

HyExpert - H2VL

**H2VL – Wasserstoffregion
Havelland**



LANDKREIS **HAVELLAND**

Gefördert durch:

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



Auftraggeber:

Landkreis Havelland

Der Landrat
Platz der Freiheit 1
14712 Rathenow



Erstellt durch:

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Anne Wasike-Schalling, Juliane Arriens, Dr. Andreas Christidis, Marcus Schober

IAV GmbH

Annelie Kahlenberg, Dr. Ingmar Hartung

consulting4drive GmbH

Marcus Lassowski, Lorenz Mittag

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Jana Eschweiler, Laura-Marie Schaudel

Bildquelle Titelbild: Petmal

Bildquelle Klimaschutzsiegel: freivonform - Agentur für Markenkommunikation

August 2023, Nauen

H2VL – Wasserstoffregion Havelland



Liebe Wasserstoffpartnerinnen und -partner,

ich freue mich, dass Sie sich für das Thema Wasserstoff begeistern und unsere Machbarkeitsstudie lesen.

Der Weg zur Studie war **ein intensiver, produktiver und vor allem visionärer Prozess**, den wir gemeinsam mit unseren Partnern angestoßen, weitergedacht und zum Teil schon umsetzungsreif gestaltet haben.

Wir hatten eine Vision, die Vorreiterqualitäten hat. Denn wenn keiner anfängt, dann wird auch nichts passieren. Und dass die **Notwendigkeit besteht, Alternativen zu fossilen Energieträgern zu prüfen und Potenziale zur regionalen Energieversorgung** zu heben, steht vor dem

Hintergrund vieler bundespolitischer Entscheidungen, aber auch weltpolitischer Ereignisse und deren Folgen außer Frage. Wasserstoff könnte eine Schlüsselrolle einnehmen.

Daher möchte ich Ihnen an dieser Stelle meinen herzlichen Dank aussprechen. Denn ein solches Projekt, wie es hier gestartet wurde, braucht Visionäre, braucht ein gutes Netzwerk aus Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft und es braucht einen innovativen Unternehmergeist. Die gemeinsame Erarbeitung dieser Studie, aber auch der Aufbau dieses Netzwerkes sind ein Beweis für **die Innovationskraft unseres Landkreises und seiner Unternehmen.**

In Zusammenarbeit mit dem Konsortium rund um das Reiner-Lemoine-Institut haben wir Akteure und Treiber der Wasserstoffwirtschaft gefunden. **Gemeinsam haben Sie sich Gedanken über die Erzeugung, die Speicherung und Verteilung von Wasserstoff im Landkreis gemacht, die in diese Studie eingeflossen sind.**

Es gibt ganz viele einzelne Initiativen und Ideen. Wir müssen nun schauen, wie wir einen regionalen Wasserstoffmarkt bzw. regionale Wasserstoffwertschöpfungsketten möglichst schnell, sinnvoll und wirtschaftlich hochfahren können. An diesem Thema bleiben wir dran und werden das auf politischer Ebene zum Thema machen.

*Ihr
Roger Lewandowski*

Der Landrat

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	14
1.1	Wasserstoff in Brandenburg	14
1.2	Das Havelland	14
1.3	Ziel des Projekts	16
2	Grundlagen	19
2.1	Herstellungsverfahren	19
2.2	Farben des Wasserstoffs	22
3	Rechtliche Rahmenbedingungen	24
3.1	Erzeugung	24
3.2	Betriebsmodelle mit erneuerbarem Wasserstoff	29
4	H ₂ -Produktion im Havelland	36
4.1	Potenzialanalyse Erneuerbare Energien im Havelland	36
4.2	Betriebskonzepte und Wirtschaftlichkeit	40
4.3	Stakeholder und ihre Betriebsmodelle im Havelland	51
4.4	Potenzialanalyse Zubau H ₂ -Erzeugung	62
5	H ₂ -Bedarf im Havelland	65
5.1	Straßenverkehr	67
5.2	Industrie	86
5.3	Schienenverkehr	88
5.4	Mengenpotenzialanalyse H ₂ -Abnahme im Havelland	90
6	Speicher und Verteilung	92
6.1	Speicherung	92
6.2	Transport	99
6.3	Tankstelle	103
7	Regionale H ₂ -Cluster	108
7.1	Cluster Östliches Havelland	109
7.2	Cluster Westliches Havelland	118
7.3	Szenarien für den H ₂ -Hochlauf in der Region	128
7.4	H ₂ -Roadmap für die Region	133
8	Ausblick	146
9	Quellen	147
10	Anhang	150
10.1	Steckbriefe Erzeugung	150
10.2	Steckbriefe Speicher	154
10.3	Steckbriefe Transport	162
10.4	Rechtliche Einordnung: Betriebsmodelle für H ₂ -Tankstellen	167
10.5	Rechtliche Einordnung: Speicher und Verteilung	173
10.6	Zertifizierung von Wasserstoff	183

ZUSAMMENFASSUNG

In der **HyExpert-Studie "H2VL"** präsentieren die Autorinnen und Autoren die vielversprechenden Potenziale einer H₂-Wirtschaft im Havelland. Ziel des einjährigen Projekts war es, technische, rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der H₂-Wirtschaft in der Region zu untersuchen und konkrete Projekte zur Entwicklung von H₂-Wertschöpfungsketten zu erarbeiten. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen konkrete Wege zum Aufbau von H₂-Projekten und einer zukünftigen H₂-Wirtschaft im Havelland.

Im Rahmen der Studie hat das Projektteam die Potenziale der H₂-Erzeugung und -abnahme der Region analysiert und konkrete Projektcluster sowie Handlungsempfehlungen entwickelt. Teil der Studie ist außerdem ein Genehmigungsleitfaden für H₂-Erzeugungsanlagen, der gesondert veröffentlicht wird. Ein weiterer wesentlicher Teil des Projekts konzentrierte sich auf den Aufbau und die Beratung eines **Stakeholder-Netzwerks mit 75 lokal ansässigen Unternehmen und Organisationen**, zu dem 140 Personen gehören. Im Ergebnis wurde ein Stakeholder-Netzwerk aufgebaut, dessen Teilnehmende das Projekt aktiv mitgestalteten und sich in die Projektarbeit einbringen konnten. In Workshops und bilateralen Gesprächen konnte Wissen gesammelt und für die Projektergebnisse verwendet werden. So entstanden konkrete Geschäftskonzepte, die die Machbarkeitsstudie entscheidend prägten. Das Netzwerk wurde zum entscheidenden Resonanzboden für intensiven Rat und Austausch und trug maßgeblich zur gemeinsamen Formulierung von Handlungsempfehlungen für die Zukunft bei.

Potenzial für grünen Wasserstoff

Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff wird Strom aus erneuerbaren Energien wie Windkraft oder Solarenergie zum Betrieb von Elektrolyseuren benötigt. **Die Potenzialanalyse für die Erzeugung von erneuerbarer Energie zeigt, dass das Havelland sehr gut aufgestellt ist, um grünen Wasserstoff in großen Mengen herzustellen.** Bis 2030 könnten mit den getroffenen Annahmen zwischen 13 und 65 MW Elektrolyseleistung installiert werden. Dafür würde eine Leistung aus erneuerbarer Energie (EE) zwischen 26 bis 130 MW benötigt. Dies entspricht einem Bruchteil der verfügbaren Flächen und stellt sicher, dass die Stromerzeugung für die H₂-Erzeugung zusätzlich zu den direkten Strombedarfen erfolgt. Damit könnten im Havelland theoretisch bis zu 3.500 Tonnen grüner Wasserstoff pro Jahr hergestellt werden. Die tatsächlichen Projektergebnisse deuten jedoch darauf hin, dass bis 2030 eine

H₂-Produktion im Bereich von 300 bis 1.500 Tonnen möglich sein wird. Es gibt also weitere Potenziale die genutzt werden können.

Der Strom für die Erzeugung von grünem Wasserstoff muss aus erneuerbaren Energien stammen, die entweder per Direktleitung mit dem Elektrolyseur verbunden sind oder über das öffentliche Stromnetz und einen Stromliefervertrag verfügen. **Bei einem Vergleich der Strombezugsmodelle zeigt sich, dass die Variante mit eigenen erneuerbaren Energieanlagen und Direktleitung die geringsten Gesteungskosten für grünen Wasserstoff aufweist.** Das Modell mit einem Stromliefervertrag (PPA as produced) hat etwas höhere Kosten. Eine marktpreisgetriebene Fahrweise des Elektrolyseurs kann ähnliche Gesteungskosten aufweisen, wie bei der Direktleitung. Das hat den Nachteil, dass der Wasserstoff nicht oder nur zum Teil erneuerbar ist. Damit kann ein wichtiger finanzieller Bestandteil in der Wertschöpfungskette im Verkehrssektor nicht im Geschäftsmodell zum Einsatz kommen: die Zusatzerlöse durch den THG-Quotenhandel.

Bedarf für grünen Wasserstoff

Für die Bedarfsanalyse wurden die Sektoren Industrie und Verkehr genauer untersucht. Im Havelland sind keine Industriezweige ansässig, die bereits heute Wasserstoff nutzen oder zu den klassischen, künftigen H₂-Großverbrauchern (Chemie- und Stahlindustrie) gehören. Im Verkehrsbereich wurde vor allem der Straßen- und Schienenverkehr betrachtet. **Die Analyse des theoretischen H₂-Bedarfs im Havelland zeigt, dass dieser im Straßenverkehr in den kommenden Jahren stark ansteigen könnte.** Besonders für den straßengebundenen Schwerlastverkehr könnte Wasserstoff zur Dekarbonisierung beitragen. Mit dem Güterverkehrszentrum in Wustermark gibt es hier bereits einen wichtigen regionalen Anknüpfungspunkt.

Die Mehrkosten für den Einsatz von H₂-Fahrzeugen entstehen heute hauptsächlich durch höhere Anschaffungskosten im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen, nicht jedoch durch den Betrieb. Bei einem Szenario, in dem der H₂-Preis bei 7,56 €/kg netto liegt, ergibt sich eine Preisparität der Energiekosten im Vergleich zu Diesel (1,52 €/l netto). Mit eingerechnet ist die THG-Quote – ein Förderinstrument, mit dem Unternehmen, die erneuerbaren Wasserstoff in den Verkehr bringen, erhebliche, zusätzliche Erlöse erzielen können. Der Vorteil beim Einsatz von Wasserstoff ist eine wirtschaftliche Planungssicherheit durch langfristige Lieferverträge. Für Diesel werden zukünftig weitere Preissteigerungen erwartet.

Gemäß konkreter Projektziele wird bis 2030 vor allem in kommunalen Flotten ein Bedarf an Wasserstoff entstehen. Diese Flotten haben einen kumulierten Bedarf von etwa 270 Tonnen erneuerbarem Wasserstoff pro Jahr, der lokal gedeckt werden kann. In Stakeholder-Gesprächen

wurde deutlich, dass sowohl im Industrie- als auch im Verkehrssektor weitere Stakeholder langfristig daran interessiert sind, Wasserstoff abzunehmen.

Genehmigungsleitfaden hilft bei rechtlicher Einordnung von Anlagen

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Wasserstoff wurden insbesondere hinsichtlich planungs- und genehmigungsrechtlicher Fragestellungen analysiert und in einem praxisorientierten Genehmigungsleitfaden festgehalten sowie in einem Workshop vorgestellt. Er hilft Unternehmen, die planen eine H₂-Erzeugungsanlage zu errichten, sowie Behördenmitarbeitenden bei der rechtlichen Einordnung der untersuchten Anlagen.

Zwei konkrete Cluster für H₂-Wirtschaft im Havelland

Jenseits der in diesem Bericht festgehaltenen Ergebnisse, gipfeln die Bestrebungen des HyExpert Projekts in zwei spezifischen Clustern. Hier engagieren sich Stakeholder aktiv in der **Realisierung von Projekten**, die sich mit der Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff befassen.

Cluster „Östliches Havelland“

Durch die vollständige Umsetzung der H₂-Wertschöpfungskette – von Produktion über Transport bis zur Abnahme – entsteht am Standort Nauen ein wegweisendes Projekt für grünen Wasserstoff. Die EMB Energie Mark Brandenburg GmbH (EMB) – ein Teil der GASAG Gruppe – plant die Errichtung einer 3 MW H₂-Elektrolyse am Energiewende Labor Ketzin in Brandenburg. Der produzierte Wasserstoff aus erneuerbarem Strom soll für kommunale Bus- und Müllabfuhr-Flotten im Landkreis Havelland zur Verfügung gestellt werden. Im sogenannten **Cluster „Östliches Havelland“** (siehe Abbildung 1) ermöglichte es das H₂VL-Projekt, die **Hauptakteure zusammenzubringen, erste Modellrechnungen durchzuführen und eine Absichtserklärung für den Förderantrag der Elektrolyseanlage** in Ketzin zu erstellen. Entlang dieser Wertschöpfungskette erfolgte eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit, die zeigte: es ist machbar, eine wirtschaftlich vorteilhafte Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zur Nutzung aufzubauen, von der alle Beteiligten profitieren können. Ein Antrag auf Förderung wurde eingereicht und eine vorläufige Förderzusage liegt vor. Zusätzlich wurden die Akteure der Transportlogistik-Branche im Gebiet Wustermark-Brieselang als potenzielle Clustererweiterung mit einbezogen.

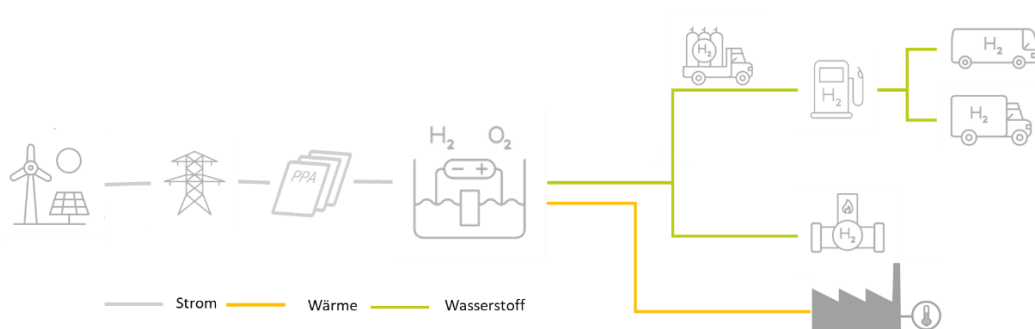


Abbildung 1: Erneuerbare H2-Bereitstellung und Abwärmenutzung in Ketzin mit Abnahme in Nauen

Cluster 2: „Westliches Havelland“

In Anbetracht der aktuellen politischen Diskussion ist die Wärmewende auch im Havelland zu einem zentralen Thema geworden. Die Stadt Rathenow profitiert von einem bereits bestehenden Fernwärmenetz. Die Motivation, dieses Fernwärmenetz zu dekarbonisieren, folgt aus aktuellen politischen Zielsetzungen sowie der Möglichkeit, mithilfe eigener erneuerbarer Energien die Fernwärme klimafreundlicher zu gestalten. In diesem Kontext entstand das zweite **Cluster „Westliches Havelland“ – ein Projekt zur integrierten Strom-, Wärme- und H2-Erzeugung** (siehe Abbildung 2). Geplant ist die Implementierung einer Power-to-Heat-Anlage, die mit Strom aus Windkraftanlagen betrieben wird und diesen direkt in Wärme umwandelt. Die Anlage soll ergänzt werden durch einen Elektrolyseur, der in Zeiten hoher Stromerzeugung den überschüssigen Windstrom nutzt und diesen in Form von Wasserstoff speichert. So kann auch die Abwärme des Elektrolyseurs im System genutzt werden. **Mit diesem Konzept können über 50 Prozent der Rathenower Fernwärme dekarbonisiert werden. Zudem entstehen über 50 Tonnen erneuerbarer Wasserstoff pro Jahr.** Dieser ist für die Versorgung der Fahrzeugflotte des Wasser- und Abwasserverbandes sowie weiterer kommunaler Flotten in Rathenow vorgesehen. Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr führt zu einer effizienten und kostenmäßig konkurrenzfähigen Energiebereitstellung, die neben Planungssicherheit für die Akteure auch Preisstabilität für die Kunden schafft.

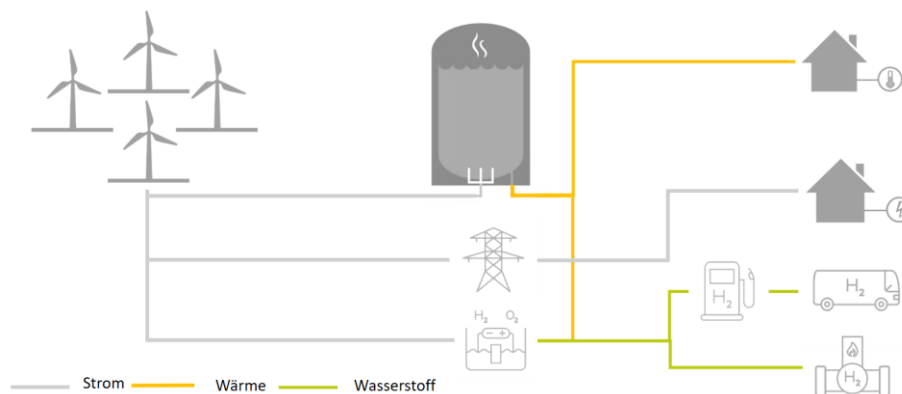


Abbildung 2: Integriertes Konzept für die erneuerbare Wärme- und H2-Bereitstellung in Rathenow

Handlungsempfehlungen und konkrete Szenarien für eine H2-Wirtschaft

Basierend auf den Clustern sowie weiteren Stakeholder-Gesprächen und Workshops wurden konkrete **Handlungsempfehlungen für das Havelland erarbeitet**. Diese Empfehlungen sollen helfen, die Rahmenbedingungen für die lokale H2-Wirtschaft in den Bereichen H2-Erzeugung, H2-Bedarf, Speicher und Verteilung, lokale Politik, Netzwerk und Öffentlichkeit sowie Forschung und Entwicklung zu verbessern und die gezielte Umsetzung von Projekten zu fördern. Die Empfehlungen richten sich an den Landkreis, die regionale Planungsgemeinschaft, die Kommunen und die übergeordnete Politik, sowie an bestehende Stakeholder, interessierte Unternehmen und die Wirtschaftsförderung Berlin-Brandenburg (WFBB).

Der Hochlauf der H2-Wirtschaft hängt im Havelland davon ab, wie Stakeholder und Landkreis sich strategisch ausrichten. In Anlehnung an die Bestrebungen in ganz Brandenburg wurden zwei mögliche Strategien betrachtet. Im ersten Szenario würde das **Havelland zu einer führenden Erzeugungsregion für erneuerbaren Wasserstoff** werden. Dadurch könnte es sich von anderen H2-Regionen in Deutschland abheben, weitgehende Energieunabhängigkeit erlangen und erneuerbaren Wasserstoff für andere Regionen bereitstellen. Hierfür gibt es gute Voraussetzungen: Sowohl Flächen für den Ausbau von erneuerbaren Energien als auch Stakeholder sind vorhanden. Jedoch muss sichergestellt werden, dass die lokale Bevölkerung im hohen Maße in die Projekte einbezogen wird und davon profitiert. Vermehrte Bürgerenergieprojekte sind hierfür eine wichtige Maßnahme.

Im zweiten Szenario liegt der Fokus auf der Nutzung von Wasserstoff. Gute Voraussetzungen für eine Skalierung hat das Havelland insbesondere im Bereich des **straßengebunden Schwerlastverkehrs**. Hierfür bedarf es ebenfalls großer H2-Produktionskapazitäten für erneuerbaren Wasserstoff, den

Aufbau langfristiger Importstrukturen und einer entschlossenen Umsetzung durch ansässige Logistik- und Tankstellenunternehmen.

Darüber hinaus wurde in den Szenarien und den konkreten Projektbestrebungen deutlich: Der Hochlauf der H₂-Wirtschaft kann im Havelland zur Emissionsreduktion im Verkehrssektor beitragen. Die absehbaren Reduktionspotenziale reichen bis 2030 jedoch nicht aus, um die Klimaziele zu erreichen. **Deshalb muss die Emissionsreduktion im Sektor Verkehr in der kurzen Frist auch von weiteren Maßnahmen begleitet werden.**

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ABH	Abfallbehandlungsgesellschaft Havelland mbH
AEL	Alkalische Elektrolyse
AG	Aktiengesellschaft
BauGB	Baugesetzbuch
BBergG	Bundesberggesetz
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BioKraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
CAPEX	Investitionskosten
CO₂	Kohlendioxid
DA	Delegierter Rechtsakt
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU KOM	EU Kommission
FCEV	Fuel cell electric vehicle - Brennstoffzellenfahrzeug
gGmbH	gemeinnützige Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbHG	GmbH-Gesetz
GVZ	Güterverkehrszentrum
HkNRG	Herkunftsnachweisregistergesetzes
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
kg	Kilogramm
KG	Kommanditgesellschaft
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LKW	Lastkraftwagen
MW	Megawatt
OPEX	Betriebskosten
ÖPNV	öffentlicher Personennahverkehr
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
PPA	Power Purchase Agreement - Stromliefervertrag
PV	Photovoltaik
REDII	Renewable Energy Directive II
SE	Societas Europaea
SGV	Schienengüterverkehr
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
THG	Treibhausgas
TRBS	Technischen Regeln für Betriebssicherheit
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

VKM	Verbrennungskraftmaschine
WAVR	Wasser- und Abwasserverband Rathenow
WEA	Windenergieanlagen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
WKA	Windkraftanlagen
ZÜS	zugelassene Überwachungsstelle

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Erneuerbare H2-Bereitstellung und Abwärmenutzung in Ketzin mit Abnahme in Nauen	8
Abbildung 2: Integriertes Konzept für die erneuerbare Wärme- und H2-Bereitstellung in Rathenow	9
Abbildung 3: Klimaschutzziele im Landkreis bis 2030	15
Abbildung 4: Arbeitspakete des Projekts	17
Abbildung 5: Workshops im Projekt HyExpert Havelland 2022-2023	17
Abbildung 6: Verschiedenen Herstellungsverfahren für Wasserstoff.....	19
Abbildung 7: Strombezugskriterien nach DV zu Art. 27 Abs. 3 RED II.....	30
Abbildung 8: Potenzialbegriffe.....	36
Abbildung 9: EE-Potenzialflächen im Havelland	38
Abbildung 10: Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse	42
Abbildung 11: H2-Gestehungskosten in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung.....	43
Abbildung 12: Marktwert von Windkraft und PV im Zeitraum 2018 bis 2022.....	45
Abbildung 13: Entwicklung der Großhandelspreise	46
Abbildung 14: Jahresdauerlinie der günstigsten mittleren Großhandelspreise für Strom	48
Abbildung 15: H2-Erzeugungskosten bei marktgetriebener Fahrweise.....	49
Abbildung 16: Geplante Wasserstoff- und Wärmebereitstellung der Rathenower Wärmeversorgung.....	51
Abbildung 17: Standort Ketzin	53
Abbildung 18: Beispielhaftes Betriebskonzept der naturwind Potsdam	59
Abbildung 19: Abfallstandort Schwanebeck/Nauen	61
Abbildung 20: Theoretische sowie projektbezogene Hochläufe der H2-Erzeugung im Havelland.....	63
Abbildung 21: Ergebnisse der Analyse des theoretischen H2-Bedarfs im Straßenverkehr	68
Abbildung 22: Schema zum methodischen Vorgehen unter Berücksichtigung der betrachteten Eingangsdaten und Annahmen für die Ableitung eines theoretischen H2-Bedarfs im Straßenverkehr	69
Abbildung 23: Anforderungen aus dem Klimaschutzgesetz.....	71
Abbildung 24: Annahmen zum Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge	72
Abbildung 25: Übersicht der deutschen TEN-T Kernkorridore.....	74
Abbildung 26: Vergleich der Kosten für Busbetreiber	77
Abbildung 27: TCO-Vergleich	80
Abbildung 28: TCO-Vergleich	81
Abbildung 29: Auszug aus dem H2-Marktplatz Berlin Brandenburg.....	101
Abbildung 30: Methodik zur Bewertung der Stakeholder in den Clustern	108
Abbildung 31: Im H2VL-Projekt entwickelte H2-Cluster	109
Abbildung 32: Wertschöpfungskette Cluster „Östliches Havelland“	110
Abbildung 33 Übersicht Stromkosten Tankstelle	111
Abbildung 34 Erlös durch THG Minderung.....	112
Abbildung 35: Flottenhochlauf und H2-Abnahme im Cluster „Östliches Havelland“	113
Abbildung 36: Vereinfacht dargestelltes Tankstellenkonzept für den Standort Nauen	114
Abbildung 37: Tankstellenlayout und Platzbedarf	115
Abbildung 38: Kapitalwertberechnung Elektrolyse.....	116
Abbildung 39: Kapitalwertberechnung Tankstelle	116

Abbildung 40: Steigerung des EE Anteils in der Fernwärme	118
Abbildung 41: Wertschöpfungskette Cluster „Westliches Havelland“	120
Abbildung 42: Windstromerzeugung und Fernwärmennachfrage in Rathenow	121
Abbildung 43: Fernwärmedeckungsgrad durch E-Heizer	121
Abbildung 44: H2-Abnahme und –Erzeugung im Cluster „Westliches Havelland“	123
Abbildung 45: Vermiedene CO ₂ -Emissionen im Cluster „Westliches Havelland“	124
Abbildung 46: Vollkosten der Erzeugung von Wärme und Wasserstoff	126
Abbildung 47: Investitionskosten für eine Anlagenkonfiguration im „Westlichen Havelland“	127
Abbildung 48: Die Projektergebnisse „Erzeugung“ im Kontext des Gutachtens zum Klimaplan Brandenburg ..	130
Abbildung 49: Die Projektergebnisse „Bedarf“ im Kontext des Gutachtens zum Klimaplan Brandenburg	131
Abbildung 50: H2-Hochlauf aus dem Gutachten zum Klimaplan Brandenburg	133
Abbildung 51: Handlungsempfehlungen	134
Abbildung 52: Handlungsempfehlungen	135

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: H2-Gestehungskosten in Abhängigkeit vom Strompreis und den Vollbenutzungsstunden	21
Tabelle 2: Annahmen für die Elektrolyse	22
Tabelle 3: Technisch mögliche EE-Erzeugungspotenzial im Havelland	37
Tabelle 4: H2-Gestehungskosten	42
Tabelle 5: Annahmen für die Wirtschaftlichkeit von PV- und Windkraftanlagen	43
Tabelle 6: Netzgekoppelte Abgaben für das Jahr 2023	46
Tabelle 7: Kennzahlen H2-Erzeugung Rathenower Wärmeversorgung	52
Tabelle 8: Kennzahlen H2-Erzeugung Energiewendelabor Ketzin	54
Tabelle 9: Kennzahlen H2-Erzeugung neue Energien Premnitz	55
Tabelle 10: Kennzahlen H2-Erzeugung der Havelland-Kliniken	57
Tabelle 11: Typische Kennzahlen H2-Erzeugung	58
Tabelle 12: Kennzahlen H2-Erzeugung von Naturwind	59
Tabelle 13: Kennzahlen H2-Erzeugung am Standort Schwanebeck der ABH	61
Tabelle 14: Elektrolysezubau nach Koalitionsvertrag für Deutschland 2030 und das Havelland	63
Tabelle 15: Bekannte Stakeholder und (potenzielle) Projektbestrebungen im Bereich Erzeugung	64
Tabelle 16: Vor- und Nachteile von Fahrzeugen mit H2-Antrieb	66
Tabelle 17: Verbrauchsannahmen für die betrachteten Fahrzeugklassen	73
Tabelle 18: Anforderungen an die Neubeschaffung von Bussen aus der CVD	76
Tabelle 19: Anforderungen an die Neubeschaffung von Lkw aus der CVD	79
Tabelle 20: Mengenpotenzialanalyse der H2-Abnahme	91
Tabelle 21: Vergleich verschiedener Speichertechnologien	93
Tabelle 22: Vergleich verschiedener Transporttechnologien	99
Tabelle 23: Annahmen Wirtschaftlichkeitsrechnung Cluster „Östliches Havelland“	111
Tabelle 24: Ausgewählte Annahmen und Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung Cluster „Westliches Havelland“	124
Tabelle 25: Rechtliche Beziehungen zwischen den Beteiligten an einer H2-Tankstelle	168
Tabelle 26: Gegenüberstellung Gesellschaft und Individualvertrag	172
Tabelle 27: Mengenschwellwerte Wasserstoff Genehmigung BImSchG	175
Tabelle 28: Mengenschwellwerte Wasserstoff UVP-Pflicht	176
Tabelle 29: UVP-Pflicht H2-Leitungen	179
Tabelle 30: Gefahrgutrechtliche Klassifizierung Wasserstoff	180
Tabelle 31: Gefahrgutbeförderungsrechtliche Vorschriften Straße	181
Tabelle 32: Gefahrgutbeförderungsrechtliche Vorschriften Schiene	182

1 EINLEITUNG

Der Klimawandel stellt ein zentrales gesellschaftliches Problem unseres Zeitalters dar. Um die Erderwärmung zu verringern, hat sich die Bundesregierung Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen gesetzt. Gegenüber dem Jahr 1990 sollen die Emissionen bis 2030 um 65 Prozent gesenkt werden und bis zum Jahr 2040 um 88 Prozent. Bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts sollen keine neuen Treibhausgase ausgestoßen werden. Diese Maßnahmen reihen sich ein, in die Zielsetzung der Europäischen Union und der Vereinten Nationen.

Für das Erreichen dieser Ziele spielt Wasserstoff eine zentrale Rolle. Um die Frage zu beantworten, wie Wasserstoff zukünftig genutzt werden und wie eine erneuerbare Wirtschaft aufgebaut werden kann, hat die deutsche Bundesregierung eine nationale H2-Strategie erarbeitet und veröffentlicht. In den Bundesländern und Kommunen werden darauf aufbauend eigene Strategien entworfen. Dadurch soll ein gesamtheitliches Konzept entwickelt werden.

1.1 WASSERSTOFF IN BRANDENBURG

Das Land Brandenburg legt mit verschiedenen Arbeiten den Grundstein für eine H2-Wirtschaft. Neben einer H2-Roadmap (MWAE 2021), beinhaltet auch das Gutachten zum Klimaplan Brandenburg zwei Szenarien, die unterschiedlich stark auf die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff setzen (Hirschl et al. 2022). Das geplante H2-Netz des Landes gliedert sich ein in internationale und nationale Ausbaupläne für ein Versorgungsnetzwerk mit Wasserstoff. Zwischen 2030 und 2045 sollen 1.102 km Pipeline für Wasserstoff entstehen. Davon sind 54 Prozent umgestellte ehemalige Erdgasleitungen und 46 Prozent Neubautrassen (Thorsten Spillmann u. a. 2023).

1.2 DAS HAVELLAND

Der Landkreis Havelland liegt im westlichen Brandenburg, grenzt an Berlin und beheimatet 164.000 Menschen. Es ist dort seit Langem ein Anliegen, umweltfreundlich zu leben und zu wirtschaften. Seit 2013 sind diese Ziele im integrierten Klimaschutzkonzept festgelegt, welches 2021 noch ambitionierter fortgeschrieben und durch das Klimaschutzmanagement umgesetzt wird. Der Windpark „Nauener Platte“ zählt zu den größten in Deutschland. Außerdem sind eine Vielzahl von Photovoltaik (PV)- und Biogas-Anlagen in Betrieb. In den letzten Jahren wurden bereits große Fortschritte beim Auf- und

Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) erzielt. Im Stromsektor hat das Havelland bilanziell – also übers Jahr betrachtet – einen Anteil von teilweise über 100 Prozent EE¹ (Landkreis Havelland 2021b).

Es stellen sich jedoch zwei große Herausforderungen: Zum einen ist durch die Fluktuation von EE der Strombedarf zwar bilanziell übers Jahr gedeckt – jedoch gibt es Zeiten, zu denen wenig EE-Strom aus Wind oder Sonne zur Verfügung steht und deshalb Netzstrom aus anderen Regionen beziehungsweise aus fossilen Kraftwerken bezogen werden muss. Zum anderen kommen die EE derzeit nur im Stromsystem an und kaum in den Sektoren Verkehr und Wärme. In diesen Bereichen braucht es Sektorenkopplung, um die Klimaziele zu erreichen.

Konkret hat sich das Havelland zum Ziel gesetzt bis 2030 die Emissionen im Verkehrssektor im Vergleich zum Jahr 2014 um 42 Prozent zu senken. Die Gesamtemissionen müssen im gleichen Zeitraum um 37 Prozent gesenkt werden (Landkreis Havelland 2021a). Zudem wurde festgelegt, dass im Sektor Wärme mindestens 20 Prozent bis 2030 erneuerbar sein soll. Im Jahr 2017 lag der Anteil der EE im Bereich Wärme bei 9,1 Prozent. Abbildung 3 zeigt, dass die Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) derzeit noch zu langsam ist, um die Ziele für 2030 zu erreichen. Insbesondere im Verkehrssektor sind die Emissionen zuletzt weiter gestiegen.

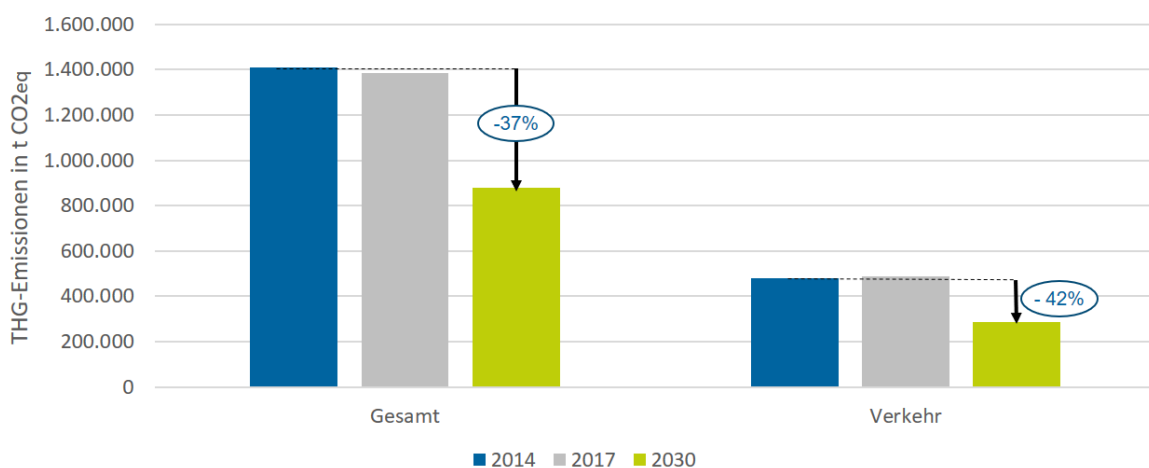


Abbildung 3: Klimaschutzziele im Landkreis bis 2030 (eigene Darstellung mit Daten aus EcoSpeed sowie (Landkreis Havelland 2021b))

¹ Bilanzierung im Jahr 2017. Durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen in andere Regionen, könnte der bilanzielle Anteil am EE-Strom auch geringer sein, auch wenn die EE-Anlagen faktisch im Havelland stehen.

Für eine erfolgreiche Sektorenkopplung und somit eine Senkung der Treibhausgasemissionen kann Wasserstoff eine Lösung sein. Damit lässt sich Strom aus EE chemisch speichern und kann verwendet werden, wenn die Erzeugung aus EE-Anlagen gerade nicht möglich ist. Außerdem kann Wasserstoff durch die große Energiedichte auch in Bereichen genutzt werden, in denen eine Elektrifizierung mit Herausforderungen verbunden ist, wie zum Beispiel im Schwerlast- und Flugverkehr. Darüber hinaus bietet er Chancen, damit in der Region neue Wertschöpfungsketten entstehen können. Zwar wurden im Havelland EE-Anlagen stark ausgebaut, jedoch hat die regionale Bevölkerung davon nicht ausreichend profitiert. Die Bereitstellung des EE-Stroms erfolgt in großem Maße für Berlin sowie bilanziell für andere Regionen in Deutschland. Mit dem Aufbau von H₂-Wertschöpfungsketten kann der EE-Strom in andere Sektoren gebracht und dadurch regional genutzt werden. So können für Unternehmen, Politik und Zivilgesellschaft neue Wertschöpfungsketten aufgebaut werden.

Um die Vorteile einer regionalen H₂-Wirtschaft zu erschließen nahm das Havelland am Wettbewerb HyLand des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur teil und wurde als eine HyExpert Region ausgewählt. Im Projekt H2VL wird das regionale H₂-Potenzial analysiert und es werden erste Startprojekte identifiziert.

1.3 ZIEL DES PROJEKTS

Die zentrale Frage des Projekts war, wie man es schafft eine regionale H₂-Wirtschaft im Havelland aufzubauen. Um dies zu beantworten wurden im Laufe des Projekts zunächst die Themenfelder H₂-Erzeugung, Speicher und Verteilung sowie H₂-Bedarf auf ihre technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkte hin untersucht (s. Abbildung 4). Die Ergebnisse flossen anschließend in eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung ein, die anhand von konkreten regionalen Clustern erfolgt. Diese Cluster stellen mögliche Startprojekte für die H₂-Wirtschaft dar. Der Kontakt zu regionalen Stakeholdern aus allen Bereichen stellte einen wesentlichen Input für die Analysen des Projekts dar. Anhand der Ergebnisse wurden der Mehrwert für die Kommunen abgeleitet und konkrete Handlungsempfehlungen herausgearbeitet.

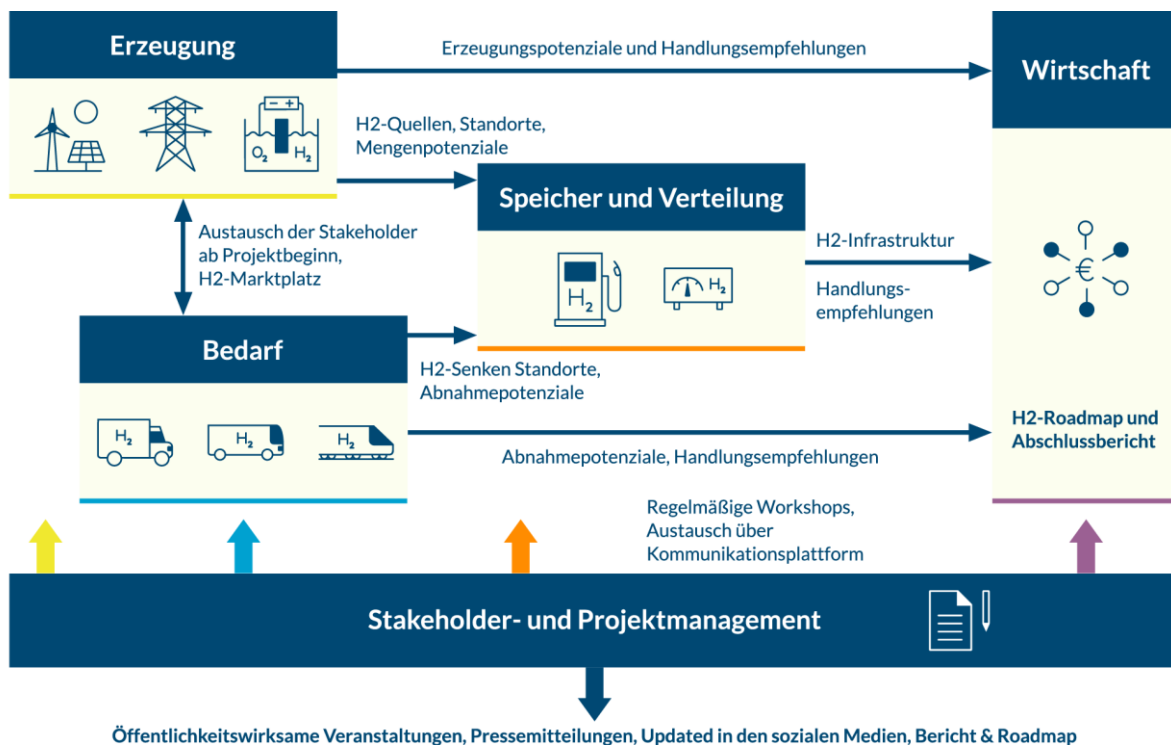


Abbildung 4: Arbeitspakete des Projekts

Im Rahmen des Projekts wurde mit einem Netzwerk von 140 Stakeholdern aus 75 Organisationen zusammengearbeitet, wofür neun Workshops zu verschiedenen Themengebieten organisiert wurden (s. Abbildung 5). Die H2-Bestrebungen, Projekte und Daten der Stakeholder fließen in diese Studie mit ein und sind eine wichtige Grundlage für die Handlungsempfehlungen.



Abbildung 5: Workshops im Projekt HyExpert Havelland 2022-2023

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des Projekts zusammen. Dafür wird zunächst ein Überblick über die allgemeine Wertschöpfungskette von Wasserstoff und der rechtlichen Rahmenbedingungen gegeben. Anschließend werden die Ergebnisse für das Havelland aus den Themenfeldern Erzeugung und Bedarf vorgestellt. Danach erfolgt die Analyse- von Speicher und Verteilmöglichkeiten, um die beiden Punkte zu verbinden. Die Ergebnisse fließen in die Betrachtung von zwei konkreten regionalen

Clustern ein. Abschließend werden die Erkenntnisse aus den Analysen und den Stakeholder-Gesprächen in einer Roadmap für die Region eingebracht, die anhand von Handlungsempfehlungen dargestellt wird.

2 GRUNDLAGEN

Die H₂-Wertschöpfungskette umfasst mehrere Schritte, die alle für den erfolgreichen Aufbau einer regionalen Wirtschaft von Bedeutung sind. Dazu zählen die Herstellung, der Transport, die Verteilung, die Speicherung und der Verbrauch von Wasserstoff. Ein zentraler Aspekt ist die Herstellung von Wasserstoff, bei der die Elektrolyse im Vordergrund steht. Dabei wird auf die verschiedenen Verfahren der Elektrolyse eingegangen. Des Weiteren werden die verschiedenen "Farben" des Wasserstoffs beschrieben, um einen umfassenden Überblick über das Thema zu vermitteln.

