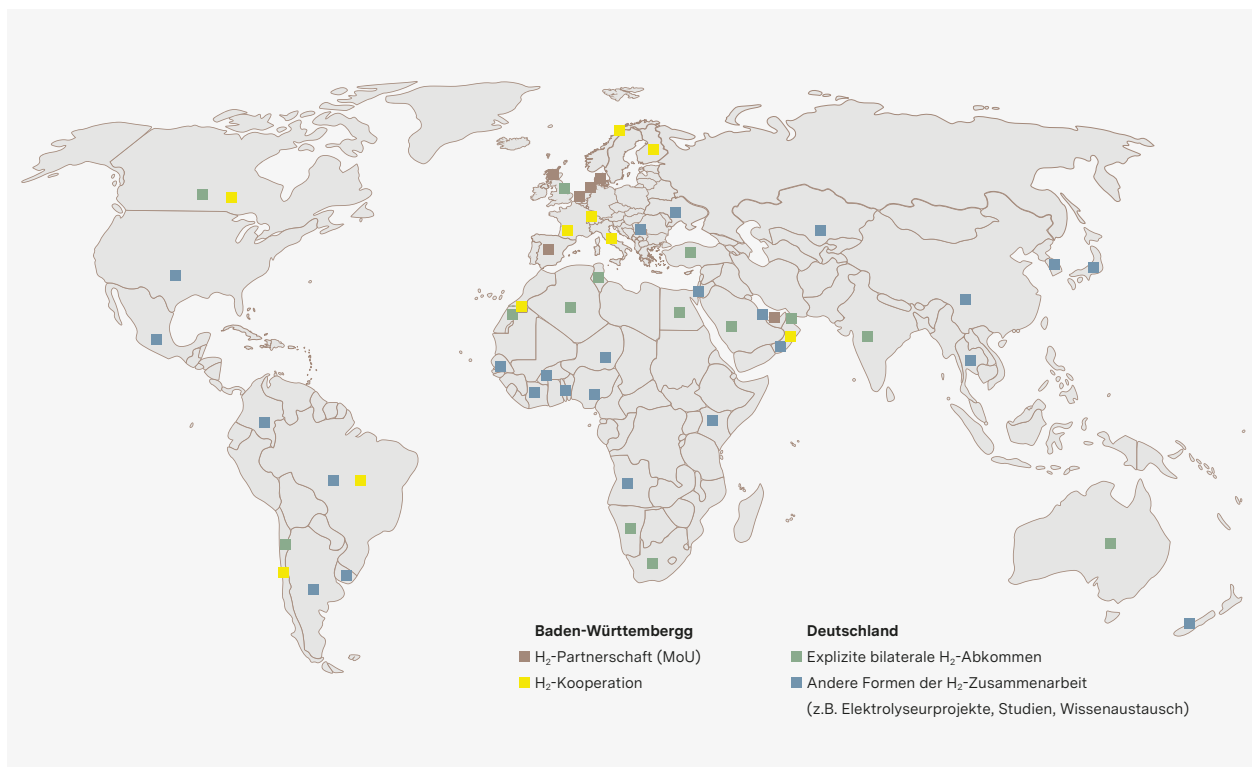
Analyse der für Baden-Württemberg relevanten H₂-Produktionsstandorte

04

Analyse der für Baden-Württemberg relevanten H₂-Produktionsstandorte

Für die Wasserstoffversorgung Deutschlands wird davon ausgegangen, dass ein Großteil des Bedarfs über Importe gedeckt wird. Die Importstrategie der Bundesregierung aus dem Jahr 2024 geht davon aus, dass im Jahr 2030 rund 50 bis 70 % des Bedarfs importiert werden müssen [11]. Diese Größenordnung sich grundsätzlich auf Baden-Württemberg übertragen. Daraus folgt, dass im europäischen und auch außereuropäischen Ausland in erheblichem Umfang Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff aufgebaut werden müssen, um den Importbedarf

Deutschlands und Baden-Württembergs zu decken. Der Aufbau von Handels- und expliziten Wasserstoffpartnerschaften ist daher von hoher Bedeutung für den Aufbau von Wasserstofflieferketten. Teilweise bestehen bereits ausgeprägte Länderpartnerschaften Deutschlands und Baden-Württembergs (siehe Abbildung 4). Diese manifestieren sich in Form von Wirtschaftsabkommen, energiepolitischen Absichtserklärungen oder konkreten Projektvorhaben, an denen Wirtschaftsakteure der jeweiligen Länder beteiligt sind.



Quelle: eigene Darstellung nach [11]

Abbildung 4: Wasserstoffkooperationen des Landes Baden-Württemberg und der Bundesregierung

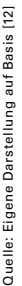
Für die Produktion von Wasserstoff geeignete Regionen lassen sich sowohl in Europa als auch global identifizieren. Wesentliche Eignungskriterien sind eng mit dem Potenzial erneuerbarer Energien (solare Einstrahlung und Windgeschwindigkeiten) und mit einer hohen (konfliktfreien) Flächenverfügbarkeit verknüpft. Gleichzeitig spielt auch der Eigenbedarf an erneuerbaren Energien und Wasserstoff in den jeweiligen Ländern eine Rolle. Des Weiteren bieten ggf. existierende Energietransport- und Exportinfrastrukturen gute Voraussetzungen. Innerhalb Europas sind hier insbesondere die geplanten Wasserstoffpipelines der Importkorridore von Bedeutung (siehe Abschnitt 4). Weiter entfernte Regionen können über maritime Transportwege an Europa und auch Baden-Württemberg angebunden werden.

Auf globaler Ebene führt China die Installation von Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffproduktion deutlich an. Das Land spielt für Exporte aufgrund seines hohen Eigenbedarfs jedoch vorerst keine Rolle. Für Baden-Württemberg sind die Entwicklungen innerhalb Europas sowie Nordafrikas deutlich relevanter, da aus diesen Regionen perspektivisch Pipelineimporte möglich sind. Die Ziele europäischer Staaten zum Aufbau von Elektrolysekapazitäten bis 2030 sind mit insgesamt knapp 50 GW installierter Leistung zwar ambitioniert, die Umsetzungsrealität wenige Jahre vor dem Zielzeitpunkt wirkt jedoch bislang ernüchternd. Anfang 2026 sind weniger als 2 % (unter 1 GW) der Zielkapazität in Betrieb. Zwar befinden sich zahlreiche Projekte in Bau, sodass 2026 Zubauten im Gigawattbereich erwartet werden, dennoch erscheint eine Zielerreichung unwahrscheinlich. Gründe für den langsameren Ausbau sind unter anderem deutliche Kostensteigerungen in den vergangenen Jahren sowie Verzögerungen bei Einführung und Umsetzung regulatorischer Vorgaben. Zudem zeigt sich das bekannte „Henne-Ei-Problem“ zwischen Produktion, Transportinfrastruktur und Nachfrage. Aufgrund hoher Preise fehlen weitgehend verbindliche Abnahmezusagen, die wiederum eine zentrale Voraussetzung für Investitionen in Produktionsanlagen darstellen.

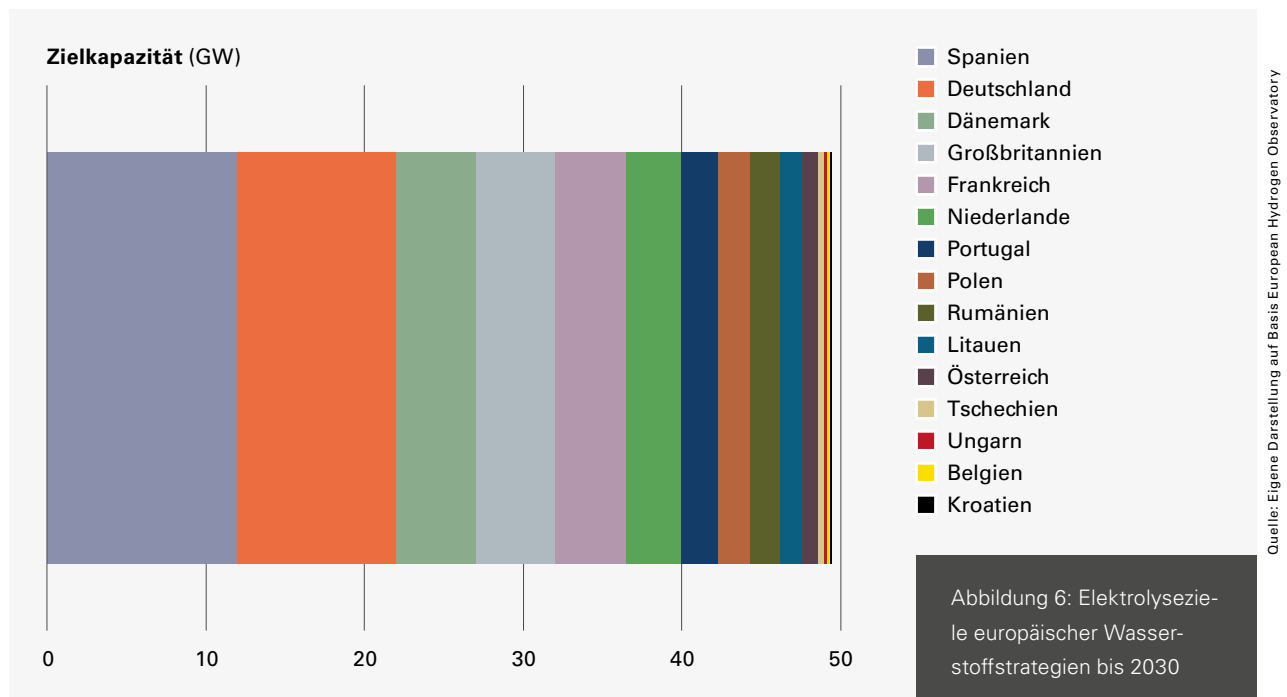
4.1 Qualitative Faktoren für die Eignung von Ländern als Exporteure nachhaltigen Wasserstoffs

Die Eignung eines Landes für den Export von Wasserstoff wird durch eine Vielzahl von Faktoren bestimmt. Zentrale Einflussgrößen sind das Potenzial erneuerbarer Energien sowie das Flächenpotenzial. Das Potenzial erneuerbarer Energien beschreibt die klimatischen und geophysikalischen Rahmenbedingungen, unter denen Strom aus regenerativen Quellen, insbesondere Windenergie und Photovoltaik (PV), erzeugt werden kann. Hohe mittlere Windgeschwindigkeiten sowie starke Sonneneinstrahlung führen zu geringeren Stromgestehungskosten und erhöhen damit die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion. Das Flächenpotenzial bestimmt die maximal installierbare Anlagenleistung und damit die insgesamt erzeugbare Energiemenge. Beide Faktoren wirken sich unmittelbar auf die Produktionskosten und die internationale Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff aus. Neben natürlichen Voraussetzungen sind auch der Eigenbedarf eines Landes an erneuerbarer Energie und Wasserstoff sowie die Möglichkeiten zur Nutzung weiterer regenerativer Energiequellen (z. B. Wasserkraft oder Geothermie) entscheidend für das tatsächlich verfügbare Exportpotenzial [12].

Abbildung 5 zeigt potenzielle Exportländer, die aufgrund der genannten Kriterien für Exporte infrage kommen. Grün markiert sind Länder, aus denen mittelfristig Pipelineimporte möglich sind. Hierzu zählen insbesondere europäische Länder mit entsprechenden entsprechenden Potenzialen für erneuerbare Energie und Flächen, etwa Spanien oder Finnland. In Nordafrika sind insbesondere Marokko, Algerien und Tunesien relevant. Blau hervorgehoben sind Länder, die über maritime Transportketten Wasserstoff beziehungsweise Wasserstoffderivate nach Europa transportieren können. Diese Option erweitert das potenzielle Angebot deutlich. Hervorzuheben sind Exporte aus der MENA-Region, beispielsweise aus Ägypten, Saudi-Arabien und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Australien verfügt ebenfalls über große Potenziale, steht jedoch vor der Herausforderung sehr langer Transportdistanzen. Im südlichen Afrika werden insbesondere Namibia und Südafrika diskutiert. In Südamerika sind Brasilien, Argentinien, Chile und Teile Kolumbiens zu nennen. In Nordamerika ist insbesondere Kanada an Exporten nach Deutschland interessiert. Auch die USA verfügen über entsprechende Potenziale; das politische Umfeld gilt jedoch derzeit als unsicher, wodurch belastbare Planungen erschwert werden.



Neben natürlichen und technischen Rahmenbedingungen sind auch sozialökonomische und politische Faktoren für die Bewertung potenzieller Exportländer von zentraler Bedeutung. Hierzu zählen insbesondere der wirtschaftliche Entwicklungsstand, die politische Stabilität, die institutionelle Qualität sowie die Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC), die unter anderem das Investitionsrisiko abbilden. Der Zugang zu kostengünstigen Finanzmitteln stellt insbesondere für Entwicklungs- und Schwellenländer eine Herausforderung dar, da der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur erhebliche Kapitalinvestitionen erfordert [13].



4.2 Aufbau von Produktionskapazitäten für nachhaltigen Wasserstoff

In diesem Abschnitt wird der aktuelle Stand des Hochlaufs der Elektrolysekapazitäten zur Produktion von „grünem“ Wasserstoff dargelegt. Dies erfolgt zunächst vertiefend für Europa; zusätzlich werden Tunesien und Algerien betrachtet, da aus diesen beiden Ländern mittelfristig Wasserstoff per Pipeline nach Europa exportiert werden könnte.

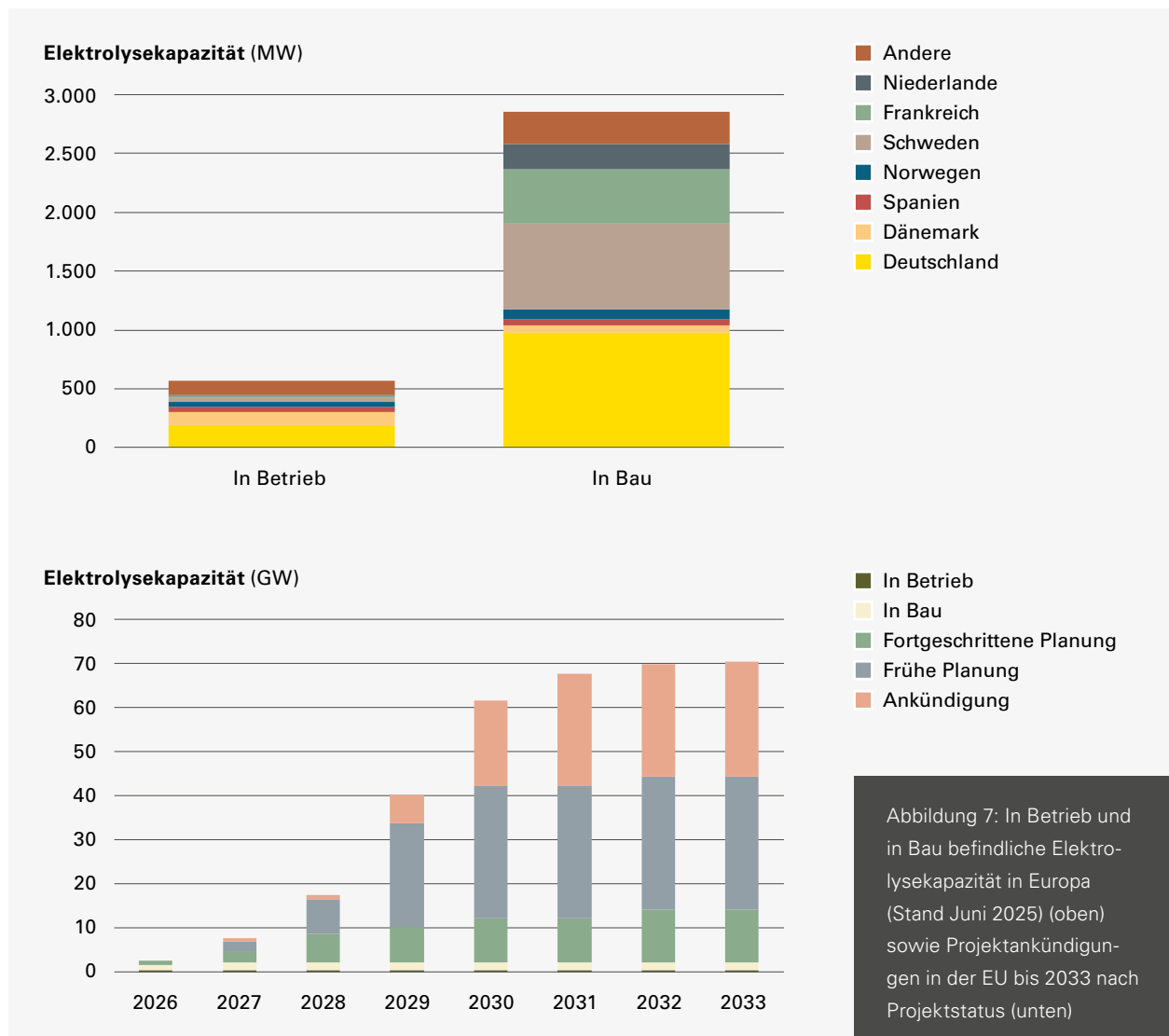
Europa

Die Zielsetzungen Europas beziehungsweise der Mitgliedsstaaten zum Aufbau von Elektrolysekapazitäten sind hoch. Laut „European Green Deal“ und dem „REPowerEU“ Plan der Europäischen Kommission sollten bis 2024 Elektrolyseure mit einer Kapazität von 6 GW installiert sein. Bis 2030 sollen innerhalb Europas 40 GW Elektrolysekapazität installiert werden, die bis zu 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff produzieren können.

Auch die einzelnen Mitgliedstaaten haben ambitionierte Ziele, die sich in Summe auf knapp 50 GW belaufen und damit über die EU-Zielwerte hinausgehen. In Abbildung 6 sind die Elektrolyseziele europäischer Wasserstoffstrategien dargestellt. Die höchsten Ziele haben sich Spanien, Deutschland, Dänemark sowie Großbritannien gesteckt.

Eine genauere Betrachtung des bisherigen Ausbaus zeigt jedoch, dass die Ziele der EU sowie der meisten Mitgliedsstaaten, trotz zahlreicher Projektankündigungen bis 2030 voraussichtlich kaum erreichbar sind (siehe Abbildung 7, links). Zahlen des Clean Hydrogen Monitors von European Hydrogen zufolge befinden sich aktuell rund 570 MW Elektrolysekapazität innerhalb Europas in Betrieb. Weitere 2,8 GW befinden sich im Bau oder haben eine positive Investitionsentscheidung erhalten [14]. Der Aufbau relevanter Elektrolysekapazitäten fokussiert sich dabei auf wenige Länder. Dem Clean Hydrogen Monitor zufolge entfallen 94 % der 2,8 GW in Bau befindlichen Elektrolysesysteme auf nur acht Ländern. Eine Analyse von

ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) weist darauf hin, dass sich deutlich höhere Kapazitäten in früheren Planungsstadien befinden, für die noch keine Investitionsentscheidungen vorliegen (siehe Abbildung 7, rechts). Die Summe dieser frühen Planungen sowie weiterer, teils unkonkreter Projektankündigungen ergibt für 2030 eine potenzielle Elektrolysekapazität von über 60 GW in der EU.



In Deutschland sind wesentliche Hochlaufaktivitäten zu beobachten. Rund 200 MW Elektrolysekapazität sind bereits in Betrieb, während sich weitere rund 1.000 MW im Bau befinden oder eine positive Investitionsentscheidung vorliegt. Die derzeit größte Elektrolyseanlage Deutschlands mit einer Kapazität von 54 MW wird vom Chemieunternehmen BASF am Standort Ludwigshafen betrieben. Im Bau befinden sich unter anderem Anlagen von RWE (300 MW, Lingen), BP (100 MW, Lingen), EWE (280 MW, Emden), Salzgitter Flachstahl (100 MW, Salzgitter), Shell (100 MW, Wesseling) und HGHH (100 MW, Hamburg). In Schweden sind rund 800 MW im Bau, wovon der Großteil auf ein einziges Projekt entfällt. In der nord-schwedischen Stadt Boden errichtet das Unternehmen Stegra eine Elektrolyseanlage mit einer Leistung von 700 MW. Der Wasserstoff soll in einem naheliegenden Stahlwerk, das ebenfalls neu errichtet wird, für die Produktion von jährlich rund fünf Millionen Tonnen grünen Stahl genutzt werden. In Frankreich setzen Air Liquide (200 MW) und Lhyfe (100 MW) ihre Projekte um. Großtechnische Umsetzungen erfolgen ebenfalls in Spanien (jeweils 100 MW in Cartagena und Bilbao), Portugal (100 MW, Sines), Österreich (140 MW, Schwechat) und den Niederlanden (400 MW, Rotterdam). Eine Analyse der Projekte zeigt, dass nahezu alle über feste Abnahmevereinbarungen mit Industrieabnehmern alle Projekte verfügen. Dies gilt insbesondere für die Stahlindustrie und Raffinerien, wo der erzeugte Wasserstoff direkt in bestehende Prozesse integriert werden soll. Der Transport erfolgt teilweise über Wasserstoffpipelines (z.B. von RWE in Lingen zu Total in Leuna über das Kernnetz). Keines der Projekte plant bislang eine Einspeisung in das Kernnetz mit dem Ziel, Wasserstoff anschließend am „Markt“ zu verkaufen, da ein entsprechender Markt in dieser Form bislang nicht existiert. Kurz- bis mittelfristig lassen sich Abnahmesicherheiten für Investitionsentscheidungen daher überwiegend nur über bilaterale Vereinbarungen erzielen.

In den kommenden Jahren sind Investitionsentscheidungen für Projekte der nächsten Größenordnung zu erwarten. In Dänemark ist beispielsweise in Esbjerg eine 1-GW-Elektrolyse geplant; die Investitionsentscheidung war für 2025 angekündigt. In der baden-württembergischen Partnerregion Andalusien wird das „Andalusian Green Hydrogen Valley“ entwickelt, das 2 GW Elektrolysekapazität umfassen soll. Für Deutschland wurde im November 2025 zudem eine weitere Großanlage angekündigt. Mit dem Projekt „Netzbrücke“ will Stabgrid Redispatch-Maßnahmen (Abregelung erneuerbarer Energien) im Norden Deutschlands reduzieren; hierfür sollen 710 MW Elektrolysekapazität installiert werden.

Nordafrika

Neben der Produktion von Wasserstoff in Europa könnten perspektivisch Wasserstoffimporte aus Nordafrika über das Pipelineprojekt SoutH2 eine wichtige Rolle für die Versorgung Deutschlands spielen (eine detaillierte Beschreibung erfolgt in Abschnitt 4). Weitere Pipelineanbindungen aus außereuropäischen Regionen sind bislang nicht vorgesehen. Tunesien und Algerien weisen sehr gute natürliche Bedingungen für die Installation von Windenergie- und PV-Anlagen auf. In Kombination mit hoher Flächenverfügbarkeit ergeben sich grundsätzlich günstige Voraussetzungen für den Aufbau großtechnischer Wasserstoffproduktionsanlagen. Insbesondere in Tunesien laufen bereits zahlreiche Projektentwicklungen, für die das Land Absichtserklärungen mit Projektentwicklern abgeschlossen hat. Die Projekte bewegen sich in der Größenordnung mehrerer hundert Megawatt bis in den Gigawattbereich geplanter Elektrolysekapazität. Ein Großteil des Wasserstoffs soll über SoutH2 nach Europa exportiert werden. In seiner Wasserstoffstrategie nennt Tunesien ein jährliches Exportziel von 6 Mt Wasserstoff im Jahr 2050. Aktuell werden Großanlagen in neun Projekten entwickelt, unter starker Beteiligung europäischer Unternehmen, unter anderem aus Frankreich (TE H2, HDF Energy), Deutschland (ABO Energy), Österreich (Verbund), Norwegen (Aker Horizons) und Belgien (DEME).

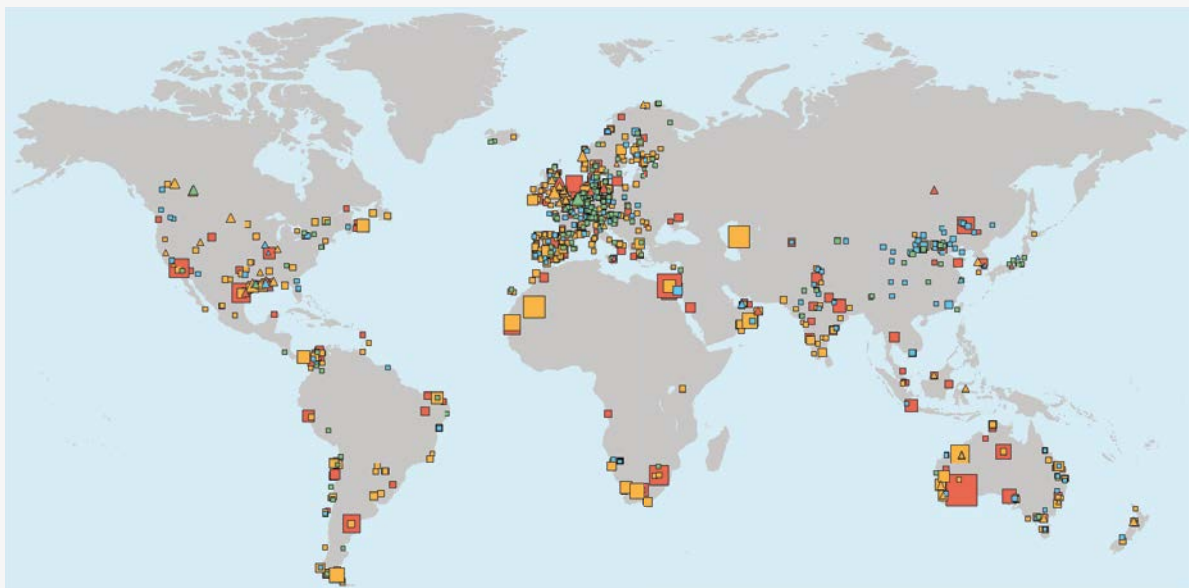
Für Algerien sind bislang weniger konkrete Projekte bekannt. Dennoch gibt es Entwicklungen mit dem Ziel, Wasserstoff nach Europa zu exportieren. So unterzeichneten Sonatrach und Sonelgaz im Jahr 2024 mit europäischen Partnern (VNG, SNAM, SeaCorridor und VERBUND) eine Absichtserklärung zur Prüfung der Machbarkeit großtechnischer Wasserstoffexporte. Sonatrach schloss 2024 zudem eine Absichtserklärung mit dem spanischen Unternehmen Cepsa (heute Moeve), um gemeinsam eine Machbarkeitsstudie zur Produktion von grünem Wasserstoff in Algerien durchzuführen; der Wasserstoff soll vor allem den europäischen Markt bedienen. Im Oktober 2025 wurde bekannt, dass Algerien bis 2029 Investitionen in Höhe von 60 Mrd. USD in Energieprojekte plant, um unter anderem Wasserstoffprojekte zu realisieren. Darüber hinaus befinden sich Projekte mit EE-Erzeugungskapazitäten von 3.200 MW in der Entwicklung [16]. Zudem startete im November 2025 das Projekt ALTEH2A unter Beteiligung der deutschen Unternehmen VNG AG und bayernets GmbH sowie Partnern aus Österreich, Italien und Algerien eine Machbarkeitsstudie, die mögliche Produktionsstandorte in Algerien und potenzielle Trassenverläufe untersucht.

Global

Auch Importe aus Regionen außerhalb Europas und Nordafrikas können für Baden-Württemberg relevant sein. Weltweit kann in vielen Staaten ein Hochlauf von Wasserstoffproduktionskapazitäten beobachtet werden. Die Projekteankündigungen auf globaler Ebene lassen sich aufgrund der Vielzahl kaum überblicken. Daher wird im Folgenden auf wenige Beispiele eingegangen. Der Export von Wasserstoff ist aufgrund hoher Transportdistanzen im internationalen Kontext nicht mehr über Pipelines möglich, sondern muss über den maritimen Weg erfolgen. Meist wird dazu auf Ammoniak als Wasserstoffträger zurückgegriffen. Tiefergehende Details und eine Übersichtskarte nur zu Ammoniakprojekten können Kapitel 6 entnommen werden.

