TraForce
Transformationsnetzwerk Altenkirchen/Westerwald

Studie

„Umsetzungskonzept Wasserstoff-Hub Wissen"

Für die TraForce Altenkirchen/Westerwald

Eine Studie der:

TSB Transferstelle Bingen

hyfuels The hydrogen ecosystem.

Auftraggeber:

Transformationsnetzwerk Altenkirchen/Westerwald Jörg Ditthardt Andreas Utsch Technologieinstitut für Metall & Engineering (TIME) Koblenzer Straße 43 57537 Wissen/Sieg	Telefon: 02742 / 9653015 Mailadresse: joerg.ditthardt@traforce-rlp.de andreas.utsch@traforce-rlp.de

Konzepterstellung:

Transferstelle Bingen (TSB) Babett Hanke Berlinstraße 107a 55411 Bingen	www.tsb-energie.de Hanke@tsb-energie.de
Hyfuels GmbH Dominik Eichbaum Wittgensteiner Straße 14 57072 Siegen	www.hyfuels.eu d.eichbaum@hyfuels.eu

Datum**:** 24.06.2025

Bearbeitung:

Babett Hanke, Prof. Dr. Oliver Türk, Thorsten Goschler, Maren Schmitt, Aaron Dohlen, Dominik Eichbaum (Hyfuels GmbH)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis **5**
Tabellenverzeichnis **7**
1 Aufgabenstellung und Grundlagen **8**
1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung 8
1.2 Grundlagen aus der Wasserstoffpotenzialstudie Altenkirchen 9
1.3 Einordnung in die Landespolitik RLP 11
2 Grundlagenermittlung Wasserstoff-Hub Wissen **12**
2.1 Erzeugungspotenzial 12
2.2 Standortidentifikation Mobility-Hub 21
2.3 Nutzungspotenzial und wichtige Stakeholder in Wissen 26
2.4 Erzeugungs- und Speicherpotenziale 29
2.5 Notwendige Tankinfrastruktur 32
3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung **35**
3.1 Energiewirtschaftliche Optimierungsoptionen 35
3.2 Geschäftsmodelle und Investitionsaufwand 36
4 Fördermöglichkeiten für den Wasserstoff-Hub Wissen **46**
5 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen für die Umsetzung **49**
5.1 Genehmigung von Elektrolyseuren 51
5.2 Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit einer Elektrolyse 56
5.3 Zuständige Genehmigungsbehörde 58
5.4 Genehmigung von Wasserstofftankstellen 58
5.5 Emissionshandelssystem EU-ETS 2 60
5.6 Treibhausgasminderungsquote 64
6 Handlungsempfehlungen für den Wasserstoff-Hub Wissen inkl. der Betankungs-/Erzeugungsinfrastruktur **67**
6.1 Lokales Wasserstoffproduktionspotenzial aus erneuerbaren Energiequellen 67
6.2 Handlungsempfehlungen für identifizierte Wasserstoffproduktionstechnik und Infrastruktur 69
6.3 Nutzungsmöglichkeiten von Abwärme aus der H_2-Produktion 70
6.4 Sauerstoffabnahmepotenzial aus der H_2-Produktion 70
6.5 Vorgehensweise für eine Umsetzungsstrategie des Wasserstoff-Hubs Wissen 71
6.6 Bewertung der Skalierbarkeit über die nächsten 10 Jahre 72

7 Fazit 74
8 Literaturverzeichnis 76
Abkürzungsverzeichnis..... 80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Potenzialfläche im Nordosten der Stadt Wissen 13

Abbildung 2-2: Potenzialflächen zur Errichtung von Windenergie Anlagen im Norden und Nordosten von Wissen (Rheinland-Pfalz, 2025) 13

Abbildung 2-3: Potenzialfläche zwischen Nister und Sieg, westlich der Abfahrt B62 (Koblenzer Straße) (Google, 2025) 14

Abbildung 2-4: Potenzialfläche „In den Jungeichen" (Google, 2025) 15

Abbildung 2-5: Potenzialfläche zwischen K71 und MSF-Wissen eV (Google, 2025) 16

Abbildung 2-6: Freie Potenzialfläche Gemarkung Katzwinkel (Altenkirchen, 2025) 17

Abbildung 2-7: Freie Potenzialflächen für Wind und PV im Umkreis Wissen (Agora Think Tanks gGmbH, 2025) 17

Abbildung 2-8: Potenzialflächen der Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald Nordöstlich von Wissen (Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald, 2025) 18

Abbildung 2-9: Potenzialflächen der Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald Südöstlich von Wissen (Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald, 2025) 18

Abbildung 2-10: Standortbewertung (Quelle: Hyfuels) 22

Abbildung 2-11: Potenzialfläche der Stadtwerke Wissen 23

Abbildung 2-12: Potenzialfläche Ecke Walzwerkstraße – Bogenstraße 24

Abbildung 2-13: Potenzialfläche an der Siegbrücke, Birkener Straße, Am Zollhaus 24

Abbildung 2-14: Stakeholder-Matrix für einen Wasserstoff-Hub in Wissen (Quelle: TSB) 28

Abbildung 2-15: Strombezugsvektoren (Quelle: Hyfuels) 30

Abbildung 2-16: Betriebsmodell H_2 Tankstelle (Quelle: Hyfuels) 33

Abbildung 2-17: Tankstelle Siegen aus H_2 Mobility (H2 Mobility, 2025) 34

Abbildung 3-1: Geschäftsmodell Variante (Quelle: Hyfuels) 36

Abbildung 3-2: Geschäftsmodell „Hybrider Wasserstoff-Hub" (Quelle: Hyfuels) 37

Abbildung 3-3: Berechnung der Produktion 5 MW Elektrolyse (Stenzel, Brands, Dennewitz, & Baumgart, 2023) 38

Abbildung 3-4: EEX Hydrogen Index (EEX-Transparency, 2025) 43

Abbildung 5-1: Hierarchie zur Konzentrationswirkung von höherrangigen Genehmigungsverfahren © DBI (Leitprojekt H2Giga, 2025) 50

Abbildung 5-2: Leitfaden zur Genehmigung von H_2-Gasfüllanlagen (NOW GmbH, 2022) 59

Abbildung 5-3: Voraussetzungen Anrechenbarkeit als vollständig erneuerbarer Wasserstoff (RFNBO) (David Benjamin Pflegler, GT Emission Solutions GmbH, 2024) 65

Abbildung 5-4: Nachweispflichten THG-Quotenhandel grüner Wasserstoff (Accenture, 2024) .. 66

Abbildung 6-1: Vergleich von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien mit Betriebskosten von bestehenden konventionellen, fossilen Kraftwerken in den Jahren 2024, 2035 und 2045 (Kost et al., 2024) 68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht der Flächen mit den Kriterien für einen Hub 12

Tabelle 2-2: Freiflächen-Photovoltaik um Wissen 20

Tabelle 2-3: Windkraftanlagen im weiteren Umkreis von Wissen 21

Tabelle 3-1: Berechnung nach Auslastung 5MW (Quelle: Hyfuels) 39

Tabelle 3-2: Übersicht Vergleich der Auslegungen (Quelle: Hyfuels) 40

Tabelle 3-3: Kernpositionen Investitionsaufwand Variante a) (Quelle: Hyfuels) 41

Tabelle 3-4: Kernpositionen Investitionsaufwand Variante b) (Quelle: Hyfuels) 42

Tabelle 3-5: Kernpositionen Gesamteinnahmen und Amortisation Variante 5 MW (Quelle: Hyfuels) 44

Tabelle 4-1: Übersicht Förderungen Wasserstoff (Auswahl) 47

Tabelle 5-1: Inhaltliche Übersicht - Kapitel 4 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen ... 49

1 Aufgabenstellung und Grundlagen

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Auf der Grundlage der Empfehlungen der Wasserstoffpotenzialstudie Altenkirchen, den Ansprachen mehrerer Unternehmen und der Politik in Wissen an die TraForce, wurde von der TraForce Altenkirchen eine weitere Studie zur detaillierten Untersuchung der Möglichkeiten für eine Umsetzung eines Wasserstoff-Hubs in und um Wissen in Auftrag gegeben.

Die Studie zu einem Umsetzungskonzept für einen Wasserstoff-Hub Wissen verfolgt die folgenden Ziele:

- **Bedarfsanalyse und Marktpotenzial**:
  Ermittlung des aktuellen und zukünftigen Mobilitätsbedarfs in der Region, um das Potenzial für den Einsatz von Wasserstoff im Personen- und Güterverkehr (z. B. im ÖPNV, bei Lastkraftwagen oder Flottenfahrzeugen) zu bewerten.

- **Technik- und Infrastrukturkonzept**:
  Bewertung der technischen und ökonomischen Machbarkeit des Aufbaus eines zentralen Hubs – etwa durch die Planung von Wasserstofftankstellen, Elektrolyseanlagen, Speicherlösungen und Anbindung an bestehende Verkehrs- und Energiesysteme.

- **Integration in bestehende Systeme**:
  Erarbeitung von Strategien zur Verknüpfung des Wasserstoff-Hubs mit bestehenden regionalen Verkehrssystemen und der lokalen Energieversorgung, um Synergien zu nutzen und eine nahtlose Mobilitätskette zu schaffen.

- **Wirtschaftlichkeits- und Förderanalyse**:
  Analyse möglicher Finanzierungsmodelle, Fördermöglichkeiten (auf regionaler, nationaler oder europäischer Ebene) sowie einer Wirtschaftlichkeitsrechnung, um Investitionen zu begründen und Risiken zu minimieren.

- **Nachhaltigkeits- und Umweltauswirkungen**:
  Bewertung, inwiefern der Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätssektor zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Erreichung von Klimaschutzzielen beiträgt – im Vergleich zu konventionellen, fossilen Antriebstechnologien.

- **Handlungsempfehlungen und Roadmap**:
  Ableitung konkreter Maßnahmen, Zeitpläne und Kooperationsmodelle (z. B. unter Einbeziehung von Kommunen, Unternehmen und Forschungseinrichtungen), um den Markthochlauf von Wasserstoffmobilität regional voranzutreiben.

Diese Ziele helfen dabei, nicht nur die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit zu überprüfen, sondern auch eine umfassende Strategie zu entwickeln, die den Aufbau eines regional integrierten Wasserstoff-Hubs ermöglicht.

1.2 Grundlagen aus der Wasserstoffpotenzialstudie Altenkirchen

In der Potenzialstudie wird der Landkreis Altenkirchen im Zusammenhang mit der regionalen Wirtschaftsstruktur analysiert. Dabei wird hervorgehoben, dass der Landkreis überwiegend von kleinen Unternehmen geprägt ist. Dennoch mit 154 Industriearbeitsplätzen pro 1.000 Einwohnern, deutlich über dem Landesdurchschnitt, eine besonders hohe industrielle Konzentration aufweist. Diese Besonderheit wird als Indikator dafür gesehen, dass trotz der ländlichen Prägung und überwiegend kleiner Unternehmen ein nicht zu vernachlässigendes Potenzial zur Integration von Wasserstofftechnologien besteht.

Durch die enge Verzahnung mit der Automobilzulieferkette und anderen industriellen Branchen wird der Landkreis als potenziell attraktiver Standort für zukünftige Investitionen in Wasserstofftechnologien eingeschätzt. Die hohen Industriekennzahlen können darüber hinaus auch als Indikator für einen regionalen Transformationsprozess hin zu klimafreundlichen Produktionsweisen gewertet werden.

Insbesondere wird eine dezentrale Lösung zur grünen H_2-Erzeugung mit EE-Erzeugungspotenzial mit passendem H_2 –Bedarf (Industrie/Tankstelle/ÖPNV/Logistik) und nahen Abnehmern für Sauerstoff und Wärme in Wissen/Sieg in der Potenzialstudie gesehen. Insbesondere der Mobilitätsbereich zeigt hier hohes Abnahmepotenzial und Interesse an Wasserstoff. Detailliert sind für die Umsetzungsstudie insbesondere die getroffenen Annahmen hinsichtlich EE, Logistik, ÖPNV und Nebenproduktabnehmern zu prüfen. Die Annahmen waren:

- **EE-Erzeugung**
  - Die Kombination aus einer 2,3 MW Photovoltaik (Bestandsanlage) und einer 7 MW Windkraftanlage (Planung) stellt trotz einer höheren Stromerzeugungsleistung gegenüber den Einzellösungen die beste Lösung in Bezug auf in der Erzeugungsstunden im Sommer/Winter und Tag /Nacht dar. Zusätzlich kann der Grünstrom auch über PPA's („power-purchase-agreements", Stromkaufvereinbarungen) bezogen werden.
- **Industrie/Logistik**
  - Es sind mehrere Unternehmen in Wissen angesiedelt, welche aufgrund Ihrer Branche und eines möglichen hohen Gasverbrauchs ein hohes Potenzial für H_2-Abnahme widerspiegeln (u.a. Speditionen, Bauunternehmen, Metallherstellung und Kunststoffherstellung)
  - Eine Spedition hat bereits Interesse an der Wasserstoffabnahme bekundet und befindet sich gerade in Planung und Bau einer Dach-PV-Anlage mit einer lokalen Energie-Genossenschaft.
- **Kläranlagen und Klärschlammverwertung**
  - Die Betreiber von Kläranlagen und Klärschlammverwertung im Abwasserzweckverband Betzdorf-Kirchen-Daaden prüfen, ob direktes Sauerstoffabnahmepotenzial besteht.

- **ÖPNV**
  - Die kreiseigene Gesellschaft „Westerwaldbus" betreibt ÖPNV-Buslinien und eine Bahnlinie im Landkreis Altenkirchen. Im Busverkehr werden derzeit drei Linienbündel befahren und pro Jahr sind 64 Fahrzeuge im Einsatz. Der Großteil der Busflotte besteht mittlerweile aus Hybrid-Bussen. Zudem wird die Strecke der Daadetalbahn mit zwei Gelenktriebwagen im Stundentakt zwischen Betzdorf und Daaden betrieben. Im ÖPNV-Bereich und insbesondere mit Westerwaldbus sind im weiteren Verlauf Gespräche zur emissionsfreien Umrüstung der Busse und Bahnen zu führen.
  - Der Bahnhof Wissen liegt an der Bahnstrecke Köln–Siegen. Er wird derzeit durch eine Regionalbahn über die Hessische Landesbahn (HLB) und einen Regionalexpress (Rhein-Sieg-Express) über DB Regio bedient. Die Strecke ist schon elektrifiziert, aber Teilstrecken wie Betzdorf-Herdorf (Hellertalbahn) und Wissen-Altenkirchen der Hessischen Landesbahn (HLB) müssen noch ausgebaut werden. Hier ist mit der Hessischen Landesbahn Kontakt bezüglich der Planungen Richtung Wasserstoff aufzunehmen.
- **Netzbetreiber**
  - Die Stadtwerke Wissen versorgen die Bevölkerung der Stadt und Verbandsgemeinde Wissen mit Erdgas und Wasser und sind Betriebsführerin der Verbandsgemeindewerke Wissen mit den Betriebszweigen Abwasser- und Wasserwerk sowie Betriebsführerin des Zweckverbandes Wasserversorgung Kreis Altenkirchen (WKA). Zudem ist die kommunale Flotte zu beachten. Die Stadtwerke haben bereits Interesse an einem weiterführenden Projekt gezeigt.
  - In der VG Altenkirchen-Flammersfeld ist zudem die Bad Honnef AG aktiv. Die Bad Honnef AG – abgekürzt BHAG – ist ein kommunales Energieversorgungsunternehmen mit eigenem Netzbetrieb. Das Netzgebiet Strom umfasst das Gebiet der Stadt Bad Honnef. Das Netzgebiet Gas erstreckt sich über die Stadt Bad Honnef, die Verbandsgemeinden Unkel, Asbach und Flammersfeld sowie über Teile der Verbandsgemeinden Altenkirchen, Puderbach und einige Ortsteile der Stadt Hennef. Es gibt bereits mehrere Kunden im Netzgebiet die sich für Wasserstoff interessieren und die BHAG hat bereits Interesse an einem weiterführenden Projekt gezeigt. Zudem führt durch das Netzgebiet das geplante Wasserstoffkernnetz.

1.3 Einordnung in die Landespolitik RLP

Das Thema Wasserstoff spielt in der Landespolitik von Rheinland-Pfalz eine Schlüsselrolle als Element der Energiewende und der regionalen und überregionalen Dekarbonisierung. Er wird nicht als isolierter Sektor betrachtet, sondern vielmehr als Querschnittstechnologie, die – als Baustein der Sektorenkopplung – verschiedene Bereiche wie Strom, Wärme, Mobilität und die chemische Industrie miteinander verbindet. Das heißt, grüner Wasserstoff soll dabei helfen, erneuerbare Stromüberschüsse zu speichern, industrielle Prozesse emissionsarm zu gestalten und letztlich zur Erreichung der Klimaneutralität beizutragen.

Folgende strategische Punkte können Stand heute festgehalten werden:

- **Ausbau der erneuerbaren Energien**:
  Rheinland-Pfalz strebt an, seinen Strombedarf bis 2030 vollständig aus erneuerbaren Quellen zu decken. Überschüssiger erneuerbarer Strom soll zur Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden.
- **Förderung der industriellen Transformation**:
  Die chemische und verarbeitende Industrie im Land, die einen hohen Energiebedarf aufweist, soll mit einer zuverlässigen und kostengünstigen Wasserstoffversorgung unterstützt werden – um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu sichern und die regionale Wertschöpfung zu stärken.
- **Infrastruktur und regionale Potenzialanalyse**:
  Neben dem Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes und der Integration in bestehende Verkehrs- und Versorgungsnetze wurden regionale Potenzialregionen (z. B. in Mayen-Koblenz-Westerwald, Mainz-Alzey-Worms und der Vorderpfalz) identifiziert, in denen die Voraussetzungen für die Produktion von grünem Wasserstoff besonders günstig sind. (Robinius et al. (umlaut, 2022)); (Bonet et al. (accenture, 2024))
- **Kooperation und Förderung**:
  Es gibt zahlreiche Initiativen, Studien und Förderprogramme, die – in enger Abstimmung mit Wirtschaft, Wissenschaft und kommunalen Akteuren – den Markthochlauf der Wasserstofftechnologie unterstützen sollen. Diese Maßnahmen zielen darauf ab, nicht nur die Importabhängigkeit zu reduzieren, sondern auch die regionale Kompetenz in der Wasserstofftechnologie zu stärken.

Insgesamt ist Wasserstoff demnach als zentrales Instrument zur Erreichung der Klimaschutzziele und als Impulsgeber für die wirtschaftliche Transformation in Rheinland-Pfalz einzuordnen (gruene-fraktion-rlp.de, 2020).

Dementsprechend folgt das Ziel der Studie auch den Zielen der rheinland-pfälzischen Landesregierung.

2 Grundlagenermittlung Wasserstoff-Hub Wissen

2.1 Erzeugungspotenzial

Zur Ermittlung des Erzeugungspotenzials wurden verschiedene Flächen in und um Wissen untersucht. Die Flächen sollten sich in unmittelbarer Nähe des geplanten Elektrolyseurs befinden, um einen direkten Anschluss zu ermöglichen und so die Kosten für den Anschluss an das Stromnetz zu reduzieren oder sogar zu vermeiden.

Des Weiteren werden Flächen im weiteren Umfeld betrachtet, die zur Errichtung von Freiflächen PV-Anlagen oder Windenergieanlagen geeignet sind. Diese Anlagen können dann über PPA-Verträge an die Erzeugung gebunden werden.

Tabelle 2-1: Übersicht der Flächen mit den Kriterien für einen Hub

Potenzialfläche	Freiflächen PV	Windenergieanlagen	Elektrolyseur	Nahwärmenetz
Nordosten der Stadt Wissen	✓	✗	✗	✗
Zwischen Nister und Sieg	✓	✗	✓	✓
In den Jungeichen	✓	✗	✓	✓
Zwischen K71 und MSF-Wissen	✓	✗	✓	✓

2.1.1 Freie Potenzialflächen in Wissen

2.1.1.1 Potenzialfläche im Nordosten der Stadt Wissen

Abbildung 2-1: Potenzialfläche im Nordosten der Stadt Wissen (Google, 2025)

Eine potenzielle Fläche zur Errichtung von EE-Anlagen befindet sich im Nordosten der Stadt Wissen. Diese im Wald gelegene Fläche befindet sich im Eigentum der Stadtwerke Wissen und ist ausgewiesen als Industriegebiet. Hier könnte eine Freiflächen-PV-Anlage errichtet werden, allerdings muss die Fläche noch komplett erschlossen werden.

Diese Fläche ist für die Errichtung einer Windenergieanlage nicht geeignet, da sie nicht den erforderlichen Abstand (900m gemessen von der Mastmitte) zur angrenzenden Bebauung gemäß LEP IV (MI RLP, 2023) aufweist.

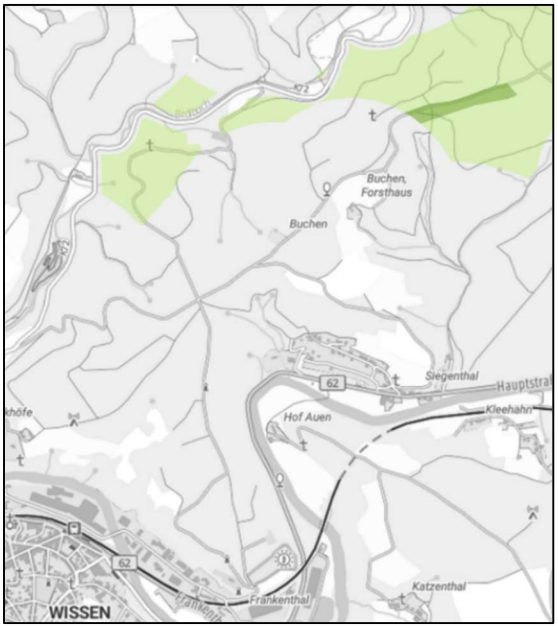

Abbildung 2-2: Potenzialflächen zur Errichtung von Windenergieanlagen im Norden und Nordosten von Wissen (Rheinland-Pfalz, 2025)

Ein potenzieller Standort befindet sich weiter nördlich, begrenzt durch die Kreisstraße K72. Hier wäre die Errichtung einer Windkraftanlage möglich, siehe **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.**.

Standortpotenzial zur Errichtung eines Elektrolyseurs

Der Bau eines Elektrolyseurs an diesem Standort wäre im Hinblick auf die Anfahrt und die Nutzung der Abwärme aus dem Elektrolyseprozess nicht optimal. Die Lage des Standorts auf einem Hügel und die steilen Hänge könnten den Transport von Wasserstoff erschweren. Ein Anschluss der benachbarten Unternehmen an ein Nahwärmenetz wäre daher ebenfalls nicht sinnvoll.

2.1.1.2 Potenzialfläche zwischen Nister und Sieg, westlich der Abfahrt B62 (Koblenzer Straße)

Abbildung 2-3**:** Potenzialfläche zwischen Nister und Sieg, westlich der Abfahrt B62 (Koblenzer Straße) (Google, 2025)

Der Zubau einer Freiflächen-PV sollte aufgrund der Topografie geprüft werden (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), wobei das Gelände ausreichend groß wäre. Die Errichtung einer WEA ist in diesem Fall durch die umliegende Wohnbebauung ausgeschlossen.

Standortpotenzial zur Errichtung eines Elektrolyseurs

Das westlich der B62 gelegene Gelände wäre prädestiniert für die Errichtung eines Elektrolyseurs. Der erzeugte Wasserstoff könnte mittels LKW über die Koblenzer Straße sowie die B62 abtransportiert werden. Die durch die Logistik entstehenden Lärmemissionen sollten aufgrund der geringen Wohnbebauung im Umkreis unproblematisch sein. Auch der Sicherheitsabstand zu den anliegenden Wohngebäuden kann eingehalten werden.

Die Abwärme des Elektrolyseurs könnte mittels eines Nahwärmenetz durch die östlich gelegenen Unternehmen und durch das Bildungszentrum genutzt werden.

2.1.1.3 Potenzialfläche „In den Jungeichen"

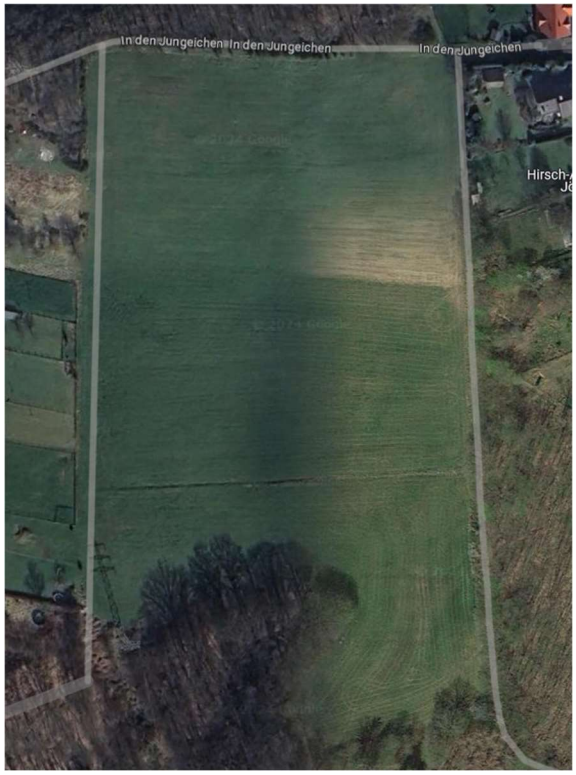

Abbildung 2-4: Potenzialfläche „In den Jungeichen" (Google, 2025)

Die freie Fläche liegt südlich der Straße „In den Jungeichen". Für die Errichtung einer Windenergieanlage ist die Fläche durch die angrenzende Wohnbebauung nicht geeignet. Die Fläche würde sich aber zur Errichtung einer Freiflächen-PV-Anlage eignen.

Standortpotenzial zur Errichtung eines Elektrolyseurs

Die Fläche würde sich zur Errichtung eines Elektrolyseurs mit angeschlossener Freiflächen-PV-Anlage eignen. Die bei der Elektrolyse anfallende Wärme könnte mit einem Nahwärmenetz zum SLV-Bildungszentrum Westerwald und dem Unternehmen Dalex Automation transportiert werden.

2.1.1.4 Potenzialfläche zwischen K71 und MSF-Wissen eV

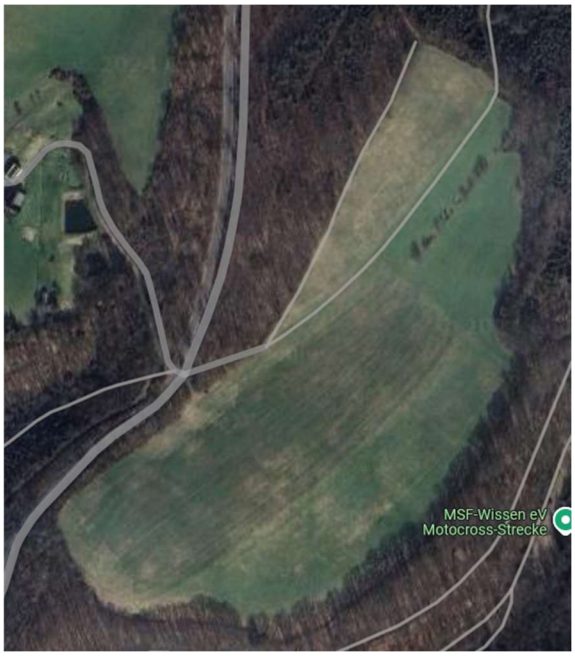

Abbildung 2-5: Potenzialfläche zwischen K71 und MSF-Wissen eV (Google, 2025)

Die Fläche zwischen der K71 und dem Motocross Verein Wissen weist eine südöstliche Neigung auf. Sie ist durch die in der Nähe befindliche Wohnbebauung nicht zur Errichtung einer Windenergieanlage geeignet, eine Freiflächen-PV-Anlage könnte jedoch gebaut werden. Die Fläche ist unseren Informationen nach im Besitz der Stadt Wissen und als Neubaugebiet ausgewiesen.