2.1 HERSTELLUNGSVERFAHREN

Zur Herstellung von Wasserstoff gibt es verschiedene Verfahren (siehe Abbildung 6). Für den Klimaschutz ist vor allem die Herstellung durch Elektrolyse entscheidend. Diese wird im Folgenden genauer erklärt.

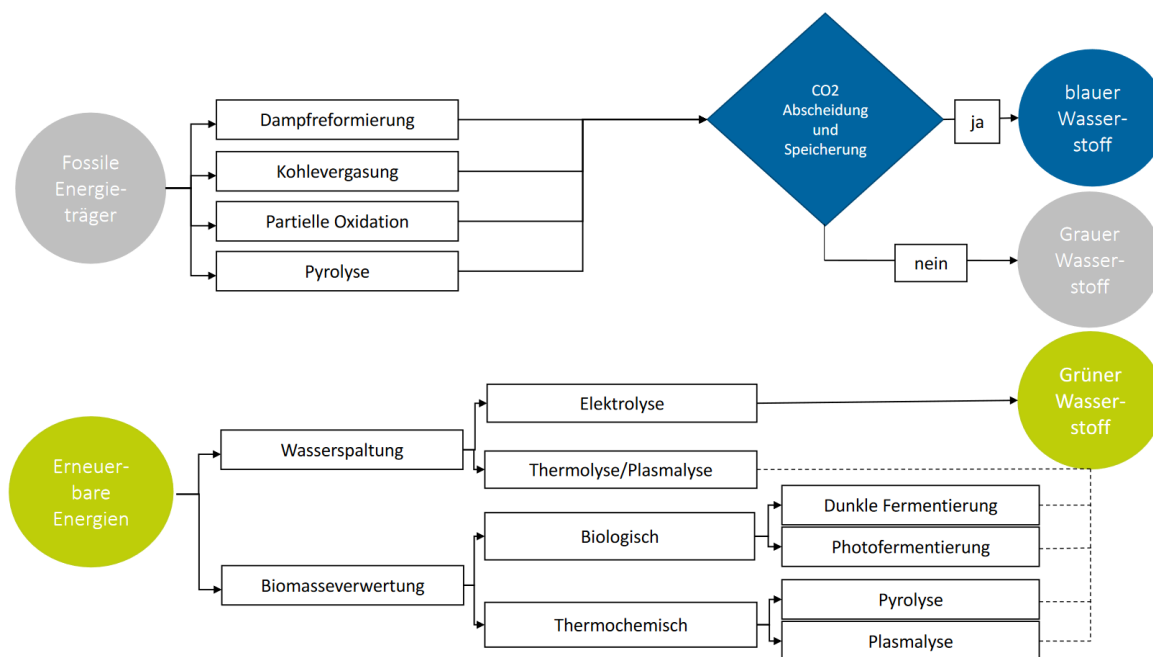


Abbildung 6: Verschiedenen Herstellungsverfahren für Wasserstoff.

H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse

Die Wasser-Elektrolyse ist ein elektrochemischer Prozess, in dem Wasser mittels elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Technisch ausgereift und daher heutzutage von Bedeutung sind drei Elektrolysetechnologien:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) oder Solid Oxide-Elektrolyse

Die **alkalische Elektrolyse** ist eine etablierte Technologie, die seit circa 100 Jahren großtechnisch eingesetzt wird und mit installierten Leistungen bis in den niedrigen dreistelligen Megawatt (MW)-Bereich realisiert wurde. Zu den Vorteilen zählen die geringen Investitionskosten von circa 1.000 € pro kW_{el} oder weniger bei großen Anlagen und die lange Lebensdauer. Nachteilig ist die vergleichsweise träge Betriebsdynamik mit einer Kaltstartzeit von circa 50 Minuten und einer reduzierten Gasreinheit und Degradation bei niedriger Last. Die Betriebstemperatur beträgt 70°C bis 90°C und der Betriebsdruck liegt zwischen 1 bar bis 30 bar. Der (heizwertbezogene) Zellwirkungsgrad beträgt derzeit circa 50 bis 68 Prozent, woraus sich ein spezifischer Stromverbrauch von 47 bis 66 Kilowattstunde (kWh) pro Kilogramm (kg) Wasserstoff ergibt. Der Stromverbrauch des Gesamtsystems ist etwas höher, wobei erwartet wird, dass dieser sich bis 2050 auf unter 45 kWh pro kg reduzieren lässt. (Roeb u. a. 2020; Taibi u. a. 2023; Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. 2023)

Die **PEM-Elektrolyse** ist eine neuere Technologie, jedoch bereits kommerziell im Maßstab bis in den zweistelligen MW-Bereich verfügbar. Zu den Vorteilen der PEM-Elektrolyse zählen die höhere Betriebsdynamik, die einen Kaltstart binnen 15 Minuten ermöglicht, höhere Laständerungsgeschwindigkeiten im Vergleich zur AEL und ein möglicher Betrieb über den gesamten Lastbereich (0 bis >100 Prozent) mit hoher Gasreinheit. Wegen dieser Vorteile ist die PEMEL besser für den Betrieb mit fluktuierenden Stromquellen geeignet. Nachteilig ist der bisher erforderliche Einsatz des seltenen Metalls Iridium in den Elektroden, an dessen Reduktion geforscht wird, sowie höhere Investitionskosten von circa 2.000 € pro kW_{el} installierter Leistung². Die Betriebstemperatur beträgt 50°C bis 80°C und der Betriebsdruck liegt bei bis zu 100 bar. Der Wirkungsgrad ist auf Zellebene identisch mit dem der alkalischen Elektrolyse, der Systemwirkungsgrad kann im Vergleich zur AEL geringfügig höher ausfallen

Bei der **Hochtemperaturelektrolyse** oder Solid Oxide-Elektrolyse wird der spezifische Strombedarf gesenkt, indem Wärme zugeführt wird, um das Wasser aufzuspalten. Das Wasser wird dabei bei Temperaturen von meist 700°C bis 1.000°C dampfförmig an die Elektroden geführt. Die HTEL befindet sich im Pilotstadium, wobei die Firma Sunfire aus Dresden kleinere HTEL-Systeme bereits entwickelt. Neben der derzeit geringen Marktreife zählen auch die noch hohen Investitionskosten von etwa 2.500 €/ kW_{el} und eine träge Betriebsdynamik mit Kaltstartzeiten von mehreren Stunden zu den Nachteilen der HTEL. (Roeb u. a. 2020; Taibi u. a. 2023; Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. 2023)

² Bei größeren Anlagen sinken die spezifischen Kosten.

Der Wasserbedarf der Elektrolyse beträgt stöchiometrisch 9 kg pro kg Wasserstoff – aus circa 9 kg Wasser entstehen circa 1 kg Wasserstoff und circa 8 kg Sauerstoff. Elektrolyseure werden jedoch leicht überstöchiometrisch gefahren, sodass circa 10 kg Wasser pro kg Wasserstoff den technischen Mindestbedarf darstellen. Dieses Wasser muss eine hohe Reinheit aufweisen, sodass der Rohwasserbedarf stark von dessen Wasserqualität abhängt. Für Leitungswasser wird ein Wasserbedarf von 17 kg pro kg Wasserstoff angegeben, der bei Flusswasser auf das dreifache ansteigen kann (Newborough und Cooley 2021). In Simoes u. a. (2021) werden Herstellerangaben von 10 bis 22 kg Wasser pro kg Wasserstoff angegeben.

Aus dem Wirkungsgrad und dem daraus resultierenden Strombedarf, den Investitionskosten (CAPEX) und weiteren Betriebskosten (OPEX) sowie den Vollbenutzungsstunden können die H₂-Gestehungskosten bestimmt werden, die in Tabelle 1 angegeben sind. In Tabelle 2 sind die zugrunde gelegten, wirtschaftlichen Annahmen angegeben. Wegen dem Betrieb mit fluktuierenden EE-Anlagen wird ein PEM-Elektrolyseur betrachtet. Der Begriff Vollbenutzungsstunden beschreibt die Anzahl an Stunden pro Jahr, die ein Elektrolyseur in Volllast betrieben werden müsste, um die Jahresmenge des Wasserstoffs zu erzeugen, die im tatsächlichen Betrieb produziert werden. Da der Elektrolyseur in manchen Betriebsstunden nicht in Volllast betrieben wird, sind die Betriebsstunden höher, als die Vollbenutzungsstunden. Das ist der Fall, wenn EE-Anlagen nur einen Teil der benötigten Energie bereitstellen können und nicht die komplette Leistung des Elektrolyseurs genutzt werden kann.

Tabelle 1: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit vom Strompreis und den Vollbenutzungsstunden

		Wasserstoffgestehungskosten in €/kg														
		Vollbenutzungsstunden Elektrolyse														
		1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Strompreis in ct/kWh	1	15,74	10,68	8,15	6,63	5,62	4,89	4,35	3,93	3,59	3,32	3,09	2,89	2,72	2,58	2,45
	2	16,30	11,24	8,70	7,19	6,17	5,45	4,91	4,49	4,15	3,87	3,64	3,45	3,28	3,14	3,01
	3	16,85	11,79	9,26	7,74	6,73	6,00	5,46	5,04	4,70	4,43	4,20	4,00	3,83	3,69	3,56
	4	17,41	12,35	9,81	8,30	7,28	6,56	6,02	5,60	5,26	4,98	4,75	4,56	4,39	4,25	4,12
	5	17,96	12,90	10,37	8,85	7,84	7,11	6,57	6,15	5,81	5,54	5,31	5,11	4,94	4,80	4,67
	6	18,52	13,46	10,92	9,41	8,39	7,67	7,13	6,71	6,37	6,09	5,86	5,67	5,50	5,36	5,23
	7	19,07	14,01	11,48	9,96	8,95	8,22	7,68	7,26	6,92	6,65	6,42	6,22	6,05	5,91	5,78
	8	19,63	14,57	12,03	10,52	9,50	8,78	8,24	7,82	7,48	7,20	6,97	6,78	6,61	6,47	6,34
	9	20,18	15,12	12,59	11,07	10,06	9,33	8,79	8,37	8,03	7,76	7,53	7,33	7,16	7,02	6,89
	10	20,74	15,68	13,14	11,63	10,61	9,89	9,35	8,93	8,59	8,31	8,08	7,89	7,72	7,58	7,45
	11	21,29	16,23	13,70	12,18	11,17	10,44	9,90	9,48	9,14	8,87	8,64	8,44	8,27	8,13	8,00
	12	21,85	16,79	14,25	12,74	11,72	11,00	10,46	10,04	9,70	9,42	9,19	9,00	8,83	8,69	8,56
	13	22,40	17,34	14,81	13,29	12,28	11,55	11,01	10,59	10,25	9,98	9,75	9,55	9,38	9,24	9,11
	14	22,96	17,90	15,36	13,85	12,83	12,11	11,57	11,15	10,81	10,53	10,30	10,11	9,94	9,80	9,67
	15	23,51	18,45	15,92	14,40	13,39	12,66	12,12	11,70	11,36	11,09	10,86	10,66	10,49	10,35	10,22
	16	24,07	19,01	16,47	14,96	13,94	13,22	12,68	12,26	11,92	11,64	11,41	11,22	11,05	10,91	10,78
	17	24,62	19,56	17,03	15,51	14,50	13,77	13,23	12,81	12,47	12,20	11,97	11,77	11,60	11,46	11,33
	18	25,18	20,12	17,58	16,07	15,05	14,33	13,79	13,37	13,03	12,75	12,52	12,33	12,16	12,02	11,89
	19	25,73	20,67	18,14	16,62	15,61	14,88	14,34	13,92	13,58	13,31	13,08	12,88	12,71	12,57	12,44
	20	26,29	21,23	18,69	17,18	16,16	15,44	14,90	14,48	14,14	13,86	13,63	13,44	13,27	13,13	13,00
	21	26,84	21,78	19,25	17,73	16,72	15,99	15,45	15,03	14,69	14,42	14,19	13,99	13,82	13,68	13,55
	22	27,40	22,34	19,80	18,29	17,27	16,55	16,01	15,59	15,25	14,97	14,74	14,55	14,38	14,24	14,11
	23	27,95	22,89	20,36	18,84	17,83	17,10	16,56	16,14	15,80	15,53	15,30	15,10	14,93	14,79	14,66
	24	28,51	23,45	20,91	19,40	18,38	17,66	17,12	16,70	16,36	16,08	15,85	15,66	15,49	15,35	15,22
	25	29,06	24,00	21,47	19,95	18,94	18,21	17,67	17,25	16,91	16,64	16,41	16,21	16,04	15,90	15,77

Tabelle 2: Annahmen für die Elektrolyse (PEM Elektrolyse)

Kenngroße	Wert
CAPEX	2.200€/kW
Lebensdauer	20 Jahre
Zinssatz	7 %
OPEX	3 % vom CAPEX p.a.
Wirkungsgrad	60 % heizwertbezogen (55 kWh/kg)

2.2 FARBEN DES WASSERSTOFFS

Durch die Vielzahl an Herstellungsverfahren, gibt es verschiedene Klassifizierungen für Wasserstoff. Für einen effektiven Klimaschutz ist vor allem Wasserstoff aus EE wichtig – der sogenannte grüne Wasserstoff. Man unterscheidet je nach Herstellungsverfahren und Primärenergie verschiedene Farben des Wasserstoffs:

Grauer Wasserstoff heißt der konventionell hergestellte Wasserstoff aus Dampfreformierung. Erdgas wird mit Hilfe von Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid (CO₂) umgesetzt. Wenn Stein- oder Braunkohle als Primärenergie eingesetzt spricht man auch von **braunem oder schwarzem Wasserstoff**. Neben der Dampfreformierung existieren weitere Verfahren, wie die Plasmapolymerisation und Pyrolyse, bei denen, ähnlich wie bei der Dampfreformierung, aus verschiedenen Edukten durch thermische Zersetzung Wasserstoff und CO₂ entstehen.

Blauer Wasserstoff wird wie der graue in der Regel mittels Dampfreformierung hergestellt, wobei das anfallende CO₂ abgeschieden und langfristig gespeichert wird und somit nicht in die Atmosphäre gelangt.

Als **oranjer Wasserstoff** wird der aus Biomasse oder unter Verwendung von Strom aus Müllverbrennungsanlagen oder Biogasanlagen erzeugter Wasserstoff bezeichnet. Dieser kann durch Mikroorganismen in Reaktoren und nachgeschalteten Prozessen erzeugt werden, wie bei der dunklen Fermentation oder in Biogasanlagen mit nachgeschalteter Dampfreformierung. Er kann aber auch durch Pyrolyse oder Vergasung von biogenen Abfällen, im Idealfall mit Strom aus Müllverbrennungsanlagen produziert werden (Deutscher Bundestag 2021a).

Grüner Wasserstoff ist Wasserstoff, bei dessen Produktion keine CO₂-Emissionen anfallen. Dies ist der Fall, wenn Wasserstoff mittels Elektrolyse hergestellt wird und der Strom aus EE stammt, das heißt aus Windkraftanlagen (WKA) oder PV-Anlagen. Dabei treten keine direkten CO₂-Emissionen auf. Es gilt aber auch, indirekte CO₂-Emissionen zu vermeiden: Diese entstehen, wenn für die H₂-Produktion zwar erneuerbarer Strom genutzt wird, dieser jedoch im Stromnetz fehlt und durch fossile Stromerzeugung kompensiert werden muss. Wann genau die Kriterien für grünen Wasserstoff erfüllt werden, wird im Kapitel rechtliche Rahmenbedingungen genauer beleuchtet.

3 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Gegenwärtig befinden sich viele rechtliche Rahmenbedingungen für Wasserstoff in einem Entwicklungsprozess. In einigen Bereichen wurde bereits Rechtssicherheit geschaffen, während andere Gesetze noch an die sich wandelnde Energiewirtschaft angepasst werden müssen. Dieses Kapitel bietet einen umfassenden Überblick über die zentralen Entwicklungen im Bereich erneuerbarer Wasserstoff und insbesondere die für den Verkehrssektor wichtige THG-Quote (Treibhausgas-Quote). Dabei werden die aktuellen Entwicklungen und Regelungen betrachtet, die die Grundlage für eine nachhaltige und zukunftsfähige H₂-Wirtschaft bilden.

Darüber hinaus wurden im Rahmen des Projekts auch die weiteren Teile der Wertschöpfungskette bewertet. Dazu finden sich im Anhang die Analysen zu

- Betriebsmodellen für H₂-Tankstellen (Kapitel 10.4)
- Rechtliche Einordnung von H₂-Speichern, -infrastrukturen, -transporten, sowie zur Zertifizierung (Kapitel 10.5)

3.1 ERZEUGUNG

Für den Aufbau einer regionalen H₂-Wertschöpfungskette im Landkreis Havelland ist in einem ersten Schritt die Errichtung von lokalen H₂-Erzeugungsanlagen notwendig. Aus diesem Grund wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Wasserstoff im Rahmen des Projekts vor allem hinsichtlich planungs- und genehmigungsrechtlicher Fragestellungen analysiert. Im Zuge dessen wurde ein **praxisorientierter Genehmigungsleitfaden** erstellt, der Unternehmen, die planen eine H₂-Erzeugungsanlage zu errichten, sowie Behördenmitarbeitenden als Hilfestellung bei der rechtlichen Einordnung der untersuchten Anlagen dienen soll. Auf den Leitfaden wird an dieser Stelle ausdrücklich verwiesen. Seine Inhalte werden im Folgenden zusammengefasst.

Gegenstand der Prüfung waren **Elektrolyseure** und **Plasma-Gasifizierungsanlagen**, da diese für den Landkreis Havelland von besonderer Bedeutung sind. Unter Elektrolyseuren werden im Leitfaden Vorrichtungen verstanden, die unter Einsatz von elektrischem Strom Wasser in die Elemente Wasserstoff und Sauerstoff spalten. Plasma-Gasifizierungsanlagen im Sinne des Leitfadens sind Anlagen, die Abfälle in einem Hochtemperaturprozess unter Einsatz von Plasma zu einem Synthesegas und einer Schlacke verarbeiten, wobei in einem verfahrenstechnischen Prozess aus dem Synthesegas Wasserstoff und flüssiges Kohlenstoffdioxid hergestellt werden. Unter dem Begriff „H₂-

Erzeugungsanlage“ werden in diesem Dokument ausschließlich die beiden betrachteten Anlagenarten verstanden, sofern nicht eine andere Art explizit genannt wird.

Planfeststellungsverfahren

Nach § 43 Abs. 2 Nr. 7 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) besteht für Elektrolyseure grundsätzlich die Möglichkeit, ein **fakultatives Planfeststellungsverfahren** durchzuführen, da diese unter den Begriff der Energiekopplungsanlagen³ fallen. Auf Plasma-Gasifizierungsanlagen dürfte dies nicht zutreffen.

Auch für Elektrolyseure wird die Genehmigung im Planfeststellungsverfahren nicht den Regelfall darstellen, da dieses fakultativ, nur auf Antrag durchgeführt wird. Im Vergleich zum Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) ist das die deutlich aufwendigere Verfahrensart.

Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG

In der Regel wird für H₂-Erzeugungsanlagen ein förmliches Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG durchzuführen sein.

Die Einordnung von H₂-Erzeugungsanlagen (insbesondere Elektrolyseure) unter die für das Bestehen der Genehmigungspflicht maßgebliche Aufzählung in Anhang 1 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) ist rechtlich nicht abschließend geklärt. In der behördlichen Praxis hat sich etabliert, Anlagen unter Ziffer 4.1.12 des Anhang 1 der 4. BImSchV einzuordnen, sofern sie Wasserstoff in „industriellem Umfang“ herstellen. Vorhaben, auf die dies zutrifft, bedürfen einer **Genehmigung im förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung** nach § 10 BImSchG und gelten als Industrie-Emissionsanlagen⁴ im Sinne der Industrie-Emissionsrichtlinie.

Da der Begriff des „industriellen Umfangs“ gesetzlich nicht definiert ist, birgt dies vor allem für die Planung und Errichtung von kleineren Anlagen Rechtsunsicherheit. In der Vergangenheit wurden

³ Zwar ist der Begriff der Energiekopplungsanlage gesetzlich nicht definiert, der Gesetzgeber versteht darunter jedoch sog. „Power-to-X Anlagen“, wozu er insbesondere Elektrolyseure zählt. Der primäre Zweck von Plasma-Gasifizierungsanlagen besteht nicht in der Umwandlung von Strom in eine andere Energieform, sondern in der Gewinnung von Wasserstoff und flüssigem Kohlenstoffdioxid durch die Verarbeitung von bislang nicht recyclebaren Abfällen. Folglich dürften Plasma-Gasifizierungsanlagen auch nicht unter den Begriff der Power-to-X Anlagen fallen.

⁴ Die Einordnung als Industrieemissionsanlage geht für den Anlagenbetreiber mit weitergehenden Pflichten einher, dazu zählen u.a.

- die Vorlage eines Ausgangszustandsberichts nach § 10 Abs. 1a BImSchG
- besondere Überwachungspflichten nach § 52a BImSchG
- die Bestellung eines Immissionsschutzbeauftragten gemäß § 53 Abs. 1 i.V.m. § 1 Abs. 1 5. BImSchV
- die Umsetzung der besten verfügbaren Techniken (BVT).

Kriterien zur Einordnung aufgestellt. Diese sind weit gefasst und rechtlich nicht bindend, sodass die Feststellung, ob eine kleinere Anlage Wasserstoff in „industriellem Umfang“ herstellt, der Auslegung durch die zuständige Behörde im Einzelfall unterliegt. Sofern die Produktion in „industriellem Umfang“ verneint wird, ist das Vorhaben aus immissionsschutzrechtlicher Sicht **genehmigungsfrei**.

Sofern das Vorhaben einer Genehmigungspflicht unterliegt, werden im Rahmen der Genehmigungsfähigkeit gemäß § 6 Abs. 1 BImSchG alle in Zusammenhang mit der Errichtung der Anlage stehenden **immissionsschutzrechtlichen sowie sonstige öffentlich-rechtliche Pflichten** geprüft. Zudem werden im Fall einer positiven Bescheidung andere die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen in die Fachgenehmigung integriert. Antragsstellende erhalten nur eine Genehmigung, die mehrere Einzelgenehmigungen umfasst (vgl. § 13 BImSchG, so genannt **Konzentrationswirkung**).

Im Rahmen der immissionsschutzrechtlichen Pflichten ist für H₂-Erzeugungsanlagen vor allem auf die Mengenschwellwerte nach der **Störfallverordnung** (12. BImSchV) hinzuweisen. Für Wasserstoff liegt der bei 5.000 kg und wird nur überschritten, wenn die Erzeugungsanlage mit einem entsprechend großen Lager verbunden ist. Beträgt die Gesamtmenge des Wasserstoffs in allen Teilen der Erzeugungsanlage und dem mitgenehmigten Lager 5.000 kg oder mehr, gilt die Anlage als störfallrelevant, sodass die Einhaltung der Vorgaben der 12. BImSchV im Genehmigungsverfahren mitgeprüft wird. Die Einordnung einer Anlage als störfallrelevant geht mit weitergehenden Pflichten einher, die der Verhinderung von Störfällen dienen⁵.

Hinsichtlich der sonstigen öffentlich-rechtlichen Pflichten sind vor allem Belange des Baurechts, Umweltrechts, Wasserrechts und des Arbeitsschutzes relevant.

Die **bauplanungsrechtliche Zulässigkeit** von H₂-Erzeugungsanlagen auf im Bebauungsplan als **Industriegebiet** ausgewiesenen Flächen dürfte grundsätzlich gegeben sein. Zudem kann eine H₂-Erzeugungsanlage auf einer im Bebauungsplan nach § 9 Abs. 1 Nr. 12 Baugesetzbuch (BauGB) ausgewiesenen **Versorgungsfläche** zulässig sein, sofern durch die geplante Anlage zumindest auch ein Teil der Bevölkerung mit Wasserstoff versorgt wird.

Die Zulässigkeit der Errichtung einer Anlage im **Außenbereich** bedarf der **Einzelfallprüfung** und hängt stark von der konkreten Ausgestaltung der Anlage ab. In Betracht kommt die Einordnung als

⁵ Je nach Einordnung in den Betriebsbereich der unteren (Kapazität < 50.000 kg Wasserstoff) bzw. der oberen Klasse (Kapazität > 50.000 kg Wasserstoff) wird zwischen Grundpflichten (§§ 3 ff. 12. BImSchV) und erweiterten Pflichten (§§ 9 ff. 12. BImSchV) unterschieden. Zu den Pflichten gehören unter anderem die Einhaltung von Mindestabständen zwischen verschiedenen Anlagen(-Teilen) und der Umgebung.

standortgebundene Infrastruktureinrichtung nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB, sofern das Vorhaben der öffentlichen Versorgung mit Wasserstoff dient und ortsgebunden ist. Dies kann beispielsweise bei leitungsgebundenen Elektrolyseuren der Fall sein, die beabsichtigen, Wasserstoff ins Netz einzuspeisen. Ferner erscheint eine Einordnung als Vorhaben, das der **Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Wind- oder Wasserenergie** dient nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB möglich. Ein „Dienen“ kann gegeben sein, wenn eine H₂-Erzeugungsanlage eine bloß untergeordnete Hilfsfunktion für eine bestehende Windenergieanlage erfüllt. Dies kann angenommen werden, sofern eine H₂-Erzeugungsanlage dazu bestimmt ist, Erzeugungsüberkapazitäten der Windenergieanlage aufzunehmen, um eine drohende Abregelung zu verhindern. Die Entscheidung, eine geplante Anlage über einen der Privilegierungstatbestände im Außenbereich zuzulassen, obliegt der Auslegung des Einzelfalls durch die zuständige Behörde. Eindeutige Vorgaben normativer oder verwaltungsinterner Natur gibt es dazu bislang nicht⁶.

Für H₂-Erzeugungsanlagen besteht nach Nr. 4.2 Anlage 1 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) die Pflicht, eine **allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach dem UVPG** durchzuführen. Diese umfasst gemäß § 7 Abs. 2 S. 2 UVPG die in Anlage 3 UVPG genannten Kriterien, wie zum Beispiel die Größe des Vorhabens, die Nutzung natürlicher Ressourcen und die Umweltverschmutzungen und Belästigungen sowie standortbezogenen Kriterien wie beispielsweise Natura 2000-Gebiete, Naturschutz- oder Wasserschutzgebiete. Ziel der Prüfung ist es, herauszufinden, ob durch das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu erwarten sind, die im Rahmen der Zulassungsentscheidung zu berücksichtigen wären.

Anlagenbetreibende haben sicherzustellen, dass das anfallende **Abwasser** im Sinne des § 55 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) ordnungsgemäß beseitigt wird. Die konkreten Anforderungen für die Einleitung von Abwasser sind anlagenspezifisch in Anlage 2 der Abwasserverordnung festgelegt. Für H₂-Erzeugungsanlagen dürfte regelmäßig eine **Indirekteinleitung** im Sinne des § 58 WHG in Frage kommen, da das Abwasser im Regelfall über das öffentliche Kanalnetz in eine öffentliche Kläranlage

⁶ Für Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von Wasserstoff die in einem **räumlich-funktionalen Zusammenhang** mit einer Windenergieanlage i.S.d. § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB oder einer Solaranlage i.S.d. § 35 Abs. 1 Nr. 8b BauGB stehen, sieht § 249a BauGB vor, dass sie als im Außenbereich privilegiert gelten, sofern

- sie ausschließlich Strom aus der verbundenen EE-Anlage oder ergänzend zu dieser anderen EE-Strom nutzen,
- die Anlage eine Grundfläche von 100 Quadratmetern und eine Maximalhöhe von 3,5 Metern nicht überschreitet,
- die EE-Anlage, mit der die H₂-Anlage verbunden werden soll, nicht bereits mit einer anderen H₂-Erzeugungs- oder -speicheranlage verbunden ist und
- die Kapazität der H₂-Anlage die Mengenschwellwerte der StörfallVO nicht überschreitet.

Die aufgezählten Voraussetzungen müssen kumulativ vorliegen.

eingeleitet werden wird. Die dafür **erforderliche Genehmigung** ist in das Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG **integriert**. Sofern das Abwasser direkt in ein Gewässer eingeleitet werden soll, bedarf es der Einholung einer **Erlaubnis für die Direkteinleitung** nach den §§ 8, 10, 57 WHG. Diese ist nicht in das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren integriert. Es bedarf daher eines **gesonderten Antrags** auf Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis. Im Übrigen sind die Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen gemäß §§ 62, 63 WHG einzuhalten. Sie dienen dem Schutz von Oberflächen-, Grund- und Trinkwasser vor Verunreinigungen.

Gegebenenfalls bedarf eine H₂-Erzeugungsanlage einer **Erlaubnis nach § 18 Abs. 1 Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)**, die ebenfalls im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens erteilt wird. Maßgeblich ist, dass die Erzeugungsanlage mit einer Füllanlage mit einer Füllkapazität von über 10 kg/h verbunden ist. Sofern für die geplante Erzeugungsanlage eine Erlaubnispflicht nach § 18 Abs. 1 BetrSichV besteht, handelt es sich gemäß § 1 Abs. 1 S. 3 BetrSichV um eine **überwachungsbedürftige Anlage**. Für eine solche ist eine **Gefährdungsbeurteilung** gemäß § 3 Abs. 1 BetrSichV durch eine zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) durchzuführen.

Fazit

H₂-Erzeugungsanlagen bedürfen nach der derzeitigen Rechtslage in der Regel einer Genehmigung nach dem BImSchG. Dabei ist stets das förmliche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung zu durchlaufen, was den Genehmigungsprozess verlängert. Diese generelle und nicht nach Größe beziehungsweise Leistung differenzierte Einordnung von Elektrolyseuren erscheint in Anbetracht der vergleichsweise geringen Emissionen, die von Elektrolyseuren ausgehen, nicht gerechtfertigt und steht dem zügigen Aufbau einer regionalen H₂-Produktion entgegen. Im Übrigen ist die allgemeine Einordnung von Elektrolyseuren als Industrieemissionsanlage verfehlt. Die sich daraus ergebenden, erhöhten Anforderungen im Genehmigungsprozess wie auch für den späteren Betrieb der Anlage sind vor dem Hintergrund der geringen Emissionen nicht sachgerecht. Insoweit besteht regulatorischer Handlungsbedarf. Auf europäischer Ebene gibt es Pläne, Elektrolyseure erst ab einer Erzeugungskapazität von 60 Tonnen pro Tag unter den Anwendungsbereich der IE-Richtlinie fallen zu lassen. Kleinere Elektrolyseure wären damit ausgenommen. Für sie würden die gesteigerten Verfahrens- und Betriebsanforderungen nicht mehr gelten. Im nationalen Rechtsrahmen müsste die 4. BImSchV entsprechend angepasst werden. Auch die Bundesregierung plant, das Genehmigungsverfahren von Elektrolyseuren im Rahmen einer Novelle des BImSchG verfahrensrechtlich zu beschleunigen (Koalitionsausschuss 2023). Konkrete Angaben

dazu, wie eine solche Beschleunigung aussehen könnte, wurden bislang nicht getroffen. Insofern bleibt abzuwarten, ob Elektrolyseure auch zukünftig dem förmlichen Genehmigungsverfahren unterliegen werden.

3.2 BETRIEBSMODELLE MIT ERNEUERBAREM WASSERSTOFF

Für Betreiber einer H₂-Tankstelle sind die Treibhausgasminderungsquoten aus dem BImSchG interessant. Sie beruhen auf der Umsetzung von Europarecht. Wer Diesel- und Ottokraftstoffe in den Verkehr bringt, unterliegt dieser Quote. Wasserstoff, insbesondere „grüner“ Wasserstoff eignet sich, um der Quotenverpflichtung nachzukommen. Die „grüne“ Eigenschaft des Wasserstoffs ist europarechtlich durch die EE-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED II) und den Delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission zu Art. 27 Abs. 3 RED II reguliert.

Für den Betrieb von H₂-Tankstellen kommen verschiedene Konzepte in Betracht. Um einen reibungslosen Betrieb der Tankstelle zu gewährleisten, sind zwischen den Beteiligten eine Reihe von Verträgen notwendig. Die Tankstelle selbst kann durch eine oder mehrere (juristische) Personen betrieben werden. Wenn sich mehrere Personen zum Betrieb der Tankstelle zusammenschließen, können diese entweder alle Regelungen individualvertraglich festlegen oder sich zu einer sogenannten Betreibergesellschaft zusammenschließen.

Was ist erneuerbarer Wasserstoff?

Auf europäischer Ebene macht die RED II verbindliche Vorgaben zum Einsatz von EE im Verkehrssektor. Nach Art. 25 Abs. 1 S. 1 RED II soll der EE-Anteil am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 mindestens 14 Prozent betragen. Erreicht werden soll diese Vorgabe durch den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen. Dazu zählt unter anderem flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Wasserstoff, der unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen mittels Elektrolyseur erzeugt wird. Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff im Verkehr kann also grundsätzlich auf die 14 Prozent-EE-Quote der RED II angerechnet werden. Voraussetzung für die **Anrechenbarkeit** ist, dass die weiteren Vorgaben, die im Rahmen der RED II gemacht werden, eingehalten werden. Dazu zählt unter anderem die im Juli 2023 in Kraft getretene **delegierte Verordnung** (DV) zur Erzeugung von unter anderem erneuerbarem Wasserstoff, der die „grüne“ beziehungsweise erneuerbare Eigenschaft definiert (DV zu Art. 27 Abs. 3 RED II).⁷ Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare

⁷ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr. Die DV gilt nicht nur für Wasserstoff, sondern für sämtliche erneuerbare Kraftstoffe

Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) hat bereits eine **zeitnahe Umsetzung ins nationale Recht** angekündigt. Dazu soll die 37. BImSchV novelliert werden (BMUV 2023). Es ist zu erwarten, dass die Vorgaben der DV zukünftig auch für alle weiteren Sektoren (zum Beispiel die Industrie) maßgeblich sein werden.

Maßgeblich für die Anrechenbarkeit des erneuerbaren Wasserstoffs ist die **Herkunft des für die Herstellung verwendeten Stroms**. Dieser muss den in der DV festgelegten Anforderungen entsprechen, damit der auf seiner Basis erzeugte Wasserstoff im **Verkehrssektor** als „grün“ beziehungsweise erneuerbar gilt und vollständig anrechenbar ist. Hinsichtlich des Strombezugs ist nach der DV zu unterscheiden zwischen dem **Netzstrombezug** und der Verbindung der EE-Anlage und des Elektrolyseurs per **Direktleitung**.

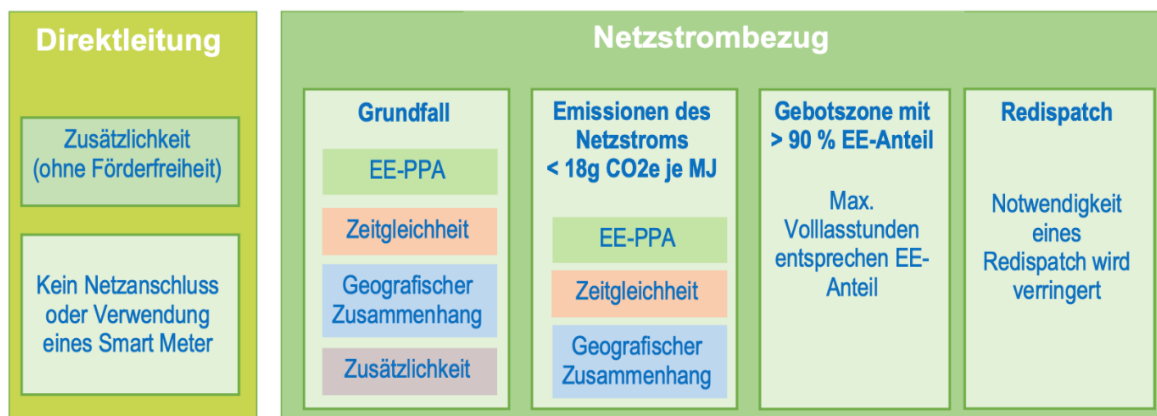


Abbildung 7: Strombezugs-kriterien nach DV zu Art. 27 Abs. 3 RED II. Quelle: eigene Darstellung IKEM in Anlehnung an Agora Energiewende

Eine Übersicht zu den Strombezugs-kriterien ist in **Abbildung 7** dargestellt. Für den **Bezug per Direktleitung** ist gemäß Art. 3 DV Voraussetzung, dass Strom aus einer EE-Anlage ohne Nutzung des öffentlichen Netzes bezogen wird. Das bedeutet keineswegs, dass die EE-Anlage und der Elektrolyseur nicht mit dem öffentlichen Netz verbunden sein dürfen. Ist dies der Fall, muss der Anschluss über ein Smart-Metering-System erfolgen, sodass der Netzstrombezug nachvollzogen werden und vom Bezug per Direktleitung abgegrenzt werden kann. Das Kriterium der sogenannten **Zusätzlichkeit** regelt ferner, dass die EE-Anlage frühestens 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein muss. Unter „Inbetriebnahme“ ist nach Art. Nr. 5 DV die erstmalige Aufnahme der Produktion des erneuerbaren Kraftstoffs beziehungsweise der EE-Anlage zu verstehen. Dazu zählt auch das **Repowering** einer Bestandsanlage. Voraussetzung ist, dass dazu eine Investition in Höhe von

nicht biogenen Ursprungs (im Englischen: Renewable Fuels of Non-Biological Origin – RFNBO) i.S.v. Art. 2 (36) RED II.

mindestens 30 Prozent getätigt wird, im Verhältnis zu Investitionen, die bei Errichtung einer Neuanlage notwendig wären. Das Kriterium der Zusätzlichkeit muss für den Direktleitungsbezug **ab dem 01.01.2028** erfüllt sein.

Für **Netzstrombezug im „Grundfall“** muss zwischen den Betreibenden des Elektrolyseurs und denen der EE-Anlage ein sogenanntes Power Purchase Agreement (**PPA**) über den Bezug von Strom aus EE abgeschlossen werden. Es regelt die Lieferung des mit der EE-Anlage produzierten erneuerbaren Stroms an den Elektrolyseur über das öffentliche Versorgungsnetz. Gleichzeitig müssen die Kriterien der **Zusätzlichkeit** (Art. 5 DV), **Gleichzeitigkeit** (Art. 6 DV) und **geografischen Korrelation** (Art. 7 DV) erfüllt werden.

Hinsichtlich der Zusätzlichkeit gilt für den Netzstrombezug eine **Übergangsfrist**. Gemäß Art. 11 DV sind Elektrolyseure, deren Inbetriebnahme bis zum 01.01.2028 erfolgt, bis zum 01.01.2038 vom Erfordernis der Zusätzlichkeit befreit. Für Kapazitätserweiterungen des Elektrolyseurs nach dem 01.01.2028 gilt dies nicht. Darüber hinaus darf die EE-Anlage beim Netzstrombezug keine staatliche Förderung erhalten haben (Ausnahme: Repowering der EE-Anlage nach Förderung). Durch das Kriterium der Zusätzlichkeit soll verhindert werden, dass durch den Anstieg des Strombedarfs infolge zunehmender Elektrolysekapazität der Anteil an fossiler Stromerzeugung im Strommix steigt (Europäische Kommission 2023).

Das Kriterium der Gleichzeitigkeit verlangt grundsätzlich, dass die EE-Stromerzeugung und der Verbrauch des Stroms (durch den Elektrolyseur) **innerhalb derselben Stunde** erfolgen. Bis zum 31.12.2029 gilt auch hier eine **Übergangsregelung**. Bis dahin gilt ein Zeitfenster von einem Kalendermonat. Deutschland steht es frei, die zeitliche Korrelation von einer Stunde auf den 01.07.2027 vorzuziehen. Die zeitliche Korrelation liegt auch vor, wenn der für die Elektrolyse genutzte Strom einem „neuen“ Speicher entnommen wurde, sofern dieser hinter demselben Netzanschlusspunkt wie der Elektrolyseur liegt und er in die Einspeicherung des Stroms in derselben Stunde wie dessen Erzeugung erfolgt ist. Nicht definiert ist im DA, wann ein Speicher als „neu“ gilt. Alternativ soll das Kriterium auch dann erfüllt sein, wenn der Strom in einer Stunde mit besonders günstigem Day-Ahead-Preis verbraucht wurde⁸, da in diesen Fällen davon ausgegangen wird, dass das Angebot aufgrund von hoher EE-Einspeisung ins Netz besonders hoch und der Preis niedrig ist.

Das Kriterium des räumlichen Zusammenhangs ist erfüllt, wenn die EE-Anlage sich in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur befindet. Ganz Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine Stromgebotszone.

⁸ Zu den konkreten Schwellenwerten vgl. Art. 6 UAbs. 3.

Die Nutzung von Strom aus einem Netz, dessen **Emissionsintensität unterhalb von 18g CO₂-Äquivalent pro Megajoule** liegt kommt im EU-Raum nur für Regionen in Betracht, deren Strommix durch Atomenergie dominiert wird. Für Stromgebotszonen mit einem **Netzstromanteil erneuerbarer Energien von über 90 Prozent**⁹ gelten keine zusätzlichen Vorgaben. Für das Havelland sind diese beiden Varianten nicht von Bedeutung. Auch die Nutzung von Strom zur Verhinderung der Abregelung einer EE-Anlage im Rahmen einer sogenannten **Redispatch-Maßnahme** ist im Havelland nicht von Relevanz, da ein regionaler Stromüberschuss in der Regel nicht vorhanden ist.