China, Vorreiter beim Aufbau von Elektrolysekapazitäten

China ist Vorreiter bei der Produktion von grünem Wasserstoff und verfügt über mehr als 1 GW installierter Elektrolyseleistung. Damit können rund 0,1 Mt Wasserstoff pro Jahr produziert werden. Kapazitäten für etwa 1,2 Mt pro Jahr befinden sich im Aufbau, weitere Kapazitäten für über 7 Mt pro Jahr befinden sich in der Planung. China könnte somit mittelfristig eine jährliche Produktionskapazität von über 10 Mt erreichen [18]. Für Exporte spielt China jedoch keine Rolle, da der produzierte Wasserstoff zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt wird. Hintergrund des zügigen Ausbaus der Wasserstoffproduktion und -nutzung ist die politisch zum Ziel gesetzte Technologieführerschaft in Bereich Wasserstoff.



CCUS projects		Electrolyser projects		Capacity (kt H ₂ /yr)	
▲	Early stage	■	Early stage	□	50
▲	Feasibility study	■	Feasibility study	□	150
▲	FID/under construction	■	FID/under construction	□	250
▲	Operational	■	Operational	□	500
				□	1.000
				□	5.000
				□	15.000

Abbildung 8: Angekündigte Projekte unterschiedlicher Planungsstufen zur Produktion von grünem und blauem Wasserstoff

Quelle: [17]

Für Baden-Württemberg ist potenziell insbesondere der Aufbau von Produktionskapazitäten in der MENA-Region, in Nord- und Südamerika, im südlichen Afrika sowie in Australien relevant. Projekte in diesen Regionen sind häufig exportorientiert, mit Europa als möglichem Zielmarkt. Für Saudi-Arabien sind beispielhaft die Projekte NEOM (2 GW) und Yanbu Green Hydrogen Hub (4 GW) zu nennen; an letzterem ist EnBW beteiligt. Auch im Oman werden Großprojekte im Gigawattmaßstab mit Exportambitionen entwickelt. Die Vereinigten Arabischen Emirate können ebenfalls relevante Mengen bereitstellen, allerdings voraussichtlich überwiegend in Form von blauem Wasserstoff (siehe Abschnitt 3.3).

In Südamerika werden insbesondere in Chile, Argentinien, Brasilien und in Teilen Kolumbiens erhebliche Produktionskapazitäten erwartet. So plant das Projekt „H2 Magallanes“ in Chile den Aufbau von bis zu 8 GW Elektrolysekapazität.

In Nordamerika strebt Kanada den Aufbau von Produktionskapazitäten an. Insbesondere in den östlichen Provinzen (Québec, Neufundland und Labrador, Nova Scotia) werden Elektrolyseprojekte im Gigawattmaßstab geplant, die lokale Windpotenziale nutzen. In den USA zielen viele Projekte vor allem auf die Produktion von blauem Wasserstoff ab (siehe Abschnitt 3.3).

4.3 Kohlenstoffarmer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff wird durch die Dampfreformierung von Erdgas erzeugt, wobei im Gegensatz zu konventionellem (grauen) Wasserstoff das entstehende Kohlendioxid größtenteils abgeschieden und dauerhaft gespeichert wird (Carbon Capture and Storage (CCS)). Die spezifischen Emissionen der Wasserstoffproduktion werden dadurch im Vergleich zum konventionellen Prozess deutlich reduziert. Die Abscheiderate des CO₂ ist abhängig von der Anlagenauslegung und wird oft mit ca. 95% angenommen. Da der Prozess auf fossilem Erdgas basiert, sind weiterhin auch Treibhausgasemissionen durch Methanverluste bei Förderung und Transport zu berücksichtigen [19]. Blauer Wasserstoff wird häufig als Übergangslösung für die Dekarbonisierung der Industrie und Energieversorgung diskutiert. Obwohl die Technik als kohlenstoffarm („low carbon“) gilt, ist sie nicht klimaneutral, da nicht alle Emissionen vollständig vermieden werden können.

Damit Blauer Wasserstoff als kohlenstoffarm entsprechend des Delegated Act zertifiziert werden kann, dürfen die spezifischen Emissionen einschließlich der Vor- und Nachkettenemissionen 3,4 kgCO₂-Äq./kgH₂ nicht überschreiten. Verschiedenen Analysen beziffern die Produktionskosten von blauem Wasserstoff auf etwa 3 bis 3,5 €/kg [19] [20].

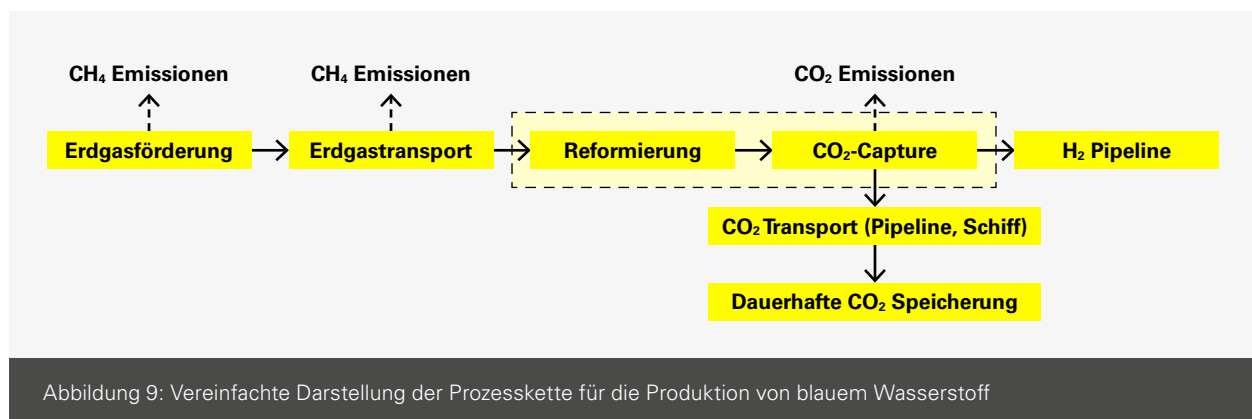


Abbildung 9: Vereinfachte Darstellung der Prozesskette für die Produktion von blauem Wasserstoff

Neben nachhaltigem Wasserstoff wird auch kohlenstoffarmer („low-carbon“) Wasserstoff zur Versorgung Europas beitragen. Die Herstellung kann über verschiedene Pfade erfolgen, wobei alle Varianten mindestens eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 70 % gegenüber grauem Wasserstoff aufweisen müssen (maximal $3,4 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$) [21]:

- Dampfreformierung von Erdgas mit CO_2 -Abscheidung (blauer Wasserstoff)
- Pyrolyse von Erdgas, wobei Wasserstoff und fester Kohlenstoff entstehen (türkiser Wasserstoff)
- Wasserelektrolyse unter Nutzung von Netzstrom (gelber Wasserstoff)

Insbesondere blauer Wasserstoff auf Erdgasbasis wird als kohlenstoffarmer Wasserstoff verstanden und soll neben grünem Wasserstoff wesentlich zur Versorgung Europas beitragen. Im Folgenden liegt der Fokus auf der Produktion von blauem Wasserstoff.

Wesentliche Produktionsvorhaben in Europa sind in den Niederlanden und Großbritannien verortet. So wird im niederländischen Projekt „H2M Eemshaven“ durch das norwegische Energieunternehmen Equinor die Umsetzung eines Vorhabens geprüft. Das Projekt soll jährlich 210.000 Tonnen Wasserstoff bereitstellen und 2031 in Betrieb gehen. Zur Einordnung: Diese Menge entspricht in etwa der Jahresproduktion von über 2,5 GW Elektrolyseleistung bei 50 % Auslastung.

In Großbritannien entwickelt unter anderem der deutsche Energiekonzern Uniper ein Projekt zur Produktion von blauem Wasserstoff (Humber H2ub; 720 MW Wasserstoffoutput), der in einer Raffinerie genutzt werden soll. BP plante ebenfalls ein Projekt mit 1,2 GW Wasserstoffoutput, stellte dieses jedoch im November 2025 ein. In Deutschland gibt es Bestrebungen zum Aufbau von Anlagen zur Produktion von blauem Wasserstoff in Wilhelmshaven und Rostock. Zum Projektfortschritt liegen jedoch derzeit keine Informationen vor.

In den USA sind insbesondere in den südwestlichen Bundesstaaten hohe Produktionskapazitäten für blauen Wasserstoff geplant. Dabei zeigt sich, dass auch diese Projekte häufig vor der Herausforderung stehen, ausreichende Abnehmer zu gewinnen. So wurde im November 2025 bekannt, dass Exxon-Mobil eines der weltweit größten Wasserstoffprojekte vorerst pausiert. Auch BASF und Yara haben ihre Planungen für eine Anlage zur Produktion von blauem Ammoniak eingestellt.

In den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) werden Projekte zur Produktion von blauem Wasserstoff vor allem von der staatlichen Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) und Partnern wie Fertiglobe entwickelt. Ein zentrales Projekt ist eine geplante Anlage für blauen Ammoniak in Ruwais mit einer Kapazität von bis zu rund einer Million Tonnen pro Jahr, die mit blauem Wasserstoff betrieben werden soll. Parallel dazu streben die VAE laut Wasserstoffstrategie an, ihre Gesamtproduktion kohlenstoffarmen Wasserstoffs (einschließlich blauem Wasserstoff) bis 2031 auf etwa 1,4 Millionen Tonnen pro Jahr zu steigern, wovon rund 0,4 Millionen Tonnen auf blauen Wasserstoff entfallen sollen [22].

05

Wasserstoff-Importkorridore: Planungen und Kapazitäten

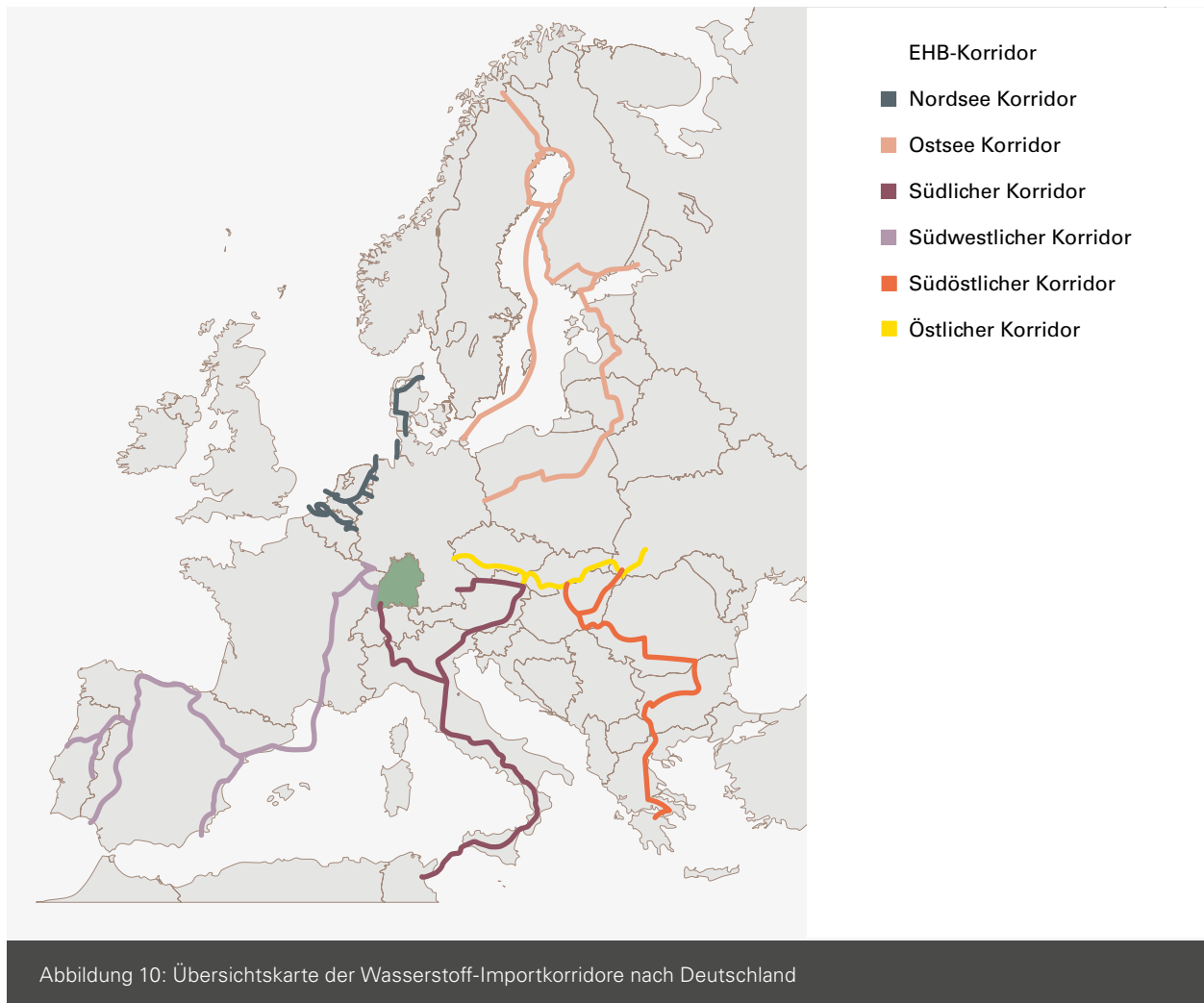
05

Wasserstoff-Importkorridore: Planungen und Kapazitäten

Der Import von Wasserstoff über Pipelines wird bei der Versorgung Baden-Württembergs eine zentrale Rolle spielen. Europaweit ist ein umfangreiches Wasserstoff-Pipelinennetz geplant, das Produktions- und Bedarfszentren miteinander verbindet. Die „European Clean Hydrogen Alliance“ [23] hat hierzu sechs Haupttransportkorridore definiert, die sich über Europa und angrenzende Regionen erstrecken und für den Transport großer Mengen Wasserstoff ausgelegt sind. Diese Korridore verbinden insbesondere Bedarfszentren in Deutschland und den Niederlanden mit Wasserstoffproduktionszentren innerhalb und außerhalb Europas sowie mit maritimen Importterminals und Großspeichern. Abbildung 10 zeigt eine Übersicht der geplanten Wasserstoffkorridore innerhalb Europas. Deutschland ist in alle Korridore eingebunden, was die Bedeutung der deutschen Industrie als künftige Wasserstoffabnehmer unterstreicht. Aus Sicht Deutschlands und Baden-Württembergs können die Korridore als Importkorridore verstanden werden. Geographisch kommen diese aus allen Himmelsrichtungen:

- **Südlicher Korridor:** Er soll eine Verbindung zu den Produktionspotenzialen in Tunesien und Algerien schaffen und über Italien und Österreich nach Deutschland führen. Mittelfristig besteht für Baden-Württemberg die Möglichkeit, dass der Korridor ab Italien auch über die Schweiz direkt nach Baden-Württemberg führt. Als weitere Option wird zudem eine Verbindung Griechenland-Italien diskutiert.
- **Südwestlicher Korridor:** Er bildet die Verbindung zu den Wasserstoffpotenzialen auf der Iberischen Halbinsel, insbesondere in Spanien, und führt über Frankreich nach Westdeutschland.

- Der **Nordseekorridor** ermöglicht künftig Importe aus den Niederlanden, Belgien und Dänemark sowie perspektivisch auch aus Großbritannien und Norwegen.
- Der **Ostseekorridor** soll Produktionsstandorte in Schweden und Finnland anbinden und zudem Wasserstoff abtransportieren, der offshore in der Ostsee produziert wird.
- Der **osteuropäische Korridor** soll prinzipiell Wasserstoff aus der Ukraine nach Deutschland transportieren und Bedarfe entlang der Strecke bedienen.
- Dasselbe gilt für den **südosteuropäischen Korridor**. Er startet in Griechenland und führt unter anderem über Bulgarien und Rumänien nach Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf European Hydrogen Backbone Initiative

Durch die Einbindung Baden-Württembergs in das deutsche Wasserstoffkernnetz ist ein Wasserstoffimport über alle Korridore, und damit grundsätzlich aus allen angeschlossenen Ländern, möglich. Ab wann und in welchen Mengen Wasserstoff nach Baden-Württemberg gelangen kann, hängt zum einen vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Transportinfrastrukturen und zum anderen von den angeschlossenen H₂-Produktionskapazitäten (siehe Kapitel 3) ab. Zudem muss die regionale Infrastruktur vorhanden sein, um Wasserstoff bis zur Endnutzung weiterzuleiten. In Baden-Württemberg besteht dabei eine besondere Herausforderung, da das geplante Kernnetz zunächst nur Teile des Bundeslandes erschließen wird (siehe Kapitel 5). Die Korridore unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihres Entwicklungsstands und des erwarteten Inbetriebnahmezeitpunkts. Zu den am weitesten fortge-

schrrittenen zählen der südliche, der südwestliche sowie der Nordseekorridor. Hier ist die Inbetriebnahme jeweils für die frühen 2030er Jahre vorgesehen.

Für den **südlichen Korridor** liegen bereits konkrete Umsetzungspläne vor, und für Teile der erforderlichen H₂-Produktionskapazitäten bestehen Absichtserklärungen. Die Inbetriebnahme der Verbindung von Nordafrika über Italien und Österreich nach Deutschland ist für das Jahr 2030 kommuniziert. Eine zusätzliche Variante ab Italien über die Schweiz nach Baden-Württemberg ist mittelfristig denkbar. Die Inbetriebnahme des **südwestlichen Korridors** ist für 2032 vorgesehen. Zentrale und komplexe Abschnitte des Korridors müssen neu errichtet werden. Eine Marktabfrage zeigt bereits starkes Interesse an der Nutzung der Pipeline ab 2032.

Als Teil des **Nordseekorridors** kann die Verbindung aus den Niederlanden ins deutsche Kernnetz trotz Verzögerungen im Projekt „Delta-Rhine-Corridor“ voraussichtlich bis zum Jahr 2031 realisiert werden. Auch das dänische Projekt „Syvtallet“ mit Anbindung an das deutsche Netz macht Fortschritte, sodass eine Inbetriebnahme ebenfalls 2031 im aktuellen Kontext realistisch erscheint. Das dritte Projekt im Nordseekorridor „Aqua Ductus“, hat eine IPCEI-Einstufung erhalten. Die ursprünglich kommunizierte Inbetriebnahme im Jahr 2030 scheint jedoch unwahrscheinlich. Die Leitung soll Wasserstoff von Offshore-Elektrolyseuren an Land transportieren. Aufgrund verschiedener Hemmnisse (u.a. regulatorische Unsicherheiten und Kosten) ist derzeit jedoch nicht abzusehen, dass bis Anfang der 2030er Jahre Offshore-Elektrolysekapazitäten im relevanten Umfang installiert sein werden. Die Planungen für eine Anbindung der Aqua-Ductus-Pipeline nach Großbritannien stehen noch am Anfang und eine diskutierte Pipelineverbindung nach Norwegen wurde bereits im Jahr 2024 abgesagt.

Die Entwicklungen des **Ostseekorridors** befinden sich noch in einem frühen Stadium. Zu diesem Korridor gehören die beiden zentralen Projekte Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (NBHC) und Baltic Sea Hydrogen Connector (BSHC). Für beide Projekte wurden erste Machbarkeitsanalysen durchgeführt; eine Realisierung wird für das Jahr 2040 angestrebt. Aufgrund des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine sind Wasserstoffimporte aus der Ukraine über den **osteuropäischen Korridor** in naher Zukunft nicht zu erwarten. Der **südosteuropäische Korridor**, der Wasserstoff aus Griechenland nach Deutschland bringen soll, befindet sich ebenfalls noch in der Anfangsphase der Entwicklung. Kurzfristig sind keine signifikanten Mengen zu erwarten, zumal der Aufbau wesentlicher Produktionsanlagen entlang des Korridors bislang nicht konkret absehbar ist.

Wasserstoffkorridor	Hauptprojekte	Kapazität	Länge [km]	Fortschritt*	Startjahr (kommuniziert)
Südlicher	South2, SunsHyne	4 Mt/a	3.300		Frühe 2030er
	Alpine Hydrogen Corridor	k.A.	220		2035
Südwestlicher	H2Med	2 Mt/a	k.A.		2032
Nordsee	Delta Rhine	k.A.	k.A.		2031
	Aqua Ductus	20 GW	200		2030
	Syvtallet	3 GW	133		2031
Ostsee	Nordic-Baltic Hydrogen Corridor	2,7 Mt/a	2.500		2040
	Baltic Sea Hydrogen Connector	k.A.	1.250		k.A.
Osteuropäischer	Central European Hydrogen Corridor	1,5 Mt/a	1.350		2030
Südosteuropäischer	SEEHyC	0,8 Mt/a	3.000		2032

Tabelle 1: Übersicht der Korridore für Wasserstoffimporte nach Deutschland

Quelle: eigene Darstellung
* Einschätzung der Studienautoren basierend auf öffentlichen Informationen und Stakeholdergesprächen

Es ist anzumerken, dass neben der erwarteten Verfügbarkeit der Korridore und den Zeitplänen für die angeschlossenen H₂-Produktionskapazitäten auch die Abnehmerseite in Baden-Württemberg eine wichtige Rolle spielt. Marktabfragen verschiedener Pipelineprojekte (z.B. H2Med) zeigen einerseits ein hohes Interesse auf Produzentenseite, gleichzeitig jedoch vergleichsweise geringe Rückmeldungen zum Bedarf. Diese Diskrepanz stellt ein relevantes Hemmnis für Investitionsentscheidungen aller Beteiligten entlang der gesamten H₂-Bereitstellungskette dar und wirkt sich bereits heute auf Zeit- und Umsetzungspläne aus. So wird etwa die Absage eines Pipelineprojekts zwischen Norwegen und Deutschland unter anderem mit unsicherer Nachfrage begründet. Auch im Rahmen des dänischen Pipelineprojekts, für das Anfang 2026 Kapazitätsbuchungen vorgesehen sind, berichten die Projektierer von einer Zurückhaltung deutscher Abnehmer.

Eine zentrale Herausforderung ist damit die Abstimmung der Zeitpläne der verschiedenen Akteure: Infrastrukturunternehmen planen langfristig, Produzenten mittelfristig und Endabnehmer häufig vergleichsweise kurzfristig. Der Planung hoher Transportkapazitäten stehen derzeit in vielen Fällen geringere Produktionskapazitäten und nochmals deutlich geringere Abnahmemengen gegenüber. Zudem sind die Finanzierungsmodelle für die Korridore weiterhin Gegenstand der Diskussion.

Weitere Details zu den einzelnen Korridoren und Teilprojekten werden in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

5.1 Südlicher Korridor

Der Pipelinekorridor von Nordafrika nach Zentraleuropa, im Englischen häufig als **„South Central H2 Corridor“** bezeichnet, wird im Wesentlichen unter dem Projektnamen **„SouthH2“** entwickelt. Das Projekt „SunsHyne“ schließt sich an diese Importroute an und verlängert sie nach Tschechien und in die Slowakei. Das Hauptprojekt „SouthH2“ sieht den Aufbau eines rund 3.300 Kilometer langen Wasserstoffpipelinennetzes vor. Dieses soll die nordafrikanischen Länder Tunesien und Algerien mit Verbrauchszentren in Italien, Österreich und Deutschland verbinden. Zwischen Tunesien und Italien besteht bereits eine Erdgasleitung mit mehreren Strängen; ein Strang soll für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Italien fungiert als zentrales Transitland für den produzierten Wasserstoff und wird einen Teil seines eigenen Wasserstoffbedarfs ebenfalls über den Korridor decken. Insgesamt plant Italien den Aufbau eines rund 2.300 Kilometer langen Wasserstoff-

netzes, wovon etwa 27% neu gebaut werden sollen; der Rest soll durch Umnutzung bestehender Erdgasleitungen realisiert werden. Langfristig ist auch eine Verbindung zwischen Italien und Griechenland denkbar. Ein entsprechendes Konzept wird unter dem Namen **„H2Poseidon“** diskutiert. Über italienische Mittelmeerhäfen könnten zudem maritime Wasserstoffimporte, die beispielsweise über den Suezkanal nach Europa gelangen, anlanden und in das Pipelinenetz eingespeist werden. Dies würde Transportwege gegenüber einer Anlandung in der Nordseeregion verkürzen. Nach der Durchquerung Italiens führt der Korridor nach Österreich und versorgt dessen Industrie. Bei Burghausen in Bayern gelangt der Wasserstoff in das deutsche Kernnetz, über das der Transport nach Baden-Württemberg erfolgt (u. a. über die SEL V als Teil des Kernnetzes von Esslingen bis Bissingen). Insgesamt soll das Projekt Wasserstoffimporte von bis zu 4 Mio. Tonnen pro Jahr ermöglichen. Für rund 2,5 Mio. Tonnen pro Jahr bestehen bereits Absichtserklärungen zur Einspeisung. Die Inbetriebnahme ist für 2030 vorgesehen. Angesichts der aktuellen Aktivitäten und erforderlichen Umsetzungsschritte erscheint jedoch eine Verzögerung um mehrere Jahre möglich. Dies hängt unter anderem von den Entwicklungen in Tunesien und Algerien ab, die teils mit regulatorischen Herausforderungen und Zuständigkeitsfragen konfrontiert sind. Der Pipelinekorridor hat den Status eines PCI- bzw. PMI-Projekts.

Ein späterer Ausbau des Korridors sieht auch eine direkte Verbindung von Italien über die Schweiz nach Baden-Württemberg vor. Das Projekt **„Alpine Hydrogen Corridor“** startet am Griespass (Grenze Italien/Schweiz) und führt bis nach Wallbach im Süden Baden-Württembergs. Die dort bestehende Transitgas-Erdgaspipeline besteht allerdings streckenweise aus nur einem Rohrstrang, sodass entweder eine vollständige Umstellung der Erdgasverbindung auf Wasserstoff oder ein paralleler Neubau erforderlich wäre. In Baden-Württemberg kann anschließend die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) genutzt werden, die in den vergangenen Jahren modernisiert und für Wasserstoffbeimischungen beziehungsweise perspektivische Umrüstung vorbereitet wurde. Über diese ließen sich größere Mengen Wasserstoff direkt nach Baden-Württemberg transportieren. Im Zehnjahres-Entwicklungsplan der europäischen Gasinfrastruktur 2024 wird die Verbindung über die Schweiz als wenig fortgeschrittenes Projekt geführt [24]. Laut einem Medienbericht vom Mai 2025 plant der Betreiber Transitgas eine Wasserstoffleitung durch die Schweiz bis 2035 und fordert hierfür eine staatliche Risikoabsicherung [25]. Ende 2025 wurde das Projekt als PMI eingestuft.

5.2 Südwestlicher Korridor

Die Pipelineverbindung von der Iberischen Halbinsel (Spanien und Portugal) über Frankreich zu Bedarfszentren in Zentraleuropa wird auch als **Iberian-H2-Korridor** bezeichnet. Umgesetzt wird dieser im Rahmen des **H2Med**-Projekts durch die Ferngasnetzbetreiber Enagás (Spanien), NaTran (ehemals GRTgaz) (Frankreich), Teréga (Frankreich), REN (Portugal) und OGE (Deutschland). Der Korridor verbindet die nationalen Wasserstoffnetze von Portugal, Spanien, Frankreich und Deutschland und erstreckt sich über eine Gesamtlänge von ca. 2.500 km. Zentrale Bestandteile sind die rund 248 km lange, neu zu errichtende Pipeline CelZa, welche die nationalen Wasserstoffnetze Portugals und Spaniens verbinden soll, sowie die Unterwasserpipeline BarMar, welche Spanien und Frankreich verbindet. Die Entwicklung des Teilstücks Barcelona–Marseille (rund 455 km) ist besonders komplex, unter anderem wegen technischer Anforderungen und der notwendigen Untersuchungen des Meeresbodens sowie umfassender Machbarkeitsanalysen. Die technische Machbarkeit wurde im November 2025 bestätigt.

Weitere Teilstücke sollen durch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen realisiert werden. Über den Korridor sollen jährlich rund 2 Mio. Tonnen Wasserstoff aus Spanien und Portugal nach Zentraleuropa transportiert werden. Langfristig wird auch eine Anbindung von Marokko und Algerien diskutiert, steht derzeit jedoch nicht im Fokus. Das Projekt hat einen PCI-Status.