Standortpotenzial zur Errichtung eines Elektrolyseurs

Die Fläche zwischen der K71 und dem Motocross Verein Wissen würde sich für die Errichtung eines Elektrolyseurs mit angeschlossener Freiflächen-PV-Anlage eignen. Aufgrund der Lage an der Kreisstraße wäre auch der Transport des erzeugten Wasserstoffs kein Problem. Südlich des Geländes befinden sich ein kleines Gewerbegebiet und das Seniorenzentrum St. Josef, welche über ein Nahwärmenetz an die Abwärme der Elektrolyseanlage angeschlossen werden kann.

2.1.2 Freie Potenzialflächen außerhalb von Wissen

2.1.2.1 Potenzialfläche zwischen Katzwinkel und Flugplatz Betzdorf-Kirchen

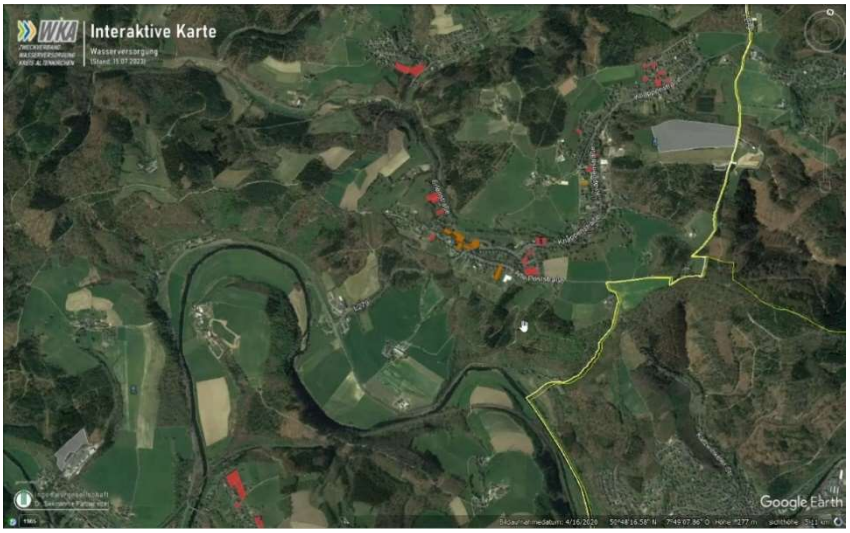

Abbildung 2-6: Freie Potenzialfläche Gemarkung Katzwinkel (Altenkirchen, 2025)

Zwischen der Ortschaft Katzwinkel und dem südöstlich gelegenen Flugplatz Betzdorf-Kirchen befindet sich eine freie Potenzialfläche. Die ca. 40.000 m² große Fläche ist als Gewerbefläche ausgewiesen. Die Energieerzeugungsgesellschaft Westerwald Sieg plant den Bau einer Freiflächen-PV-Anlage auf dieser Fläche.

2.1.2.2 Weitere Potenzialflächen außerhalb von Wissen

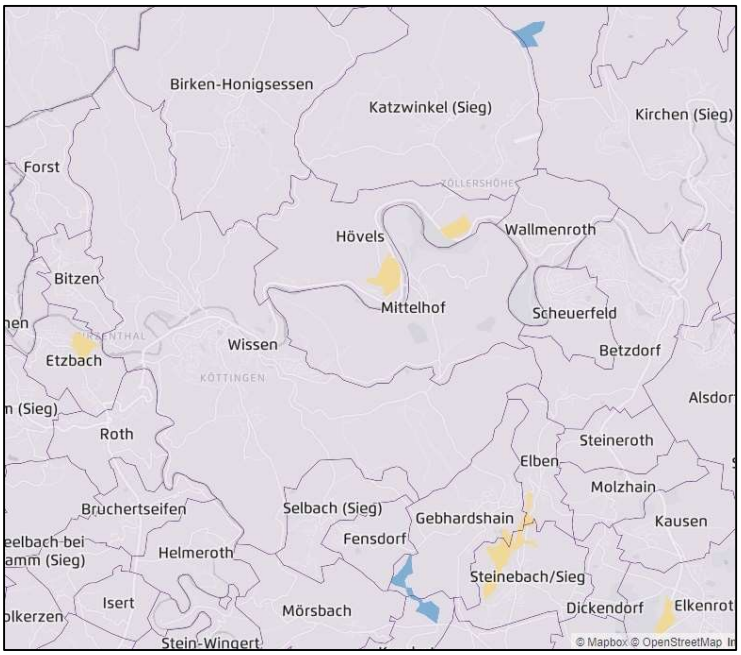

Abbildung 2-7: Freie Potenzialflächen für Wind und PV im Umkreis Wissen (Agora Think Tanks gGmbH, 2025)

Weitere Potenzialflächen außerhalb von Wissen sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Potenzialflächen für Freiflächen-PV-Anlagen sind gelb, Potenzialflächen für Windenergieanlagen sind blau gekennzeichnet. Im Umkreis Wissen sind, bedingt durch die Topografie sowie die Wohnbebauung, relativ wenige potenzielle Flächen zur Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien verfügbar.

Geeignete Flächen sind bereits häufig mit Windenergieanlagen oder Freiflächen PV bebaut oder bereits in Planung.

2.1.2.3 Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald

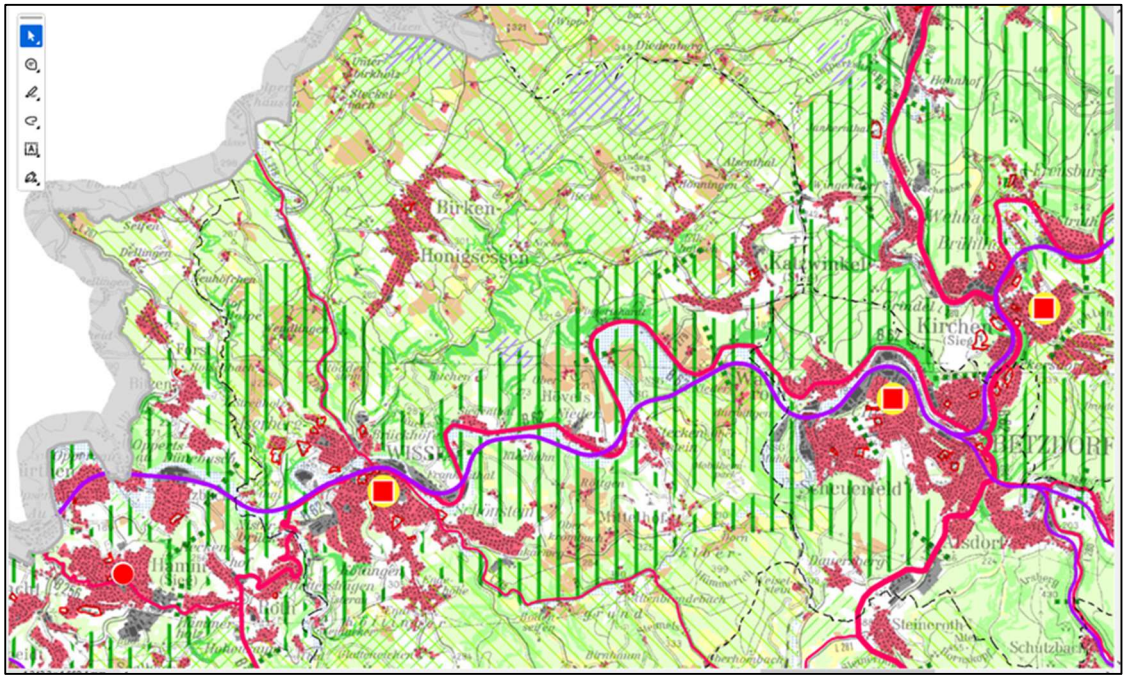

Abbildung 2-8: Potenzialflächen der Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald Nordöstlich von Wissen (Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald, 2025)

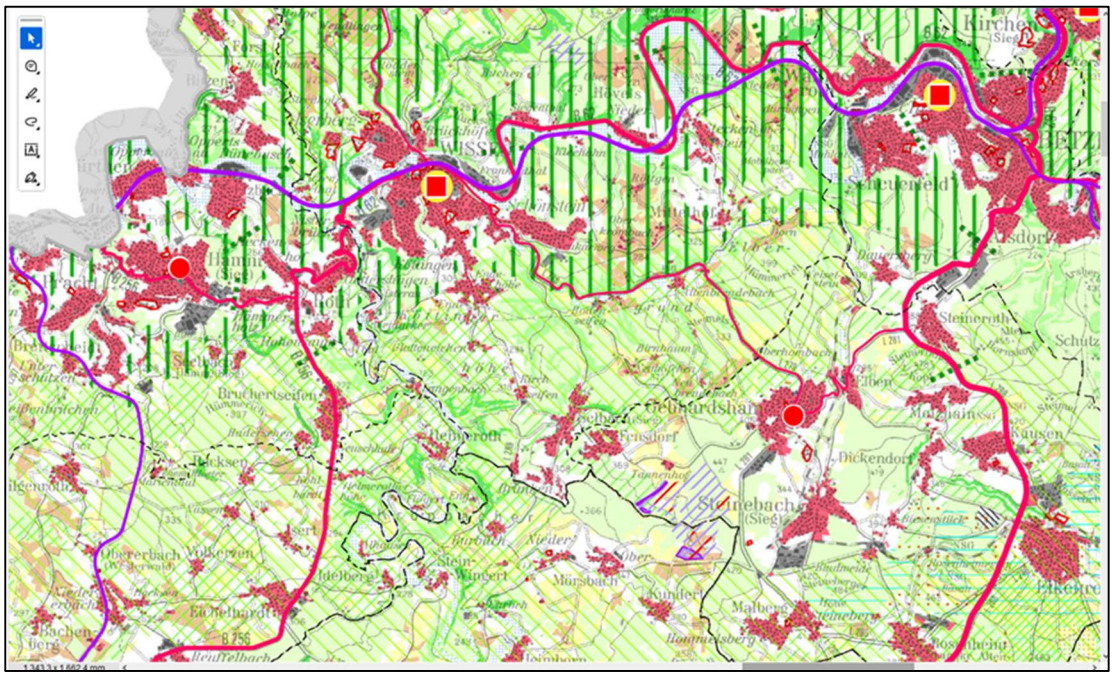

Abbildung 2-9: Potenzialflächen der Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald Südöstlich von Wissen (Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald, 2025)

Die Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald hat im größeren Umkreis von Wissen bereits verschiedene erneuerbare Energien Projekte umgesetzt.

Im Bereich westlich von Steinebach sieht die 1. Teilfortschreibung des Regionalen Raumordnungsplans Mittelrhein-Westerwald 2017 mehrere Nutzungsmöglichkeiten im Bereich der erneuerbaren Energien vor. Das bedeutet, dass in diesem Gebiet nicht nur der Bau neuer Windkraftanlagen erlaubt ist, sondern auch das so genannte Repowering, d.h. der Ersatz bestehender alter Anlagen (Windpark Gebhardshain) durch leistungsfähigere, moderne Windkraftanlagen.

Dieser Bereich ist daher sowohl als Vorranggebiet für die Windenergienutzung als auch als Vorranggebiet für Repowering ausgewiesen.

Darüber hinaus ist das Areal zugleich als Vorbehaltsgebiet für Freiflächen-Photovoltaikanlagen vorgesehen. Das bedeutet, dass dort auch der Bau von PV-Freiflächenanlagen grundsätzlich mit den Zielen der Raumordnung vereinbar ist.

Zusätzlich ist westlich von Oberhövels eine weitere Fläche explizit als Vorranggebiet für die Windenergienutzung festgelegt.

Weitere Vorranggebiete für Windkraftanlagen sind zudem nördlich angrenzend im Landkreis Altenkirchen vorgesehen, wodurch sich ein überregional zusammenhängendes Potenzialgebiet für die Windenergienutzung ergibt. (Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald, 2025)

2.1.3 Bestehende und in Planung befindliche erneuerbare Energieanlagen in Wissen

Maxwäll-Energie Genossenschaft e.G.

Die Maxwäll-Energie Genossenschaft e.G. betreibt eine Photovoltaik-Freiflächenanlage mit einer Gesamtleistung von 2,5 Megawatt (MW) in Wissen. Die Anlage wurde in mehreren Ausbaustufen realisiert und ging in den Jahren 2018, 2020 und 2023 in Betrieb. Die Stromabnahme ist vertraglich bis zum Jahr 2035 gebunden.

2.1.4 Bestehende und in Planung befindliche erneuerbare Energieanlagen außerhalb von Wissen

Vier größere PV-Freiflächenanlagen sind in der Umgebung in Betrieb und weitere Flächen sind in Planung. Diese werden im Folgenden aber nur zum Teil aufgeführt. Vorrangig ist die Maxwäll-Energie Genossenschaft e.G. hier aktiv und begrüßt die Nutzung des Stroms für PPA‘s. Zudem befinden sich im Umkreis von Wissen mehrere Windparks, welche zur Nutzung über PPA‘s bei Bedarf angefragt werden sollten. Der Windpark am Hümmerich ist bereits seit mehreren Jahren in Planung.

Tabelle 2-2: Freiflächen-Photovoltaik um Wissen

Anla-genbe-treiber	PLZ	Ort	Betriebsstatus	Brut-toleis-tung in kWp	Inbetriebnah-medatum	Für PPA ge-eign.
Max-wäll-Energie Genos-sen-schaft e.G.	56477	Rennerod	In Betrieb	810	2012	nein
Max-wäll-Energie Genos-sen-schaft e.G.	57520	Grünebach	In Betrieb	750	2021	ja
Max-wäll-Energie Genos-sen-schaft e.G.	56244	Wölferlingen	In Betrieb	900	2018, 2020	nein
Max-wäll-Energie Genos-sen-schaft e.G.	56412	Boden-Stein-kaut	In Betrieb	2.480	2013	nein
Max-wäll-Energie Genos-sen-schaft e.G.	56412	Boden-Pletschmorgen	In Planung	2.000	2025	ja

Tabelle 2-3: Windkraftanlagen im weiteren Umkreis von Wissen

Anlagenbetreiber	PLZ	Ort	Betriebs-Status	Brutto-leistung in kW	Anlagen-anzahl	Inbe-trieb-nahme
Wäller Energie e.G.; Windkraftanlage Schütz VT110	57586	Weitefeld	In Betrieb	3.200	1	2017
Statkraft Windenergie GmbH & Co. KG; WP Gebhardshain	57580	Geb-hardshain	In Betrieb	16.100	7	2006
Windpark Friesenhagen GmbH & Co. KG; WP Friesenhagen	51598	Friesen-hagen	In Planung	31.500	7	-
Windpark Hümmerich GmbH & Co. KG; WP Hümmerich	57537	Wissen	In Planung	6.900	2	-

2.1.5 Fazit

Ein Wasserstoff-Hub benötigt erhebliche Flächen für Photovoltaikanlagen oder Windenergieanlagen zur nachhaltigen Stromerzeugung. Im städtischen Gebiet der Stadt Wissen und im angrenzenden Umland sind geeignete große und zusammenhängende Flächen nicht vorhanden oder bereits anderweitig genutzt, etwa für Wohn-, Gewerbe- oder Landwirtschaftszwecke.

Ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 5 MW hat einen Platzbedarf von etwa 7.500 m². Dazu gehören alle Komponenten wie die reine Elektrolyse, die Verdichter, die Abfüllung und sicherheitstechnische Einrichtungen (Lhyfe, 2025). Hinzu kommt der Flächenbedarf für die Stromerzeugung.

2.2 Standortidentifikation Mobility-Hub

Im Zuge der Standortauswahl werden zur Bewertung die infrastrukturellen Voraussetzungen sogenannte Erzeugungspotenziale, wie EE-Erzeugung mit den nachfolgenden Anwendungen und Abnehmern in eine Matrixbewertung mit Kriterien gesetzt. Infrastrukturelle Voraussetzungen sind dabei z.B. planerische Verfügungsfläche wie Industriegebiete und Gewerbegebiete, Autobahnen, Ten-T Korridore und H_2-Kernnetz. Für den Standort „Wissen" erfolgte diese Bewertung in der Makro-Standortidentifikation Ex-Post, da der Standort bereits durch die Studie gesetzt wurde.

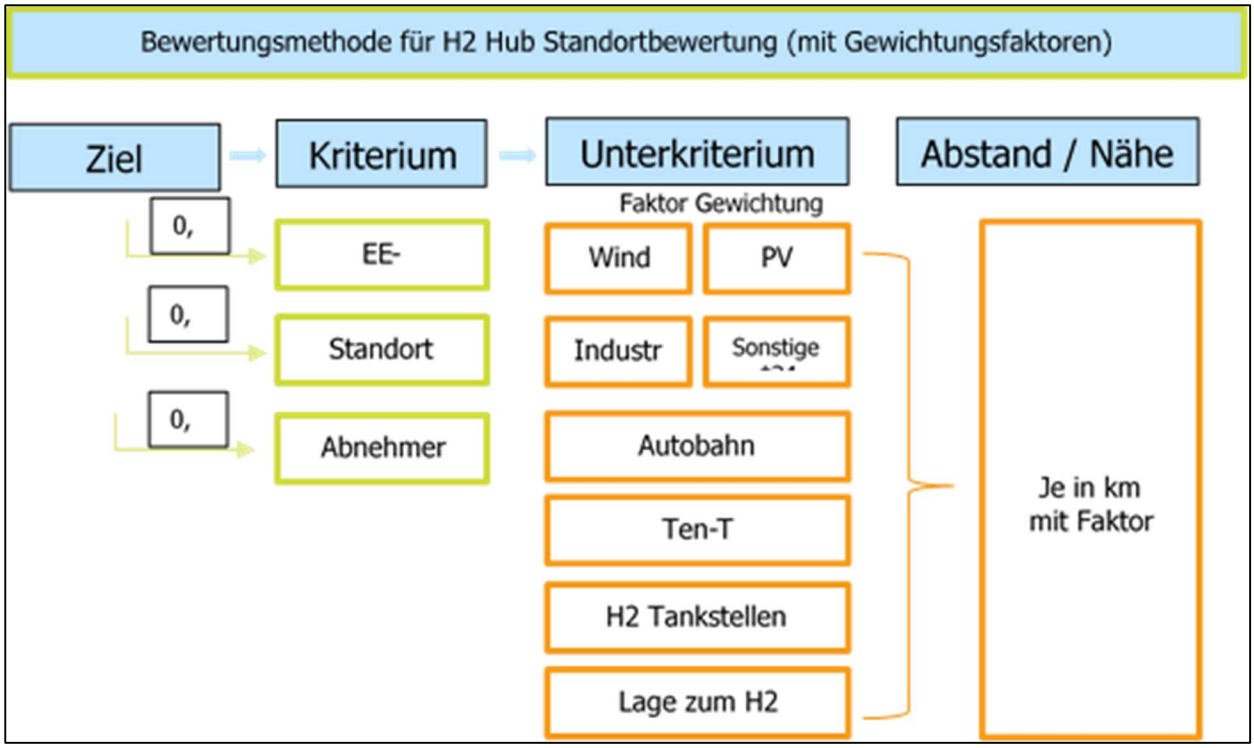

Abbildung 2-10: Standortbewertung (Hyfuels)

Die Freiflächen in und um die Stadt Wissen sind aufgrund begrenzter Flächenverfügbarkeit, Umweltauflagen, unzureichender Infrastruktur, Sicherheitsanforderungen und wirtschaftlicher Faktoren nicht für die Errichtung eines zusammenhängenden Wasserstoff-Hubs geeignet.

Auch die Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff erfordert umfangreiche Sicherheitsmaßnahmen. In Wohn- und Mischgebieten ist der Betrieb solcher Anlagen aufgrund von Explosionsschutz- und Sicherheitsrichtlinien sowie zu geringen Abständen meist nicht möglich. Zudem könnten potenzielle Emissionen (z. B. Lärm durch Verdichterstationen) zu Einschränkungen führen. Somit muss der geplante Hub aufgeteilt werden in Stromerzeugung, Elektrolyse und Tankstelle.

2.2.1 Kombination Stromerzeugung und Elektrolyse

Im Workshop mit den Stakeholdern in und um Wissen wurden verschiedene Fragen an diese gestellt, u.a. welche Standorte diese für die Produktion von H_2 und eine H_2-Tankstelle als geeignet ansehen.

Folgende Standorte für die Produktion von H_2 wurden dort genannt:

- Kläranlage Au/Sieg (Produktion/Elektrolyse)
- Siegtalbad (Produktion/Elektrolyse) in Kombination mit Nahwärmenetz und Nutzung der Abwärme, Anbindung an das vorhandene Gasnetz

Beide Standorte wurden geprüft, insbesondere das Siegtalbad. Die Fläche in Kombination mit der EE-Erzeugung ist nicht geeignet (starke Hanglage und Überschwemmungsgebiet) und auch für eine Elektrolyse zu nah an bestehender Bebauung. Der Standort einer Kläranlage wird immer dann als optimal angesehen, wenn ein benachbartes Gebiet noch ein ausreichendes Potenzial

für die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen bietet. Zudem werden Abwärme und Sauerstoff direkt genutzt. Die Kläranlage Au an der Sieg liegt außerhalb des Untersuchungsgebietes.

2.2.1.1 Potenzialflächen zum Bau einer H_2 – Tankstelle

Bei der Frage welchen Standort die Stakeholder für die Produktion von H_2 und für eine H_2-Tankstelle als geeignet ansehen, wurden bzgl. des Standorts für eine Tankstelle folgende Möglichkeiten genannt:

- Bahnhofsnähe (Tankstelle)
- Stadtwerke Wiesenstraße (Tankstelle)
- An der Bundesstraße (Tankstelle)
- Gewerbegebiet Frankenthal/Wissen (Tankstelle)
- Stadtwerke Wiesenstraße (Tankstelle)

Alle Standorte wurden überprüft und zum Teil im Folgenden beschrieben.

Potenzialfläche Gelände Stadtwerke Wissen

Im Zentrum der Stadt Wissen liegt das Gelände der Stadtwerke Wissen, siehe Abbildung 2-11. Dieses Gelände ist urban gelegen und somit ist es nicht zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien geeignet.

Für den Bau eines Elektrolyseurs ist diese Fläche nicht geeignet, aufgrund der Nähe zu der angrenzenden Wohnbebauung. Auf der Fläche befindet sich bereits eine Betriebstankstelle. Hier sollte über die Erweiterung um eine Wasserstoff-Tankstelle nachgedacht werden.

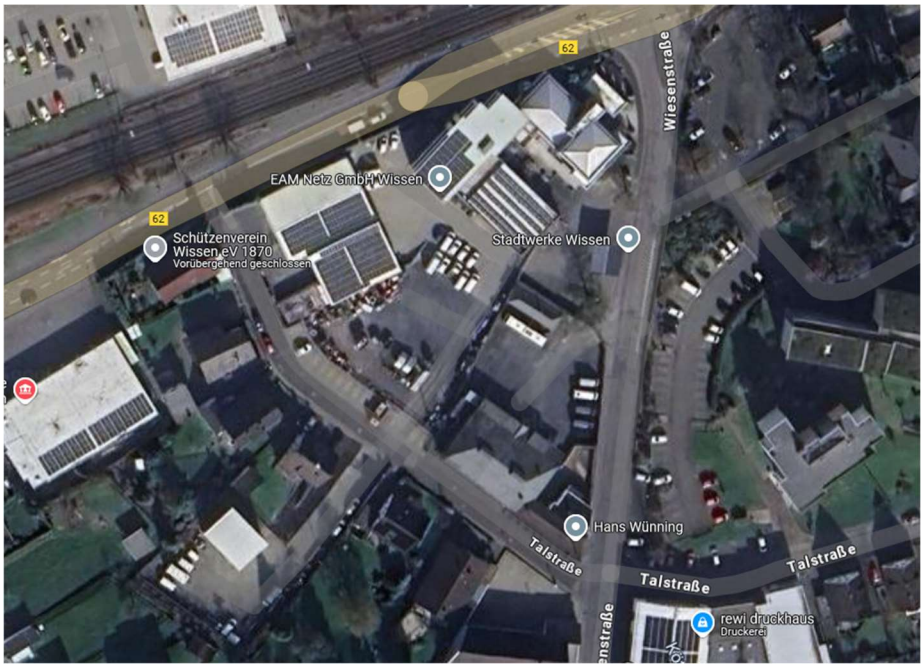

Abbildung 2-11: Potenzialfläche der Stadtwerke Wissen (Google, 2025)

Potenzialfläche Ecke Walzwerkstraße – Bogenstraße

Wie die Fläche der Stadtwerke Wissen ist auch diese Fläche nicht für die Erzeugung erneuerbarer Energien geeignet. Auch dieses Gebiet ist für den Bau eines Elektrolyseurs nicht geeignet, da es in unmittelbarer Nähe von Wohngebäuden liegt, siehe Abbildung 2-12.

Abbildung 2-12: Potenzialfläche Ecke Walzwerkstraße – Bogenstraße (Google, 2025)

Potenzialfläche an der Siegbrücke, Birkener Straße, Am Zollhaus

Die Potenzialfläche liegt an der Siegbrücke zwischen den Straßen „Am Zollhaus", „Birkener Straße" und „Morsbacher Straße", siehe Abbildung 2-13. Das Gebiet ist für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht geeignet. Das Grundstück ist jedoch aufgrund seiner Lage direkt an der Kreisstraße ideal für den Bau einer Tankstelle geeignet und sollte geprüft werden.

Abbildung 2-13: Potenzialfläche an der Siegbrücke, Birkener Straße, Am Zollhaus (Google, 2025)

Die Freiflächen in und um die Stadt Wissen sind aufgrund begrenzter Flächenverfügbarkeit, Umweltauflagen, unzureichender Infrastruktur, Sicherheitsanforderungen und wirtschaftlicher Faktoren nicht für die Errichtung eines zusammenhängenden Wasserstoff-Hubs geeignet.

Auch die Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff erfordert umfangreiche Sicherheitsmaßnahmen. In Wohn- und Mischgebieten ist der Betrieb solcher Anlagen aufgrund von Explosionsschutz- und Sicherheitsrichtlinien meist nicht möglich. Zudem könnten potenzielle Emissionen (z. B. Lärm durch Verdichterstationen) zu Einschränkungen führen.

2.3 Nutzungspotenzial und wichtige Stakeholder in Wissen

Die Umsetzung eines Wasserstoff-Hubs erfordert die Zusammenarbeit vieler verschiedener Stakeholder aus unterschiedlichen Sektoren. Die wichtigsten Akteure sind im Folgenden mit ihren Aufgaben und Interessen aufgeführt:

1. Öffentliche Hand / Politik

- Kommunen und Landkreise:
  Raumplanung, Genehmigungen und Unterstützung bei der Infrastruktur.
- Landes- und Bundesbehörden:
  Fördermittel, gesetzliche Rahmenbedingungen und Umweltauflagen.
- EU-Institutionen:
  Förderprogramme und Regulierungsrahmen.