Anrechenbarkeit von Wasserstoff auf die Treibhausgasminderungsquote

Die in Art. 25 Abs. 1 RED II festgelegte Verpflichtung zur Erreichung der 14 Prozent-EE-Quote im Verkehrssektor ist den EU-Mitgliedsstaaten auferlegt. Diese sollen, um das Mindestziel zu erreichen, Kraftstoffanbieter im Sinne der Art. 26 bis 28 RED II verpflichten, den EE-Anteil am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors zu erhöhen. Durch §§ 37a ff. BImSchG werden die Vorgaben der Art. 25 bis 28 RED II in nationales Recht umgesetzt (Deutscher Bundestag 2021b). Den Mitgliedsstaaten steht bei der Umsetzung von EU-Richtlinien in nationales Recht ein gewisser Umsetzungsspielraum zu. Diesen hat Deutschland in § 37a Abs. 4 BImSchG genutzt, indem es festgelegt hat, dass die Kraftstoffanbieter die Treibhausgasemissionen der von ihnen in den Verkehr gebrachten Otto- und Dieselmotorkraftstoffe bis 2030 um 25 Prozent mindern müssen. Die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) hat sich in den vergangenen Jahren als effektives, effizientes und akzeptiertes Instrument erwiesen, weshalb Deutschland es als Mittel zur Erreichung der EU-Vorgaben der RED II festgeschrieben hat (Deutscher Bundestag 2021b). Die Quoten im BImSchG beinhalten somit eine Verpflichtung. Sie richtet sich an gewisse Kraftstoffanbieter und mit ihrer Hilfe will Deutschland seine Quotenverpflichtungen aus der RED II erfüllen. Im folgenden Abschnitt werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit des erzeugten Wasserstoffs auf die THG-Quoten im Straßen- und Schienenverkehr skizziert.

Die THG-Quote: Instrument zur Emissionsminderung im Verkehr

Gemäß **§ 37a BImSchG** hat, wer gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen nach § 2 Abs. 1 Nummer 1, 4 des Energiesteuergesetzes zu verteuern Otto- und Dieselmotorkraftstoffe in den Verkehr bringt, sicherzustellen, dass für die gesamte im Lauf eines Verpflichtungsjahres von ihm in den Verkehr gebrachte Menge des Kraftstoffs die Vorgaben des § 37a Abs. 4 BImSchG eingehalten werden.

⁹ In Deutschland liegt der EE-Anteil am Strommix zurzeit bei rund 40 Prozent.

§ 37a Abs. 4 BImSchG nennt die relevanten sukzessive steigenden THG-Quoten. Diese Quoten enthalten die Verpflichtungen, die Treibhausgasemissionen der in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu reduzieren. Gem. § 37a Abs. 4 Nr. 3 BImSchG beträgt die THG-Minderungsquote ab dem Kalenderjahr 2023 8 Prozent, ab 2030 25 Prozent.

Die **zur Erfüllung Verpflichteten** sind die Steuerschuldner, die die zu versteuernden Otto- und Dieselmotorkraftstoffe in den Verkehr bringen. Unternehmen, die ausschließlich Wasserstoff als erneuerbaren Kraftstoff in den Verkehr bringen zählen nicht zu dem Kreis der Verpflichteten, da Wasserstoff bei der Verwendung in einer Brennstoffzelle mangels Verbrennung kein Energieerzeugnis im Sinne des EnergieStG darstellt (BMF 2014).

§ 37a Abs. 5 BImSchG stellt die möglichen **Erfüllungsoptionen** dar, die genannten THG-Quoten einzuhalten. Erfüllungsoptionen sind zum Beispiel das Beimischen von Biokraftstoffen, das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen, die Verwendung von elektrischem Strom oder, unter gewissen Voraussetzungen, das Inverkehrbringen flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe. Unter § 37a Abs. 5 Nr. 6 und 7 BImSchG fällt damit zum Beispiel der mit Hilfe von erneuerbaren Energien elektrolytisch erzeugte Wasserstoff, wenn er bestimmte Voraussetzungen erfüllt (Wichmann 2022).

Strombasierte Kraftstoffe, zu deren Herstellung erneuerbarer Strom nicht biogenen Ursprungs genutzt wurde, können somit zur Senkung der THG-Quote unter gewissen Voraussetzungen angerechnet werden (UBA 2021). Diese Voraussetzungen sind in **§ 37d BImSchG** geregelt und durch die 37. Bundes-Immissionschutzverordnung (**37. BImSchV**) konkretisiert. Laut § 2 Abs. 3 i.V.m. Anlage 1 der 37. BImSchV sind erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs auch komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle, der durch eine vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse gewonnen ist. Es handelt sich hierbei in der Regel um Wasserstoff, der im Wege der Power-to-Gas-Technologie gewonnen wird (Generalzolldirektion 2023). Außerdem ist komprimierter Wasserstoff bei Verwendung in einer Brennstoffzelle auch dann anrechenbar, wenn die Elektrolyse zur Gewinnung des Wasserstoffs mit Kohlestrom betrieben wird. Die hier anrechenbare Treibhausgaseinsparung fällt allerdings gering aus. Sie fällt nur dann höher aus, wenn bei einer vollständig aus Kohlestrom gespeisten Elektrolyse das bei der Gewinnung der Kohle anfallende Kohlenstoffdioxid abgeschieden und gespeichert worden ist, vgl. Anlage 1 Spalte c), d) zur 37. BImSchV. Eine weitere Erfüllungsoption stellt der in § 37a Abs. 6 und 7 BImSchG genannte **Quotenhandel** dar. Dadurch müssen die Verpflichteten die erneuerbaren Kraftstoffe nicht selbst in den Verkehr bringen. Mittels eines sogenannten Quotenvertrags können sie ihre Minderungsverpflichtung auf Dritte übertragen (Röckinghausen 2022). Die Anrechnung der eingesparten THG-Emissionen wird dann gegen Zahlung den Vertragspartnern bzw. partnerinnen überlassen. In den §§ 37a Abs. 6, 7 BImSchG sind eine Reihe inhaltlicher Vorgaben für den Quotenvertrag genannt.

Zum Beispiel bedarf der Quotenvertrag der Schriftform, ansonsten ist der Vertrag nach § 125 Bürgerliches Gesetzbuch (BGB)¹⁰ nichtig. Außerdem können Dritte den Vertrag ausschließlich durch Erfüllungsoptionen erbringen, die sie im Verpflichtungsjahr einsetzen oder eingesetzt haben. Wer Wasserstoff in den Verkehr bringt, kann die dadurch ersparten THG-Quoten an Verpflichtete im Sinne des § 37a BImSchG verkaufen. Wie lukrativ dieser Quotenhandel ist, hängt davon ab wie viel THG-Emissionen durch den in Verkehr gebrachten Kraftstoff eingespart wurden, es gilt für Dritte die gleiche Berechnung wie im Rahmen von § 37d BImSchG (vgl. oben).

Quotenverpflichtung im Straßen- und Schienenverkehr

Die §§ 37a ff. BImSchG spezifizieren nicht, ob sich die THG-Quotenverpflichtung nur auf den Straßenverkehr beziehen. Vielmehr knüpft § 37a Abs. 1 BImSchG die Quotenverpflichtung an alle in den Verkehr gebrachten Otto- und Dieselmotorkraftstoffe unabhängig von ihrer Verwendung.

Der Abschnitt §§ 37a bis 37g BImSchG wurde durch das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) 2006 neu eingefügt. Das BioKraftQuG diente der Umsetzung der Richtlinie 2003/30/EG. Laut Erwägungsgrund (1) der Richtlinie galten die in ihr vorgeschriebenen Mindestspezifikationen für Otto- und Dieselmotorkraftstoffe nur im Straßenverkehr. Diese Richtlinie und das entsprechende Umsetzungsgesetz galten nicht für den Schienenverkehr. Insofern läge die Vermutung nahe, dass auch die §§ 37a bis §§ 37g BImSchG nur für den Straßenverkehr gelten. Allerdings wurde die Richtlinie 2003/30/EG von der Richtlinie 2009/28/EG (RED I) abgelöst, erneuert durch die Richtlinie RED II (Röckinghausen 2022). Art. 26 RED II nimmt explizit Bezug auf den Straßen- **und Schienenverkehr**. Demnach müssen § 37a ff. BImSchG so ausgelegt werden, dass sie in Bezug auf die Quotenverpflichtung für Straßen- und Schienenverkehr gleichermaßen gelten.

Ausnahmsweise Differenzierungen

Es kann im nationalen Recht jedoch Ausnahmen geben, die der Gesetzgeber bei der Implementierung der Richtlinie im Rahmen seines Umsetzungsspielraums eingefügt hat. So stellt § 37b Abs. 8 S. 1 Nr. 4 BImSchG erneut klar, dass **Wasserstoff aus biogenen Quellen grundsätzlich nicht** auf die Verpflichtungen gem. § 37a Abs. 1, 2 i.V.m. § 37a Abs. 4 BImSchG angerechnet werden kann. Allerdings kann gemäß § 37b Abs. 8 S. 3 BImSchG **ausnahmsweise** Wasserstoff, der aus biogenen Quellen stammt, ab dem 1. Juli 2023 angerechnet werden, wenn dieser im **Straßenverkehr** eingesetzt wird und die Anforderungen des Anhangs IX Teil A RED II erfüllt. Eine Rechtsverordnung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 19 a) BImSchG kann von der Bundesregierung erlassen werden und Kriterien für die

¹⁰ Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002 (BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 72) geändert worden ist.

Anrechenbarkeit von Wasserstoff aus biogenen Quellen im Straßenverkehr inklusive der Berechnungsverfahren für die Treibhausgasemissionen festlegen, vgl. § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 19 a) BImSchG. Eine solche Rechtsverordnung wurde allerdings noch nicht erlassen (Stand 21. März 2023).

Fazit Anrechenbarkeit von Wasserstoff auf die THG-Quote

§ 37a BImSchG legt Personen, die Otto- und Dieselkraftstoff in den Verkehr bringen, die Verpflichtung auf, sicherzustellen, dass die Treibhausgasemissionen der Kraftstoffe um einen festgelegten Prozentsatz (für 2023 8 Prozent) gemindert werden. Um diese Quoten einzuhalten, stehen mehrere Erfüllungsoptionen zur Verfügung. Das zählt zum Beispiel das Inverkehrbringen von Bio- oder erneuerbaren Kraftstoffen, wie grünem Wasserstoff. Auch besteht die Möglichkeit Quotenhandel zu betreiben, die Minderungsverpflichtung kann so auf Dritte gegen Zahlung übertragen werden.

Grundsätzlich gelten THG-Quoten des § 37a BImSchG für den Straßen- und Schienenverkehr gleichermaßen. Allerdings kann der nationale Gesetzgeber gewisse Ausnahmen festlegen. So könnte er regeln, dass Wasserstoff aus biogenen Quellen ausnahmsweise und unter bestimmten Voraussetzungen im Straßenverkehr anrechenbar ist, obwohl dies im Moment weder im Straßen- noch im Schienenverkehr vorgesehen ist.

4 H₂-PRODUKTION IM HAVELLAND

Am Anfang jeder H₂-Wertschöpfungskette stellt sich die Frage: Woher kommt der Wasserstoff, der für die Energiewende so dringend benötigt wird? Und wie kann diese Erzeugung im Havelland aussehen?

Der Großteil des heute weltweit genutzten Wasserstoffs wird durch den Prozess der Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen. Elektrolyse wird zukünftig einer der wichtigsten Wege zur CO₂-armen H₂-Erzeugung sein. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Potenziale für EE im Havelland insgesamt und geht auf konkrete H₂-Erzeugungsmöglichkeiten in der Region ein.

4.1 POTENZIALANALYSE ERNEUERBARE ENERGIEN IM HAVELLAND

Das Havelland hat mit der hohen Verfügbarkeit von EE gute Voraussetzungen, eine H₂-Erzeugungsregion zu werden. Die konkreten Potenziale zur EE-Erzeugung werden im Folgenden auf unterschiedlichen Ebenen betrachtet (siehe Abbildung 8).

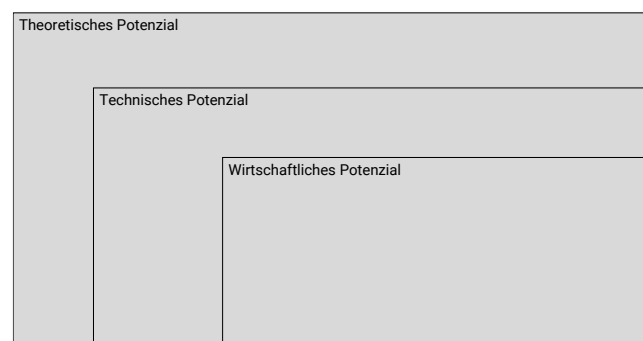


Abbildung 8: Potenzialbegriffe nach (Kaltschmitt, Hartmann, und Hofbauer 2016)

Das **theoretische Potenzial** beschreibt das ganze Potenzial der Region, das nur durch physikalische Grenzen eingeschränkt wird. Es stellt die Obergrenze des regionalen Potentials dar. Aufgrund bestehender Strukturen kann das theoretische Potenzial meist nur zu einem geringen Teil ausgenutzt werden. In Bezug auf den EE-Ausbau beträgt das theoretische Potenzial die gesamte Fläche des Landkreises (1.717 km²).

Das **technische Potenzial** zur Erzeugung von EE ist im Havelland groß. Der Landkreis verfügt über große Flächen, die theoretisch für EE zur Verfügung stehen könnten. Das zeigt die durchgeführte Analyse. Ihre Ergebnisse sind in Tabelle 3 aufgeführt und in Abbildung 9 dargestellt. Dabei wird unterschieden

zwischen Flächen, die gut für PV-Anlagen geeignet sind (zum Beispiel in der Nähe von Bundesautobahnen und Ackerflächen mit niedriger Ertragsfähigkeit¹¹) und Flächen, für die eine Windkraftnutzung in Frage kommt. Bei Windkraftanlagen wird unterschieden zwischen dem allgemeinen Potenzial und dem Potenzial in Landschaftsschutzgebieten. Die Potenziale ergeben sich durch Ausschluss nicht geeigneter Flächen. Ausgeschlossen werden Flächen, die durch Siedlungen und Infrastruktur oder deren Pufferzonen¹² belegt sind, oder die ökologisch sensibel sind. Dazu gehören zum Beispiel Wald oder Flächen, die als Gewässer oder Überschwemmungsgebiete eingestuft sind sowie Gelände mit einer Neigung von über 30 Prozent¹³. Landschaftsschutzgebiete wurden separat betrachtet.

Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt den Anteil am technischen Potenzial, der von den zugrundeliegenden Randbedingungen abhängig ist. Dabei spielen Alternativen für die Bereitstellung von Wasserstoff und wirtschaftliche Kriterien eine Rolle. Förderungen und Gesetzgebungen, die das Erschließen des technischen Potenzials attraktiver gestalten beeinflussen auch das wirtschaftliche Potenzial. Aufgrund der sich ändernden Gesetzeslage unterliegt das wirtschaftliche Potenzial oft zeitlichen Schwankungen (Kaltschmitt, Hartmann, und Hofbauer 2016, S. 13).

Das **tatsächlich realisierbare Potenzial** wird erheblich auf kommunaler Ebene entschieden. Neben technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen spielt die generelle Akzeptanzdebatte eine wichtige Rolle. Entsprechend ist das tatsächlich realisierbare Potenzial nicht feststehend, sondern maßgeblich davon beeinflusst, welchen Mehrwert regionale Stakeholder durch die EE-Erzeugung bei sich sehen.

Tabelle 3: Technisch mögliche EE-Erzeugungspotenzial im Havelland

EE-Erzeugung	Technisches Flächenpotenzial [km ²]	Installierbare Leistung auf dieser Fläche [MW]
Photovoltaik	10,6	1.060
Wind (allg. Potenzial)	55	1.155
Wind (Landschaftsschutzgebiete)	68	1.428
Insgesamt	133,6	3.643
Flächenziel (WindBG) für Brandenburg	Bis 2027: 1,8 %, 31 km ² Bis 2032: 2,2 %, 38 km ²	653 798

¹¹ Soil Quality Rating (SQR) < 40

¹² Als Abstand zu Siedlungen wurden 1.000 m Angesetzt.

¹³ Weitere Details zu den ausgeschlossenen Flächen sind in Kapitel 2 der [Dokumentation des Wind- und PV Flächenrechners](#) zu finden.

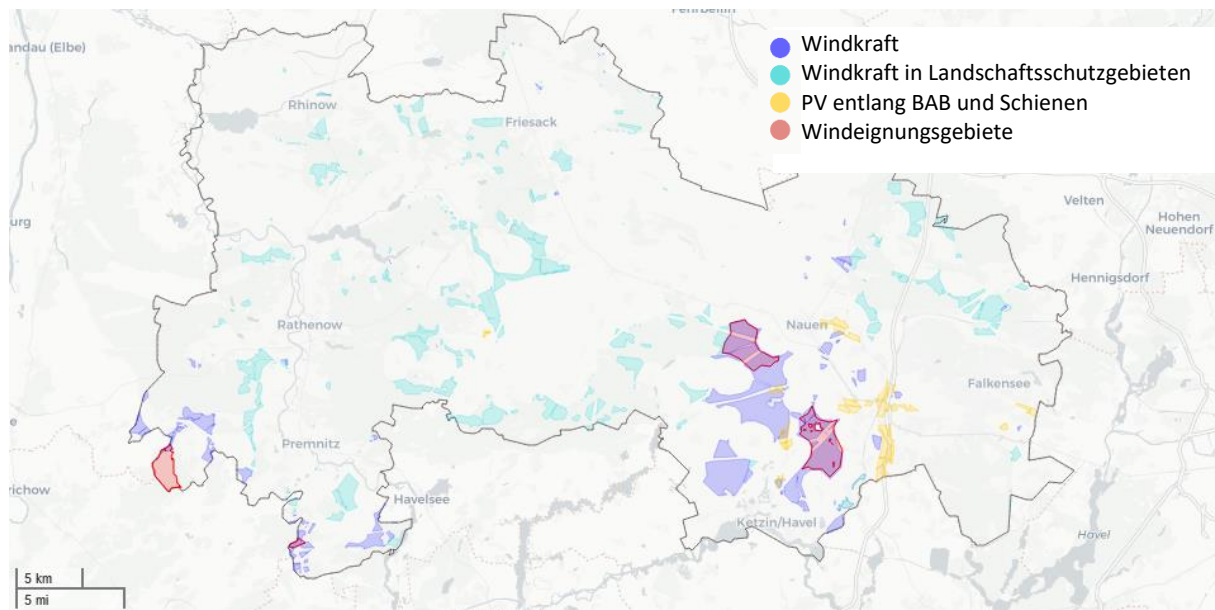


Abbildung 9: EE-Potenzialflächen im Havelland

Mit dem „Wind-an-Land“-Gesetz gilt seit Februar 2023, dass auch Landschaftsschutzgebiete als Flächen für Windkraft in Frage kommen (BMWK 2023a). Außerdem wird im Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) festgelegt, welche Anteile ihrer Flächen die Bundesländer verpflichtend bis 2027 und 2032 für die Windenergie ausweisen müssen. Für Brandenburg sind es 1,8 und 2,2 Prozent. Diese Flächen sind als Vorrangflächen zu verstehen. Anlagen können auch außerhalb dieser Gebiete gebaut werden.

Die Regionale Planungsgemeinschaft Havelland-Fläming wird mit ihrem Regionalplan voraussichtlich die geforderten Flächenziele erreichen. Im Jahr 2022 waren 1,16 Prozent der Gesamtfläche für Windenergie ausgewiesen. Bis 2027 wird das Ziel von 1,8 Prozent erreicht. Vergleicht man die (voraussichtlich) ausgewiesenen Flächen (siehe Abbildung 9) mit den theoretischen Potenzialflächen wird klar, dass nur ein kleiner Teil des theoretischen Potenzials durch die Flächenziele der Bundesregierung genutzt wird.

Insgesamt hat das Havelland eine technische Gesamtpotenzialfläche für eine EE-Leistung von etwa 3.600 MW. Um das technisch mögliche Gesamterzeugungspotenzial zu ermitteln, wird davon ausgegangen, dass der Zubau von Windenergieanlagen sich durch das „Wind-an-Land-Gesetz“ in den nächsten Jahren beschleunigt (Fraktion SPD, Bündnis 90 die Grünen und FDP 2022). 2,2 Prozent der Fläche im Havelland werden bis 2032 deshalb für die Stromerzeugung aus WKA angenommen. Das entspricht 798 MW installierter Kapazität. Die mit dieser Fläche erzeugten Strommengen werden explizit nicht für die H2-Erzeugung angenommen, da sie für zusätzliche Strombedarfe in den Sektoren Verkehr und Gebäude (zum Beispiel für Elektromobilität und Wärmepumpen) erforderlich sind. Die

Restmenge an potenziellen Windenergie- sowie PV-Flächen werden nur zu einem geringen Teil zur Stromerzeugung genutzt. Hier wurde eine Annahme zwischen einem und fünf Prozent getroffen. Bei einem linearen EE-Hochlauf könnten 2030 zwischen 26 und 130 MW installierte EE-Leistung für die H₂-Erzeugung zur Verfügung stehen.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, EE-Strom zu nutzen, der sonst wegen Netzengpässen abgeregelt werden müsste und demnach nur durch die ortsnahe Existenz eines Elektrolyseurs erzeugt werden kann. Grundsätzlich sind die Stromnetze im Havelland verhältnismäßig gut ausgebaut. Um das Potenzial im Havelland einzuschätzen, wurde die abgeregelt EE-Leistung im Havelland vom Netzbetreiber e.dis für die Jahre 2019 bis 2021 analysiert. Im Jahr 2019 betrug diese verteilt über die verschiedenen Umspannwerke circa 550 MWh, in 2020 circa 4.000 MWh und in 2021 circa 900 MWh. Aus den maximal auftretenden circa 4.000 MWh für das Jahr 2020 könnten bis zu 72 Tonnen Wasserstoff erzeugt werden. Die abgeregelt Strommengen sind jedoch allgemein niedrig und unterliegen von Jahr zu Jahr starken Schwankungen. Aufgrund dieser Voraussetzungen wird die H₂-Erzeugung aus sonst abgeregelt Strom im Havelland nicht weiterverfolgt.

Es gab noch eine wichtige Änderung im Gesetz: Gibt es in einer Region keinen Regionalplan oder erreicht dieser das Flächenziel nicht, dann werden WKA nach § 35 Abs. 1 BauGB privilegiert behandelt. Der Unterschied zwischen den Abs. 1 und 2 des § 35 BauGB ist, das privilegierte Vorhaben nach § 35 Abs. 1 BauGB grundsätzlich zugelassen werden, sofern öffentliche Belange nicht entgegenstehen. Alle anderen, nicht privilegierten Vorhaben nach § 35 Abs. 2 werden nur ausnahmsweise zugelassen, sofern öffentliche Belange nicht berührt sind. Windenergieanlagen gelten als privilegierte Vorhaben.

Ob die Flächen, die nicht durch den Regionalplan ausgewiesen werden, tatsächlich für EE-Erzeugung genutzt werden, hängt im hohen Maß davon ab, ob Kommunen diese Flächen in ihren Flächennutzungsplänen dafür bereitstellen. Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff kann hierfür einen Schlüssel darstellen. Mit der Erzeugung von Wasserstoff werden die zusätzlichen EE-Kapazitäten nicht primär und ausschließlich zur Versorgung urbaner Zentren genutzt, sondern es kann regionaler Nutzen entstehen.

Ein wichtiger Baustein zur Beteiligung ist die **Gründung von Bürgerenergiegenossenschaften**. Diese wird von einer Gruppe von Menschen oder Organisationen gegründet und stellt eine gemeinsame Investition dar. Die Mitglieder der Genossenschaft sind gleichzeitig Eigentümerinnen und Eigentümer und können mitentscheiden, was mit den EE-Anlagen passiert. Die Genossenschaft kann auch

gleichzeitig Betreiberin der Anlage sein. Gewinne werden an die Mitglieder der Genossenschaft ausgeschüttet oder können reinvestiert werden. Damit sind Bürgerinnen und Bürger sowohl bei Entscheidungen als auch finanziell an EE-Projekten beteiligt.

Im Havelland gibt es derzeit eine solche Genossenschaft: die Energiegenossenschaft Westhavelland (EnergieGenossenschaft Westhavelland 2023)¹⁴. Im Projekt wurde außerdem ein Bürgerinnen- und Bürgerenergieprojekt der Mittelsächsischen Bürgerenergiegenossenschaft eG vorgestellt. Dieses plant die Integration von grüner H₂-Erzeugung und -abnahme in ihre Projekte.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Strombedarf im Havelland bereits bilanziell durch EE gedeckt wird und das Potenzial für weitere EE-Anlagen sehr hoch ist. Für den Aufbau neuer EE-Anlagen über das Flächenziel hinaus, müssten sich die Kommunen engagieren, wobei Wasserstoff und die Wertschöpfung vor Ort einen wertvollen Beitrag dazu leisten können.

4.2 BETRIEBSKONZEPTE UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

Wie und von wem der Wasserstoff erzeugt wird, kann ganz unterschiedlich aussehen. Unter Betriebskonzepten verstehen wir, welche Teile einer Anlage von wem und unter welchen Bedingungen betrieben werden. Ob ein Betriebskonzept funktioniert, hängt maßgeblich davon ab, ob damit Gewinn erwirtschaftet werden kann – deshalb werden im Folgenden sowohl verschiedene Betriebskonzepte als auch wichtige Aspekte für deren Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgestellt.

Betriebskonzepte für Elektrolyseure können sich insbesondere in folgenden Punkte unterscheiden:

- **Strombezug:** Betreibende von Elektrolyseuren können gleichzeitig Betreibende der EE-Anlagen sein, die den Strom bereitstellen. Sind Elektrolyseur und EE-Anlagen an einem Standort, kommt ein **Strombezug über eine Direktleitung** in Frage. Sind keine eigenen EE-Anlagen vorhanden, können Elektrolyseurbetreibende ihren Strom mit Hilfe eines Stromliefervertrages (engl.: power purchase agreement, PPA) von EE-Anlagen einkaufen. Nutzt man den Strom genau dann, wenn diese EE-Anlagen auch produzieren, spricht man von einem **PPA „as produced“**. Schließt man keinen Stromliefervertrag ab und bezieht Strom mit Stundenkontrakten an der Strombörse, wird von einer **marktpreisgetriebenen Fahrweise** des Elektrolyseurs gesprochen.
- **Nutzung von Koppelprodukten:** Je nach Standort und Auslegung des Elektrolyseurs können Koppelprodukte der Elektrolyse – Abwärme und Sauerstoff – ebenfalls genutzt und gegebenenfalls vermarktet werden.

¹⁴ Der Landkreis Havelland ist dieser Genossenschaft Ende 2022 ebenfalls beigetreten (Landkreis Havelland 2022)

- **Integration der Wertschöpfung:** Die Betriebskonzepte unterscheiden sich, je nachdem wie viele Schritte der Wertschöpfung aus einer Hand kommen. Die geringste Integration besteht dann, wenn Wasserstoff lediglich erzeugt, die Wertschöpfung davor oder danach jedoch durch andere Unternehmen geleistet wird. Viele Betreibende kombinieren darüber hinaus den Betrieb von EE-Anlagen mit dem Betrieb eines Elektrolyseurs. Andere betreiben zusätzlich noch eine H₂-Tankstelle und gehen einen Integrationsschritt weiter¹⁵. Letztlich kann Wasserstoff auch Teil eines vollintegrierten Energiekonzepts aus einer Hand sein. Das bedeutet, dass von der EE-Erzeugung bis hin zur Erzeugung und Distribution von Wasserstoff, die Nutzung von Koppelprodukten sowie gegebenenfalls die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischen Gasen oder Kraftstoffen alles aus einer Hand kommt¹⁶.

Im Folgenden wird auf verschiedene Strombezugsmodelle eingegangen, da hier ein großer wirtschaftlicher Hebel bei der H₂-Erzeugung liegt. Die quantitativen Ergebnisse hängen dabei stark von den getroffenen Annahmen ab. Diese wurden aufgrund wissenschaftlicher Studienlage und im Abgleich mit den am Projekt beteiligten Stakeholdern getroffen. Es wird ohne Förderungen gerechnet, die beispielsweise für Elektrolyseure existieren¹⁷. Die Ergebnisse dienen der Einordnung und dem Vergleich der drei Strombezugs-Varianten. Die genutzten Wind- und PV-Einspeisezeitreihen sind repräsentativ für das Havelland und wären für andere Standorte abweichend.

Betriebskonzept 1: Betrieb eines Elektrolyseurs mit eigenen EE-Anlagen und Direktleitung

Der Betrieb eines Elektrolyseurs mit eignen EE-Anlagen und Direktleitung ist durch zwei Besonderheiten charakterisiert, die zu niedrigeren Strom- und damit auch zu niedrigeren H₂-Gestehungskosten führen: Zum einen ergeben sich die Stromkosten für den Elektrolyseur aus den direkten Stromgestehungskosten der EE-Anlagen und sind damit unabhängig vom Marktwert¹⁸. Außerdem entfallen durch die Nutzung einer Direktleitung und den Verzicht auf die Durchleitung durch das öffentliche Netz die netzentgeltgekoppelten Abgaben (s. Tabelle 6). Da Elektrolyseure gemäß §118 Abs. 6 S. 1 und 7 EnWG für 20 Jahre von Netzentgelten befreit und in der Regel gemäß § 9 StromStG von der Stromsteuer befreit sind, fallen für sie keine weiteren Kosten an (Allolio, Ohle, Schäfer 2022).

¹⁵ Dies geschieht zB. im eFarm Projekt (GP Joule 2023) und wird von der Mittelsächsischen Energiegenossenschaft eG angestrebt ((MSE 2023).

¹⁶ Beispiel hierfür ist die Energiefabrik Lübesse (Lübesse Energie GmbH 2023), welches ein solches Konzept gerade aufbaut und das Unternehmen Naturwind Potsdam, welches weitere solcher Sektorenkopplungsprojekte entwickelt.

¹⁷ Förderprogramm der NOW mit 45 % CAPEX-Förderung für Elektrolyseure, die Wasserstoff für den Mobilitätssektor produzieren.

¹⁸ Hierbei wird angenommen, dass entgangene Gewinne (Opportunitätskosten) aus der Stromvermarktung zu Gunsten niedriger H₂-Gestehungskosten in Kauf genommen werden.

Durch die Direktleitung zwischen EE-Anlagen und Elektrolyseur ist der erzeugte Wasserstoff rechtlich grüner Wasserstoff, da das Kriterium der Gleichzeitigkeit physikalisch automatisch erfüllt wird. Um das Kriterium der Zusätzlichkeit zu erfüllen, muss die Inbetriebnahme der EE-Anlagen und des Elektrolyseurs binnen 36 Monaten erfolgen.

In Tabelle 1 sind die H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs und dem Strompreis dargestellt. Setzt man die installierte Leistung der EE-Anlage(n) und des Elektrolyseurs gleich, sind die Vollbenutzungsstunden der EE-Anlage(n) gleich derer des Elektrolyseurs. Die resultierenden H₂-Kosten sind in Tabelle 4 dargestellt:

Tabelle 4: H₂-Gestehungskosten bei gleicher Leistung einer EE-Anlage und eines Elektrolyseurs

	Stromgestehungskosten	Vollbenutzungsstunden	H ₂ -Gestehungskosten
Windkraft	7,40 ct/kWh	2.695 h/a	10,19 €/kg
PV	8,06 ct/kWh	1.113 h/a	19,21 €/kg

Wegen der niedrigen Vollbenutzungsstunden fallen die H₂-Kosten vergleichsweise hoch aus. Durch eine höhere, installierte Leistung von EE-Anlagen in Bezug auf die des Elektrolyseurs können die Vollbenutzungsstunden erhöht werden, wie Abbildung 10 zeigt.

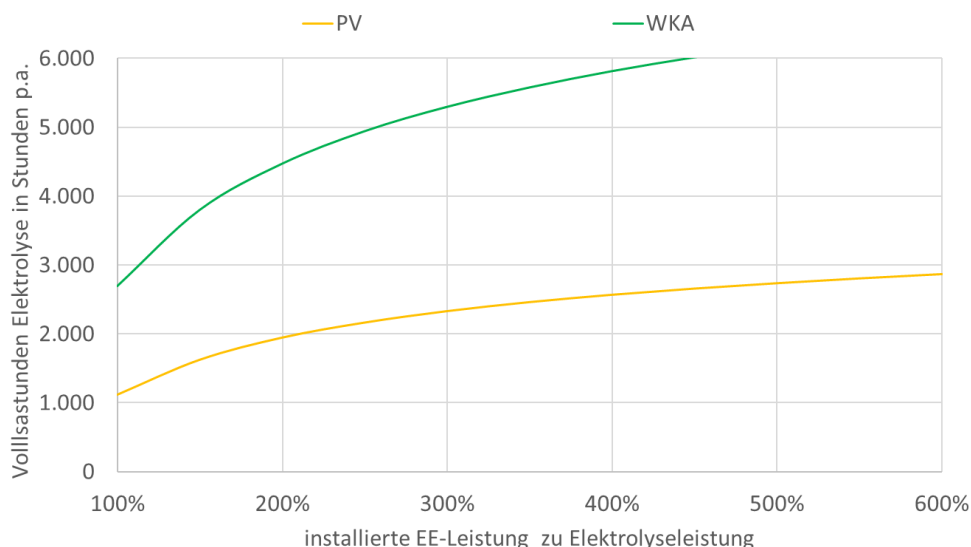


Abbildung 10: Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung

Auf der X-Achse der Abbildung ist das Verhältnis der installierten EE-Leistung zur Elektrolyseleistung dargestellt. Bei 100 Prozent entsprechen die Vollbenutzungsstunden denen aus Tabelle 4. Bei 200 Prozent sind 2 MW Wind- oder PV-Leistung pro 1 MW Elektrolyseleistung installiert. Die

Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse steigen dadurch, verdoppeln sich jedoch nicht, da in manchen Stunden die EE-Anlagen mehr Strom produzieren, als die Elektrolyse aufnehmen können. Es ist zu erkennen, dass Windkraft auch bei Erhöhung der installierten Leistung zu deutlich mehr Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse führt. Da die Investitionskosten von Windkraftanlagen höher sind, als die von PV-Freiflächenanlagen (vgl. Tabelle 5), reicht die Betrachtung der Vollbenutzungsstunden nicht aus, um zu beurteilen, welche Technologie besser geeignet ist.

Tabelle 5: Annahmen für die Wirtschaftlichkeit von PV- und Windkraftanlagen

	Windkraftanlagen	PV-Freiflächenanlagen
CAPEX	1.800 €/kWh	850 €/kWh
Lebensdauer	25 Jahre	30 Jahre
Zinssatz	7 %	
OPEX	45 €/(kW*a)	21 €/(kW*a)

Dafür müssen die resultierenden H₂-Gestehungskosten betrachtet werden. Diese zeigt Abbildung 11. Die Daten zeigen einerseits, dass Elektrolyse mit Windkraftanlagen zu niedrigeren H₂-Gestehungskosten führt, als mit PV-Anlagen (wie bereits aus Tabelle 4 ersichtlich) und andererseits, dass die Gestehungskosten durch eine höhere installierte EE-Leistung gesenkt werden können.

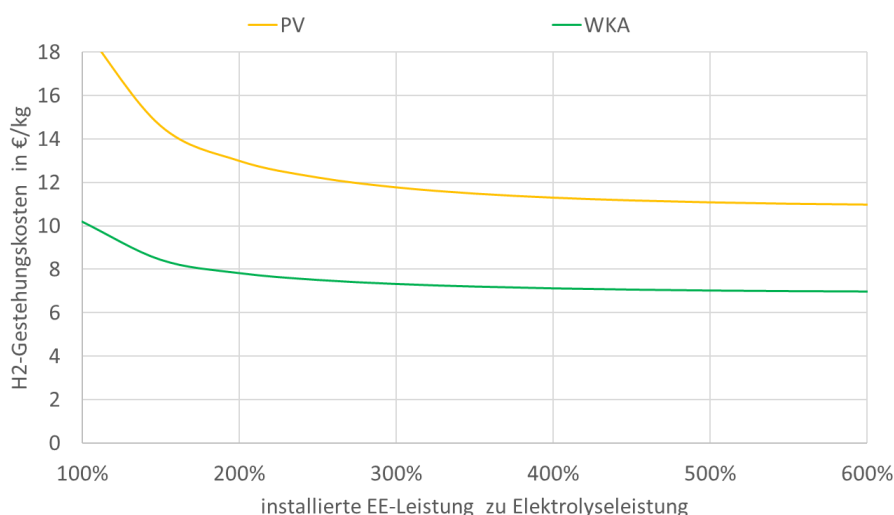


Abbildung 11: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung

Wird ein **Elektrolyseur mit einer Direktleitung zu Windkraftanlagen** betrieben, die die doppelte Leistung des Elektrolyseurs aufweisen, lassen sich **im Havelland H2-Gestehungskosten von 7,82 €/kg für grünen Wasserstoff** erreichen (s. Abbildung 11). Der Elektrolyseur läuft damit 4.470 Vollbenutzungsstunden pro Jahr (Abbildung 10) und benötigt 83 Prozent des von den Windkraftanlagen erzeugten Stroms¹⁹.

Betriebskonzept 2: Betrieb eines Elektrolyseurs mit Stromliefervertrag von EE-Anlagen „wie erzeugt“ (PPA as produced)

Wird der Strom für die Elektrolyse von EE-Anlagen bezogen, die von einem anderen Unternehmen betrieben werden und an einem anderen Standort installiert sind, ergeben sich in der Regel folgende zwei Unterschiede im Vergleich zum Betriebskonzept 1: Zum einen muss der Marktwert der EE als Strompreis angesetzt werden. Zum anderen wird der Strom durch das öffentliche Stromnetz transportiert. Entsprechend werden in diesem Fall netzentgeltgekoppelte Abgaben fällig.

Auch mit einem Stromliefervertrag mit Betreibenden von EE-Anlagen, die die gesamte Erzeugung ihrer Anlagen vermarkten („wie erzeugt“ engl.: as produced), ist der erzeugte Wasserstoff rechtlich grüner Wasserstoff, sofern das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt wird. Das heißt die Inbetriebnahme der EE-Anlagen und des Elektrolyseurs erfolgt binnen 36 Monaten (für Inbetriebnahmen nach 01.01.2027). Das Kriterium der Gleichzeitigkeit wird durch die Vertragsgestaltung erfüllt.

Der Marktwert EE ergibt sich aus den Großhandelspreisen an der Strombörse zu den Stunden, in denen die EE entsprechende Strommengen einspeisen. In Abbildung 13 ist der jahresmittlere Großhandelspreis für 2018 bis 2022 dargestellt, sowie die Futures aus dem Terminmarkt für die Jahre 2023 bis 2029. Während vor dem Ukraine Konflikt der Großhandelspreis im Jahresdurchschnitt zwischen 3,0 und 4,4 ct/kWh lag, steigt dieser in Folge der Erdgas-Knappheitspreise im Jahr 2022 auf 23,5 ct/kWh. Ende 2022 wurde dieser im Terminmarkt für das Folgejahr sogar auf über 35 ct/kWh prognostiziert. Im März 2022 sind die Prognosen für die Zukunft moderater und gehen von einer Stabilisierung des Strompreises bei etwas über 10 ct/kWh Ende der 20er Jahre aus.

In Abbildung 12 ist der Marktwert des Stroms aus PV- und Windkraftanlagen bezogen auf den Großhandelspreis dargestellt. Die Sekundärachse zeigt den monatlichen Großhandelspreis für den Zeitraum 2018 bis 2022. Trotz der extremen Strompreisschwankungen bewegt sich der Marktwert von

¹⁹ Annahme: der von den EE-Anlagen erzeugte und nicht vom Elektrolyseur genutzte Strom wird zu 7 ct/kWh verkauft; vgl. auch Stromgestehungskosten in Tabelle 4.

EE-Strom in einem vergleichsweise kleineren Band. Windstrom hat in diesem Zeitraum einen mittleren Marktwert von 83,5 Prozent des Großhandelspreises, PV-Strom einen von 96,2 Prozent²⁰.

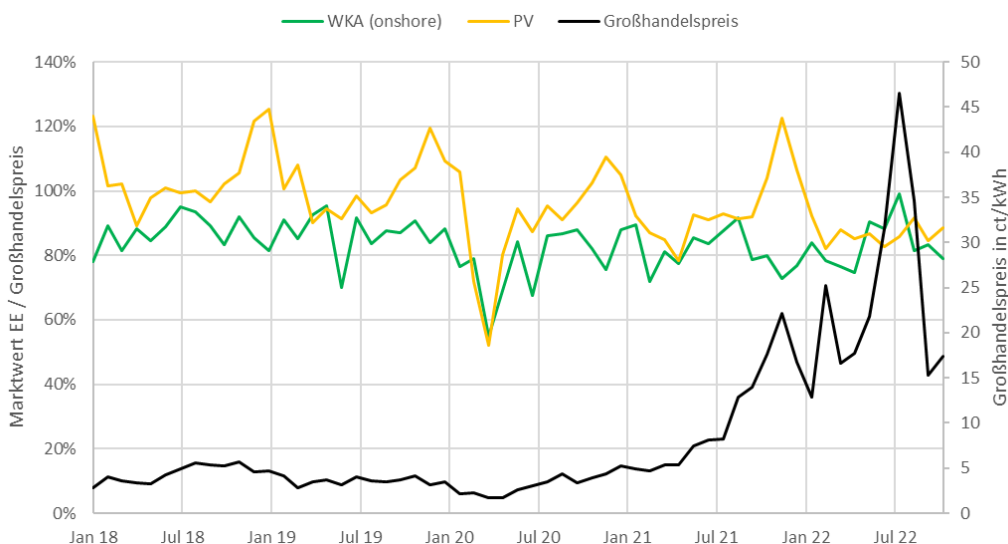
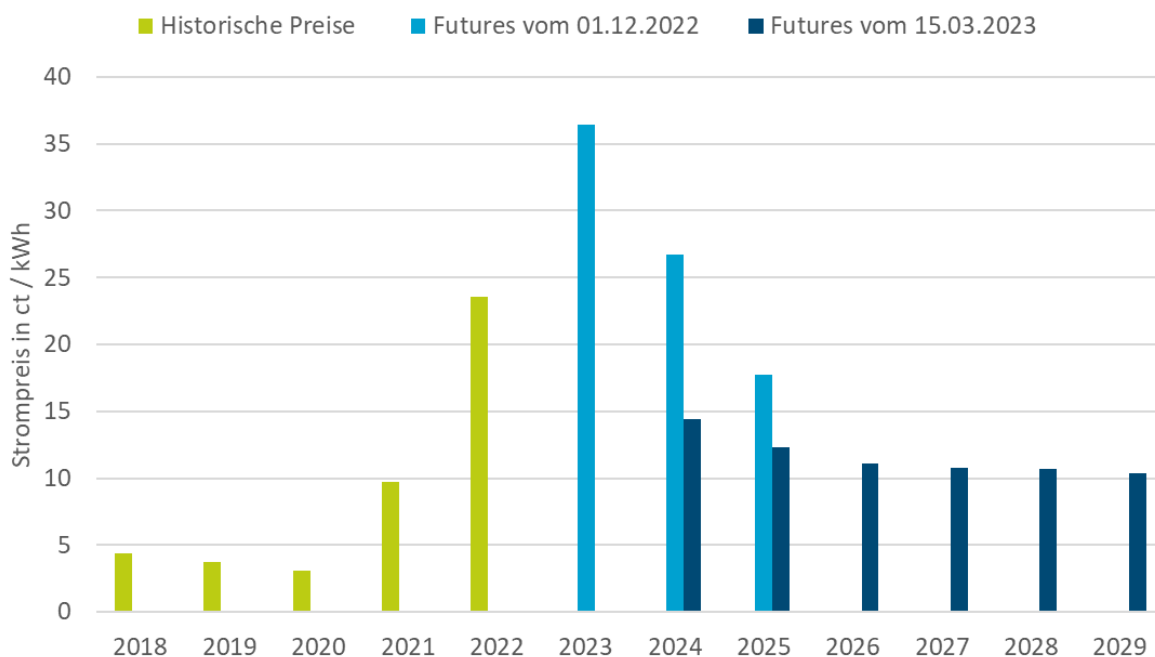


Abbildung 12: Marktwert von Windkraft und PV im Zeitraum 2018 bis 2022

Der Bezugspreis für Strom mittels Stromliefervertrag aus Windkraftanlagen ergibt sich aus dem Marktwert für Windstrom von beispielsweise 83,5 Prozent des mittleren Strompreises – auch Baseloadpreis genannt – und dem Baseloadpreis für 2025 von 12,3 ct/kWh zu 10,3 ct/kWh²¹, respektive für 2029 zu 8,7 ct/kWh²².