Projects of Common Interest (PCI) & Projects of Mutual Interest (PMI)

„**Projects of Common Interest**“ (PCI) sind Vorhaben, die in einer EU-weiten Unionsliste geführt werden und Lücken im europäischen Energienetz schließen sollen. Dazu zählen unter anderem grenzüberschreitende Stromübertragungs- und -speicherprojekte, intelligente Netze sowie neue Infrastrukturen für Wasserstoff- und CO₂-Leitungen, die den EU-Netzaktionsplan und die Energiewende voranbringen. PCI-Projekte bieten wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Mehrwert für mindestens zwei Mitgliedstaaten und unterstützen die Integration erneuerbarer Energien. Sie profitieren von beschleunigten

Genehmigungs- und Planungsverfahren gemäß TEN-E-Verordnung (Trans-European Networks for Energy) welche koordinierte und verkürzte Behördenwege vorsieht. Unter bestimmten Bedingungen können PCI-Projekte zudem Fördermittel aus der „Connecting Europe Facility“ (CEF) erhalten, etwa für Machbarkeitsstudien oder Baukosten.

„**Projects of Mutual Interest**“ (PMI) sind grenzüberschreitende Energieinfrastrukturprojekte in Bereichen wie Strom, Wasserstoff oder CO₂-Netzen, die zwischen der EU und einem oder mehreren Drittstaaten umgesetzt werden. Sie tragen zur Erreichung der Ziele der EU-Energiepolitik, insbesondere Versorgungssicherheit, Marktintegration und Dekarbonisierung, bei und schaffen einen gegenseitigen Nutzen für die EU und die beteiligten Partnerländer, einschließlich Vertragsstaaten der Energiegemeinschaft etwa in Südosteuropa, auf dem Westbalkan, Nordafrika oder mit der Schweiz. Die Kategorie der PMI wurde mit der überarbeiteten TEN-E-Verordnung eingeführt und ergänzt die Projects of Common Interest (PCI), die ausschließlich EU-interne Vorhaben betreffen.

Der aktuelle Fokus liegt auf der Durchführung von Machbarkeitsanalysen, insbesondere für die neu zu errichtende Unterwasserleitung BarMar. Über die Leitung HY-FEN erfolgt die Anbindung an deutsche Leitungen, unter anderem an H2ercules sowie an RHYN Interco. Über RHYN Interco kann Wasserstoff zudem über den Rheingraben von der französischen Seite bei Freiburg auf die deutsche Seite gelangen und dort weiterverteilt werden (siehe Kernnetz – RHYN-Interco).

Im Rahmen des Projekts mosaHYc soll vorrangig eine Verbindung ins Saarland (und von dort in das Kernnetz) geschaffen werden. Dort besteht insbesondere in der Stahlindustrie Wasserstoffbedarf. Zuletzt wurde bekannt, dass trotz IPCEI-Förderung eine 53-MW-Elektrolyse im Saarland nicht realisiert wird. Stattdessen wurde eine Wasserstoffabnahmevereinbarung mit einem Projekt in Frankreich geschlossen, das den Wasserstoff über die mosaHYc-Leitung ins Saarland transportieren soll.

Die kommerzielle Inbetriebnahme der Pipelines BarMar und CelZa ist für 2032 vorgesehen. Eine Marktabfrage aus dem Jahr 2025 zeigte ein starkes Interesse an der Exportleitung; bereits zum Start des kommerziellen Betriebs wäre die Kapazität von BarMar (2 Mt/a) demnach ausgelastet. Durch zusätzlich gemeldete Produktionsanlagen in Frankreich könnten weitere 0,5 Mt/a nach Deutschland exportiert werden. Vorteilhaft ist, dass das Projekt vollständig innerhalb Europas umgesetzt wird und in den beteiligten Ländern lokale Wasserstoffabnehmer vorhanden sind.

5.3 Nordseekorridor

Der **Nordseekorridor** umfasst den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in der Nordsee sowie in den Anrainerstaaten. Dazu zählen der Aufbau nationaler Wasserstoffnetze in den Niederlanden und Belgien mit Anbindung an das deutsche Netz, der Bau einer Pipelineverbindung von Dänemark nach Deutschland sowie eine Offshore-Pipeline zur Anbindung von Offshore-Elektrolyseuren. Ein zentrales Element des Nordseekorridors ist zudem der Import von Wasserstoff beziehungsweise Wasserstoffderivaten über die Seehäfen der Region, von wo aus sie über Pipelinenetze weiterverteilt werden können.

Die Pipelineverbindung zwischen den Niederlanden und Deutschland ist ein zentrales Element des Korridors. Die Niederlande bauen derzeit ein rund 1.200 km langes Wasserstoffnetz auf, um die Industrie mit Wasserstoff zu versorgen. Den Anfang machte eine 32 km lange Wasserstoffpipeline im Hafen von Rotterdam, die seit 2024 gebaut wird und 2026 in Betrieb gehen soll. Zunächst verbindet sie eine Wasserstoffproduktionsanlage von Shell mit einer Raffinerie. Parallel dazu wurde eine CO₂-Pipeline verlegt. Bis 2030 sollen anschließend die küstennahen Industriecluster vernetzt und eine Anbindung an einen Wasserstoffspeicher sowie grenzüberschreitende Verbindungen nach Deutschland (Norden) und Belgien (Süden) geschaffen werden. Für die Verbindung der niederländischen Seehäfen mit deutschen Industrieclustern im Westen und Süden spielt der **Delta Rhine Corridor** eine zentrale Rolle (PCI-Status). Neben Wasserstoff soll dieser auch CO₂ in umgekehrter Richtung transportieren. Ursprünglich war die Inbetriebnahme für 2028 vorgesehen. 2024 beschloss die niederländische Regierung jedoch, dass eine gemeinsame Projektgenehmigung für alle Produkte (H₂/CO₂) erforderlich ist. Dies führte zu Verzögerungen in der Planung, sodass nun mit einer Fertigstellung zwischen 2031 und 2032 zu rechnen ist.

In Belgien soll ebenfalls ein Wasserstoffnetz aufgebaut werden, das primär die Nordseehäfen (Antwerpen und Zeebrügge) mit relevanten Industriezentren verbindet. Grenzüberschreitende Verbindungen nach Deutschland und Frankreich sind wichtige Bestandteile des **Belgian Hydrogen Backbone** (PCI-Status). Als Betreiber wurde Fluxys benannt [26]. Hier unterscheidet sich das System von dem in Deutschland, wo es deutlich mehr Wasserstoffnetzbetreiber geben wird. Anfang 2025 wurde eine geplante staatliche Unterstützung in Höhe von 250 Mio. Euro für den Netzausbau zurückgestellt, wodurch sich eine ursprünglich für 2028 geplante Verbindung nach Deutschland verzögern dürfte. Im März 2025 begann jedoch der Bau eines ersten Abschnitts in den Hafengebieten Antwerpen und Gent sowie einer Verbindung zwischen beiden; die Fertigstellung ist für 2026 vorgesehen. Ein weiterer Ausbau soll sich an der Marktentwicklung orientieren. Wasserstoff, der aus Belgien nach Deutschland fließt, soll unter anderem über Importterminals bereitgestellt werden. Im Fokus steht dabei der Ammoniakpfad (siehe Abschnitt 6).

Aktuell wird auch eine Wasserstoffpipeline von Dänemark nach Deutschland entwickelt. Das Projekt **„Syvtallet“** (PCI-Status) wird vom dänischen Netzbetreiber Energinet umgesetzt und soll eine Übertragungskapazität von 3 GW erreichen. Energinet schätzt die Gesamtinvestition für das Projekt auf 7,5 Mrd. DKK (ca. 1 Mrd. Euro). Die 133 km lange Pipeline besteht aus neuen und umgerüsteten Gasleitungen und verläuft von Esbjerg bis Frøslev an der deutschen Grenze. Ursprünglich sollte die Pipeline bereits im Jahr 2028 ihren Betrieb aufnehmen. Aktuell ist die Inbetriebnahme für das Jahr 2031 geplant. Ab 2026 können die Transportkapazitäten für die Pipeline gebucht werden. Die für eine Realisierung des Projekts erforderliche Mindestkapazitätsbuchung beträgt 0,5 GW. Laut Medienberichten stehen Wasserstoffproduzenten aktuell vor der Herausforderung, Abnehmer in Deutschland zu finden. Dies kann zu Schwierigkeiten bei der Finanzierung der Projekte führen was wiederum dazu führen kann, dass nicht ausreichend Kapazitäten gebucht werden und sich das Projekt weiter verzögert [27].

„Aqua Ductus“ ist eine geplante Offshore-Wasserstoffpipeline, die durch die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) verläuft und Teil des Wasserstoffkernnetzes ist. Sie soll einerseits Offshore-Elektrolyseure anbinden, andererseits ist langfristig auch eine Verbindung nach Großbritannien/Schottland und Norwegen denkbar. Ursprünglich war eine direkte Pipeline für blauen Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland geplant. Diese Pläne wurden jedoch im September 2024 vom

norwegischen Energiekonzern Equinor aufgrund zu hoher Kosten und mangelnder Nachfrage gestoppt. Für eine Pipeline zwischen Großbritannien und Deutschland werden derzeit erste Machbarkeitsanalysen durchgeführt [28]. Eine Pipelineanbindung dieser Länder bleibt vorerst eine Option für die Zukunft. Es ist denkbar, dass bestehende Erdgaspipelines in der Nordsee langfristig für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können. Das Projekt erhielt 2025 den PCI-Status.

5.4 Ostseekorridor

Der **Ostseekorridor** (auch „Baltic Sea Region H2 Corridor“) umfasst ein Wasserstoffnetzwerk in der Ostseeregion und ihren Anrainerstaaten. Er bezieht Pipelines in Finnland, Schweden, Lettland, Estland, Litauen, Polen und Deutschland ein. Die Ostseeregion bietet ein hohes Potenzial für die Wasserstofferzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Wasserkraft. Über den Korridor können lokale Abnehmer, insbesondere aus der Stahl- und Papierindustrie sowie der Ammoniakproduktion, versorgt werden. Zudem können Exporte nach Zentraleuropa realisiert werden. Zentrale Projekte des Korridors sind der **Nordic-Baltic Hydrogen Corridor** (NBHC) und der **Baltic Sea Hydrogen Connector** (BSHC). Beide haben Ende 2025 einen Status als PCI erhalten.

Der NBHC zielt darauf ab, eine Wasserstoffinfrastruktur von Finnland über Estland, Lettland, Litauen und Polen bis nach Deutschland aufzubauen. Im September 2024 wurde eine Vormachbarkeitsstudie abgeschlossen, die ein erhebliches Potenzial für erneuerbaren Wasserstoff in der Region identifizierte. Im April 2024 erhielt das Projekt den PCI-Status. Die nun folgenden detaillierten Machbarkeitsstudien sollen bis Mitte 2026 abgeschlossen sein.

Geplant ist zudem eine Anbindung des NBHC nach Norden über die „**Nordic Hydrogen Route**“. Diese Initiative von Gasgrid Finland und Nordion Energi (Schweden) soll eine grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur zwischen beiden Ländern schaffen und so die Verbindung zu schwedischen H₂-Erzeugungspotentialen ermöglichen.

5.5 Osteuropäischer Korridor

Für den **osteuropäischen Korridor** ist eine Pipelineverbindung zwischen der Ukraine und Zentraleuropa von wesentlicher Bedeutung. Die Ukraine verfügt über ein hohes Potenzial erneuerbarer Energien, das für die Wasserstoffproduktion ge-

nutzt werden kann. Entlang des Korridors können Bedarfszentren in der Slowakei und Tschechien versorgt werden. Eine Anbindung an Österreich, Ungarn, Slowenien und Kroatien ist ebenfalls möglich. Die wesentlichen Aktivitäten in diesem Korridor erfolgen über das Projekt „**Central European Hydrogen Corridor**“ (CEHC) (PCI-Status). Dabei handelt es sich um eine 2021 gegründete Initiative. Ziel ist der Aufbau eines mitteleuropäischen Wasserstoffkorridors, der grünen Wasserstoff aus der Ukraine über die Slowakei und Tschechien zu industriellen Verbrauchszentren in Deutschland transportieren soll. Durch die Nutzung bestehender Erdgasleitungen, die für den Wasserstofftransport umgerüstet werden, soll sich das geplante Projekt kostengünstig realisieren lassen. Die Gesamtinvestitionen werden auf 1 bis 1,5 Milliarden Euro geschätzt. Erste Machbarkeitsanalysen sehen eine Realisierung bis 2030 als technisch möglich an. Vor dem Hintergrund des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine ist dieses Zieljahr jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

5.6 Südosteuropäischer Korridor

Der **südosteuropäische Korridor** umfasst ein Pipelinennetzwerk in Griechenland, Bulgarien, Rumänien, Ungarn, der Slowakei, Kroatien, Slowenien, Österreich und Tschechien. Die wesentliche Entwicklung erfolgt im Rahmen des Projekts „**South-East European Hydrogen Corridor**“ (SEEHyC), das Anfang 2024 von sieben Infrastrukturbetreibern ins Leben gerufen wurde: DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz, FGSZ, Eustream, NET4GAS und OGE. Ein Jahr später schloss sich zudem NaTran Deutschland der Partnerschaft an. Das gemeinsame Ziel ist der Aufbau einer Wasserstoffpipelineverbindung zwischen Griechenland und Deutschland, die Bulgarien, Rumänien, Ungarn, die Slowakei und Tschechien quert. Ergänzend sollen in den beteiligten Ländern weitere Netzabschnitte errichtet werden, um Produktionsanlagen anzubinden und lokale Industrien mit Wasserstoff zu versorgen. Die Initiative soll zur Diversifizierung der Versorgungsquellen beitragen, die Versorgungssicherheit stärken, die europäische Wasserstoffproduktion fördern und Wasserstoffimporte aus dem Nahen und Mittleren Osten erleichtern. Insgesamt ist ein Pipelinennetz mit einer Länge von rund 3.000 km vorgesehen, das zu großen Teilen durch Umrüstung bestehender Erdgasleitungen realisiert werden soll. Die Investitionen werden auf 4,8 bis 6,8 Mrd. Euro geschätzt. Der Betrieb soll 2032 aufgenommen werden. Teilprojekte des Korridors erhielten 2025 PCI-Status.

06

Aufbau des Wasserstoffnetzes in Baden-Württemberg

06

Aufbau des Wasserstoffnetzes in Baden-Württemberg

Wasserstoffkernnetz

Das Wasserstoff-Kernnetz bildet die Grundlage für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Zwischen 2025 und 2032 sollen gemäß dem von der Bundesnetzagentur am 22. Oktober 2024 genehmigten Kernnetzantrag schrittweise etwa 9.040 km Wasserstoffleitungen in Betrieb genommen werden. Etwa 60 % des Netzes entstehen durch die Umrüstung bestehender Erdgasleitungen, die verbleibenden 40 % durch Neubau.

Der Rechtsrahmen für das Netz ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgeschrieben. Die Entgeltregelungen und Erlöse werden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) verantwortet. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) stellt für den Aufbau einen Kredit von ca. 24 Milliarden Euro bereit: das sogenannte Amortisationskonto. Über dieses Konto werden die anfänglichen Unterschiede zwischen den zunächst geringen Einnahmen aus Netznutzungsentgelten und den hohen Abschreibungen der Investitionen der Betreiber ausgeglichen. Bis 2055 müssen die Auslagen des Amortisationskontos jedoch an die KfW zurückfließen. Sollte dieses Ziel nicht erreicht werden, übernimmt der Bund 76 % des verbleibenden Defizits, während die FNB die restlichen 24 % übernehmen sollen (den sogenannten Selbstbehalt der Netzbetreiber). Im EnWG ist festgehalten, dass der Netzausbau alle zwei Jahre in einem integrativen Prozess überprüft wird, um ihn mit den aktuellen Anforderungen in Einklang zu bringen.

Ziel des Kernnetzes ist die Verbindung von Erzeugungsstandorten, Verbrauchszentren und Importpunkten. Das Wasserstoff-Kernnetz stellt

eine zentrale Infrastrukturkomponente für die Dekarbonisierung der Energieversorgung und wesentlicher Industriezweige dar. Eine zügige und effiziente Umsetzung des Projekts gilt als wesentliche Voraussetzung für den erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland.

Für die kosteneffiziente und verlässliche Wasserstoffversorgung der Industrie und des Energiesektors in Baden-Württemberg ist der Aufbau eines Wasserstoffnetzes von zentraler Bedeutung. Entsprechend ist das Land mit mehreren Projekten im nationalen Wasserstoffkernnetz vertreten. Die geplanten Projekte in Baden-Württemberg belaufen sich auf eine Gesamtlänge von rund 470 km, welche eine initiale Wasserstoffversorgung in Teilen Baden-Württembergs ermöglichen. Für Baden-Württemberg ist die Anbindung an überregionale Transportleitungen von großer Bedeutung, um den eigenen Bedarf durch Importe decken zu können. Innerdeutsche Anbindungen erfolgen im Rahmen des Kernnetzes sowohl aus Rheinland-Pfalz, Hessen und Bayern. Des Weiteren erfolgt in der Region Freiburg eine internationale Anbindung an Frankreich. Perspektivisch ist zudem eine Verbindung mit der Schweiz vorgesehen. Die Integration in überregionale Verbindungen trägt zur Diversifizierung der Versorgung bei und leistet damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Bundesland.

Das Wasserstoffkernnetz ist ein erster Baustein einer großflächigen Wasserstoffinfrastruktur. Über das eigentliche Kernnetz wird jedoch nur eine geringe Zahl von Nutzern erschlossen, darunter vor allem Großabnehmer wie Raffinerien, Stahlwerke, Chemieparke und Kraftwerke. Der Großteil der Unternehmen in Baden-Württemberg wird heute über Verteilnetze mit Erdgas versorgt. Um diese Unternehmen künftig mit Wasserstoff versorgen zu können, müssen Wasserstoffver-

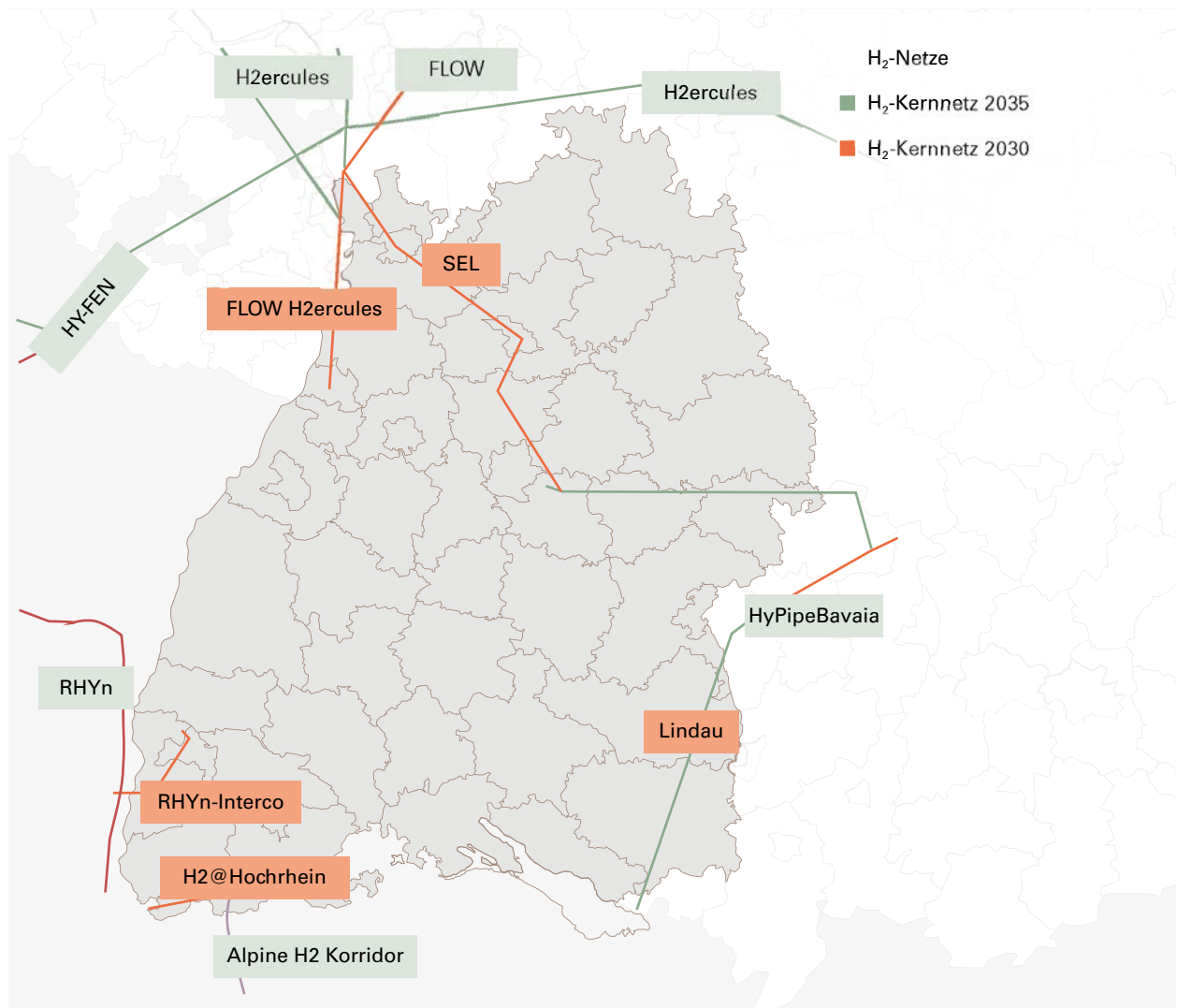
teilnetze ausgebaut beziehungsweise Erdgasverteilnetze umgestellt werden. Die zeitliche Planung solcher Umstellungen ist sowohl für Netzbetreiber als auch für Abnehmer anspruchsvoll. Ein planbarer Wasserstoffbedarf spielt daher eine entscheidende Rolle, um einen wirtschaftlichen Netzbetrieb zu ermöglichen und zusätzliche Netzkosten für die Nutzer zu begrenzen.

Ein differenzierter Blick ist zudem auf die mögliche Nutzung von Niederdrucknetzen zur Versorgung von Haushalten zur Wärmebereitstellung zu richten. Der Einsatz von Wasserstoff zur Bereitstellung von Gebäudeenergie erscheint allerdings aus wirtschaftlichen Gründen nur in begrenztem Umfang realistisch. Einige Versorgungsunternehmen gehen daher bereits davon aus, dass Teile der Netze für Endverbraucher stillgelegt werden.

6.1 Wasserstoffkernnetz in Baden-Württemberg

Mit dem Kernnetz werden in Baden-Württemberg zentrale Verbrauchsschwerpunkte erschlossen. Dazu zählen der Großraum Stuttgart und die Region Rhein-Neckar, Ostwürttemberg, Oberschwaben, der östliche Bodenseeraum, der Hochrhein, Freiburg und die Region Mannheim/ Karlsruhe. Weitere Regionen in Baden-Württemberg werden vorerst keine Möglichkeit haben, die im Aufbau befindliche Wasserstoffinfrastruktur direkt zu nutzen. Für Baden-Württemberg sind im Kernnetzantrag fünf Projekte hinterlegt, die den Aufbau von Wasserstoffleitungen mit einer Gesamtlänge von 470 km ermöglichen. Bei den Projekten handelt es sich um die Süddeutsche Erdgasleitung (SEL), Flow2H2ercules, Hittistetten-Lindau, RHYn Interco und H2@Hochrhein. Die durch die Projekte realisierten Leitungen, deren skizzierter Verlauf sowie die dadurch erschlossenen Regionen sind in Abbildung 11 dargestellt. Details zu Routenverlauf, technischen Aspekten und dem geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme sind in Tabelle 2 aufgeführt. Weitere Details aus den Unterlagen des Kernnetzantrags sowie weiteren Quellen können für die Projekte den folgenden Unterkapiteln entnommen werden.

Auch die Einbindung Baden-Württembergs in die nationalen und internationalen Wasserstoffnetze erfolgt über das Kernnetz (siehe Abbildung 11). Über die innerdeutschen Projekte H2ercules und FLOW können große Mengen Wasserstoff nach Baden-Württemberg gelangen. Beide Projekte sind zentrale Verbindungsachsen innerhalb des deutschen Kernnetzes. H2ercules ist eine zentrale Transportleitung im Westen Deutschlands und kann Wasserstoff aus der Nordseeregion nach Baden-Württemberg leiten. Ebenfalls Teil des Projekts ist eine West-Ost-Verbindung zur Anbindung des Südwesteuropäischen Korridors von Frankreich kommend über das Saarland. Zusätzlich erfolgt ein direkter Grenzübertritt von Wasserstoff aus Frankreich über das RHYn Interco Projekt im Großraum Freiburg. Auch diese Verbindung ermöglicht Importe über den Südwestlichen Korridor. Im Osten münden langfristig die Projekte SEEHyC und CEHC des Osteuropäischen Korridors in der H2ercules Leitung. Die FLOW-Leitung führt vom Nordosten Deutschlands bis nach Baden-Württemberg und kann Wasserstoff aus Mecklenburg und Brandenburg sowie Importe über den Ostseekorridor transportieren. Über die HyPipeBavaria Pipeline werden die Importe des Südlichen Korridors (insbesondere SouthH2) nach Baden-Württemberg ermöglicht. Langfristig können zudem Importe über den Südlichen Korridor über die Schweiz (Alpine Hydrogen Corridor) nach Baden-Württemberg gelangen.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [29]

Abbildung 11: Übersicht des genehmigten Kernnetzes mit den Anbindungen der (inter)nationalen Projekte an Baden-Württemberg über HY-FEN und RHYn Interco aus Frankreich, SouthH2 über Bayern und Flow bzw. Flow2H2ercules

Bezeichnung	Route/Regionen (Kernnetz ID)	Pipeline	Geplante Inbetriebnahme*
Süddeutsche Erdgasleitung (SEL)	Lampertheim (Hessen), Region Rhein-Neckar, Stuttgart, Ostwürttemberg, Bissingen (Bayern) (KLN082-01, KLN083-01, KLU114-KLU116)	DN: 1.000 bis 1.200 mm DP: 100 bar 258 km, davon 129 km Neubau, 129 km Umstellung	12/2030
FLOW2H2ercules	Ludwigshafen nach Karlsruhe (KLN014-01)	DN: 800 mm DP: 80 bar 59 km, Neubau	12/2030
Lindau	Hittistetten nach Lindau (KLU118-01)	DN: 300 mm DP: 70 bar 120 km, Umstellung	12/2032
RHYn Interco	Bad Krozingen, Freiburg, March-Buchheim (KLN084-01, KLU117-01, KLU119-01, AND098-01)	DN: 400 (200) mm DP: 70 & 80 bar 47,5 km, davon 15 km Neubau, 32,5 km Umstellung	2030
H2@Hochrhein	Dogern, Albbruck, Grenzach-Wyhlen (AND099-01)	DN: 300 mm DP: 70 bar 58 km, Neubau	2030

DN: Nominaler Durchmesser; DP: Auslegungsdruck; Umstellung: von Erdgasbetrieb

Tabelle 2: Übersicht der Kernnetzprojekte in Baden-Württemberg

Quelle: eigene Darstellung nach [29] * Spätester Zeitpunkt bei abschnittsweise unterschiedlicher Inbetriebnahme

Süddeutsche Erdgasleitung (SEL)

Zentrales Element des Wasserstoffkernnetzes in Baden-Württemberg ist die Süddeutsche Erdgasleitung (SEL). Die SEL war bereits vor dem Kernnetzplan als Erdgasleitung in Planung. Ausgehend vom Anschluss in Lampertheim (Hessen) werden die Region Rhein-Neckar, der Großraum Stuttgart, Ostwürttemberg bis nach Bissingen (Bayern) sukzessive erschlossen [30]. Im Endausbau wird die Leitung eine Länge von ca. 258 km aufweisen. Die SEL soll zukünftig insbesondere Industriezweige (u.a. Chemie, Raffinerien sowie Glas- und Zementwerke) und KWK-Anlagen mit Wasserstoff versorgen. Wichtige Anschlussnehmer und Treiber stellen die sogenannten „H2-ready Fuel Switch“-Kraftwerke der EnBW in Altbach/Deizisau, Heilbronn, Stuttgart-Münster und Stuttgart-Gaisburg dar. Diese werden derzeit für den Betrieb mit Erdgas umgebaut und sollen später auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden. Das wasserstofffähige Gasturbinen-Kraftwerk am Standort Stuttgart-Münster hat bereits im April 2025 seinen

Betrieb aufgenommen [31]. Zuvor wurden die Kraftwerke über Jahrzehnte mit Steinkohle befeuert. Die Umstellung der SEL ist somit ein entscheidender Faktor für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg. Wann die Umstellung der Kraftwerke auf Wasserstoff vollzogen wird, hängt von der Ausgestaltung der kommenden Kraftwerksstrategie ab.