2. Energie- und Wasserstoffwirtschaft

- Wasserstoffproduzenten:
  Elektrolyseure und Betreiber von H_2-Produktionsanlagen.
- Stromversorger:
  Versorgung der Elektrolyse mit idealerweise erneuerbarem Strom.
- Gasinfrastrukturbetreiber:
  Verteilung/Speicherung von Wasserstoff (z. B. Pipelines, Speicher).
- Betreiber von Wärmenetzen:
  Einbindung der Abwärme in Wärmenetze
- Abwasserverbände:
  Abnehmer für Sauerstoff

3. Mobilitätsanbieter

- ÖPNV-Unternehmen:
  Einsatz von H_2-Bussen.
- Logistik- und Speditionsfirmen:
  Nutzung von H_2-LKW.
- Bahnunternehmen:
  Einsatz von H_2-Zügen (bei nicht elektrifizierten Strecken).
- Autovermieter, Carsharing, Flottenbetreiber:
  Integration von H_2-Fahrzeugen.

4. Industrie und Gewerbe

- Großabnehmer:
  Firmen mit Fuhrparks oder Prozesswärmebedarf.
- Technologieanbieter:
  Hersteller von Brennstoffzellen, Tanksystemen und Fahrzeugen.

5. Forschung und Entwicklung

- Hochschulen und Forschungsinstitute:
  Technologietransfer, Machbarkeitsstudien und Umweltbewertungen.
- Innovationsnetzwerke:
  Cluster, die verschiedene Akteure verbinden.

6. Finanzierungspartner

- Banken, Investoren:
  Finanzierung der Infrastruktur und Fahrzeuge.
- Fördermittelgeber:
  z. B. KfW, Projektträger Jülich, etc.

7. Einwohner und Öffentlichkeit

- Akzeptanz:
  Information, Partizipation und transparente Kommunikation sind wichtig, um Widerstand zu vermeiden.

Dies wurde zur Verdeutlichung von Einfluss und Interesse an einem Hub mit einer Priorisierung hinterlegt und in eine Stakeholder-Matrix eingebunden, siehe Abbildung 2-14. Einfluss steht dabei für die Fähigkeit, das Projekt zu fördern oder zu blockieren und Interesse für den Grad des Interesses oder der Betroffenheit am Projekt (1=wenig bis 10=hoch).

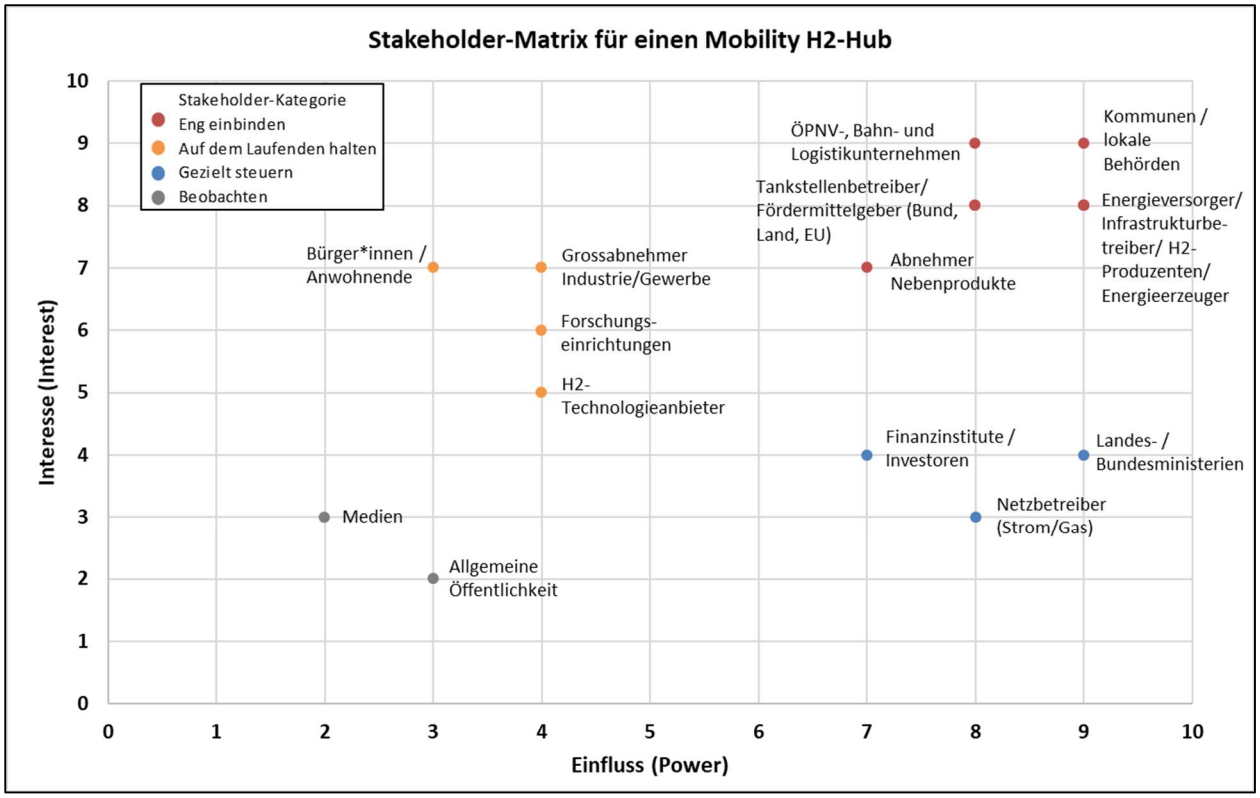

Abbildung 2-14: Stakeholder-Matrix für einen Wasserstoff-Hub in Wissen (TSB)

Die Matrix zeigt die Positionierung der Akteure basierend auf ihrem Einfluss und Interesse, je nach Quadrant ergeben sich unterschiedliche Strategien im Stakeholdermanagement:

- **Eng einzubinden**:
  Stakeholder mit hohem Interesse und hohem Einfluss (Roter Punkt)
- **Auf dem Laufenden halten**:
  Stakeholder mit hohem Interesse und geringem Einfluss (Gelber Punkt)
- **Gezielt Steuern**:
  Stakeholder mit geringem Interesse und hohem Einfluss (Blauer Punkt)
- **Beobachten**:
  Stakeholder mit geringem Interesse und geringem Einfluss (Grauer Punkt)

Am 04.11.2024 fand hierzu ein Workshop mit den eng einzubindenden Stakeholdern in Wissen zu Umsetzungsmöglichkeiten eines Wasserstoff-Hub-Wissen statt. Die beteiligten Stakeholder in und um Wissen wurden dementsprechend lokalisiert und eingeladen: Energieerzeuger, Netzbetreiber, Fuhrparkmanager, Politik und Verwaltung, Stadtwerke, Abwasserverbände, Tankstellenbetreiber und Wirtschaftsförderung. Die Ergebnisse dieser Veranstaltung sind in die Standortuntersuchung und in die EE-Erzeugungsbetrachtung mit eingeflossen.

2.4 Erzeugungs- und Speicherpotenziale

2.4.1 Erzeugungspotenziale

Die Wasserstofferzeugung im Rahmen des geplanten Wasserstoff-Hubs Wissen basiert maßgeblich auf der Nutzung regionaler erneuerbarer Energien über sogenannte „Power-to-X"-Verfahren (PtX), insbesondere der Wasser-Elektrolyse. Dabei wird aus regenerativ erzeugtem Strom, vorwiegend aus Windkraft und in Teilen auch aus Photovoltaik (PV), aufbereitetes (d.h. deionisiertes) Wasser (H_2O) elektrochemisch in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) gespalten. Pro Kilogramm Wasserstoff sind neun Liter Wasser im Prozess notwendig. Der hierbei entstehende Wasserstoff kann gasförmig gespeichert und je nach Anwendung über eine lokale Speicherung und Druckbehandlung bereitgestellt werden (350bar bis 700bar). Zentral für die Erzeugung ist der Einsatz von PEM-Elektrolyseuren (Proton-Exchange-Membrane), die sich durch eine hohe Regelbarkeit auszeichnen und besonders geeignet sind, um fluktuierende Einspeisungen aus Wind- und Solarstrom netzdienlich zu nutzen. Diese Fähigkeit als sogenannte „Flexible Last" macht die PEM-Technologie zu einem wichtigen Baustein im Rahmen der Energiewende, da sie Überschussstrom aus erneuerbaren Energien speicherfähig macht und neben einer effizienten Nutzung von erneuerbaren Ressourcen somit zur Netzstabilität beiträgt. Die PEM-Elektrolyse als Technologie bietet daher im Rahmen der Energiewende und der Versorgung dezentraler, ländlicher Regionen wie dem Landkreis Altenkirchen entscheidende Vorteile, insbesondere im Hinblick auf ihre hohe Dynamik, Regelbarkeit und Flexibilität im Strommarkt. Die PEM-Elektrolyse bietet als Technologie daher zentrale Vorteile im Rahmen der Energiewende und der Versorgung dezentraler, ländlicher Regionen wie den Kreis Altenkirchen, insbesondere hinsichtlich ihrer hohen Dynamik, Regelbarkeit und Flexibilität im Strommarkt. Durch ihre Fähigkeit, binnen Sekunden auf Laständerungen zu reagieren, ist sie hervorragend geeignet, volatile Einspeisungen aus erneuerbaren Energien aufzunehmen, Netzverknüpfungspunkte zu entlasten und gezielt zur Systemstabilisierung beizutragen.

Insbesondere in der Kette „PV-Strom - Batterie - Wasserstoff" sollte Wasserstoff aufgrund von Umwandlungsverlusten als letzte Effizienzstufe im Verlauf der Erzeugung eingesetzt werden - also dann, wenn eine direkte Stromnutzung nicht möglich ist und der Batteriespeicher erschöpft ist.[1] Damit dient die Wasserstofferzeugung als Langzeitspeicher und als sektorübergreifende Brücke (Sektorkopplung), z. B. zur Nutzung in Mobilität, Industrie oder Fernwärme.

Die Wirtschaftlichkeit und Klimawirkung der PEM-Elektrolyse hängen dabei wesentlich von der Art des Strombezugs ab:

- Lokal-direkter Bezug (Behind-the-Meter)
- PPA (Power Purchase Agreement von Dritten)
- Netzbezug (mit Herkunftsnachweisen, Bundesnetzagentur)

[1] Aufgrund physikalischer Umwandlungsverluste liegt der Wirkungsgrad der Elektrolyse je nach Technologie und Betriebsweise zwischen 55 % und 70 %. In Kombination mit der späteren Rückverstromung (z. B. über Brennstoffzellen oder Verbrennung) sinkt der Gesamtwirkungsgrad auf unter 30 %. Daher gilt Wasserstoff als letzte Effizienzstufe im Stromverwertungspfad – sinnvoll v. a. dann, wenn direkte Stromnutzung oder Batteriespeicherung nicht mehr möglich oder wirtschaftlich sind.

Abbildung 2-15: Strombezugsvektoren (Hyfuels)

Im Kontext der Änderung des Gesetzes zum Energiewirtschaftsgesetz („Stromspitzengesetz") aus 02/2025 kommt der Direktvermarktung und lokalem Bezug in Zukunft eine größere Rolle zu, da das Gesetz bei negativen Strompreisen keine Einspeisevergütung mehr vorsieht (Bundesregierung, 2025). Hier kann die PEM-Elektrolyse gezielt eingesetzt werden, um überschüssigen „Grünstrom" wirtschaftlich zu nutzen – z. B. bei drohender Abregelung von Wind- oder PV-Anlagen. Damit erhält die PEM-Elektrolyse eine ordnungspolitische Rolle auf „Systemebene" als Schlüsseltechnologie für die Wasserstofferzeugung im Sinne der europäischen Regelung der RFNBO, aber auch als zentrale Flexibilitätskomponente für das nationale und dezentrale Energiesystem der Zukunft. Diese ermöglicht es, Strom aus erneuerbaren Quellen auch dann wirtschaftlich zu verwerten, wenn eine Einspeisung ins Netz nicht mehr sinnvoll oder möglich ist. Dies schafft zusätzliche Anreize für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur - insbesondere in ländlichen, industriell geprägten Gebieten wie dem Kreis Altenkirchen. Entscheidend für die erfolgreiche Integration ist die regional optimierte Kombination von Erzeugungspotenzialen, Strommarktmechanismen und geeigneten Bezugsmodellen.

Ein wesentlicher Erzeugungs- und Produktionsvorteil der PEM-Technologie ist die hohe Reinheit des erzeugten Wasserstoffs von typischerweise bis zu 99,99 % (Qualitätsklasse 5.0), die ihn direkt für Brennstoffzellen geeignet macht und für Anwendungen in der Mobilität (gemäß 3.7 Fuel Cell Protokoll) und in sensiblen industriellen Prozessen. Für einen alternativen zukünftigen Bezug aus dem Wasserstoffkernnetz (z.B. Ausspeisepunkt Wirges) für Mobilitätsanwendungen ist hier zu bedenken, dass eine aufwendige Reinigung des Gases notwendig ist (sogenannte Gaswäsche) und für Mobilitätsanwendungen weder die Regulatorik, Entnahmeverordnungen (Bundesnetzagentur) noch Zertifizierungen (Qualifikation des Wasserstoffs, Prüfung und Inverkehrbringen) vorliegen. Derzeit kann die Entnahme aus dem Wasserstoffkernnetz als „derivative Erzeugung" nicht als planbar festgestellt werden.

Für die Region Altenkirchen ergibt sich ein relevantes grünes Erzeugungspotenzial aus Wind und PV gemäß der Vorgänger-Studie zu den Wasserstoffpotenzialen (TSB), insbesondere aus bestehenden und geplanten Windkraftanlagen sowie geplanten PV-Freiflächenanlagen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in der Region bereits kommunale Energiegenossenschaften und lokale

Projektierer aktiv sind (u.a. Mäxwell, Westerwald/Sieg-Energie GmbH & Co. KG, EAM, Mann Naturenergie GmbH & Co. KG, Bellersheim) bzw. sich in Gründung befinden, die sich im Rahmen des fortschreitenden Zubaus erneuerbarer Energien auch verstärkt für dezentrale Erzeugungskonzepte interessieren. Das Erzeugungspotenzial leitet sich damit neben den technischen Möglichkeiten auch aus der steigenden Marktdynamik ab.

2.4.2 Speicherpotenziale

Die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs erfolgt für Mobilitätsanwendungen i. d. R. mit 350 bar in Stahldrucktanks, mit einer empfohlenen Maximalmenge von 3 t pro Standort, um eine Genehmigungsfreiheit nach 4. BImSchV zu gewährleisten. Dies ermöglicht die modulare und schrittweise Skalierung von Wasserstoff-Hubs, insbesondere in Verbindung mit einer dezentralen Distributionsstrategie und Trailerkonzepten.

Die Speicherpotenziale am zu untersuchenden H_2-Hub-Standort Wissen beziehen sich ausschließlich auf die dezentrale Speicherung von Wasserstoff in gasförmiger Form. Dabei kommen je nach Anwendung und Sicherheitsanforderung unterschiedliche Druckniveaus zum Einsatz:

- Niederdruckspeicherung (ca. 200 bar) – für kaskadische Drucksteigerung
- Mitteldruckspeicherung (350 bar) – insbesondere für mobile Anwendungen, LKW und Busse
- Hochdruckspeicherung (500 – 700 bar) – geeignet für Brennstoffzellen-PKW Fahrzeuge und Trailerbetankung (MGEC)

Für alle genannten Druckstufen stehen markterprobte Tanksysteme zur Verfügung.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, alternative Speichersysteme auf Basis von Metallhydriden einzusetzen. Diese Festkörperspeicher speichern Wasserstoff in chemischen Bindungen in metallischen Strukturen. Sie gelten als besonders sicher und nicht explosiv und eignen sich dort, wo aus technischen oder sicherheitstechnischen Gründen keine Hochdrucktanks eingesetzt werden können, beispielsweise in sensiblen Bereichen kritischer Infrastruktur.

Keine Potenziale bestehen derzeit im Bereich Tiefenspeicherung (z. B. Kavernen) im Raum Wissen und Kreis Altenkirchen. Ebenso gibt es derzeit keine Wasserstoff-Pipeline-Infrastruktur, was bedeutet, dass pipelinebasierte Speicherkapazitäten - aufgrund der Druckmodulation in Transportpipelines - nicht als Speicherpotenzial zur Verfügung stehen.

Insgesamt bietet der Standort Voraussetzungen für modulare und kombinierbare Speicherlösungen, vor allem für mobile Anwendungen im Rahmen eines Hybrid-Hubs. Für den Kreis Altenkirchen bietet sich ein marktfähiges Ausgangsniveau an Erzeugungs- und Speicherpotenzialen, die für den Aufbau eines (hybriden) Wasserstoff-Hubs rund um den Standort Wissen gezielt erschlossen und regional vernetzt werden können.

2.5 Notwendige Tankinfrastruktur

Die notwendige Tankinfrastruktur für Wasserstoff-Mobilitätsanwendungen im Raum Wissen leitet sich aus den technischen Anforderungen der jeweiligen zulässigen Tankprotokolle, Fahrzeugtypen sowie den spezifischen Nutzungsprofilen der Zielgruppen, hier besonders die Logistik, ÖPNV und kommunale Flotten ab (Clean Energy Partnerchip e.V., 2025).

Grundsätzlich lassen sich drei Tanktechnologien unterscheiden:

- **Gasförmige 350-bar-Druckbetankung**:

  Eingesetzt bei LKWs, Bussen und schweren Nutzfahrzeugen. Diese Technologie gilt als marktetabliert und stellt für den Raum Wissen – insbesondere im Hinblick auf den potenzielle LKW-Sattelauflieger sowie den Schienenersatzverkehr durch DB Regio – ein Betankungs- und Versorgungsszenario dar. Eine gasförmige 350-bar-Druckbetankung kommt für den Westerwald-Bus derzeit nicht infrage, da die Flotte elektrifiziert wird.

- **Gasförmige 700-bar-Druckbetankung**:

  Vor allem für PKWs und leichte Nutzfahrzeuge im Verteilerverkehr relevant. Auch Anwendungen in der Intralogistik (z. B. Niederflurfahrzeuge) setzen zunehmend auf 700-bar-Systeme.

- **Flüssigwasserstoffbetankung (LH_2)**:

  Diese Technologie befindet sich derzeit noch im Pilotstadium, z. B. von Daimler Trucks. Aufgrund der Komplexität und fehlenden Standardisierung wird sie derzeit nicht prioritär für den Standort Wissen betrachtet.

Für den Aufbau der Tankinfrastruktur gibt es grundsätzlich drei Betriebsformen in Bezug auf die infrastrukturellen Ausprägungen:

- autarke H_2-Tankstellen
- Einbindung in bestehende konventionelle Tankstellen
- Nicht-öffentliche Betriebstankstellen, z. B. auf Betriebshöfen von Logistikern oder Verkehrsbetrieben

Im Untersuchungsgebiet eignen sich insbesondere zwei Modelle:

- Öffentliche 350 bar Tankstelle zur Versorgung von ÖPNV und Logistikflotten
- Betriebliche Betankungsinfrastruktur auf Betriebshöfen für planbare unmittelbar aufeinanderfolgende Flottenbetankung, z. B. der DB Regio

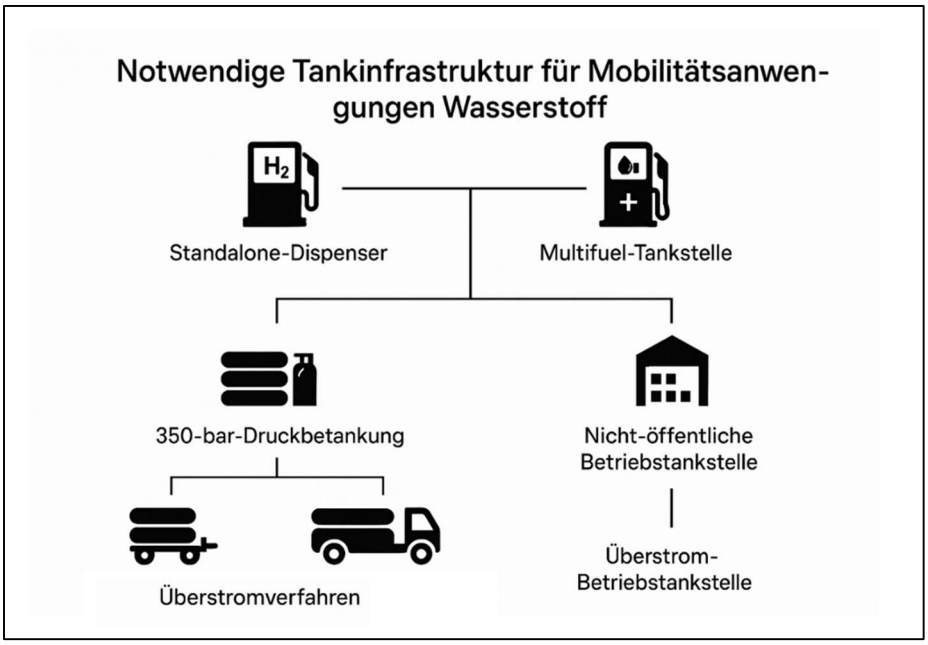

Abbildung 2-16: Betriebsmodell H_2 Tankstelle (Hyfuels)

Für den Betrieb stationärer H_2-Tankstellen sind technische, regulatorische und genehmigungsrechtliche Anforderungen zu beachten (NOW GmbH, 2022):

- Druckstufentechnologie mit Verdichtern, Hochdruckspeichern und Zapfsäulen
- Betriebsstromanschluss, i. d. R. mit signifikanter Leistung zur Versorgung der Verdichter
- Schallschutzmaßnahmen, insbesondere bei Verdichtern mit hohem Geräuschpegel
- Genehmigungspflichten nach BImSchG, insbesondere bei höheren Speichermengen oder gewerblicher Nutzung
- Beim Flächenbedarf für stationäre Anlagen ist mit einem Mindestmaß von 1.000 m² zu rechnen (inkl. Schleppkurven-Auslegung, Trailerstandort und Betankung)
- Eignung des Standorts

Ergänzend zu stationären Anlagen können auch mobile Wasserstofftankstellen mit Traileranlieferung zum Einsatz kommen. Hierbei erfolgt die Betankung über ein sogenanntes Überstromverfahren, ohne stationäre Verdichtung vor Ort. Diese Lösung eignet sich für kleinere Flotten oder temporäre Betriebsphasen, ist jedoch nicht für kontinuierliche unmittelbar aufeinanderfolgende Betankung im Regelbetrieb geeignet.

Die derzeitige H_2-Tankstellenlandschaft (siehe www.h2.live) zeigt einen Ausbau der 350 bar Tankstellen als „Multi-Hubs" für LKW und Busse (z.B. Düsseldorf und Heidelberg). Während selbstständige 700 bar Standorte im Zuge einer Entkonsolidierung des Betreibers H_2 Mobility GmbH & Co.KG geschlossen werden (H2 Mobility, 2025).

Die einzige regionale H_2 Tankstelle in Siegen wurde am 31.03.2025 vom Netz genommen, da dieser Standort nicht für den Ausbau auf 350 bar Logistik Betrieb möglich ist.

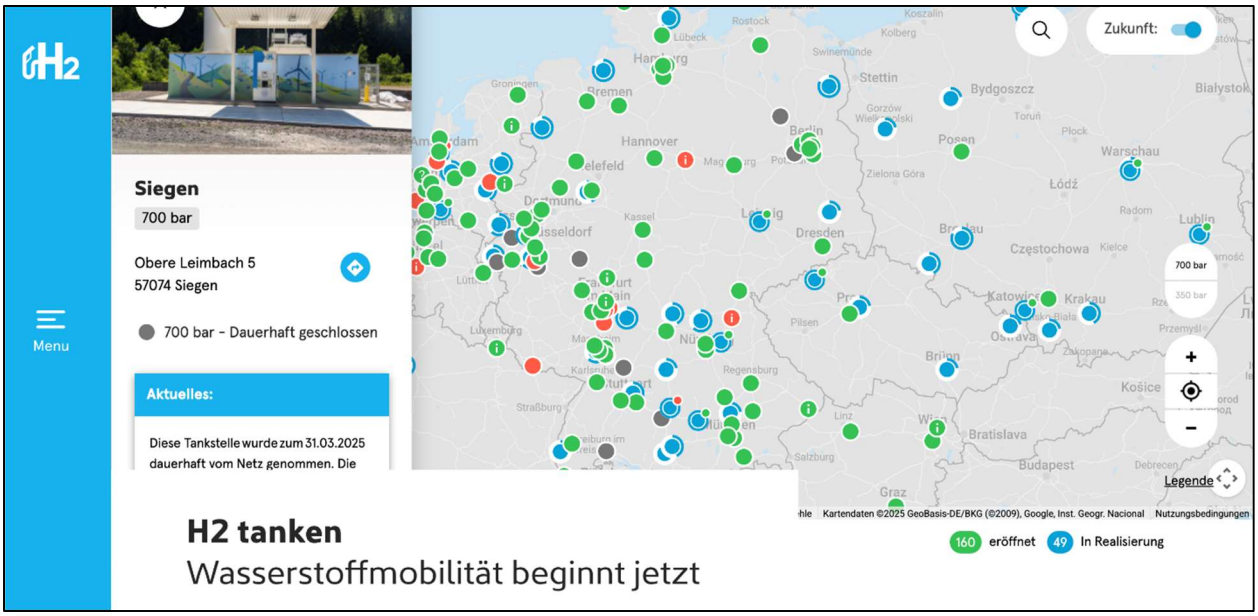

Abbildung 2-17: Tankstelle Siegen aus H2 Mobility (H2 Mobility, 2025)

3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

3.1 Energiewirtschaftliche Optimierungsoptionen

Die energiewirtschaftlichen Optimimierung kann systemisch auf vier Ebenen betrachtet werden:

1. Optimierung des Produktionsstandorts mit max. Nähe zur EE-Anlage (Wind/PV)
2. Effiziente Nutzung bei der Stromgestehung (PPA und Strombezug, Smart Metering)
3. Effiziente Nutzung von Koppelprodukten (Wärme und Sauerstoff)
4. Regulatorische Nutzung als Flexibilität (Elektrolyseur erbringt Netzdienstleistungen)

Der Betrieb von Elektrolyseuren verursacht technologisch und physikalisch begründete Effizienzverluste, die durch eine Optimierung des Standortes und des Abnahmemodells (Abnehmer, Nutzer und Interessenvertreter) beeinflusst ist. Es ist hierbei wichtig, die Funktion des Elektrolyseurs im Energiesystem der Region eindeutig zu bestimmen und „Inselprojekte" möglichst zu unterlassen. Mit Blick auf die öffentliche und finanzielle Förderung von Elektrolyse-Projekten wird die systemdienliche Betrachtung zunehmend relevant und als Entscheidungskriterium wichtig. Deshalb sollte bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dieses im Blickwinkel sein, um ein „Henne-Ei-Problem" (Infrastrukturbereitstellung vs. Abnehmer) als ökonomisches Dilemma aufzulösen.

Dem *Produktionsstandort* kommt dabei eine wesentliche Rolle zu, da durch die Einsparung von Netzentgelten und sonstigen Nebenkosten der Netznutzung bei einer Direktanbindung von EE-Anlage und Elektrolyseur ein wesentlicher Optimierungsfaktor vorliegt. Die genehmigungsrechtliche Optimierung (Außenbereichsfähig als technische Nebenanlage seit 12/2024, siehe Kapitel 5) ist hierzu von Interesse. Jedoch muss auf genug Platz bei Wasseranschluss und Trailerlogistik mit z.B. 20-Fuss-Container-Wechselbrücke geachtet werden.

Die *Stromgestehung bei Netzbezug* ist zu optimieren, wenn langristige PPA-Verträge mit gleichzeitigen steuerbarem Smart-Metering kombiniert und verbunden sind. Hierzu hat der Gesetzgeber im Zuge des Energiewirtschaftsgesetzes Möglichkeiten geschaffen, wie den sogenannten Einsatz als Flexibilität zur Netzentlastung. Welche in Zukunft mehr zum Einsatz kommen und den Betrieb von Elektrolyseuren wirtschaftlich optimieren werden.