²⁰ Werte dieser Größenordnung finden sich auch in der Literatur wieder, siehe bspw (Hirth 2013) Tabelle 6.

²¹ $0,835 * 12,3 = 10,3 \text{ ct/kWh}$

²² $0,835 * 10,4 = 8,7 \text{ ct/kWh}$

Abbildung 13: Entwicklung der Großhandelspreise, 2019 bis 2022 historisch und Futures für 2023 bis 2029
[Eigene Darstellung, Datenbasis: [historische Preise](#), [Futures](#)]

Tabelle 6: Netzgekoppelte Abgaben für das Jahr 2023 (first energy 2023)

Name	Kosten in ct/kWh
Offshore-Netzumlage nach §17 EnWG	0,591
Umlage nach §19 Abs. StromNEV	0,417
KWK-Umlage	0,357
Konzessionsabgaben	0,11
EEG-Umlage	0,0
Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AnLaV	0,0
Summe	1,475

Die netzentgeltgekoppelten Abgaben sind für das Jahr 2023 in Tabelle 6 aufgeführt und betragen in Summe 1,475 ct/kWh.

Aus den prognostizierten Strombezugskosten und den (aktuellen) netzentgeltgekoppelten Abgaben lassen sich folgende Strompreise für Elektrolyseure mit Stromliefervertrag aus EE-Anlagen „wie erzeugt“ (PPA as produced) ableiten: **11,8 ct/kWh für 2025** und **10,2 ct/kWh für 2029**.

Im Vergleich dazu betragen die Stromgestehungskosten (über die gesamte Lebensdauer der Anlagen) aus Windkraftanlagen **mit Direktleitung 7,40 ct / kWh**, wie oben beschrieben.

Die H₂-Gestehungskosten sind, wie beim Betriebskonzept mit Direktleitung, abhängig von dem Verhältnis der installierten beziehungsweise hier unter Vertrag genommenen Leistung der EE-Anlagen und dem Stromverkaufspreis des nicht in der Elektrolyse genutzten Stroms. Darüber hinaus werden die Vollbenutzungsstunden der EE-Anlagen sich, je nach Standort, voraussichtlich von denen unterscheiden, die für das Havelland bestimmt wurden. Für die Vergleichbarkeit der zwei Betriebsmodelle werden nachfolgend die H₂-Gestehungskosten für die gleichen Annahmen bestimmt, wie für die Stromlieferung aus eigenen EE-Anlagen mit Direktleitung.

Die **Erzeugungskosten** für grünen Wasserstoff **mit Stromliefervertrag aus EE-Anlagen „wie erzeugt“** (PPA as produced) ergeben sich basierend auf den aufgeführten Annahmen zu **10,77 €/kg für 2025** und **9,70 €/kg für 2029**.

Im Vergleich dazu betragen die H₂-Gestehungskosten (über die gesamte Lebensdauer der Anlagen) aus Windkraftanlagen **mit Direktleitung 7,82 €/kg**.

Betriebskonzept 3: Betrieb eines Elektrolyseurs mit marktpreisgetriebener Fahrweise

Im Gegensatz zum Betrieb eines Elektrolyseurs mit dem Stromerzeugungsprofil aus EE-Anlagen werden bei diesem Betreibermodell für verschiedene Vollbenutzungsstunden jeweils die Stunden mit den günstigsten Großhandelsstrompreisen betrachtet. Wenig Vollbenutzungsstunden reduzieren hierbei den Strombezugspreis, erhöhen jedoch den CAPEX-Anteil an den H₂-Gestehungskosten und umgekehrt (s. Abbildung 15). Der dabei erzeugte Wasserstoff gilt rechtlich zunächst nicht als grün, wobei dies kurz- und langfristig anders sein kann – mittelfristig jedoch nicht. Daher dient die folgende Betrachtung primär der Vollständigkeit. Sie stellt die H₂-Erzeugung bei niedrigen Strompreisen an der Börse wirtschaftlich der Erzeugung mit Hilfe eigener EE-Anlagen oder PPAs gegenüber.

Möglichkeiten, wie mit Hilfe dieses Betriebsmodells grüner Wasserstoff erzeugt werden könnte sind folgende:

- **Langfristig**, wenn der EE-Anteil im deutschen Marktgebiet über 90 Prozent beträgt, wäre der daraus erzeugte Wasserstoff laut dem delegierten Akt der RED II grün. Zurzeit sind circa 50 Prozent des aktuellen Strombedarfs aus EE-Anlagen, wobei die Elektrifizierung des Verkehrs und Wärmesektors dem Ausbau von EE-Anlagen gegenüberstehen.
- Eine weitere Möglichkeit wäre, wenn der Strom aus EE-Anlagen bezogen wird und das durch entsprechende Zertifikate nachgewiesen werden kann. Bis zum Jahr 2030 kann der Nachweis auf monatlicher Basis erfolgen, später muss dies jedoch auf stündlicher Basis erfolgen. Somit könnte **kurzfristig (bis 2030)** durch monatliche Nachweise der entsprechenden Strommengen aus EE-Anlagen dieses Betriebskonzept rechtlich für die Erzeugung von grünem Wasserstoff geeignet sein. Spätestens ab 2030 geht dieses Betriebsmodell in das mit PPAs über.
- Eine weitere Möglichkeit ist nachzuweisen, dass der Strombezug netzentlastend wirkt. Nach RED II ist das (neben sonst abgeregeltem Strom) der Fall, wenn der Handelspreis von Strom unter 20 € pro MWh, oder 36 Prozent des Preises einer CO₂-Tonne, liegt. Dieser Anwendungsfall wird im Folgenden nicht detaillierter betrachtet, da dies nur in wenigen

Stunden im Jahr der Fall, und somit nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren geeignet ist (vgl. Abbildung 15).

In Abbildung 14 ist für die Jahre 2018 bis 2022 der mittlere Strompreis der auf der X-Achse beschriebenen Anzahl der günstigsten Stunden bezogen auf den Jahresmittelwert (Baseload) dargestellt. Die günstigsten 4.000 Stunden der Jahre 2018 und 2019 haben beispielsweise im Durchschnitt 70 Prozent des Baseloadpreises gekostet²³ und für die anderen Jahre waren es 48 Prozent des jeweiligen Baseloadpreises. Die auftretenden Unterschiede der verschiedenen historischen Jahre sind mit Balken im Diagramm dargestellt. Nachfolgend wird das durch die Balken dargestellte Spektrum auf den prognostizierten Baseloadpreis für 2029 übertragen.

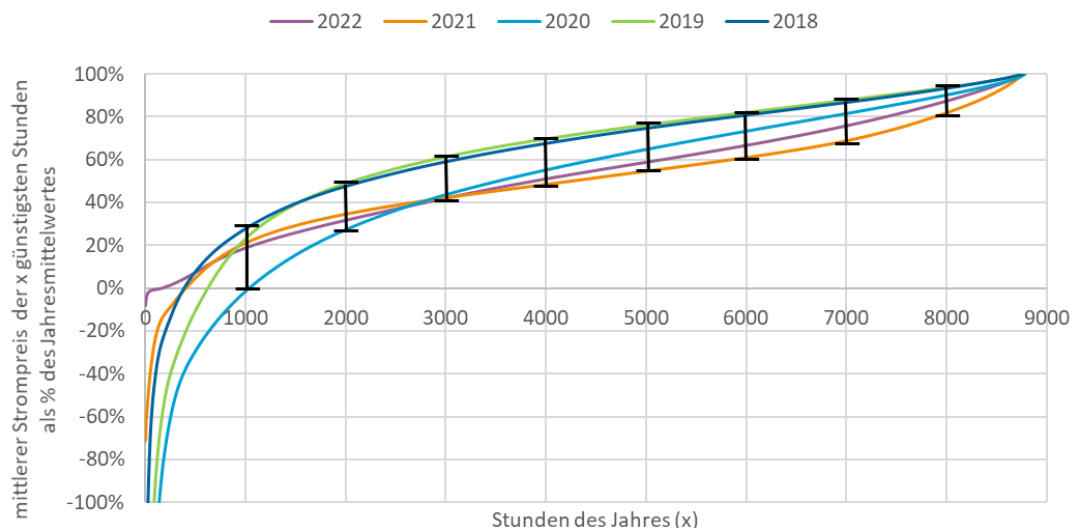


Abbildung 14: Jahresdauerlinie der günstigsten mittleren Großhandelspreise für Strom von 2018 bis 2022

Aus dem Baseloadpreis von 2029 von 10,4 ct pro kWh und der je-nach-Vollbenutzungstunden-Skalierung wegen Strombezug in den günstigsten Stunden ergeben sich die Strombezugskosten. Diese zuzüglich der netzentgeltgekoppelten Abgaben in Höhe von 1,48 ct pro kWh ergeben die in Abbildung 15 dargestellten H₂-Gestehungskosten bei marktgetriebener Fahrweise des Elektrolyseurs. Für 4.000 Vollbenutzungstunden liegen diese zwischen 7,40 und 8,70 € pro kg. Das Minimum der H₂-Gestehungskosten ergibt sich bei circa 6.000 Vollbenutzungstunden mit 6,80 bis 7,80 € pro kg.

²³ Der Baseloadpreis von 2019 betrug 3,77 ct/kWh, daher haben die günstigsten 4.000 Stunden $0,7 \cdot 3,77 = 2,64$ ct/kWh gekostet. Im Jahr 2022 betrug der Baseloadpreis 23,5 ct/kWh, sodass die günstigsten 4.000 Stunden $0,4 \cdot 23,5 = 9,4$ ct/kWh gekostet haben.

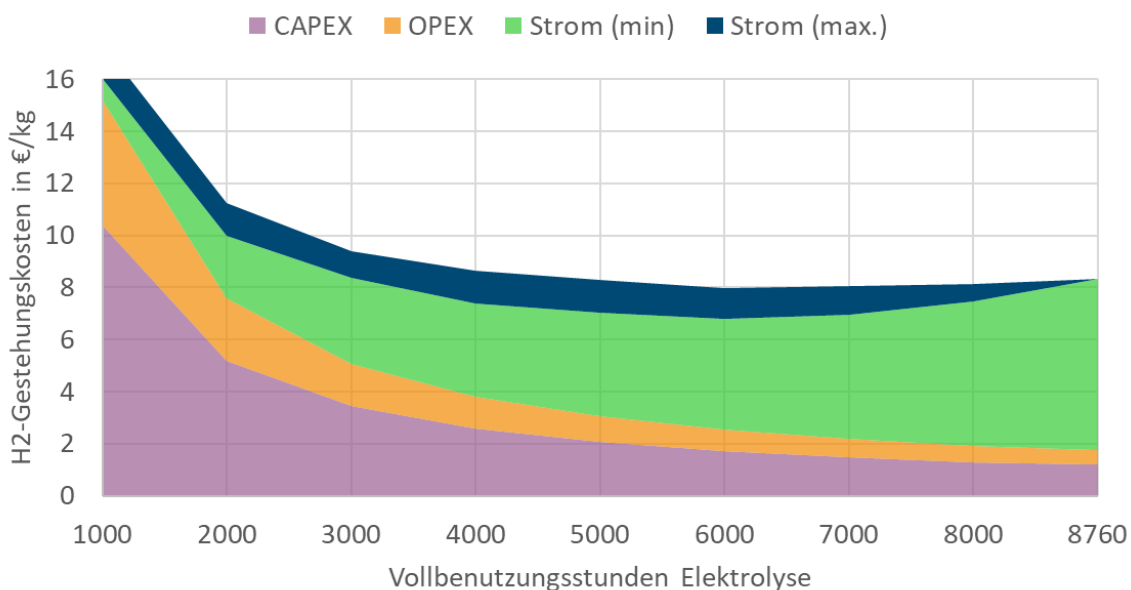


Abbildung 15: H2-Erzeugungskosten bei marktgetriebener Fahrweise des Elektrolyseurs im Jahr 2029

Die marktpreisgetriebene Fahrweise einer Elektrolyseanlage ist günstiger, als ein Stromliefervertrag von Windstrom, zumal dieser (historisch, 2018 - 2022) einen Marktwert von etwas über 80 Prozent des Baseloadpreises aufweist und die beispielsweise günstigsten 4.000 Stunden (historisch, 2018 - 2022) einen Marktwert von nur rund 50 bis 70 Prozent des Baseloadpreises. Der Marktwert von Windkraftanlagen gemessen am Baseloadpreis ist mit steigendem EE-Anteil über die Jahre gesunken und wird zukünftig voraussichtlich weiter sinken. Die günstigsten Stunden werden weiterhin günstiger sein, als diejenigen mit „nur“ hohem EE-Anteil, da auch niedrige Strombedarfe für geringe Strompreise verantwortlich sind.

Eine marktpreisgetriebene Elektrolyseur-Fahrweise, bei der ab 2030 stündlich ein Nachweis über EE-Strombezug erfolgen muss, damit der Wasserstoff als grün beziehungsweise erneuerbar gewertet wird, läuft in das Modell des Stromliefervertrages von EE-Anlagen über, da der Marktwert in den Stunden mit EE-Nachweis der Marktwert des EE-Stromes ist. Eine Elektrolyse, die auf die rechtlich grüne beziehungsweise erneuerbare Einstufung des Wasserstoffs verzichten kann, kann ab 2030 in den Stunden mit den günstigsten Strompreisen betrieben werden.

Fazit der drei Strombezugsmodelle:

Der Vergleich der Strombezugsmodelle zeigt, dass die Stromerzeugung mit eigenen EE-Anlagen und Direktleitung zum Elektrolyseur günstiger ist, als ein PPA für EE-Strom (as produced) zu Marktpreisen und Strombezug über das öffentliche Stromnetz. Darüber hinaus wird somit das öffentliche Stromnetz nicht zusätzlich belastet. Bei beiden Varianten wird im rechtlichen Sinne grüner beziehungsweise erneuerbarer Wasserstoff erzeugt.

Eine marktgetriebene Fahrweise des Elektrolyseurs, bei der beispielsweise in den günstigsten 4.000 Stunden des Jahres Strom über die Strombörse erworben wird, liegt für prognostizierte Strompreise Ende der 20er Jahre ökonomisch auf vergleichbarem Niveau, wie die Stromerzeugung mit eigenen Windkraftanlagen und Direktleitung. Für die günstigsten Stunden ist es jedoch fraglich, ob der stündliche Nachweis über EE-Strombezug erfolgen kann, der ab 2030 stündlich für grünen beziehungsweise erneuerbaren Wasserstoff nötig ist. Werden die günstigsten Stunden, in denen der Nachweis für EE-Strombezug vorhanden ist betrachtet, geht die marktpreisgetriebene Fahrweise von Elektrolyseuren theoretisch in das Modell des Stromlieferungsvertrags von EE-Anlagen über.

4.3 STAKEHOLDER UND IHRE BETRIEBSMODELLE IM HAVELLAND

Im Havelland sind bereits heute viele Institutionen an der Erzeugung von Wasserstoff interessiert. Um einen Überblick zu geben, werden die Stakeholder und ihre Betriebsmodelle im Folgenden vorgestellt.

Rathenower Wärmeversorgung: Betrieb eines Elektrolyseurs aus Windenergie mittels Direktleitung

Die Rathenower Wärmeversorgung ist ein kommunales Unternehmen, das für die Versorgung der Stadt Rathenow mit Fernwärme und Strom verantwortlich ist. Derzeit basiert die Fernwärmeerzeugung auf der Verbrennung von Erdgas. Um diese zu dekarbonisieren, ist die Erzeugung von Fernwärme mittels einer Power-to-Heat-Anlage in Kombination mit einer Windenergieanlage eine Option.

Im Zuge dieser Überlegung wird auch ein Elektrolyseur eingeplant. Über eine Direktleitung soll dieser mit den Windkraftanlagen verbunden und in Abstimmung mit der Power-to-Heat-Anlage gefahren werden. Die Abwärme des Elektrolyseurs soll regional im Fernwärmenetz mit genutzt werden (siehe Abbildung 16 und Tabelle 7).

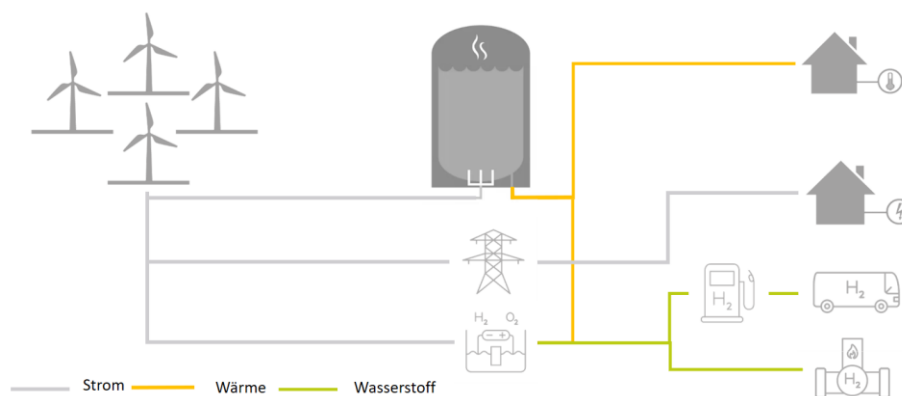


Abbildung 16: Geplante Wasserstoff- und Wärmebereitstellung der Rathenower Wärmeversorgung

Die Rathenower Wärmeversorgung würde den Betrieb von EE-Anlagen, Power-To-Heat-Anlage und Elektrolyseur in einer Hand übernehmen. Als kommunales Unternehmen steht nicht die Gewinnmaximierung, sondern die zukunftssichere Bereitstellung von erneuerbarem Strom und Wärme im Vordergrund. Die Erzeugung und Vermarktung des Wasserstoffs bietet zusätzliche regionale Vorteile, wenn dieser zum Beispiel in kommunalen Flotten genutzt werden kann.

Eine ausführlichere Betrachtung des Anwendungsfalls der Rathenower Wärme erfolgt in Kapitel 7.

Tabelle 7: Kennzahlen H2-Erzeugung Rathenower Wärmeversorgung²⁴

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge	Gestehungskosten
Erneuerbare Energien	Windkraft, 24 MW	57 GWh/Jahr	60 €/MWh
Wasserstoff	Elektrolyseur, 1 MW	52 t/Jahr	8,15 €/kg
Wärme	Power-to-Heat, 8 MW	56 % des Fernwärmebedarfs können in dieser Kombination von Elektrolyseur und P2H-Anlage gedeckt werden	8,7 ct/kWh

Grundsätzlich ist das Vorhaben davon abhängig, dass Windenergieanlagen am Standort Rathenow errichtet werden können. Außerdem zählt zu den Risiken des Vorhabens, dass das Geschäftsmodell stark sensitiv ist zu den erzielten H2-Abnahmepreisen. Kann der Wasserstoff nicht zu diesen Preisen abgesetzt werden, hat das Einfluss auf das gesamte Geschäftsmodell. Regional gibt es zudem nur eine geringe Anzahl möglicher Akteure zur H2-Erstabnahme.

Vorteile des Vorhabens sind, dass günstig und klimafreundlich Fernwärme für die Stadt Rathenow bereitgestellt werden könnte. Eine Einbindung der Abwärme des Elektrolyseurs sorgt für eine hohe systemische Integration. Das Verhältnis von installierter Kapazität von Windenergieanlagen und Elektrolyseur sorgt für kompetitive H2-Gestehungskosten. Dafür sorgt auch die Vermeidung von Netzentgelten durch die Nutzung einer Direktleitung sowie der Eigenbetrieb der Windenergieanlagen durch die Rathenower Wärmeversorgung. Die Umsetzung der Projektidee durch ein kommunales Unternehmen führt dazu, dass ein regionaler Mehrwert entsteht. Fernwärme und Strom können zu günstigen Konditionen für Bürgerinnen und Bürger bereitgestellt werden und der erzeugte Wasserstoff kann in kommunalen Flotten genutzt werden.

GASAG-EMB: Betrieb eines Elektrolyseurs mit Grünstrom-PPA

Am Standort Ketzin (siehe Abbildung 17) ist die GASAG und ihre Tochter Energie Mark Brandenburg (EMB) bereits seit einigen Jahren aktiv. Gemeinsam mit der e.dis wurde dort das Energiewendelabor Ketzin ins Leben gerufen. Die GASAG-EMB plant am Standort die Errichtung eines 3 MW-Elektrolyseurs mit Erweiterungspotenzial – ein Förderantrag (NOW Förderung für Elektrolyse Kapazitäten für den Transportsektor) wurde von der GASAG-EMB eingereicht und eine vorläufige Förderzusage liegt vor.

²⁴ Für die Rathenower Wärmeversorgung wurden mehrere Erzeugungsszenarien berechnet. Die Tabelle stellt ein mögliches Szenario in der Auslegung dar.

Aktuell ist geplant, den Betrieb des Elektrolyseurs mit grünem Strom aus Brandenburger Onshore-Wind- und Solaranlagen aus dem Portfolio der GASAG Gruppe, über einen Langzeit-Liefervertrag (PPA) zu sichern.

Eine BImSchG-Genehmigung für einen 1 MW-Elektrolyseur liegt bereits vor, die mit geringem Aufwand erweitert werden muss für den Betrieb einer 3 MW Elektrolyse-Anlage. Der Standort eignet sich besonders, da die Flächen mit netzgebundener Infrastruktur für die Strom- und Gasversorgung gut erschlossen sind. Weiterhin befindet sich die Nauener Platte in direkter Umgebung, ein Gebiet mit rund 300 Windkraftanlagen.

Im Rahmen des H2VL-Projekts wurde durch die Vernetzung zwischen kommunalen Verkehrsbetrieben und der GASAG-EMB deutlich, dass wirtschaftliche Geschäftsmodelle durch eine Abnahme des grünen Wasserstoffs im Verkehr möglich sind. Zusätzlich kann die Abwärme des Elektrolyseurs in der nahegelegenen Gasübernahmestation eingesetzt werden, um den Gasstrom bei der Entspannung zu erwärmen. Dadurch wird fossile Kesselwärme verdrängt. Die Nutzung der Abwärme verbessert zudem das Geschäftsmodell. Ebenfalls ist eine Anknüpfung an die Leitungstrasse des European Hydrogen Backbone zwischen Leipzig und Rostock über das Projekt „doing hydrogen“ von ONTRAS, und damit eine Anbindung an das Deutsche H₂-Kernnetz vorgesehen (van Rossum u. a. 2022).

Dieses Vorhaben wird in Kapitel 7 weiter vertieft.



Abbildung 17: Standort Ketzin © WFBB, Fotograf: Jungblut & Büssemeier

Tabelle 8: Kennzahlen H2-Erzeugung Energiewendelabor Ketzin

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge	Gestehungskosten
Erneuerbare Energien	Power Purchase Agreement	/	/
Wasserstoff	Elektrolyseur, 2,5 MW	180 t/a	8,18 €/kg

Mögliche Risiken für das Vorhaben sind zum einen der finale Erhalt der Förderung für die Elektrolyseanlage, sowie die langfristige Abnahmezusicherung von grünem Wasserstoff durch den Transportsektor. Dafür ist es entscheidend, dass die kommunalen Akteure im Landkreis Havelland tatsächlich Wasserstofffahrzeuge beschaffen - zum Beispiel wie vorgesehen mit Hilfe der Förderprogrammen des BMDV²⁵. Zum anderen muss eine Fläche für eine Wasserstofftankstelle innerhalb von 10 km des Berliner Rings bereitgestellt werden, um Ende 2023 oder Anfang 2024 einen Förderantrag für eine leistungsfähige Wasserstofftankstelle im Raum Nauen zu errichten.

Die Nähe zum Güterverkehrszentrum Wustermark und Berlin ermöglichen alternative Geschäftsmodelle durch die Abnahme von Wasserstoff, beispielsweise im Verkehrssektor. Dabei gibt es sowohl erste planbare Abnahmemöglichkeiten als auch die Möglichkeit zur späteren Erweiterung.

Neue Energien Premnitz: Wasserstoff aus Abfallreststoffen

Das Unternehmen Neue Energien Premnitz verfolgt einen alternativen, innovativen Ansatz zur H₂-Herstellung. Dabei soll mit einem innovativen Hochtemperaturverfahren (auch Plasmavergasung genannt), Wasserstoff aus Abfallstoffen gewonnen werden.

Im Detail sollen die nicht-recyclebaren Reststoffe aus der Firma Richter Recycling für ein thermisches Recycling genutzt werden. Die Flächen für die Anlage sind bereits gesichert und das Verfahren für die BimSchG-Genehmigung läuft. Doch was genau passiert bei der Plasmagasifizierung?

Als Ausgangsstoffe können Reststoffe jeglicher Art Verwendung finden. In Premnitz soll konkret ein Zentrum zur chemischen Verwertung ausgemusterter Rotorblätter von Windkraftanlagen aufgebaut werden, die derzeit aufgrund fehlender anderer Recyclingmethoden der Deponierung zugeführt werden müssen. Diese werden einem Hochtemperaturprozess zugeführt. Im Gegensatz zu einer

²⁵ Die im Rahmen des Projekts geführten Gespräche mit potenziellen, kommunalen Akteuren zur Abnahme in Nauen sollen dieses Risiko, soweit es geht, minimieren. Ausführlichere Informationen sind im Kapitel 7 zu finden.

klassischen Müllverbrennung werden die Stoffe Temperaturen von bis zu 10.000°C ausgesetzt. Dabei spalten sich alle Stoffe in ihre atomaren Bestandteile auf. Inerte Glas- und Metallschlacke können dem Prozess entnommen werden und können erneut der Kreislaufwirtschaft zugeführt werden. Gefährliche Gase, wie Furane und Dioxine treten im Prozess nicht auf, da dieser in einer reduzierenden Atmosphäre betrieben wird. Das Hauptprodukt der Plasmavergasung ist das entstehende sog. Syngas – ein Mix aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff (O’Neill 2021). Dieses Syngas kann entweder als Ausgangsstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe dienen oder unter Zusatz von Wasserdampf zu Kohlendioxid und einer höheren H₂-Ausbeute weiterverarbeitet werden. Beide Gase können danach getrennt und unabhängig voneinander genutzt werden.

Das Verfahren soll für solche Reststoffe verwendet werden, die sich im klassischen, stofflichen Recycling nicht mehr verwenden lassen und dann im Normalfall auf einer Deponie oder in der Verbrennung landen würden. Ein solcher Stoff ist beispielsweise glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK). GFK findet sich in vielen Produkten – von Rohren über Flugzeuge bis hin zu Windkraftanlagen. Der Stoff ist nicht stofflich recycelbar und kann in normalen Müllverbrennungsanlagen nur in sehr geringen Teilen verbrannt werden. Bei Nutzung des Stoffes in Plasmavergasungsanlagen kann das Material vollständig thermochemisch recycelt werden, solange ein bestimmter Brennwert des Eingangsgemischs nicht unterschritten wird.

Am Standort Premnitz will die NEP perspektivisch 44.000 t Abfall pro Jahr zu bis zu 7.500 t H₂ umsetzen (siehe auch Tabelle 9).

Tabelle 9: Kennzahlen H₂-Erzeugung neue Energien Premnitz²⁶

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge	Gestehungskosten
Erneuerbare Energien	/	/	/
Wasserstoff	Plasmagasifizierung	7500 t/a	3 €/kg

Die zugeführten Reststoffe wurden zum Großteil für ihre ursprüngliche Verwendung aus fossilen Grundstoffen wie Erdöl oder Erdgas gewonnen. Bei der Plasmagasifizierung werden diese als Edukte in ihre atomaren Bestandteile zerlegt – das dabei anfallende CO₂ ist dadurch weiterhin fossilen Ursprungs und erhöht (sofern nicht langfristig gespeichert) die CO₂-Konzentration in der

²⁶ Die Zahlen basieren auf Angaben des Unternehmens Neue Energien Premnitz.

Atmosphäre²⁷. Zu den Risiken des Verfahrens zählt, dass der erzeugte Wasserstoff aufgrund der Neuheit des Verfahrens bisher nicht in die Erzeugungssystematik aufgenommen wurde und deshalb nicht erneuerbar im Sinne der REDII ist. Da der entstehende Wasserstoff nicht erneuerbar ist, kann er derzeit nicht zur Emissionsreduktion im Verkehr genutzt und über die THG-Quote angerechnet werden. Der Wasserstoff, bzw. das entstehende Syngas, könnte jedoch europarechtlich den ‚wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe‘ zugeordnet werden (vgl. § 89, REDII). Dies ist in Deutschland derzeit nicht möglich, da die nach EU Recht mögliche Berücksichtigung in Deutschland derzeit keine Anwendung findet, ist aber in anderen Ländern der EU eine Option. Eine Herausforderung stellt derzeit noch die Finanzierung einer solchen Großinvestition dar.

Im Vergleich zur klassischen Müllverbrennung bietet das Verfahren einige Vorteile. CO₂ wird im Prozess als flüssiger Stoff abgeschieden und kann der Speicherung im Untergrund (CCS) zugeführt werden. Dies ist bei der klassischen Müllverbrennung schwierig und teurer. Die jährlichen Produktionsmengen an Wasserstoff sind hoch und werden kontinuierlich erzeugt. Dies könnte insbesondere für industrielle Abnehmer eine interessante Option der H₂-Nutzung darstellen. Ein weiterer Vorteil ist, dass nicht-recyclebare Reststoffe verwertet werden können, die sonst auf Deponien oder konventionellen Verbrennungsanlagen zu Mehremissionen führen würden. Aus Sicht der Müllverwertung kann das Verfahren einen wertvollen Beitrag liefern, um auch stofflich und thermisch nicht-recyclebare Reststoffe wieder einem Kreislauf zuzuführen. Wird das abgespaltene CO₂ langfristig gespeichert, wird eine Emissionsreduktion im Vergleich zum klassischen Müllverbrennungsprozess erreicht.

Havelland Kliniken: Betrieb eines Elektrolyseurs mit PV-Strom mittels Direktleitung

Die Havelland Kliniken Unternehmensgruppe ist ein Verbund von sieben Gesellschaften des Gesundheits- und Sozialwesens, deren Einrichtungen über den ganzen Landkreis verteilt sind. Mit mehr als 2.000 Mitarbeitenden sind sie der größte Arbeitgeber in der Region. Dazu gehören die Klinik Nauen und die Klinik Rathenow, die beide den Status der Regelversorgung haben.

Die Havelland Kliniken wollen ihre THG-Emissionen verringern und arbeiten dazu sowohl an Konzepten der Energieeffizienz/-autarkie als auch zur Umstellung auf erneuerbare Energieträger. Am Standort Nauen betreiben sie nicht nur die Klinik und die dazugehörigen Verwaltungsgebäude, sondern auch

²⁷ Die tatsächliche THG-Minderung ist in hohem Maße davon abhängig, ob das abgeschiedene, aus fossilen Ausgangsstoffen stammende CO₂ durch Speicherung dem Kreislauf entzogen oder aber über CO₂-Nutzung wieder in den Kreislauf gebracht wird.

die am Standort befindliche Krankenhauspflegeschule, ein Seniorenpflegezentrum und eine Rettungswache. Der überwiegende Anteil soll zukünftig mit PV-Dachanlagen ausgestattet werden – insgesamt etwa 333 kWp.

Darüber hinaus wird in der Nähe des Krankenhauses eine PV-Freiflächenanlage geplant. Mittels einer Direktleitung soll diese mit dem Krankenhaus verbunden werden, um es direkt mit Grünstrom zu versorgen. Ein Batteriespeicher soll Tag-Nacht-Schwankungen ausgleichen, die saisonalen Schwankungen sollen durch Wasserstoff ausgeglichen werden.

Der Wasserstoff soll mittels Elektrolyseur erzeugt werden. Die Anwendung wird derzeit noch diskutiert. Denkbar sind sowohl die Rückverstromung des Wasserstoffs im Winter über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie die Abnahme des Wasserstoffs durch den Fuhrpark.

Tabelle 10: Kennzahlen H2-Erzeugung der Havelland-Kliniken

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge
Erneuerbare Energien	PV, 40 MW MKG Projekt GmbH	41,5 GWh/a
Wasserstoff	Elektrolyseur, 2 bis 10 MW	Tbd.

Zum jetzigen Zeitpunkt steht das Projekt noch am Anfang. Genaue Projektgrenzen müssen noch geklärt und die vielfältigen Optionen auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft werden. Die Risiken liegen in der Komplexität des Vorhabens sowie in einem hohen Invest.

Zu den Vorteilen des Vorhabens zählt, dass der regional erzeugte EE-Strom in einem ganzheitlichen Konzept genutzt werden würde. Das Ziel eines energieautarken Krankenhauses rückt damit näher und könnte bei Gelingen des Projekts überregionale Strahlkraft haben. Da die Dekarbonisierung von Krankenhäusern auch in den politischen Fokus gerückt ist, besteht zudem die Aussicht darauf, Förderungen für ein solches Projekt zu erhalten.

ABO Wind: Kombinierte EE- und H2-Planung

ABO Wind AG plant und errichtet weltweit Wind- und Solarparks, Batterie- und H2-Projekte. Sie entwickelt die Anlagen schlüsselfertig und verkauft diese. Im Havelland haben sie bisher kein Projekt, würden aber gern aktiv werden. Konkrete Projektidee ist, in der Region Brieselang/Wustermark Windkraftanlagen in Verbindung mit einem Elektrolyseur und einer Tankstelle zu planen. Die H2-Erzeugung geht bei ABO Wind bevorzugt Hand in Hand mit der EE-Erzeugung. Für den Betrieb einer Tankstelle wäre die Kombination mit etwa drei bis fünf Windenergieanlagen sowie einem 5 MW-Elektrolyseur denkbar.

Tabelle 11: Typische Kennzahlen H2-Erzeugung²⁸

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge
Erneuerbare Energien	Wind, 3 bis 5 WKAs	48 – 81 GWh/a
Wasserstoff	Elektrolyseur, 5 MW	405 t/a

Zu den Risiken des Vorhabens zählt, dass es derzeit noch keinen konkreten Standort gibt. Um eine möglichst hohe lokale Wertschöpfung für das Havelland zu gewährleisten, müssten vor allem regionale Stakeholder in ein solches Projekt eingebunden werden. Die lokale Wertschöpfung umfasst zum Beispiel Grundstückspachten, Steuereinnahmen, Bürgerbeteiligung, Vorzugsstrompreis, Banken oder Versicherungen. Andernfalls könnten überregionale Akteure mit eigenen Interessen in solche Projekte einsteigen und die Wertschöpfung für die Region mindern.

Die Vorteile eines solchen Vorhabens sind, dass die EE-Erzeugung und der Elektrolyseur aus einer Hand kommen und die H2-Gestehungskosten damit in der Regel wettbewerbsfähiger sind. Gemeinden, Bürgerinnen und Bürger sowie Stadtwerke können die Anlagen selbst betreiben, indem sie in die schlüsselfertigen Anlagen investieren.

Naturwind: Vollintegriertes Konzept aus einer Hand mit einer Kombination aus Direktleitung und PPA

Die naturwind Potsdam GmbH wurde 2008 gegründet, um die Projekte von naturwind im Land Brandenburg umzusetzen. naturwind ist ein inhabergeführtes Familienunternehmen aus Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern), das Energieprojekte in Norddeutschland entwickelt. Das Unternehmen realisiert und betreibt EE-Anlagen und nutzt den Strom daraus für die Herstellung von Produkten wie Wasserstoff, Abwärme, erneuerbarem (verflüssigtem) Methan und gegebenenfalls auch weiteren Power-to-X-Produkten (PtX), je nach regionalen Erfordernissen. Wenn sie an einem Standort aktiv

²⁸ Annahmen Elektrolyse: CAPEX: 2.200 €/kW, OPEX: 4 % vom CAPEX p.a., Lebensdauer: 20 a, kalk. Zinssatz: 7 %. Die Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs ergeben sich durch Simulation aus den jeweiligen EE-Erzeugungsprofilen und der installierten Leistung des Elektrolyseurs. Da die installierten Leistungen der EE-Anlagen höher sind, als die der Elektrolyseure, ergibt sich eine Strommenge aus den EE-Anlagen, die nicht vom Elektrolyseur genutzt werden kann und für die ein Marktwert für den Verkauf angenommen werden muss. Es wurde eine Spanne zwischen 4 und 7,5 ct/kWh angenommen.

werden, gründen sie eine regionale Energie-GmbH unter Einbezug der lokalen Akteure (Abbildung 18). Ihr Betriebsmodell beinhaltet damit sowohl den Bau und Betrieb von EE-Anlagen und weiteren Anlagen zur Weiterverarbeitung des H₂, die Bereitstellung von Wärme aus Abwärme, sowie Strom. In Lübeck wird dieses Konzept zum ersten Mal umgesetzt. Mit der Fertigstellung wird 2024 gerechnet (Lübeck Energie GmbH 2023).

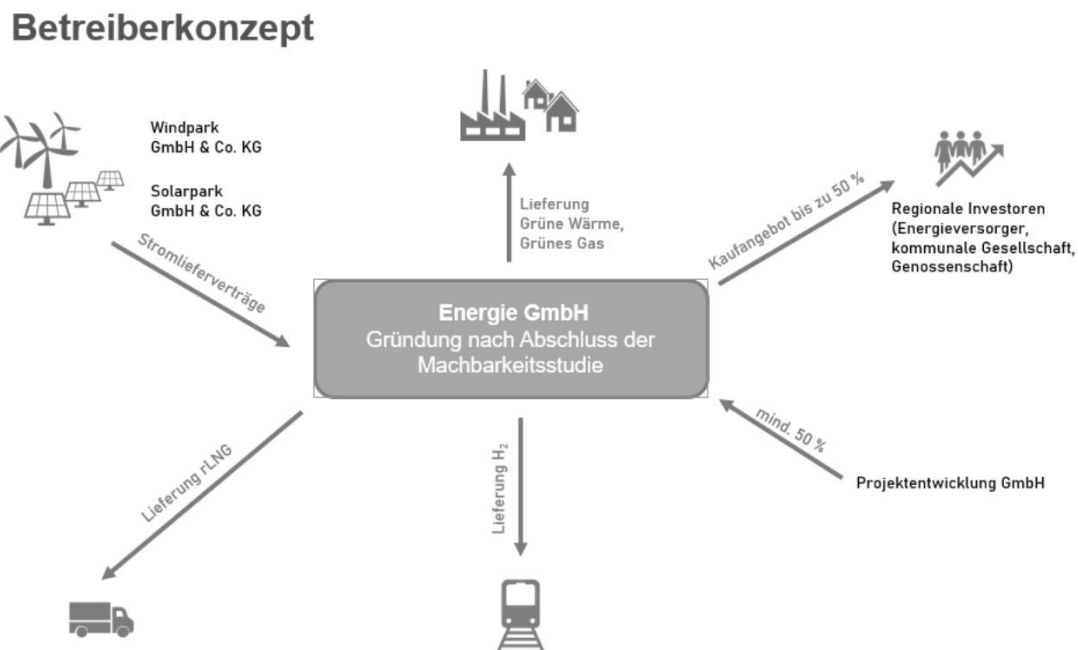


Abbildung 18: Beispielhaftes Betriebskonzept der naturwind Potsdam

Damit die Energiewandlungsanlage das ganze Jahr Wärme für die Bürgerinnen und Bürger bereitstellen kann, betreibt sie sowohl Wind- als auch PV-Anlagen. Der Strom, der in einigen wenigen Stunden des Jahres nicht selbst erzeugt werden kann, wird mittels eines PPA zugekauft. Dadurch wird der Elektrolyseur ganzjährig bei Volllast betrieben.

Tabelle 12: Kennzahlen H₂-Erzeugung von Naturwind²⁹

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge
Erneuerbare Energien	Wind, 6 MW	61 GWh/a
	PV, 40 MW	
Wasserstoff	Elektrolyseur, 4 MW	577 t/a

²⁹ Annahmen Elektrolyse: CAPEX: 2.200 €/kW, OPEX: 4 % vom CAPEX p.a., Lebensdauer: 20 a, kalk. Zinssatz: 7 %, 8.000 Vollbenutzungsstunden. Annahme Strom: Kosten für PPA und Erlöse aus lokal überschüssigem Strom sind gleich hoch, wie die Erzeugungskosten aus den lokalen EE-Anlagen.