H2-ready Kraftwerke

Ein Kraftwerk, meist ein Erdgaskraftwerk, wird als „H2-Ready“ bezeichnet, wenn dieses mit begrenztem Aufwand ganz oder teilweise auf den Betrieb mit Wasserstoff als Brennstoff umgestellt werden kann. Eine rechtsverbindliche Definition oder Anforderung für H2-Ready-Kraftwerke gibt es nicht. Auch einzelne Komponente, Bauteile oder Teilsysteme wie beispielsweise Rohrleitungen werden teilweise als „H2-Ready“ bezeichnet. Privatwirtschaftlich anerkannte Definitionen wie beispielsweise der „Leitfaden zur Definition der H2-Readiness von Kraftwerken“ vom TÜV Süd sind verfügbar und werden teilweise von der Industrie angewendet. So hat Siemens Energy bereits 2021 eine entsprechende Zertifizierung für sein Kraftwerkskonzept vom TÜV Süd erhalten. Die Möglichkeit zur Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffbetrieb ist in der Vergangenheit auch Thema bei den Überlegungen der Bundesregierung im Kontext der Kraftwerksausschreibungen gewesen.

Der letzte Abschnitt der SEL von Kraftwerk Altbach bis nach Bissingen (Bayern) ist als reine Wasserstoffleitung geplant und wird im Gegensatz zu den übrigen Abschnitten nicht zuvor mit Erdgas betrieben. Für den Abschnitt von Esslingen bis nach Bissingen liegt ein Planfeststellungsbeschluss vor; ein Baustart wird in den kommenden Jahren erwartet. Politisch wird eine zügige Umsetzung angestrebt, um den Hochlauf nicht zu verzögern. Ein erster Teilabschnitt der SEL ist bereits für die Durchleitung von Erdgas in Betrieb. Die spätere Wasserstoffversorgung der SEL soll über die FLOW-Leitung erfolgen, die über Hessen nach Baden-Württemberg führt. Die Weiterführung der SEL nach Bayern ermöglicht zudem eine Anbindung an Importe über das Projekt SouthH2.

FLOW2H2ercules Ludwigshafen-Karlsruhe

Mit dem Neubau der 59 km langen FLOW2H2ercules-Pipeline wird die Region Karlsruhe erschlossen. Hauptabnehmer sind KWK-Anlagen sowie der Raffineriesektor, insbesondere die MIRO-Raffinerie in Karlsruhe. Die Pipeline verläuft von Ludwigshafen westlich entlang des Rheins und erreicht baden-württembergisches Gebiet erst im Raum Karlsruhe. Die

Leitung wird vom Netzbetreiber GASCADE geplant und umgesetzt. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2030 vorgesehen.

Lindau

Die Leitung von Hittistetten (Bayern) bis nach Lindau wird durch die Umstellung einer bestehenden Erdgasleitung (Illertal-Leitung oder Donau-Bodensee-Leitung) auf Wasserstoff realisiert [32]. Von Hittistetten startend werden die Landkreise Biberach und Ravensburg durchquert, bis sie in Lindau endet. Sie bedient laut Kernnetzantrag vorrangig die Chemie- und die Glasindustrie. Darüber hinaus dient sie der Einbindung von lokalen Elektrolyseuren. Die 120 km lange Leitung soll mit der Umstellung der SEL erfolgen, für welche die Inbetriebnahme im Kernnetzantrag mit Dezember 2032 angegeben ist. Durch das Ende der Leitung in Lindau werden weitere Regionen (z.B. Friedrichshafen) am Bodensee vorerst nicht an das Wasserstoffnetz angebunden. Die Umsetzung des Projektes erfolgt durch terranets bw.

RHYn Interco

RHYn Interco (Rhine HYdrogen Network) bildet den Teil des deutschen H₂-Kernnetzes für die Region Oberrhein im südwestlichen Baden-Württemberg. Die Leitung mit einer Transportkapazität von 0,5 GWh/h [33] besteht überwiegend aus umgestellten Erdgasleitungen und wird durch einen 15 km langen Neubau ergänzt. Die Leitungsabschnitte werden durch terranets bw und badenovaNETZE realisiert. Die terranets bw ist hierbei für den Neu- und Umbau des Übertragungsnetzes verantwortlich, badenovaNETZE für den Verteilnetzabschnitt (March-Buchheim). Die RHYn Interco stellt eine Verbindung zur französischen Region Grand Est her. Sie wird als erste Leitung in Baden-Württemberg den Raum Freiburg mit Wasserstoff versorgen und verläuft durch den westlichen Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald sowie den Stadtkreis Freiburg. Die Leitung soll insbesondere Chemieunternehmen (z. B. Cerdia) sowie KWK-Anlagen, etwa am Universitätsklinikum Freiburg, versorgen. Eine perspektivische Verlängerung des rund 60 km langen Abschnitts von terranets bw bis nach Offenburg/Kehl könnte bis 2035 weitere Industrien anbinden, beispielsweise die Stahlwerke Kehl und die Papierfabrik Koehler SE. Dieser Abschnitt ist jedoch nicht Teil des aktuellen Kernnetzes.

H2@Hochrhein

Die H2@Hochrhein ist die zweite Wasserstoffpipeline der badenovaNETZE im südwestlichen Baden-Württemberg und verläuft von Grenzach-Wyhlen bis Waldshut-Tiengen. Ein erster 9 km langer Teilabschnitt (H2@Hydro) der Leitung von Dogern bis Albbuck ist derzeit im Bau und wird vom Umweltministerium Baden-Württemberg gefördert [34]. Der Trassenverlauf folgt weitgehend dem Rhein entlang der deutsch-schweizerischen Grenze, was perspektivisch auch eine Anbindung an die Schweiz ermöglichen könnte und den potenziellen Nutzerkreis erweitert. Die Leitung wird eine Gesamtlänge von 58 km aufweisen. Im deutschen Kernnetz stellt dieses Projekt einen Sonderfall dar, da es sich hierbei vorerst um ein Inselnetz handeln wird. Das Energieunternehmen RWE plant die Errichtung eines Elektrolyseurs mit einer Kapazität von 50 MW am Wasserkraftwerk Albbuck, welcher die Versorgung der angeschlossenen Abnehmer sicherstellen soll. Primär wird die Leitung die Wirtschaftsregion am Hochrhein mit seinen energieintensiven Betrieben mit Wasserstoff versorgen können.

6.2 Weiterer Aufbau von Wasserstoffnetzen

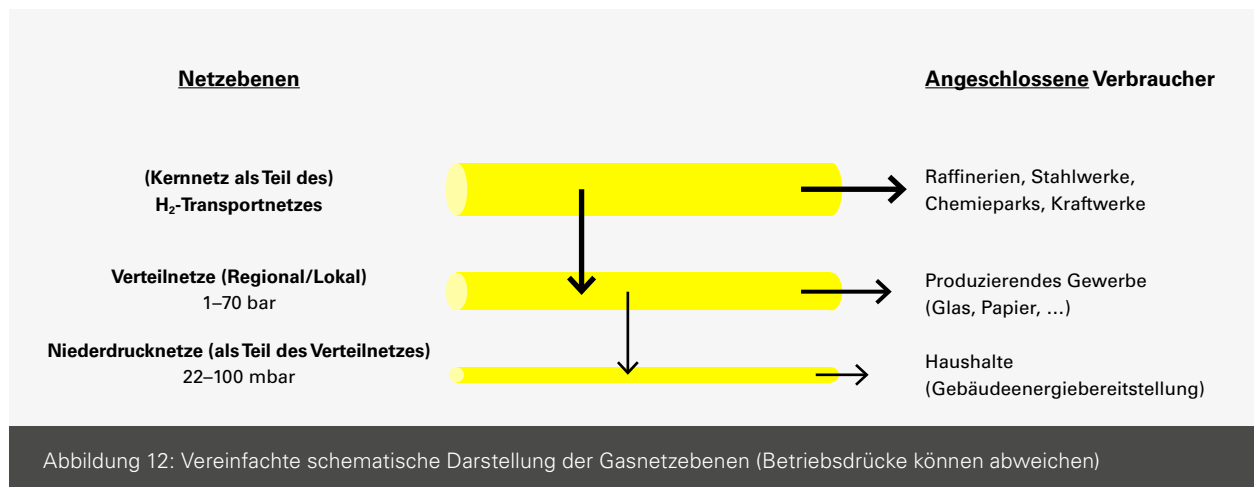
Von einem direkten Anschluss an das Wasserstoffkernnetz (als mittelfristig wesentlicher Teil des verfügbaren H₂-Transportnetzes) können nur wenige Verbraucher. Dies trifft meist nur auf größere Industriebetriebe (Stahlwerke, Raffinerien, Chemieparks) oder wasserstofffähige Kraftwerke zu. Ein Großteil der Unternehmen wird hingegen keinen direkten Zugang zum Wasserstoffkernnetz erhalten. Hierfür ist ein

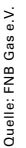
weiterer Auf- bzw. Umbau von Transport- und Verteilnetzen erforderlich.

Abbildung 12 zeigt eine schematische Darstellung der Gasnetzebenen. Ein Großteil des Kernnetzes ist dem Transportnetz zugeordnet, ein kleinerer Anteil dem Verteilnetz. Im Folgenden soll auf den weiteren Aufbau von Netzen für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff eingegangen werden.

Transportnetz

Das zentrale Transportnetz für Wasserstoff wird durch das Kernnetz repräsentiert. Darüber hinaus sind perspektivisch Erweiterungen möglich. Abbildung 13 zeigt das Erdgastransportnetz in Baden-Württemberg, welches im Rahmen der Energiesystemtransformation mittel- bis langfristig für den überregionalen Transport von Wasserstoff genutzt werden kann. Hierzu zählen beispielsweise die geplante Verlängerung von RHYn Interco nach Offenburg/Kehl sowie die Umstellung der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP). Die Umstellung von Erdgasfernleitungen auf Wasserstoff würde eine deutlich flächendeckendere Verteilung im Bundesland ermöglichen.





Verteilnetzebene

41

Demgegenüber stehen Gasverteilnetze mit einer Länge von rund 562.000 km, an die etwa 1,8 Mio. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher angeschlossen sind [35].

Die Umstellung von Verteilnetzen beziehungsweise die Anschlussleitungen von Unternehmen an das Transportnetz sind nicht Teil des Kernnetzes und fallen auch nicht unter die Regulierung des Netzentwicklungsplans. Bislang gibt es keine verpflichtenden bundesweiten Vorgaben oder Regelungen für Verteilnetzbetreiber zur Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffverteilnetze. Entscheidungen zu Zeitplan und Umfang liegen daher bei den Verteilnetzbetreibern. Als mögliches Planungsinstrument für einen schrittweisen Umbau des Gasverteilnetzes auf Wasserstoff kann der Gasnetzgebietstransformationsplan-Prozess des Gasnetzgebietstransformationsplans gemäß DVGW-Merkblatt G 2100 herangezogen werden [36].

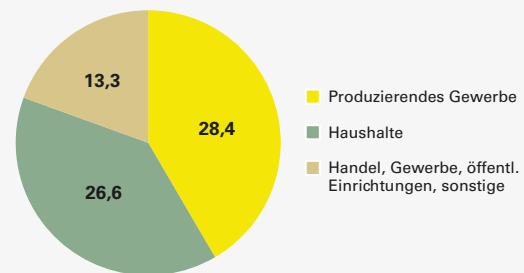
Ein Finanzierungsmodell analog zum Amortisationskonto des Kernnetzes, das die Finanzierungslücke zwischen hohen Anfangsinvestitionen und zunächst begrenzten Netzentgelteinnahmen überbrückt, existiert für Wasserstoffverteilnetze bislang nicht. Die DBI-Gruppe schätzt, dass für die Umstellung der Erdgasverteilnetze auf Wasserstoff im Vergleich zur regulären Modernisierung zusätzliche Kosten von rund 4 Mrd. Euro anfallen [37].

Aufgrund des schwer planbaren Wasserstoffhochlaufs stellt der Auf- bzw. Umbau von Verteilnetzen für Netzbetreiber ein höheres Risiko dar. Ohne ausreichende Auslastung können zudem die zusätzlichen Netzentgelte für Verbraucher deutlich ansteigen.

Niederdrucknetze (als Teil des Verteilnetzes)

Eine wesentliche Herausforderung ist die mögliche Transformation der Niederdrucknetze. Diese versorgen heute vor allem private Haushalte mit Erdgas zur Wärmebereitstellung. In Baden-Württemberg entfielen 2023 mit rund 26,6 TWh knapp 40 % des Erdgasabsatzes auf private Haushalte [38]. Bundesweit gilt ab 2045 ein Betriebsverbot für Heizkessel mit fossilen Brennstoffen (GEG § 72 Abs. 4). In Baden-Württemberg wird bereits ab 2040 angestrebt, auf fossile Brennstoffe zu verzichten [39]. Daraus ergibt sich ein erheblicher Anpassungsbedarf in der Gebäudeenergieversorgung, der massive Auswirkungen auf Nutzung, Betrieb und Auslastung der Niederdruckebene des Gasnetzes haben wird.

Absatz Erdgas 2023 in TWh/a



Quelle: eigene Darstellung basierend auf [38]

Abbildung 14: Gasabsatz nach Verbrauchergruppe in Baden-Württemberg 2023

Nach Angaben von Netzbetreibern sind Niederdrucknetze in Deutschland zum großen Teil technisch für Wasserstoff nutzbar [35]. Es ist jedoch davon auszugehen, dass eine Umstellung nur in wenigen Fällen erfolgen wird. Dies ist weniger durch die Gasinfrastruktur begründet, sondern vielmehr durch die erwartete meist fehlende Wirtschaftlichkeit wasserstoffbasierter Gebäudewärme gegenüber alternativen Heiztechnologien. Eine Analyse von Fraunhofer ISI und Fraunhofer IEG ermittelte Endverbraucherkosten für Wasserstoff in den Jahren 2035 und 2045 (unter Einbezug von Produktions-, Speicher- und Netzkosten) kommt zu dem Ergebnis, dass diese deutlich über heutigen Erdgaspreisen von 8,4 ct/kWh liegen werden. Für 2035 wurden Wasserstoffkosten von etwa 21 bis 33 ct/kWh ermittelt, die sich bis 2045 lediglich auf 16 bis 28 ct/kWh reduzieren [40]. Auch weitere Studien gehen von höheren Kosten für Wärmebereitstellung über Wasserstoff aus [41], [42], [43]. Es ist daher zu erwarten, dass vorwiegend ein Technologiewechsel in Richtung Alternativen wie Wärmepumpen und Wärmenetze erfolgt. Der Einsatz von Wasserstoff zur Wärmebereitstellung in Wärmenetzen, insbesondere über KWK-Anlagen, ist dagegen durchaus zu erwarten [44].

Eine Orientierung, in welchen Gebieten Wasserstoff perspektivisch als Option für die Gebäudebeheizung in Betracht kommt, können der kommunalen Wärmeplanung entnommen werden. Die förmliche Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten erfolgt jedoch durch die zuständige Landesstelle. Eine Nutzungspflicht von Wasserstoff zur Wärmebereitstellung besteht in einem Wasserstoffnetzausbaugebiet allerdings nicht. Vor dem Hintergrund der Verfügbarkeit von Wasserstoff

sowie der Kosten für die Bereitstellung ist daher davon auszugehen, dass die Länge der betriebenen Gasverteilnetze – insbesondere auf der Niederdruckebene – künftig deutlich zurückgehen wird. Der Mannheimer Energienetzbetreiber MVV Netze hat beispielsweise im November 2024 erklärt, die Stilllegung des Gasverteilnetzes bis zum Jahr 2035 zu erwägen. Eine Umstellung der Gasversorgung von Letztverbrauchern im Niederdruckbereich auf Wasserstoff soll nicht erfolgen. Der in Mannheim verfolgte Lösungsansatz fokussiert sich auf den Ausbau von Fernwärme und Wärmepumpen.

Insgesamt erscheint langfristig eine Stilllegung weiterer Teile des Niederdrucknetzes wahrscheinlich. Für eine Stilllegung bedarf es einer Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets in nationales Recht. Dies hat bis spätestens August 2026 zu erfolgen. Ein erster Gesetzentwurf des dahingehend novellierten EnWG wurde im November 2025 vorgestellt [45].

07

Rolle von maritimen Wasserstoffimporten und Derivaten für Baden-Württemberg

07

Rolle von maritimen Wasserstoffimporten und Derivaten für Baden-Württemberg

Neben dem Import von gasförmigem, komprimiertem Wasserstoff über das Pipelinenetz kann Wasserstoff auch auf dem Seeweg in verflüssigter Form oder als Wasserstoffderivat importiert werden. Als Wasserstoffderivate werden chemische Energieträger auf Wasserstoffbasis bezeichnet. Diese lassen sich häufig einfacher per Schiff, Schiene oder Trailer transportieren als Wasserstoff selbst. Dadurch wird der Import nachhaltiger Energieträger auch aus Regionen möglich, zu denen (vorerst) keine Pipelineverbindungen bestehen. Dies betrifft nicht nur weit entfernte Regionen (z.B. Australien, Brasilien, Chile, Namibia, Oman oder VAE), sondern betrifft auch Regionen innerhalb Europas, etwa den Norden Norwegens oder Schottland. Wasserstoffderivate können einerseits als Rohstoff direkt in Produktionsprozessen (z.B. in der chemischen Industrie) eingesetzt werden. Andererseits können sie als Wasserstoffträger genutzt werden, aus denen Wasserstoff wieder freigesetzt wird. Importterminals mit Anlagen zur Wasserstofffreisetzung können dabei künftig eine wichtige Rolle spielen, da sie als Bindeglied zwischen dem Import von Wasserstoffderivaten und der Pipelineinfrastruktur zur gasförmigen Verteilung von Wasserstoff fungieren. Für den maritimen Import werden insbesondere die folgenden wasserstoffbasierten Energieträger diskutiert:

- **Flüssigwasserstoff (LH₂):** Wasserstoff kann bei etwa -253°C verflüssigt und anschließend mit einer hohen volumetrischen Energiedichte gespeichert und transportiert werden. Für eine großtechnische Umsetzung ist eine deutliche Skalierung heutiger Technologien erforderlich. Flüssigwasserstoff kann effizient verdampft und in das Pipelinenetz eingespeist werden. Die direkte Anwendung von Flüssigwasserstoff als Kraftstoff wird insbesondere im straßengebundenen Güterverkehr aber auch der Luftfahrt gesehen.

- **Ammoniak (NH₃):** Ammoniak wird im Haber-Bosch Prozess aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt. Für

Ammoniak existieren global etablierte Märkte, Infrastrukturen und ausgereifte Prozessketten. Heutzutage wird Ammoniak überwiegend zur Herstellung von Düngemitteln genutzt. Zukünftige zusätzliche Anwendungen umfassen die Nutzung als Treibstoff in der Schifffahrt sowie als Wasserstoffträger.

- **Methanol (MeOH):** Methanol ist ein wichtiger Grundstoff für zahlreiche Produkte der Chemieindustrie. Zusätzlich ist künftig die Nutzung als Treibstoff in der Schifffahrt zu erwarten. Methanol ist zudem ein Zwischenprodukt für die Herstellung nachhaltiger Kraftstoffe wie etwa synthetischer Flugkraftstoffe. Eine Nutzung als Wasserstoffträger ist weniger zu erwarten, da die mit der Herstellung von Methanol erforderliche Versorgung mit erneuerbarem Kohlenstoff zu kostspielig ist.

- **LOHC:** Wasserstoff kann in flüssige Trägerflüssigkeiten Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) eingebunden und ähnlich wie heutige fossile Flüssigkraftstoffe bei Umgebungstemperaturen transportiert und gespeichert werden. Vorteilhaft ist die potenzielle Weiternutzung bestehender Infrastrukturen. Eine Herausforderung ist der energieintensive Prozess der Wasserstofffreisetzung.

- Darüber hinaus gibt es weitere, in der heutigen Diskussion jedoch weniger relevante, Derivate wie beispielsweise Dimethylether (DME) oder verflüssigtes synthetisches Methan (eLNG).

Baden-Württemberg ist über die Binnenschifffahrt auf dem Rhein sehr gut an die ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen) angebunden. Maritim transportierter Wasserstoff beziehungsweise dessen Derivate können somit über die Wasserstraße direkt nach Baden-Württemberg transportiert und dort genutzt werden. Hierfür eignen sich insbesondere

die Binnenhäfen in Mannheim, Karlsruhe und Kehl, da sich in deren Umfeld relevante Industrieabnehmer (Chemie, Raffinerien) befinden. Die Binnenhäfen verfügen zudem über Erfahrung im Umschlag teilweise gefährlicher Stoffe. Eine Rückumwandlung zu Wasserstoff in Baden-Württemberg kann eine Option darstellen, um eine lokale H₂-Versorgung aufzubauen, bis ausreichend Wasserstoff über Pipelines verfügbar ist. Diesbezüglich besteht allerdings die Gefahr von „Stranded Assets“, sobald Wasserstoff in größeren Mengen über Pipelines bereitgestellt wird. Realistischer erscheint eine Rückumwandlung in großen Seehäfen mit anschließendem Transport über das Pipelinennetz.

Überlegungen gibt es auch zum Transport von Ammoniak per Pipeline von den Seehäfen ins Inland. So hat beispielsweise die „Clean Ammonia Innovation Platform“, ein Zusammenschluss großer europäischer Energie- und Infrastrukturunternehmen, auslegungs- und sicherheitstechnische Aspekte einer Ammoniakpipeline von Rotterdam bis nach Karlsruhe untersucht und die grundsätzliche Machbarkeit bestätigt [46]. Weitergehende Planungen sind jedoch nicht bekannt. Abhängig vom Zustand (Temperatur und Druck) kann auch der Transport über die Schiene eine Option sein [47]. Ammoniak als Wasserstoffträger gilt derzeit für die meisten maritimen Ex-

portprojekte als bevorzugte Option. Der Vorteil liegt im hohen technischen Reifegrad von Produktion, Speicherung und Transport. Entwicklungs- und Skalierungsbedarf besteht vor allem beim Prozess der Wasserstofffreisetzung, dem sogenannten Cracking (siehe Textbox). Dennoch ist in mehreren deutschen und europäischen Seehäfen der Aufbau von Ammoniakcrackern geplant. Zentrale Technologien für andere Importoptionen wie Flüssigwasserstoff oder LOHC weisen entlang der gesamten Versorgungskette aktuell einen geringeren Entwicklungsstand auf. Dennoch gibt es relevante Aktivitäten. Ein Beispiel ist eine Absichtserklärung zwischen Daimler Truck, dem Hamburger Hafen (HHHLA) und Kawasaki. Die Unternehmen untersuchen derzeit die Möglichkeit Flüssigwasserstoff über den Hamburger Hafen für das europäische Hinterland zu importieren [48]. Eine weitere Initiative befasst sich mit dem Export von Flüssigwasserstoff aus dem Sultanat Oman nach Amsterdam mit anschließendem Weitertransport per Binnenschiff und Bahn [49]. Technologien für Transport und Speicherung von Methanol, DME und SNG sind zwar verfügbar, jedoch stellt die klimaneutrale Bereitstellung von Kohlenstoff zur Synthetisierung der Stoffe eine zentrale Herausforderung dar. Tabelle 3 fasst die Anwendungsmöglichkeiten sowie die Vor- und Nachteile der Wasserstoffträger bzw. -Derivate zusammen.

	Nutzung als			Anwendung	Vorteile	Nachteile
	Wasserstoffträger	Rohstoff	Energieträger			
LH ₂				– Kraftstoff in der Mobilität – Wasserstoffimport	– Hohe intrinsisch Reinheit – Erfordert geringen Energieeinsatz im Importland	– Verluste (Boil-Off) bei Lagerung und Transport – Skalierung und Technologieentwicklung notwendig (Produktion, Speicherung, Transport)
LOHC				– Wasserstoffimport	– Nutzung existierender Infrastrukturen (Mineralölinfrastrukturen) – Vorteilhafte Transporteigenschaften (drucklos, Umgebungstemperatur)	– Hoher Energiebedarf für H₂-Freisetzung im Importland – keine Relevanz als Rohstoff oder Energieträger
NH ₃				– Herstellung Düngemittel – Grundstoffchemie – Kraftstoff im Schiffsverkehr – Wasserstoffimport	– Existierende Infrastrukturen (Produktion, Terminals, Schiffe, Speicher) – Etablierter Welthandel	– Höhere Sicherheitsanforderungen durch Toxizität – Bisher keine großtechnischen Ammoniak-Cracker umgesetzt
MeOH				– Grundstoff- und Petrochemie – Kraftstoff im Schiffsverkehr	– Etablierte Infrastrukturen (Produktion, Terminals, Schiffe, Speicher) – Etablierter Welthandel – Vorteilhafte Transporteigenschaften (drucklos, Umgebungstemperatur)	– Herausforderung bei der Bereitstellung von erneuerbarem CO₂ zur Herstellung

Tabelle 3: Wasserstoffträger und -Derivate mit den jeweiligen Anwendungsbereichen sowie Vor- und Nachteilen

Quelle: eigene Darstellung

Wie groß die Rolle maritimer Wasserstoffimporte für Deutschland und Baden-Württemberg letztlich sein wird, ist derzeit noch unklar. Im Vergleich zu Pipelineimporten sind die Infrastrukturen (Häfen, Flotten) und deren Kapazitäten einfacher zu skalieren, was eine verbesserte Auslastung ermöglicht. Weiterhin ist ein flexibler und diversifizierter Bezug aus unterschiedlichen Exportregionen möglich. Dennoch sind insgesamt höhere Wasserstoffkosten zu erwarten.

Unabhängig von ihrer Nutzung als Wasserstoffträger ist zu erwarten, dass importierte Derivate eine zentrale Rolle bei der Rohstoffversorgung nachgelagerter Prozesse, etwa in der chemischen Industrie, übernehmen werden. Aufgrund des derzeitigen Fokus von maritimen Importprojekten auf Ammoniak werden in den folgenden Unterkapiteln ausgewählte Aspekte vertieft.