Der *Wirkungsgrad der Elektrolyse* als Effizienzkriterium und Optimierungsoption wird üblicherweise auf Basis des unteren Heizwerts berechnet. Dieser berücksichtigt nicht die im Wasserdampf enthaltene Kondensationswärme und gibt somit realitätsnäher wieder, wie viel nutzbare Energie der Wasserstoff im praktischen Einsatz bereitstellt. Der Heizwert von Wasserstoff liegt bei ca. 33,3 kWh/kg. Die thermischen Verluste entstehen bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff in Form von *Abwärme* – insbesondere durch elektrische Widerstände, Prozesseffizienz der Elektrolysezelle und Hilfsaggregate (z. B. Kühlung, Stromversorgung). Je nach Elektrolyseverfahren (z. B. PEM, AEL oder SOEC) liegt der elektrische Wirkungsgrad typischerweise zwischen 55 % und 70 % bezogen auf den Heizwert. In der anschließenden Nutzung – etwa durch Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren – entstehen weitere Verluste. So liegt der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle im realen Betrieb bei ca. 40–60 %, bei Verbrennungsmotoren teils darunter. Daraus ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad (von Strom zu Wasserstoff zurück zu Strom) von unter 30 %, was die Einordnung von Wasserstoff als letzte

Effizienzstufe im Stromverwertungspfad technisch begründet. Deshalb sollte Wasserstoff vorrangig in jenen Anwendungsfällen eingesetzt werden, in denen eine direkte Stromnutzung nicht möglich (z. B. Mobilität, Langzeitspeicherung, Hochtemperaturprozesse) oder Batteriespeicher technisch oder wirtschaftlich nicht realisierbar sind. Abwärme bietet hier ein Optimierungspotenzial ebenso wie Sauerstoff.

Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird derzeit von mehreren Bahnunternehmen auf H_2-Anwendungen gegenüber Batterie-Hybrid oder Batteriezügen verzichtet. Unter anderem wurde ein Projekt in Düren abgesagt (11/2024) und in Österreich die Zillertalbahn als H_2-Variante (2025). Zu einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf der Strecke Betzdorf-Herdorf bzw. Wissen-Altenkirchen wird empfohlen, hier eine detaillierte Untersuchung der Einsatzmöglichkeit von H_2-Zügen anzustreben. Im Fall einer positiven Bewertung wäre hier eine signifikante Nachfrage zur Auslastung von einer H_2-Elektrolyse gegeben.

3.2 Geschäftsmodelle und Investitionsaufwand

3.2.1 „Hybrider Wasserstoff-Hub"

Das **Geschäftsmodell** des „Hybriden Wasserstoff-Hubs" erfordert *Investitionsaufwand* (CAPEX) und *laufende Betriebskosten* (OPEX) entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Erzeugung (Elektrolyseur), Speicherung (Tanks & Trailer) und Distribution (Tankstelle). Ebenso sind zur Errichtung des Standortes Planungs- und Entwicklungsleistungen, Kosten für Genehmigungen, Netzanschluss und Elektrotechnik (Trafos, Gleichrichter), Anschluss an Wasserversorgung, Grundstückskosten, Standortkosten und sonstige betriebsnotwendige Kosten der Anlage zu berücksichtigen. Der Hybride Hub trennt die Wasserstoffproduktion von einer flexiblen Abnahmestation wie einer Wasserstofftankstelle, welche trailerbasiert oder stationär sein kann.

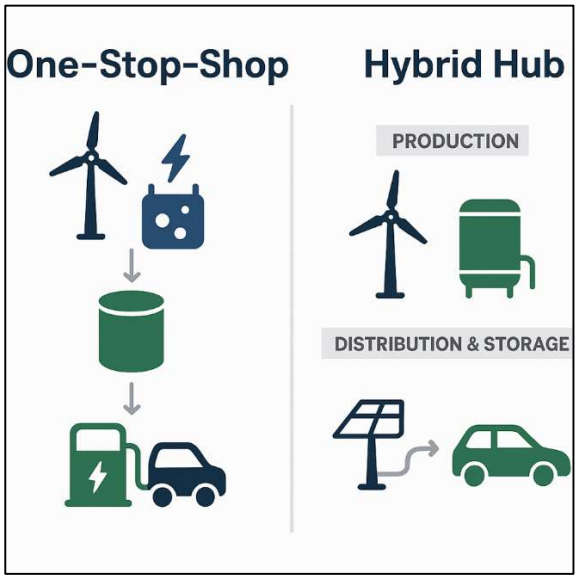

Abbildung 3-1: Geschäftsmodell - Varianten (Hyfuels)

Die wirtschaftliche Auslegung von Elektrolyseuren für dezentrale Anwendungen im Bereich PEM ist nach aktueller Industrieerfahrung nicht unter 2,5 MW_{el} Leistung des Elektrolyseurs zu

empfehlen, da die Fixkosten und Overheads der Anlagenplanung und Bau (EPC) unabhängig von der Produktionsleistung sind und einen wirtschaftlichen Betrieb im Bereich 4.000 bis 5.500 Vollaststunden (50 - 75 %) nicht ermöglichen[2] (Stenzel, Brands, Dennewitz, & Baumgart, 2023). Ein wirtschaftlicher Betrieb mit Anforderungen an Kapitalmarkt-Rendite und ROI ist bei min. 4-5 MW_{el} zu sehen. Es ist jedoch in der Regel standortabhängig, um eine exakte Berechnung vorzunehmen. Eine Betriebshof-Lösung (ausschließlich nicht-öffentlich zur Betankung einer eigenen H_2-Flotte) ist grundsätzlich möglich, die Gesamtbetriebskostenbetrachtung hängt vom Nutzer und der Flottengröße bzw. Einsatzszenario ab.

Daher hat der Gesetzgeber im Zuge der 4. BImSchV auch erstmals die Grenze von *5 MW_{el}* als Leistungsgrenze für Elektrolyseure definiert, bis dahin ist eine Genehmigung nun nicht mehr innerhalb des BImSchG zu vollziehen (siehe Kapitel 5). Sollte es die Gegebenheit zulassen, ist eine min. Auslegung des Elektrolyseurs auf 5 MW anzustreben. Durch containerisierten Bauraum ist es möglich, die Anlagen auch modular zu errichten, wodurch vom Geschäftsmodel ein entsprechender Hochlauf und die Installation im Bereich von EE-Anlagen wie Wind oder PV-Freiflächen möglich ist.

Das Geschäftsmodell umfasst eine integrierte Wertschöpfung aus lokaler Erzeugung, der lokalen Distribution und der dezentralen, ggf. mobilen Tankstelle:

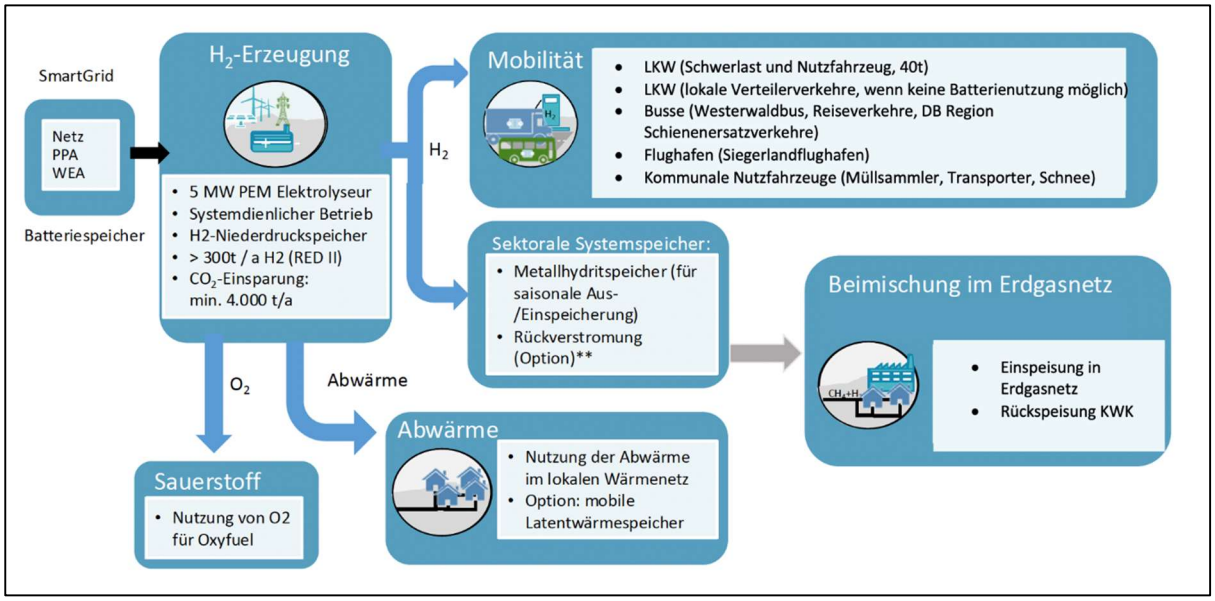

Abbildung 3-2: Geschäftsmodell „Hybrider Wasserstoff-Hub" (Hyfuels)

[2] Die Berechnung basiert auf Vollkostenbasis ohne öffentliche Förderung.

Zur Empfehlung einer Muster-Investition mit dem Geschäftsmodell eines „Hybriden Wasserstoff-Hubs" folgt eine Richtwertkalkulation entsprechend der optimalen Auslegung innerhalb der 4. BImSchV:

- 5 MW_{el} als technische Nebenanlage WEA/PV im Außenbereich
- 350 bar mobile Trailerbetankung inkl. Wechseltrailer als Miete

Standort und Auslegung der Produktion des „Hybriden Wasserstoff-Hubs"

Der Produktionsstandort des Elektrolyseurs als technische Nebenanlage eines geeigneten Windparks mit Freiflächensolaranlage sollte max. 30 km bis 50 km um den Standort Wissen gelegen sein. Damit werden die trailerbasierten Logistikkosten minimiert.

Für einen zu erreichenden Volllastbetrieb von 6.400 h (80%) ist eine kombinierte PV-Leistung von 10 MW_{el} und Windkraft von 11 MW_{el} mit zwei WEA erforderlich.

Der eingesetzte PEM-Elektrolyseur weist in dem Kalkulationsmodell eine elektrische Leistung von 5 MW auf und arbeitet mit einem Systemwirkungsgrad von rund 65 %, bezogen auf den Heizwert HHV ohne Nutzung der Abwärme. Der effektive Energieaufwand zur Erzeugung von einem Kilogramm Wasserstoff liegt bei ca. 60,6 kWh, inklusive thermodynamischer Verluste. Die dabei entstehende Abwärme beträgt etwa 21,22 kWh/kg Wasserstoff.

Die wirtschaftliche Auslegung für den Betrieb des 5 MW Elektrolyseurs in dem Geschäftsmodell mit Direktkopplung und ohne Abwärmenutzung ergibt folgendes Mengengerüst[3] (Stenzel, Brands, Dennewitz, & Baumgart, 2023):

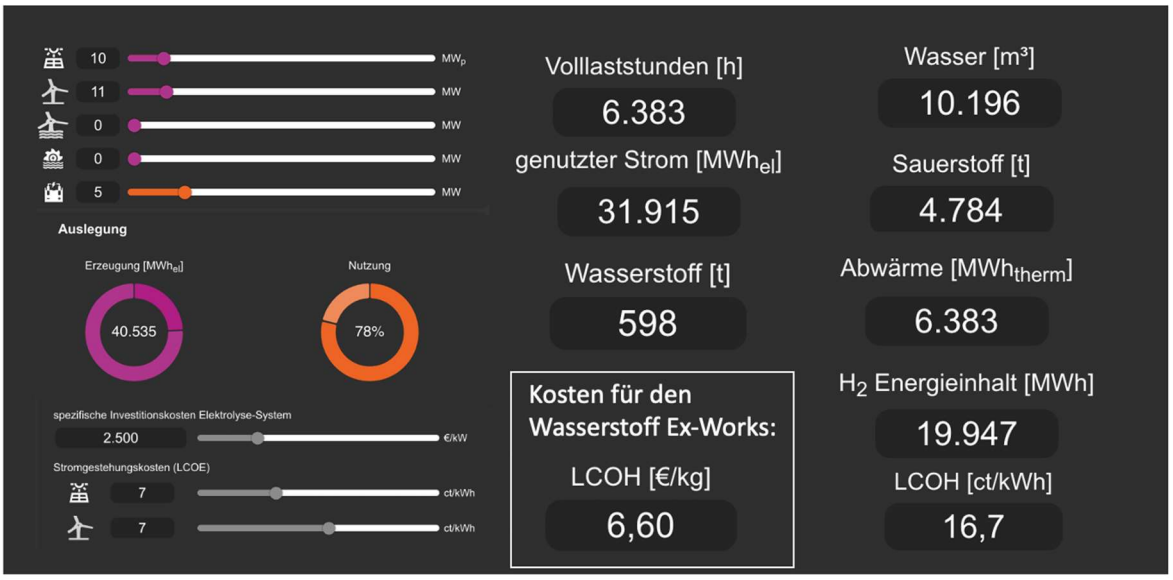

Abbildung 3-3: Berechnung der Produktion 5 MW Elektrolyse (Stenzel, Brands, Dennewitz, & Baumgart, 2023)

[3] Gesamtbetriebskosten für Elektrolysesystem:12,5 Mio. Euro; Berechnung im Berechnungstool TH Köln

Bei Volllast produziert das System durchschnittlich bis zu 94 kg Wasserstoff pro Stunde, wobei im Verhältnis etwa 8 kg Sauerstoff je Kilogramm Wasserstoff als Nebenprodukt entstehen. Jährlich sind dies bis zu 4.700 t hochreiner Sauerstoff. Daraus ergibt sich eine tägliche Produktionskapazität von bis zu 1,5 t Wasserstoff, unter Beachtung von 80 % Auslastung. In Abhängigkeit der jährlichen Betriebsdauer können damit etwa 450 - 600 t Wasserstoff pro Jahr bei einer Betriebszeit von 5.500 bis 6.400 Stunden erzeugt werden. Im Zielszenario bis 6.400 Betriebsstunden steigt die Jahresproduktion auf bis zu 600 t. Bei 8.000 Vollbetriebsstunden kann sogar die maximale Produktionsleistung von über 650 t erreicht werden. Dies ist derzeit aber keine realistische Annahme.

Die CO_2-Ersparnis im Vergleich zur konventionellen Dampfreformierung von Methan beträgt etwa 10 t CO_2 pro erzeugter Tonne Wasserstoff. Damit trägt die Anlage bei einem Produktionsziel von 500 t H_2 pro Jahr zu einer jährlichen CO_2-Minderung nach dem Green-Zertifikat nach TÜV SÜD von bis zu 5.000 t bei (TÜV SÜD, 2025).

Die anfallende Abwärme entspricht einer Energiemenge von bis zu 6.383 MWh pro Jahr. Der Wasserverbrauch des Elektrolyseprozesses liegt bei etwa 9 l/kg Wasserstoff, was bei einem Wasserpreis von 2 Euro/m³ zu einem überschaubaren Betriebskostenanteil führt. Im Außenbereich kann die Verfügbarkeit ein Erschließungsproblem je nach Standort darstellen, weshalb hier auf der Infrastrukturseite für Leitungen, Verdichter und Pumpen Kosten anfalllen können.

Abnahme ab Produktionsstandort

Ein industriell verfügbarer 380 bar Trailer hat eine Aufnahmekapazität zur Abfüllung von ca. 680 kg. Hierzu ist die Tagesproduktion ausreichend. Ein Trailerwechsel kann damit täglich z.B. über ein Wechselbrücke-Modell erfolgen. Es ist zu empfehlen, zur Aufnahme von Produktionsspitzen einen 200 bar Tube-Speicher vor Ort als Zwischenspeicher (500 kg bis 1.500 kg) vorzusehen, um als Niederdruck-Reserve eine lokale Produktionsaufnahme sicherzustellen. Hierzu erfolgt eine Druckkompression von 30 - 35 bar auf 200 bar im Zwischenspeicher. Für die Befüllung in den Trailer auf 380 – 425 bar wird ebenfalls eine Kompressorstation eingesetzt.

Die Produktionstabelle für einen 5 MW Elektrolyseur nach Auslastung und Produktion ist in Tabelle **3-1** einmal dargestellt.

Tabelle 3-1: Berechnung nach Auslastung 5 MW (Hyfuels)

Auslastung	Betriebs-stunden	Energie-bedarf in kWH (Jahr)	Produkt H2 / Jahr in kg	Produkt H2 / Tag	Produkt O2 / Tag in kg (Nutzung für Aquakultur oder Industrie, Faktor 0,4)	CO2 Ersparnis/ Jahr	Abwärme / Jahr (Niedertemperatur-Wärmenetz, <60C mit konservativ 40%)
50% (Base)	4.000	20.000.000	329.949 kg H_2	989,88 kg	2.639.594 kg Faktor 0,4: 1.055.837	3.299 Tonnen	7.000.000 kWh Faktor 0,4: 2.801 MWh
80% (Opti)	6.400	32.000.000	527.919 kg H_2	1.583,80 kg	4.223.350 kg Faktor 0,4: 1.689.340	5.279 Tonnen	11.200.000 kWh Faktor 0,4: 4.480 MWh
100% (Theo)	8.000	40.000.000	695.898 kg H_2	1.979,76 kg	5.279.188 kg Faktor 0,4: 2.111.675	6.958 Tonnen	14.750.000 kWh Faktor 0,4: 5.900 MWh

Der Elektrolyseur kann grundsätzlich auch kleiner gewählt werden, hierzu ist jedoch eine spezfische Analyse erforderlich, die vom konkreten Projektstandort abhängig ist und die Sensitivität auf die Standortbedingungen erfordert. Grundsätzlich kann ein Elektrolyseur auch ab

1 MW geplant und eingesetzt werden, allerdings zeigt die Erfahrung, dass im unteren Lastbereich auch Batteriespeicher mittlerweile eingesetzt werden können und preislich für eine Kurzzeitspeicherung wirtschaftlich und energieeffizient sinnvoll sind.

Eine wirtschaftliche Integration von Wasserstoff im Bereich 1 bis 2,5 MW Leistung ist daher nicht zu empfehlen, es sei denn, es sprechen betriebliche Gründe wie z.B. Inselllage und kein Netzanschluss, Betriebshofproduktion für ÖPNV oder LKWs dafür. Somit sollte Wasserstoff stets im industriellen Bereich projektiert und die Elektrolyse auf eine höhere Auslastung gebracht werden. Hinsichtlich des Zugangs zu Finanzierungsmitteln, Förderungen und Kapitalbeteiligungen sind die Renditeerwartungen und Risikomanagementaspekte nur in einem Bereich ab 2,5 MW bis 5 MW sinnvoll. Das Vorliegen von stabilen Vereinbarungen mit Abnehmern ist dabei stets ein zentraler Entscheidungsparamenter zur Auslegungsplanung der Anlage. In dem vorliegenden Untersuchungsraum und Projekt liegen bisher keine Abnahmeerklärungen oder LoI's vor.

Tabelle 3-2: Übersicht Vergleich der Auslegungen (Hyfuels)

Parameter	0,55 MW Alkaline	2,5 MW PEM	5 MW PEM
Elektrische Leistung	0,55 MW	2,5 MW	5 MW
Wirkungsgrad (elektrisch)[4]	65 – 70 %	60 – 65 %	60 – 65 %
Effektiver Energiebedarf	50 kWh/kg H_2	60,6 kWh/kg H_2	60,6 kWh/kg H_2
Abwärme		21,22 kWh/kg H_2	21,22 kWh/kg H_2
H_2-Produktion pro Stunde	9 kg/h	Ca. 40 - 43 kg/h	Ca. 82 - 94 kg/h
H_2-Produktion pro Tag	Bis zu 216 kg	Bis zu 750 kg	Bis zu 1,5 t
H_2-Produktion pro Jahr (6.400 Betriebstunden)	Bis zu 50 t	Bis zu 300 t	Bis zu 600 t
Sauerstoffproduktion pro Jahr	Bis zu 457 t	Bis zu 2.000 t	Bis zu 4.500 t
CO_2-Ersparnis pro Jahr	Bis zu 576 t CO_2	Bis zu 3.000 t CO_2	Bis zu 6.000 t CO_2
Abwärme pro Jahr[5]	Bis zu 963 MWh_{th}	Bis zu 3.500 MWh_{th}	Bis zu 6.300 MWh_{th}
Haushaltswärmeversorgung	30 - 50 Haushalte	140 - 290 Haushalte	280 - 590 Haushalte
Wasserverbrauch 9 l-15 l/kWh	Ca. 1.000 m^3	Ca. 5.000 m^3	Ca. 10.000 m^3
Wasserstoffnutzung	Mobility (Betriebshof)	Mobilität, Industrie	Mobilität, Industrie

[4] In der Berechnung wurde ein heizwertbezogener Wirkungsgradmittelwert angesetzt mit 62,50 % (elektrisch) und 20 % (thermisch).

[5] Abwärme Berechnung: Bsp. Alkali (4,5 kWh/Nm^3 H_2 – 2,995 kWh/Nm^3 LHV H_2 (Heizwert) = 1,505 kWh/Nm^3. Kontinuierliche Stack-Abwärme: 1,505 kWh/Nm^3 x 100 Nm^3/h = 150,50 kW (Leistung). Bei 6.400 Vollaststunden: 150,50 kW x 6.400 h = 963,3 MWh/Jahr

Investitionsaufwand des Geschäftsmodell des „Hybriden Wasserstoff-Hubs"

a) Variante: 5 MW PEM Elektrolyse (Wasserstoff-Hub Variante 1 - Dynamische Netzkopplung)

Der Investitionsaufwand bei einer Errichtung auf freier Fläche beträgt bei einem 5 MW System mit 2.500 Euro/kW 12,50 Mio. Euro und gliedert sich auf Seiten des Elektrolyseurs in folgende Kernpositionen:

Tabelle 3-3: Kernpositionen Investitionsaufwand Variante a) (Hyfuels)

Position	Kostenansatz	Anmerkungen
Elektrolyse 5 MW PEM	8.250.000 Euro	Inkl. aller technischen Komponenten, Containerisiert, Gleichrichter; Produktion ca. 1000 Nm^3 H_2/h 90 kg H_2/h; Reinheit: > 99,999 % (5.0)
Netzanschluss und Antrag	150.000 Euro	Gemäß TAB, Direktkopplung, WEA/PV, Netzverknüpfungspunkt vorhanden
Elektrik	250.000 Euro	Leistungen für Anschluss, Installation und Inbetriebnahme
Abfüllung, Verdichter und Nebenanlagen	1.500.000 Euro	Inkl. aller technischen Komponenten, bauseitige Erschließung vorhanden (500 - 1000 bar)
Speicher Stationär (3 t ND, MD, HD)	1.750.000 Euro	Containerisiert, Bauseitige Erschließung und Stellfläche vorhanden
Projektentwicklung und Planung, Genehmigung und Bauleitung	250.000 Euro	Leistungen der Planung, Beschaffung und den Bau in Bezug auf die Projektumsetzung
Bautätigkeiten	250.000 Euro	Nach BetrSichV, ggf. baurechtliche Anforderungen, bauseitig zu klären
Sonstige	100.000 Euro	Nebenkosten, Sonstiges
Grundstück	-	Bauseitig gestellt
Gesamt	**12.500.000 Euro**	
Betankungsanlage (mobil)	350.000 Euro	350 bar Mobile Betankungsanlage mit Überströmung für kleine Flotten; bei Back-to-Back-Betankung ggfls. eine stationäre Lösung notwendig (je nach Dispenser und Auslastung) 750.000 Euro bis 1,5 Mio. Euro („H_2 Logistik Hub")[6]
Installations, Planungs- und Inbetriebnahmekosten	150.000 Euro	Für Stand-Alone-Betrieb auf Betriebshof oder Multifuel-Hub
Gesamt, ca.	**13.000.000 Euro**	**(ohne Förderung)**

[6] Eine stationäre H_2-Tankstelle ist zwingend unter Anwendung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) zu planen, bauen und zu betreiben. Eine mobile Betankung kann ebenfalls genehmigungsrechtliche Anforderungen nach sich ziehen, dieses ist im Einzelfall je nach Standort zu betrachten. (siehe Kapitel 5)

Die Wasserstoffelektrolyse-Anlage ermöglicht die Produktion, Abfüllung und Bereitstellung hochreinen Wasserstoffs nach DIN und aktuellen Betankungsprotokollen.

b) Variante: 0,55 MW ALKALI Elektrolyse (Wasserstoff-Hub Variante 2 - Nicht-Dynamische Netzkopplung, Grundlast Elektrolyse) – „Betriebshof-Lösung"

Als Vergleichsvariante oder möglicher Pilotbetrieb ist auch eine kleine Version als „Mikro-Wasserstoff-Hub" über eine Alkali-Wasser-Elektrolyse (AWE) möglich. Der Nachteil der Technologie ist, dass eine Alkali-Elektrolyse nicht dynamisch eine Last nachfahren kann und somit mind. 30 % Grundlastbetrieb benötigt. Bei einer 5 MW Anlage wären das 1,5 MW permanente Last, die in dem Kontext als nicht realisitisch angenommen werden kann. Eine kleine Auslegung wäre mit 0,55 MW Alkaline-Stacks mit ca. 150 - 200 kW Grundlast möglich. Die Produktion würde ausreichen, um eine kleine Modellflotte an LKW mit Wasserstoff zu versorgen. Die containerisierte kleine Anlage könnte auch auf einem Betriebshof oder in der Nähe der PV- / Windkraftanlage stehen. Die Tagesproduktion beträgt 100 - 150 kg Wasserstoff, bei einer Jahresproduktion von ca. 45 t H_2 und reicht für 4 - 5 LKW.

Tabelle 3-4: Kernpositionen Investitionsaufwand Variante b) (Hyfuels)

Position	Kostenansatz	Anmerkungen
Elektrolyse 0,55 MW AEM	750.000 Euro	Inkl. aller technischen Komponenten, Containerisiert, Gleichrichter; 100 Nm^3 H_2/h (9kg/h), etwas höhere Effizienz
Netzanschluss und Antrag	150.000 Euro	Gemäß TAB, Direktkopplung, WEA/PV, Netzverknüpfungspunkt vorhanden
Elektrik	100.000 Euro	Leistungen für Anschluss, Installation und Inbetriebnahme
Abfüllung, Verdichter und Nebenanlagen	150.000 Euro	Inkl. aller technischen Komponenten, bauseitige Erschließung vorhanden 500 bar
Speicher Stationär (<1 t ND, MD, HD)	250.000 Euro	Containerisiert, Bauseitige Erschließung und Stellfläche vorhanden
Projektentwicklung, Planung, Genehmigung und Bauleitung	100.000 Euro	Leistungen der Planung, Beschaffung und den Bau in Bezug auf die Projektumsetzung
Bautätigkeiten	50.000 Euro	Nach BetrSichV, ggf. baurechtliche Anforderungen, bauseitig zu klären, z.B. Feuerschutz-Wand (Brandabschnitt)
Sonstige	50.000 Euro	Nebenkosten, Sonstiges
Grundstück	-	Bauseitig gestellt
Gesamt	**1.600.000 Euro**	
Betankungsanlage mobil	350.000 Euro	Siehe Tabelle 3-3
Installations, Planungs-, Inbetriebnahmekosten		Inkl. bei alleinigem Betrieb im Betriebshof
Gesamt, ca.	**1.950.000 Euro**	**(ohne Förderung)**

Zur Abfederung von Kostensteigerungen und Inflation sollte in Bankfähigkeitsberechnungen ein Kostenpuffer von 5 – 10 % angenommen werden.