Für ein solches Vorhaben gibt es verschiedene Herausforderungen. Zum einen müssen einige Standortkriterien gegeben sein. Dazu zählen EE-Flächen, Gewerbeflächen, die gekauft werden können, Wärmebedarf sowie eine Biogasanlage. Ist noch kein Nahwärmenetz vorhanden, kann dieses im Rahmen des Projektes errichtet werden. Zudem braucht es eine Kommune, die sich aktiv für ein solches Projekt entscheidet. Im Havelland laufen derzeit Gespräche, jedoch gibt es noch keine finale Entscheidung. Jedes Projekt ist gekennzeichnet durch regionale Besonderheiten und bringt dadurch eine hohe Komplexität mit sich.

Die Vorteile des Vorhabens sind, dass regionale Stakeholder von Anfang an mit eingebunden werden und an der Gesellschaft beteiligt sind. Außerdem sollen Arbeitsplätze vor Ort geschaffen werden. Durch das integrierte System werden alle Produkte der Elektrolyse (Wasserstoff, Sauerstoff, Abwärme) genutzt und die H₂-Produktion erreicht einen höheren Gesamtnutzungsgrad. Die Abwärme wird als günstige Nahwärme bereitgestellt. Durch die Anpassung des Konzepts an die Gegebenheiten des Standorts können regionale Besonderheiten mit einbezogen werden.

ABH: H₂-Erzeugung aus PV- und Windstrom mit Direktleitung

Die Abfallbehandlungsgesellschaft Havelland mbH (ABH) ist als 100 prozentige Tochterfirma des Landkreises Havelland mit der Bewirtschaftung von drei Wertstoffhöfen, den Deponien sowie dem Betrieb der mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlage beauftragt. Am Standort Schwanebeck/Nauen ist zurzeit eine Biovergärungsanlage in Planung. Auf dem Altkörper der Deponie ist zusätzlich in Diskussion, eine PV-Anlage zu errichten.



Abbildung 19: Abfallstandort Schwanebeck/Nauen(Quelle: ABH)

Im Rahmen des H2VL-Projekts wurde in einer Erstbetrachtung geprüft, ob sich mit dem Zubau einer PV-Anlage von 1,2 MW auch eine Investition in einen Elektrolyseur lohnen könnte. Die Betrachtung wurde für unterschiedliche Größenordnungen der Elektrolyse durchgeführt.

Tabelle 13: Kennzahlen H2-Erzeugung am Standort Schwanebeck der ABH³⁰

	Erzeugungsart	Erzeugungsmenge
Erneuerbare Energien	PV, 1,2 MW	1,3 GWh/a
Wasserstoff	Elektrolyseur, 0,3 MW	13,8 t/a

Das Vorhaben der H2-Erzeugung mittels PV-Strom am Standort würde einige Herausforderungen mit sich bringen. Die H2-Gestehungskosten sind aufgrund der niedrigen Volllaststunden vergleichsweise hoch. Hinzu kommt, dass solch kleine Elektrolyseure mittlerweile kaum noch marktüblich sind. Zudem fehlt am Standort zurzeit die Abnahme des grün erzeugten Wasserstoffs.

³⁰ Annahmen Elektrolyse: CAPEX: 2.200 €/kW, OPEX: 4 % vom CAPEX p.a., Lebensdauer: 20 a, kalk. Zinssatz: 7 %. Die Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs ergeben sich durch Simulation aus den jeweiligen EE-Erzeugungsprofilen und der installierten Leistung des Elektrolyseurs. Da die installierten Leistungen der EE-Anlagen höher sind, als die der Elektrolyseure, ergibt sich eine Strommenge aus den EE-Anlagen, die nicht vom Elektrolyseur genutzt werden kann und für die ein Marktwert für den Verkauf angenommen werden muss. Es wurde eine Spanne zwischen 4 und 7,5 ct/kWh angenommen.

Der Standort bietet als Chance, dass er sich in unmittelbarer Nähe zum Windpark Nauen befindet. Sollte es dort zu einem Repowering kommen, könnte die ABH als nahegelegener Abnehmer des Windstroms die Wirtschaftlichkeit der H₂-Erzeugung verbessern. Weiterer Vorteil ist, dass mit dem Betrieb der Biovergärungsanlage zukünftig Gasfachpersonal bereits am Standort vorhanden ist und sich Synergien für den Betrieb eines Elektrolyseurs ergeben könnten.

4.4 POTENZIALANALYSE ZUBAU H₂-ERZEUGUNG

Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff benötigt den Zubau von neuen EE-Anlagen. Dafür hat das Havelland großes technisches Potenzial, jedoch ist dessen Realisierung in hohem Maße davon abhängig, dass auf kommunaler Ebene Vorteile für die Region gesehen und genutzt werden können.

In Kapitel 4.1 wurde ermittelt, dass bis 2030 zwischen 26 und 130 MW installierter EE-Leistung für die H₂-Erzeugung zur Verfügung stehen könnten.³¹ Damit wird nur ein kleiner Teil der verfügbaren Flächen genutzt und es wird sichergestellt, dass die Stromerzeugung für die H₂-Erzeugung zusätzlich zu den direkten Strombedarfen entsteht. Je nach Verhältnis von EE- zu Elektrolyseleistung können daraus unterschiedliche Mengen Wasserstoff gewonnen werden. Im Folgenden wird ein Verhältnis von zwei zu eins angenommen – also eine installierte Elektrolyseleistung zwischen 13 und 65 MW. Die korrespondierenden H₂-Mengen sind in Abbildung 20 dargestellt.

³¹ Ausgehend von dem Potenzial für Windkraftanlagen im Havelland wird jenes abgezogen, dass für die Erreichung der Flächenziele des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) benötigt wird. Werden von dem übrigen Potenzial 1 Prozent genutzt, ergeben sich die oben genannten 26 MW EE-Leistung, bei 5 Prozent sind es entsprechend 130 MW.

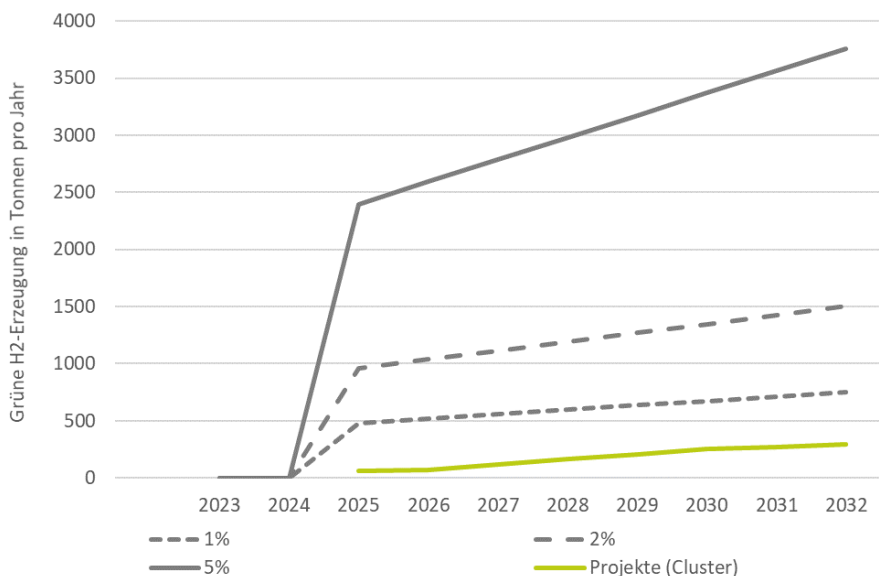


Abbildung 20: Theoretische sowie Projektbezogene Hochläufe der H2-Erzeugung im Havelland

Im Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie wurde eine Anhebung der Elektrolyseleistung deutschlandweit auf 10 GW bis 2030 beschlossen (BMWK 2023b). Daraus ergibt sich – anteilig umgerechnet auf die Fläche des Havellandes – eine Zielleistung von 48 MW. Wenn für den Betrieb der Elektrolyse neue Windanlagen genutzt werden sollen, ist ein Zubau von circa 100 MW Windenergie nötig. Diese Größenordnung liegt innerhalb des ermittelten EE-Potenzials im Havelland. Es setzt einen ambitionierten und beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien voraus.

Tabelle 14: Elektrolysezubau nach Koalitionsvertrag für Deutschland 2030 und das Havelland³²

	Fläche [km ²]	Zu installierende Elektrolyseleistung
Deutschland gesamt	357.588	10 GW
Havelland	1.717	48 MW

Doch sind diese Mengen an Zubau realistisch? Aus den Angaben der Stakeholder lassen sich konkrete Szenarien für den Zubau von Elektrolyseanlagen ableiten. Tabelle 15 fasst die Stakeholder zusammen, die im Rahmen des Projekts ihr Interesse oder bereits konkrete Projektbestrebungen zur H2-Erzeugung im Havelland gezeigt haben. Die bekannten (potenziellen) Projekte könnten die Hälfte der benötigten Elektrolyseleistung abdecken. Jedoch ist für keines der Projekte zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts die finale Investitions- und damit Umsetzungsentscheidung gefallen. Es wird davon

³² Die zu installierende Leistung für das Havelland ist kein politisch festgelegter Zielwert. Er dient vielmehr zur Einordnung, in welcher Größenordnung der Zubau der Elektrolyse in Deutschland angestrebt wird.

ausgegangen, dass der Zubau von 48 MW Elektrolyseleistung nur unter großen zusätzlichen Anstrengungen gelingen kann.

Tabelle 15: Bekannte Stakeholder und (potenzielle) Projektbestrebungen im Bereich Erzeugung

Stakeholder	Installierte Leistung [MW]	Voraussichtliche Produktionsmenge bis 2030 [t/a]
Rathenower Wärme	1	52
GASAG	2,5	200
Havelland Kliniken	5	225
Abfallbehandlungsgesellschaft	0,3	14
Naturwind	4	577
Abo Wind	5	405
Summe grüner Wasserstoff	3,5 bis 17,8	252 bis 1473
Andere H2-Farben (Neue Energien Premnitz)	/	2000

Das langfristige Elektrolysepotenzial im Havelland richtet sich nach dem Potenzial der erneuerbaren Energien. Neben dem oben aufgeführten Potenzial für Windkraftanlagen besteht im Havelland ein technisches Potenzial zur Errichtung von insgesamt 1.050 MW Photovoltaik- und etwa 1.155 MW Windenergieanlagen. Darüber hinaus könnten, basierend auf dem Wind-an-Land-Gesetz, Teile der Flächen von Landschaftsschutzgebieten (LSG) zusätzlich genutzt werden, womit sich die mögliche installierte Leistung von Elektrolyseuren weiter steigern ließe.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die aktuellen Projektideen im Havelland 3,5 bis circa 18 MW installierter Elektrolyseleistung vorsehen. Das Ziel aus dem Koalitionsvertrag von 10 GW installierter Elektrolyseleistung für Deutschland bis 2030 ergibt über die Fläche herunterskaliert für das Havelland einen theoretischen Anteil von 48 MW. Die dazu nötigen Flächen für EE-Anlagen sind im Havelland vorhanden – sogar ein Vielfaches davon wäre möglich.

5 H2-BEDARF IM HAVELLAND

Im Vorherigen Kapitel wurde die Erzeugung von Wasserstoff behandelt. Dabei wurde deutlich, dass die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien einen entscheidenden Einfluss auf die Produktion von grünem Wasserstoff hat. Neben der Angebotsseite spielt auch die Nachfrageseite eine Rolle. Deshalb wird im Folgenden der **H2-Bedarf** des Havellands analysiert.

Für die Ableitung eines Bedarfs für das Havelland wird dieser aufgeteilt und innerhalb verschiedener Sektoren analysiert. Neben dem Straßenverkehr erfolgt eine Betrachtung für den Schienenverkehr sowie die Analyse des Bedarfes in der Industrie. Der Straßenverkehr lässt sich nochmal in verschiedene Anwendungsbereiche clustern. Zu nennen sind neben dem öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV), die Logistikbranche sowie kommunale Flotten. Für einen Hochlauf des Bedarfes können diese als **Vorreiter** agieren und aufgrund von Flottengrößen und entsprechenden konkreten Abnahmepotenzialen eine Sicherheit in die Wertschöpfungskette bringen. Auch der Individualverkehr kann ab einem gewissen Zeitpunkt einen signifikanten Anteil des H2-Bedarfes ausmachen, bietet jedoch zu Beginn für die Erzeugerseite keine Sicherheiten für konkrete Abnahmemengen. Daher erfolgt hier zunächst eine konkrete Betrachtung der Flottenbetreiber, welche eine solche Sicherheit über langfristige Lieferverträge und große Abnahmemengen bieten können.

Strukturell ist das Kapitel so aufgebaut, dass erst allgemein der H2-Bedarf und die einhergehenden Herausforderungen für verschiedene Bereiche beschrieben werden und anschließend wird speziell auf die entsprechenden im Havelland ansässigen Stakeholder eingegangen.

Für die allgemeine Einordnung der **Brennstoffzellen-Technologie** erfolgt in den nachfolgenden Tabellen eine Gegenüberstellung der Antriebskonzepte aus Sicht der Technik und der Ökologie für den Busverkehr. Dabei wird der spezifische Anwendungsfall betrachtet, der sich im Havelland für den Überlandbetrieb ergibt. Zwar fiel für den Standort Falkensee die Entscheidung aufgrund der spezifischen Anforderungen auf den Einsatz von batterieelektrischen Bussen, dies ist jedoch nicht für die gesamte Flotte möglich. Dies resultiert aus den abweichenden Anforderungen, welche sich für den Überlandbetrieb ergeben. Die tägliche Umlauflänge liegt für die Standorte Rathenow und Nauen pro Bus bei circa 200 km. Die geforderte Reichweite kann aufgrund der Gegebenheiten nicht durch ein Gelegenheitsladen entlang der Strecke abgedeckt werden. Daher ergeben sich für den im Havelland betrachteten Fall die in Tabelle 16 dargelegten Randbedingungen für den Busbetrieb.

Tabelle 16: Vor- und Nachteile von Fahrzeugen mit H2-Antrieb

Faktoren Betrieb und Beschaffung	Diesel	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Tank- und Ladezeiten	10 min.	15 min.	4-8 h	Betrachtung von Depotladung
Reichweite	600 km	400 - 500 km	250 km	Annahme: Batterie mit 375 kWh
Zeitliche Verfügbarkeit	sofort	sofort	sofort	BZ- und BEV-Fahrzeuge ggf. längere Lieferzeit
Fahrzeugkosten	2023: 250 T€	2023: 690 T€ 2025: 470 T€ 2030: 240 T€	2022: 500 T€ 2025: 380 T€ 2030: 190 T€	Werte ergeben sich aus Gesprächen mit Busbetreibern und Herstellern
Kraftstoffverbrauch pro 100 km	38 l/100km	9,0 kg	150 kWh	Werte ergeben sich aus Gesprächen mit Busbetreibern
Wartungskosten	Baseline	weniger Bremsverschleiß; im Idealfall kein Austausch BZ ¹⁾	weniger Bremsverschleiß; ggf. einmaliger Batteriewechsel ²⁾	1) bei hoher H2-Qualität optimalerweise kein Austausch der BZ 2) ob Batteriewechsel erforderlich ist, abhängig von Betriebsstrategie, installierter und garantierter Kapazität, Anzahl an Ladezyklen, etc.
Erfüllung gesetzl. Anforderungen	bspw. nicht Clean Vehicles Directive	ja	ja	
H2-Safety	nicht relevant	relevant	nicht relevant	Aufprallschutz; Crashesicherheit; Gefahrgut; Blow-off in geschlossenen Räumen; Anforderungen an Be- und Entlüftungssysteme

Ökologische Faktoren	Diesel	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Seltene Erden / Metalle	in Abgasnachbehandlung	ja	ja	
CO2-Emissionen (lokal)	ja	nein	nein	
NOx-Emissionen (lokal)	ja	nein	nein	
Feinstaub Antriebsstrang	ja	nein	nein	Bremsen und Reifen etc. hier nicht berücksichtigt; in Praxis aber wichtiger Emittent

Technologische Faktoren	Diesel	Brennstoffzelle	Batterie	Bemerkung
Wirkungsgrad Antrieb maximal	45 % - 47 %	56 %	98 %	ohne Getriebe; optimaler bei BZ in starker Teillast, bei VKM zwischen 70 % und 80 %
Betriebsstunden	> 20.000	> 20.000 ¹⁾²⁾	20.000 ¹⁾	1) abhängig von konkretem Fahrzeug 2) Tankzyklen sind der kritische Faktor (> 11.000)

5.1 STRAßENVERKEHR

Um den Bedarf im Straßenverkehr zu quantifizieren werden verschiedene Zeitschienen und Anwendungsbereiche betrachtet. Neben kurzfristigen Vorhaben und entsprechenden H₂-Bedarfen, die sich durch konkrete Umrüstungspotenziale ergeben, wird eine **theoretische Betrachtung** als langfristige Vision für den Straßenverkehr im Havelland durchgeführt. Als Anwendungsbereiche sind neben dem ÖPNV und der Logistik auch kommunale Flottenbetreiber und Privatpersonen zu berücksichtigen. Für alle Anwendungsbereiche ergeben sich dabei spezifische Anforderungen, die bei der Umrüstung auf den Energieträger Wasserstoff einen Einfluss haben.

Theoretische Betrachtung H₂-Bedarf – Straßenverkehr

Initial soll sich dem H₂-Bedarf für den Straßenverkehr im Havelland über eine **langfristige Potenzialabschätzung** genähert werden. Diese zeigt einen ersten Ausblick auf mögliche H₂-Bedarfe und skizziert ein potenzielles Szenario für den Straßenverkehr.

Da für eine langfristige Zeitschiene keine konkreten Umrüstungspotenziale herangezogen werden können, wurde für diese Bedarfsabschätzung im Straßenverkehr eine theoretische Betrachtung zum Hochlauf der H₂-Mobilität durchgeführt.

Allgemein resultiert der Bedarf im Straßenverkehr aus den besonderen Anforderungen an die Fahrzeuge in der Gesamtflotte. Der Einsatz von Brennstoffzellen-Technologie ist beispielsweise notwendig, wenn eine batterieelektrische Elektrifizierung nicht möglich oder wirtschaftlich sinnvoll ist. Ein Beispiel kann der Einsatz von Wasserstoff im Busverkehr aufgrund der darzustellenden Umlauflängen sein. Auch für schwere Nutzfahrzeuge werden aufgrund technischer und ökonomischer Faktoren, **Alternativen zur batterieelektrischen Elektrifizierung** zum Einsatz kommen. Somit wird die H₂-Mobilität einen Beitrag zur Emissionsminderung im Verkehr und damit zur Erreichung der Klimaziele leisten. Wie eingangs erwähnt, sind verschiedene Anwendungsfälle im Straßenverkehr gesondert zu untersuchen. Daher ist ein Teil der theoretischen Betrachtung die Aufteilung der Analyse in verschiedene Fahrzeugklassen. Dies ermöglicht ein differenziertes Bild davon zu schaffen, von welchem H₂-Bedarf in den einzelnen Bereichen auszugehen ist. Hinsichtlich der Zeitschiene beruht die Betrachtung auf verschiedenen Stützstellen. Konkret erfolgt die Analyse beginnend im Jahre 2025. Fortgeführt wird sie in fünfjährigen Schritten bis zum Jahr 2045.

Im Folgenden wird zunächst eine Vorstellung der Ergebnisse vorgenommen und anschließend eine Erläuterung des methodischen Vorgehens. Dabei werden die genutzten Eingangsdaten und die zugrunde gelegten Annahmen näher betrachtet.

Ergebnisse: Die Ergebnisse der theoretischen Bedarfsanalyse zeichnen qualitativ das zu erwartende Bild. Ausgehend von einem sehr geringen Bedarf in den kommenden Jahren ergibt sich zum Jahr 2045 ein **stetig steigender H2-Bedarf**. Der aktuell und für die kommenden Jahre niedrige Bedarf, lässt sich mit den aktuellen Rahmenbedingungen hinsichtlich der H2-Mobilität begründen. So sind momentan weder Fahrzeuge noch Infrastruktur und nicht zuletzt grüner Wasserstoff in einem ausreichenden Maß verfügbar. Diese Rahmenbedingungen als Grundvoraussetzung für eine funktionierende H2-Mobilität werden sich in den kommenden Jahren entwickeln. Mit dieser Entwicklung ist ein steigender Bedarf an Wasserstoff in der Mobilität erst möglich. Die ermittelte Hochlaufkurve für den theoretischen H2-Bedarf ist in Abbildung 21 dargestellt. Die Darstellung erfolgt mit einer Aufteilung in die betrachteten Fahrzeugklassen (PKW, LKW, Kraftomnibusse und Sattelzugmaschinen), die sich in die verschiedenen Anwendungsfälle im Straßenverkehr einordnen, ohne dass hier eine trennscharfe Abgrenzung möglich ist. Dies bezieht sich insbesondere auf den Bereich der Nutzfahrzeuge, wo verschiedenste Anwendungsgebiete denkbar sind.

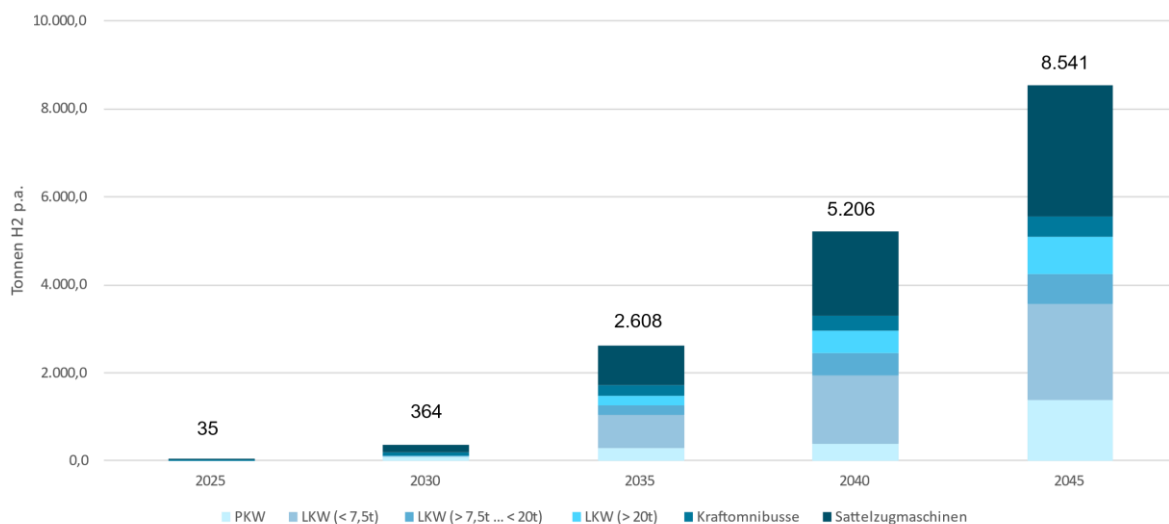


Abbildung 21: Ergebnisse der Analyse des theoretischen H2-Bedarfs im Straßenverkehr

Ergebnis der Analyse ist ein Startwert von 35 Tonnen H2-Bedarf im Jahr 2025. Ausschlaggebend dafür sind vorrangig die möglichen **Vorreiter aus dem Bereich der Nutzfahrzeuge**, die auf erste H2-Fahrzeuge umrüsten. Konkret liegen der Betrachtung die ersten 4 Lkw in verschiedenen Gewichtsklassen und jeweils 2 Kraftomnibusse sowie Sattelzugmaschinen zugrunde. Für die folgenden Punkte auf der Zeitschiene ergibt sich eine zunehmende Dynamisierung des Bedarfs. Mit 364 Tonnen H2-Bedarf im Jahr 2030 und 2.608 Tonnen im Jahr 2035, ergibt sich für diese Jahre jeweils eine Vervielfachung rund um den Faktor 10. Dieser Hochlauf stellt damit auch enorme **Herausforderungen** an die H2-Erzeugung und die Infrastruktur. Für die folgenden Zeitschritte ist von einem Wachstum

auszugehen, das aber nicht mehr so steil wie zu Beginn erfolgt. Für das Jahr 2045 ergibt sich in der theoretischen Betrachtung ein H₂-Bedarf von 8.541 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Wie folgend zur angewandten Methodik ausführlich erläutert wird, ist für das Jahr 2045 die Annahme ausschlaggebend, dass zu diesem Zeitpunkt die Umstellung des Verkehrssektors auf eine emissionsfreie Mobilität vollzogen ist. Somit sind die sich für das Jahr 2045 ergebenden Werte als ein auf den getroffenen Annahmen basierendes Maximalszenario für den H₂-Bedarf zu verstehen. Langfristig ergeben sich die größten Bedarfe bei den Sattelzugmaschinen und den leichten Lkw. Hintergrund ist die hohe, angenommene Quote des H₂-Betriebs von 75 Prozent, sowie die hohe Fahrleistung und der hohe Verbrauch bei den Sattelzugmaschinen. Bei den leichten Lkw und auch den Pkw ergibt sich der Bedarf nicht vorrangig aus einer hohen Quote des H₂-Betriebs (eine genaue Übersicht zum Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge mit H₂-Betrieb liefert Abbildung 24. Hier ist es vorrangig der überproportionale Anteil der Fahrzeuge in der Gesamtflotte, die zu einem hohen H₂-Bedarf führen. Sonderfälle wie der ÖPNV, die auf den Betrieb mit Wasserstoff ganz konkret angewiesen sein können, fallen an dieser Stelle nicht so stark ins Gewicht, da die Anzahl der Fahrzeuge im Havelland begrenzt ist. Gleiches gilt für die Lkw in den Klassen über 7,5 t, die zwar pro Fahrzeug einen hohen Bedarf aufweisen können, in der Gesamtflotte jedoch nicht so stark vertreten sind.

Methodisches Vorgehen: Zur Ermittlung des theoretischen H₂-Bedarfs wurden verschiedene Schritte unternommen und diverse Eingangsdaten sowie Annahmen für die Berechnung herangezogen. Eine schematische Übersicht ist in Abbildung 22 dargestellt. Die Darstellung erfolgt dabei für die Eingangsdaten in Dunkelblau, die getroffenen Annahmen in Grün sowie für Zwischenberechnungen in Hellblau. Im Folgenden wird eine Erläuterung zu den einzelnen Bestandteilen der Berechnung gegeben.

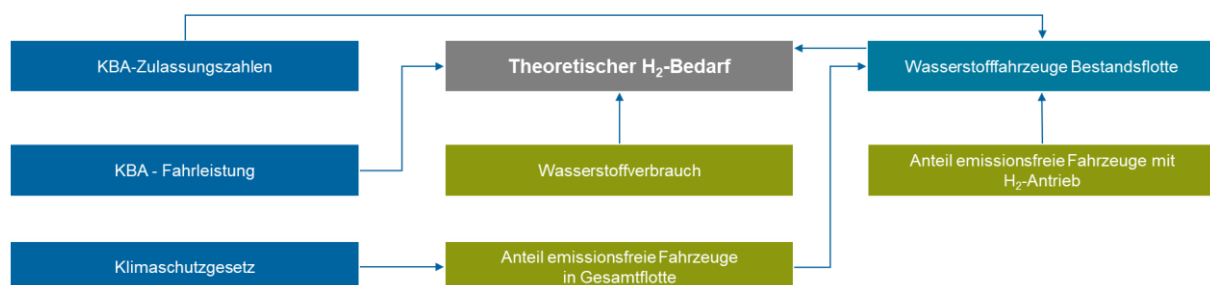


Abbildung 22: Schema zum methodischen Vorgehen unter Berücksichtigung der betrachteten Eingangsdaten und Annahmen für die Ableitung eines theoretischen H₂-Bedarfs im Straßenverkehr

Als Eingangsdaten wurden zunächst Daten des **Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA)** zur Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge im Havelland herangezogen und analysiert (KBA 2022a). Dabei wurde Fahrzeugklassen spezifisch vorgegangen. Konkret bedeutet dies, eine Betrachtung der **Zulassungszahlen** aufgelöst nach den Fahrzeugklassen Pkw, Lkw, Omnibus und Sattelzugmaschine. Für

die Lkw erfolgte nochmal eine Unterteilung, da nicht für alle Lkw-Gewichtsklassen die gleiche Notwendigkeit eines H₂-Betriebs angenommen werden kann. Somit wurden Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht unter 7,5 t in einer Klasse zusammengefasst. Eine mittlere Klasse ergibt sich durch die Lkw mit einem Gesamtgewicht im Bereich von 7,5 bis 20 t, an die sich eine Klasse mit allen Lkw über 20 t Gesamtgewicht anschließt.

Neben den Daten zur Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge im Havelland wurden Informationen zur **durchschnittlichen Fahrleistung** herangezogen. Dies erfolgte über die Fahrleistungsdaten, die jährlich durch das KBA veröffentlicht werden. Sie geben Auskunft darüber, wie viele Kilometer pro Fahrzeug im Durchschnitt pro Jahr zurückgelegt werden (KBA 2022b). Diese Informationen sind aufgeschlüsselt nach den oben definierten Fahrzeugklassen verfügbar. Dabei wurde als eine wesentliche Annahme getroffen, dass die durchschnittlichen Fahrleistungen in Zukunft konstant bleiben.

Weiterhin wurde als Input das deutsche **Klimaschutzgesetz** herangezogen, aus dem eine Ableitung für den Anteil emissionsfreier Fahrzeuge getroffen wurde. Ziel des Gesetzes im Allgemeinen ist, den Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland bis zum Jahr 2045 so weit zu reduzieren, dass **Treibhausgasneutralität** erreicht wird. Als Ausgangspunkt wurden konkrete Ziele und Maßnahmen festgelegt, um den Klimaschutz in Deutschland voranzutreiben. Dazu definiert das Gesetz Sektorenziele für den zulässigen CO₂-Ausstoß. Die betrifft die Sektoren Verkehr, Gebäude, Industrie und Landwirtschaft. Für den Verkehrssektor ist eine Reduktion auf 85 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent bis 2030 vorgesehen. Eine konkrete Roadmap für die folgenden Jahre ist bezogen auf die einzelnen Sektoren noch nicht definiert. Hier gelten vorläufig jährliche Minderungsziele gegenüber dem Referenzjahr 1990. Gefordert wird bis 2040 eine Reduktion der CO₂-Gesamtemissionen von 88 Prozent gegenüber dem Referenzjahr (BMUV 2021).

Annahmen: Neben den beschriebenen Eingangsdaten wurden verschiedene Annahmen zur Berechnung des theoretischen H₂-Bedarfs getroffen. Neben dem Anteil emissionsfreier Fahrzeuge in der Gesamtflotte, gehören dazu die Annahmen zum Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge mit H₂-Antrieb sowie der H₂-Verbrauch der betrachteten Fahrzeugklassen.

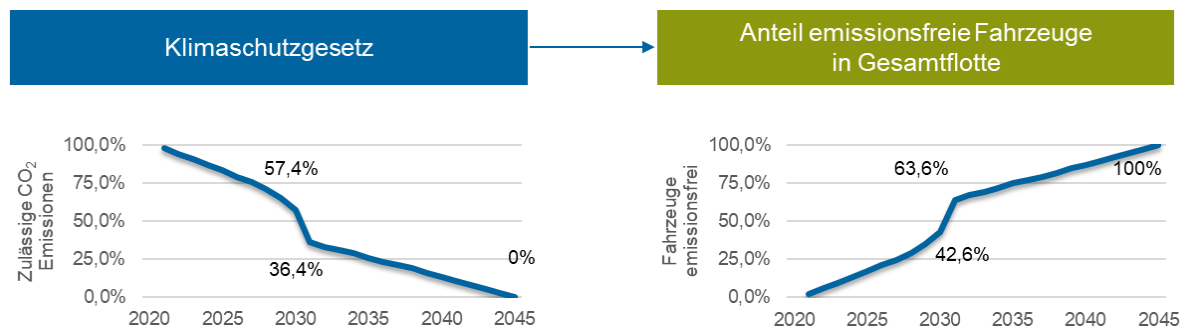


Abbildung 23: Anforderungen aus dem Klimaschutzgesetz und Ableitung eines Anteils emissionsfreier Fahrzeuge in der Gesamtflotte

Für den Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge in der Gesamtflotte wurde die folgende Annahme getroffen. Basierend auf den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes ergibt sich aktuell gegenüber den Referenzemissionen aus dem Jahr 2021 eine jährlich zulässige Emissionsmenge von 148 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent. Für die folgenden Jahre musste die vorgegebene Reduktion gegenüber den Jahresemissionen aus dem Jahr 1990 von 163,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent referenziert werden. Dabei ergibt sich wie in Abbildung 23 dargestellt, eine kontinuierliche Reduktion der zulässigen CO₂-Emissionen mit dem Ziel der **CO₂-Neutralität im Jahr 2045**. Der zwischen den Jahren 2030 und 2031 zu beobachtende Sprung ergibt sich aufgrund des Auslaufens der Sektorenziele im Jahr 2030. Hier wird erst in den kommenden Jahren mit einer konkreteren Ausgestaltung gerechnet, die dann eine genauere Minderung für den Verkehrssektor definieren kann („Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist“ 2019).

Die so ermittelte, anzustrebende Reduktion der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor dient im Folgenden als Basis für die Annahme des Anteiles der emissionsfreien Fahrzeuge an der Gesamtflotte. Dies zielt auf ein Umrüstungsszenario ab, in dem als vereinfachende Annahme der Fahrzeugbestand und die Fahrleistung als konstant angenommen werden. Die Zielerreichung in der Emissionsreduktion wird daher durch emissionsfreie Fahrzeuge sichergestellt. Effekte mit möglichem Einfluss auf den Fahrzeugbestand und die Fahrleistung, die sich aus dem demographischen Wandel und einer Umstellung des Verkehrs in Richtung des Umweltverbundes ergeben, werden hier vernachlässigt.

Bei eingangs beschriebener Annahme auf Basis des Klimaschutzgesetzes, sind zunächst alle emissionsfreien Fahrzeuge berücksichtigt. So sind auch batterieelektrische Fahrzeuge enthalten, die die gewünschte CO₂-Reduktion realisieren können.

Damit auf Basis der getroffenen Annahmen eine konkrete Anzahl an H₂-Fahrzeugen in der Flotte ausgewiesen werden kann, erfolgte eine Abschätzung des Anteils der emissionsfreien Fahrzeuge, die

mit Wasserstoff betrieben werden. Dabei wurde sich auf die Werte aus dem Gutachten zum Klimaplan Brandenburg gestützt. Basis lieferte hier das Szenario 2 – mehr grüne Brennstoffe. Dies gilt sowohl für die Pkw als auch für den straßengebundenen Güterverkehr. Die Omnibusse wurden davon unabhängig betrachtet, da diese im Klimaplan nicht gesondert aufgeführt werden und sich aus den Gegebenheiten im Havelland bereits konkrete Potenziale ableiten lassen, die in die Annahmen eingeflossen sind. Die Potenziale für den straßengebundenen Güterverkehr sind im Klimaplan weiterhin nur gesamtheitlich dargestellt. Die Aufteilung dieses Gesamtanteils auf die verschiedenen Fahrzeugklassen ist in dieser Betrachtung als weitere Annahme zu verstehen. Dabei nehmen die schweren Nutzfahrzeuge und Sattelzugmaschinen aufgrund der Anforderungen einen erhöhten Anteil ein. Zu berücksichtigen ist, dass diese in der Anzahl der Fahrzeuge deutlich unterrepräsentiert sind und daher für die Gesamtquote weniger stark ins Gewicht fallen. Die hier angenommenen Anteile sind so gewählt, dass die aus dem Klimaplan prognostizierten Werte für die Gesamtflotte getroffen werden. Im Beispiel des Straßengüterverkehrs sind dies ein Anteil von 18 Prozent H2-Fahrzeugen an der Gesamtflotte (s. Abbildung 24). Wichtig ist zu beachten, dass sich diese Werte nur auf den Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge und nicht auf die Gesamtflotte beziehen. Die Anzahl der emissionsfreien Fahrzeuge an der Gesamtflotte, ergibt sich in einem weiteren Schritt als Produkt aus der Flottengröße und dem Anteil emissionsfreier Fahrzeuge mit H2-Antrieb. Der Anteil an der Gesamtflotte liegt somit außer für 2045 unter dem in Abbildung 24 aufgeführten Wert (Hirschl et al. 2022).

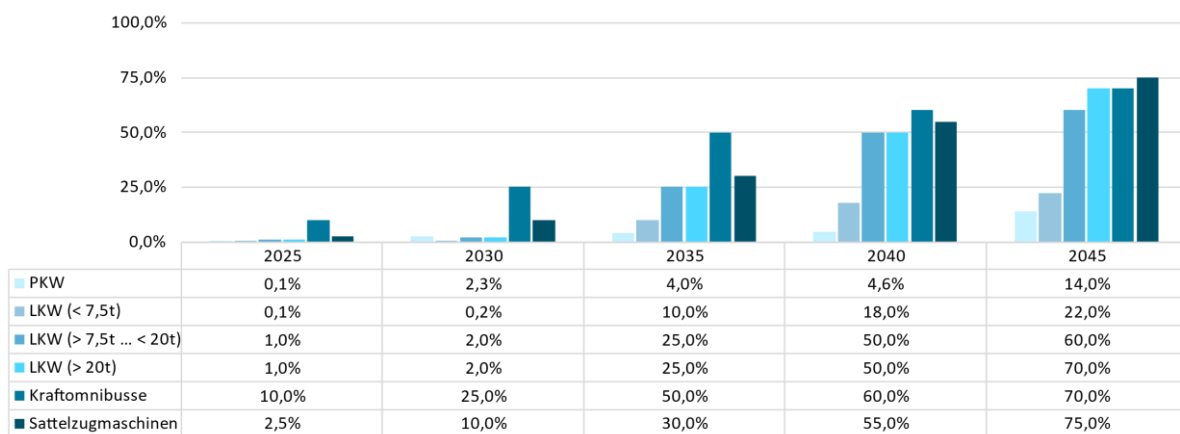


Abbildung 24: Annahmen zum Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge mit H2-Antrieb bis 2045

Als letzte Annahme geht eine **Verbrauchsabschätzung** in die Bestimmung des theoretischen H2-Bedarfs ein. Die für die Berechnung genutzten Werte sind in Tabelle 17 aufgeführt. Grundlage für die Annahmen sind übliche Verbrauchswerte, die sich für Fahrzeuge in den Klassen ergeben. Hierbei ist zu beachten, dass jeweils die Gesamtflotte in den Fahrzeugklassen betrachtet wird und somit besonders gute beziehungsweise schlechte Verbrauchswerte in den einzelnen Klassen nicht direkt abgebildet

werden. Als vereinfachende Annahme liegt den Verbrauchswerten zugrunde, dass diese konstant bleiben.

Tabelle 17: Verbrauchsannahmen für die betrachteten Fahrzeugklassen

Pkw	Lkw			Kraftomnibusse	Sattelzugmaschinen
	< 7,5t	7,5...20t	> 20 t		
0,8 kg/100km	6 kg/100km	8 kg/100km	9 kg/100km	9 kg/100km	10 kg/100km

Abschließend erfolgte auf Basis der aufgezeigten Eingangsgrößen und getroffenen Annahmen die Berechnung des theoretischen H₂-Bedarfs für das Havelland im Straßenverkehr. Dieser ergibt sich aus der Anzahl der H₂-Fahrzeuge in den verschiedenen Fahrzeugklassen, den jeweiligen Verbrauchsannahmen sowie den Fahrleistungsdaten vom KBA. Hier ist nochmals darauf hinzuweisen, dass es sich um eine theoretische Betrachtung für ein mögliches Szenario handelt, deren Ergebnisse auf Basis abweichender Annahmen anders ausfallen werden.

Da die Betrachtung auf Basis der Zulassungszahlen im Havelland durchgeführt wurde, ergibt sich eine Einschränkung in der Betrachtungstiefe, die im Folgenden diskutiert werden soll. Hintergrund ist, dass auf Basis der Analyse der Zulassungszahlen im Havelland, nur tatsächlich im Havelland gemeldete Fahrzeuge berücksichtigt werden konnten. **Transitverkehre** wurden an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Resultierend wird sich zum einen eine Minderung des H₂-Bedarfs ergeben, da nicht alle im Havelland gemeldeten Fahrzeuge ausschließlich dort zum Einsatz kommen. Der größere Effekt wird sich jedoch aus dem Transitverkehr ergeben, welcher sich positiv auf den H₂-Bedarf im Havelland auswirkt. Die geografische Lage in der Metropolregion Berlin-Brandenburg ist hier besonders zu nennen. Als wichtige Verkehrsachse verläuft beispielsweise der westliche Teil der A10 durch das Havelland. Weiterhin verläuft die B5 als wichtige Anbindung nach Berlin durch den Landkreis. Zusätzlich ergibt sich eine mögliche Stärkung aus den Planungen zum **transeuropäischen Verkehrsnetz TEN-T**. In dem Rahmen wurden übergreifend für Europa neun internationale Kernkorridore definiert. Ziel des Verkehrsnetzes, das neben Straßen auch Bahnstrecken, Wasserstraßen, Flughäfen und Häfen umfasst, ist es, den Verkehr in Europa weiter zu erleichtern und regionale Ungleichheiten im Infrastrukturausbau zu verringern. Für drei der in diesem Rahmen geplanten Korridore ergibt sich ein direkter Verlauf durch die Region Havelland (s. Abbildung 25). Erkennbar ist, dass für das Havelland auch in Zukunft insbesondere die A10 eine Rolle spielen wird. Dies ist damit zu begründen, dass sowohl für den Korridor Skandinavien-Mittelmeer als auch für die Korridore Nord-Ostsee und Orient/ Östl. Mittelmeer ein Verlauf durch den Landkreis geplant ist. Mit zukünftigem Hochlauf der H₂-Mobilität können sich hier ergänzende Bedarfspotenziale für den Transitverkehr ergeben. Diesem müsste mit

einem Ausbau der Infrastruktur insbesondere im Bereich der geplanten Korridore Rechnung getragen werden.