7.1 Herkunft von grünem und blauem Ammoniak

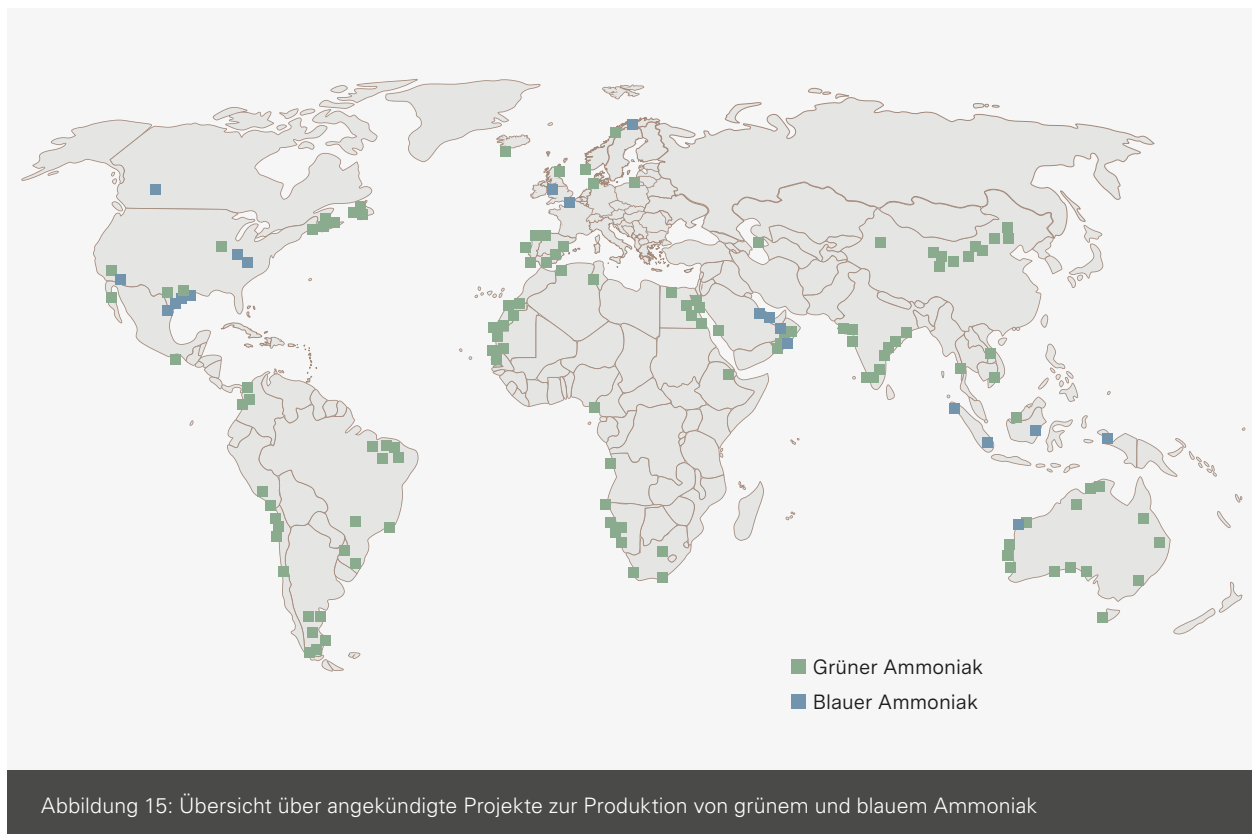
Weltweit werden derzeit jährlich rund 200 Millionen Tonnen Ammoniak produziert, von denen etwa 10% international gehandelt werden. Die Produktion erfolgt nahezu ausschließlich auf Basis fossiler Energieträger (Erdgas, Kohle). Zu den größten Ammoniakexporteuren zählen traditionell Länder mit hohem Erdgasvorkommen, darunter Trinidad und Tobago, Saudi-Arabien, Indonesien, Kanada, die USA und Algerien. Bis 2050 wird eine Verdopplung des Ammoniakbedarfs erwartet, insbesondere aufgrund der Nutzung als Wasserstoffträger und als Kraftstoff. Der zusätzliche Bedarf soll primär durch erneuerbaren (grünen) Ammoniak sowie durch fossilen Ammoniak mit CO₂-Abscheidung (blauen Ammoniak) gedeckt werden. Für die Herstellung von blauem Ammoniak sind neben fossilen Energieträgern auch geeignete geologische Bedingungen zur CO₂-Speicherung erforderlich; dadurch ist der Kreis potenzieller Exportländer eingeschränkt. Für grünen Ammoniak sind hingegen vor allem Solar- und Windpotenziale sowie Flächenverfügbarkeit maßgeblich. Der für die Synthese erforderliche Stickstoff kann aufgrund des hohen Stickstoffanteils in der Luft effizient aus Umgebungsluft gewonnen werden und stellt daher kein Standortkriterium dar.

Nachgelagerte Standortfaktoren ergeben sich zudem aus bestehenden Infrastrukturen: Vorhandene Ammoniakanlagen und Exportterminals erleichtern die Projektentwicklung. Gleichzeitig ist das Fehlen dieser Infrastruktur kein grundsätzliches Hindernis, wie Großprojekte abseits bestehender Ammoniakstandorte zeigen (z.B. NEOM in Saudi-Arabien oder

Hyphen in Namibia). In den vergangenen Jahren haben deutsche Energieunternehmen, darunter EnBW, bereits (nicht bindende) Liefervereinbarungen für den Import von grünem Ammoniak abgeschlossen. Diese summieren sich auf knapp 2 Millionen Tonnen pro Jahr.

Abbildung 15 zeigt die weltweiten Standorte angekündigter Ammoniakprojekte. Der geographische Fokus der Projektentwicklung für grünen Ammoniak liegt unter anderem in Patagonien, im Nordosten Brasiliens, in Ägypten, Saudi-Arabien, Australien, Mauretanien und in der Westsahara.

Neben Projekten für grünen Ammoniak befinden sich auch zahlreiche Projekte für blauen Ammoniak in Planung. Blauer Ammoniak wird typischerweise auf Basis von Erdgas hergestellt. Dieses wird in einem Dampfreformer zu Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt. Der Wasserstoff wird für die Produktion von Ammoniak genutzt, während das CO₂ aufgefangen und dauerhaft gespeichert wird. Abbildung 15 zeigt eine Konzentration von angekündigten Projekten für blauen Ammoniak insbesondere im Süden der USA (insbesondere Texas), in den VAE sowie im Westen Australiens.



7.2 Kosten von grünem Ammoniak

Die Bereitstellungskosten von grünem Ammoniak werden durch zahlreiche Faktoren beeinflusst. Der dominante Kostenfaktor ist die Wasserstoffversorgung für den Haber-Bosch-Prozess. Da Ammoniaktechnologien (Herstellung, Speicherung, Transport) einen hohen technischen Reifegrad aufweisen, sind dort keine grundlegenden Technologiesprünge zu erwarten. Das Kostensenkungspotenzial liegt daher primär bei der Wasserstoffbereitstellung, insbesondere bei Strombezugskosten und Elektrolysetechnologie.

Analysen des Fraunhofer ISE [51] für verschiedene potenzielle Exportstandorte zeigen für Baden-Württemberg Bereitstellungskosten von Ammoniak zwischen 815 und 1.175 €/t im Jahr 2032. Bis 2040 reduzieren sich diese auf 615 bis 1.035 €/t. Die Ergebnisse der Pilotauktion von H2Global für grünen Ammoniak wurden 2024 veröffentlicht. Die Ausschreibung gewann Fertiglobe, das ab 2028 jährlich mindestens 40.000 Tonnen Ammoniak produzieren und nach Rotterdam liefern soll. Das bezuschlagte Angebot liegt bei 811 €/t für die Pro-

duktion (Durchschnitt der Angebote: 1.048 €/t). Der Preis inklusive Transport- und Importgebühren nach Rotterdam beträgt 1.000 €/t [52]. Für Aufmerksamkeit sorgten im Sommer 2025 zudem Ausschreibungsergebnisse in Indien, bei denen Ammoniakkosten teils deutlich unter 600 €/t lagen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Randbedingungen nicht direkt mit der H2Global-Auktion vergleichbar sind und die RFNBO-Kriterien im indischen Modell nicht erfüllt worden wären [53]. Dem stehen Kosten für grauen Ammoniak von etwa 450 bis 550 €/t gegenüber. Für den Import konventionellen Ammoniaks nach Europa ist zudem in den kommenden Jahren mit steigenden Kosten zu rechnen, da Importe im Rahmen des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) mit einem Emissionspreis belegt werden. Der CBAM soll das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) ergänzen und sicherstellen, dass für importierte Produkte die gleichen Emissionspreise anfallen, wie für Produkte, die in der Europäischen Union hergestellt werden. Betroffen sind unter anderem Stahl, Zement, Aluminium, Strom, Wasserstoff, Ammoniak und Düngemittel. Dadurch soll eine Verlagerung CO₂-intensiver Produktionsprozesse ins Ausland verhindert und eine klima-

freundliche Produktion gefördert werden. Die Höhe der CBAM-Zertifikatspreise ist an die EU-Emissionshandelspreise gekoppelt.

H2Global

Der H2Global-Fördermechanismus ist ein Instrument zur Etablierung eines internationalen Handels mit grünem Wasserstoff. Die Kernidee von H2Global ist ein Doppelauktionsmodell: Eine Auktion dient dem Einkauf von grünem Wasserstoff bzw. von Wasserstoffderivaten zum niedrigsten Preis, die andere dem Verkauf der importierten Menge zum Höchstpreis. Die zu erwartende Preisdifferenz zwischen Angebot und Nachfrage soll durch den H2Global-Fördermechanismus ausgeglichen werden. Produzenten erhalten durch eine zehnjährige Abnahmegarantie Planungssicherheit. Die Produktion der grünen Moleküle muss dabei entsprechend der europäischen Regulatorik für die Herstellung von nachhaltigem Wasserstoff erfolgen.

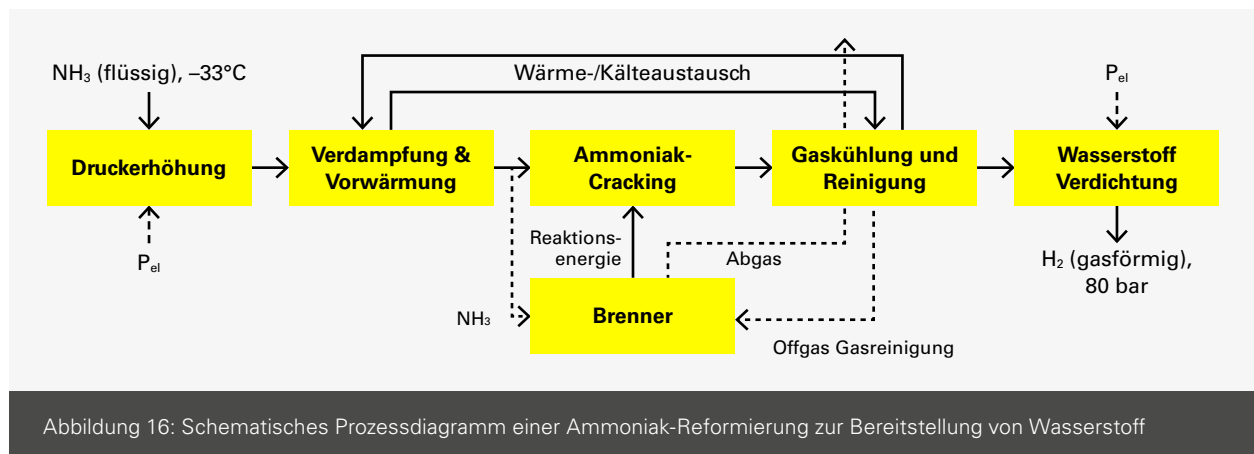
H2Global wird vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert. Doch auch andere Länder, mit denen Deutschland u.a. eine Wasserstoffpartnerschaft unterhält, fördern das Projekt mit eigenen Mitteln. So sind beispielsweise gemeinsame Ausschreibungen mit den Niederlanden, Australien und Kanada geplant.

7.3 Projekte zum Cracken von Ammoniak in Europa

Das Zerlegen von Ammoniak in seine Bestandteile Wasserstoff und Stickstoff ist ein zentraler Schritt in einer ammoniakbasierten Wasserstoffversorgungskette. Ammoniak-Cracker sind dort erforderlich, wo der Wasserstoff aus dem Ammoniak wieder freigesetzt werden soll. Damit stellt ein Cracker ein wichtiges Bindeglied zwischen den zahlreichen geplanten Ammoniak-Exportprojekten und der Wasserstoffverteilinfrastruktur und -nutzung dar.

Funktionsweise eines Ammoniak-Crackers

In einem Ammoniak-Cracker werden mehrere aufeinanderfolgende Prozessschritte durchlaufen. Das Ammoniak wird zunächst aus Lagertanks entnommen, in denen es bei Temperaturen von -33 °C verflüssigt vorliegt. Anschließend wird der Druck mithilfe einer Pumpe auf den Prozessdruck von etwa 30 bis 40 bar erhöht. Das Ammoniak wird daraufhin über die Abwärme des Reformerbrenners und des Produktgases verdampft und vorgeheizt. In einer Reformierungseinheit wird das Ammoniak anschließend bei hohen Temperaturen von bis zu 800 °C in seine Bestandteile zerlegt. Zur Bereitstellung der hohen Temperaturen wird einerseits Abgas aus der anschließenden Gasaufbereitung genutzt; zusätzlich wird ein Teil des Ammoniaks als Brennstoff eingesetzt. In den meisten Fällen ist im Anschluss eine Verdichtung des gereinigten Wasserstoffs auf den geforderten Druck notwendig.



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Bereitstellung von einem Kilogramm Wasserstoff werden rund 7,1 Kilogramm Ammoniak benötigt. Entsprechend lassen sich ca. 80% des im Ammoniak enthaltenen Wasserstoffs wieder nutzbar machen. Neben dem Teilstrom Ammoniak als Brennstoff wird auch Strom im geringen Maße für den Prozessbetrieb benötigt.

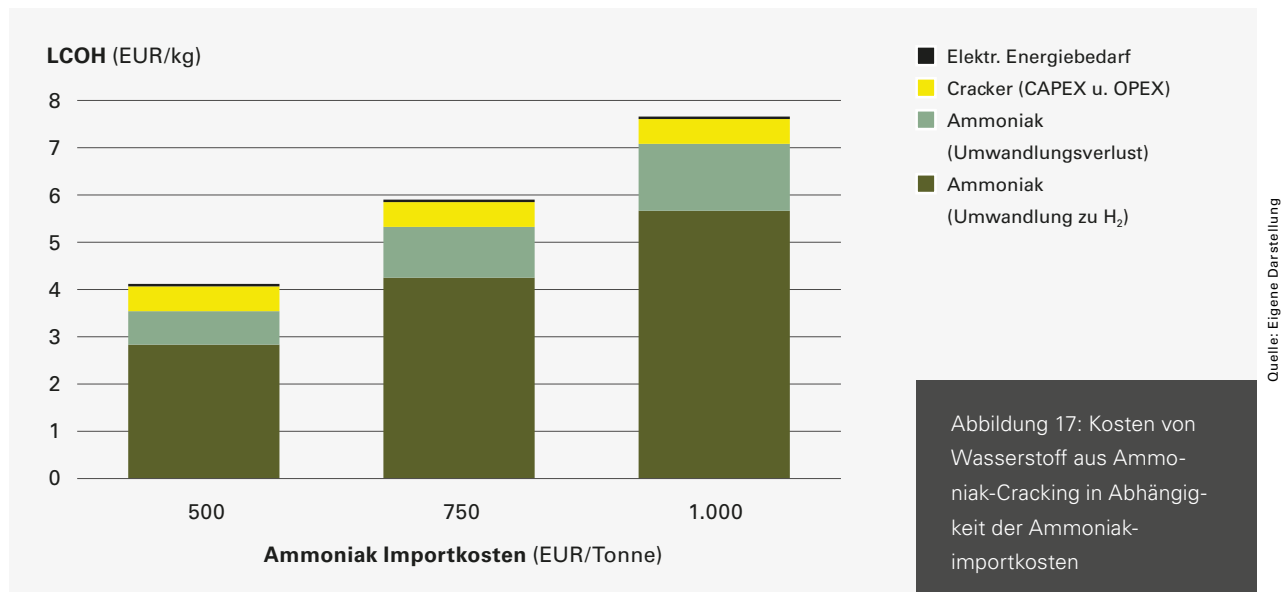
Bisher sind Ammoniak-Cracker nicht im industriellen Maßstab in Betrieb. Dies liegt weniger an grundlegenden technologischen Hürden als vielmehr daran, dass bislang kaum Bedarf an der Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak bestand. Mit geplanten Wasserstoffimporten steigt nun der Fokus auf großtechnische Anlagen. So nahm Air Liquide im November 2025 im Hafen von Antwerpen eine Testanlage zur Ammoniakzerlegung in Betrieb [54]. Die Anlage mit einer Wasserstoffproduktionskapazität von 30 t/Tag soll später mit einer Wasserstoffverflüssigungsanlage gekoppelt werden. In Deutschland planen EnBW, JERA und VNG eine Machbarkeitsstudie zur Errichtung einer Demonstrationsanlage für einen Ammoniak-Cracker im Rostocker Hafen. Nach erfolgreichem Abschluss ist der Bau einer großtechnischen Anlage vorgesehen, die bis zu 140.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugen und in das Kernnetz einspeisen soll [55]. Uniper und thyssenkrupp kündigten zudem die Inbetriebnahme einer Demonstrationsanlage zur Ammoniakzerlegung für Ende 2026 an; diese soll 28 Tonnen Ammoniak pro Tag zerlegen. Ziel ist vor allem der Erkenntnisgewinn für spätere kommerzielle Großanlagen.

Für zahlreiche europäische Seehäfen sind Planungen für kommerzielle Großanlagen bekannt. In Deutschland planen Mabanaft und Air Products ein Ammoniak-Importterminal in

Hamburg. In Wilhelmshaven gibt es Pläne von Uniper und NWO für einen Ammoniak-Cracker. Für Lubmin wird ein schwimmender Ammoniak-Cracker durch ReGas und Höegh Evi untersucht. Auch in den ARA-Häfen in den Niederlanden und Belgien bestehen entsprechende Planungen. Darüber hinaus steht der Hafen Amsterdam im Fokus für den Import weiterer Wasserstoffträger: Unter anderem planen Evos, Hydrogenious und der Port of Amsterdam ein Importterminal für LOHC. Zudem sollen ab 2029 Importe von Flüssigwasserstoff aus Oman über Amsterdam nach Europa erfolgen; an der Initiative ist auch EnBW beteiligt [56]. Weitere Projekte zum Import von Ammoniak wurden unter anderem für Port-la-Nouvelle (Frankreich) an der Mittelmeerküste sowie für die kroatische Insel Krk angekündigt. Der italienische Netzbetreiber Snam und das saudi-arabische Unternehmen ACWA Power untersuchen ebenfalls den Aufbau von Ammoniakterminals in Italien. Dadurch ließen sich Transportstrecken im Vergleich zu Anlandungen in der Nordseeregion verkürzen; über das Projekt SouthH2 könnte der Wasserstoff anschließend zu den Bedarfszentren transportiert werden.

Die Kosten von Wasserstoff, der durch Ammoniak-Cracking gewonnen wird, hängen maßgeblich von den Importkosten des Ammoniaks ab. Wie zuvor beschrieben, wird dieses zu einem Großteil in nutzbaren Wasserstoff umgewandelt. Ein weiterer Teil wird jedoch zur Bereitstellung der Reaktionsenergie für die Ammoniak-Zerlegung benötigt und steht nicht

als Wasserstoff zur Verfügung, wodurch Verluste entstehen. Legt man die Ammoniakkosten der H2Global-Auktion von 1.000 €/t zugrunde, ergeben sich Kosten für den freigesetzten Wasserstoff von knapp 8 €/kg. Kann Ammoniak zu Kosten von 500 €/t importiert werden, können Wasserstoffkosten von knapp über 4 €/kg erreicht werden.



08

Erneuerbarer Wasserstoff: Kosten und Preise

08

Erneuerbarer Wasserstoff: Kosten und Preise

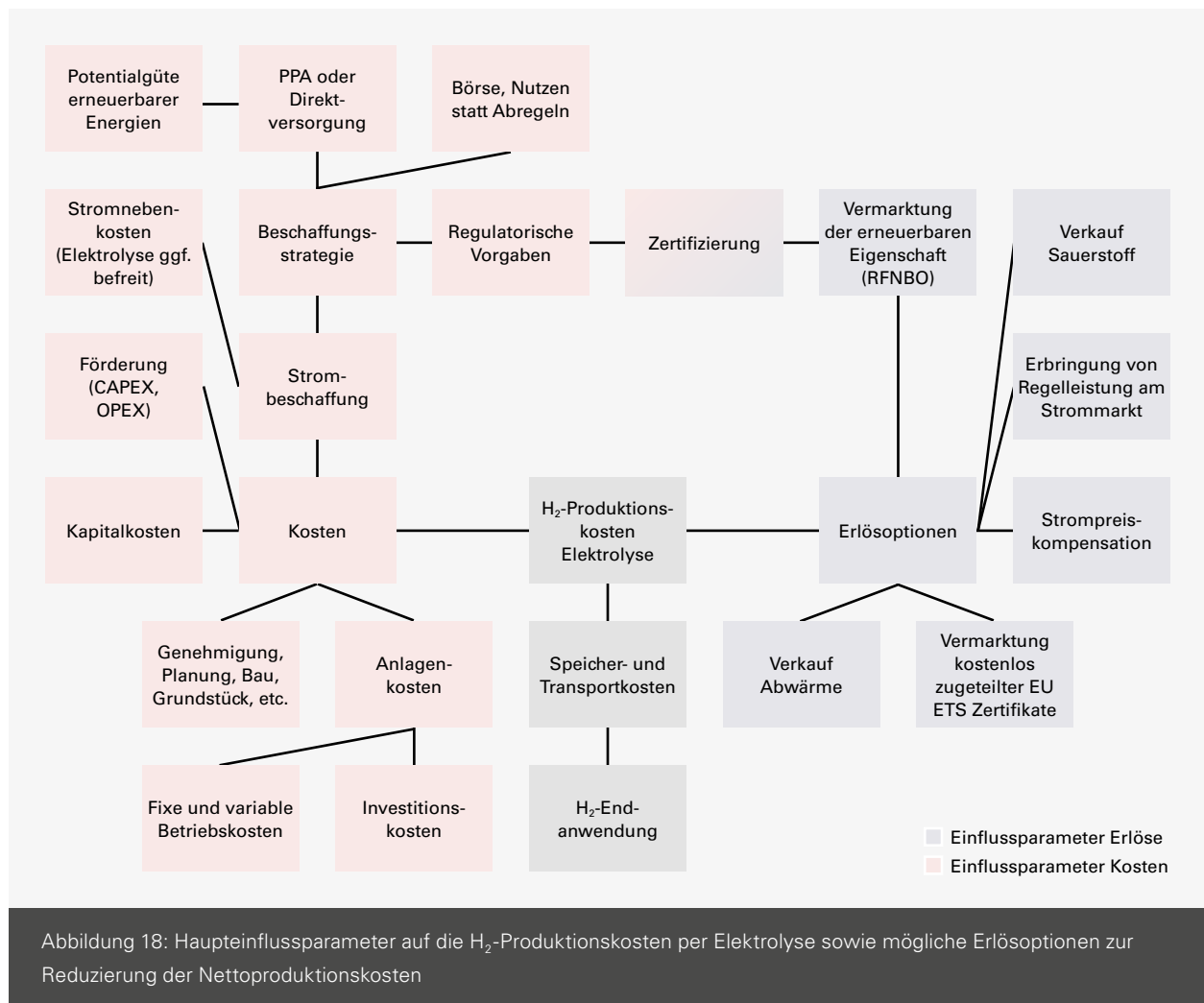
Der Preis, zu dem Wasserstoff künftig verfügbar sein wird, spielt eine zentrale Rolle für den Markthochlauf. Um eine wirtschaftliche Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff zu ermöglichen, müssen die gesamten Kosten entlang der Bereitstellungskette unterhalb des erzielbaren Wasserstoffpreises liegen. Während die H_2 -Versorgungskosten vor allem durch die Kosten der Wasserstoffproduktion und des Transports bestimmt werden, wird der maximal realisierbare Preis durch die Zahlungsbereitschaft der Abnehmer definiert.

Sowohl die H_2 -Bereitstellungskosten als auch die Zahlungsbereitschaft hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, darunter lokale Gegebenheiten, rechtliche Rahmenbedingungen sowie die technologische Entwicklung im Wasserstoffsektor. Während allgemein von einem kontinuierlichen Rückgang der Bereitstellungskosten ausgegangen wird, ist zugleich zu erwarten, dass die Zahlungsbereitschaft infolge strengerer gesetzlicher Vorgaben, etwa durch Quotenregelungen oder eine steigende CO_2 -Bepreisung, tendenziell zunimmt. Derzeit und in den kommenden Jahren liegen die H_2 -Bereitstellungskosten in vielen Sektoren jedoch noch oberhalb der Zahlungsbereitschaft. Dies erschwert die Entwicklung wirtschaftlich tragfähiger Markteintrittskonzepte für erneuerbaren Wasserstoff. In einzelnen Anwendungen und unter Einbeziehung von Förderinstrumenten ist eine Wirtschaftlichkeit jedoch bereits heute möglich, beispielsweise im Raffineriesektor.

In diesem Kapitel werden die H_2 -Versorgungskosten auf Basis ausgewählter Studien dargestellt sowie zentrale Einflussfaktoren und Unsicherheiten erläutert. Dies erfolgt sowohl für in Deutschland produzierten Wasserstoff als auch für Wasserstoffimporte. Darüber hinaus wird der Wasserstoffpreis unter Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaft potenzieller Abnehmer („Willingness to Pay“) diskutiert. Alle Aussagen beziehen sich auf Wasserstoff, der mittels Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellt wird.

8.1 Wasserstoffproduktion in Deutschland und Baden-Württemberg

Die Produktion von Wasserstoff in dezentralen Elektrolyseuren wird in Baden-Württemberg künftig eine wichtige Rolle spielen, sowohl als räumliche Ergänzung als auch zur zeitlichen Überbrückung bis zur Versorgung über ein flächendeckendes Wasserstoffnetz. Hinsichtlich der H_2 -Produktionskosten unterscheidet sich ein Standort in Baden-Württemberg nur geringfügig von anderen Standorten in Deutschland, da zentrale Einflussfaktoren wie der Strommarkt und gesetzliche Regelungen bundesweit identisch sind. Ausgewählte Hauptinflussparameter auf die H_2 -Produktionskosten einer Elektrolyseanlage sind in Abbildung 18 dargestellt. Den Kosten sind dort mögliche Erlösoptionen gegenübergestellt, die die Nettokosten des Wasserstoffprodukts reduzieren können.



Die Kosten für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff liegen bei aktuellen Projekten (2024) in Deutschland bei etwa 9 bis 13 €/kg [57]. Getrieben durch den erwarteten Markthochlauf, die damit verbundenen Skaleneffekte sowie durch den technologischen Fortschritt bei der erneuerbaren Stromerzeugung und insbesondere bei der Elektrolysetechnologie wird allgemein von einem deutlichen Rückgang der Produktionskosten ausgegangen.

Wie hoch die Kosten für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Baden-Württemberg künftig ausfallen könnten, wurde jüngst im Rahmen der Studie „Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten“ [51] abgeschätzt. Die Studie vergleicht unterschiedliche Regionen anhand ihrer erneuerbaren

Energiebedingungen und Importoptionen. Berücksichtigt wurden Investitions- und Betriebskosten des Gesamtsystems, jedoch keine Interaktionen mit lokalen Strommärkten. Demnach könnten die Kosten für Wasserstoff aus regionalem erneuerbarem Strom im Jahr 2032 bei gut 4 bis knapp 5 €/kg liegen und sich bis 2040 auf etwa 3,5 €/kg reduzieren. Zum Vergleich werden für Nord- und Ostdeutschland Kosten von etwas über 3 bis 4 €/kg im Jahr 2032 und teilweise unter 3 €/kg im Jahr 2040 ausgewiesen. In allen Fällen sind die Transportkosten per Pipeline nach Baden-Württemberg bereits enthalten. Zu ähnlichen Kostenzahlen für Wasserstoff aus Elektrolyse in Deutschland kommen auch weitere Studien und Kostenmodelle [58], [59].