Laufende Kosten (OPEX) und Durchschnittliche Gestehungskosten von Grünem Wasserstoff für Variante a) 5 MW Anlage

Die durchschnitten Gestehungskosten (inkl. Strom, Betriebsmittel, Wartung) betragen in dem Berechnungsmodell **6,60 Euro/kg H_2** unter Berechnung von einer Direktkopplungsanlage und der Stromgestehung von 7 cent/kWh. Hinzu kommen Finanzierungs-, Margen- und Personalkosten auf die Anlage, die abhängig von Förderungen, Zinssatz und Eigenkapitaleinsatz **1,5 bis 3 Euro/kg H_2** betragen können.

Einnahmepotenzial

Der aktuelle Marktpreis für Wasserstoff in Deutschland liegt laut der European Energy Exchange (EEX) bei rund 250 Euro/MWh (EEX-Transparency, 2025).[7] Umgerechnet auf den Energiegehalt von grünem Wasserstoff entspricht dies einem Preis von etwa **9,85 Euro/kg**.

Grundlage dieser Berechnung ist der sogenannte Heizwert von Wasserstoff, der bei etwa 39,4 kWh/kg liegt.[8]

Die Einführung des HYDRIX-Preisindex durch die EEX hat dabei eine bedeutende Rolle gespielt, da er erstmals eine transparente und standardisierte Preisermittlung für grünen Wasserstoff in Deutschland ermöglicht. Dieser marktbasiert ermittelte Preis orientiert sich an Angebot und Nachfrage und schafft damit eine wichtige Grundlage für Investitionsentscheidungen in der Wasserstoffwirtschaft.

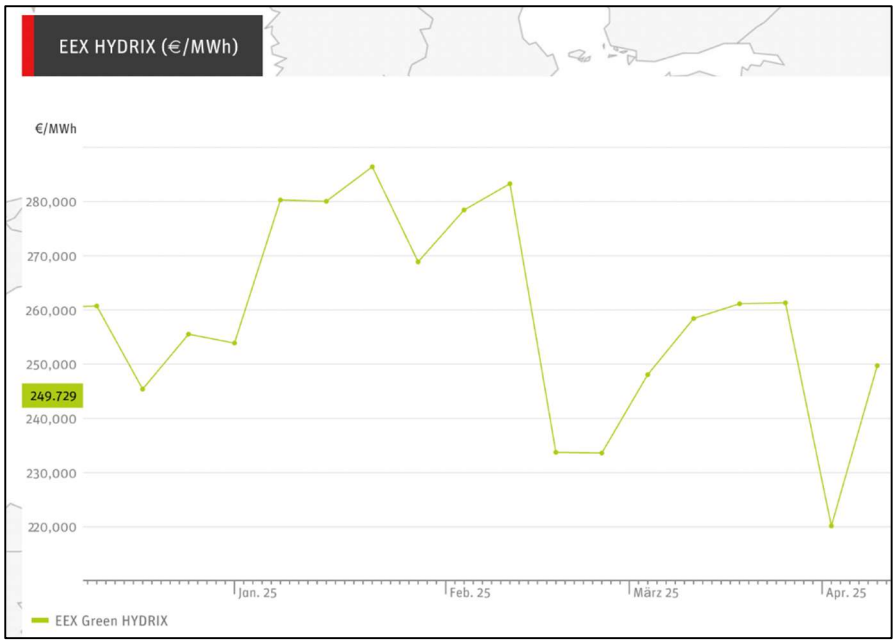

Abbildung 3-4: EEX Hydrogen Index (EEX-Transparency, 2025)

[7] „Um dem Markthochlauf bei Wasserstoff zu beschleunigen, veröffentlicht die European Energy Exchange (EEX) ab 2023 wöchentlich den weltweit ersten marktbasierten Wasserstoffindex."

[8] Berechnung: 1 kg H_2 (HHV) = 39,4 kWh = 0,0394 MWh entspricht 250 Euro/MWh × 0,0394 MWh/kg = 9,85 Euro/kg H_2

Für Betreiber von Elektrolyseanlagen ist der EEX Marktpreis ein zentraler Indikator zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit, insbesondere im Hinblick auf Produktionskosten, OPEX und potenzielle Erlöse im Handel mit grünem Wasserstoff.

Ein Verkaufspreis von grünem Wasserstoff von 9 - 9,50 Euro pro kg/H_2 ist als Grundpreis ohne Transport- und Logistikkosten bzw. Trailermiete für die Tankstelle damit wettbewerbsfähig. Der Verkauf an den Endkunden ist entsprechend dem Geschäftsmodell anzuschließen und hängt vom jeweiligen Betreibermodell der Inverkehrbringungen ab (Eigentankstelle, nicht-öffentliche Tankstelle, öffentliche Tankstelle).

Der aktuelle Marktpreis an deutschen öffentlichen Tankstellen (H_2-Mobility) zeigt einen Preiskorridor von 9,99 Euro (eFarm), 12,85 Euro (Infraserv) bis 23,99 Euro (OMV) für grünen Wasserstoff, je nach Lage und Bezugsort des grünen Wasserstoff.

Eine genaue betriebswirtschaftliche Kalkulation erfordert am Planungsvorhaben orientierte Kennzahlen und Variablen.

THG Quoten (Verkehr)

Sollte der Produzent auch gleichzeitig Inverkehrbringer nach gültigem Recht (BImSchV), z.B. der Betreiber der Tankstelle sein, besteht die Möglichkeit, entsprechende CO_2/THG Zertifikate zu vermarkten. Die THG Zertifikate liegen in einem derzeitigen Vermarktungsbereich von 1,5 bis 2 Euro/KG (RFNBO-konforme zertifizierung z.B. CertiHy).

Gesamteinnahme und Amortisation

Bei einem wirtschaftlichen Betrieb entsprechend der o.g. Annahmen

Erlös: 11 bis 12,5 Euro / KG (RFNBO, grüner Wasserstoff, inkl. THG Qouten)

Kosten: 9,50 bis 10,50 Euro

Bleibt eine Marge von ca. 1 EUR bis 2 EUR /kg für ein mögliches Erlöspotential.

Tabelle 3-5: Kernpositionen Gesamteinnahmen und Amortisation Variante 5 MW (Hyfuels)

Annahme	Wert
Investitionskosten	12,5 Mio. Euro
Wirkungsgrad (Strombedarf)	50 kWh / kg H_2
Verkaufspreis "RFNBO-H_2"	11 – 12,5 Euro/kg
Herstellkosten	9,5 – 10,5 Euro/kg
Deckungsbeitrag	1 – 2 Euro/kg
Amortisation (5.000-5.500 Vollaststunden, ca. 500t H_2)	**10-12 Jahre**
Förderung	0%
Vermarktung Koppelprodukte (Wärme/Sauerstoff)	0%

Die Amortiation mit Rückzahlung und ROI betrifft in der 5MW Variante ca. 10-12 Jahre. Unter realistischen "Take-or-Buy"-Verträgen und 6.000 Volllaststunden liegt die Amortisationszeit zwischen 8 und 11 Jahren. Eine niedrigere Auslastung (< 50 %) oder geringere Margen (< 1 Euro/kg) verlängern die Rückzahlungsphase auf > 15 Jahre. Jede öffentliche Investitionsförderung verkürzt die Amortisation proportional (20 %- Förderung z. B. von 10 auf 8 Jahre).

Damit bleibt ein 5 MW-Hub wirtschaftlich attraktiv, wenn

- langfristige Abnahmeverträge die Auslastung sichern,
- günstige und idealerweise erneuerbare Strompreise vorhanden sind,
- zusätzliche Förderungen oder Sekundärerlöse gehoben werden.

Fazit Wirtschaftlichkeit

Das Projekt zeigt damit das hybride Potenzial der PEM-Technologie zur sektorübergreifenden Dekarbonisierung und Energieintegration, sowie die Möglichkeit der Alkali-Elektrolyse im Betriebshof-Szenario. Die Anwendung des erzeugten Wasserstoffs ist vielseitig: Er eignet sich sowohl für den Mobilitätssektor, insbesondere für emissionsfreie Antriebe im öffentlichen Nahverkehr, im Schwerlastverkehr sowie in Hafenlogistiksystemen (z.B. Rheinschifffahrt), als auch für industrielle Anwendungen und Sektorkopplung.

Zu erwarten ist, dass im Mobilitätssektor die Umstellung auf größere wasserstoffbetriebene Flotten mit Brennstoffzellen oder H_2-Verbrenner in den nächsten 10 Jahren aufgrund von EU-Vorgaben notwendig werden. Unter Berücksichtigung dieses strategischen Marktbedarfs ist damit auch eine Investitionsentscheidung für eine größere Auslegung der Anlage zu empfehlen und von einem kleineren System aufgrund der Gegebenheiten im Untersuchungsfeld aus wirtschaftlichen Gründen abzusehen. Ebenso besteht das Potenzial, aufgrund von modularen Bauweisen die Anlage von 5 MW Leistung auch auszubauen, je nach weiteren Ausbaustrategien der EE-Anlagen im Kreis Altenkirchen / Westerwald.

4 Fördermöglichkeiten für den Wasserstoff-Hub Wissen

Es gibt eine Vielzahl von Förderungen, die die Finanzierung des Wasserstoff-Hubs Wissen unterstützen können. Bei den meisten davon handelt es sich um Förderungen auf Bundesebene vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV). Die vielversprechendsten Förderungen sind „Alternative Antriebe von Bussen im Personennahverkehr" (BMWK, 2025) (BMDV, 2024) und „Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben" (BMWK, 2025), die u.a. bis zu 80 % der Anschaffungskosten der entsprechenden Fahrzeuge und je nach Förderung bis zu 40 % bzw. bis zu 80 % der Kosten für die Errichtung der Tankinfrastruktur, in Form eines Zuschusses, übernehmen. Insgesamt wurden 17 Förderungen erfasst, die möglicherweise direkt oder indirekt relevant sein könnten. Die „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft" umfasst das „Modul 4: Energie- und ressourcenbezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen – Premiumförderung und Dekarbonisierungsbonus", das am 20.02.25 um eine Förderung von Anlagen zur Erzeugung und Nutzung von CO_2-armem Wasserstoff (Nicht-EE) ergänzt wurde und damit eine Besonderheit darstellt (KfW, 2025).

Tabelle 4-1: Übersicht Förderungen Wasserstoff (Auswahl)

Name der Förderung	Förderberechtigte	Fördersumme	Förderungsinhalt
BMDV - Alternative Antriebe von Bussen im Personenverkehr	Unternehmen, Kommunen, Öffentliche Einrichtungen, Verbände/Vereinigungen	bis zu 80% der zuwendungsfähigen Ausgaben für Beschaffung und Umrüstung von Bussen. Bis zu 40% für zugehörige Infrastruktur. Bis zu 50% für die Erstellung von Studien und Analysen. Für KMU ist eine Erhöhung um bis zu 20 %-Punkte möglich	Beschaffung und Umrüstung von Bussen auf batterieelektrischen Antrieb, brennstoffzellenbasierte Antriebe und mit (bilanziell 100%ig) aus Biomasse erzeugtem Methan betriebene Busse. Lade- und Tankinfrastruktur. Studien und Analysen zu Einsatzmöglichkeiten von Bussen mit alternativem Antrieb
BMDV - Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben	Unternehmen, Kommunen, Verbände/Vereinigungen	bis zu 80% für die Anschaffung elektrisch angetriebener Fahrzeuge der Klassen N1, N2, N3. Bis zu 80 % für Errichtung und Erweiterung von Tank- und Ladeinfrastruktur. Bis zu 50 % für Machbarkeitsstudien. Maximal 15 Millionen Euro pro Kalenderjahr	Anschaffung von Fahrzeugen der Klassen N1, N2, N3 mit reinem Elektroantrieb, Hybridantrieb oder Brennstoffzellentechnologie. Umrüstung von Dieselfahrzeugen der Klassen N1, N2, N3 auf Elektroantrieb, Errichtung und Erweiterung von Tank- und Ladeinfrastruktur, Machbarkeitsstudien
BMDV - Förderung der Sicherheit und der Umwelt in Unternehmen des Güterkraftverkehrs mit schweren Nutzfahrzeugen (De-minimis)	Unternehmen	bis zu 80% der zuwendungsfähigen Ausgaben. Bis zu 2.000 Euro je schweres Nutzfahrzeug, max. 33.000 Euro je Unternehmen	Anschaffung von Ausrüstung und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung im Bereich Umwelt und Sicherheit für Unternehmen des Güterkraftverkehrs mit schweren Nutzfahrzeugen, sowie Beratung
BMDV - Betriebliches Mobilitätsmanagement	Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Hochschulen, Kommunen, Öffentliche Einrichtungen, Verbände/Vereinigungen	Initialförderung: bis zu 5.000 Euro Zuschuss für Beratung. Breitenförderung: bis zu 60.000 Euro Anteilsfinanzierung für Investitionsmehrkosten. Innovationsförderung: Vorhaben mit Fördersumme ab 200.000 Euro, Anteilsfinanzierung mit Höchstbetrag	Initialförderung: Erarbeitung betrieblicher Mobilitätsmanagementkonzepte. Breitenförderung: effektive Standardmaßnahmen des betrieblichen Mobilitätsmanagements. Innovationsförderung: innovative betriebliche Mobilitätsmanagementkonzepte

RLP - Kommunales Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation	Kommunale Gebietskörperschaften	44 Euro pro Bürger*in der kommunalen Gebietskörperschaft. Die Pauschale wird aufgeteilt; ein Drittel für die Landkreise, zwei Drittel für die Verbandsgemeinden und verbandsfreie Gemeinden	Förderung u.a. von Maßnahmen zum Ausbau von Elektro- und Wasserstoff-Fuhrparks von kommunalen Gebietskörperschaften und kommunalen Verkehrsbetrieben
BMWK - Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (Modul 4: Energie- und ressourcenbezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen - Premiumförderung und Dekarbonisierungsbonus)	Unternehmen (privat, kommunal, Land), freiberuflich Tätige, Kontraktoren für antragsberechtigte Unternehmen	kleine Unternehmen: 45% der Förderfähigen Investitionskosten, mittlere Unternehmen: 35% und große Unternehmen: 25%. Maximal 20 Millionen Euro	Förderung u.a. von Erwerb und Errichtung von Anlagen zur Wasserstofferzeugung und/oder Nutzung aus ausschließlich erneuerbaren Energien, Anlagen zur Erzeugung und/oder Nutzung von CO_2-armem Wasserstoff. Elektrifizierungsmaßnahmen. Energieeffizienzsteigende Maßnahmen
BMWK - Förderbekanntmachung zur angewandten Energieforschung im Rahmen des 8. Energieforschungsprogramms	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Freiberufler*innen, Hochschulen, Forschungseinrichtungen	bis zu 50 % der zuwendungsfähigen Kosten	Förderung u.a. von Produktion von Wasserstoff und Derivaten, Brennstoffzellen, Wiederverstromung, Wasserstoffspeicher und -Transport
BMWK - Gemeinschaftsaufgabe "Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur" (GRW)	Unternehmen	zwischen 10% und 60%, abhängig vom Fördergebiet (demographische, wirtschaftliche und soziale Faktoren), Art der Investition und Größe des Unternehmens	Standortnachteile durch Transformationsprozesse zu einer klimaneutralen und nachhaltigen Wirtschaft ausgleichen. Beschäftigung sichern und schaffen, Investitionen in Betriebsstätten, besondere Umweltschutzmaßnahmen und nicht-gebäudebezogene Energieeffizienzsteigerungsmaßnahmen

5 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen für die Umsetzung

Anbei eine kurze Übersicht, wo sich welche Inhalte und Gesetze sowie Verordnungen im Text finden lassen. Es wird hier zusammenfassend für Elektrolyseure, Speicher und Tankstellen auf die Genehmigungen und die dafür notwendige Zuständigkeit eingegangen. Zudem wird kurz auf die Gesetze in Bezug auf das EU- Emissionshandelssystem und die deutsche Treibhausgasminderungsquote eingegangen.

Tabelle 5-1: Inhaltliche Übersicht - Kapitel 4 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

Kapitel	Inhalt	Gesetze/Verordnung
5.1	Genehmigung von Elektrolyseuren	BImSchG 4. BImSchV IE-Richtlinie UVPG 12. BImSchV (Störfallverordnung) BauGB WHG AwSV BNatSchG TEHG BetrSichV
5.2	Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit	BauGB BauNVO
5.3	Zuständige Genehmigungsbehörde	ImSchZuVO
5.4	Genehmigung von Wasserstofftankstellen	BImSchG 4. BImSchV BetrSichV 12. BImSchV (Störfallverordnung)
5.5	Emissionshandelssystem EU-ETS 2	TEHG EnergieStG BEHG
5.6	Treibhausgasminderungsquote	37. BImSchV

Für Vorhabenträger stellt sich frühzeitig die Frage, welches Genehmigungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen durchgeführt werden soll. Es kommen mehrere Genehmigungen mit unterschiedlichen behördlichen Zuständigkeiten in Betracht. Letztlich hängt die Art der Genehmigung von den spezifischen Anlagenparametern und den Umständen des Einzelfalls ab. Grundsätzlich kommen ein Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren, eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung, eine Genehmigung nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und eine einfache Baugenehmigung in Betracht.

Die beschriebenen Genehmigungen haben eine sogenannte formale Konzentrationswirkung, d.h. das jeweils übergeordnete Genehmigungsverfahren deckt den Gegenstand der nachgeordneten Genehmigungsverfahren ab und es ist nicht erforderlich, die nachgeordneten Genehmigungen gesondert einzuholen, siehe Abbildung 5-1. Für Wasserstoff ergeben sich relevante Ausnahmen von der Konzentrationswirkung in Bezug auf das Planfeststellungsverfahren, das bergrechtliche Genehmigungsverfahren/Betriebspläne, das wasserrechtliche Genehmigungsverfahren und Bewilligungen nach § 8 in Verbindung mit § 10 des Wasserhaushaltsgesetzes (Leitprojekt H2Giga, 2025).

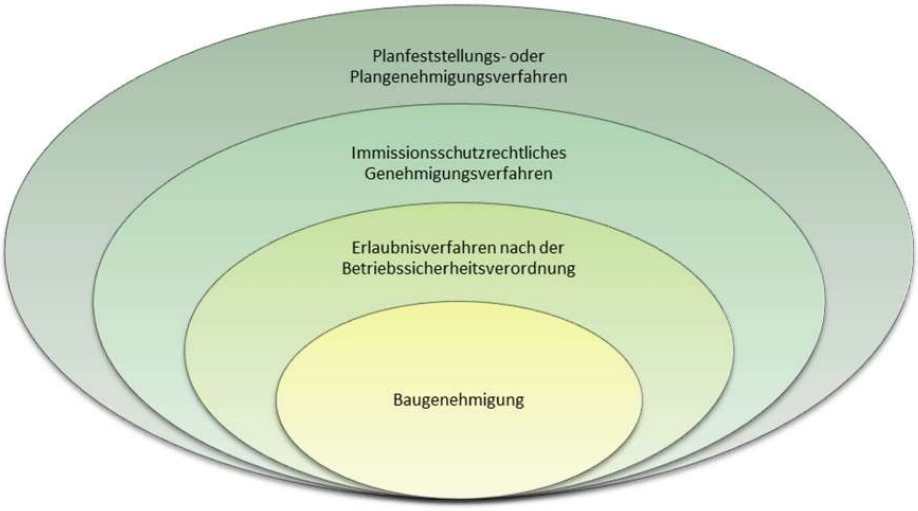

Abbildung 5-1: Hierarchie zur Konzentrationswirkung von höherrangigen Genehmigungsverfahren © DBI (Leitprojekt H2Giga, 2025)

5.1 Genehmigung von Elektrolyseuren

Der Vollzugsleitfaden „Genehmigung und Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser („Elektrolyseure")" von der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI), ein Arbeitsgremium der Umweltministerkonferenz der Bundesrepublik Deutschland, dient als Vereinfachung für Genehmigungsbehörden und für diejenige, die eine Genehmigung zum Betrieb einer Anlage zur Herstellung von Wasserstoff anstreben bzw. eine solche Anlage bereits betreiben. Ein Überblick wird über die Verfahren zur Genehmigung einer Anlage zur Wasserstoffherstellung gegeben, wie das Genehmigungsverfahren abläuft, welche Unterlagen dazu benötigt werden und welche Behörden am Genehmigungsverfahren beteiligt sind. Darüber hinaus werden die Anforderungen an Anlagensicherheit und Überwachung erläutert.

Des Weiteren kann auch der Leitfaden für die Genehmigung von Elektrolyseanlagen (rechtliche Rahmenbedingungen) aus dem Leitprojekt H_2Giga herangezogen werden (Leitprojekt H2Giga, 2025).

Durch die Errichtung und den Betrieb von Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff aus Wasser können schädliche Umweltauswirkungen auftreten wie zum Beispiel Lärmemissionen, Störfälle, negative Folgen durch die Betriebsstoffe. Der Gesetzgeber hat Vorschriften erlassen zum Schutz der Allgemeinheit, der Nachbarschaft, von Beschäftigten und Dritten um Auswirkungen zu minimieren. Das Immissionsschutzrecht sowie das Gefahrstoffrecht und das Betriebssicherheitsrecht sind hier heranzuziehen. Im Allgemeinen müssen Details mit den zuständigen Fachbehörden abgestimmt werden.

Im Folgenden werden die wichtigsten Schritte zur Genehmigung einer Elektrolyse zusammengefasst:

Es können drei Genehmigungsverfahren für die Errichtung eines Elektrolyseurs nötig sein: das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren, das bauordnungsrechtliche Genehmigungsverfahren und das betriebssicherheitsrechtliche Erlaubnisverfahren (LAI, 2024).

Die **immissionsschutzrechtliche Genehmigung**sbedürftigkeit einer Anlage ist nach § 4 (1) BImSchG und § 1 der 4. BImSchV damit zu beantworten, ob die Anlage im Anhang 1 der 4. BImSchV aufgeführt ist. Für Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff, durch die Elektrolyse von Wasser, ist Nr. 10.26 des Anhang 1 maßgeblich.

- Anlagen mit einer Produktionskapazität von mindestens 50 t Wasserstoff pro Tag bedürfen einem förmlichen Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG und müssen zudem die Anforderungen der Industrieemissionsrichtlinie erfüllen;
- Anlagen mit einer Nennleistung von mindestens 5 MW, aber einer Produktionskapazität von weniger als 50 t Wasserstoff pro Tag, bedürfen einem vereinfachten Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 19 BImSchG;
- Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 5 MW bedürfen keiner immissionsschutzrechtlichen Genehmigung.

Wenn zu der Gesamtanlage weitere Teile dazugehören, die selber einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, ist nur eine Genehmigung für die Gesamtanlage nötig. In dem Fall

wird das strengste Genehmigungsverfahren aller Anlagenteile für die Gesamtgenehmigung erforderlich (LAI, 2024).

Neben einer Genehmigung für den Elektrolyseur können auch Genehmigungen für die Lagerung von Wasserstoff und Sauerstoff nach Nr. 9.3 des Anhang 1 i.V.m. Nr. 4 und 17 des Anhang 2 4. BImSchV erforderlich sein. Für Wasserstoff gilt:

- Die Lagerung von weniger als 3 t Wasserstoff bedarf keiner immissionsschutzrechtlichen Genehmigung;
- Die Lagerung von 3 t bis weniger als 30 t bedarf einer Genehmigung im vereinfachten Verfahren nach § 19 BImSchG;
- Die Lagerung von mindestens 30 t Wasserstoff bedarf einer Genehmigung im förmlichen Verfahren gemäß § 10 BImSchG.

Für eine Lagerung von Sauerstoff gilt:

- Nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig bis zu einer Lagerkapazität von weniger als 200 t;
- Genehmigung im vereinfachten Verfahren nach § 19 BImSchG bei 200 t bis weniger als 2.000 t;
- Genehmigung im förmlichen Verfahren gemäß § 10 BImSchG bei mindestens 2.000 t Lagerkapazität.

Die Antragsstellung sollte über das elektronische Antragsstellungsprogramm des jeweiligen Landes erfolgen (z.B. ELiA) (LAI, 2024).

Das Genehmigungsverfahren schließt nach § 13 BImSchG, im Sinne der Konzentrationswirkung, andere behördliche Entscheidungen wie die Baugenehmigung und die Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung mit ein. Ausgenommen sind Entscheidungen aus übergeordneten Verfahren wie Planfeststellungen oder wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen.

Welche Unterlagen im Regelfall für den Genehmigungsantrag einer Elektrolyseanlage erforderlich sind, werden im Anhand 1 des Vollzugsleitfades „Genehmigung und Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser („Elektrolyseure")" des LAI aufgeführt (LAI, 2024).

Erforderliche, **außerbetriebliche Infrastrukturmaßnahmen** wie Stromleitungen und Wasserversorgung sind nicht Teil des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens und müssen daher in gesonderten Anträgen genehmigt werden. Sie sollten rechtzeitig beantragt werden, damit sie für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung keine Hindernisse darstellen. Darüber hinaus sollte bei der Planung schon die Abwärmenutzung i.S.d. § 5 (1) Nr. 4 BImSchG und ggf. nach den Vorgaben des § 16 EnEfG (Energieeffizienzgesetz) und eine mögliche Nutzung des Sauerstoffs mitbedacht werden (LAI, 2024).

Die **Industrieemissionsrichtlinie** (IE-Richtlinie), dessen Anforderungen Elektrolyseure mit einer Produktionskapazität von mehr als 50 t Wasserstoff pro Tag erfüllen müssen, gibt vor, dass unter Umständen ein Ausgangszustandsbericht erstellt werden muss. Dieser Bericht dient als Vergleichsmaß des Zustands von Boden und Grundwasser vor Inbetriebnahme der Anlage mit

dem nach endgültiger Betriebseinstellung. Es ist die Entscheidungsgrundlage für mögliche Rückführungspflichten (LAI, 2024).

Elektrolyseanlagen, die einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, sind entsprechend dem **Umweltverträglichkeitsprüfung**sgesetz (UVPG) möglicherweise verpflichtet eine entsprechende Prüfung durchzuführen. Es gilt:

- Elektrolyseanlagen mit einer Nennleistung von mindestens 50 MW müssen eine allgemeine Vorprüfung nach § 7 (1) UVPG durchführen lassen;
- Anlagen mit mindestens 5 MW aber weniger als 50 MW Nennleistung müssen eine standortbezogene Vorprüfung nach § 7 (2) UVPG durchführen lassen.

Bei einer Vorprüfung entscheidet die zuständige Behörde, unter Beachtung bestimmter Kriterien, ob eine UVP-Pflicht besteht. Muss eine UVP durchgeführt werden, so ist diese i.d.R. Teil des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG (LAI, 2024).

Die **Störfallverordnung** (12. BImSchV) greift, wenn ein Betriebsbereich eine bestimmte Schwelle an gefährlichen Stoffen erreicht oder überschritten wird bzw. werden kann. Ab einer potenziellen Gesamtmenge von 5 t Wasserstoff in einem Betriebsbereich, gilt dieser als Betriebsbereich der unteren Klasse. Ab einer potenziellen Gesamtmenge von 50 t gilt er als Betriebsbereich der oberen Klasse. Der Betriebsbereich kann sich aus dem Elektrolyseur, zusammen mit Speichern, Lageranlagen und/oder Trailerabfüllung ergeben und auch andere Stoffe wie der möglicherweise gelagerte Sauerstoff können unter Berücksichtigung der Additions-/Quotienten-Regel zu der Gesamtmenge beitragen. Grundsätzlich sind die Pflichten der §§ 3 – 8a der Störfallverordnung zu erfüllen, bei Betriebsbereichen der oberen Klasse zusätzlich der Sicherheitsbericht nach § 9 der Störfallverordnung; dieser muss den Antragsunterlagen für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung beigelegt werden (LAI, 2024).