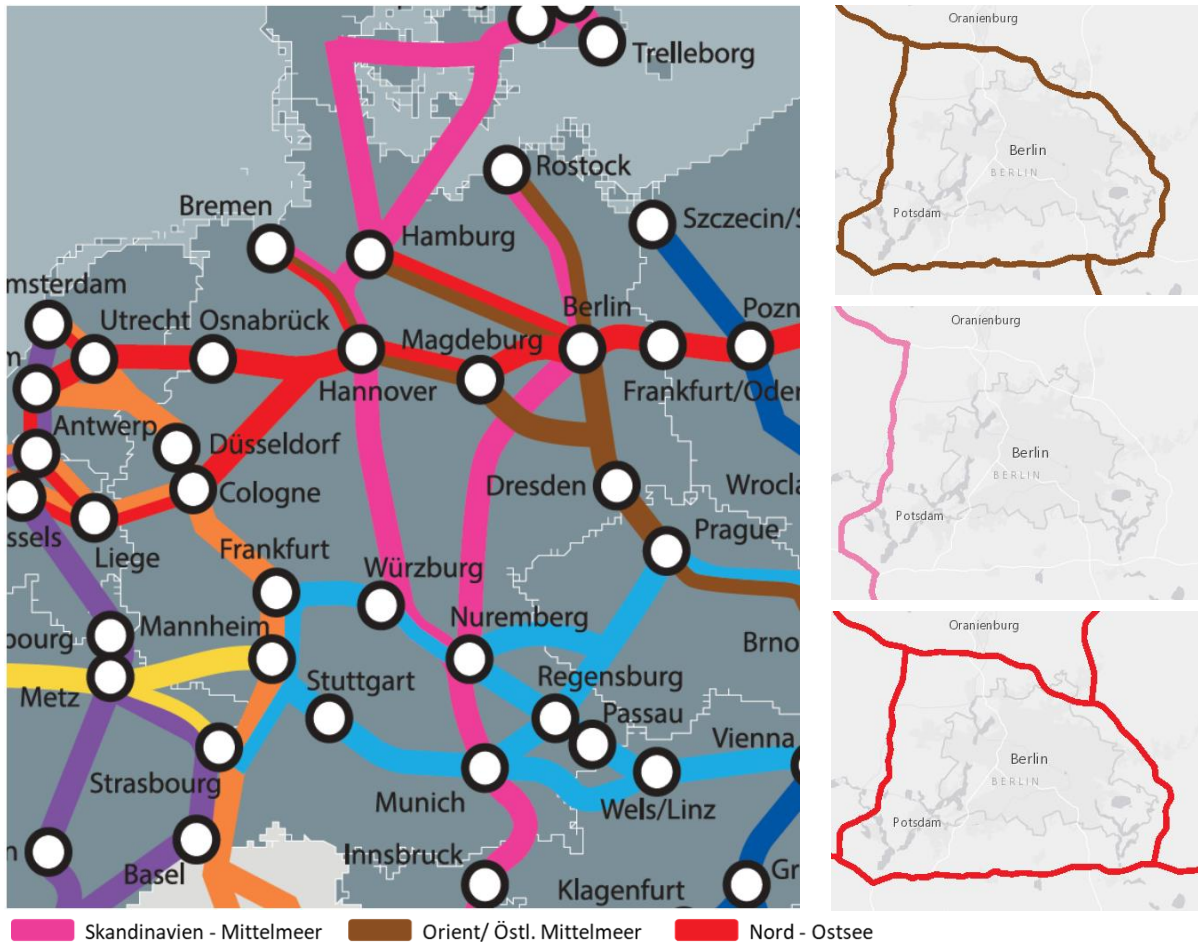


Abbildung 25: Übersicht der deutschen TEN-T Kernkorridore (links) und Verlauf der Korridore in der Region Berlin Brandenburg (rechts)

Nach der theoretischen Betrachtung in diesem Kapitel sollen die folgenden Abschnitten einen Überblick über kurzfristigere und konkretere Anwendungspotenziale in den verschiedenen Anwendungsfällen geben. Dabei liegt der Fokus auf solchen Betriebsszenarien, bei denen sich ein hohes Potenzial für eine Vorreiterrolle in der H2-Mobilität ergibt.

Fazit: Die vorliegende Analyse zeigt, dass der theoretische H2-Bedarf im Havelland für den Straßenverkehr in den nächsten Jahren im betrachteten Szenario deutlich ansteigen wird. Durch die Effekte des Transitverkehrs kann sich dies zudem weiter verstärken. Das stellt eine Herausforderung für die H2-Infrastruktur dar, da ausreichende Kapazitäten für die Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff bereitgestellt werden müssen. Es ist daher wichtig, dass die politischen Rahmenbedingungen und Förderprogramme auf nationaler und regionaler Ebene so gestaltet werden, dass eine rasche Entwicklung der H2-Technologie und des entsprechenden Infrastrukturaufbaus unterstützt wird.

ÖPNV

Der ÖPNV bietet ein gutes Potenzial einer der **Vorreiter** für den Einsatz von H2-betriebenen Fahrzeugen im Havelland zu werden. Begründet liegt dies in verschiedenen Randbedingungen, die sich sowohl aus dem Überlandbetrieb im Havelland als auch aus der geltenden Rechtslage ergeben.

Als direkter Anreiz zur Umstellung auf CO₂-neutrale Lösungen dient hier ein konkreter Rechtsrahmen. Dieser beruht auf der Richtlinie 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge, auch bekannt unter dem Namen **Clean Vehicles Directive** (CVD). In nationales Recht überführt wurde die CVD mit dem Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge. Aus diesem ergeben unter anderem konkrete Vorgaben für die Betreiber von ÖPNV-Bussen im Rahmen von öffentlichen Dienstleistungsaufträgen. Ganz konkret ergeben sich geforderte Mindestquote von sauberen Fahrzeugen im Rahmen von Neubeschaffungen. Eine Übersicht ist

Tabelle **18** dargestellt.

Busse sind hierbei als saubere Fahrzeuge definiert, wenn diese mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden. Die Definition der **alternativen Kraftstoffe** ergibt sich aus der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates sowie in deutsches Recht umgesetzt mit der 10. Bundesimmissionsschutzverordnung. Hierzu zählen beispielsweise Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe und Biokraftstoffe (SaubFahrzeugBeschG 2021). Als Einschränkung ist zu beachten, dass die Hälfte der beschafften sauberen Fahrzeuge als zusätzliche Anforderung

emissionsfrei sein muss. Die geforderten Quoten ergeben sich gestaffelt für zwei Referenzzeiträume. Aktuell bis Ende 2025 gültig, werden 45 Prozent saubere Fahrzeuge gefordert. Ab 2026 bis Ende 2030 werden die Vorgaben nochmals auf 65 Prozent saubere Fahrzeuge verschärft. Daraus ergibt sich für die Betreibenden von ÖPNV-Flotten ein genereller Handlungsdruck zur Beschaffung alternativer Fahrzeugkonzepte. Dabei ist hervorzuheben, dass die Forderung nach emissionsfreien Fahrzeugen die Beschaffung von Batterieelektrischen- oder H2-Bussen bedingt.

Tabelle 18: Anforderungen an die Neubeschaffung von Bussen aus der CVD³³

Fahrzeugklasse	Definition sauberes Fahrzeug	Beschaffungsquote vom 02.08.2021 bis 31.12.2025	Beschaffungsquote vom 01.01.2026 bis 31.12.2030
Bus	Einsatz alternativer Kraftstoffe	45 % (davon min. 50 % Emissionsfrei)	65 % (davon min. 50 % Emissionsfrei)

Die Entscheidung für eine dieser Technologien ist jeweils anhand der konkreten Anforderungen des Betriebs zu treffen. Diese ergeben sich auf Basis der jeweilig spezifischen Streckenprofile der Busbetreibenden. Diese zeichnen sich neben der Umlauflänge auch durch den Einsatzbereich aus. Bei Einsatz im städtischen Umfeld ist der Betrieb durch kurze Umlauflängen charakterisiert und die Fahrstrecke bietet möglicherweise die Option zum Nachladen während des Betriebs. Für einen Überlandbetrieb ist diese Option in aller Regel nicht gegeben. Zusätzlich kommen größere Umlauflängen zum Tragen. Verschärft werden könnten die Anforderungen in Zukunft, insofern eine Beheizung im Winter nicht mehr mit einer zusätzlichen Dieselheizung zulässig wäre. Basierend auf diesen Randbedingungen ist der Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff als Energieträger auf spezifischen Strecken unabdingbar. Neben dem Elektrobus kann auch der H2-Bus einen emissionsfreien Betrieb und eine Reduktion der Geräuschbelastung erreichen.

Ganz allgemein bedeutet die Beschaffung von emissionsfreien Fahrzeugen einen Anstieg der Kosten für das Busunternehmen. Hierbei sind einige Punkte gesondert hervorzuheben. Die Mehrkosten ergeben sich nicht aus dem Betrieb der Busse, sondern basieren auf den Anschaffungskosten. Diese fallen auch bei einer Förderung von 80 Prozent der **Mehrkosten** an³⁴.

³³ Bei größeren Anlagen sinken die spezifischen Kosten.

³⁴ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung ist ein Aufruf für die Förderung von Bussen mit klimafreundlichen, alternativen Antrieben im Personenverkehr geöffnet (BMDV 2023).

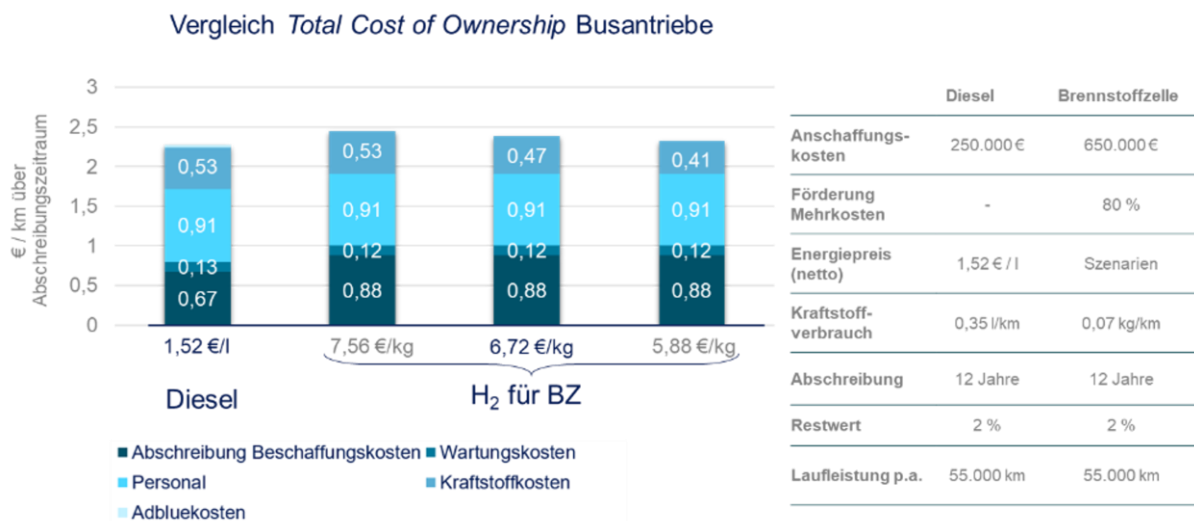


Abbildung 26: Vergleich der Kosten für Busbetreiber für verschiedene H2-Nettopreis-Szenarien

Eine Beispielrechnung zu den **Total Cost of Ownership** wird in Abbildung 26 dargestellt. Wie ablesbar, ergibt sich für ein Szenario mit H2-Kosten von 7,56 €/kg netto eine Preisparität der Kraftstoffkosten zum Diesel. Bereits mit Nettokosten von 6,72 €/kg (8 €/kg brutto) fallen die Betriebskosten für den H2-Bus geringer aus. Hierbei muss ein wesentlicher Vorteil für den H2-Betrieb hervorgehoben werden. Im Vergleich zum Diesel bietet dieser die Möglichkeit von langfristigen Kraftstoff-Lieferverträgen und somit einer **Preisstabilität** und Preissicherheit für den künftigen Betrieb. So können enorme Preissteigerungen, wie sie in Vergangenheit beim Diesel zu beobachten waren, für die künftige Kalkulation ausgeschlossen werden. Für Dieselmotoren ist nicht zuletzt wegen des steigenden CO₂-Preises auch in Zukunft eine weitere Preissteigerung zu erwarten.

HVG Havelbus Verkehrsgesellschaft mbH

Die Havelbus Verkehrsgesellschaft ist als regionaler Mobilitätsdienstleister Anbieter aller Nahverkehrsleistungen im Landkreis. Havelbus ist ein kommunales Unternehmen, Eigentümer ist der Landkreis Havelland. Das Bediengebiet erstreckt sich auf den gesamten Landkreis Havelland. Ebenso werden Teilleistungen im Stadtgebiet der Landeshauptstadt Potsdam erbracht. Hauptgeschäftsfeld von Havelbus ist der Linienverkehr und alle damit verbundenen Aufgaben wie die Planung, Durchführung und Verwaltung der Angebote. Rückgrat des ÖPNV-Angebots bildet die Fahrzeugflotte aus 110 Bussen. Weiterhin leistet Havelbus Schul-, Schienenersatz- und Sonderlinienverkehre für verschiedene Auftraggeber und Auftraggeberinnen. 243 Mitarbeitende sind an drei Standorten (Falkensee, Nauen und Rathenow) für Havelbus im Einsatz.

Havelbus ist durch die **Clean Vehicles Directive** verpflichtet, Busse mit alternativen Antrieben zu beschaffen. Diese Umstellung ist für das Unternehmen nur über eine Kombination aus Bundes- und

Landesförderungen zu realisieren, durch welche die anfallenden Mehrkosten übernommen werden können.

Für die Stadtbusse in Falkensee ist die batterieelektrische Variante darstellbar, da die Umlauflängen zu batterieelektrischen Bussen passen und das Laden ausschließlich über Nacht im Depot erfolgen kann. Dort sollen bis zu 30 batterieelektrische Busse beschafft werden, dabei handelt es sich um 14 Solo-Busse (12 m Länge) und 16 Gelenk-Busse (18 m Länge). Der Kraftstoffverbrauch der Stadtbusse beträgt derzeit etwa 1,5 Mio. Liter Diesel pro Jahr.

Der bei Havelbus am Standort Falkensee entstandene Mittelspannungsanschluss kann für Busse genutzt werden und ist auch der Öffentlichkeit zugänglich. Drei Schnellladesäulen stehen auf dem Parkplatz vor dem Unternehmenssitz öffentlich zur Verfügung. Die Abrechnung erfolgt über einen externen Dienstleister.

An den Standorten Nauen und Rathenow legen die Busse längere Strecken pro Tag zurück. Daher werden für den **Überlandbetrieb H2-Busse** favorisiert. Derzeit sind in Nauen 45 Busse und in Rathenow 33 Busse im Einsatz. Zur Sicherstellung der bestehenden Transportstruktur müssen 10 Fahrzeug-Neuanschaffungen pro Jahr realisiert werden. Für die Lieferung eines Busses bedarf es aktuell eines Vorlaufs von mindestens einem Jahr. Für eine komplette Flottenumstellung werden jährliche Investitionen der Flottenbetreibenden und kontinuierlich geöffnete Förderaufrufe über einen gewissen Zeitraum benötigt.

Sonder- und Kommunalfahrzeuge

Sonder- und Kommunalfahrzeuge stellen besondere Anforderungen an den H2-Antriebsstrang. Die zur Verfügung stehende Leistung dient dabei nicht allein dem Vortrieb, sondern wird weiterhin für den jeweiligen Aufbau (beispielsweise Müllsammelfahrzeug) benötigt. Im weiteren Verlauf liegt der Fokus vorrangig auf **Müllsammelfahrzeugen**, da sie einen substanziellen Bedarf an Wasserstoff in der Modellregion Havelland darstellen. Die Fahrzeuge sind derart ausgelegt, dass typische Reichweiten von mindestens 100 km bis 300 km erreicht werden können (je nach Ausstattung des Fahrzeugs). Im Gegensatz zu Dieselfahrzeugen werden auch Elektrofahrzeuge (inklusive H2-Antriebsstrang) die zukünftigen gesetzlichen Emissions-Anforderungen erfüllen. Ein wichtiger Vorteil von Wasserstoff Müllsammelfahrzeugen besteht darin, dass sie in städtischen Gebieten eingesetzt werden können, in denen Luftverschmutzung ein großes Problem darstellt. Da diese Fahrzeuge geräuscharm und emissionsfrei sind, tragen sie dazu bei, die Luftqualität in den Städten zu verbessern und die Gesundheit der Menschen dort zu schützen.

Das aktuell am weitesten verbreitete H₂-Müllsammelfahrzeug wird von der Firma FAUN hergestellt und verwendet einen Mercedes Benz ECONIC als Gleiter (Karosserie und Kabine, ohne Antriebsstrang). Diese Fahrzeuge sind mittlerweile im **Serieneinsatz** und können über die bekannten Vertriebswege beschafft werden. Die aktuelle Wartezeit für die Bestellung von Müllsammelfahrzeugen liegt zum Zeitpunkt der Berichterstellung zwischen 12 bis 24 Monaten.

Die Anschaffungskosten von H₂-Müllsammelfahrzeugen sind derzeit höher als die von herkömmlichen Müllfahrzeugen. Durch die steigende Nachfrage und die fortschreitende Technologieentwicklung werden die Preise voraussichtlich in Zukunft sinken. Aktuelle **Förderprogramme** durch Bundesmittel ermöglichen eine Förderung der Mehrkosten von circa 80 bis 90 Prozent. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung ist kein Förderaufruf zur Bestellung von Sonder- und Kommunalfahrzeugen geöffnet. Neben der Förderung und den Bedingungen, die aus dem Betrieb abgeleitet werden, bietet wie schon im Busverkehr die CVD einen Anreiz zur Umrüstung der Flotte. Dies gilt für die Sonder- und Kommunalfahrzeuge im allgemeinen und Müllsammelfahrzeuge im speziellen. Zu beachten ist, dass für die hier zu betrachtenden Lkw (Zulässige Gesamtmasse > 3,5 t) aus der CVD eine geringere Quote gefordert wird. Ein Überblick wird in Tabelle 19 gegeben.

Tabelle 19: Anforderungen an die Neubeschaffung von Lkw aus der CVD

Fahrzeugklasse	Definition sauberes Fahrzeug	Beschaffungsquote vom 02.08.2021 bis 31.12.2025	Beschaffungsquote vom 01.01.2026 bis 31.12.2030
Lkw (>3,5 t)	Einsatz alternativer Kraftstoffe	10 %	15 %

Die Rahmenbedingungen ergeben sich dabei analog zum Busverkehr. Anzuwenden sind die Quoten auf öffentliche Betreiber, beispielsweise aus dem Bereich der Abholung von Siedlungsabfällen. Auch die Definition der sauberen Fahrzeuge ergibt sich über den Einsatz alternativer Kraftstoffe analog.

Um auch mit den geminderten Quoten einen Einsatz von H₂-Fahrzeugen zu motivieren, soll ein Vergleich der Kosten der Referenztechnologie Dieselantrieb, mit einem Brennstoffzellenfahrzeug dargelegt werden. Hierzu eignet sich wie schon für den Busverkehr eine Betrachtung der Total Cost of Ownership. In der nachfolgenden Abbildung 27 erfolgt daher ein exemplarischer TCO-Vergleich zwischen einem konventionellen Diesel und einem Brennstoffzellen (FCEV) – Antriebsstrang:

Kostenbestandteil		Alle Kosten sind Netto-Kosten!		Gesamtauswertung		
Szenarioauswahl Zeit		Einheit	Diesel	FCEV	Auswahl Antriebe für Auswertung	
 SZENARIOEN DEFINITION	Auswahl Beschaffungsmodell Fahrzeuge		Kauf	Kauf	Diesel <input checked="" type="checkbox"/> FCEV <input checked="" type="checkbox"/> LNG <input type="checkbox"/> BEV <input type="checkbox"/>	
	Szenarioauswahl Fahrzeugbeschaffung	€	eigene Annahmen 250.000	eigene Annahmen 900.000	Jahreskosten im Abschreibungszeitraum Diesel: 2,39 €/km FCEV: 2,40 €/km LNG: 2,58 €/km BEV: 2,90 €/km	
	Szenarioauswahl Energiepreis	€/ kg bzw. l bzw. kWh _{strom} €/l	eigene Annahmen 1,9	optimistisch 8,0		
	Szenarioauswahl Laufleistung	km / a	eigene Annahme 100000	eigene Annahme 100000	Investitionsausgaben pro Jahr (CapEx) Diesel: 0,56 €/km FCEV: 0,85 €/km LNG: 1,28 €/km BEV: 1,58 €/km Betriebsausgaben pro Jahr (OpEx) Diesel: 1,83 €/km FCEV: 1,55 €/km LNG: 1,31 €/km BEV: 1,31 €/km Notwendiger H2 Preis für Parität bei OpEx Diesel: 12,0 €/kg LNG: 5,0 €/kg	
Szenarioauswahl Betriebsstunden	h / a	eigene Annahmen 2.100	eigene Annahmen 2.100			
Szenarioauswahl Verbrauch	kg bzw. l / km	eigene Annahmen 0,55	eigene Annahmen 0,1			
Szenarioauswahl Adblue Verbrauch	l/km	eigene Annahmen 0,0225				
 GRUNDWERTE BETRIEB	Szenario Investitionsförderung	%	Standard 0	Standard 80	Spezifische Kosten im Abschreibungszeitraum (pro km)	
	Finanzierungsparameter	€	eigene Annahmen 0	eigene Annahmen 520.000		
	Zinssatz	%	eigene Annahmen 5,00	eigene Annahmen 5,00		
 INVESTITIONS-PARAMETER	Abschreibung / Laufzeit	a	eigene Annahmen 6	eigene Annahmen 6		
	Restwert	€	eigene Annahmen 0	eigene Annahmen 0		
	Betriebsparameter		eigene Annahmen	eigene Annahmen		
	Personalkosten Fahrer	€/ h	30,00	30,00		
	Kfz-Steuer	€/ a	556,00	556,00		
	Versicherung	€/ a	0,00	0,00		
	Maut	€/ km	0,12	0,00		
	Wartungsparameter		eigene Annahmen	eigene Annahmen		
	Personalkosten (Mechaniker)	€/ h	65,00	65,00		
	Wartungsintervall	km	20.000	20.000		
Anzahl Wartungen pro Jahr	1 / a	3,00	5,00			
Arbeitszeit pro regulärer Wartung	h	5,00	2,00			
Ersatzteilkosten (reguläre Wartung)	€	0,00	300,00			
Unplanmäßige Reparaturkosten	€/ a	2.000,00	0,00			
Satz Reifen	€	3.800,00	3.800,00			
Haltbarkeit Reifen	km	40.000,00	40.000,00			

Abbildung 27: TCO-Vergleich zwischen einem konventionellen Diesel und einem FCEV – Antriebsstrang

Bei den getroffenen Annahmen haben der Diesel und der H2-Brennstoffzellenantrieb die gleichen Betriebsstunden. Die spezifischen Kosten im Abschreibungszeitraum sind auf einem ähnlichen Niveau, der H2-Antrieb ist minimal günstiger. In der nächsten beispielhaften TCO-Betrachtung (Abbildung 28) wird von einem 1,5-fachen Schichtmodell (3150 h/a) für den H2-Antriebsstrang ausgegangen. Diese veränderte Annahme hat zur Folge, dass im gleichen Abschreibungszeitraum mehr Stunden beziehungsweise Kilometer mit dem Fahrzeug zurückgelegt werden können. Das Resultat sind wesentlich geringere spezifische Kosten im Abschreibungszeitraum. Weitere wichtige Punkte sind der Nutzraum und die Nutzlast. Während die H2-Tanks insbesondere den Nutzraum verringern können, wird die Nutzlast bei batterieelektrischen Fahrzeugen aufgrund des Gewichts der Batterie (beispielsweise bei 1000 kWh circa 4 t) signifikant verringert.

		Alle Kosten sind Netto-Kosten!		Gesamtauswertung		
Kostenbestandteil		Einheit	Diesel	FCEV		
 SZENARIEN DEFINITION	Szenarioauswahl Zeit		Aktuell	Aktuell	Auswahl Antriebe für Auswertung	
	Auswahl Beschaffungsmodell Fahrzeuge		Kauf	Kauf	Diesel <input checked="" type="checkbox"/> FCEV <input checked="" type="checkbox"/> LNG <input type="checkbox"/> BEV <input type="checkbox"/>	
	Szenarioauswahl Fahrzeugbeschaffung	€	eigene Annahmen 250.000	eigene Annahmen 900.000	Jahreskosten im Abschreibungszeitraum	
	Szenarioauswahl Energiepreis	€/kg bzw. l bzw. kWh _{strom} €/l	eigene Annahmen 1,9	optimistisch 8,0	Diesel: 3,21 €/km FCEV: 2,71 €/km LNG: 2,58 €/km BEV: 2,90 €/km	
 GRUNDWERTE BETRIEB	Szenarioauswahl Laufleistung	km / a	eigene Annahme 60000	eigene Annahme 100000	Investitionsausgaben pro Jahr (CapEx)	
	Szenarioauswahl Betriebsstunden	h / a	eigene Annahmen 2.100	eigene Annahmen 3.150	Diesel: 0,93 €/km FCEV: 0,85 €/km LNG: 1,28 €/km BEV: 1,58 €/km	
	Szenarioauswahl Verbrauch	kg bzw. l / km	eigene Annahmen 0,55	eigene Annahmen 0,1	Betriebsausgaben pro Jahr (OpEx)	
	Szenarioauswahl Verbrauch	l/km	eigene Annahmen 0,0225		Diesel: 2,28 €/km FCEV: 1,87 €/km LNG: 1,31 €/km BEV: 1,31 €/km	
 INVESTITIONS-PARAMETER	Szenario Investitionsförderung	%	Standard 0	Standard 80	Notwendiger H2 Preis für Parität bei OpEx	
	Geförderter Anteil der Mehrkosten	€	0	520.000	Diesel: 10,6 €/kg LNG: 8,1 €/kg	
	Finanzierungsparameter		eigene Annahmen	eigene Annahmen		
	Zinssatz	%	5,00	5,00		
 PARAMETER FÜR BETRIEBS- UND WARTUNGS-KOSTEN	Betriebsparameter		eigene Annahmen	eigene Annahmen	Spezifische Kosten im Abschreibungszeitraum (pro km)	
	Personalkosten Fahrer	€/h	30,00	30,00		
	Kfz-Steuer	€/a	556,00	556,00		
	Versicherung	€/a	0,00	0,00		
	Maut	€/km	0,12	0,00		
	Wartungsparameter		eigene Annahmen	eigene Annahmen		
	Personalkosten (Mechaniker)	€/h	65,00	65,00		
	Wartungsintervall	km	20.000	20.000		
	Anzahl Wartungen pro Jahr	1 / a	3,00	5,00		
	Arbeitszeit pro regulärer Wartung	h	5,00	2,00		
	Ersatzteilkosten (reguläre Wartung)	€	0,00	300,00		
	Unplanmäßige Reparaturkosten	€/a	2.000,00	0,00		
	Satz Reifen	€	3.800,00	3.800,00		
	Haltbarkeit Reifen	km	40.000,00	40.000,00		

Abbildung 28: TCO-Vergleich zwischen einem konventionellen Diesel und einem FCEV – Antriebsstrang mit 1,5-fachen Schichtmodell

Aufgrund der geringen Erfahrung wird die Abschätzung von Wartungskosten erschwert. Falls die Betankung der Fahrzeuge tatsächlich mit einer 5.0 Qualität erfolgt (H2-Reinheit von 99,999 Prozent), ist die Degradation derart gering, dass ein Austausch von Brennstoffzellen nicht erforderlich wird. Bei entsprechenden Betriebsstrategien erscheint es auch möglich, dass Batterien eine sehr hohe und für viele Einsatzszenarien ausreichende Lebensdauer aufweisen werden. Herstellende Unternehmen wie die Firma FAUN überdimensionieren dabei ihre Komponenten, um am Ende der angegebenen Laufzeit die erforderlichen Leistungs- und Kapazitätswerte zu erreichen. Die bereits gesammelten Erfahrungswerte aus dem Flotteneinsatz dienen dabei als Grundlage.

Insgesamt bieten H2-Müllsammelfahrzeuge und weitere Sonder- und Kommunalfahrzeuge eine vielversprechende Möglichkeit, die Umweltbelastung durch kommunale Tätigkeiten (beispielsweise Müllentsorgung) zu reduzieren und zur Erreichung der Klimaziele beizutragen.

HAW Havelländische Abfallwirtschaftsgesellschaft mbH

Die HAW ist eine Beteiligungsgesellschaft des Landkreises Havelland und der ALBA Group. Als regionales **Entsorgungsunternehmen** beschäftigt die HAW 130 Mitarbeitende. Zu ihrem Leistungsspektrum gehören Sammlung und Transport von Hausmüll, Altpapier, Bioabfall und Sperrmüll mit den unterschiedlichsten Abfallsammelfahrzeugen für den Landkreis Havelland. Weitere Leistungen sind Containerdienst, Straßenreinigung, Winterdienst, Fäkalienabfuhr, Sonderabfalltransporte, Abrissarbeiten und Gewerbeabfallsammlung.

Aktuell befinden sich circa 60 Fahrzeuge in der Gesamtflotte von HAW (unter anderem Abfall-, Container-, Saug- und Koffer-Fahrzeuge). In der Regel haben die Fahrzeuge eine lange Betriebszeit von 10 Jahren.

Ein batteriebetriebenes Müllfahrzeug wird bereits im Betrieb getestet. Dafür wurde eine E-Ladesäule (22 kW) auf dem Betriebshof eingerichtet. Für weitere Fahrzeuge ist ein Mittelspannungsanschluss nötig, dieser gestaltet sich durch den Kapazitätsvorbehalt der Stromnetzauslastung sehr preisintensiv (250.000 - 350.000 €).

Das Potenzial für den Einsatz von Batterie-Fahrzeugen ist limitiert, aufgrund des begrenzten Stromanschlusses, der teuren Infrastruktur und geringen Reichweiten (nur auf Nahstrecken einsetzbar).

Bei einer ausreichenden H₂-Versorgungssicherheit bietet die Brennstoffzellen-Technologie die favorisierte Alternative.

Wasser- und Abwasserverband Rathenow

Der Wasser- und Abwasserverband Rathenow (WAVR) spielt eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung einer sicheren, zuverlässigen und nachhaltigen Wasserversorgung sowie einer effizienten Abwasserentsorgung in Rathenow. Mit seiner Flotte von Fäkalsaugfahrzeugen könnte der Verband zu einem regionalen H₂-Abnehmer werden. Insgesamt könnten durch den WAVR bis zu 34 Tonnen Wasserstoff jährlich abgenommen werden. Der Flottenhochlauf und die damit einhergehenden H₂-Bedarfe werden in Kapitel 5 ausführlicher betrachtet.

Logistik

Wie aus der theoretischen Betrachtung zum H₂-Bedarf für den Straßenverkehr im Havelland deutlich wird, bietet der **Logistiksektor** ein großes **Bedarfpotenzial** für die Umrüstung der Flotte auf Wasserstoff. Dies liegt daran, dass eine große Menge an Gütern auf der Straße transportiert wird. Im Sinne der Erreichung der Klimaziele sollte also auch in diesem Anwendungsbereich, der sich von kleinen Nutzfahrzeugen bis zum Sattelschlepper erstreckt, eine Umrüstung angestrebt werden.

Das kurzfristige Potenzial für mögliche Vorreiter in der H₂-Mobilität ist hier geringer als in den zuvor betrachteten Bereichen. Dies liegt vor allem daran, dass für privatwirtschaftliche Logistikbetriebe die **Anreize aus der CVD entfallen**. Somit ist für diesen Sektor aktuell keine regulatorische Anforderung gegeben.

Zwar legt die CVD für öffentliche Aufträge im Bereich der Logistik Beschaffungsquoten fest, diese haben jedoch eine eingeschränkte Wirkung. Zum einen ist nur ein kleiner Teil der Logistikflotte im öffentlichen Auftrag unterwegs. Zum anderen gelten die im vorherigen Kapitel vorgestellten Ziele für Lkw, die im Vergleich zu den Bussen eher gering ausfallen. Die Logistikunternehmen sind in aller Regel privatwirtschaftlich organisiert und betreiben ihre eigenen Fahrzeugflotten. Für diese ist die CVD ohnehin nicht relevant. Dies erschwert die Umrüstung der Fahrzeugflotte auf sauberere Technologien in diesem Bereich erheblich, da die Unternehmen oft aufgrund von Kosten und Wirtschaftlichkeit Investitionen in alternative Antriebe zurückhalten.

Verstärkt wird diese Zurückhaltung durch **Erfahrungen mit LNG** als Kraftstoff in der Logistikbranche. Vor einigen Jahren wurden hier hohe Investitionen aufgenommen, um auf diese saubere Technologie umzusteigen. Im Rahmen der Energiekrise ist es zu hohen Preisausschlägen gekommen, da der LNG-Preis vom Erdgaspreis abhängt. Wurde bei Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Betriebs von 0,8 €/kg ausgegangen, wurden im letzten Jahr bis zu 4,8 €/kg LNG erreicht. Mit solchen Preisschocks ist die Wirtschaftlichkeit dieser Fahrzeuge nicht mehr gegeben.

Eine so hohe Volatilität der Energiepreise ist auch in Zukunft vorstellbar. Dies gilt ebenfalls für Diesel als Kraftstoff. Wie schon bei den Busflotten gezeigt, bietet regional erzeugter grüner Wasserstoff die Möglichkeit von langfristigen Lieferverträgen, die einen Anreiz durch eine Preisstabilität liefern können. Somit können negative Erfahrungen wie im LNG-Bereich zukünftig vermieden werden. Weiterhin ist bis auf die Anschaffungskosten ein konkurrenzfähiger Betrieb mit Wasserstoff möglich. Es zeigt sich in der TCO-Betrachtung, dass bei Lkw die anfallenden Mehrkosten ebenfalls durch die Anschaffung zustande kommen. Für diese ist wie im vorherigen Kapitel eine Förderung von bis zu 80 Prozent der Mehrkosten möglich. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung ist jedoch kein offener Förderaufruf gegeben.

Für eine positive Entscheidung zur Flottenumrüstung können weitere Anreize identifiziert werden, die als Motivation für eine Umstellung dienen können. So kann der Wunsch nach einem grünen Marketing vor allem bei den Kunden der Logistikbranche als positiver Anreiz verstanden werden. Bei Unternehmen, die als Hauptgeschäft einzelne große Kunden und Kundinnen betreuen, wäre beispielsweise eine Teilung der Mehrkosten für den H₂-Betrieb denkbar.

Ein attraktives Angebot bietet das Unternehmen Hylane – ein **nutzungsbasiertes Mietmodell** für klimaneutrale Mobilität. Logistikunternehmen können klimaneutrale Fahrzeuge mit H₂-Antrieb nutzen und zahlen nur für die tatsächlich gefahrenen Kilometer. Die Kosten für Wartung, Reparatur und Versicherung sind im Mietpreis enthalten. Darüber hinaus wird eine Tankkarte zur Verfügung gestellt, mit der die Kunden und Kundinnen bundesweit im Partner Tankstellennetz tanken können. So können sie auf risikoarmen Weg Erfahrungen mit neuen Technologien sammeln.

HAVI Logistics GmbH

HAVI ist ein weltweit tätiges Privatunternehmen, das sich auf die Bereitstellung von maßgeschneiderten Supply-Chain-Lösungen für die Lebensmittelindustrie spezialisiert hat. Das Unternehmen bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an, darunter Beschaffung, Lagerung, Transport, Verpackung und Lieferung. Es verfügt über umfassende Erfahrung in der Zusammenarbeit mit großen Restaurantketten, Einzelhandelsunternehmen und Lebensmittelherstellern.

HAVI legt großen Wert auf Nachhaltigkeit und verfolgt das Ziel, die Auswirkungen der Logistik auf die Umwelt zu minimieren. Das Unternehmen investiert in alternative Antriebstechnologien und arbeitet daran, den CO₂-Ausstoß seiner Flotte zu reduzieren – dabei ist die Brennstoffzellen-Technologie durch hohe Reichweiten und Flexibilität sehr interessant. Weiterhin engagiert sich HAVI auch für die Förderung einer Kreislaufwirtschaft und setzt auf Recycling und Wiederverwendung von Verpackungsmaterialien.

HAVI besitzt insgesamt 24 Fahrzeuge am Standort Güterverkehrszentrum Berlin West Wustermark (GVZ Wustermark). Der Standort besitzt eine hervorragende Lage mit direktem Anschluss an den Berliner Autobahnring (A 10) und Anschluss an die vierspurig ausgebaute Bundesstraße B5 nach Berlin. Weiterhin besitzt das GVZ einen öffentlich zugänglichen Terminal für den kombinierten Verkehr mit 700 m Gleisen und einen öffentlichen Hafen, betrieben durch die **HavelPort Berlin GmbH**.

dm-drogerie markt GmbH + Co. KG

Dm Drogeriemarkt ist ein führendes Unternehmen in der Einzelhandels- und Drogeriebranche mit einem gut organisierten und effizienten Logistiksystem. Das Unternehmen setzt sich für Nachhaltigkeit und soziale Verantwortung ein und bietet eine breite Palette hochwertiger Produkte an.

Das Unternehmen berichtet über ein laufendes Leuchtturmprojekt für die umweltfreundliche Belieferung seiner Filialen in Nürnberg. Die Warenversorgung der Märkte im Stadtgebiet erfolgt ab März 2023 mit vier Brennstoffzellen-Lkw, die ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden (inFranken.de 2023). Die entsprechenden Fahrzeuge werden auf Grundlage des nutzungsbasierten Mietmodells der Firma Hylane zu Verfügung gestellt. Aktuell wird firmenintern über eine Erweiterung des Vorhabens diskutiert.

Das Unternehmen besitzt einen Standort im Güterverkehrszentrum Berlin West Wustermark (GVZ Wustermark).

KP Logistik Wustermark GmbH

KP Logistik ist ein mittelständisches Unternehmen, das mit 110 Lkw einen der größten LNG-Fuhrparks in Deutschland betreibt. Auch KP Logistik befindet sich am Standort Güterverkehrszentrum Berlin West Wustermark (GVZ Wustermark).

Offergeld Logistik GmbH & Co. KG

Das familiengeführte Unternehmen Offergeld Logistik verfügt über 450 ziehende Einheiten.

Auch Offergeld Logistik befindet sich am Standort Güterverkehrszentrum Berlin West Wustermark (GVZ Wustermark).

GVZ Brieselang

Der Flächennutzungsplan für das Gewerbegebiet Brieselang fehlt seit langem, allerdings hat die zuständige Behörde die Bereitschaft signalisiert, aktuell geplante Bauvorhaben zu genehmigen. Ziel ist, 2023 eine Machbarkeitsstudie für die Erweiterung des Gewerbegebietes zu erstellen und 2026/2027 mit dem Bau zu beginnen.

In dem Gewerbegebiet soll zusätzliche Infrastruktur entstehen und die Ansiedlung zahlreicher Unternehmen erfolgen. Geplant sind ein neuer Bahnhof und eine weitere Autobahnausfahrt.

Parkplätze sollen mit Photovoltaik-Modulen überdacht werden. Ein Rechenzentrum, Edeka und Fiege Logistik könnten potenzielle Akteure sein, die Wasserstoff abnehmen. LIDL versorgt sich autark und arbeitet mit Grünstrom. Die BI Falkensee regt an, die Erweiterung des Gewerbegebietes als „Grünes GVZ Brieselang“ auszurichten. Es existieren Planungen der ABO Wind AG zur Errichtung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen im Zusammenhang mit dem Ausbau des Brieselanger Gewerbegebietes. Aufgrund des Personalengpasses in der Raumplanung gibt es keinen Termin für die Erstellung des Flächennutzungsplans für das GVZ Brieselang, allerdings könnten darin Flächen für EE-Anlagen oder Elektrolyse ausgewiesen werden.

5.2 INDUSTRIE

Für industrielle Anwendungen gewinnt Wasserstoff immer mehr an Bedeutung. Denkbar ist hierfür zum einen die Verwendung von Wasserstoff als **Prozessgas** – zum Beispiel in der petrochemischen Industrie, um verschiedene chemische Verbindungen wie Ammoniak oder Methanol herzustellen. Weiterhin kann Wasserstoff auch als Schutzgas verwendet werden, um die Oxidation von Metallen während des Schweißens oder Schneidens zu verhindern.

Zum anderen gilt Wasserstoff als vielversprechender **Ersatzenergieträger** für fossile Brennstoffe wie Öl und Gas, da als Abfallstoff lediglich Wasser produziert wird und somit keine schädlichen Emissionen freigesetzt werden. Die letztere Variante ist vor allem bei steigenden Erdgaspreisen für viele Stakeholder interessant. Für den Betrieb von Hochtemperaturöfen und thermische Abgasnachbereitung kann beispielsweise ein hoher Bedarf an Wasserstoff als Brenngas entstehen. Die technische Umsetzung für bestehende Anlagen muss individuell geprüft werden.

Das H2VL Konsortium hat Gespräche mit Stakeholdern im Havelland geführt, welche zeitnah große Mengen benötigen (>10-20 GWh/Jahr), um Wasserstoff als Ersatzenergieträger einzusetzen. Der Preis ist dabei der wichtigste Faktor für eine zeitnahe Umstellung der Anlagen. Ziel ist ein Preiskorridor von 5 bis 6 ct/kWh (Erdgas-Paritätspreis), max. 10 ct/kWh. Ein weiteres wichtiges Thema ist der Transport des Wasserstoffs von der Produktionsstätte zum Verwendungsort, wodurch möglicherweise der Bau von Pipelines oder Transportbehältern erforderlich wäre.

Herbstreith & Fox GmbH & Co. KG

Das deutsche Familienunternehmen Herbstreith & Fox stellt seit 1934 Pektine für die Lebensmittel- und Nonfood-Industrie her. Die hoch spezialisierten Pektine werden vor allem aus Äpfeln und

Citrusfrüchten gewonnen. Ebenso zählen Ballaststoffe aus Früchten, süßende und färbende Apfelextrakte, Produkte der Tierernährung, sowie Apfelethanol zum Produktangebot.