Warum die in Studien ermittelten Kosten oft nicht mit realen Projektkosten vergleichbar sind

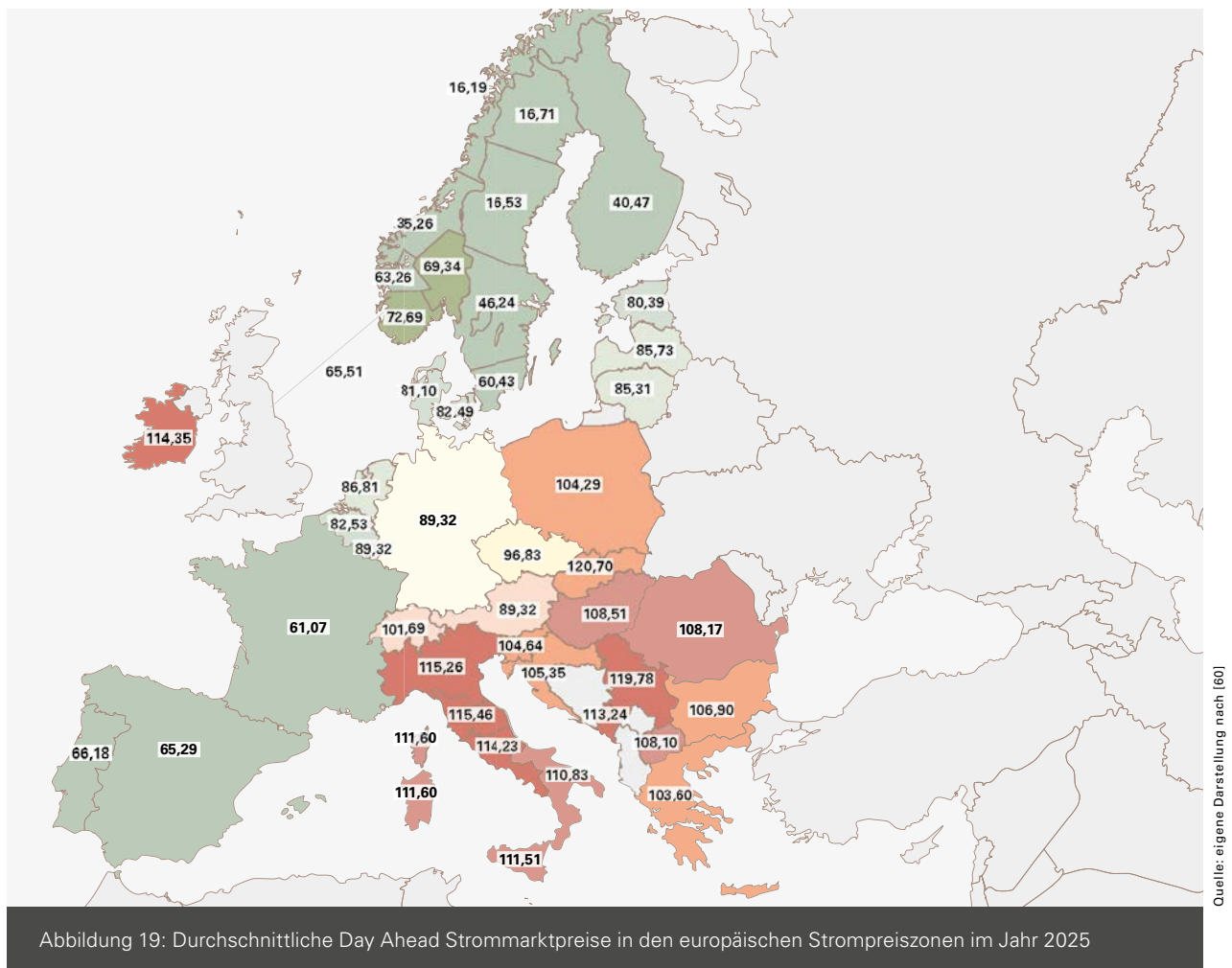
In Studien ausgewiesene Kosten für zukünftige H₂-Produktion und/oder -Bereitstellung fokussieren sich meist auf techno-ökonomische Parameter wie beispielsweise Investitionskosten, Auslastung, Stromkosten und Wirkungsgrade der Elektrolyse. Weitere Aspekte wie bestehende gesetzliche Rahmenbedingungen, Strommarktmechanismen oder verfügbare Förderinstrumente werden häufig nur teilweise oder gar nicht berücksichtigt. Gründe hierfür sind unter anderem der Fokus auf volkswirtschaftliche Betrachtungen, Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Regulierung sowie der Wunsch nach einer rein techno-ökonomischen Vergleichbarkeit zwischen Technologien, Herkunftsländern oder Versorgungsoptionen. Der häufig verwendete Ansatz der Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) beschreibt die durchschnittlichen Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb einer Anlage über ihre gesamte technische Lebensdauer. Die LCOH stellen somit einen theoretischen Mindestpreis dar, unterhalb dessen ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich ist.

Ob und unter welchen Rahmenbedingungen die in Studien ausgewiesenen niedrigen H₂-Produktionskosten in realen Projekten erreichbar sind, ist derzeit Gegenstand intensiver Diskussionen. Eine aktuelle Analyse unter dem Titel „Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“ [57] identifiziert hierfür mehrere Ursachen. Ein zentraler Punkt ist, dass der erwartete starke Rückgang der Investitionskosten für Elektrolyseure bislang nicht eingetreten ist. Während zu Beginn des Jahrzehnts für das Jahr 2025 Investitionskosten von rund 1.000 €/kW prognostiziert wurden, liegen die tatsächlichen Kosten für Großanlagen heute häufig etwa doppelt so hoch. Haupttreiber sind dabei Installations- und indirekte Kosten. Hinzu kommen individuelle Netzanschlusskosten sowie Baukostenzuschüsse für den Ausbau oder die Verstärkung öffentlicher Netze. Darüber hinaus werden Integrationskosten in Gesamtanlagen teilweise unterschätzt und die technische Performance, etwa Lebensdauer oder Wirkungsgrad, überschätzt. Weitere Kostentreiber ergeben sich aus zu optimistischen Annahmen hinsichtlich günstiger Stromversorgung und der Verfügbarkeit von kostengünstigem Überschussstrom.

In der Praxis unterliegen Strompreise den Marktmechanismen des deutschen Stromsystems. Hier wird insbesondere herausgestellt, dass ein Betreiber erneuerbarer Energieanlagen Strom nicht zum Selbstkostenpreis (LCOE) an die Elektrolyse abgibt, sondern sich vielmehr an alternativen Vermarktungsmöglichkeiten wie EEG-Vergütung oder Börsenpreisen orientiert (Opportunitätskosten). Dadurch liegen die tatsächlich zu zahlenden Strombezugskosten häufig deutlich höher als in einer theoretischen Berechnung angesetzt.

In Summe gehen die Autoren davon aus, dass die realen H₂-Produktionskosten für Anlagen bis 10 MW in Deutschland im Jahr 2025 bei etwa 9,8 €/kg liegen (gegenüber rund 4,1 €/kg bei idealisierten Annahmen) und sich bis 2040 auf etwa 7,4 €/kg reduzieren (gegenüber 3,2 €/kg bei idealisierten Annahmen). Einen weiteren Faktor stellt die angesetzte Abschreibungsdauer realer Anlagen dar. Betreiber streben oft eine Abschreibung der Investition nach einer deutlich kürzeren Periode an, als es die technische Lebensdauer ermöglichen würde. Dies reduziert das finanzielle Risiko für den Betreiber (Stichwort „First Mover Disadvantage“), erhöht jedoch zunächst die Wasserstoffkosten.

Hohe Opportunitätskosten wirken sich insbesondere in Deutschland aufgrund vergleichsweise hoher Strompreise aus. In anderen europäischen Strompreiszonen sind diese teils deutlich geringer, unter anderem aufgrund hoher Anteile erneuerbarer Energien bei gleichzeitig niedriger Last. Dort kann eine Wasserstoffproduktion für Betreiber erneuerbarer Anlagen eine attraktive Vermarktungsalternative darstellen. Abbildung 19 zeigt die durchschnittlichen Day-Ahead-Strompreise der europäischen Strompreiszonen im Jahr 2025. Während die durchschnittlichen Preise in der deutschen Strompreiszone bei rund 90 €/MWh lagen, betrugen sie in den Gebotszonen Schweden 1 und 2 weniger als 20 €/MWh. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Last liegt in Schweden bei über 80 %, für Deutschland ergibt sich ein Anteil von 57 %. Aufgrund hoher EE-Anteile kommt es immer häufiger zu einem Verfall der Strompreise, wodurch deren Rentabilität sinkt. Dadurch ergeben sich für EE-Entwickler und -Betreiber Herausforderungen in der Vermarktung. Zusätzliche flexible Lasten, etwa durch Elektrolysekapazitäten, können hier stabilisierend wirken und Vorteile für beide Seiten schaffen.



European Hydrogen Bank

Der zentrale Fördermechanismus der European Hydrogen Bank basiert auf sogenannten Fixed-Premium-Auktionen. Unternehmen konkurrieren hierbei um Fördermittel für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff. Erfolgreiche Projekte erhalten eine feste Prämie pro Kilogramm erzeugten Wasserstoffs, unabhängig vom jeweils aktuellen Marktpreis. Ziel ist es, die Differenz zwischen Produktionskosten und wirtschaftlich tragfähigem Marktpreis zu überbrücken und damit Risiken zu reduzieren sowie Investitionssicherheit zu schaffen.

Diese Unterschiede innerhalb Europas wurden bereits in der ersten Auktion der European Hydrogen Bank im Jahr 2023 sichtbar. Die sieben Gewinnerprojekte waren in Spanien, Portugal, Norwegen und Finnland lokalisiert. Die gewichteten bezuschlagten Gebotspreise, die näherungsweise auch als Differenz zwischen Produktionskosten und Abnahmepreis interpretiert werden können, lagen im Durchschnitt bei 0,44 €/kg. Auch in der zweiten Auktion im Jahr 2024 waren in erster Linie Projekte aus Spanien und Finnland erfolgreich. Der gewichtete Gebotspreis der geförderten Projekte lag zunächst in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der ersten Auktion. Allerdings haben sich 7 von 15 ausgewählten Elektrolyseprojekten der zweiten Förderrunde aus dem Fördervorhaben zurückgezogen. Diese sieben Projekte vereinten mit 1,88 GW sowohl einen Großteil der ursprünglich bezuschlag-

ten Elektrolyseleistung als auch mit 992 Millionen Euro den größten Teil der ausgetobten Föndersumme. Ursprünglich sollten diese Projekte eine Föndierung zwischen 0,2 und 0,6 €/kg erhalten. Die Gründe hierfür waren vielfältig. Unter anderem konnte das größte Projekt den geforderten Realisierungszeitplan nicht einhalten, da sich eine Pipelineanbindung verzögerte. Die Mittel werden nun zur Föndierung anderer Elektrolyseprojekte verwendet, die eine Föndierung zwischen 0,33 und 1,88 €/kg erhalten sollen [61]. Dadurch ergibt sich eine mittlere Föndierung der zweiten Auktion von ca. 0,55 €/kg.

Um Wasserstoff bereits heute zu geringeren Kosten in Deutschland zu erzeugen, sind robuste Komponenten mit niedrigen Investitions- und Betriebskosten, eine kosteneffiziente Projektumsetzung (Planung, Auslegung, Beschaffung, Anlagenbau) sowie eine intelligente und flexible Anlagensteuerung entscheidend. Für eine 10-MW-Elektrolyseanlage werden dadurch heute Erzeugungskosten von knapp 7 €/kg als erreichbar angesehen; bei einer Investitionskostenföndierung von 45% können diese auf etwa 6 €/kg sinken [62]. Wird die Elektrolyse erfolgreich zur Erbringung von Regelleistung vermarktet, können etwa 0,5 €/kg Erlöst und den Kosten gegenerechnet werden. Weitere Erlöse sind durch die Nutzung der Abwärme der Elektrolyse ggf. projektabhängig zu erzielen.

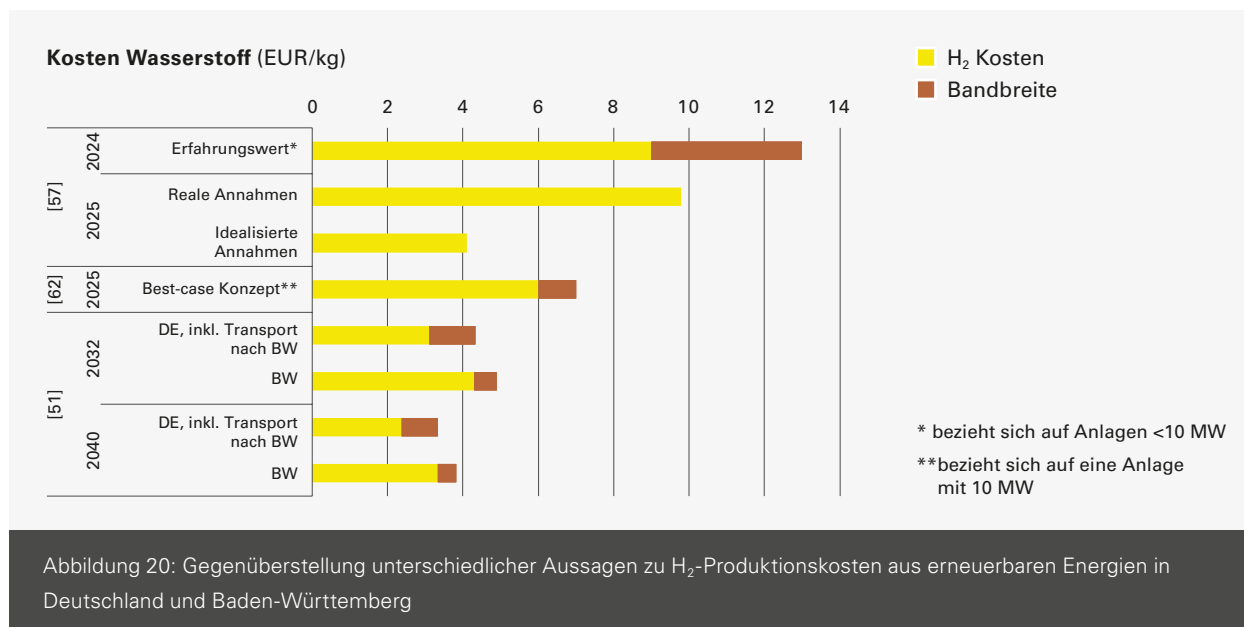


Abbildung 20: Gegenüberstellung unterschiedlicher Aussagen zu H₂-Produktionskosten aus erneuerbaren Energien in Deutschland und Baden-Württemberg

Zu welchen Kosten erneuerbarer Wasserstoff heute und künftig in Deutschland und Baden-Württemberg tatsächlich erzeugt werden kann, lässt sich daher nicht mit einer einzelnen Zahl beantworten. Die Randbedingungen sind vielfältig und mit Blick auf die Zukunft teilweise unsicher. Neben techno-ökonomischen Entwicklungen spielen insbesondere rechtliche Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle. Ein Beispiel hierfür sind die Netzentgelte für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Industriekunden zahlten 2024 im Durchschnitt rund 4,12 ct/kWh. Elektrolyseure sind nach aktueller Rechtslage für 20 Jahre vollständig von Netzentgelten befreit. Diese Regelung gilt, stand heute, jedoch nur für Anlagen, die spätestens bis zum 3. August 2029 in Betrieb gehen [63]. Eine Anschlussregelung ist bislang nicht bekannt. Werden die durchschnittlichen Netzentgelte von 2024 für Industriekunden angesetzt, würde ein ersatzloser Wegfall der Netzentgeltbefreiung die Wasserstofferzeugung um etwa 2 €/kg verteuern [64].

Weitere rechtliche Regelungen, die einen erheblichen Einfluss auf die H₂-Produktionskosten per Elektrolyse haben, sind zum Beispiel die Befreiung von der Stromsteuer sowie von weiteren Abgaben und Umlagen der Strombeschaffung. Auch die Anforderungen hinsichtlich Gleichzeitigkeit, Zusätzlichkeit und geographischer Korrelation, die im Rahmen der RED II definiert und zur Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff (Renewable fuel of non biological origin - RFNBO) auf Minderungsziele für Treibhausgase (THG) erforderlich sind, bestimmen die Höhe der Kosten. Insbesondere die Anforderungen an die Gleichzeitigkeit, also die Länge des Bilanzzeitraums, in dem die vertraglich gesicherte Stromerzeugung aus einer erneuerbaren Energieanlage mit dem Verbrauch durch den Elektrolyseur übereinstimmen muss, haben beispielsweise einen erheblichen Einfluss auf die Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff. Der zulässige Bilanzzeitraum beträgt bis Ende 2029 noch einen Monat und verkürzt sich ab 2030 auf eine Stunde. Das bedeutet, dass der für die Elektrolyse eingesetzte Strom zeitgleich (ab 2030 innerhalb derselben Stunde, bis 2029 innerhalb desselben Monats) aus der vertraglich gebundenen erneuerbaren Stromerzeugung stammen muss. Eine Verkürzung des Bilanzzeitraums reduziert die Betriebsflexibilität, senkt die mögliche Auslastung der Elektrolyseure und führt dadurch zu steigenden Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff [65] [66]. Teilweise wird allein durch diese Regelverschärfung von einem Kostenplus von etwa 0,5 bis 1,0 €/kg, in Kombination mit anderen Vorgaben sogar von bis zu 3 €/kg, ausgegangen [64] [67]. Da diese Anforderungen die Kosten für die Wasserstofferzeugung erhöhen und den Markt-

hochlauf hemmen, werden Stimmen laut, diese zu reformieren [68].

Erlösoptionen für Elektrolyseure

Der aktuelle Rechtsrahmen schafft jedoch auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten zum Beispiel in Form einer Strompreiskompensation als staatliche Beihilfe für energieintensive Unternehmen (u.a. gültig für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse), durch die kostenfreie Allokation und anschließende Veräußerung von EU-ETS-Zertifikaten sowie durch den monetären Mehrwert, den entsprechend zertifizierter erneuerbarer Wasserstoff (RFNBO) erzielen kann. Die jeweils erzielbaren Erlöse sind u.a. von Marktpreisentwicklungen (z.B. THG-Quotenpreisen und EU-ETS-Zertifikatspreisen) abhängig und daher mit Unsicherheiten behaftet. In der Literatur werden diese Erlöse nur selten den rein technischen Kosten systematisch gegenübergestellt.

Eine aktuelle Analyse [63] beziffert die heute über die Strompreiskompensation und die kostenlose EU-ETS-Zertifikatsallokation erzielbaren Erlöse auf etwa 2 €/kg bzw. 0,8 €/kg. Die Erlöse aus der THG-Quote für erneuerbaren Wasserstoff (RFNBO) liegen aktuell im Bereich von 3 bis 4 €/kg [69], ein THG-Quotenpreis von 150 €/tCO₂ entspricht Erlösen von etwa 3,5 €/kg [62]. Welche Erlöse künftig erzielt werden können, hängt jedoch maßgeblich von der Verwendung des Wasserstoffs (z.B. im Mobilitäts- oder Industriesektor) sowie von der konkreten Umsetzung der EU Renewable Energy Directive III in deutsches Recht ab. Hier haben insbesondere die Ausgestaltung und die Höhe von festgelegten RFNBO-Quoten und ggf. Subquoten einen relevanten Einfluss [70]. Da diese Erlöse über die Verwendung des Wasserstoffs in der Endanwendung bestimmt werden, ist zu diskutieren welcher Stufen der Versorgungskette diese rechnerisch zugeordnet werden.

Abbildung 21 zeigt den Einfluss, den Erlösmöglichkeiten (Strompreiskompensation, kostenlose EU-ETS-Zertifikatsallokation) sowie Befreiungen von strombezogenen Entgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben auf die Wasserstoffproduktionskosten bis 2040 haben können. Ohne Kostenbefreiungen und Erlösoptionen liegen die H₂-Kosten heute bei etwa 12 €/kg und sinken bis 2040 auf knapp 9 €/kg. Unter Einbeziehung bestehender Erlösoptionen sowie Kostenbefreiungen (einschließlich einer Verlängerung der Netzentgeltbefreiung) ergeben sich Kosten von rund 5 €/kg, sowohl heute als auch langfristig. Für das Jahr 2030 wird kurzzeitig ein Wert von nur gut 2 €/kg ausgewiesen, da neben der allgemeinen Kosten-

degression der Elektrolyse zusätzlich Erlösoptionen wirken, die später auslaufen. Insgesamt kommt die Analyse [63] zu dem Schluss, dass aufgrund der zeitlichen Befristung von Befreiungs- und Erlösmöglichkeiten keine langfristige Planungssicherheit für Projektentwickler besteht. Weiterhin erschwert die komplexe Umsetzung der Erlösmöglichkeiten die tatsächliche Nutzung in der Praxis.

8.2 Wasserstoffimporte

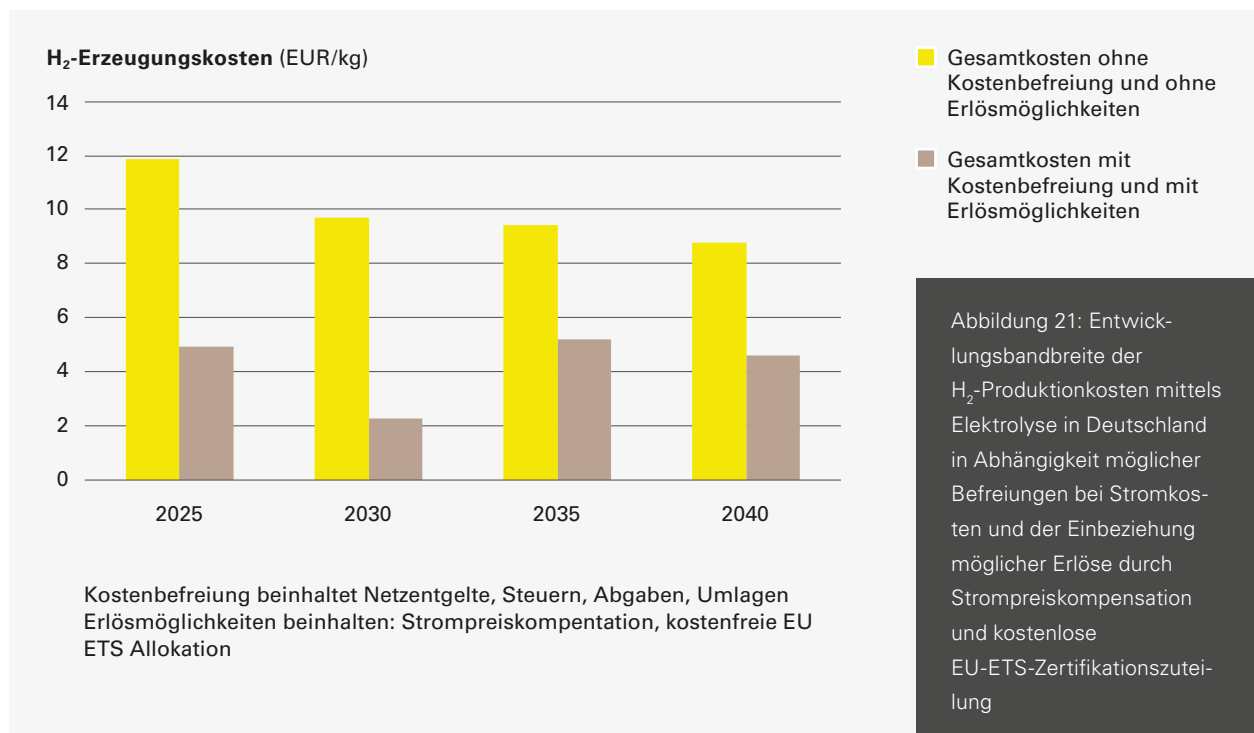
Importe werden künftig einen relevanten Beitrag zur Wasserstoffversorgung Deutschlands und Baden-Württembergs leisten. Sowohl die Nationale Wasserstoffstrategie des Bundes als auch das Wasserstoff-Versorgungskonzept für Baden-Württemberg gehen von einem hohen Importanteil aus, um den erwarteten H₂-Bedarf zu decken. Hauptursache ist die begrenzte zusätzliche Verfügbarkeit kostengünstiger erneuer-

barer Energien im Inland. Regionen außerhalb Deutschlands mit hohem Flächenpotenzial sowie teilweise besseren Bedingungen für Solar- und Windenergie bieten günstigere Produktionsvoraussetzungen, ein entscheidender Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit importierten Wasserstoffs.

Für die Kosten von importiertem Wasserstoff sind zwei Parameter ausschlaggebend:

- **Erstens:** die Produktionskosten im Exportland, die stark von den lokalen Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien beeinflusst werden.
- **Zweitens:** die Kosten für internationalen Transport und Bereitstellung des Wasserstoffs in Deutschland.

Anders als bei fossilen Energieträgern stellen Transportkosten, abhängig von der Entfernung, einen wesentlichen Kostenfaktor dar. Neben den Importkosten sind auch die inländi-

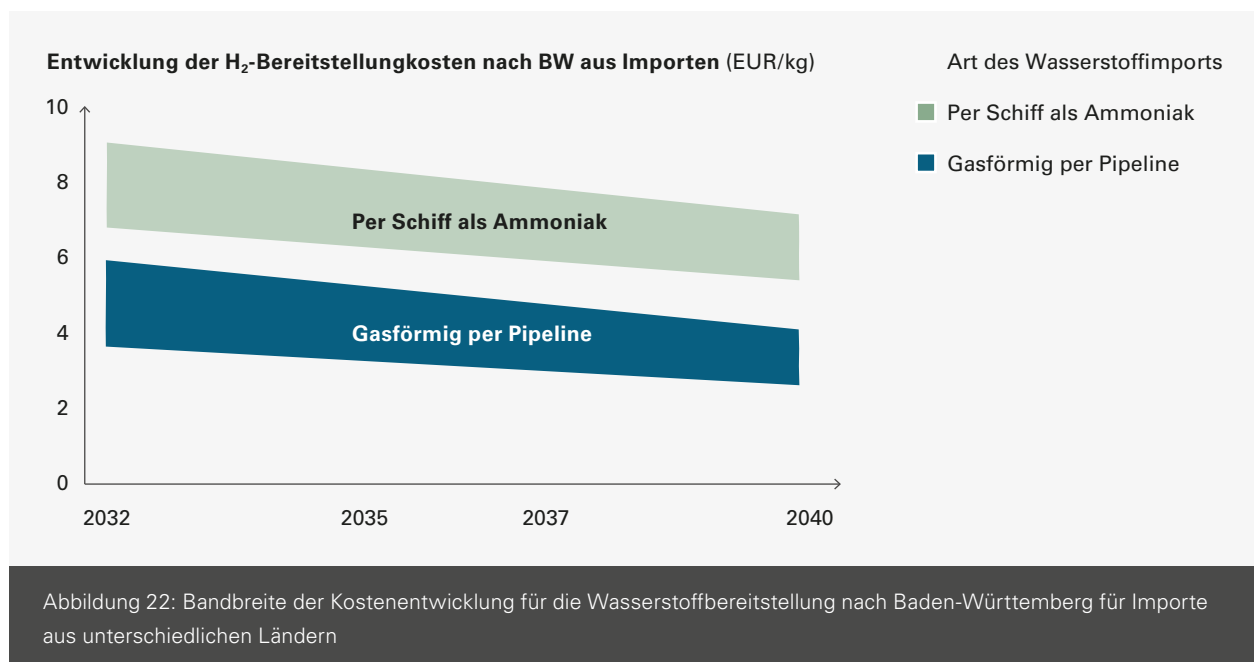


schen Distributionskosten relevant. Diese umfassen den Weitertransport vom Importpunkt in die Verbrauchsregionen sowie die Verteilung an Endnutzer („letzte Meile“). Diese dem Import nachgelagerten Kosten können die Wirtschaftlichkeit der Gesamtversorgung erheblich beeinflussen und sind, abhängig von Standort und Bedarfsmenge, teils stark abnehmerspezifisch.

Abbildung 22 zeigt exemplarisch die erwarteten H₂-Importkosten für Pipelineimporte (blau) sowie für Importe als Ammoniak per Schiff (grün) aus einer aktuellen Veröffentlichung [51]. H₂-Importkosten auf Basis von Ammoniak-Schifftransport werden in dieser Studie für 2030 im Bereich von grob 7 bis 9 €/kg gesehen, mit einer langfristigen Kostendegression auf etwa 5,5 bis 7 €/kg [51]. Ammoniak als Transportvektor wird aufgrund der geringen entfernungspezifischen Kosten meist für Exportländer mit höheren Transportentfernungen wie beispielsweise Brasilien, Ägypten (nach Rotterdam) oder Kanada angedacht. Dies stellt meist die wirtschaftlichste Transportoption dar. Für mittlere und kürzere Distanzen, bis etwa 4.000 km und in Teilen darüber hinaus, sind Pipelineimporte in vielen Fällen die kostengünstigste Option [71] [72]. Hier werden mittelfristig Importkosten von etwa 4 bis 6 €/kg, langfristig von 3 bis 4 €/kg gesehen [51]. Diese Kosten beinhalten jeweils auch den inländischen Transport per Pipeline nach Baden-Württemberg. Andere Importoptionen wie bei-

spielsweise LOHC oder Flüssigwasserstoff liegen mit ihren Kosten meist oberhalb der gezeigten Alternativen, können in Einzelfällen aber dennoch eine wirtschaftliche Option darstellen. Die Bandbreite der Kostenschätzung in der Grafik ergibt sich durch die Betrachtung unterschiedlicher Exportländer sowie Kostenentwicklungsszenarien. Andere Studien kommen teilweise zu etwas abweichenden Kostendaten, bestätigen jedoch meist die Vorteile von Pipelineimporten gegenüber schiffsgebundenen Importen, sowie die deutliche erwartete Kostendegression für Wasserstoffimporte [71] [72] [73].

Die erwartete Kostendegression für importierten Wasserstoff wird durch die erwarteten positiven Entwicklungen im Bereich techno-ökonomischer Parameter relevanter Technologien sowie durch effizientere Logistik und bessere Auslastung von Infrastruktur (Häfen, Pipelines) getrieben. Wesentliche Faktoren sind dabei insbesondere technologische Fortschritte in der Elektrolyse (sinkende Investitionskosten, höhere Effizienz, längere Stack-Lebensdauer) sowie Skaleneffekte.