Ein Betriebsbereich muss einen angemessenen Sicherheitsabstand zu benachbarten Schutzobjekten nach § 3 (5) c BImSchG einhalten. Es ist zu empfehlen, die entsprechenden Gutachten frühzeitig zu erarbeiten. Dies kann unter bestimmten Bedingungen bei Anlagen mit gasförmigem Wasserstoff durch eine pauschalisierte Betrachtung erfolgen. Die technische Anlagenbeschreibung des Genehmigungsantrags sollte Maßnahmen zur Verhinderung und Auswirkungsbegrenzung von Störfällen beinhalten (LAI, 2024).

Die **Baugenehmigung** ist bei einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung durch die Konzentrationswirkung eingeschlossen. **Bei Anlagen, die keine Genehmigung nach BImSchG benötigen (Anlagen < 5MW)**, stellt die Baugenehmigung ein eigenständiges Verfahren dar und ist verpflichtend. Dann sind die Landesbauordnungen und ggf. Feuerungsverordnungen einzuhalten. Nach manchen Landesbauordnungen können bestimmte Elektrolyseanlagen, z.B. für den Eigenverbrauch, zulassungsfrei sein. Die nachfolgenden Fachgesetze wie z.B. das Wasserrecht können auch für Anlagen gelten, die nicht einer Genehmigung nach BImSchG unterliegen (LAI, 2024).

Für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit ist maßgleich, ob das Vorhaben im Innenbereich nach §§ 30, 34 BauGB, oder im Außenbereich nach § 35 BauGB errichtet werden soll, siehe Kapitel 5.2.

Die Einhaltung des angemessenen Sicherheitsabstandes i.S.d. § 3 (5) c BImSchG kann auch ein wichtiger Aspekt für die bauplanungsrechtliche Zulassung sein (LAI, 2024).

Für den Antrag einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sind auch die Anforderungen des **Wasserrecht**s relevant. Die Sicherstellung einer nachhaltigen, umweltverträglichen Wasserversorgung stellen eine zentrale Voraussetzung dar, weswegen die standortbezogene Verfügbarkeit und Qualität der Wasserressourcen sowie langfristige, regionale Auswirkungen frühzeitig berücksichtigt und mit den Wasserbehörden abgestimmt werden sollten. Wenn das eingesetzte Wasser nicht aus der öffentlichen Wasserversorgung, sondern aus Küstengewässern, Oberflächengewässern oder dem Grundwasser entnommen wird, ist eine Erlaubnis nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) erforderlich – diese ist nicht in der BImSchG eingeschlossen (LAI, 2024).

Im Rahmen des Gewässerschutzes gelten neben den in den §§ 62 und 63 WHG aufgeführten, grundsätzlichen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Anlagen in Bezug auf wassergefährdende Stoffe auch die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV). Da Elektrolyseure gefährliche Stoffe als Betriebsmittel nutzen, müssen diese die genannten Anforderungen einhalten (LAI, 2024).

Die direkte Einleitung des Abwassers in ein Gewässer ist nach § 9 (1) WHG eine Gewässerbenutzung und daher ist hierfür eine Erlaubnis nach den §§ 8 und 10 WHG erforderlich. Diese Erlaubnis berücksichtigt Anforderungen aus der Abwasserverordnung und aus § 57 WHG und ist nicht Teil des BImSchG-Verfahren. Die indirekte Einleitung in das örtliche Kanalnetz unterliegt dem Satzungsrecht der Kommune und bedarf zusätzlich einer Indirekteinleitergenehmigung – diese ist in das BImSchG-Verfahren integriert (LAI, 2024).

Niederschlagswasser soll nach § 55 WHG ortsnah versickert, verrieselt oder ohne Vermischung mit Schmutzwasser in ein Gewässer eingeleitet werden. Das stellt eine Gewässerbenutzung nach §§ 8, 9 WHG dar, für die eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich sein kann und gesondert beantragt werden muss (LAI, 2024).

Eingriffsregelungen des **Naturschutzrecht**s gemäß §§ 13 ff. BNatSchG i.V.m. landesrechtlichen Vorgaben zu Vermeidungs-, Minimierungs-, Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen in Bezug auf schädliche Umweltauswirkungen werden üblicherweise im Rahmen eines landschaftspflegerischen Fachbeitrags oder eines landschaftspflegerischen Begleitplans abgearbeitet. Im Geltungsbereich eines Bebauungsplans ist dies nicht notwendig, da erforderliche Maßnahmen bereits mit dem Aufstellungsverfahren festgelegt wurden und im Zulassungsverfahren als Nebenbestimmungen genannt werden. Es können bei Bau- und vorbereitenden Arbeiten Einschränkungen und Sperrzeiten i.S.d. Natur- und Artenschutzes und weitere örtliche Regelungen wie z.B. Baumschutzsatzungen gelten (LAI, 2024).

Wenn die Anlage nicht durch einen Bebauungsplan geregelt ist, wird eine Vorprüfung über die möglichen Auswirkungen auf die Erhaltungsziele von besonders geschützten Natura2000-Gebieten durchgeführt. Besteht die Möglichkeit einer Beeinträchtigung, ist eine Verträglichkeitsprüfung durchzuführen (LAI, 2024).

Außerdem können Vorschriften des allgemeinen und besonderen Artenschutzes nach den §§ 39 ff. und §§ 44 ff. BNatSchG, sowie weitere Vorschriften des Naturschutzes, wie z.B. nationale Schutzgebiete, gesetzlicher Biotopschutz oder der Schutz von Gewässerrandstreifen, zu beachten sein (LAI, 2024).

Anlagen mit einer täglichen Produktionskapazität von mehr als 5 t sind seit dem 01.01.2024 emissionshandelspflichtig. Damit verbunden ist eine **Emissionsgenehmigung** nach § 4 TEHG, die grundsätzlich mit der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung zusammen, aber auch getrennt erteilt werden kann (LAI, 2024).

Bei Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 5 MW, die demnach keine Genehmigung nach BImSchG benötigen, greift auch die Konzentrationswirkung nicht und somit kann neben dem bauordnungsrechtlichen Genehmigungsverfahren auch ein **betriebsrechtliches Erlaubnisverfahren** nötig sein. Nebenanlagen der Wasserstofferzeugung können in den Anwendungsbereich der Betriebssicherheit fallen. Erläuterungen und Hinweise zur Durchführung der Erlaubnisverfahren nach § 18 BetrSichV gibt die Veröffentlichung „LV 49" des Länderausschusses für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik (LASI) vom Oktober 2017 (BMWK, 2024).

5.2 Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit einer Elektrolyse

Im Folgenden wird grundlegend erläutert, in welchen Bereichen die Errichtung einer Wasserstofferzeugungsanlage zulässig sein kann.

Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Elektrolyseuren richtet sich insbesondere nach §§ 29 bis 35 BauGB. Grundsätzlich wird hier in drei planungsrechtliche Kategorien unterschieden:

- der beplante Innenbereich (§ 30 BauGB);
- der unbeplante Innenbereich (§ 34 BauGB);
- der Außenbereich (§ 35 BauGB).

Voraussetzung für die Zulässigkeit eines Vorhabens im **beplanten Innenbereich** ist, dass es den Festsetzungen des Bebauungsplans entspricht. Bebauungspläne setzen fest, ob es sich um ein Wohngebiet, Gewerbegebiet, Industriegebiet oder ein Mischgebiet handelt. Die Baunutzungsverordnung (BauNVO) definiert, welche Bauvorhaben in den Gebieten allgemein und welche ausnahmsweise zulässig sind. Die Zulässigkeit eines Elektrolyseurs als Gewerbebetrieb in einem Dorfgebiet, Mischgebiet, urbanen Gebiet und einem Kerngebiet sind eher unwahrscheinlich, jedoch nicht gänzlich ausgeschlossen. Die Wahrscheinlichkeit einer baurechtlichen Zulässigkeit einer Wasserstofferzeugungsanlage wird in einem Industriegebiet am höchsten sein. Zudem besteht auch die Möglichkeit eine Wasserstofferzeugungsanlage als Nebenanlage nach §14 BauNVO zuzulassen. Voraussetzung hierbei ist, dass die Nebenanlage dem Nutzungszwecke der in dem Baugebiet gelegenen Grundstücke oder des Baugebiets selbst dient und seiner Eigenart selbst nicht widerspricht. Insbesondere sind Wasserstofferzeugungsanlagen als Nebenanlagen zu einer (ggf. auch bereits bestehenden) Windenergieanlage oder Solaranlage anzusehen. Der § 14 Abs. 4 BauNVO sieht vor, dass in neuen Bebauungsplänen (die ab dem 1. Januar 2023 veröffentlicht werden) Anlagen zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff in einem Gebiet als Nebenanlage zulässig sind, sofern die Voraussetzungen gemäß § 249a BauGB erfüllt sind.

Der **unbeplante Innenbereich** ist vorhanden, wenn innerhalb eines zusammenhängenden Ortsteiles kein Bebauungsplan existiert. Das Bauvorhaben ist rechtlich zulässig, wenn es sich in die vorhandene Bebauung einfügt. Eine Wasserstofferzeugungsanlage kann im beplanten Innenbereich theoretisch errichtet werden, wenn folgende Optionen gegeben sind: ein vorhabenbezogener Bebauungsplan, die Festsetzung eines Sonder-, Gewerbe- oder Industriegebietes.

Der **Außenbereich** definiert ein Gebiet, welches außerhalb einer zusammenhängenden Bebauung liegt und kein Bebauungsplan existiert. Grundsätzlich sind im Außenbereich Bauvorhaben nur sehr restriktiv möglich. Gemäß § 35 Abs. 1 BauGB sind privilegierte Vorhaben zulässig, sofern öffentliche Belange nicht entgegenstehen. Sonstige Vorhaben können im Einzelfall lediglich zugelassen werden, wenn dessen Ausführung oder Benutzung öffentliche Belange nicht beeinträchtigt.

Wasserstofferzeugungsanlagen können planungsrechtlich ebenfalls im Außenbereich zulässig sein. Der Umgang mit Projekten im Außenbereich erfolgt seitens der Behörden und der Rechtsprechung höchst restriktiv. Daher sollte es sich bei der Planung einer Wasserstofferzeugungsanlage im Außenbereich um ein privilegiertes Vorhaben im Sinne des genannten § 35 Abs. 1

BauGB handeln. Im Allgemeinen werden Wasserstofferzeugungsanlagen nicht explizit als privilegierte Vorhaben aufgeführt. Eine Privilegierung ist jedoch gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB möglich, sofern die Anlagen der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, Telekommunikationsdienstleistungen, Wärme und Wasser, der Abwasserwirtschaft oder einem ortsgebundenen gewerblichen Betrieb dienen. Eine sogenannte „Ortsgebundenheit" liegt vor, wenn die Anlage nach ihrem Gegenstand und Wesen ausschließlich an der fraglichen Stelle im Außenbereich betrieben werden kann. Die Behörden und die Rechtsprechung gehen hierbei streng vor. Ein Ausnahmefall für Wasserstofferzeugungsanlagen stellt die Errichtung in unmittelbarer Nähe zu einer Erneuerbare-Energie-Anlage oder einer sinnvollen Einspeisestelle dar. Zusätzlich kann eine Wasserstofferzeugungsanlage als sogenannter „mitgezogener Betriebsteil" als Nebenanlage zu anderen im Außenbereich privilegierten Vorhaben zulässig sein. Dementsprechend kann im Einzelfall eine Elektrolyse als „mitgezogener Betriebsteil" einer (ggf. bereits bestehenden) Windanlage oder Solaranlage nach §35 Abs. 1 Nr. 5,8,9 BauGB angesehen werden. Eine Wasserstofferzeugungsanlage gilt gemäß § 249a BauGB als „mitgezogener Betriebsteil" zu Windkraftanlagen und Solaranlagen, wenn:

- Wasserstoff ausschließlich aus der entsprechenden Wind- oder Solaranlage oder anderen EE erzeugt wird,
- Größe der Grundfläche der zum Vorhaben gehörenden baulichen Anlage 100 Quadratmeter und der Höhenunterschied zwischen den Geländeoberflächen im Mittel und dem höchsten Punkt der baulichen Anlagen 3,5 Meter nicht überschreitet,
- die Wind- und Solaranlage nicht mit einer anderen Wasserstoffanlage verbunden ist und
- die Mengenschwellen aus der Störfallverordnung (12. BImSchV) nicht erreicht sind.

Sofern unter den aufgeführten Voraussetzungen eine Wasserstofferzeugungsanlage als ortsgebundener Gewerbebetrieb oder mitgezogener Betriebsteil im Außenbereich privilegiert ist, ist diese zulässig, sofern keine öffentlichen Belange entgegenstehen (Landeshauptstadt Mainz, 2023) (BMJ, k.A.).

Wenn die Voraussetzungen von § 249a BauGB nicht zutreffen und auch sonst keine Außenbereichsprivilegierung z.B. nach § 35 (1) Nr. 3 BauGB einschlägig sind, so ist eine Bauleitplanung seitens der Gemeinde erforderlich, über dessen Aufstellung oder Änderung alleinig und selbstverantwortlich die Gemeinde entscheidet – kein Anspruch durch Dritte (LAI, 2024).

5.3 Zuständige Genehmigungsbehörde

Die für das BImSchG-Verfahren in Rheinland-Pfalz zuständige Behörde wird durch die rheinland-pfälzische Immissionsschutz-Zuständigkeitsverordnung (ImSchZuVO) bestimmt. Die Zuständigkeit richtet sich im Wesentlichen nach der Art der Anlage und deren Belegenheitsort. Bei einer Anlage auf dem Gebiet einer kreisfreien oder großen kreisangehörigen Stadt ist die Stadtverwaltung zuständig. Bei kreisangehörigen Gemeinden, die keine großen kreisangehörigen Städte sind, sind die jeweiligen Kreisverwaltungen zuständig. (Landeshauptstadt Mainz, 2023) (Leitprojekt H2Giga, 2025) (LAI, 2024) (Steiff, 2025)

Hinweis:

Trotz klarer gesetzlicher Vorgaben für Genehmigungsverfahren führen unterschiedliche Auslegungen dieser Vorschriften in der Praxis zu uneinheitlichen Abläufen.

Die Richtlinien für den Bau von Elektrolyseuren dienen als Orientierungshilfe; jedes Projekt hat je nach Vorhaben, Standortbedingungen und sonstigen Randbedingungen unterschiedliche Anforderungen. Es ist daher unerlässlich, das jeweilige Projekt frühzeitig mit den zuständigen Behörden abzustimmen.

5.4 Genehmigung von Wasserstofftankstellen

Da es derzeit keine öffentliche LH_2 -Tankstelle (verflüssigter Wasserstoff) bzw. keine CcH_2 -Tankstelle (kryoverdichteter Wasserstoff) gibt, beziehen sich die nachfolgenden Angaben auf Gasfüllanlagen für den gasförmigen Wasserstoff CGH_2 und den hierfür nötigen Genehmigungsprozess nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) unter Abschnitt 3 § 18 zu Nr. 3 Erlaubnisverfahren.

Wasserstofftankstellen werden rechtlich weitgehend wie Speicheranlagen behandelt. Zu beachten sind hierbei die Schwellenwerte für Speicherkapazitäten.

Im Folgenden sind genehmigungsrelevante Parameter entsprechend der Lagermenge bzw. der On-site Elektrolyse aufgeführt:

- Bei einer Gesamtlagermenge von weniger als 3 t Wasserstoff besteht nach § 18 BetrSichV eine Erlaubnispflicht mit Baugenehmigung;
- Bei einer Lagerkapazität von 3 t bis weniger als 30 t Wasserstoff ist ein vereinfachtes Verfahren nach BImSchG nötig. Dieses berücksichtigt die Betriebssicherheitsverordnung im Rahmen der Konzentrationswirkung.
- Ab einer Gesamtlagermenge von 30 t Wasserstoff oder mehr, und/oder bei einer On-site-Elektrolyse im industriellen Maßstab ist ein förmliches Verfahren nach BImSchG erforderlich. Auch hier greift die Konzentrationswirkung.

Zusätzlich muss ab einer Lagermenge von mehr als 5 t Wasserstoff (oder in Kombination mit anderen gefährlichen Stoffen) die Störfallverordnung (12. BImSchV) berücksichtigt werden (NOW GmbH, 2022). Ab 50 t Wasserstoff wird von einem Betriebsbereich der oberen Klasse gesprochen.

Vor Erstellung des Genehmigungsantrages muss der Antragsteller und Betreiber der Anlage die übergeordnete zuständige Behörde identifizieren. Innerhalb einer Region können auch mehrere Genehmigungsbehörden zuständig sein, dies ist abhängig davon, ob eine Liefer-Wasserstoff-Tankstelle oder eine Wasserstoff-Station genehmigt werden soll. Aus Sicht des Antragstellers ist es wichtig, sich zunächst einen Überblick über Inhalte, Umfang, Zeit- und Kostendauer eines Genehmigungsverfahrens zu verschaffen.

Grundsätzlich ist zu unterscheiden zwischen dem Genehmigungsverfahren für Liefer-H_2-Tankstellen und für stationäre H_2-Tankstellen:

- <u>Errichtung und Betrieb Liefer-H_2-Tankstelle:</u>

  Erlaubnisverfahren nach der Betriebssicherheitsverordnung und Baugenehmigungsverfahren nach der Landesbauordnung;

- <u>Errichtung und Betrieb H_2-Station mit H_2-Lagerung über 3 Tonnen:</u>

  Verfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und Baugenehmigungsverfahren nach der Landesbauordnung erforderlich.

Auch bei einem konzentrierten Verfahren nach § 13 BImSchG ist eine Erlaubnis für die Füllanlage zur Betankung von Fahrzeugen gemäß § 18 Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) zu beantragen (NOW GmbH, 2022).

In folgender Abbildung sind zusammenfassend genehmigungsrelevante Kriterien entsprechend der Ausführung der Gasfüllanlage dargestellt:

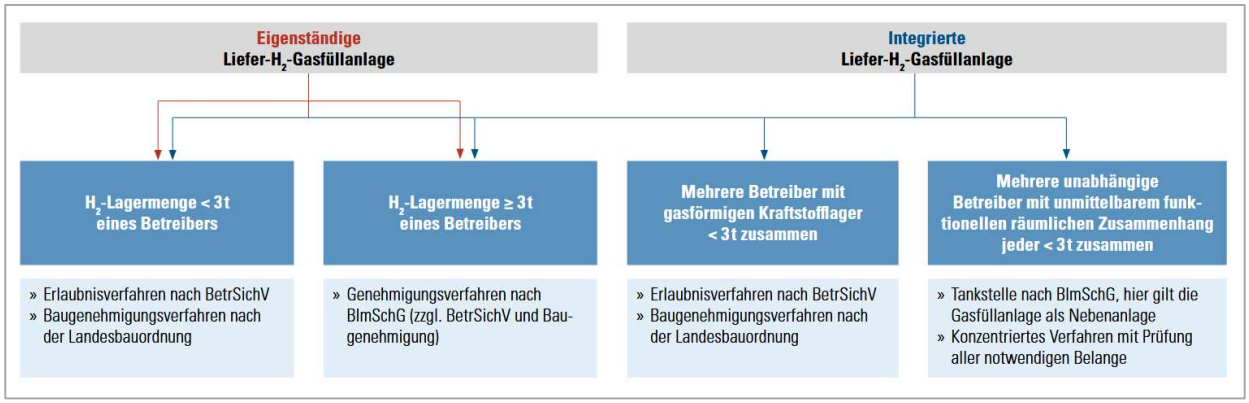

Abbildung 5-2: Leitfaden zur Genehmigung von H_2-Gasfüllanlagen (NOW GmbH, 2022)

5.5 Emissionshandelssystem EU-ETS 2

Der **Europäische Emissionshandel** (EU-ETS1) ist seit dem Jahr 2005 als zentrales Klimaschutzinstrument in der EU anzusehen. Das Ziel ist in der teilnehmenden Energiewirtschaft und in der energieintensiven Industrie die Treibhausgas-Emissionen zu reduzieren. Seit dem Jahr 2012 nehmen auch der innereuropäische Luft- und Seeverkehr am Emissionshandel teil.

Ab 2027 soll ergänzend zum EU-ETS 1 ein europäischer Emissionshandel für Brennstoffe eingeführt werden, der EU-ETS 2. Der Anwendungsbereich fokussiert insbesondere den Verkehrs- und Gebäudesektor und zusätzliche Sektoren, insbesondere Kleinindustrie, welches nicht unter das bestehende EU-Emissionshandelssystem fällt. Dieses neue System wird CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffen abdecken und behandeln. Ergänzend zum Europäischen Green Deal hilft das EU-ETS 2 den Mitgliedsstaaten die Emissionsreduktionsziele im Rahmen der Verordnung zur Lastenteilung (ESR) zu erreichen. Zum aktuellen Zeitpunkt reichen die Emissionsreduktionen nicht aus, um die Klimaneutralitätsziele für 2050 zu erreichen. Durch den festgelegten Kohlenstoffpreis der EU-ETS 2 wird ein Marktanreiz geschaffen um Investitionen im Gebäudebereich und in emissionsarme Mobilität zu tätigen. Bei dem EU-ETS 2 handelt es sich wie auch beim EU-ETS 1 um ein *„Cap-and-Trade"*-System, jedoch wird es die vorgelagerten Emissionen erfassen und somit werden die Kraftstofflieferanten dazu verpflichtet, ihre Emissionen zu überwachen und zu melden; die Endverbraucher bleiben davon unberührt. Im Rahmen des EU-ETS 2 müssen die Unternehmen ausreichend Zertifikate abgeben, um ihre Emissionen abzudecken. Die benötigten Zertifikate werden auf Auktionen gehandelt und durch regulierende Einrichtungen erworben. Die Obergrenze des Emissionshandels wird so festgelegt, dass die Emissionen bis 2030 um 42 % gegenüber dem Stand von 2005 gesenkt werden. Ein Teil der Einnahmen durch die Auktionen wird einem charitativen Zweck zugeführt. Die Mitgliedsstaaten sind dazu verpflichtet, die verbleibenden EU-ETS 2-Einnahmen für Klimaschutz- und Sozialmaßnahmen zu verwenden und darüber Bericht zu erstatten (European Commission, 2024).

5.5.1 Geltungsbereich

Alle natürlichen oder juristischen Personen sowie Personengesellschaften, die nach § 3 Nr. 19 TEHG (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz) **als Schuldner der Energiesteuer definiert werden**, sind zur Teilnahme am EU-ETS 2 verpflichtet. Darunter fallen u. A. Großhändler von Brennstoffen und Unternehmen, die Brennstoffe nach Deutschland importieren. Verantwortlich sind auch jene, die auf Grundlage von § 37 (2) Nr. 3, 4 EnergieStG von der Energiesteuer befreit sind.

Nicht EU-ETS 2 teilnahmepflichtig sind Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen.

Es werden im EU-ETS 2, wie auch im nEHS (nationale Emissionshandelssystem), energiesteuerpflichtig in Verkehr gebrachte Brennstoffe berichts- und abgabepflichtig erfasst. Anders als im nEHS sind auch energiesteuerpflichtige „Sonstige Energieerzeugnisse" und nach § 37 (2) Nr. 3, 4 EnergieStG von der Energiesteuer befreite Brennstoffe eingeschlossen.

Ein Unterschied zwischen nEHS uns EU-ETS 2 liegt darin, dass beim Zweiten der Anwendungsbereich auf bestimmte Nutzungen der Brennstoffe eingeschränkt ist. Zu den erfassten Sektoren gehören u. A. der Gebäudesektor, der Straßenverkehr, die Energiewirtschaft, das verarbeitende Gewerbe und das Baugewerbe, deren zuzuordnende Energieerzeugnisse nach § 1 (2) und (3) EnergieStG in Verkehr gebracht wurden.

Nicht unter den EU-ETS 2 fallen Brennstoffe, die im Tätigkeitsbereich des EU-ETS 1 (stationäre Anlagen, Luftverkehr, Seeverkehr) in Verkehr gebracht wurden. Darüber hinaus sind Brennstoffemissionen aus als Brennstoff verwendeten Siedlungs- oder gefährlichen Abfällen, der privaten, nicht-gewerblichen Luft- oder Schifffahrt, der Land- und Forstwirtschaft, dem landwirtschaftlichen Verkehr, dem Schienenverkehr, sowie sonstigen Bereichen wie dem Militär nicht im EU-ETS 2 enthalten. Das TEHG sieht vor, dass nicht erfasste Sektoren, mit Zustimmung der Europäischen Kommission in der Zukunft doch einbezogen werden können (Umweltbundesamt, 2024a).

5.5.2 Wichtige Startzeiträume und Fristen

2025:

Im EU-ETS 2 sind verantwortliche Unternehmen dazu verpflichtet**, für die Freisetzung von Treibhausgasemissionen eine Emissionsgenehmigung zu beantragen.** Der Antrag ist Bestandteil des Überwachungsplanes. Bis zum 30.06.2025 muss dieser zusammen mit dem Überwachungsplan bei der deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, über die Plattform der DEHSt, eingereicht werden. Auf Basis der eingereichten Daten werden zwei separate Verwaltungsakte erlassen, eine Emissionsgenehmigung und eine befristete Genehmigung des Überwachungsplans für die Berichtsphase von 2024 bis 2026.

Ein erster Emissionsbericht für das Jahr 2024 ist bis zum 30.04.2025 einzureichen, wobei aufgrund von Verzögerungen im Gesetzgebungsverfahren auf nationaler Ebene eine abweichende Frist gelten wird. Dieser Bericht muss nicht verifiziert werden (erst ab Emissionsbericht 2025). Für die Folgejahre müssen die Berichte jährlich zur selben Frist vorgelegt werden. Im Zeitraum 2024-2026 herrscht die EU-ETS 2 Berichtspflicht parallel zu der Berichts- und Abgabepflicht des nEHS (Umweltbundesamt, 2024a).

2026:

Die Entscheidung über die Sonderregel für den Start der EU-ETS 2 veröffentlicht die Europäische Kommission bis zum 15.07.2026.

Die **Konten für den EU-ETS 2 können Mitte 2026 eröffnet werden** und es besteht möglicherweise die Option die Konten vom nEHS-Register automatisch in das Unionsregister zu transferieren.

2027:

Bis zum 30.04.2027 müssen die Emissionen von 2026 selbstständig eingetragen werden. Für diese müssen keine Zertifikate abgegeben werden. Das Jahr 2026 fällt noch unter die Abgabeverpflichtung nach nEHS.

2028:

Für die **Emissionen des Jahres 2027 müssen die Zertifikate bis zum 31.05.2028 abgegeben werden**. Für die Verantwortlichen, die im EU-ETS 2 abgabepflichtig sind, entfällt mit dieser Transaktion die Abgabepflicht im nEHS-Register. Nachträgliche nEHS-Abgabe bis 2026 müssen weiterhin getätigt werden.

Ab dem 30.04.2028 müssen Verantwortliche jährlich bis zum 30.04.2030 einen Bericht über die Weitergabe der, durch die Abgabe von Emissionszertifikaten bedingten, Kosten an Verbraucherinnen im Vorjahreszeitraum einreichen. Dazu gehört auch der durchschnittliche Anteil der Kosten, die durch EU-ETS 2 hinzugekommen sind (Umweltbundesamt, 2024b).