BSH Hausgeräte Service Nauen GmbH

Bosch Siemens Hausgeräte (BSH) ist ein renommierter Hersteller von Haushaltsgeräten und gehört zu den weltweit führenden Unternehmen in diesem Bereich. Der Standort von BSH in Nauen ist das globale Technologiezentrum für Wäschepflege.

Blücher GmbH

Die Firma Blücher produzieren Adsorptionsstoffe aus Aktivkohle, sowie Schutzanzüge aus Filterverbundstoffen. Es werden spezifische Schutztechnologien auf dem jeweils neuesten Stand der Technik entwickelt. Weltweit werden Soldaten, Sicherheitskräfte, Spezialkräfte, Feuerwehren sowie Rettungs- und Hilfsorganisationen mit dem vollumfänglichen Schutz ausgestattet. Alle Kräfte im erweiterten Katastrophenschutz in Deutschland verwenden die BLÜCHER Technologie bereits seit vielen Jahren als Standard.

Jacobi Carbons AB

Die Firma Jacobi Carbons ist ein international tätiges Unternehmen, das sich auf die Herstellung von Aktivkohle und anderen Produkten auf Basis von Kohlenstoff spezialisiert hat. Das Unternehmen hat seinen Hauptsitz in Schweden und betreibt Produktionsstätten in verschiedenen Ländern, darunter auch in Premnitz, Brandenburg. Dort stellt das Unternehmen Aktivkohle für verschiedene Anwendungen her, wie zum Beispiel die Entfernung von Verunreinigungen aus Wasser und Luft, für den Einsatz in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, für die Gold- und Silbergewinnung sowie für die pharmazeutische und chemische Industrie.

Die Aktivkohle von Jacobi Carbons wird aus hochwertigen Rohstoffen hergestellt und durchläuft einen speziellen Aktivierungsprozess, der die Porenstruktur und die spezifische Oberfläche der Aktivkohle optimiert. Dadurch wird eine höhere Effektivität bei der Adsorption von Verunreinigungen und Schadstoffen erreicht.

5.3 SCHIENENVERKEHR

Der Schienenverkehr spielt eine wichtige Rolle in der modernen Mobilität. Die Eisenbahn ist eine effiziente und umweltfreundliche Alternative zu anderen Transportmitteln wie Pkw und Flugzeugen. Jedoch hat auch der Schienenverkehr Bedarf an Energie und Brennstoffen, um die Züge anzutreiben. In diesem Kontext hat Wasserstoff in den letzten Jahren viel Aufmerksamkeit als möglicher Ersatz für fossile Brennstoffe gewonnen.

Im **Schienepersonennahverkehr** (SPNV) und im **Rangierbetrieb** ist der Einsatz von Wasserstoff vorstellbar. Im Schienengüterverkehr (SGV) wird momentan keine Lösung für die Nutzung von Wasserstoff gesehen, da kein Platz für den Transport des Kraftstoffs vorhanden und kein zusätzliches Gewicht vertretbar ist. Dies betrifft die H₂-Verwendung in der Brennstoffzelle und in der Verbrennungskraftmaschine (VKM). In der VKM könnte statt reinem Wasserstoff ein Folgeprodukt von grünem Wasserstoff mit höherer Energiedichte eingesetzt werden, wie beispielsweise Ammoniak. Bei der Eisenbahn ist der Transport von Gütern über lange Strecken generell nicht im Fokus der öffentlichen und politischen Wahrnehmung.

Im Hinblick auf die spezifischen Herausforderungen beim Einsatz von Wasserstoff erscheint die Einteilung der Eisenbahnanwendungen in drei **Anwendungsbereiche** sinnvoll:

- 1) Rangierbetrieb
- 2) Personennahverkehr
- 3) Güterfernverkehr

Üblicherweise werden nur CAPEX gefördert. Daher ist es sinnvoll zu zeigen, dass Wasserstoff bezüglich der OPEX konkurrenzfähig ist. Dies erfordert möglicherweise die Einbeziehung des THG-Quotenhandels in die Wirtschaftlichkeitsanalyse.

Bei Verlagerung des Warentransports von der Straße auf die Schiene wird das CO₂-Einsparpotenzial im Güterverkehr größer eingeschätzt als im Personenverkehr.

Im Nachbarlandkreis hat die Niederbarnimer Eisenbahn (NEB) Siemens damit beauftragt, für die Heidekrautbahn sieben Züge mit Brennstoffzellenantrieb zu bauen. In Basdorf entsteht die zugehörige H₂-Tankstelle. Zur Erzeugung des Wasserstoffs wird von ENERTRAG vor Ort ein Elektrolyseur gebaut, der von neu errichteten EE-Anlagen mit grünem Strom versorgt wird.

DESAG Deutsche Eisenbahn Service AG

Die DESAG ist eine private mittelständische Unternehmensgruppe in Norddeutschland. Sie ist in den Bereichen SGV, SPNV und Instandhaltung von Schieneninfrastruktur tätig und erbringt Werkstatteleistungen für Schienenfahrzeuge und Waggonen. Die DESAG verfügt über einen Standort in der Prignitz, betreibt aber auch eine Bahnstrecke zwischen Rathenow und Stendal. Bislang sind keine vorhandenen Strecken der DESAG elektrifiziert. Sie wünscht sich eine stärkere Vernetzung der Eisenbahnunternehmen über die Grenzen der Landkreise hinaus nach dem Vorbild der Lausitz.

BTC Bahntechnologie Campus Havelland GmbH

Der BTC Havelland ist ein mit Bundes- und Landesmitteln gefördertes und vom Landkreis Havelland entwickeltes Zentrum für moderne Bahntechnologien, Bahngewerbe, sowie bahnaffine Forschung und Bildung.

HVLE Havelländische Eisenbahn AG

Die HVLE ist ein privates Eisenbahnverkehrsunternehmen, das in den Bereichen Güterverkehr, Anschlussbahnen und Werkstätten tätig ist. Für die HVLE sind 247 Mitarbeitende im Einsatz. Die HVLE verfügt über 52 Triebfahrzeuge und 855 Güterwagen. Hauptgesellschafter der HVLE ist der Landkreis Havelland.

Aktuell befindet sich ein Verbundvorhaben zusammen mit der Firma Reuschling mit dem Namen „Grüne modulare Antriebstechnologien für Schienenfahrzeuge im Bestand“ in der Anbahnung. Dabei steht die Realisierung der Umrüstung einer Bestands-Rangierlok im Vordergrund. Der Dieselmotor wird durch einen H₂-Verbrennungsmotor ersetzt.

Das Ziel des Vorhabens ist die Entwicklung eines modularen Baukastensystems für die Modernisierung von Diesellokomotiven im Bestand mit grünen, emissionsfreien Antriebstechnologien. Die Innovation des Vorhabens liegt dabei in der erstmaligen technologisch-methodischen Verknüpfung der Basistechnologie zur Realisierung grüner Antriebstopologien sowie die Befähigung und Optimierung der Einzelsysteme für den Einsatz auf Rangierlokomotiven. Begleitend werden Methoden für geeignete Betriebskonzepte, Betriebsstrategien und die Zulassung erarbeitet.³⁵ Das Umrüstungskonzept soll dann auf andere Rangierlokomotiven übertragbar sein. Das CO₂ Einsparpotenzial kann nur für den zu entwickelnden Prototypen auf rund 60 Tonnen pro Jahr beziffert werden.

Die Gesamtzahl an Diesel-Rangierlokomotiven nur in Deutschland liegt bei etwa 2.800.

³⁵ Dies geschieht z.B. im eFarm Projekt (GP Joule 2023) und wird von der Mittelsächsischen Energiegenossenschaft eG angestrebt (MSE 2023).

RLCW Rail & Logistik Center Wustermark GmbH & Co. KG

Das RLC Wustermark ist eine Tochtergesellschaft der HVLE und betreibt Deutschlands größten öffentlichen Rangierbahnhof in Elstal. In Reichweite des Rangierbahnhofs befindet sich eine Tankstelle. Das RLC Wustermark hat bereits Gespräche mit der Havelbus Verkehrsgesellschaft im Hinblick auf eine gemeinsame H2-Tankstelle geführt. Bei der Umstellung des Rangierbetriebs auf Wasserstoff ergibt sich theoretisch ein Bedarf von circa 4 t pro Jahr und 60 t CO₂ könnten dadurch jährlich eingespart werden. DESAG, BTC Havelland, HVLE und RLC Wustermark sind Mitglieder im Railway Areas Innovation Lab – Berlin Brandenburg e.V. (RAIL-BB e.V.). Ziel des Vereins ist die Förderung von Wissenschaft und Forschung im Thema Schienenverkehrstechnik.

Im Streckenverkehr des Havellandes sind zahlreiche Zweikraftlokomotiven im Einsatz. Diese elektrischen Triebfahrzeuge können den Fahrstrom entweder der Oberleitung entnehmen oder mit einem Generator, der von einem Dieselmotor angetrieben wird, selbst erzeugen.

Im Projekt H2Rail.Prignitz liegt der Schwerpunkt auf der H₂-Speicherung und damit auf der Entwicklung einer Alternative zur Druckspeicherung. Der nach konservativer Schätzung bei etwa 20 Prozent liegende Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle soll durch die neue Speichertechnik gesteigert werden. Dies soll einen Beitrag zum wirtschaftlichen Einsatz einer Brennstoffzelle leisten. Ein weiterer Grund für die Suche nach Alternativen zu Druckwasserstoff ist die Platzfrage, insbesondere bei der Umrüstung von Bestandsfahrzeugen.

Die direkte Stromabnahme ist der effizienteste Antrieb für ein Schienenfahrzeug. Die Elektrifizierung einer bestehenden Strecke ist mit hohen Investitionskosten verbunden, da zur Nachrüstung der Infrastruktur die Gleise versetzt werden müssen.

Auch der Rangierbahnhof in Elstal ist nicht vollständig elektrifiziert. Ein Rangierbahnhof hat eine ähnliche Funktion wie ein Rastplatz auf der Autobahn und ist auch als Standort für eine H₂-Tankstelle gut geeignet.

5.4 MENGENPOTENZIALANALYSE H₂-ABNAHME IM HAVELLAND

In Anlehnung an das vorangegangene Kapitel, das den theoretischen H₂-Bedarf für den Landkreis Havelland skizziert, wird nun das Potenzial aus dem langfristigen H₂-Bedarf anhand von möglichen (bislang nicht bestätigten) Vorhaben dargestellt. Dabei handelt es sich bislang um Annahmen wie zum Beispiel komplette Flottenumstellungen im Verkehrssektor oder Schienenverkehr einzelner Ankerkunden oder die Substitution von Erdgas als Energieträger durch Wasserstoff für industrielle

Anwendungen. Voraussetzung für eine solche vollumfängliche Umstellung sind zum Beispiel eine strategische Entscheidung des Landkreises in Richtung Wasserstoff, Förderzusagen, wirtschaftliche Darstellbarkeit oder Versorgungssicherheit mit ausreichender Infrastruktur.

Das reale Mengenpotenzial wird im Jahr 2045 deutlich höher ausfallen, da zum aktuellen Zeitpunkt nur Informationen verarbeitet werden konnten, die aus Gesprächen im Rahmen des H2VL Projekts stammen. Darüber hinaus werden weitere Ankerkunden Wasserstoff in unterschiedlichen Sektoren einsetzen (siehe Tabelle 20).

Tabelle 20: Mengenpotenzialanalyse der H2-Abnahme

Unternehmen	H2-Bedarf [t/a]
	2045
ÖPNV	234
Schienenverkehr	380
Logistik	353
Sonder- und Kommunalfahrzeuge	196
Industrie	1.050
Gesamt	2.213

Fazit: Unter den getroffenen Annahmen für die Mengenpotenzialanalyse anhand möglicher Vorhaben im Havelland lässt sich erkennen, dass der H2-Bedarf bis zum Jahr 2045 stark zunimmt. Vor allem in den Bereichen Industrie und Schienenverkehr ist ein großes Potenzial erkennbar. Voraussetzung für eine solche vollumfängliche Umstellung sind zum Beispiel eine strategische Entscheidung des Landkreises in Richtung Wasserstoff, Förderzusagen, wirtschaftliche Darstellbarkeit oder Versorgungssicherheit mit ausreichender Infrastruktur. Das reale Mengenpotenzial wird im Jahr 2045 deutlich höher ausfallen, da zum aktuellen Zeitpunkt nur Informationen verarbeitet werden konnten, die aus Gesprächen im Rahmen des H2VL Projekts stammen. Darüber hinaus werden weitere Ankerkunden Wasserstoff in unterschiedlichen Sektoren einsetzen.

6 SPEICHER UND VERTEILUNG

In den vorherigen Kapiteln wurde sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite der H₂-Wertschöpfungskette untersucht. Die Erzeugung ist abhängig von fluktuierenden erneuerbaren Energien und der Bedarf unterliegt oft festen Abnahmezeiten. Um diese beiden Felder zu verbinden, sind Speicher- und Verteilkonzepte nötig.

Bisher findet Wasserstoff hauptsächlich in Großanlagen Anwendung, die die nötigen Mengen direkt vor Ort per Dampfreformierung aus Erdgas erzeugen. Gleichzeitig erschweren die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff – vor allem seine geringe Dichte, hohe Diffusivität und die sehr niedrige Siedetemperatur – die Speicherung und den Transport von Wasserstoff. Aus diesen beiden Gründen sind sowohl Speicherung als auch Transport von Wasserstoff (in großtechnischem Maßstab) als **neue Technologien** einzustufen, bei denen noch deutliche Fortschritte sowohl bei Technik als auch Kosten zu beobachten sind.

Durch die steigende Bedeutung von Wasserstoff als Energievektor und dessen zunehmende Durchdringung aller Sektoren wird jedoch nicht nur die zu produzierende Menge zunehmen. Laut Prognosen der International Energy Agency (IEA) wird der überwiegende Anteil der Produktionsmenge zentral („off-site“) hergestellt und ist folglich zu abnehmenden Akteuren zu transportieren (IEA 2021). H₂-Speicherung, -Transport und -Distribution sind somit wichtige Aspekte bei der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger.

In diesem Kapitel werden verschiedene Technologien für die Speicherung und den Transport sowie ein beispielhafter Aufbau einer H₂-Tankstelle – jeweils inklusive ihrer technischen Spezifikationen und Investitionskosten – vorgestellt.

6.1 SPEICHERUNG

H₂-Speicherung ist ein entscheidender Aspekt für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger, insbesondere, wenn Erzeugung und / oder Bedarf intermittierend sind (zum Beispiel bei der Produktion von grünem Wasserstoff per Elektrolyse aus erneuerbaren Energien oder bei der Betankung von Fahrzeugen). Die H₂-spezifische Herausforderung besteht im Vergleich zu anderen Gasen primär darin, die gewünschten **Energiedichten** (für das gesamte Speicher- oder Transportsystem) zu erreichen. Dies wird zum Beispiel durch eine gasförmige Speicherung bei hohem Druck (min. 200 bar, in Tankstellen sind auch bis zu 1000 bar möglich) erreicht, vereinzelt auch durch

die kryogene Speicherung von Wasserstoff in flüssiger Form bei sehr niedrigen Temperaturen (< 20 K)³⁶. Beide Technologien sind komplex. Die sekundäre Herausforderung bei der H₂-Speicherung besteht somit darin, die **Investitionskosten** zu senken, ohne die Sicherheit zu kompromittieren. Bei richtiger Auslegung stellt die Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff jedoch – auch im Vergleich mit anderen Technologien wie zum Beispiel Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken – eine kostengünstige Option dar.

Für die im Havelland diskutierten Bedarfe kommen in der Praxis einzig Druckspeicher und Kryospeicher in Frage (letztere auch nur langfristig). Alle bieten spezifische Vor- und Nachteile, die nachfolgend eingeordnet und zusammengefasst werden (s. Tabelle 21). Des Weiteren wird nachfolgend die saisonale Speicherung von Wasserstoff in Untergrund-Porenspeichern diskutiert, wie sie das Geoforschungszentrum Potsdam in Ketzin plant.

Im Anhang befinden sich **Technologie-Steckbriefe**, die alle Technologien aufführen.

Tabelle 21: Vergleich verschiedener Speichertechnologien (relevante Auswahl für das Havelland)

	Flaschenbündel	Großzylinder	MEGC	Kryospeicher	Porenspeicher
Geometrie	Hochdruckflaschen in einem Gestell	Stahlzylinder, liegend / stehend	Container	Druckflasche	Gesteinsporen
Speicherdichte in kg/m³	15 (200 bar) – 21 (300 bar)	4 (50 bar) – 11,5 (150 bar)	21 (300 bar) – 32 (500 bar)	70 – 80 LH ₂ , 90 – 100 (s)LH ₂	6 – 8
Speicherwirkungsgrad in %	> 95	> 95	> 95	~ 70	~ 80
Fülldruck in bar(a)	200 – 300	50 – 150	300 – 500	10 – 15	70 – 75
Füllmenge (brutto) in kg	9 – 13	400 – 790	400 – 1.100	2.000 – 4.000	10.000 / Jahr (Pilotanlage in Ketzin)
Investitionskosten	850 – 3.500 € (Neubefüllung)	400 € / kg	250.000 € (20 Fuß, 300 bar) und 900.000 € (40 Fuß, 500 bar)	Abhängig von spezif. Anforderungen	Abhängig von spezif. Anforderungen

³⁶ Die Speicherung von Wasserstoff in physikalisch oder chemisch gebundener Form (Metallhydrid-Speicher, Liquid Organic Hydrogen Carrier, Ammoniak, Methanol o.Ä.) wird hier nicht betrachtet, weil deren Einsatz in der Projektregion und insbesondere im (Straßen-)Verkehrssektor aktuell nicht absehbar ist.

Flaschenbündel

Das Flaschenbündel ist eine der ältesten Technologien zur H₂-Speicherung und besteht aus einer Gruppe von **Hochdruckflaschen**, die hydraulisch miteinander verbunden und mechanisch in einem Gestell verankert sind. Bei typischen Drücken von 200 – 300 bar bestehen diese Flaschen typischerweise aus Stahl (zum Teil bereits mit Faserverstärkung). Bei höheren Drücken werden faserverstärkte Kunststoffe eingesetzt. Das Flaschenbündel ist eine bewährte Technologie, die jedoch aufgrund der begrenzten Speicherkapazität und der hohen spezifischen Kosten nicht für die Massenspeicherung geeignet ist. Sie dient eher als Puffer oder für die Bereitstellung kleiner Mengen, zum Beispiel im Bereich Forschung und Entwicklung.

Großzylinder

Großzylinder sind unter den hier betrachteten Technologien die günstigste und gängigste Art der H₂-Speicherung im **stationären Bereich**. Es handelt sich um unverstärkte Stahlzylinder von zwei bis drei Metern Durchmesser und variabler Länge (zum Teil > 20 m), die stehend oder liegend errichtet werden können. Bei einem Mindestdruck von 15 bis 30 bar werden üblicherweise Nenndrücke von 50 bis 100 bar erreicht; vereinzelt auch 150 bar. Damit können spezifische Speicherkosten von circa 400 € / kg H₂ (brutto) erreicht werden beziehungsweise 12 € / kWh. Das ist auch gegenüber anderen Speichertechnologien weitgehend konkurrenzlos. Wird der Wasserstoff per Lkw abtransportiert oder angeliefert, so werden Großzylinder zunehmend durch die mobilen und oft ohnehin benötigten Multiple Element Gas Container ersetzt.

Multiple Element Gas Container (MEGC)

Multiple Element Gas Container (MEGC) sind eine der neueren Technologien für den Transport von Wasserstoff. Diese Behälter sind speziell für **Speicherung und Transport** von komprimiertem H₂-Gas bei hohem Druck entwickelt worden. Der Wasserstoff wird in vielen kleineren Tanks gespeichert, die – meist stehend gelagert – in einem MEGC (typischerweise im 20- oder 40-Fuß-Seecontainer-Format) zusammengefasst sind.

MEGC haben den Vorteil, dass sie flexibel und mobil sind. Sie können auf Lkw, Zügen oder Schiffen transportiert werden. Die Container können einfach aufgestellt und an die lokale H₂-Versorgung angeschlossen werden. Die beim herkömmlichen Lkw-Transport oft zusätzlich existierenden

stationären Speichersysteme und Verluste durch zum Teil doppelte Verdichtung (Befüllen des Trailers am Startort aus stationären Speichern, Umfüllen am Zielort in andere stationäre Speicher) entfallen größtenteils, weil der Wasserstoff direkt aus der Erzeugungsanlage in den MEGC verdichtet wird und am Zielort direkt aus dem MEGC der Nutzung zugeführt wird. Während dies auch mit herkömmlichen Lkw-Trailern grundsätzlich möglich ist, bieten MEGC insbesondere bei größeren H₂-Tankstellen auf Grund der größeren transportierbaren Mengen und der höheren Drücke deutliche Vorteile. Zu diesem Zweck werden MEGC teilweise auch mit zusätzlichen Funktionalitäten wie (zum Teil geeichten) Durchflussmengensensoren oder einer eigenen Steuerung für die Entleerung (Umschaltung der Speicherbänke je nach Druckniveau) ausgerüstet.

Oftmals werden MEGC auch mit Stützbeinen („Lkw-Wechselbrücke“) ausgerüstet, um das Abladen ohne Kran zu ermöglichen und so den eigentlichen Lkw-Anhänger anderweitig nutzen zu können. Dies ist aktuell nur für 20-Fuß-Container möglich. Auch für den Schiffstransport sind solche Container in der Regel nicht mehr gut geeignet, da sie nicht stapelbar sind.

Die technischen Spezifikationen von MEGC-Containern variieren je nach Größe, Nenndruck und damit Kapazität. Die typischen **Nenndrücke** rangieren zwischen 300 und 500 bar. Die Container verfügen damit über hydraulische Volumina von 16 m³ (20 Fuß / 500 bar) bis 40 m³ (40 Fuß / 300 bar) und Nennkapazitäten von 400 kg (20 Fuß / 300 bar) bis 1100 kg (40 Fuß / 500 bar; jeweils brutto) („Angebot Wystrach“ 2020a). In jüngster Zeit sind auch MEGC mit 640 bar Nenndruck verfügbar, bei einem 20-Fuß-Container liegt die Brutto-Kapazität bei > 600 kg.

Die netto verfügbaren Kapazitäten hängen – wie bei allen Druckspeichern – vom gewählten, minimalen Restdruck ab, der innerhalb gewisser Grenzen variiert werden kann. Generell gilt: Je niedriger der gewählte Restdruck, desto größer ist die jeweilige Belastung und desto geringer sind die zulässigen Befüll-Zyklen.

Die Investitionskosten für MEGC-Container hängen von der Container-Größe sowie Anzahl und Nenndruck der einzelnen Speicher ab. Ein typischer MEGC kostet zwischen 250.000 € (20 Fuß, 300 bar) und 900.000 € (40 Fuß, 500 bar). Die oft gewählten MEGC mit 20 Fuß, 500 bar und Wechselbrücken kosten circa 420.000 €.

Kryospeicher

Bei der kryogenen Speicherung werden die physikalischen Eigenschaften von tiefkaltem Wasserstoff genutzt, um vor allem die Energiedichte des Speichersystems zu maximieren. Man unterscheidet hier

zwischen den Varianten LH2 („liquid H2“), (s)LH2 („sub-cooled liquid H2“) und CcH2 („Cryo-compressed H2“). Während die ersten beiden Technologien mit flüssigem Wasserstoff (bei Temperaturen < -253 °C) arbeiten, handelt es sich bei CcH2 um überkritischen Wasserstoff (bei zum Teil höheren Temperaturen), das heißt er liegt gasähnlich vor. Ein konkreter, breiter Einsatz dieser Technologien im Fahrzeug ist derzeit höchstens bei (s)LH2 (subcooled Liquid H2) absehbar. Hier arbeiten Daimler Truck und Linde an einem Tank-Standard sowie einer Sattelzug-Maschine.

Aufgrund der niedrigen Temperaturen besteht die Herausforderung bei allen Technologien darin, den Wärmeeintrag aus der Umgebung möglichst gering zu halten. Dies kann nie vollständig gelingen, so dass sich der Wasserstoff bei fehlender Entnahme erwärmt und in geringen Mengen gasförmig an die Umgebung abgegeben werden muss. Der Speicher leert sich also bei Nichtbenutzung von selbst („Boil-Off“ bzw. „Blow-Off“, typischerweise innerhalb von drei bis vier Wochen).

Als zusätzlicher Nachteil kommt hinzu, dass alle drei Technologien auf die Versorgung der Tankstelle mit flüssigem Wasserstoff angewiesen sind. Da die Verflüssigung von Wasserstoff sehr energieaufwändig und damit in Deutschland teuer ist, werden sich diese Technologien voraussichtlich frühestens durchsetzen, wenn großtechnische Import-Lieferketten zum Beispiel aus Nordafrika etabliert sind. Eine lokale Wertschöpfung im Havelland erscheint zum gegenwärtigen Stand ausgeschlossen.

Porenspeicher

Bei der Speicherung von Wasserstoff in Gesteinsporen, wie sie das Geoforschungszentrum Potsdam in Ketzin als **Demonstrationsprojekt** plant, handelt es sich – anders als bei den zuvor genannten Technologien – nicht um die Bereitstellung von hochreinem Wasserstoff für die unmittelbare technische Verwendung wie etwa im Straßenverkehr. Vielmehr ist es eine noch näher zu erforschende Möglichkeit der saisonalen Untergrund-Speicherung erneuerbarer Energien in bestimmten geologischen Formationen. Dies ist besonders in Verbindung mit großen Pipeline-Netzen (zum Beispiel dem H2-Startnetz Brandenburg) wichtig. Mit ihren Transportkapazitäten können sie die nötige Ein- und Ausspeicherung im größten Maßstab (allgemein sind mehrere Hundert Tonnen pro Tag denkbar) gewährleisten.

Die Speicherung in Gesteinsporen ist nicht zu verwechseln mit der ebenfalls im Untergrund stattfindenden Speicherung in Salzkavernen. Dafür sind ebenfalls bereits Demonstrationsprojekte in

Arbeit. Während es sich bei Letzteren um künstlich angelegte, großvolumige Hohlräume in hinreichend dicken Salzvorkommen handelt, bestehen Porenspeicher zumeist aus Sandstein oder Carbonat-Ablagerungen. Um eine Befüllung zu erleichtern, müssen sie hinreichend durchlässig sein. Auch ehemalige Öl- und Gasfelder sind auf Grund ihrer Porosität grundsätzlich geeignet. Weiterhin benötigen Porenspeicher oberhalb dieser Hohlräume eine undurchlässige Gesteins- oder Salzschiefer, die ein Entweichen des Wasserstoffs an die Oberfläche verhindert. Außerdem wird auch eine horizontale Abdichtung benötigt, die meist natürlichen, geologischen Ursprungs (etwa durch Verwerfungen) ist. In einen so beschaffenen Hohlraum wird zunächst ein vergleichsweise dichtes „Kissengas“ (zum Beispiel Stickstoff) eingeleitet. Es stellt den nötigen Mindestdruck sicher, bevor Wasserstoff als Arbeitsgas eingespeichert werden kann.

Bei der Verwendung von Porenspeichern – wie auch im eingeschränkten Maßstab bei Salzkavernen – sind insbesondere die folgenden Probleme zu quantifizieren und zu lösen:

- Dichtigkeit des Speichers, speziell bei signifikanten Drücken von bis zu 200 bar(a)
- Veränderung der Bodenbeschaffenheit durch geomechanische, aber vor allem mikrobiologische Interaktion, etwa durch die Bildung von giftigem Schwefel-Wasserstoff (H_2S).
- Qualität des ausgespeicherten Gases und (Wieder-)Aufbereitung für weitere Anwendungen.

Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ

Das GFZ Potsdam ist das nationale Forschungszentrum für Geowissenschaften in Deutschland und eine Stiftung des Öffentlichen Rechts. Die Erforschung der Untergrundspeicherung von Wasserstoff in salinen Aquiferen am GFZ Potsdam bildet den Anknüpfungspunkt zum H2VL-Projekt im Havelland.

Bisher wurde neben Stadtgas (bis zu 60 Prozent H_2) und Erdgas (1964-99), mittels Förderprojekten auch CO_2 (2004-17) am Speicherstandort Ketzin in geologischen Formationen im Untergrund gespeichert. Im Rahmen des Projekts GEOZeit wird die Speicherung von Wasserstoff in porösen Medien mittels Laborexperimenten und numerischen Simulationen am GFZ untersucht. Eine Doktorarbeit beschäftigt sich dabei explizit mit dem Standort Ketzin und der numerischen Simulation des Speicherbetriebs. Dabei können die bereits in der Speicherhistorie des Standorts erhobenen Daten für eine erste Machbarkeitsstudie genutzt werden. Das GFZ Potsdam ist Teil des Energiewendelabors Ketzin, allerdings gab es bisher noch keine Förderung eines Demonstrator-Projekts zur in-situ Erforschung der 100%-igen H_2 -Speicherung am Standort Ketzin.

In Ketzin handelt es sich nicht um eine Kaverne (Höhle, Hohlraum) wie beispielsweise eine Salzkaverne, sondern um einen Porenspeicher in Form eines salinen Aquifers (salzwasserführende Gesteinsschicht).

Ein Kavernenspeicher zeichnet sich durch eine hohe Technologiereife und Gasreinheit bei Entnahme aus. Da die dazu notwendigen geologischen Formationen nicht flächendeckend in Deutschland zur Verfügung stehen, ist eine ergänzende Option der Untergrundspeicher für die saisonale beziehungsweise kurzfristige Speicherung notwendig. Bei der Aquiferspeicherung erfolgt eine Gasinjektion in die Gesteinsporen (Porenspeicherung). Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es in Deutschland noch keinen Aquiferspeicher, der reinen Wasserstoff speichert. Daher gibt es für diese Technologie eine Vielzahl an ungeklärten Fragestellungen. Unter anderem mit welchen Interaktionen zwischen Wasserstoff, Gesteinen und Fluiden im Untergrund zu rechnen ist oder auch welche Verluste entstehen können. Neben den geowissenschaftlichen Fragestellungen ist auch die Wirtschaftlichkeit der Technologie zu klären. Dabei können die Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung (bis zu 60 Prozent H₂) wichtige Hinweise liefern. Zudem ist die Reinheit des Wasserstoffs zu klären, der aus dem Speicher gefördert wird. Eine dafür notwendige Gasreinigungsanlage über Tage ist unerlässlich und muss dem Speicherstandort entsprechend dimensioniert werden. Das Gastechnologische Institut gGmbH Freiberg (DBI) forscht auf diesem Gebiet. Kritische Bestandteile des Gasgemischs können benannt werden. Welche Anwendungsmöglichkeiten es für das geförderte Gas gibt, hängt von der regionalen Infrastruktur und der erreichten Gasreinheit ab.

Das H2VL Projekt kann bei der Einbindung des Speichers in das Gesamtsystem H₂-Wirtschaft im Havelland helfen. Interessante Fragestellungen in diesem Kontext sind:

- Welcher Bedarf an Speicherkapazität besteht?
- Welche Anwendungsfälle existieren nach der Speicherung?
- Wie kann ein wirtschaftlicher Betrieb des Speichers ermöglicht werden?
- Was sehen andere Projekte im Havelland in Richtung Speicher vor?
- Wie kann der Speicher in die regionale H₂-Wertschöpfungskette integriert werden?

Ein Grundlagen-Vortrag zum Thema „Untergrundspeicherung von Wasserstoff“ über ein von der NOW GmbH organisiertes Webinar für ein überregionales Auditorium befindet sich in Planung.

6.2 TRANSPORT

Die Art des Transports von im Havelland erzeugten Wasserstoff ist auch für die Auswahl der am Erzeugungs- und Zielort benötigten Speicher von enormer Relevanz. Nur eine ganzheitliche Betrachtung inklusive Speicherung, Transport, Erzeugungs- und Bedarfsprofilen führt zu einer kostenoptimalen Lösung. Deshalb werden nachfolgend die in Frage kommenden **Transportarten** kurz vorgestellt (Tabelle 22):

Tabelle 22: Vergleich verschiedener Transporttechnologien

	Pipeline	Lkw (Druckgasbehälter)	Lkw (flüssiger Transport)	Schiene
Geometrie	Durchmesser ca. 1m	Containerformat	Großzylinder	Containerformat / Großzylinder
Fülldruck in bar(a)	100 (zumeist 80)	300 – 500	10 – 15	300 – 500 / 10 – 15
Füllmenge (brutto) in kg	-	400 – 1.100	2.000 – 4.000	400 - 1.100 / 2.000 – 4.000
Investitionskosten	~ 1,4 – 1,7 Mio. € / km	Anhänger (+ Zugmaschine): 680.000 + 110.000 € ³⁷ Container: 250.000 € (20 Fuß, 300 bar) / 900.000 € (40 Fuß, 500 bar) ³⁸	Anhänger (+ Zugmaschine): 800.000 € + 110.000 € ³⁸ Container: Abhängig von spez. Anforderungen	Abhängig von spez. Anforderungen

Pipeline

Pipelines können große Mengen Wasserstoff auf **lange Entfernungen** transportieren und sind sehr kosteneffektiv. Perspektivisch werden sie daher auch als wichtige komplementäre Technologie für das Stromnetz eingesetzt werden, weil sie eine mindestens ähnliche Transportkapazität bei geringeren Investitionskosten erreichen (Massenströme > 1 kg/s bzw. > 120 MW sind selbst für kleinere Rohrleitungen ohne Weiteres erreichbar). Ein ausreichend ausgebautes Transportnetz ist eine wichtige Bedingung für die breite Verwendung von Wasserstoff, insbesondere bei Großverbrauchern mit kontinuierlichem Abnahmeprofil (zum Beispiel Chemie- oder Stahlindustrie).

Die technischen Spezifikationen von H₂-Pipelines unterscheiden sich je nach Einsatzzweck stark. Für den Langstreckentransport im großen Maßstab sind analog zu Erdgasleitungen Durchmesser von circa

³⁷ Quelle: (Bünger und Nicolai 2020)

³⁸ Quelle: („Angebot Wystrach“ 2020b)

1 m vorgesehen. Die Drücke liegen dann bei bis zu 100 bar (zumeist 80 bar). Für den Einsatz im Verteilnetz sind deutlich kleinere Durchmesser und ein geringerer Druck üblich.

Die **Investitionskosten** für H2-Pipelines lassen sich nur schwer quantifizieren. Für neu zu verlegende Trassen kalkuliert die IEA zum Beispiel circa 1,2 Mio. US-\$ / km (bei hinreichender Länge)³⁹. Aktuellere Schätzungen sind weniger optimistisch und rangieren um 1,4 – 1,7 Mio. € / km – je nach Topologie und Bodenbeschaffenheit.

Um die Investitionskosten für den Aufbau eines Pipeline-Netzes gering zu halten, wird oft auch die Ertüchtigung der vorhandenen **Erdgasinfrastruktur** diskutiert. Dies ist jedoch mit diversen Schwierigkeiten im Detail verbunden, die je nach Netzbetreiber und sogar je nach Trasse variieren können. Dabei steht oftmals gar nicht die eigentliche Leitung im Fokus, sondern die umgebende Anlagentechnik mit ihren Sensoren, Aktoren (vor allem Schieber und Verdichter), Dichtungen und Sicherheitsvorrichtungen. Entsprechend ist es nicht möglich, pauschale Aussagen zu treffen.

Da die Energiedichte von Wasserstoff bei gleichem Druck deutlich kleiner ist als jene von Erdgas, muss die Rohrleitung anders ausgelegt werden, um die gleiche Transportleistung zu erreichen: Entweder wird der Druck signifikant erhöht und/oder der Durchmesser wird größer gewählt. Beide Maßnahmen erhöhen durch die größeren Umfangskräfte die Materialbelastung beziehungsweise die benötigte Wandstärke.

Aus diesem Grund werden neu geplante Transportleitungen in der Regel aus (zum Teil hochfestem) Stahl gefertigt, der zum Schutz vor der sogenannten H2-Versprödung durch eine innenliegende Beschichtung („Liner“, zum Beispiel aus Polyethylen) ergänzt wird.

Bei ertüchtigten Erdgasleitungen ist jedoch keine der beiden oben genannten Maßnahmen realisierbar. Das bedeutet, dass hier mit einem Verlust der Transportleistung gegenüber Erdgas gerechnet werden muss. Dies trifft umso mehr zu, als dass die für die Ertüchtigung zu ergreifenden Maßnahmen die Kapazität üblicherweise weiter einschränken: So ist bei Leitungen aus Stahl oder Gusseisen zum Schutz vor H2-Versprödung entweder der nutzbare Druck gegenüber der ursprünglichen Auslegung abzusenken oder die Leitungen werden nachträglich mit einem Liner ausgerüstet⁴⁰, was den nutzbaren Querschnitt verringert. Einzig bei nativen Polyethylen-Leitungen, die auf Grund der geringeren Festigkeiten eher bei niedrigen Drücken und Durchmessern – also im Verteilnetz – eingesetzt werden, ist in der Regel nicht mit Anpassungen am Leitungsmaterial zu rechnen.

³⁹ Quelle: (IEA 2021)

⁴⁰ Hierfür sind Erdarbeiten an bestimmten Punkten der Leitung erforderlich, jedoch nicht auf der vollen Länge.

Da Pipelines in der Regel mit hohen Anfangsinvestitionen und langen Planungsphasen verbunden sind, eignen sie sich weniger für kleinere, lokale Vorhaben⁴¹. Sofern sich kleinere Erzeugungsanlagen in unmittelbarer Umgebung einer geplanten Leitungstrasse befinden, können sie diese gegebenenfalls als Senke nutzen, um etwaige Produktionsüberschüsse abzugeben und so die Auslastung zu steigern. Umgekehrt können Pipelines zur Versorgung kleinerer Vorhaben genutzt werden, auch wenn letztere nicht direkt an der Trasse liegen (nämlich unter Verwendung von nahegelegenen Abfüllstationen für Lkw-Transport als „letzte Meile“). Insofern bieten bereits die für 2030 geplanten, ersten Ausbaustufen des „H2-Startnetz“ und des „European Hydrogen Backbone“ (welche von Rostock kommend über Pritzwalk und Kyritz in südsüdöstlicher Richtung zwischen Ketzin und Wustermark verlaufen) große Chancen für die Region, die bei der Planung weiterer Erzeugungs- und Abfüllanlagen zu berücksichtigen sind (Abbildung 29).

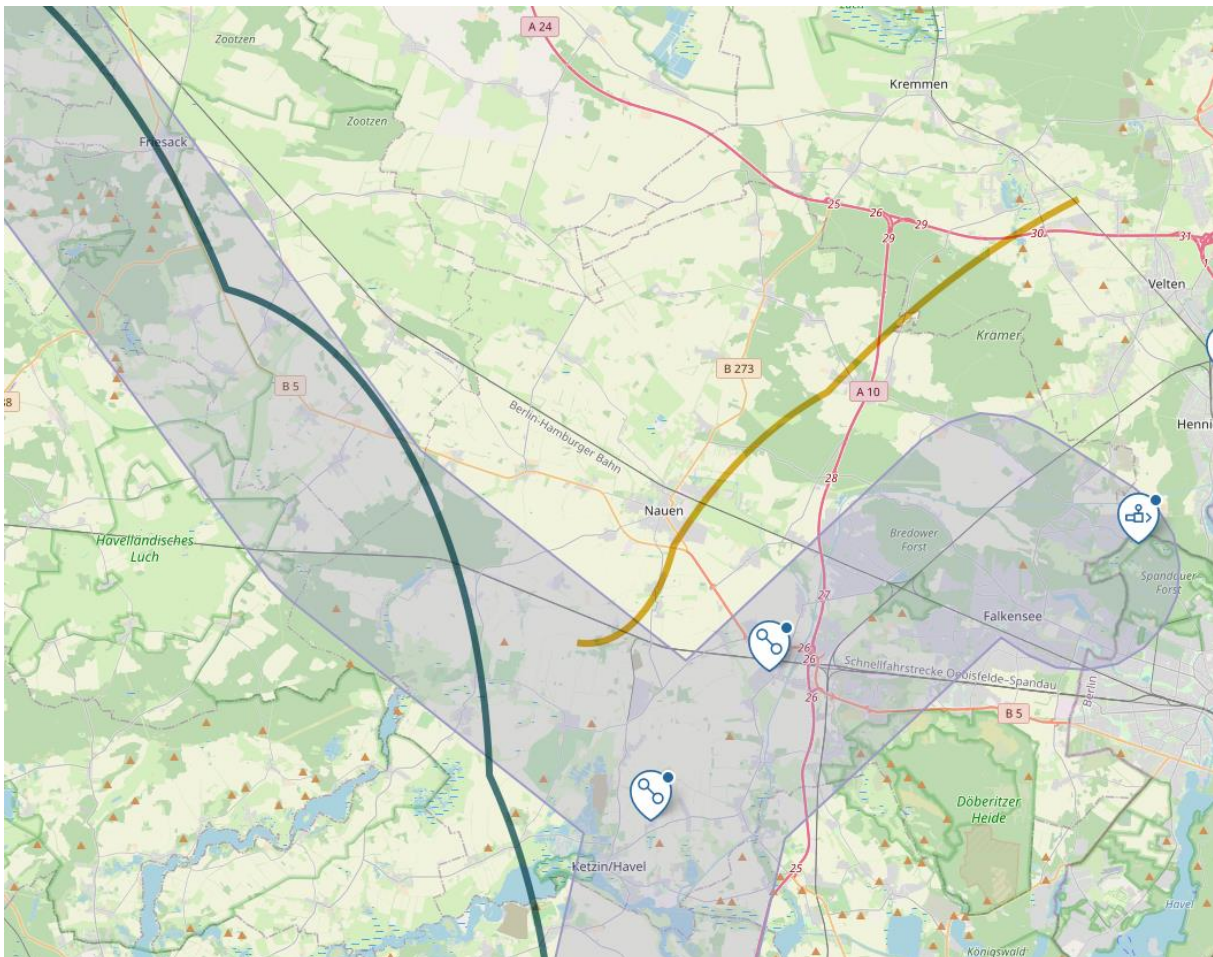


Abbildung 29: Auszug aus dem H2-Marktplatz Berlin Brandenburg. Die Trassierung des „H2-Startnetz“ ist als violette Fläche dargestellt, der „European Hydrogen Backbone“ wird durch die Linien abgebildet. Dargestellt ist die für 2030 geplante erste Ausbaustufe.