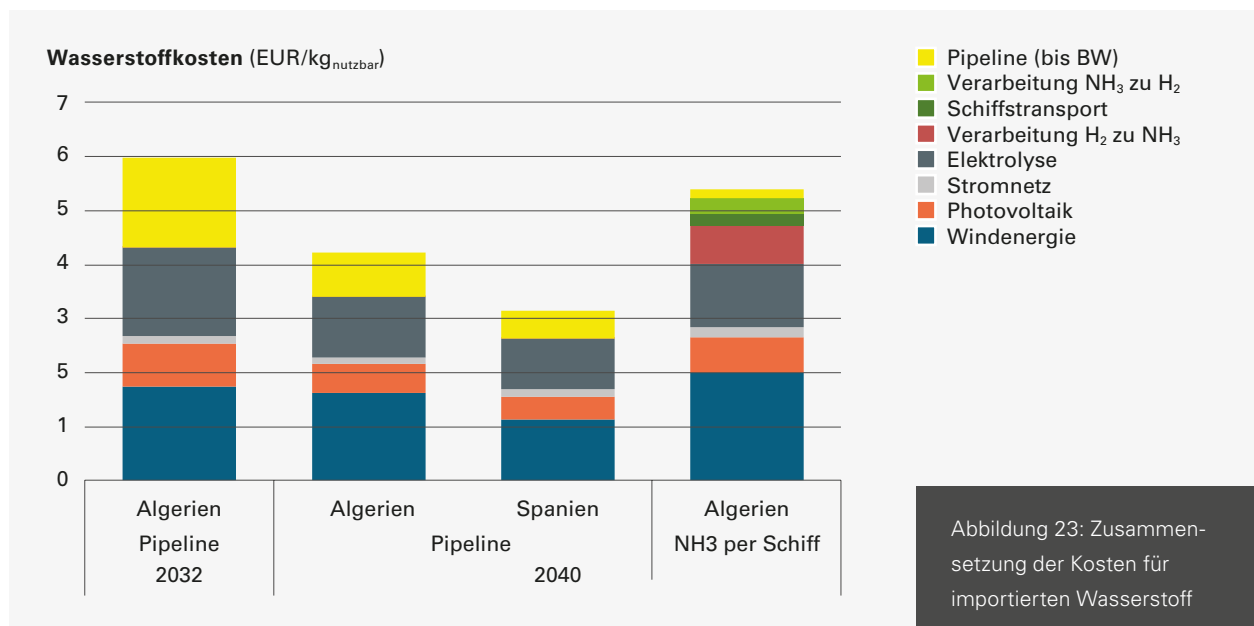
Kostenunterschiede zwischen Exportländern ergeben sich insbesondere aus den jeweiligen Standortbedingungen, vor allem aus dem Potenzial erneuerbarer Energien, das Stromkosten und Auslastung der Elektrolyse beeinflusst. Hinzu kommen Aufwände für den Energietransport im Exportland (Strom und/oder Wasserstoff) zwischen Erzeugungsstandort und Exportpunkt, Kapitalkosten (WACC), die außerhalb Europas häufig durch Risikoaufschläge deutlich erhöht sein können, sowie die Transportentfernung zwischen Exportland und Endanwender inklusive der Transportaufwendungen innerhalb Deutschlands.

Abbildung 23 zeigt die Kostenzusammensetzung für per Pipeline importierten Wasserstoff am Beispiel Algerien [51]. Es ist ersichtlich, dass die H₂-Produktion (Kosten für Strom und Elektrolyse) zwar für den weit überwiegenden Teil der Gesamtkosten stehen, die Transportkosten jedoch ebenfalls von Bedeutung sind. Der Rückgang der Kosten für Wasserstoff aus Algerien zwischen 2032 und 2040 wird vor allem durch günstigere Elektrolyse und geringere Transportkosten (aufgrund besserer Pipelineauslastung) getrieben. Für 2040 zeigt ein Vergleich mit der Kostenstruktur spanischer H₂-Importe, dass dort Kostenvorteile aufgrund günstigerer erneuerbarer Stromerzeugung (geringere spezifische Investitions- und Kapitalkosten) als auch geringeren

H₂-Transportkosten erwartet werden. Wird algerischer Wasserstoff als Ammoniak per Schiff importiert, liegen die Gesamtversorgungskosten deutlich über der Variante via Pipeline¹.

Die in Kostenmodelle einfließenden techno-ökonomischen Parameter lassen sich für künftige Technologieentwicklungen und Importkorridore häufig nur näherungsweise bestimmen. Entsprechend sind die Ergebnisse mit Unsicherheiten verbunden, was sich auch in teils deutlich abweichenden Kostenschätzungen verschiedener Studien widerspiegelt. Methodische Unterschiede und abweichende Studienfokusse tragen zusätzlich dazu bei, dass Ergebnisse verschiedener Studien nur eingeschränkt direkt vergleichbar sind. Zudem ist zu berücksichtigen, dass wissenschaftliche Analysen häufig eine volkswirtschaftliche Perspektive einnehmen und beispielsweise Investitionskosten über die technische Lebensdauer abschreiben. In der Praxis werden dagegen oft kürzere Abschreibungsdauern angesetzt, um finanzielle Risiken zu begrenzen (Stichwort First Mover Disadvantage), was die spezifischen Kosten erhöht. Auch Opportunitätskosten, etwa bei der Strombereitstellung, sind häufig relevant: Reale Strompreise ergeben sich nicht aus reinen Stromgestehungskosten, sondern aus den Preisen alternativer Vermarktungsmöglichkeiten [57].

¹ | Der dargestellte Anstieg der Stromerzeugungskosten für die Variante mit Ammoniak-Schifftransport resultiert aus der insgesamt höheren Strommenge, die für diesen Pfad benötigt wird. Insbesondere bei der Rückumwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff wird ein Teil der importierten Energiemenge verbraucht und steht nicht für die Endnutzung zur Verfügung.



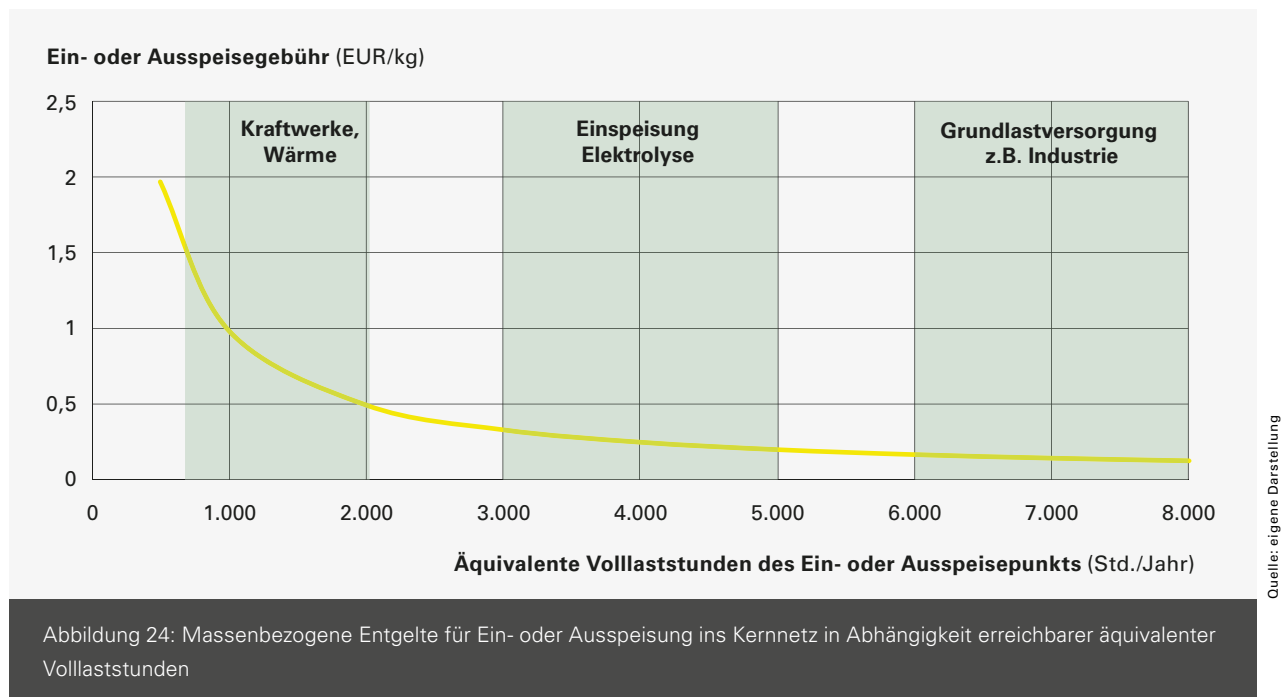
Inländische Transportkosten

Der inländische Transport, etwa von Importhäfen in Norddeutschland bis nach Baden-Württemberg, ist in wissenschaftlichen Studien nur teilweise berücksichtigt. Manche Studien betrachten lediglich die Kosten bis zum Importhafen. Welche Kosten für den inländischen Transport von Wasserstoff (z.B. nach Baden-Württemberg) anfallen, hängt von diversen Parametern ab. Neben der Transportentfernung und -menge ist insbesondere auch der Aggregatzustand (gasförmig, flüssig, als Derivat z.B. Ammoniak oder Methanol) entscheidend. Wird Wasserstoff als Derivat importiert, kann auch der Weitertransport im Inland als Derivat ökonomisch vorteilhaft sein – insbesondere dann, wenn die Endanwendung das Derivat (und nicht reinen Wasserstoff) benötigt, etwa Methanol als Grundstoff der Chemieindustrie. Dies ist nicht Schwerpunkt dieser Studie und wird hier nicht vertieft; weiterführende Informationen finden sich in Kapitel 6. Erfolgt der Import direkt als Wasserstoff oder wird ein Derivat (z.B. Ammoniak) bereits im Importhafen wieder zu Wasserstoff umgewandelt, kann der inländische Transport, sofern die Infrastruktur verfügbar ist, als gasförmiger Wasserstoff per Pipeline erfolgen (siehe Kapitel 5). Der Transport in Druckbehältern per LKW oder Bahn ist im Vergleich zur Pipeline nur für deutlich geringere Mengen und, insbesondere per LKW, vor allem auf kurzen Distanzen kosteneffizient. Wird Wasserstoff verflüssigt importiert, kann dieser Aggregatzustand auch für eine effiziente Inlandsverteilung, beispielsweise per Bahn, genutzt werden.

Für den Transport größerer Mengen innerhalb Deutschlands wird vor allem das H₂-Kernnetz relevant sein. Damit ist ein Transport bis in Zielregionen möglich, jedoch nicht zwangsläufig bis zum Verbrauchsstandort. Abnehmer mit größerer Entfernung zum Kernnetz (und ggf. künftigen Netzerweiterungen) müssen für die „letzte Meile“ entweder Transporte per LKW/Bahn organisieren oder Wasserstoff vor Ort erzeugen. Die Kosten der letzten Meile sind stark fall- und insbesondere entfernungsabhängig.

Von den bereits zuvor genannten H₂-Versorgungskosten entfallen auf den inländischen Transport via Pipeline, vom Importhafen (Rotterdam) bis Baden-Württemberg, etwa 0,3 €/kg (2032) bzw. 0,16 €/kg (2040) [51]. Diese aus volkswirtschaftlicher Perspektive abgeschätzten technischen Kosten werden jedoch in der Realität zumindest innerhalb Deutschlands durch ein festgelegtes Hochlaufentgelt ersetzt. Dieses, von der Bundesnetzagentur festgelegte, Entgelt soll die Kosten für die Nutzung des Kernnetzes während der Hochlaufphase begren-

zen. Da die tatsächlichen Kosten kurz- bis mittelfristig über dem Hochlaufentgelt erwartet werden, gibt es ein spezielles Refinanzierungskonzept, das sogenannte Amortisationskonto. Das bundesweit einheitliche Entgelt muss sowohl für die Ein- als auch für die Ausspeisung gezahlt werden und beträgt 25 €/kWh/h/a. Das bedeutet, dass Nutzer des Kernnetzes für die in einem Jahr höchste auftretende Ein- oder Ausspeiseleistung 25 € pro Kilowatt Wasserstoff entrichten müssen. Die Kosten pro Kilogramm Wasserstoff sind dann von der durchschnittlichen Ein- oder Ausspeiseleistung, bezogen auf den bezahlten Maximalwert, abhängig. Bei konstanter Ein- oder Ausspeisung beispielsweise über 8.000 Stunden pro Jahr, was beispielsweise von Industrieunternehmen erreicht werden kann, beträgt das Entgelt dann umgerechnet etwa 0,12 €/kg. Für eine Elektrolyseanlage, die ins Kernnetz einspeist, fallen ca. 0,25 €/kg an. Für Anwendungen die nur zeitlich begrenzt das Kernnetz nutzen, können Entgelte in Höhen von etwa 1 €/kg anfallen. Dies kann insbesondere für Wasserstoffkraftwerke mit kurzen jährlichen Einsatzzeiten relevant werden. Für diese besteht das Risiko, dass die hohen Netzentgelte die Wasserstoffversorgung weiter verteuern, was Auswirkungen auf die Stromproduktionskosten der Kraftwerke hat.



Die für einen Netznutzer anfallenden Gesamtentgelte hängen entsprechend vom Einspeiseprofil des importierten bzw. erzeugten Wasserstoffs und vom Entnahmeprofil ab. Zusätzlich können Kosten für Wasserstoffspeicherung entstehen, sofern Versorgungs- und/oder Bedarfsschwankungen ausgeglichen werden müssen. Die Vollkosten (Investitions-, Betriebs-, Instandhaltungs- und Finanzierungskosten) der großskaligen Untergrundspeicherung werden auf etwa 3,5 bis 7 €/kg beziffert [74]. Allerdings muss nur ein geringer Anteil des Wasserstoffs entsprechend zwischengespeichert werden. In der Literatur wird hier mittel- bis langfristig von einem zu speichernden Anteil von etwa 8 bis 25% ausgegangen [42]. Entsprechend liegen die anteiligen Speicherkosten bei etwa 0,3 bis 1,7 €/kg. Für den European Hydrogen Backbone wurde an anderer Stelle ein Wert von etwa 1,25 €/kg für den Ausgleich der Fluktuationen in der Produktion abgeschätzt [75].

8.3 Wasserstoffpreis und Zahlungsbereitschaft

Derzeit fehlt es an einem liquiden, handelbaren Markt für grünen Wasserstoff, sodass nur wenige öffentlich verfügbare Preisinformationen für Deutschland vorliegen. Ein auf Primärdaten basierender Preisindex ist der HYDRIX. Seit 2023 veröffentlicht die European Energy Exchange (EEX) mit dem

HYDRIX Germany wöchentlich einen Wasserstoffindex bei dem Unternehmen auf freiwilliger Basis Preisdaten aus Angeboten und abgeschlossenen Transaktionen melden können. Aus den Preisindikationen ermittelt die EEX einen arithmetischen Mittelwert aus Angebots- und Nachfragepreisen. Für die Monate Mai bis Juli 2025 werden Werte zwischen 225 und 258 EUR/MWh (entspricht 7,5 bis 8,6 EUR/kg) angegeben. Unklar bleibt, welche und wie viele Marktteilnehmer in welchem Umfang Daten beisteuern. Zudem ist davon auszugehen, dass es sich beim betreffenden Wasserstoff nicht primär um grünen Wasserstoff im Sinne eines auf die THG-Quote anrechenbaren RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) handelt.

In der aktuellen Diskussion steht weniger der Preis als vielmehr die Zahlungsbereitschaft unterschiedlicher H₂-Endanwendungen im Fokus. Während sich ein Preis auf Basis von Angebot und Nachfrage am Markt bildet, beschreibt die Zahlungsbereitschaft den maximalen Betrag, den ein Nachfrager subjektiv bereit wäre, zu zahlen. Sie hängt von individuellen Nutzenvorstellungen, Alternativen und Rahmenbedingungen ab. Die Zahlungsbereitschaft setzt die Obergrenze für den Preis während die H₂-Bereitstellungskosten die Untergrenze festlegen. Ein Handel kommt zustande, wenn die Bereitstellungskosten kleiner oder gleich dieser Zahlungsbereitschaft sind.

Um die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff zu bestimmen, müssen die Gesamtkosten eines wasserstoffbasierten Prozesses den Gesamtkosten der günstigsten alternativen Technologie gegenübergestellt werden. Bei der alternativen Technologie kann es sich um die Fortführung der bestehenden Technologie oder um den Einsatz anderer (grüner) Optionen handeln. Bei der Gegenüberstellung müssen sämtliche relevante Aspekte wie Energie- und Rohstoffpreise, Investitions- und Umrüstungskosten, Investitionszyklen, Kosten für externe Effekte wie CO₂-Bepreisung sowie regulatorische Vorgaben oder Förderinstrumente wie THG-Quoten oder Contracts for Difference, berücksichtigt werden.

Neben quantifizierbaren Kosten beeinflussen weitere Faktoren die Zahlungsbereitschaft, insbesondere regulatorische Stabilität, technologische Reife, Zuverlässigkeit und Skalierbarkeit von Wasserstofflösungen. Hinzu kommt, ob eine Entscheidung reversibel ist, ob Lock-in-Effekte entstehen und wie flexibel Wasserstoff im Betrieb eingesetzt werden kann (z.B. Dual-Fuel-Konzepte). Schließlich wirken projektspezifische Faktoren. Weiterhin kann der sogenannte First-Mover-Disadvantage, d.h. der Wettbewerbsnachteil, wenn Konkurrenten später zu geringeren Kosten umsteigen beziehungsweise produzieren können, die Zahlungsbereitschaft zusätzlich mindern. Dies

trifft selbst dann zu, wenn sich der Umstieg auf H₂-Technologien für das einzelne Unternehmen grundsätzlich lohnen würde.

Die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff erfordert somit immer einen Vergleich mit der konkurrenzfähigsten Alternativtechnologie. Ein solcher Vergleich ist für das Beispiel der Stahlproduktion in Abbildung 25 dargestellt.

Hier wird zunächst die Zahlungsbereitschaft für „grünen Stahl“ bestimmt. Diese setzt sich aus den Kosten der konventionellen Stahlerzeugung, den Kosten für die erforderlichen CO₂-Zertifikaten minus die kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate und den vermarktaren Mehrwert von grünem Stahl zusammen. Anschließend werden die Kosten für die Stahlerzeugung per Direktreduktionsanlage (ohne die Kosten für Wasserstoff als Reduktionsmittel), verbleibenden CO₂-Kosten sowie die weiterhin kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate berücksichtigt. Daraus wird das maximale für den H₂-Bezug zur Verfügung stehende Budget berechnet. Dieses Budget kann über den spezifischen H₂-Bedarf der Stahlerzeugung in eine maximale Zahlungsbereitschaft umgerechnet werden. Im Beispiel beläuft sich die Zahlungsbereitschaft auf etwa 6 €/kg.

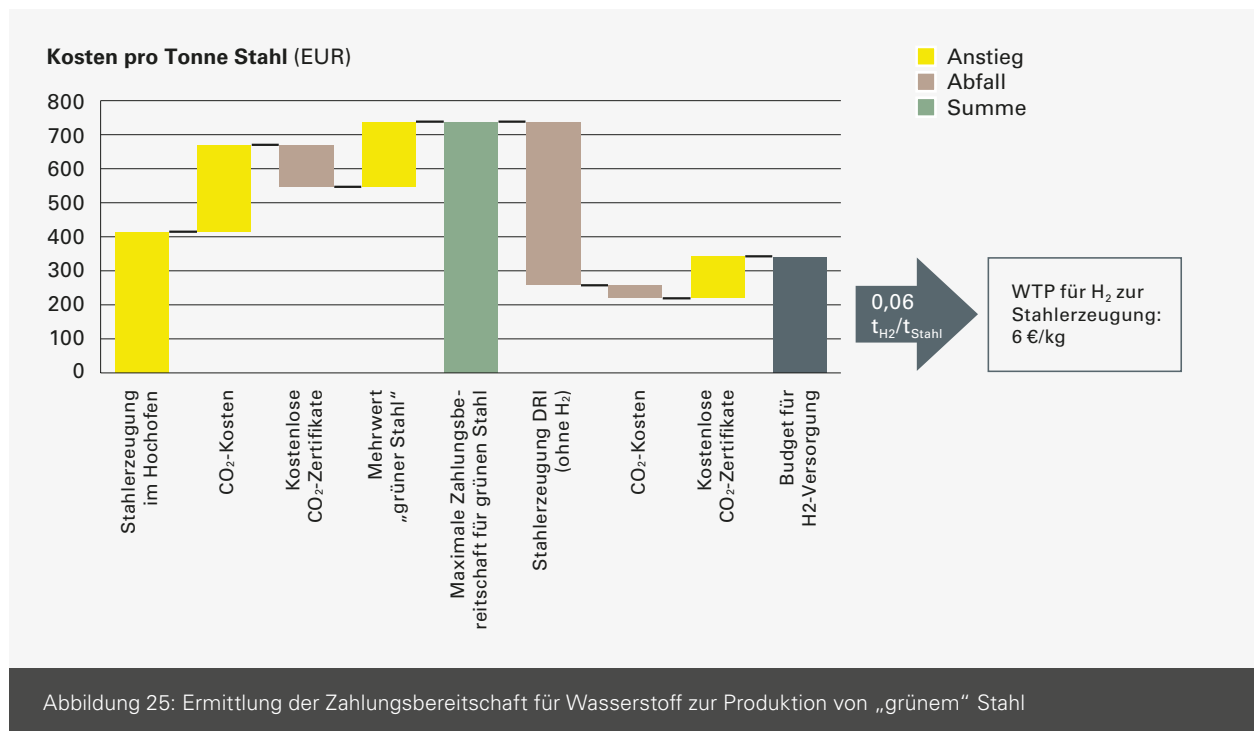


Abbildung 25: Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff zur Produktion von „grünem“ Stahl

Es ist zu beachten, dass eine ermittelte Zahlungsbereitschaft nur bei den zugrunde gelegten Annahmen gültig ist. Diese Annahmen können nur für ein Projekt, einen Standort, einen Zeitpunkt, einen Kunden oder eine gewisse Wasserstoffmenge gültig sein. Quotenregelungen begrenzen beispielsweise die Relevanz eines Zusatzwerts von grünem Wasserstoff auf die Menge, die zur Erfüllung einer Quote erforderlich ist; für darüberhinausgehende Mengen (Übererfüllung) sinkt die Zahlungsbereitschaft häufig.

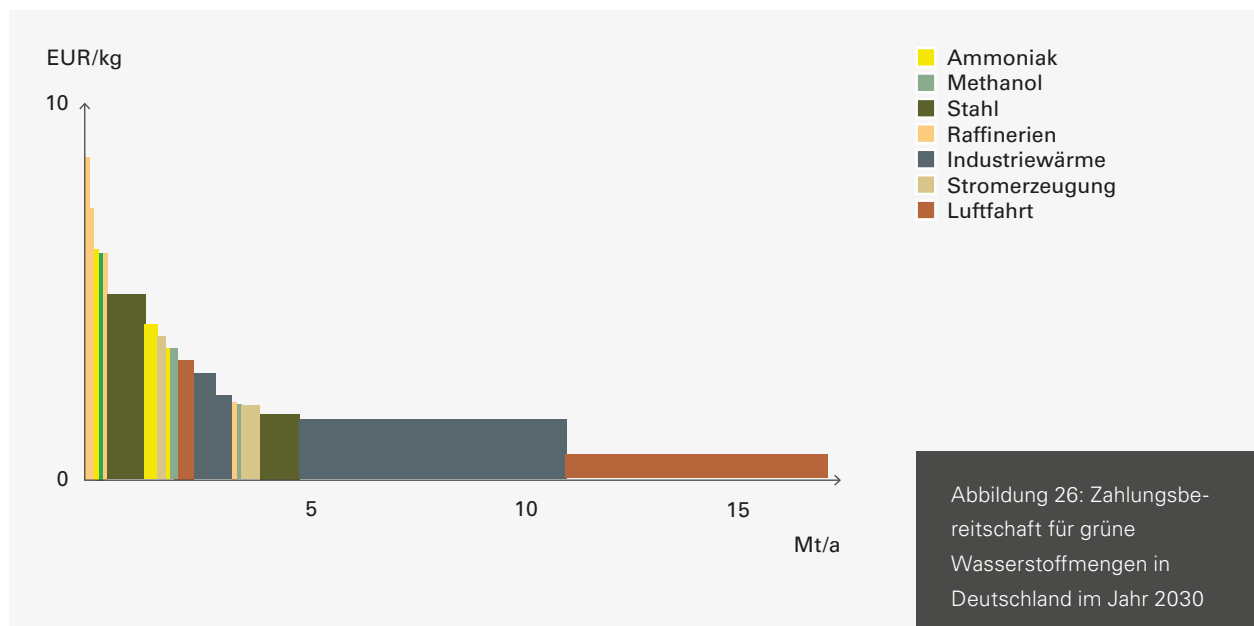
Abbildung 26 zeigt eine Abschätzung der Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2030, basierend auf dem im Jahr 2023 erwarteten künftigen Rechtsrahmen (z. B. Quotenverpflichtungen) [76]. Die höchste Zahlungsbereitschaft von bis zu gut 8 €/kg wird für die Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien ausgewiesen. Diese gilt allerdings für vergleichsweise geringe Mengen. Eine ebenfalls hohe Zahlungsbereitschaft für deutlich größere Mengen wird im Stahlsektor mit rund 6 €/kg gesehen. Eine Zahlungsbereitschaft von über 6 €/kg ergibt sich insgesamt für eine Menge von 0,4 Mt pro Jahr.

Weitere Literatur zum Thema Zahlungsbereitschaft für den deutschen Markt unterscheidet sich deutlich hinsichtlich Zielsetzung, methodischem Ansatz, methodischer Tiefe sowie der daraus abgeleiteten Ergebnisse. Annahmeseitig unterscheiden sich die Quellen nicht nur bezüglich zugrunde liegenden Sek-

torendefinitionen und weiterer berücksichtigter Aspekte, sondern auch bezüglich angenommener Marktsituation und Marktfunktionalität.

So beschränkt sich beispielsweise die Betrachtung im Rahmen des Norddeutschen Reallabors jeweils auf den Rohstoff, Energieträger bzw. Kraftstoff, ohne weitere Aspekte wie Investitionskosten zu berücksichtigen. Hier wird beispielsweise für den Straßenverkehr ein Wert von etwa 4 bis 10 €/kg für die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im nicht privaten Bereich ermittelt. Die Bandbreite ergibt sich einerseits aus dem Benchmark gegen Fahrstrom in Batteriefahrzeugen, andererseits gegen die Kosten für fossilen Dieselmotorkraftstoff [77]. Im Bereich der Stahlerzeugung wird gegen Erdgas als Reduktionsmittel gerechnet. Hieraus ergibt sich ein Wert von rund 2 €/kg. Zur Produktion von Ammoniak liegt der konkurrenzfähige H_2 -Preis bei etwa 4,4 €/kg und bei rund 3,6 €/kg für die Herstellung von Methanol [78].

Eine weitere Betrachtung [79] teilt H_2 -Endanwendungen hinsichtlich Zahlungsbereitschaft in hoch, mittel und niedrig ein. Hohe Zahlungsbereitschaft wird demnach in der Stahlerzeugung, der Grundstoffchemie und Teilen des Verkehrssektors gesehen. Im Bereich Glas und Keramik sowie Steine und Erden wird von einer mittleren, bei der Papierherstellung und Kraft-Wärme-Kopplung einer niedrigen Zahlungsbereitschaft ausgegangen.



Konsens scheint zu sein, dass sich die Zahlungsbereitschaft sektorspezifisch teils stark unterscheidet. In Teilbereichen der Industrie (insbesondere sogenannte „hard-to-abate“ Bereichen) wird im Allgemeinen eine höhere Zahlungsbereitschaft angenommen, oft unter der Bedingung, dass Emissionen zukünftig signifikant stärker bepreist (oder die Projekte entsprechend finanziell unterstützt) werden. Der Energiesektor scheint unterschiedlich eingeschätzt zu werden, was möglicherweise an projektspezifischen oder subsektor-spezifischen Regelungen und Fördermöglichkeiten liegt.