5.5.3 Emissionsgenehmigung und Überwachungsplan

Für alle Verantwortlichen des EU-ETS 2, die bereits Verantwortliche nach § 2 (2) S. 1 BEHG (Brennstoffemissionshandelsgesetz) sind, ist eine Emissionsgenehmigung nach TEHG (vgl. § 41 (4) S. 1 TEHG) vorgesehen. Bis zur formalen Erteilung dieser gilt der genehmigte Überwachungsplan nach § 6 BEHG als TEHG-Emissionsgenehmigung. Dennoch ist ein Genehmigungsantrag verpflichtend notwendig.

Der Überwachungsplan stellt die Grundlage für den Emissionsbericht dar und muss eine vollständige und transparente Dokumentation der Überwachungsmethoden für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe enthalten. Der Überwachungsplan muss zur Genehmigung eingereicht werden.

In den Jahren 2024 bis 2026 laufen die Berichtspflicht des EU-ETS 2 und des nEHS parallel ab, daher baut die EU-ETS 2 Datenerfassung auf der des nEHS auf, um doppelte Eingaben von Daten, die für beide Berichte erforderlich sind soweit wie möglich zu vermeiden.

Ein Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO_2-Emissionen für die Berichtsphase 2024 bis 2026, eine FMS-Anwendung „3-in-1-Überwachungsplan", eine Video-Klickanleitung zur FMS-Anwendung, eine Vorlage und den Antrag auf Emissionsgenehmigung nach § 4 TEHG für Brennstoffe nach § 23 EnergieStG sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes zu finden (Umweltbundesamt, 2024a).

5.5.4 Auktionsverfahren

Die Zertifikate des Europäischen Emissionshandels 2 (EU-ETS 2) sind andere als die vom EU-ETS 1 und nEHS und mit diesen nicht kompatibel. Zudem werden keine nEHS-Zertikate (nEZ) in Zertifikate des EU-ETS 2 umgewandelt.

EU-ETS 2 Zertifikate werden ab 2027 ausschließlich versteigert, gemäß den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie sowie der EU-Auktionsverordnung. Diese finden, analog zu den EU-ETS 1 Versteigerungen, in Form von Spot-Kontrakten nach Einheitspreisverfahren mit einer Bieterrunde und geschlossenem Orderbuch statt. Die Auktionsplattform wird gemeinsam von der Europäischen Kommission und den Mitgliedsstaaten beauftragt.

Ungleich dem nEHS, wird im EU-ETS 2 bereits mit dem Start eine freie Marktpreisbildung stattfinden, da keine Festpreise oder Preiskorridore definiert werden. Es ist keine Preisobergrenze vorgesehen, jedoch die Implementierung von preisstabilisierenden Mechanismen wie „Frontloading" und Marktstabilitätsreserve.

65 Milliarden Euro der Auktionserlöse sollen in den EU-verwalteten Klima-Sozialfond fließen und darüber finanziell besonders vulnerable Haushalte, Kleinstunternehmen und Verkehrsnutzende. Die restlichen Erlöse verbleiben für wirtschaftliche und sozialpolitische Transformationsprozesse zur Klimaneutralität, insbesondere im Gebäude- und Verkehrssektor, bei den Mitgliedsstaaten (Umweltbundesamt, 2024b).

5.6 Treibhausgasminderungsquote

Zur Umsetzung der Vorgaben aus der EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien wurde in Deutschland 2015 die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) eingeführt mit dem Ziel die **Mindestanteile an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor** zu erreichen und die landesweiten Emissionen zu senken. Die THG-Quote ersetzt die bis zum Jahr 2014 geltende Biokraftstoffquote und ist das positive Gegenstück zur CO_2-Abgabe.

Die Treibhausgasquote soll die Mineralölwirtschaft motivieren, mehr erneuerbare Energien einzusetzen, um die Energiewende im Verkehr politisch steuerbar voranzutreiben.

Jeder, der fossile Brennstoffe in Umlauf bringt, muss einen bestimmten Prozentsatz der damit verbundenen Emissionen kompensieren. Im Jahr 2025 liegt der zu kompensierende Prozentsatz bei 10,6 % und bis 2030 wird dieser auf 25 % ansteigen. Die Kompensation erfolgt z.B. durch die Verwendung von Biokraftstoffen wie E10 oder durch den Quotenhandel mit Ladestrom oder grünem Wasserstoff als Kraftstoff für die Mobilität. Wird die Quote nicht erfüllt, muss eine Strafe von 600 Euro pro Tonne CO_2 gezahlt werden.

Den Quotenhandel mit erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (strombasiert) regelt die 37. BImSchV. Damit grüner Wasserstoff angerechnet werden kann, müssen die Strombezugskriterien der Delegierten Verordnung EU 2023/1184 und die gemäß der zweiten Delegierten Verordnung EU 2023/1185 berechnete Mindest-THG-Einsparung von 70 % erfüllt sein. Die Produktionsanlagen und potenziellen Lieferanten müssen nach einem von der EU-Kommission anerkannten System zertifiziert sein.

Durch den Quotenhandel von Wasserstoff können neben dem Verkauf des Wasserstoffs Zusatzerlöse in Höhe von 3,60 Euro pro kg H_2 erzielt werden (basierend auf dem Jahr 2024, einem Marktpreis von 130 Euro pro kompensierter Tonne CO_2 und einem THG-Wert des H_2 von 20 kg CO_2/GJ, was einer Einsparung von 78,6 % entspricht). Je nach Herstellungsmethode kostet Wasserstoff 6-10 Euro pro kg in der Produktion. Demnach stellt der Quotenhandel eine signifikante Finanzierungsmethode für Wasserstoff im Verkehrssektor dar.

Es wird zwischen vollständig und teilweise erneuerbaren Kraftstoffen unterschieden. Für erstere muss u.A. ein Ökostromvertrag (Green PPA) unterzeichnet werden, dann kann 100 % des Kraftstoffs angerechnet werden. Wenn Netzstrom für die Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur genutzt wird, gilt dieser als teilweise erneuerbar und es kann nur der erneuerbare Anteil des Strommix als Einsparung angerechnet werden.

Alle flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe für den Verkehr nicht-biogenen Ursprungs, werden mit dem Komparator von 94 g CO_2-Äq/MJ, der für fossile Brennstoffe steht, verglichen (Europäische Kommission, 2023). Quotenhandelsfähig ist Wasserstoff ab einer Emissionsmindesteinsparung von 70 % gegenüber dem fossilen Brennstoff, weswegen in der Praxis anteilhaft Wasserstoff mit Ökostrom aus PPA-Verträgen produziert wird oder durch eine Schlüsselung der Emissionen auf die unterschiedlichen Produkte der Elektrolyse (Wasserstoff, Sauerstoff, Wärme) die THG-Bilanz des Wasserstoffs „verbessert". Die Schlüsselung auf die unterschiedlichen Produkte verringert die Gesamtemissionen der Elektrolyse jedoch nicht, sondern

verteilt diese rechnerisch vom Wasserstoff auf den Sauerstoff und die Wärme um. Die Nebenprodukte werden somit emissionsintensiver und es kann ggf. nicht von einer realen Emissionsminderung des Wasserstoffs gesprochen werden. Die weiteren Kriterien für vollständig erneuerbaren Wasserstoff im Sinne der THG-Quote ist nachfolgend dargestellt.

Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit als vollständig erneuerbarer Wasserstoff (RFNBO) im Rahmen von RED II Art. 27(3) und der THG-Minderungsquote in Deutschland

Zu erfüllende Kriterien	Ohne Netzbezug	Strombezug über das öffentliche Netz		
Zusätzlichkeit: Inbetriebnahme ungeförderter EE-Anlage maximal 36 Monate vor H2-Anlage **PPA:** GreenPPA mit EE-Anlagenbetreiber **Geogr. Korrelation**[1]**:** Erzeugung und Verbrauch von Strom in identischer Gebotszone **Zeitliche Korrelation:** Verbrauch und Erzeugung EE-Strom monatsscharf, ab 2030 stündlich	**Szenario 1: Direktverbindung ohne Netzbezug** EE-Anlage beliefert H2-Anlage über Direktverbindung. Falls EE-Anlage auch Netzanschluss besitzt, muss über Messkonzept der ausschließliche Bezug über Direktverbindung nachgewiesen werden. Kombinierbar mit Szenario 2.	**Szenario 2: Allgemeiner Netzbezug** Anwendbar, falls Strombezug über das öffentliche Netz erfolgt und Optionen 3-5 nicht erfüllt sind. Grundsätzlich müssen alle Kriterien erfüllt werden (Ausnahmen in Übergangsphase)	**Szenario 3: Gebotszone mit geringen Emissionen** Anwendbar nur für Gebotszonen mit weniger als 18 gCO2eq/MJ THG-Intensität	**Szenario 4. Imbalance Settlement:** H2-Produktion verringert Redispatch von EE-Anlagen **Szenario 5. 90%-EE-Anteil:** Falls Gebotszone über 90 % EE-Anteil im Vorjahr, werden jährliche Produktionsstunden in Relation zum exakten EE-Anteil aus dem Vorjahr begrenzt (Bestandsschutz für Regelung für mindestens 5 Folgejahre)
Zusätzlichkeit	ab 2028[2]	ab 2028[2]	n.a.	n.a.
PPA	n.a.			n.a.
Geogr. Korrelation	n.a.			n.a.
Zeitl. Korrelation	n.a.	verschärfend ab 2030	verschärfend ab 2030	n.a.

1) Falls Inbetriebnahme H2-Anlage vor 2028, muss Zusätzlichkeit bis 01.01.2038 nicht eingehalten werden
2) Unter bestimmten Bedingungen kann Erzeugung und Verbrauch auch in verbundenen (offshore-)Gebotszonen erfolgen. Mitgliedsstaaten können Vorgaben verschärfen.

GreenTrax

Abbildung 5-3: Voraussetzungen Anrechenbarkeit als vollständig erneuerbarer Wasserstoff (RFNBO) (David Benjamin Pflegler, GT Emission Solutions GmbH, 2024)

Die zu betrachtenden Emissionen sind nicht auf den Strom begrenzt, sondern auf den kraftstoffspezifischen Lebenszyklus (Well-to-Wheel) auszuweiten. Darunter fallen dann z.B. die Emissionen der Einsatz- und Betriebsstoffe, produktionsbedingte Emissionen wie Leckagen und Abfallbehandlung, sowie die Emissionen durch Transport, Lagerung und Bereitstellung an Tankstellen.

Die Biokraftstoffquotenstelle am entsprechenden Hauptzollamt ist für die Auszahlung der Quotenerlöse zuständig. Quotendienstleister können den Quotenhandel, die Erstellung der Verträge, sowie formelle Rahmenbedingen übernehmen. Es besteht zudem die Möglichkeit, Index- oder Festpreise für prognostizierbare Quotenerlöse zu definieren (David Benjamin Pflegler, GT Emission Solutions GmbH, 2024) (Schwarz, 2024).

In Abbildung 5-4 sind die Nachweispflichten beim THG-Quotenhandel mit grünem Wasserstoff zusammenfassend dargestellt:

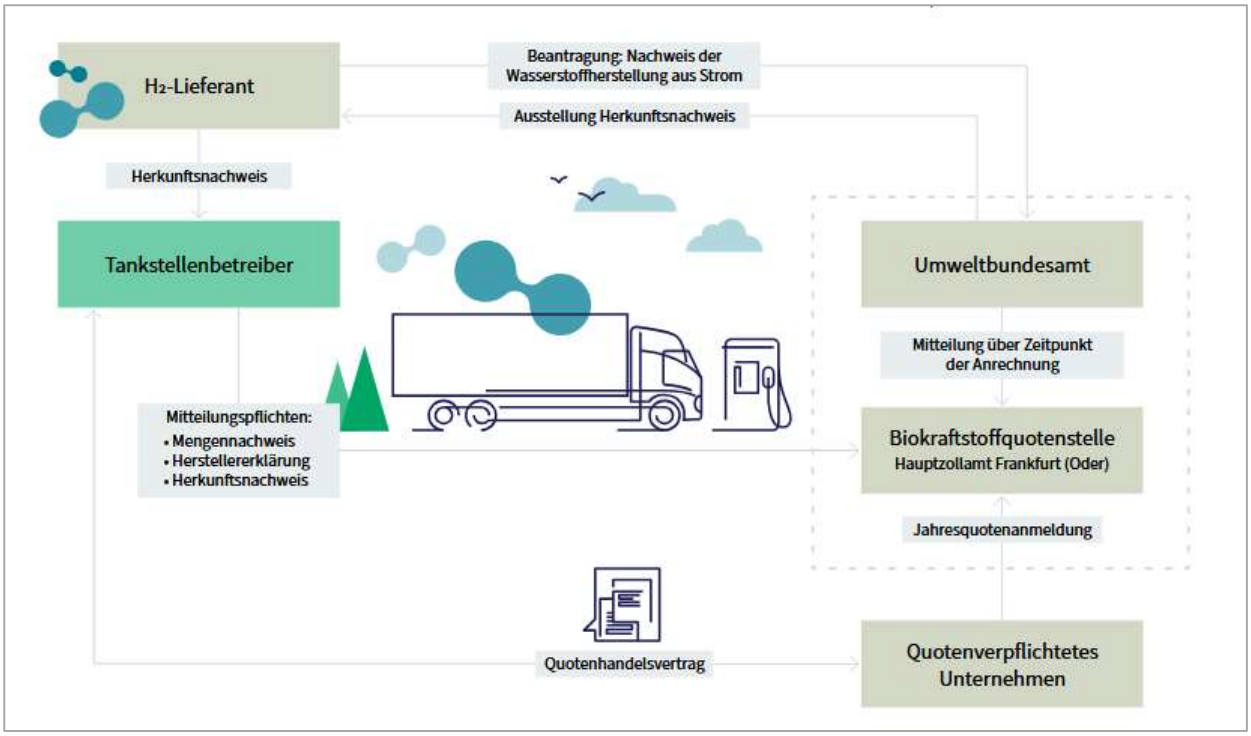

Abbildung 5-4: Nachweispflichten THG-Quotenhandel grüner Wasserstoff (Accenture, 2024)

6 Handlungsempfehlungen für den Wasserstoff-Hub Wissen inkl. der Betankungs-/Erzeugungsinfrastruktur

6.1 Lokales Wasserstoffproduktionspotenzial aus erneuerbaren Energiequellen

Im Rahmen der Standortanalyse zeigt sich, dass am Standort Wissen selbst keine *kurzfristig realisierbaren Optionen* für einen Wasserstoff-Hub als integrierte Lösung von „Erzeugung, Speicherung und Distribution/Tankstelle" an einem einzelnen Standort bestehen. Die zur Verfügung stehenden Flächen im Stadtgebiet – etwa im Bereich der Stadtwerke, bestehender Tankstelleninfrastruktur (z. B. Bellersheim) oder Logistikareale wie Brucherseifer – erfüllen nicht die genehmigungsrechtlichen Anforderungen für den Bau und Betrieb einer Wasserstoffproduktion inklusive Speicherung, Lagerung, Aufbau und Betrieb einer stationären H_2-Tankstelle. Insbesondere die städtebaulichen Einschränkungen durch fehlendes Baurecht, Flächennutzungskonflikte, Umgebungslärm (Immissionsschutz für Wohnbebauung), Überschwemmungsgebiete oder fehlende Flächennutzungsplanung limitieren aktuell die Realisierungsfähigkeit.

Einzelne freie Flächen in und um Wissen sind für ein Produktionspotenzial entweder nicht ausreichend erschlossen, unterliegen baurechtlichen Einschränkungen oder befinden sich in sensiblen Bereichen wie etwa in der Nähe des Sportplatzes oder im Brückenbereich, was eine Genehmigungsfähigkeit für Elektrolyseure grundsätzlich ausschließt. Zwei identifizierte Flächen außerhalb der Kernstadt sind derzeit ebenfalls noch nicht planungsrechtlich vorbereitet und müssten umfangreich überarbeitet werden.

Die lokale Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen, wie etwa über die bestehende Freiflächen-Anlage von Maxwäll Energie, ist durch bestehende PPA-Verträge gebunden und auch vom verfügbaren MWp Angebot limitiert. Dachflächenanlagen sind größtenteils vollständig EEG-gebunden durch Volleinspeisung oder Eigenstromnutzung. Auch das in Entwicklung befindliche Windkraftprojekt in Wissen auf dem Hümmerich als potenzielles EE-Erzeugungspotenzial steht derzeit unter juristischer Prüfung (Klageverfahren) und kann absehbar keine gesicherte Stromquelle für eine Direktanbindung bieten (VLAB, 2025). Weitere Realisierungsmöglichkeiten für neue PV-Freiflächenanlagen mit angeschlossener Elektrolyse sind in Wissen derzeit innerhalb der Stadtgrenzen nicht gegeben.

Ein Netzbezug ist grundsätzlich durch die vorhandenen 110 kV und 10 kV Leitungen vorhanden, jedoch stellt dieses kein Alleinstellungsmerkmal dar und muss unter den Gesichtspunkten der Standortwahl betrachtet werden. Netzbezug kann grundsätzlich auch in anderen Teilen des Kreises Altenkirchen erfolgen.

Die Handlungsempfehlung kommt daher zum Schluss, dass das Wasserstoffproduktionspotenzial im Raum Wissen als Bestandteil eines hybriden Hub-Konzepts erschlossen werden sollte. Hier wird der Produktionsstandort des Wasserstoffs und der Verbrauchsstandort wie beispielshaft eine Tankstelle getrennt voneinander errichtet, d.h. im Betrieb hybridisiert werden, solange kein integrierter Standort und die notwendigen konkret verfügbaren erneurbaren Energien Quellen in Wissen verfügbar sind.

Dabei sollte die *Erzeugung* an einem externen, genehmigungsfähigen Standort im Kreis Altenkirchen erfolgen, wo die realen Produktionsbedingungen als Wind- und PV-Freiflächen-Produktion gegeben oder absehbar geplant sind. Während die *Betankung* über stationäre oder mobile Lösungen an den beschriebenen Standorten in Wissen umgesetzt werden sollte, um die betrieblichen LKW-Fuhrparks als Abnehmer und Bedarfsträger zu adressieren.

Ein hybrides Modell wäre für den Wasserstoff-Hub Wissen aus Erzeugungssicht die zu empfehlende Umsetzung:

1. Dies erlaubt auf Erzeugungsseite eine modulare Entwicklung mit geringeren Einstiegshürden und hoher Flexibilität.
2. Dies ermöglicht Optimierungsansätze für das regionale Produktionspotenzial unter Einbeziehung weiterer Stakeholder und Erzeugungsakteure zu einem tragfähigen, integrierten Modell einer EE-Produktionsgemeinschaft unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten.
3. Dieses optimiert die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff durch Standortentwicklung mit einem optimalen Mix aus Windkraft, PV Strom und Netzbezug, solange der Transportradius der Trailer und die Bereitstellung beim Kunden unter 50 km liegt.

Aktuelle Studien zeigen zudem, dass bei einer Kombination von Wind- und Solarstromquellen mit einem Anteil von ca. 70 % Wind- und 30 % Solarstrom die Gestehungskosten von Wasserstoff am niedrigsten sind (Kost et al., 2024) (Wietschel et al. , 2024). Die Planung von Elektrolyseanlagen sollte sich daher an dieser Kombination orientieren.

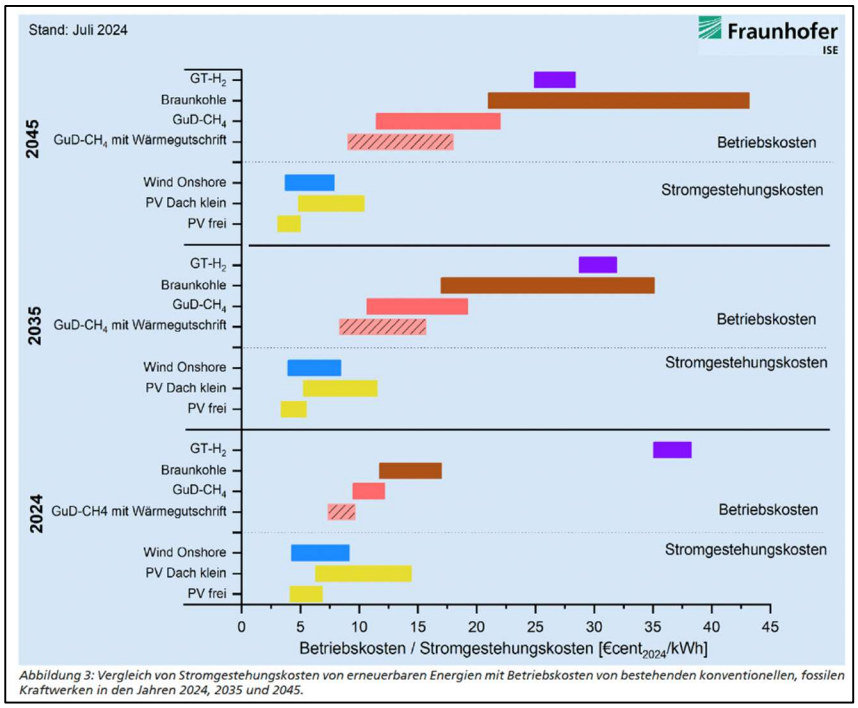

Abbildung 6-1: Vergleich von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien mit Betriebskosten von bestehenden konventionellen, fossilen Kraftwerken in den Jahren 2024, 2035 und 2045 (Kost et al., 2024)

6.2 Handlungsempfehlungen für identifizierte Wasserstoffproduktionstechnik und Infrastruktur

Der Anwendungsfokus liegt im Bereich „Mobilität". Industrielle Nutzer, die Wasserstoff in größeren Mengen benötigen, sind im Untersuchungskontext nicht berücksichtigt bzw. im Zuge der Wasserstoffpotenzialstudie nicht identifiziert. Für den Anwendungsschwerpunkt „Mobilität" ist ein hoher Reinheitsgrad des Wasserstoffs erforderlich, so dass die eingesetzte Technologie auf den erforderlichen Wasserstoffgehalt abgestimmt sein muss. Alle Elektrolyse-Technologien (PEM, Alkali und AEM) sichern einen hohen Grad an Reinheit, jedoch können nur die PEM und AEM Technologie netzdienlich eingesetzt werden, um Stromspitzen und Lastspitzen abzudecken.

Wasserstoff kann grundsätzlich auch über andere Wege produziert werden, wie zum Beispiel durch Zersetzung von Biomasse-Pyrolyse oder Ammoniak-Cracking (NH_3 zu H_2). Diese Verfahrenstechnik kann nicht als kurzfristige Handlungsempfehlung für das betrachtete Gebiet abgeleitet werden. H_2-Biomasse ist in Form von Klärschlamm nur in gewissen Mengen vorhanden. Die erzeugte Menge an Wasserstoff und der Stand der Technologiereife passen nicht zum anvisierten Abnahmebedarf.

Grünes Ammoniak als Derivat für Cracking-Anwendungen ist in der Region aufgrund industrieller Maßnahmen noch nicht bzw. absehbar nicht nutzbar.

Um auf die THG-Quoten der Fahrzeugflotten zur Dekarbonisierung angerechnet zu werden, müssen Spediteure künftig klimaneutrale Kraftstoffe verwenden. Hier gibt es je nach Anwendungsbereich mehrere Möglichkeiten der Dekarbonisierung (Batterie, saubere Kraftstoffe und Wasserstoff). Allen gemeinsam ist die Einbeziehung der ETS2 Emissionsverordnung der EU ab 2027, die auch den Verkehr in die CO_2 Bepreisung mit einbezieht (European Commission, 2025).

Diese Anforderungen ziehen als Handlungsempfehlung eine vorausschauende Flächen- und Netzplanung nach sich, um Wasserstoff in der Region auch „grün" entsprechend der EU-Taxonomie infrastrukturell sicher zu stellen. Die Anforderungen sollten daher auf lokaler Ebene unter Berücksichtigung angepasster Satzungen oder Genehmigungspflichten behandelt werden:

- Prüfung der Integration von Elektrolyseuren nach 4. BImSchV:
  Im Zuge von Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen aufzunehmen, um hier Sektorenkopplungseffekte zu erzielen.
- Integration von Batteriespeichern:
  Durch ergänzende Batteriespeicher kann das System stabilisiert und kurzfristige Einspeisespitzen geglättet werden. Dies verbessert nicht nur die Effizienz der Kosten der Wasserstoffproduktion, sondern erhöht auch deren Netzdienlichkeit.
- Modulares Ausbaukonzept:
  Aufbau von Elektrolyseanlagen mit 1 – 5 MW Leistung sowie einer Wasserstoffspeicherung von bis zu 3 t, z. B. über Trailerlösungen. Der Betrieb kann ohne immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren (BImSchG, siehe Kapitel 5) erfolgen und erlaubt eine wirtschaftliche Skalierung im Einklang mit dem tatsächlichen Bedarf.

6.3 Nutzungsmöglichkeiten von Abwärme aus der H_2-Produktion

Bei einer Elektrolyseanlage in der geplanten Größenordnung von 5 MW in Kombination mit EE, werden rund 6.400 MWh_{th}/a an Abwärme aus dem Elektrolyseprozess nutzbar (Stenzel, Brands, Dennewitz, & Baumgart, 2023). Diese kann in Nahwärmeanwendungen genutzt werden oder in Industrieprozesse mit eingebunden werden, vorausgesetzt der Abnehmer befindet sich in der Nähe der Elektrolyseanlage. Das Temperaturniveau der Abwärme ist mit einer zu erwartenden Temperatur von 50 - 60° C zwar gering, aber für Nahwärmenetze geeignet. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Wärmebedarf von 10 MWh pro Haushalt lassen sich damit bis zu 640 Haushalte pro Jahr mit Wärme versorgen. Die genaue Anzahl hängt dabei u.a. vom tatsächlichen Bedarf, der Betriebsdauer und Nutzungseffizienz der Anlage ab. Unter Einsatz von Wärmepumpen kann dieses Temperaturniveau jedoch auch für industrielle Anwendungen nutzbar gemacht werden (Fraunhofer IEG, 2025). Zudem ist die Abwärme für die Trocknung von landwirtschaftlichen Erzeugnissen geeignet oder kann für den Einsatz von mobilen, trailerbasierten Wärmespeichern zur thermischen Zwischenspeicherung, beispielsweise im Salzschmelzprozess, genutzt werden.

In und um Wissen wurden die bereits vorhandenen Nahwärmestandorte geprüft, welche aufgrund der Lage und unzureichender Anbindung an erneuerbare Anlagen nicht für einen Elektrolysestandort in Frage kommen. Der sich in Planung befindliche Nahwärmestandort rund um das Siegtalbad/Kopernikus Gymnasium der Stadtwerke in Wissen wurde mit geprüft. Dieser Standort ist aber ebenfalls aufgrund der Lage im Hang, im Überschwemmungsgebiet und der unzureichenden Anbindung an erneuerbare Anlagen ungünstig für einen wirtschaftlichen Elektrolysestandort.

6.4 Sauerstoffabnahmepotenzial aus der H_2-Produktion

Für die Abnahme des jährlich bis zu 4.700 t hochreinen Sauerstoffs aus der Wasserelektrolyse bieten sich verschiedene Branchen an. Jedoch ist Sauerstoff am Markt so günstig, dass die Bereitstellung, Aufreinigung und Trocknung teurer und ineffizienter ist. Lediglich der Einsatz bei einer Kläranlage, die Sauerstoff direkt nutzt oder der Einsatz in Oxyfuel-Prozessen könnte hier wirtschaftlich optimiert werden.