8.4 Überbrückung der Lücke zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft

Vergleicht man die Kosten der Wasserstoffbereitstellung mit der Zahlungsbereitschaft potenzieller Abnehmer, zeigt sich mindestens kurz- bis mittelfristig meist eine deutliche Lücke. Damit sich insbesondere in der frühen Marktphase Investitionen und Projekte realisieren lassen, sind Fördermechanismen erforderlich. Sie wirken als Anschubfinanzierung, reduzieren die Differenz zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft und schaffen Planungssicherheit für Investoren.

Diverse Förderprogramme und Unterstützungsinstrumente existieren auf Landes-, Bundes- und europäischer Ebene sowohl für die H₂-Produktion (z.B. Förderprogramm Elektrolyse ELY des Landes Baden-Württemberg, EU Hydrogen Bank), die H₂-Infrastruktur (Bundes- und Landesförderung einzelner H₂-Leitungen über das IPCEI-Programm, finanzielle Absicherung des H₂-Kernnetzes durch den Bund) als auch für H₂-Anwendungen (Bundesförderung zur Dekarbonisierung der Industrie). Weiterhin werden unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt, um die Kosten der H₂-Versorgung zu reduzieren (z.B. Befreiung von Stromnetzentgelten, Hochlaufentgelt für das H₂-Kernnetz) und die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff zu erhöhen (z.B. verpflichtende RFNBO-Quote). All dies trägt dazu bei, die Lücke zwischen Bereitstellungskosten und Zahlungsbereitschaft zu verringern.

Trotz dieser Maßnahmen ist es aktuell weiterhin eine Herausforderung, große Wasserstoffprojekte umzusetzen. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Im Bereich der Regulatorik stellt beispielsweise die verzögerte Umsetzung der Renewable Energy Directive III in nationales Recht in vielen EU-Staaten (einschließlich Deutschland) eine wesentliche Hürde dar. Die daraus resultierende fehlende Klarheit über künftige gesetzliche Anforderungen, Quotenverpflichtungen und entstehende

Märkte, etwa für RFNBO, erlaubt häufig keine positive Investitionsentscheidung. Zudem erschweren Verzögerungen im Bereich der Infrastruktur sowie bei der Projektumsetzung die notwendige zeitliche Koordinierung von H₂-Angebot, Infrastruktur und Nachfrage.

Wie schwierig und komplex die Situation ist, zeigt sich an Projekten, die trotz zugesagter hoher Fördersummen nicht umgesetzt werden. Dies umfasst unter anderem die bereits angesprochenen Elektrolyseprojekte der European Hydrogen Bank, die Realisierung einer 30-MW-Elektrolyseanlage in der Raffinerie Heide im Rahmen des Reallabors WESTKÜSTE100 sowie das geplante Elektrolyseprojekt im Saarland, das eine IPCEI-Förderung erhalten hatte. Ein weiteres Beispiel ist ArcelorMittal: Das Unternehmen hat seine Pläne, die Stahlproduktion in Bremen und Eisenhüttenstadt auf Wasserstoff umzustellen, aufgegeben. Trotz der zugesagten Förderung in Höhe von 1,3 Milliarden Euro ist der erzeugte Stahl laut Unternehmen nicht wettbewerbsfähig [80]. Gleichzeitig werden jedoch zunehmend Elektrolyseure realisiert, und Förderprogramme werden insgesamt häufig gut angenommen. Ein Beispiel ist das Förderprogramm ELY des Landes Baden-Württemberg, das Ende 2025 acht Projekte mit einer Elektrolysekapazität von insgesamt 55 MW mit rund 50 Millionen Euro unterstützt [81].

Insgesamt wird erwartet, dass sich die Lücke zwischen Zahlungsbereitschaft und Wasserstoffbereitstellungskosten langfristig schließt. Auf Seiten der Bereitstellung sind die zentralen Treiber Kostenreduktionen durch technologischen Fortschritt und Skaleneffekte. Auf der Nachfrageseite steigt die Zahlungsbereitschaft infolge zunehmend strenger Vorgaben zur THG-Minderung und entsprechend gesetzten politischen Rahmenbedingungen. Insbesondere diese politisch gesetzten Rahmenbedingungen sind mitentscheidend dafür, wann und für welche Wasserstoffanwendungen sich die Kostenlücke schließt.

09

Fazit

09

Fazit

Die in der Studie zusammengetragenen Daten und Informationen zeigen, dass Baden-Württemberg beim Markthochlauf einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft vor erheblichen strukturellen Herausforderungen steht, gleichzeitig jedoch vielfältige Optionen für eine zukünftige Versorgung besitzt. Der erwartete Wasserstoffbedarf des Landes wird das heutige Niveau deutlich übersteigen und von einer industriell geprägten Abnehmerlandschaft dominiert sein. Aufgrund begrenzter Potenziale für erneuerbare Energien im Land wird Baden-Württemberg auf Importe angewiesen sein, sowohl über Pipelines aus europäischen und angrenzenden Erzeugungsregionen als auch ergänzend über maritime Importwege.

Europaweit bestehen umfangreiche Planungen für Wasserstoffpipelines, die langfristig große Mengen Wasserstoff aus Nord-, Süd-, Ost- und Westeuropa sowie aus Nordafrika und weiteren Regionen nach Deutschland transportieren können. Die Einbindung Baden-Württembergs in das deutsche H₂-Kernnetz ermöglicht prinzipiell den Bezug über alle relevanten Importkorridore. Die tatsächlichen Versorgungspfadoptionen hängen jedoch von der zeitlichen Fertigstellung der Infrastruktur, dem parallelen Aufbau internationaler Produktionskapazitäten sowie der regionalen Verfügbarkeit ergänzender Verteilnetze im Land ab. Die Kernnetzabschnitte in Baden-Württemberg schaffen hierfür eine wichtige Grundlage, erschließen jedoch zunächst nur bestimmte Regionen. Weitere Landesteile bleiben vorerst auf dezentrale Erzeugung mittels Elektrolyse oder auf die Versorgung beispielsweise per Straßentransport über die „letzte Meile“ angewiesen.

Die Analyse internationaler Produktionsstandorte verdeutlicht, dass sowohl grüner als auch kohlenstoffarmer Wasserstoff weltweit im Aufbau ist. Die Geschwindigkeit dieses Hochlaufs hängt jedoch stark von regulatorischen, wirtschaftlichen und infrastrukturellen Faktoren ab. Länder mit hohen erneuerbaren Potenzialen und günstiger Standortlogistik werden künftig voraussichtlich eine bedeutende Rolle im globalen Wasserstoffhandel einnehmen. Ergänzend werden ma-

ritime Importe, etwa in Form von Ammoniak oder Flüssigwasserstoff, auch im Hinblick auf Diversifikation und Versorgungssicherheit an Bedeutung gewinnen. Über die reine Versorgung mit Wasserstoff hinaus können Derivate insbesondere für stoffliche Anwendungen, beispielsweise in der Chemieindustrie, eine zentrale Rolle spielen.

Die Betrachtung der Kostenstrukturen zeigt, dass erneuerbarer Wasserstoff auch langfristig keine einheitlichen Kosten aufweisen wird. Die Bereitstellungskosten hängen von zahlreichen Einflussfaktoren ab, darunter Investitionskosten, Strompreise, Transportentgelte und mögliche Speicheranforderungen. Studien gehen insgesamt von einem deutlichen Rückgang der zukünftigen Produktions- und Bereitstellungskosten aus. Gleichzeitig bleibt jedoch die wirtschaftliche Nutzung in vielen Anwendungen von der Entwicklung der Zahlungsbereitschaft abhängig. Durch stetig steigende THG-Minderungsziele und entsprechend gesetzte politische Rahmenbedingungen wird allgemein ein Anstieg der Zahlungsbereitschaft erwartet. Der heutige Markt ist jedoch durch hohe Unsicherheiten, geringe Liquidität und fehlende Preistransparenz gekennzeichnet. Fördermaßnahmen spielen daher eine zentrale Rolle, um die Lücke zwischen H₂-Bereitstellungskosten und Zahlungsbereitschaft während des Markthochlaufs zu reduzieren beziehungsweise zu schließen.

Insgesamt zeigt die Studie, dass Baden-Württemberg einen komplexen Transformationsprozess durchläuft, bei dem die Koordination von Infrastruktur, Erzeugung, Importen und Nachfrage entscheidend ist. Trotz bestehender Unsicherheiten hinsichtlich Verfügbarkeit, Kostenentwicklung und internationaler Marktstrukturen bestehen tragfähige Perspektiven für die Etablierung einer nachhaltigen Wasserstoffversorgung. Die Kombination aus Pipelineimporten, maritimen Derivaten und lokalen Elektrolyseuren sowie der schrittweisen Erweiterung des Wasserstoffnetzes bildet dabei das Fundament für die zukünftige Versorgung des Landes.

Literaturverzeichnis

[1]

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), „Systematische Potenzialermittlung mit Blick auf den Bedarf an Wasserstoff in Baden-Württemberg – SpeedH2“, 2023.

[2]

Fraunhofer ISI, „CO₂-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff“, 2024.

[3]

H2BW, „Förderung für Entwicklung und Betrieb von Wasserstoff-Lkw im Land“, 2024. [Online].

Available: <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/foerderung-fuer-entwicklung-und-betrieb-von-wasserstoff-lkw-im-land>.

[4]

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und Fraunhofer ICT, „H2OptimiSt - Optimierung der Standortwahl für dezentrale H2-Hubs“, 2024.

[5]

Fraunhofer ISE, „H2 PowerD“, 2025a. [Online]. Available: <https://www.h2-powerd.de/>.

[6]

VDE, „Netzdienliche Integration von Elektrolyseuren“, 2022.

[7]

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), „Was ist Netzdienlichkeit?“, 2021.

[8]

Nationaler Wasserstoffrat, „Systemdienliche Elektrolyse“, 2024.

[9]

Netze BW, „Integration von Elektrolyseuren auf Verteilnetzebene - Herausforderungen und Lösungsansätze“, 2025.

[10]

L. P. Hirth, „Geladen der Batterie-Podcast: Prof. Lion Hirth: 5 Mrd. € Netzkosten (2025) für verpennten Netz-Ausbau?“, 2025. [Online]. Available: <https://geladen.podigee.io/167-redispach-abregelung>.

[11]

BMWK, „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“, 2024.

[12]

Fraunhofer ISI, „HYPAT Working Paper 03/2022 – Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien“, 2022.

[13]

F. Egli, F. Schneider, A. Leonard, C. Halloran, N. Salmon, T. Schmidt und S. Hirmer, „Mapping the cost competitiveness of African green hydrogen imports to Europe“, nature energy, 2025.

[14]

Hydrogen Europe, „Clean Hydrogen Monitor 2025“, 2025.

[15]

ACER, „European hydrogen markets 2025 Monitoring Report“, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, 2025.

[16]

Reuters, „Algeria plans \$60 billion energy investment over five years, Energy minister says“, 2025. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/algeria-plans-60-billion-energy-investment-over-five-years-energy-minister-says-2025-10-06/>.

[17]

International Energy Agency, „Global Hydrogen Review 2023“, International Energy Agency, 2023.

[18]

Sino-German Energy Partnership Office, „China's Hydrogen Sector 2025: Balancing Growth and Challenges“, 2025.

[19]

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „Low-Carbon Hydrogen: A Techno-Economic and Regulatory Analysis“, Köln, 2025.

[20]

Fraunhofer IEG, „Versorgungsmöglichkeiten mit blauem Wasserstoff in Deutschland inklusive Evaluation von verschiedenen CO₂-Sequestrierungsmöglichkeiten“, 2024.

[21]

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), „Whitepaper: Kohlenstoffarmer Wasserstoff“, München, 2025.

[22]

United Arab Emirates, „National Hydrogen Strategy“, 2023.

[23]

European Clean Hydrogen Alliance, „Learnbook on Hydrogen Supply Corridors“, 2023.

[24]

ENTSOG, „TYNDP 2024 MAP“, 2025. [Online]. Available: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-12/ENTSOG_TYNDP_2024_A0_HYD_FULL_5005wzoom_H2T-only.pdf.

[25]

Tagesanzeiger, „Transitgas will eine Leitung durch die Alpen, Staat soll Risiko absichern“, 2025. [Online]. Available: <https://www.tagesanzeiger.ch/energie-schweiz-transitgas-will-eine-wasserstoffleitung-469933240189>.

[26]

Fluxys, „Fluxys hydrogen appointed as “Hydrogen Network Operator” in Belgium“, 2024. [Online]. Available: <https://www.fluxys.com/en/press-releases/fluxys-belgium/2024/240426-press-fluxys-hydrogen-appointed-hydrogen-network-operator-belgium>.

[27]

Ingenioren, „Hydrogen pipeline at risk: German industry hesitant to buy green hydrogen from Denmark“, 2025. [Online]. Available: <https://ing.dk/artikel/hydrogen-pipeline-risk-german-industry-hesitant-buy-green-hydrogen-denmark>.

[28]

dena, adelphi und ARUP, „UK-Germany Joint Feasibility Study on the Trade of Hydrogen“, 2025.

[29]

Bundesnetzagentur, „Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes“, 2024.

[30]

Terranets, „Süddeutsche Erdgasleitung SEL“, 2025. [Online]. Available: <https://www.terranets-sel.de>, 2025.

[31]

EnBW, „EnBW nimmt eines der ersten wasserstofffähigen Gasturbinen-Kraftwerke Deutschlands offiziell in Betrieb“, 2025. [Online]. Available: <https://www.enbw.com/presse/enbw-wasserstofffaehiges-gasturbinen-kraftwerk-stuttgart.html>.

[32]

Plattform H2BW, „Gemeinsame Erklärung: Wasserstoff-Infrastruktur für Baden-Württemberg“, Stuttgart, 2023.

[33]

FNB Gas e. V., „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025“, 2024.

[34]

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „Umweltministerium fördert acht Projekte zum Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft“, 2022. [Online]. Available: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/umweltministerium-foerdert-acht-projekte-zum-aufbau-einer-gruenen-wasserstoffwirtschaft>.

[35]

DVGW, „Das Gasnetz – Rückgrat der Wasserstoffwelt“, Bonn, 2024.

[36]

DVGW, „Der Gasnetzgebietstransformationsplan - Ergebnisbericht“, 2024.

[37]

DBI, „H₂-ready und klimaneutral bis 2045 - Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der dt. Gasnetze“, 2024.

[38]

Statistik-BW, „Gasabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppe“, 2025. [Online]. Available: <https://www.statistik-bw.de/umwelt-und-verkehr/energie/erzeugung-und-verwendung/>.

[39]

Land Baden-Württemberg, „Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (Klimagesetz Baden-Württemberg - KlimaG BW)“, 2023.

[40]

B. Pfluger, S. Oberle, P. Manz und M. Fritz, „Heizen mit Wasserstoff. Aufwand und Kosten für Haushalte anhand aktueller Daten und Prognosen.“, 2025.

[41]

Ariadne, „Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung“, 2021.

[42]

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa: Modellbasierte Analyse bis 2050“, 2024.

[43]

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „A heated debate – The future cost-efficiency of climate-neutral heating option under consideration of heterogeneity and uncertainty“, 2024.

[44]

R. Meyer, S. Herkel und C. Kost, „Die Rolle von Wasserstoff von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung“, Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Berlin, 2021.

[45]

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets“, 2025.

[46]

Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), „Design and Safety Aspects for large-scale Clean Ammonia Pipelines“, 2025.

[47]

Fraunhofer UMSICHT, „Studie zur zukünftigen Nutzung von Ammoniak als Wasserstoff- und Energieträger und die Auswirkungen auf den Transport und Logistiksektor“, 2023.

[48]

HHLA, „Daimler Truck, HHLA und Kawasaki Heavy Industries starten strategische Partnerschaft zum Aufbau einer Lieferkette für Flüssigwasserstoff in Europa“, 2025. [Online]. Available: <https://hhl.de/medien/news/detailansicht/daimler-truck-hhla-und-kawasaki-heavy-industries-starten-strategische-partnerschaft-zum-aufbau-einer-lieferkette-fuer-fluessigwasserstoff-in-europa>.

[49]

HHLA, „HHLA unterstützt zukunftsweisende Wasserstoff-Partnerschaft zwischen Oman und Europa“, 2025b. [Online]. Available: <https://hhl.de/medien/news/detailansicht/hhla-unterstuetzt-zukunftsweisende-wasserstoff-partnerschaft-zwischen-oman-und-europa>.

[50]

Ammonia Energy Association, „LEAD: Low-Emission Ammonia Plants“, 2025. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/lead/plants/>.

[51]

Fraunhofer ISE, Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten, 2025.

[52]

Hintco, „Shaping the global energy transition – H2Global's Pilot Auction Results“, 2024.

[53]

Ammonia Energy, „Renewable ammonia price discoveries: a closer look at the H2Global and SECI auctions“, 2025. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-price-discoveries-a-closer-look-at-the-h2global-and-seci-auctions/>.

[54]

Energate, „Erster Pilot-Ammoniak-Cracker im Hafen Antwerpen“, 2025.

[55]

VNG Handel & Vertrieb GmbH, „Project AZAN“, Zugriff 2025. [Online]. Available: <https://www.vng-handel.de/en/project-azan>.

[56]

Port of Amsterdam, „Historic Agreement Signed for World's First Liquid Hydrogen Import Corridor Between Oman, the Netherlands, and Germany“, Zugriff 2025. [Online]. Available: <https://www.portofamsterdam.com/en/nieuws/historic-agreement-signed-worlds-first-liquid-hydrogen-import-corridor-between-oman>.

[57]

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“, 2025.

[58]

Wuppertal Institut, „Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation“, 2023.

[59]

IEA, „Levelised Cost of Hydrogen Maps“, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-maps>. [Zugriff am 2025].

[60]

Fraunhofer ISE, „Energy Charts“, 2025. [Online]. Available: www.energy-charts.info.

[61]

PV Magazine, „Seven projects pulled from EU hydrogen fund“, 2025.

[62]

T. Brunner, „Wettbewerbsfähige Wasserstoffgestehungskosten aus dezentraler netzintegrierter Elektrolyse in ganz Deutschland sind möglich“, 2025. [Online]. Available: https://www.linkedin.com/posts/tobias-brunner-b524271a_wasserstggestehungskosten-f%C3%BCr-den-hydrogenitor-ugcPost-7355957255034277888-501Z/?utm_source=share&utm_medium=member_android&rcm=ACoAADR_7n0BGMjmGMnLMzTJiHlcQnPug3nbA-So.

[63]

Stiftung Umweltenergierecht und Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), „Kosten für die grüne Wasserstoffproduktion – Ökonomische Annahmen und rechtliche Rahmenbedingungen“, 2025.

[64]

BDEW, „Kosten von Wasserstoff durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen“, November 2025. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Fakten_und_Argumente.pdf.

[65]

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „Die Gleichzeitigkeitsregel für erneuerbare Strom- und Wasserstoffproduktion“, 2022.

[66]

Hydrogen Europe, „Impact assessment of the RED II Delegated Acts on RFNBO and GHG accounting“, 2023.

[67]

Frontier Economics, „Auswirkungen der Ausgestaltung der RED II Grünstromkriterium für die H₂-Erzeugung auf CO₂-Emissionen“, 2021.

[68]

J. Chatzimarkakis, „LinkedIn“, 2025. [Online]. Available: https://www.linkedin.com/posts/chatzimarkakis_hydrogen-resilience-cleantech-activity-7381959902073610241-Dfmv.

[69]

GreenTrax, „THG-Quote für grünen Wasserstoff“, 2025. [Online]. Available: <https://www.greentrax.de/gruener-wasserstoff>. [Zugriff am 19 September 2025].

[70]

Deutscher Wasserstoff-Verband (DWV), „Stellungnahmen zum Referentenentwurf“, 18 Juli 2025.

[71]

Acatech, „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030“, 2022.

[72]

Joint Research Center (JRC), „Techno-economic and life-cycle assessment comparisons of hydrogen delivery options“, Frontiers in Energy, pp. 1129-1142, 2025.

[73]

ICCT, „The economics and greenhouse gas emissions of renewable hydrogen and e-fuels imported in the European Union“, 2025.

[74]

BMW, „Weißbuch Wasserstoff“, 2025.

[75]

Guidehouse, „Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030“, 2022.

[76]

Boston Consulting Group, „Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action“, 2023.

[77]

Norddeutsches Reallabor, „Grüner Wasserstoff für die Energiewende Teil 3: Wasserstoffanwendung im Verkehr“, 2023.

[78]

Norddeutsches Reallabor, „Grüner Wasserstoff für die Energiewende Teil 4: Der Industriesektor“, 2023.

[79]

Accenture, „Studie zur Identifizierung von Potenzialregionen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Rheinland-Pfalz“, 2024.

[80]

Tagesschau, „ArcelorMittal stoppt Pläne für "grüne" Stahlproduktion“, 2025. [Online]. Available: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/arcelor-mittal-absa-ge-wasserstoff-100.html>.

[81]

Baden-Württemberg - Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, „Förderprogramm Elektrolyseure (ELY)“, 2025. [Online]. Available: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/energie/foerderprogramm-elektrolyseure#c237787>.

Abkürzungsverzeichnis

ARA	Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen	PPA	Power Purchase Agreement
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone	PV	Photovoltaik
BNetzA	Bundesnetzagentur	RED	Renewable Energy Directive
BSHC	Baltic Sea Hydrogen Connector	RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
BW	Baden-Württemberg	SEEHyC	South-East European Hydrogen Corridor
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism	SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
CCS	Carbon Capture and Storage	SNG	Synthetic Natural Gas
CEHC	Central European Hydrogen Corridor	TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
CH ₄	Methan	TYNDP	Ten Year Network Development Plan
CO ₂	Kohlendioxid	WACC	Weighted Average Cost of Capital
DME	Dimethylether		
DN	Nominaler Durchmesser		
DP	Nenndruck		
EE	Erneuerbare Energien		
EEX	European Energy Exchange		
EHB	European Hydrogen Backbone		
eLNG	synthetisch erzeugtes verflüssigtes Methan		
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz		
ETS	Emissions Trading System (europäisches Emissionshandelssystem)		
EU	Europäische Union		
FNB	Ferngasnetzbetreiber		
GEG	Gebäudeenergiegesetz		
GHG	Green House Gases		
H ₂	Wasserstoff		
IEA	International Energy Agency		
IPCEI	Important Projects of Common European Interest		
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau		
KO-NEP	Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplan		
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen		
LH ₂	Flüssigwasserstoff (Liquid Hydrogen)		
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier		
MENA	Middle East and North Africa		
MeOH	Methanol		
NBHC	Nordic-Baltic Hydrogen Corridor		
NEP	Netzentwicklungsplan		
NH ₃	Ammoniak		
PCI	Projects of Common Interest		
PEM	Proton Exchange Membrane		

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anteile des für 2040 abgeschätzten Wasserstoffbedarfs	11
Abbildung 2:	Geografische Verortung potenzieller Wasserstoffabnehmer verschiedener Industriezweige sowie Kraftwerke in Baden-Württemberg auf Datenbasis des Emissionshandelssystems	12
Abbildung 3:	Geplante, im Betrieb und im Bau befindende Elektrolyseprojekte in Baden-Württemberg	14
Abbildung 4:	Wasserstoffkooperationen des Landes Baden-Württemberg und der Bundesregierung	17
Abbildung 5:	Potenzielle Wasserstoffexportländer differenziert nach Pipeline- und maritimen Exporten nach Deutschland	19
Abbildung 6:	Elektrolyseziele europäischer Wasserstoffstrategien bis 2030	20
Abbildung 7:	In Betrieb und in Bau befindliche Elektrolysekapazität in Europa (Stand Juni 2025) (oben) sowie Projektankündigungen in der EU bis 2033 nach Projektstatus (unten)	21
Abbildung 8:	Angekündigte Projekte unterschiedlicher Planungsstufen zur Produktion von grünem und blauem Wasserstoff	23
Abbildung 9:	Vereinfachte Darstellung der Prozesskette für die Produktion von blauem Wasserstoff	24
Abbildung 10:	Übersichtskarte der Wasserstoff-Importkorridore nach Deutschland	28
Abbildung 11:	Übersicht des genehmigten Kernnetzes mit den Anbindungen der (inter)nationalen Projekte an Baden-Württemberg über HY-FEN und RHYn Interco aus Frankreich, SouthH2 über Bayern und Flow bzw. Flow2H2ercules	37
Abbildung 12:	Vereinfachte schematische Darstellung der Gasnetzebenen (Betriebsdrücke können abweichen)	40
Abbildung 13:	Schematische Darstellung der Erdgasfernleitungen in Süddeutschland	41
Abbildung 14:	Gasabsatz nach Verbrauchergruppe in Baden-Württemberg 2023	42
Abbildung 15:	Übersicht über angekündigte Projekte zur Produktion von grünem und blauem Ammoniak	48
Abbildung 16:	Schematisches Prozessdiagramm einer Ammoniak-Reformierung zur Bereitstellung von Wasserstoff	50
Abbildung 17:	Kosten von Wasserstoff aus Ammoniak-Cracking in Abhängigkeit der Ammoniakimportkosten	51
Abbildung 18:	Haupteinflussparameter auf die H ₂ -Produktionskosten per Elektrolyse sowie mögliche Erlösoptionen zur Reduzierung der Nettoproduktionskosten	54
Abbildung 19:	Durchschnittliche Day Ahead Strommarktpreise in den europäischen Strompreiszonen im Jahr 2025	56
Abbildung 20:	Gegenüberstellung unterschiedlicher Aussagen zu H ₂ -Produktionskosten aus erneuerbaren Energien in Deutschland und Baden-Württemberg	57
Abbildung 21:	Entwicklungsbandbreite der H ₂ -Produktionkosten mittels Elektrolyse in Deutschland in Abhängigkeit möglicher Befreiungen bei Stromkosten und der Einbeziehung möglicher Erlöse durch Strompreiskompensation und kostenlose EU-ETS-Zertifikationszuteilung	59
Abbildung 22:	Bandbreite der Kostenentwicklung für die Wasserstoffbereitstellung nach Baden-Württemberg für Importe aus unterschiedlichen Ländern	60
Abbildung 23:	Zusammensetzung der Kosten für importierten Wasserstoff	61
Abbildung 24:	Massenbezogene Entgelte für Ein- oder Ausspeisung ins Kernnetz in Abhängigkeit erreichbarer äquivalenter Volllaststunden	63
Abbildung 25:	Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff zur Produktion von „grünem“ Stahl	64
Abbildung 26:	Zahlungsbereitschaft für grüne Wasserstoffmengen in Deutschland im Jahr 2030	65



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Korridore für Wasserstoffimporte nach Deutschland	29
Tabelle 2: Übersicht der Kernnetzprojekte in Baden-Württemberg	38
Tabelle 3: Wasserstoffträger und -Derivate mit den jeweiligen Anwendungsbereichen sowie Vor- und Nachteilen	46

Impressum

Herausgeber

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue
Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg

Autor:innen

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Jan Zerhusen, Alexandra Ullmann

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Marius Holst, Jochen Behrens,
Anna Wunsch, Ombeni Ranzmeyer

Redaktion und Koordination der Studie

e-mobil BW GmbH
Isabell Knüttgen
Tabea Ruckh-Friedrich

Layout/Satz/Illustration

markentrieb
Die Kraft für Marketing und Vertrieb

Fotos

Umschlag © Petmal/istockphoto
Die Quellennachweise aller weiteren Bilder befinden
sich auf der jeweiligen Seite.

Genereller Hinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird bei
zusammengesetzten personenbezogenen Hauptwörtern
in dieser Studie die männliche Form verwendet.
Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der
Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter.
Die verkürzte Sprachform hat nur redaktionelle Gründe
und beinhaltet keine Wertung.

Februar 2026

© Copyright liegt bei den Herausgebern

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist einschließlich seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen. Für die Richtigkeit der Herstellerangaben wird keine Gewähr übernommen.

Die in dieser Studie verwendete Kartenbasis stammt von einem Drittanbieter. Die darin dargestellten Staats- und Grenzverläufe beruhen auf dessen Datenbasis und stellen keine politische Bewertung oder Positionierung der Autoren dieser Studie dar.



www.e-mobilbw.de

e-mobil BW GmbH

Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und
Automotive Baden-Württemberg
Leuschnerstraße 45 | 70176 Stuttgart
Telefon +49 711 892385-0 | Fax +49 711 892385-49
info@e-mobilbw.de