Die biologische Reinigungsstufe einer Kläranlage, bei der die Mikroorganismen mit Sauerstoff versorgt werden müssen, bietet sich besonders an. Im Umfeld von Wissen befinden sich zwei Kläranlagen signifikanter Größe; eine in Au/Sieg mit 40.000 Einwohnerwerten (EW) und eine in Wallmenroth/Muhlau mit 75.000 EW. Die genannten Kläranlagen haben derzeit kein Interesse an einer Sauerstoff-Abnahme, mit Hinweis u.a. auf unklare technische Anforderungen und betriebliche Fragestellungen.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse eines Versuchs der Bauhaus-Universität Weimar, bei der der Einsatz von Elektrolysesauerstoff auf kommunalen Kläranlagen untersucht wurde, können Abnahmepotenziale in Höhe von bis zu ca. 80 kg Sauerstoff pro Stunde für Au/Sieg und ca. 150 kg pro Stunde für Wallmenroth/Muhlau, in der Sommerzeit geschätzt werden (Sebastian Büttner, 2018). Im Winter ist der biologische Abbau aufgrund der niedrigen Temperaturen gehemmt und

der Sauerstoffbedarf verringert sich im Gegensatz zum Sommer um schätzungsweise 75 %. Diese Zahlen sollten lediglich als Orientierungswerte verstanden werden, da die Bedingungen in kommunalen Kläranlagen, sowohl räumlich als auch zeitlich, stark variieren und daher keine genauen Aussagen getroffen werden können.

Weitere Branchen mit einem Sauerstoffabnahmepotenzial in der Region Westerwald sind:

- die metallverarbeitende Industrie, bei der Sauerstoff für Schweißgeräte und Schneidbrenner genutzt wird,
- die chemische Industrie, bei der für Synthese- oder Oxidationsprozesse Sauerstoff verwendet wird und möglichweise für die Optimierung von Schmelzprozessen in der Glas-, Keramik- und Stahlindustrie
- und die Spurenstoffelimination auf Kläranlagen mittels Ozon.

Dazu müsste der Sauerstoff in entsprechenden Druckstufen abgefüllt werden. Bei Interesse kann eine Abfüllanlage zusätzlich installiert werden.

Die Betriebskosten für eine Sauerstoff-Aufbereitung sind derzeit nicht wirtschaftlich, da das O_2 als Industriegas über Luftzerlegung ein zertifiziertes Standard-Produkt ist und die Kosten inkl. Anlieferung in Flaschenbündel eine Abfertigung und Abfüllung derzeit nicht rechtfertigen. Der Sauerstoff kann aber theoretisch für die lokale Industrie genutzt werden.

6.5 Vorgehensweise für eine Umsetzungsstrategie des Wasserstoff-Hubs Wissen

Im Rahmen der Potenzialanalyse, der Interessensvertretergespräche sowie eines gemeinsamen Workshops, wurde die Wasserstoffnutzung im Kreis Altenkirchen für eine Umsetzungsstrategie am Standort Wissen mit Schwerpunkt Mobilität analysiert.

Für den **Standort Wissen** lassen sich als Designempfehlung und Auslegung für Mobilitätsanwendungen *zwei grundlegende Wasserstoff-Hub-Designvarianten* vergleichen:

Variante A: „integrierter Hub Standort"

- Inhalte: Erzeugung, Speicherung, Verteilung und erneuerbare Energieversorgung an einem Standort
- Voraussetzung: Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsfähigkeit, Netzanbindung
- Einschätzung für Wissen: *Nicht umsetzbar* aufgrund fehlender Flächen, regulatorischer Hürden und städtischer Struktur

Variante B: *„Hybrider-Wasserstoff-Hub* "

- Inhalte: Trennung von Produktion und Verteilung/Kunde
    - Produktion: in einem geeigneten Teil des Kreises Altenkirchen (z. B. Nähe zu Windkraft- oder PV-Freiflächenanlagen)

- Distribution: über stationäre H_2-Tankstelle in Wissen (evtl. lokaler Kraftstoffhandel) sowie mobile 350-bar-Trailerlösung für dezentrale Versorgung mit Option einer Flüssig-H_2-Tankstelle (nach Marktverfügbarkeit von LKWs, evtl. ab 2028)

- Voraussetzung: neben Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsfähigkeit, Netzanbindung auch Entfernung zwischen Produktion und Verteilung/Kunde unter 50 Km
- Einschätzung für Wissen: Umsetzbar aufgrund der durchgeführten Analyse mit Würdigung der Anforderungen von potenziellen Nutzern sowie der zuvor aufgeführten technischen Eckdaten

Auslegungskonzeption:

1. Elektrolyseurgröße: Auslegung von 2,5 bis max. 5 MW (abhängig vom verfügbaren EE-Strom und Abnahmevolumen, Berücksichtigung von Genehmigungserleichterungen)
2. Speicherkapazität: max. 3 t H_2 zur Vermeidung BImSchV-Genehmigungspflicht
3. Kernanwendung: 350 bar-H_2-Mobilität

6.6 Bewertung der Skalierbarkeit über die nächsten 10 Jahre

Mit dem Ziel, innerhalb der nächsten Jahre eine erste H_2-Infrastruktur im Kreis Altenkirchen zu errichten, sollte der Kreistag ein erstes Zeichen für die Gründung einer „Wasserstoffinitiative" aus Kreis, Kommunen, Unternehmen und Verbänden setzen. Ziel der Initiative sollte sein, die Erkenntnisse und Grundlagen aus den beiden Studien sowie aus übergreifenden Studien zu nutzen und dementsprechend erste Projekte und Vernetzungen herzustellen.

Im Zuge des Hochlaufs der Aktivitäten auf nationaler Ebene, europäischer Ebene und der Weiterentwicklung von H_2-Technologien, wird bis 2035 ein signifikanter Wandel eintreten. Hierzu wird der Fokus auf systemdienlichen Technologien wie Wasserstoff oder Methan in der Region an Bedeutung gewinnen.

Die Methanisierung von Wasserstoff stellt eine vielversprechende Möglichkeit dar, erneuerbare Energie in Form von Methan zu speichern und so weiterhin die bestehende Erdgasinfrastruktur im Mix mit Erdgas oder unterirdische Speicher zu nutzen. Die Methanisierung ist eine chemische Reaktion, bei der Wasserstoff (H_2) mit Kohlendioxid (CO_2) oder Kohlenmonoxid (CO) zu Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) reagiert. Der Wirkungsgrad der Methanisierung hängt von verschiedenen Faktoren ab und liegt in der Praxis zwischen 70 % und 85 %. Bei biologischer Methanisierung zusammen mit Elektrolyse bei rund 62 % (Energie Lexikon, 2025) (DWA, 2025). Derzeit ist synthetisches Methan teurer als fossiles Erdgas. Allerdings könnten steigende CO_2-Preise und eine verstärkte Dekarbonisierung der Wirtschaft die Wettbewerbsfähigkeit von synthetischem Methan erhöhen (Bundesregierung, 2025).

Trotz der Herausforderungen hinsichtlich des Wirkungsgrades und der Kosten bietet das Verfahren Potenzial, insbesondere in Kombination mit überschüssigem erneuerbarem Strom.

Technologische Weiterentwicklungen und geeignete politische Rahmenbedingungen werden entscheidend zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen.

Bis 2035 könnte ein Ziel der „Wasserstoffinitiative" sein, eine flächendeckende resiliente Versorgungsinfrastruktur in der Region aufgebaut zu haben. Dies kann Abnehmern im Bereich der Mobilität und Industrie eine Alternative in der Anwendung bieten.

Ebenso sollte im Bereich der regenerativen Anlagen die regionalen Investitionen in Windkraft- und PV-Anlagen verstärkt werden, Windstrom und überschüssiger PV-Strom sollten intensiver für die kostenoptimierte Wasserstofferzeugung genutzt werden und eine Anschlussinfrastruktur für auslaufende EEG-Anlagen errichtet werden.

Das Auslaufen von alten Windkraftanlagen erfordert neue Geschäftsmodelle, die die Nutzung von „grünem" Wasserstoff in den Blick nimmt. „Re-Powering" als Ersatz von alten Windkraftanlagen mit größeren Anlagen wird hier oft eine regulatorische Notwendigkeit sein, um „grünen Wasserstoff" entsprechend der EU-Vorgaben sicherzustellen. Die Skalierung in der Region ist auch vor dem Hintergrund der integrierten Wärmewende gegeben, deren Potenziale noch nicht ausgenutzt sind.

7 Fazit

Eine integrierte Lösung eines „Wasserstoff-Hubs" in Wissen ist aufgrund der lokalen Gegebenheit und Bedingungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht gegeben. Eine kleine „Betriebshof-Lösung" wäre möglich unter eingeschränkten Bedingungen und einem Mobility-Innovationsprojekt mit verfügbaren LKW mit 350 bar.

Die Produktion von grünem Wasserstoff in Form eines „Hybriden-Wasserstoff-Hubs" mit der Trennung von Produktion und Verteilung/Abnehmer ist in der Region möglich und grundsätzlich umsetzbar. Die notwendige Bedingung für dieses Modell ist, dass entsprechende EE-Projekte zur Verfügung stehen oder in Planung kommen, sowie entsprechende Abnehmer (Speditionen, Logistiker, u.a.) bereit sind, grünen Wasserstoff aus der Region zur Abdeckung ihrer Mobilitätsanforderungen zu beziehen und abzunehmen. In der Region ist auf der Technik- und Infrastrukturseite eine grundsätzliche Bereitschaft von Marktakteuren vorhandene, entsprechende Produktionsanlagen zu planen, zu bauen und zu errichten.

Auf Seiten des Landkreises und der regionalen Planungsgemeinschaft sollten Möglichkeiten geschaffen werden, die Potenziale von Wasserstoff als Baustein der regionalen Energie- und Verkehrswende im Zuge der Klimaschutzaktivitäten zu verstetigen. Weiterhin sind diese in Form von geeigneten Maßnahmen, Pilotprojekten, planungsrechtlichen Regelungen und unterstützenden Initiativen zu fördern. Der Kreistag sollte hierzu bestenfalls dem Landrat eine Empfehlung geben, im Zuge eines möglichen Pilotprojektes die Versorgungsicherheit der Region mit Sicherstellung von erneuerbarem Strom und klimaneutralen Kraftstoffen zu untersuchen. Zudem ist zu empfehlen die Standortsicherung der regionalen KMU's im Bereich der Schwerlogistik und Zuliefererverkehre durch geeignete Anwendung mit Wasserstoff zu fördern.

Wichtig ist hierbei, dass die verschiedenen Interessensgruppen und Akteure beim Thema „Wasserstoff" besser mitgenommen, geschult und integriert werden. Zu diesem Zweck wird die Einrichtung eines kontinuierlichen „Runden Tisches Wasserstoff" mit einem erweiterten Kreis von Akteuren zum Erfahrungsaustausch empfohlen. Vorstellbar ist die Entwicklung einer „Öffentlich-privaten Energiepartnerschaft" für den Kreis Altenkirchen. Öffentlich-private Partnerschaften sind Kooperationen zwischen dem öffentlichen Sektor und der Privatwirtschaft zur Realisierung öffentlicher Projekte, um den Ausbau Erneuerbarer Energien oder die Modernisierung der Energieinfrastruktur zu finanzieren und umzusetzen.

Die Aktivitäten in der Region zum Aufbau und Ausbau von Erneuerbaren Energien sind sehr dynamisch, aber es zeigt sich auch, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung noch stärker mitwachsen muss. Das Thema ist noch relativ neu, weshalb die Bevölkerung stärker in die Thematik einbezogen werden muss. Bei den Planungen zum Ausbau der EE-Anlagen im Landkreis sollten die Behörden und die Betreiber schon während der Planung entsprechende Flächen zur H_2-Erzeugung mit einplanen, damit diese ggf. später auch erschließbar sind. So kann das Abschalten von Windkraftanlagen im Zuge von Negativpreisen und Überangebot vermieden werden. Deshalb soll hier unter Nutzung neuer rechtlicher Möglichkeiten ein enges Bündnis geschaffen werden, das die Interessen aller Beteiligten bündelt, um die Klimaschutzziele der Region zu sichern und den Standort der Unternehmen zu erhalten.

Die regionalen Gasnetzbetreiber müssen schon heute überlegen, ob und welche Gasnetze künftig als Speicher und Netz für H_2 dienen sollen. Ebenso sollte die vollständige Prüfung der Tauglichkeit zur Umstellung im Verteilnetzgebiet erarbeitet, sowie Abstimmungen zu Anschlussnetzen wie Siegerland oder Lahn-Dill-Kreis aufgenommen werden. Eine Abstimmung mit Ein/Ausspeisungspunktbetreibern ins Wasserstoff-Kernnetz z.B. mit der Bad Honnef AG wird empfohlen. Die Bad Honnef AG wird über den Ausspeisungspunkt in Wirges die Möglichkeit bekommen, Wasserstoff ins Verteilnetz ein-/auszuspeisen und zu den industriellen Abnehmern in die Fläche zu liefern.

Auch sollten die zuständigen Behörden in den nächsten zwei Jahren sicherstellen, das künftige Genehmigungsprozesse schnell und einfach ablaufen. Dazu gehört die Ertüchtigung des Personals in den entsprechenden Themenfeldern sowie eine entsprechende digitale Infrastruktur. Optimal wäre hier ein Ansprechpartner für alle Wasserstoff-Belange, der alle internen Behördengänge übernimmt. Die Koordinierungsstelle Wasserstoff der Innovationsagentur RLP steht noch ganz am Anfang ihrer Arbeit. Eine Abstimmung bezüglich der Vorgehensweise beim Aufbau der beschriebenen Dienstleistungen zwischen Land und Kreis wird hier dringend empfohlen.

Zur Umsetzung sind ebenso zwingend stabile politische Rahmenbedingungen notwendig, z.B. bei steuerlichen Begünstigungen und regulatorischen Vorgaben. Der Ampelkoalition gelang es nicht, die EU-RED III Vorgaben fristgerecht in deutsches Recht zu überführen. Die Gesetzgebung ist für das erste Halbjahr 2026 vorgesehen. Insgesamt sind langfristige Zusagen der Politik unabdingbar, z.B. die Erhöhung der Treibhausgasminderungsquote im Verkehr, um den Klimaschutzbeitrag erneuerbarer Kraftstoffe und Antriebe zu stabilisieren und perspektivisch auszuweiten. Gemäß BEE-Verband (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) würde nach Auslaufen der EU-RED III- Notfallverordnung „eine Nicht-Umsetzung der RED III sowie eine Nicht-Verlängerung der EU-Notfall-Verordnung einen erheblichen Rückschlag für den Windenergieausbau und die inzwischen in Gang gekommene Genehmigungspraxis bedeuten".

Der Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung soll hier entsprechende regulatorische und gesetzliche Anstrengungen zum Ausbau und Aufbau einer dezentralen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland auf Bundesebene verfolgen (SPD, 2025). Im Einklang mit bundespolitischen Zielen und europäischen Planungen wie Fitfor55 und GreenDeal, könnte damit der ländlich-industrialisierte Kreis Altenkirchen auch von einer neuen Rahmensetzung profitieren.

Insgesamt stehen viele Herausforderungen bei der Energiewende an, die über eine effizientere und strategische Positionierung von Wasserstoff im Mix anderer Technologien wie Batterie-Anwendungen in der Mobilität gelöst werden müssen. Gerade im ländlichen Raum sind Verteilerverkehre heute schon mit Batterietechnik und Hochleistungs-Schnellladestation möglich. Im Bereich schwerer Nutzfahrzeuge wird es in Zukunft aber ohne alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff und e-Fuels für viele Anwender nicht gehen, alleine aus logistischen Gründen und Betriebsanforderungen. Dieses Problem zu lösen, sollte Teil der Wasserstoffinitiative sein.

8 Literaturverzeichnis

Accenture. (11 2024). *HYEXPERTS LEITFADEN.* Von Regionale Wasserstoffprojekte erfolgreich konzeptionieren: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2025/01/NOW_HyExperts-Leitfaden_Regionale-Wasserstoffprojekte.pdf abgerufen

Agora Think Tanks gGmbH. (4 2025). *Agora Energiewende - Photovoltaik- und Windflächenrechner*. Von https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/photovoltaik-und-windflaechenrechner abgerufen

Altenkirchen, Z. W. (2025). *Interaktive Karte (Nicht öffentlich zugänglich).*

BMDV. (18. Juni 2024). *Bekanntmachung der Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr Bundesanzeiger des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr.* (B. d. Justiz, Hrsg.) Abgerufen am 8. November 2024 von Bundesanzeiger des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr: https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/KHzOlO78EuDeqlVJcrZ/content/KHzOlO78EuDeqlVJcrZ/BAnz%20AT%2026.06.2024%20B5.pdf?inline

BMJ. (k.A.). *Bundesministerium der Justiz.* Von Baugesetzbuch: https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/__249a.html abgerufen

BMWK. (16. Mai 2024). *Homepage*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/impressum.html abgerufen

BMWK. (März 2025). *Förderdatenbank - Alternative Antriebe von Bussen im Personenverkehr*. Abgerufen am 8. November 2024 von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/alternative-antriebe-busse-personenverkehr.html

BMWK. (März 2025). *Förderdatenbank - Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben*. Abgerufen am 2. April 2025 von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/019-alternative-antriebe-nutzfahrzeuge.html

Bonet et al. (accenture, 2024). (kein Datum). *Studie zur Identifizierung von Potenzialregionen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Rheinland-Pfalz.*

Bundesregierung. (März 2025). *nicht-abschalten-sondern-umwandeln*. Von Bundesregierung: https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/nicht-abschalten-sondern-umwandeln-450440 abgerufen

Clean Energy Partnerchip e.V. (März 2025). Von https://cleanenergypartnership.de/betankung-bus-und-lkw abgerufen

David Benjamin Pflegler, GT Emission Solutions GmbH. (29. 8 2024). *HZwei*. Von THG-Quotenhandel für grünen Wasserstoff: https://www.hzwei.info/recht/37-bimschv-ermoeglicht-zusatzerloese-fuer-erneuerbare-kraftstoffe-thg-quotenhandel-fuer abgerufen

DWA. (März 2025). *BioSab*. Von Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.: https://de.dwa.de/files/_media/content/01_DIE_DWA/Forschung und Innovation/Publikationen aus der Wasserforschung/Abschlussbericht BioSab.pdf abgerufen

EEX-Transparency. (April 2025). *Wasserstoffpreise.* Von https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany abgerufen

Energie Lexikon. (März 2025). Von https://www.energie-lexikon.info/methanisierung.html abgerufen

Energy Charts. (März 2025). *Zubau erneuerbarer Energien*. Von www.energy-charts.info abgerufen

Europäische Kommission. (10. Februar 2023). *DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1185 DER KOMMISSION.* Von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185 abgerufen

European Commission. (2024). *Climate Action*. Von ETS2: buildings, road transport and additional sectors: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en abgerufen

European Commission. (April 2025). *ETS2.* Von www.ec.europa.eu abgerufen

Fraunhofer IEG. (Februar 2025). *IntegrH2ate - Untersuchung der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff von PEM-Elektrolysesystemen anhand theoretischer und experimenteller Untersuchungen*. Abgerufen am 17. Dezember 2024 von https://www.ieg.fraunhofer.de/de/referenzprojekte/integrh2ate.html

Google. (4 2025). *Google Maps*. Von https://www.google.de/maps/ abgerufen

gruene-fraktion-rlp.de. (Mai 2020). Von https://www.gruene-fraktion-rlp.de/parlamentarische-initiativen/h2-strategie-rheinland-pfalz-nutzung-von-wasserstoff-in-industrie-mobilitaet-und-energie-sektorenuebergreifend-voranbringen/ abgerufen

H2 Mobility. (08. April 2025). *H2 Mobility live - Tankstellenübersichtskarte*. Von https://h2.live/tankstellen/ abgerufen

KfW. (Februar 2025). *KfW-Information für Multiplikatoren.* Abgerufen am 13. März 2025 von https://imgs.elainemedia.net/b41a/3c7a80ea10301657f822353c4894458a.pdf

Kost et al. (2024). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf: Fraunhofer ISE.

LAI. (Oktober 2024). *Vollzugsleitfaden "Genehmigung und Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser ("Elektrolyseure")".* (U. d. Deutschland, Hrsg.) Abgerufen am 4. April 2025 von Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz: https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/vollzugsleitfaden-elektrolyseure-stand10-2024_2_1730722825.pdf

Landeshauptstadt Mainz. (2023). *MaHYnzExperts: Wasserstoffkonzept für die HyExperts-Region Mainz.* Mainz.

Leitprojekt H2Giga. (2025). *TPE - rechtliche Rahmenbedingungen, Leitfaden für die Genehmigung von Elektrolyseanlagen.* Von https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/b7f31632-fd9c-11ef-a8e4-a0369fe1b534/live/document/H2Giga_Genehmigungsleitfaden.pdf abgerufen

Lhyfe, G. G. (05 2025). (T. Goschler, Interviewer)

MI RLP. (2023). *LEP IV Kap. Erneuerbare Energien nach Vierter Teilfortschreibung.* Von Ministerium des Innern und für Sport des Landes Rheinland-Pfalz,: https://mdi.rlp.de/themen/raumentwicklung-in-rheinland-pfalz/landesentwicklungsprogramm/lep-iv/ausbau-erneuerbarer-energien abgerufen

NOW GmbH. (Februar 2022). *Genehmigungsleitfaden Wasserstoff-Tankstellen.* Von https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/03/NOW_Genehmigungleitfaden_H2-Tankstellen.pdf abgerufen

Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald. (April 2025). *Teilfortschreibung erneuerbare Energien*. Von https://mittelrhein-westerwald.de/index.php/teilfortschreibung-erneuerbare-energien abgerufen

Rheinland-Pfalz, M. d. (03 2025). *Flächenportal Erneuerbare Energien Rheinland-Pfalz*. Von https://rauminfo-fpee.de/netgis_fee/index.php abgerufen

Robinius et al. (umlaut, 2022). (kein Datum). *Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz.*

Schwarz, M. (7. 5 2024). *H2News.* Von „Der THG-Quotenhandel kann das Henne-Ei-Problem für den Wasserstoffhochlauf lösen": https://h2-news.de/h2talk/der-thg-quotenhandel-kann-das-henne-ei-problem-fuer-den-wasserstoffhochlauf-loesen/ abgerufen

Sebastian Büttner, M. J. (2018). *Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende - Einsatz von Elektrolysesauerstoff auf kommunalen Kläranlagen.* (REGWA, Hrsg.) Abgerufen am 6. Dezember 2024 von https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Urban_Energy_Systems/Dokumente/Beitrag_REGWA_2018_Buettner.pdf

SPD. (April 2025). *Koalitionsvertrag 2025.* Von https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag_2025.pdf abgerufen

Steiff, D. J. (17. März 2025). LEGAL OVERVIEW ALONG THE HYDROGEN VALUE CHAIN. CMS.

Stenzel, P., Brands, M., Dennewitz, F., & Baumgart, C. (2023). *Technische Hochschule Köln*. Abgerufen am 17. Dezember 2024 von Elektrolyse-Rechner: https://www.th-koeln.de/hochschule/kostenloses-tool-der-th-koeln-erleichtert-planung-von-elektrolyseanlagen_103419.php

TÜV SÜD. (April 2025). *TÜV SÜD Standard CMS 70 Erzeugung von grünem Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten.* Von https://www.tuvsud.com/de-de/-/media/de/industry-service/pdf/broschueren-und-flyer/is/energie/tv-sd-standard-cms-70_grund--und-zusatzanforderungen-deutsch-englisch.pdf abgerufen

Umweltbundesamt. (2024a). *Deutsche Emissionshandelstelle*. Von Berichtsphase EU-ETS 2 (2024-2026): https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/EU-ETS-2/eu-ets-2-berichtsphase-2024-2026/eu-ets-2_node.html abgerufen

Umweltbundesamt. (2024b). *Deutsche Emissionshandelsstelle*. Von Nationaler Emissionshandel (nEHS) / EU-ETS 2: https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/EU-ETS-2/ausblick-auf-2027/eu-ets-2-ausblick-2027_artikel.html abgerufen

VLAB. (Januar 2025). *klage-gegen-windraeder-in-einem-schutzgebiet-im-westerwald*. Von https://www.landschaft-artenschutz.de/vlab-klage-gegen-windraeder-in-einem-schutzgebiet-im-westerwald/ abgerufen

Wietschel et al. . (2024). *HYPAT – GLOBALER H2-POTENZIALATLAS.* https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT-Abschlussbericht.pdf: Fraunhofer ISI.

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
%	Prozent
a	Jahr
AEL	Alkalische Elektrolyse
AvR	Accreditation and Verification Regulation (Verordnung über die Akkreditierung und Prüfung)
AWE	Alkali-Wasser-Elektrolyse
AwSV	Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
bar	Druck
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BEE-Verband	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BHAG	Bad Honnef AG
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Störfallverordnung
BMJ	Bundesministerium der Justiz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMDF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsaufwand)
CcH_2	Kryokomprimierter Wasserstoff
CGH_2	compressed gaseous hydrogen (komprimierter gasförmiger Wasserstoff)
CH_4	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DB	Deutsche Bahn
DBI	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle

DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.
EAM	Elektrizitäts-Aktiengesellschaft Mitteldeutschland
etc.	et cetera
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
e.G.	eingetragene Genossenschaft
EliA	Elektronischen immissionsschutzrechtlichen Antragsstellung
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU Emissions Trading System (EU-Emissionshandel)
EU-REDIII	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU)
eV	eingetragener Verein
EW	Einwohnerwerte
ff.	folgend
G	formelles Verfahren
GE	Gewerbegebiet
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
GI	Industriegebiet
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft
H_2	Wasserstoff (chem. Formel)
H_2O	Wasser (chem. Formel)
HLB	Hessischen Landesbahn
i. d. R.	in der Regel
IE	Industrieemission
i.S.d.	im Sinne des
i.V.m.	in Verbindung mit
i.W.	im Wesentlichen
Index th	Wärme
Index el	Elektrische Energie

ImSchZuVO	Immissionsschutz-Zuständigkeitsverordnung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
Km	Kilometer
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden
kWp	Kilowatt peak
L	Liter
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz
LASI	Länderausschusses für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LEP IV	Landesentwicklungsprogramm Teil IV
LH_2	liquid hydrogen (Tiefkalter, verflüssigter Wasserstoff)
LHV	Lower Heating Value (unterer Heizwert)
LKW	Lastkraftwagen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
LoI	Letter of Intent (Absichtserklärung)
m	Meter
m^2	Quadratmeter
MDI	Ministerium des Innern und für Sport des Landes Rheinland-Pfalz
MGEC	Tankcontainer Trailerbetankung
MRR	Monitoring and Reporting Regulation (Verordnung über die Überwachung und Berichterstattung)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
nEHS	Nationaler Emissionshandel
nEZ	Nationale Emissionszertifikate
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NH_3	Ammoniak
NH_4	Ammonium

O_2	Sauerstoff
OGE	Open Grid Europe GmbH
OPEX	Operational Expenditures (laufende Betriebskosten)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Protonen-Austausch-Membran
PKW	Personenkraftwagen
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs)
RLP	Rheinland-Pfalz
PLZ	Postleitzahl
PPA	Power Purchase Agreement
ROI	Return on Investment
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Festoxid-Elektrolyseurzelle)
SVL	Schweißtechnische Lehr- und Versuchsanstalt
t	Tonnen
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TCO	Gesamtbetriebskosten
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
Ten-T	Trans-European Network Transport
THG	Treibhausgase
TWh	Terrawattstunden
UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
V	vereinfachtes Verfahren
VG	Verbandsgemeinde
VLAB	Verein für Landschaftspflege, Artenschutz & Biodiversität e.V.
WEA	Windenergieanlagen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Zweckverband Wasserversorgung Kreis Altenkirchen