⁴¹ Sämtliche in diesem Bericht thematisierten, konkreteren Erzeugungsvorhaben sind in diesem Kontext als „klein“ zu verstehen.

Lkw

Bei den im Havelland diskutierten typischen Erzeugungs- und Bedarfsmengen ist der Lkw das **Transportmittel der Wahl**. Hier existieren verschiedene Varianten, die sich vor allem durch Drücke und Mengen unterscheiden. Sämtliche gängigen Lösungen sind als Sattelaufleger ausgeführt, so dass nahezu beliebige Zugmaschinen verwendet werden können.

Die bisher üblicherweise verwendeten, konventionellen Anhänger⁴² verfügen über 9 bis 10 schmale Stahlzylinder von circa 10 bis 12 m Länge, die liegend in einem Gestell angeordnet sind. Diese Anhänger sind spezifisch für den Transport von Wasserstoff entwickelt worden und arbeiten bei Nenndrücken von maximal 300 bar (zumeist 200 bar). Auf diese Weise lassen sich maximal 400 kg (brutto) transportieren. Trotz der spezifischen Bauweise handelt es sich hierbei um die günstigste Art des Transports (sofern Mengen und Drücke im oben genannten Rahmen bleiben).

Auf Grund der steigenden Anforderungen an Transportmengen und -drücke beziehungsweise den geringeren Transportkosten bei diesen Bedingungen werden diese Trailer zunehmend durch *Multiple Element Gas Container* (vgl. Kapitel 6.1) ersetzt, die gern auf Wechselbrücken eingesetzt werden. In diesem Fall können auch die Trailer selbst generisch sein, sofern sie über die benötigten Aufnahmen für See-Container verfügen. Darüber hinaus beschleunigt diese Konfiguration die Umschlagszeiten enorm, weil die Container in kurzer Zeit abgeladen werden können, während bei herkömmlichen Trailern ein Überströmen stattfindet, das zwischen 30 und 60 Minuten dauert. Heutige Konzepte nutzen oft den Anhänger selbst als Speicher und ein Überströmen ist somit oft nicht notwendig.

Schiene

Eine bisher kaum genutzte und für das Havelland möglicherweise besonders relevante Option ist der Schienentransport von Wasserstoff. Hierzu können die bereits mehrfach erwähnten *Multiple Element Gas Container* problemlos genutzt werden, da die Waggons und Umladeterminale weit verbreitet sind⁴³.

Der Transport über die Schiene ist in der Regel nicht nur umweltfreundlicher⁴⁴, sondern auch **kostengünstiger** als Lkw-Transport (die kolportierten Kosten für einen 40-Fuß-Container liegen bei circa 1,45 € / km), insbesondere, wenn der Abnehmer direkt per Schiene erreichbar ist und somit in

⁴² Druckgasbehälter

⁴³ Der Schienentransport von Flüssig-H₂ wird an diese Stelle nicht berücksichtigt

⁴⁴ Hier wird von elektrifizierten Strecken ausgegangen

Zielnähe kein Umladen auf Lkw erfolgen muss. Außerdem fahren Güterzüge oft nachts – besonders für den Transport von aus PV-Strom erzeugtem Wasserstoff könnte das mittelfristig ein Vorteil sein.

Nachteilig stellt sich die gegenüber Lkw geringere Termintreue dar. Auch für den pünktlichen Rücktransport der leeren Container zum Ausgangspunkt müssen Lösungen gefunden werden, die mit den betrieblichen Gegebenheiten von Güterzügen vereinbar sind.

Dennoch kann die Schiene mittelfristig wahrscheinlich die Mengen-Lücke zwischen Lkw- und Pipeline-Transport schließen. Im Havelland bietet sich hierfür der Rangierbahnhof der Rail and Logistik Center Wustermark GmbH & Co. KG auf Grund der Nähe zu den Pipeline-Knotenpunkten sowie dem Energiewendelabor Ketzin in idealer Weise an. Gelingt es, den Rangierbahnhof an das H2-Startnetz anzubinden, könnte er die Versorgung von geeignet gelegenen Großverbrauchern (im Bereich von 3 bis 20 Tonnen pro Tag, perspektivisch auch noch größer) in Sachsen-Anhalt, im nördlichen Niedersachsen, entlang der Elbe flussabwärts, im Berliner Umland oder auch in West-Polen gewährleisten. Selbst eine Versorgung von Akteuren in Tschechien, Süd-Niedersachsen, Thüringen, Nordhessen und Franken scheint möglich und kann unter Umständen wirtschaftlich sinnvoll sein, wenn an anderen, näher gelegenen Pipeline-Knotenpunkten (vor allem Halle / Leipzig und Mannheim) keine geeigneten Schienenkapazitäten zur Verfügung stehen. Dies trifft umso mehr zu, als dass die Umstellung von Rohrleitungen lange Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Ertüchtigung benötigt, während das Schienennetz sehr schnell für den Transport moderater Mengen zur Verfügung steht.

6.3 TANKSTELLE

H2-Tankstellen sind ein wichtiger Bestandteil der H2-Infrastruktur und ermöglichen es, Wasserstoff als Brennstoff für FCEVs zu verwenden.

Nachfolgend werden erst allgemeine Fragestellungen in der Planungsphase diskutiert, anschließend wird der Aufbau mit verschiedenen Komponenten näher betrachtet.

Folgende Fragestellungen sind bei der Tankstellenplanung relevant:

Standortwahl

- Welcher Standort ist für die H2-Tankstelle geeignet?
- Hierbei müssen Faktoren wie die geografische Lage, Zugänglichkeit für Fahrzeuge und potenzielle Kunden, Verfügbarkeit von H2-Lieferanten und behördliche Vorschriften berücksichtigt werden

H2-Versorgung

- Wie wird der Wasserstoff für die Tankstelle bereitgestellt?
- Es müssen Fragen der Beschaffung, des Transports, der Lagerung und der Sicherheit des Wasserstoffs geklärt werden. Dies kann beispielsweise durch die Anbindung an eine regionale H2-Produktionsanlage oder durch den Einsatz von H2-Lieferanten erfolgen.

Infrastruktur und Ausstattung

- Welche technischen Anforderungen sind für die Tankstelle erforderlich? Dazu gehören die Auswahl der Tankstellenart (Druck- oder Flüssig-H₂), die Anzahl und Art der Tankstellenzapfsäulen (350 bar / 700 bar), die Verfügbarkeit von Hochdruck- oder Niederdruck-H₂ sowie die Vorkehrungen für die Sicherheit und den Umweltschutz.

Genehmigungen und Vorschriften

- Welche behördlichen Genehmigungen und Vorschriften müssen beachtet werden? Es ist wichtig, sich über lokale, regionale und nationale Vorschriften im Zusammenhang mit H₂-Tankstellen zu informieren, einschließlich Sicherheits- und Umweltauflagen sowie Baugenehmigungen.

Wirtschaftliche Aspekte

- Wie sieht die Wirtschaftlichkeit der H₂-Tankstelle aus? Hierbei müssen die Investitionskosten, Betriebskosten, potenzielle Umsätze und Geschäftsmodelle bewertet werden. Es kann auch wichtig sein, Fördermöglichkeiten und steuerliche Anreize in Betracht zu ziehen.

Kundennachfrage

- Gibt es eine ausreichende Nachfrage nach H₂-Fahrzeugen und somit nach einer H₂-Tankstelle in der geplanten Region? Eine Analyse der aktuellen und zukünftigen Marktnachfrage ist wichtig, um die Rentabilität der Tankstelle zu gewährleisten.

Netzwerk und Kooperationen

- Sind Kooperationen mit H₂-Lieferanten, Fahrzeugherstellern, lokalen Unternehmen oder Regierungsstellen erforderlich oder vorteilhaft, um den Erfolg der H₂-Tankstelle sicherzustellen?

In der Planungsphase für jede spezifische H₂-Tankstelle werden die vorangegangenen Fragestellungen geklärt. Demnach gibt es H₂-Tankstellen in verschiedenen Ausführungen, je nach Anforderungen.

Die beiden gängigsten Ansätze für den Betrieb sind Hochdruckspeicher und Booster-Verdichter.

Der allgemeine Aufbau umfasst folgende Komponenten:

H2-Erzeugungseinheit

Wasserstoff wird normalerweise aus Erdgas oder durch Elektrolyse von Wasser erzeugt. Bei der Elektrolyse wird elektrischer Strom verwendet, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten.

H2-Aufbereitungseinheit

Wasserstoff muss aufbereitet werden, um Verunreinigungen zu entfernen, bevor er in das Fahrzeug eingespeist wird. Zu Verunreinigungen zählen Feuchtigkeit, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid.

Speichereinheit

In der Speichereinheit der H2-Tankstelle wird der Wasserstoff aufbewahrt, bevor er in das Fahrzeug eingespeist wird. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Wasserstoff zu speichern, darunter Hochdruckspeicher und flüssige H2-Tanks (Kryotanks). Eine genaue Übersicht ist in Kapitel 6.1 aufgeführt.

Kompressionseinheit

Die Kompressionseinheit der H2-Tankstelle besteht in der Regel aus einem Kompressor, der den Wasserstoff auf einen hohen Druck komprimiert. Der Druck ist notwendig, um genügend Wasserstoff in das Fahrzeug einzuspeisen, damit es eine angemessene Reichweite hat. Es gibt zwei gängige Ansätze für die Kompression: Hochdruck-Speicher und Booster-Verdichter. Hochdruck-Speicher arbeiten mit einer stationären Druckanlage, die den Wasserstoff in den Speicher lädt und diesen dann mit hohem Druck abgibt. Booster-Verdichter arbeiten dagegen mit einer beweglichen Verdichtereinheit, die den Wasserstoff aus dem Speicher abpumpt und auf einen höheren Druck verdichtet, bevor er in das Fahrzeug eingespeist wird.

Abgabesystem

Das Abgabesystem der H2-Tankstelle umfasst eine Füllsäule, die den Wasserstoff in das Fahrzeug einspeist. Es gibt verschiedene Anschlüsse und Standards für die Füllsäulen, je nach Fahrzeugkategorie und Region. Die häufigsten Standards sind SAE J2601 und ISO 17268. Der Füllvorgang kann je nach Fahrzeugtyp und Tankgröße zwischen drei und fünf Minuten dauern. In der Regel gibt es verschiedene Arten von Füllsäulen, einschließlich Einseiten- oder Zweiseitenbetankung, die unterschiedliche Kapazitäten und Geschwindigkeiten haben. Die meisten modernen Füllsäulen verfügen über eine automatische Abschaltung, um eine Überfüllung des Fahrzeugs zu vermeiden.

Die Kosten für den Bau einer H2-Tankstelle hängen von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der Kapazität des Speichers, der Leistung des Kompressors und der Größe des Abgabesystems. In der Regel kostet eine typische H2-Tankstelle für Pkw zwischen 1,5 und 2,5 Millionen Euro. Tankstellen für Busse und Lkw haben in der Regel eine höhere Kapazität und kosten entsprechend mehr. Es ist wichtig zu beachten, dass die Kosten je nach Region und den lokalen Vorschriften für Sicherheit und Umweltschutz variieren können.

Im Rahmen des H2VL Projekts wurden Gespräche mit nachfolgenden Stakeholdern geführt und Anknüpfungspunkte für die Region identifiziert.

BMV Mineralöl Versorgungsgesellschaft mbH

BMV Mineralöl betreibt in Deutschland etwa 140 konventionelle Tankstellen der Marken Sprint und GO. Ziel ist der Betrieb von H2-Tankstellen mit besonderem Fokus auf dem Schwerlastverkehr.

BMV Mineralöl kooperiert mit der ABO Wind AG, die in gemeinsamen Projekten die Bereiche erneuerbare Energien und Elektrolyse abdecken soll.

Die benachbarten Güterverkehrszentren von Brieselang und Wustermark in Kombination mit angrenzenden Flächen, auf denen Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen errichtet werden könnten, werden von BMV Mineralöl als Standort für eine H2-Tankstelle in Betracht gezogen.

H2 Mobility

H2 Mobility ist ein Unternehmen, das sich auf den Aufbau und Betrieb von H2-Tankstellen spezialisiert hat. Das Geschäftsmodell von H2 Mobility basiert auf der Schaffung einer Infrastruktur für die Bereitstellung von Wasserstoff als alternative Kraftstoffquelle für Fahrzeuge.

H2 Mobility arbeitet eng mit Unternehmen aus der Automobilindustrie, Energieversorgungsunternehmen und anderen Akteuren zusammen, um ein flächendeckendes Netzwerk von H2-Tankstellen aufzubauen. Das Unternehmen identifiziert potenzielle Standorte für Tankstellen, führt Machbarkeitsstudien durch und plant die Installation der erforderlichen Ausrüstung. Ein möglicher Anknüpfungspunkt könnte ein Ausbau der bestehenden TotalEnergies Tankstelle auf Wasserstoff am Standort Nauen sein.

Fazit: In diesem Kapitel wurde ein umfassender Einblick in die Themen Speicherung, Verteilung und Transport von Wasserstoff gegeben. Diese stellen ein Bindeglied für eine erfolgreiche Integration von Wasserstoff in die gesamte Wertschöpfungskette dar. Die Untersuchung verschiedener Speicher- und Transporttechnologien zeigt, dass viele Ansätze erforderlich sind, um den spezifischen Anforderungen unterschiedlicher Anwendungen gerecht zu werden. Effiziente und sichere Speicherlösungen sowie gut ausgebaute Infrastrukturnetze sind entscheidende Erfolgsfaktoren, um die Vision einer nachhaltigen Zukunft zu verwirklichen.

7 REGIONALE H2-CLUSTER

Teil des H2VL-Projekts war die Entwicklung konkreter H2-Projekte sowie die Beratung der jeweiligen Stakeholder. Im Laufe des Projekts wurden mit mehr als 20 Stakeholdern Gespräche zur ihren H2-Aktivitäten geführt und eine begleitende Umfrage ausgewertet. Aus den Ergebnissen wurden einige Projektbestrebungen ausgewählt, mit denen im zweiten Teil des Projekts in eine intensive Projektentwicklung eingestiegen wurde. Die Kriterien für den Auswahlprozess werden in Abbildung 30 dargestellt.

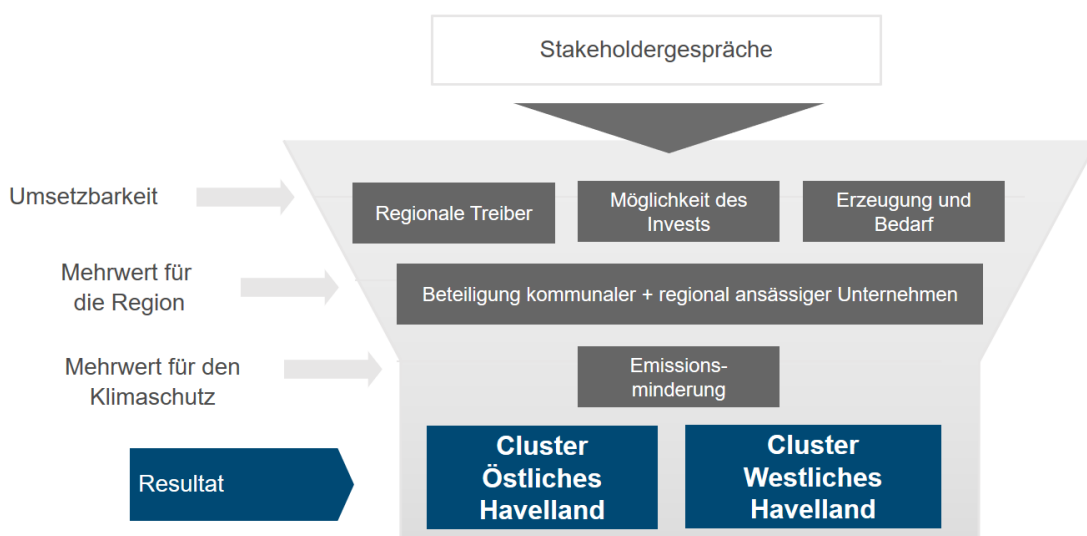


Abbildung 30: Methodik zur Bewertung der Stakeholder in den Clustern

Durch eine engagierte Beratung und einen iterativen Prozess wurden aus den ausgewählten Projektideen zwei konkrete Cluster entwickelt, die die unterschiedlichen Interessen der Stakeholder vereinen. Im Cluster "Östliches Havelland" in der Region Ketzin/Nauen wurde eine vollständige Wertschöpfungskette von der Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs bis zur Nutzung in kommunalen Flotten aufgebaut und wirtschaftlich bewertet. Dabei wurden auch Entwicklungspotenziale für das Havelland aufgezeigt. Im Cluster "Westliches Havelland" liegt der Fokus auf einem integrierten Energiesystem zur Dekarbonisierung der Rathenower Fernwärme und der gleichzeitigen Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff für lokale Flotten. Beide Cluster haben ihre eigenen regionalen und

inhaltlichen Schwerpunkte, um die Energiewende voranzutreiben und werden in Abbildung 31 dargestellt.

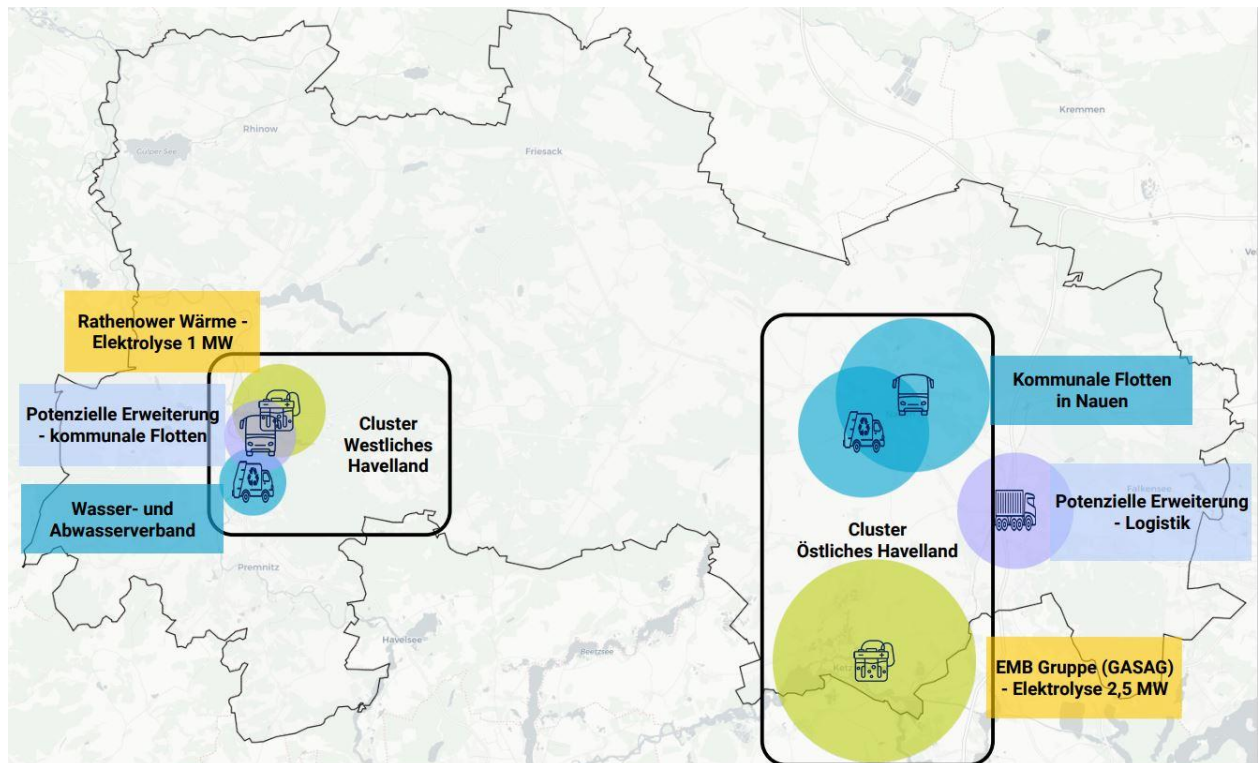


Abbildung 31: Im H2VL-Projekt entwickelte H2-Cluster

7.1 CLUSTER ÖSTLICHES HAVELLAND

Beschreibung des Clusters

Mit der regionalen Umsetzung der gesamten H₂-Wertschöpfungskette – von Produktion über Transport bis zur Abnahme – kann am Standort Nauen ein Vorreiterprojekt für grünen Wasserstoff entstehen. Die EMB Energie Mark Brandenburg GmbH (EMB) – als Teil der GASAG Gruppe – plant eine 3 MW H₂-Elektrolyse am Standort des Energiewende Labor Ketzin (Brandenburg). Der aus erneuerbarem Strom hergestellte Wasserstoff soll kommunalen Bus- und Müllabfuhr-Flotten im Landkreis Havelland zur Verfügung gestellt werden. Die anfallende Abwärme der Elektrolyse kann direkt am Standort in der Erdgasübergabestation der NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG (NBB) – ebenfalls Teil der GASAG-Gruppe – verwendet werden und vermeidet damit jährlich 1,2 Mio. kWh an Erdgasverbrauch. Direkt am Standort Ketzin führt eine vom vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber ONTRAS geplante H₂-Leitung vorbei, die bis 2030 in Betrieb genommen werden soll und die Einspeisung von Überschussmengen ermöglicht.

Als vielversprechende Abnehmer des Wasserstoffs bieten sich derzeit besonders Teile der kommunalen Flotten in der nahegelegenen Stadt Nauen an. Aufgrund ausreichender theoretischer Mengen besteht hier großes Interesse an einer Umstellung auf H2-Antriebe, insbesondere aufgrund der längeren Fahrstrecken im ländlichen Bereich.

Durch das H2VL-Projekt konnten die Hauptakteure zusammengebracht, erste Modellrechnungen durchgeführt, sowie die Absichtserklärung für den Förderantrag der Elektrolyseanlage in Ketzin erstellt werden. Dieser Förderantrag (NOW-Förderung für Elektrolyse Kapazitäten für den Transportsektor) wurde im Namen der Energie Mark Brandenburg (EMB), eingereicht und wurde zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bereits vorläufig bewilligt. Weiterhin liegt bereits eine BImSchG-Genehmigung für einen 1 MW-Elektrolyseur vor, welche mit geringem Aufwand erweitert werden muss für den Betrieb einer 3 MW Elektrolyse-Anlage. Der Standort eignet sich besonders, da die Flächen mit netzgebundener Infrastruktur für die Strom- und Gasversorgung gut erschlossen sind. Weiterhin befindet sich die Nauener Platte in direkter Umgebung, ein Gebiet mit rund 300 Windkraftanlagen. Ebenfalls ist eine Anbindung an die Leitungstrasse des European Hydrogen Backbone zwischen Leipzig und Rostock über das Projekt „doing hydrogen“ des Ferngasnetzbetreibers ONTRAS vorstellbar und an das deutsche H2-Kernnetz.

Für eine erfolgreiche Umsetzung des Projekts sind verbindliche Abnahmezusagen der kommunalen Flottenbetreiber gegenüber EMB notwendig. Gleichzeitig bedarf es langfristiger Preisfestlegungen sowie klare Absprachen bezüglich des Umgangs mit den Chancen und Risiken, die sich aus den zu erwartenden Schwankungen bei Strompreisen, THG-Quotenpreisen und Diesel-Preisen ergeben.

Eine Aufstellung der Hauptakteure ist in Abbildung 32 dargestellt.

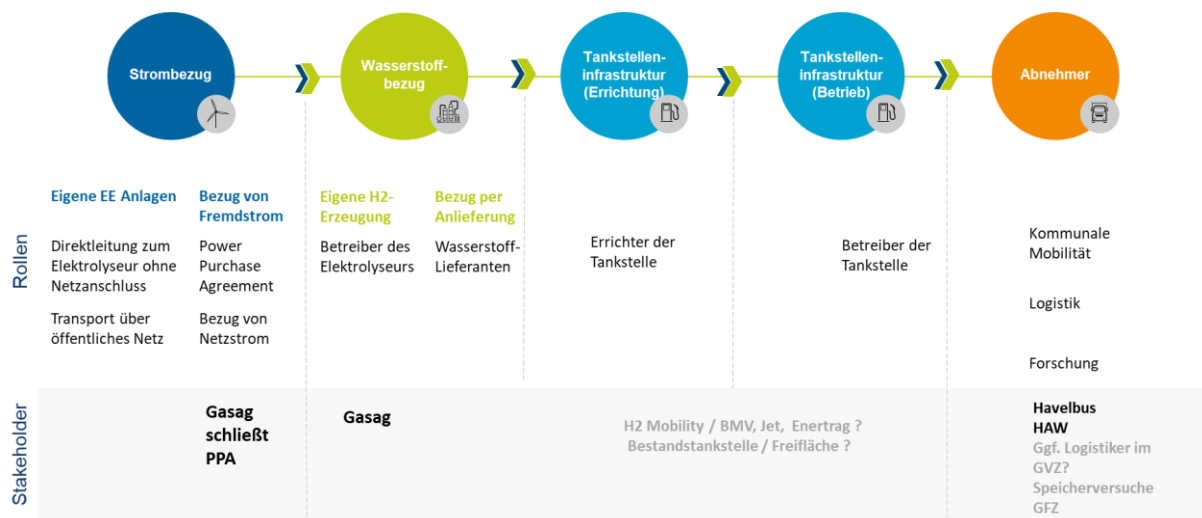
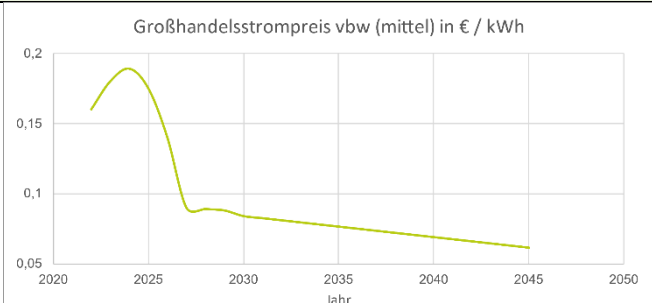


Abbildung 32: Wertschöpfungskette Cluster „Östliches Havelland“

In der nachfolgenden Analyse werden getroffene Annahmen (siehe Tabelle 23 basierend auf Erfahrungswerten⁴⁵) und eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für dieses Cluster näher betrachtet.

Tabelle 23: Annahmen Wirtschaftlichkeitsrechnung Cluster „Östliches Havelland“

	Größe	Einheit	Wert
Elektrolyse	Investitionskosten ⁴⁶	Mio. €	3,25 (2024); 1,3 (2030)
	Förderung	%	45
	Strombedarf	kWh / kg	55
	Installierte Leistung	MW	3 (2024); zusätzlich 1 (2030)
	Vollbenutzungsstunden	h / a	4.000
	Stromkosten	ct	10
	Wartungskosten, Personal	%	3 % der CAPEX
	H2-Bezugspreis an Tankstelle	€ / kg	11 (netto)
Tankstelle	Investitionskosten ⁴⁷	Mio. €	5,4 ⁴⁸
	Förderung	%	50
	Strombedarf	kWh / kg	5
	Stromkosten	€ / kWh	 <p style="text-align: center;">Großhandelsstrompreis vbw (mittel) in € / kWh</p> <p style="text-align: center;">Abbildung 33 Übersicht Stromkosten Tankstelle ⁴⁹</p>
	Wartungskosten, Personal		5 % der CAPEX

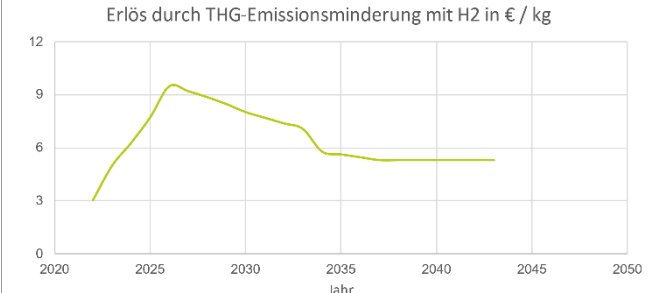
⁴⁵ Es liegen keine tagesaktuellen Angebotspreise vor

⁴⁶ Inklusive der Kosten für Engineering, Procurement, Construction (20 % der CAPEX)

⁴⁷ Inklusive der Kosten für Engineering, Procurement, Construction (20 % der CAPEX)

⁴⁸ Annahme: Trailer-Konzept mit 350 und 700 bar Tankoption, back-to-back fähig

⁴⁹ (Progos AG 2022)

	Erlös durch THG-Minderung	€/ kg	 <p>Abbildung 34 Erlös durch THG Minderung (eigene Annahmen)</p>
	H2-Verkaufspreis	€/ kg	
Auswertung	Abschreibungszeitraum	a	16
	Fremdkapital Zins	%	6,5

Erzeugung

Der erforderliche grüne Strom für den Betrieb des Elektrolyseurs wird aus dem Stromnetz bezogen und von Onshore-Windanlagen und PV-Anlagen aus dem Portfolio der GASAG Gruppe in Brandenburg bereitgestellt. Dafür bietet sich ein Stromliefervertrag (PPA, Power Purchase Agreement) an, der konform ist mit den Regeln des delegierten Rechtsaktes zur Definition von erneuerbarem Wasserstoff gemäß RED II. Die GASAG-EMB profitiert durch einen PPA von einem vorhersehbaren Strompreis und Strom aus erneuerbaren Quellen. Das Stromerzeugungsunternehmen profitiert von einer langfristigen Absicherung für den Verkauf des erzeugten Stroms, was die Finanzierung und Rentabilität des Projekts unterstützt. Somit wird Investitionssicherheit und Marktstabilität geschaffen. Die konkrete Aushandlung der Vertragsbedingungen erfolgt in einem Individualvertrag zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung.

Der geplante Elektrolyseur ist mit einer installierten Leistung von 2,5 MW und 4000 VBS/a veranschlagt. Mit steigendem Bedarf der kommunalen Flottenbetreiber bietet sich eine Erweiterung auf 3,5 MW an. Somit lässt sich der Bedarf auch für die maximale Ausbaustufe der Flottenbetreiber im Jahr 2032 für den Standort Nauen decken. Zusätzlich zur H2-Produktion könnte die Abwärme des Elektrolyseurs in der nahegelegenen Gasübernahmestation eingesetzt werden, um den Gasstrom bei der Entspannung zu erwärmen. Die Nutzung der Abwärme verbessert zudem das Geschäftsmodell und stellt eine weitere Einnahmequelle für den Betreiber des Elektrolyseurs dar. Vor allem verdrängt die Abwärme fossile Kesselwärme und ermöglicht damit eine zusätzliche Emissionsreduktion.

Bedarf

Nachfolgend zeigt Abbildung 35 den potenziellen Flottenhochlauf und die quantifizierte H₂-Abnahme zeitlich aufgelöst.

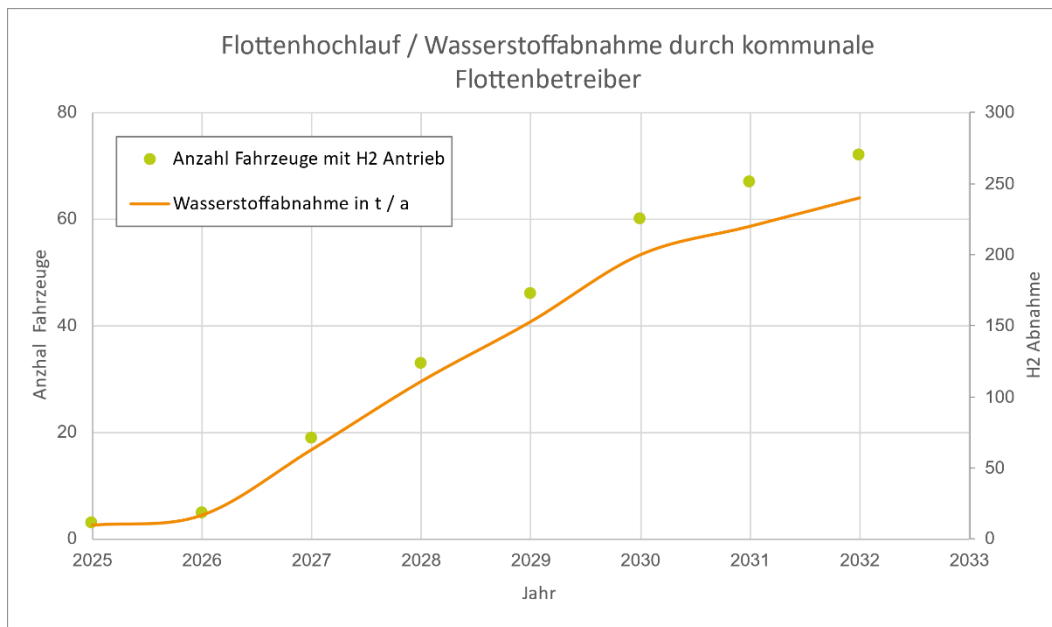


Abbildung 35: Flottenhochlauf und H₂-Abnahme im Cluster „Östliches Havelland“

Es ist ein stetiger Anstieg der Fahrzeuge mit H₂-Antrieb zu erkennen – damit einhergehend steigt die prognostizierte H₂-Abnahme bis auf einen Maximalwert von circa 240 Tonnen pro Jahr für den Standort in Nauen an. Die entsprechende Substitution von Diesel-Kraftstoff durch 240 Tonnen erneuerbarem Wasserstoff pro Jahr führt zu CO₂-Einsparungen von ca. 6.100 Tonnen pro Jahr. Bislang wurde ein Abnahmepreis von 7,56 € pro kg (netto) Wasserstoff angenommen. Zum aktuellen Zeitpunkt ist mit diesem Preis die Parität zu Diesel gegeben. Künftig ist für Diesel mit großen Preissteigerungen zu rechnen, wohingegen ein stabiler H₂-Preis über langfristige Lieferverträge kalkulierbar bleibt. Eine detaillierte Übersicht über die Total Cost of Ownership bei der Umstellung der Flotte auf alternative Antriebe ist im Kapitel 5.1– ÖPNV beschrieben.

Speicher / Verteilung

Abbildung 36 zeigt ein mögliches Tankstellenkonzept (vereinfacht dargestellt) für den Standort Nauen. Grundlage dafür ist ein Trailer-Belieferungskonzept für unterschiedliche Tankoptionen.

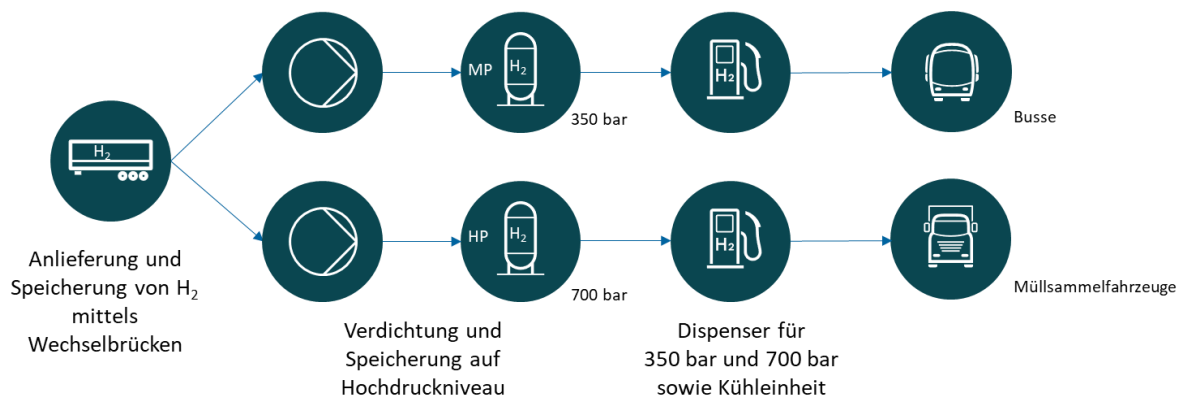


Abbildung 36: Vereinfacht dargestelltes Tankstellenkonzept für den Standort Nauen

Es gibt unterschiedliche H₂-Tankoptionen, insbesondere in Bezug auf den Druck, weil verschiedene Anwendungen und Nutzungsszenarien unterschiedliche Anforderungen an die Speicherung von Wasserstoff haben.

Dabei sind 350 bar und 700 bar die beiden gängigsten Druckniveaus für H₂-Tanks. Ein Druckniveau von 350 bar wird häufig bei größeren Anwendungen wie H₂-Bussen verwendet. Tanks mit einem Druck von 350 bar bieten eine ausreichende Kapazität, um eine beträchtliche Menge Wasserstoff zu speichern, während sie leicht und kostengünstig sind. Dieser Druck eignet sich gut für Anwendungen, bei denen ein großer H₂-Vorrat benötigt wird, aber eine sehr hohe Reichweite oder ein sehr geringes Gewicht keine entscheidende Rolle spielen.

Ein Druckniveau von 700 bar wird häufig bei Müllsammelfahrzeugen und auch kleineren Anwendungen wie H₂-Autos verwendet. Tanks mit einem Druck von 700 bar ermöglichen eine höhere Energiedichte, da bei diesem Druck mehr Wasserstoff in einem begrenzten Volumen gespeichert werden kann. Das ist besonders wichtig für Anwendungen, bei denen die Reichweite und das Gewicht des Fahrzeugs entscheidend sind. Die höhere Energiedichte ermöglicht es, den Wasserstoff kompakter zu speichern und somit die Fahrzeugreichweite zu erhöhen. Allerdings erfordert die Speicherung von Wasserstoff bei 700 bar eine auf die höhere Druckanforderung ausgelegte Dimensionierung, welches zu einem höheren Preis der Tanks führt. Ein dazugehöriges Tankstellenlayout inklusive einer 700 bar Tankoption ist mit Zusatzkosten bei der Investition verbunden (beispielsweise für die Kühleinheit), sowie auch beim Betrieb (höhere Verdichterkosten).

Bezogen auf die spezifischen Anforderungen der Tankstelle ergeben sich die folgenden Komponenten und der dazugehörige Platzbedarf (Abbildung 37).

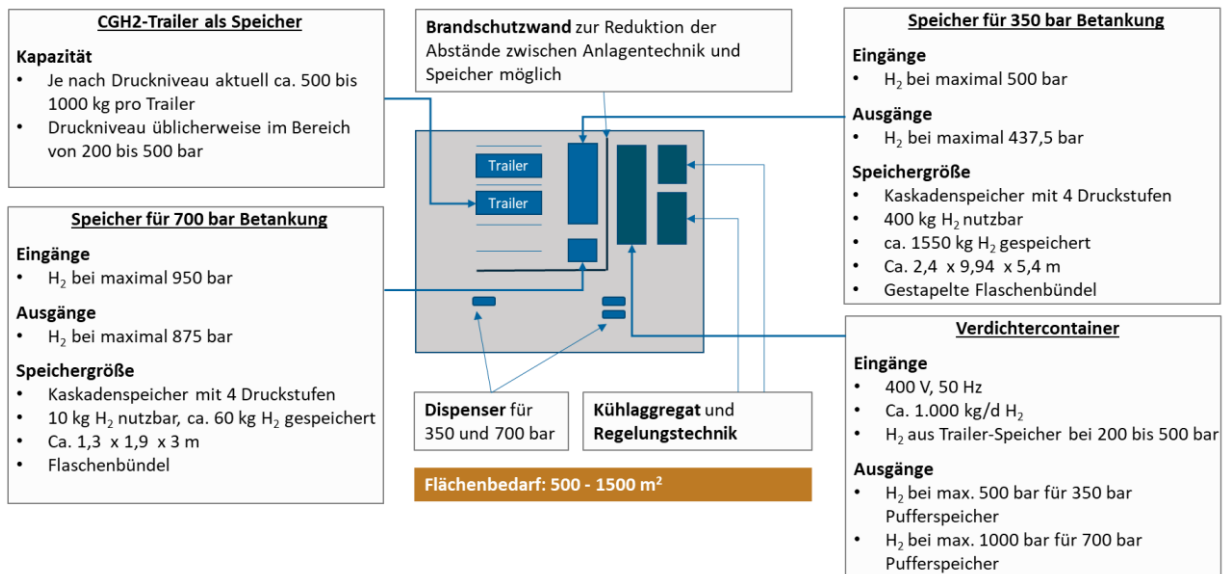


Abbildung 37: Tankstellenlayout und Platzbedarf

Sowohl die GASAG-EMB als auch die kommunalen Flottenbetreiber führen zum Zeitpunkt der Berichterstellung Gespräche mit möglichen Projektpartnern zur Errichtung und für den Betrieb einer H₂-Tankstelle im östlichen Havelland. Es wurde bereits eine Fläche von 1.000 bis 1.500 m² an der B5 in Aussicht gestellt. Auch für dieses Vorhaben in der Wertschöpfungskette kann zeitnah (erwartungsgemäß Q4 2023) ein Förderantrag gestellt werden. Um auf Förderung für H₂-Tankstellen zugreifen zu können, darf die Tankstelle maximal 10 Kilometer vom westlichen Berliner Ring entfernt sein.

Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen des H2VL Projekts wurden Modellrechnung angestellt, welche zeigen, dass es grundsätzlich möglich ist, eine für alle Akteure wirtschaftlich vorteilhafte Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zur Nutzung aufzubauen. Abbildung 38 und Abbildung 39 zeigen die Entwicklung des Kapitalwerts einzeln für die Elektrolyse und für die Tankstelle.

Grundlage für die Kapitalwertbetrachtung ist das Discounted Cashflow Modell. Um den Kapitalwert zu berechnen, werden zunächst die erwarteten zukünftigen Cashflows ermittelt, die ein Investment generieren soll. Diese Cashflows können aus erwarteten Einnahmen und Ausgaben bestehen. Anschließend werden diese zukünftigen Cashflows auf ihren Barwert abgezinst, um den aktuellen Wert zu ermitteln.

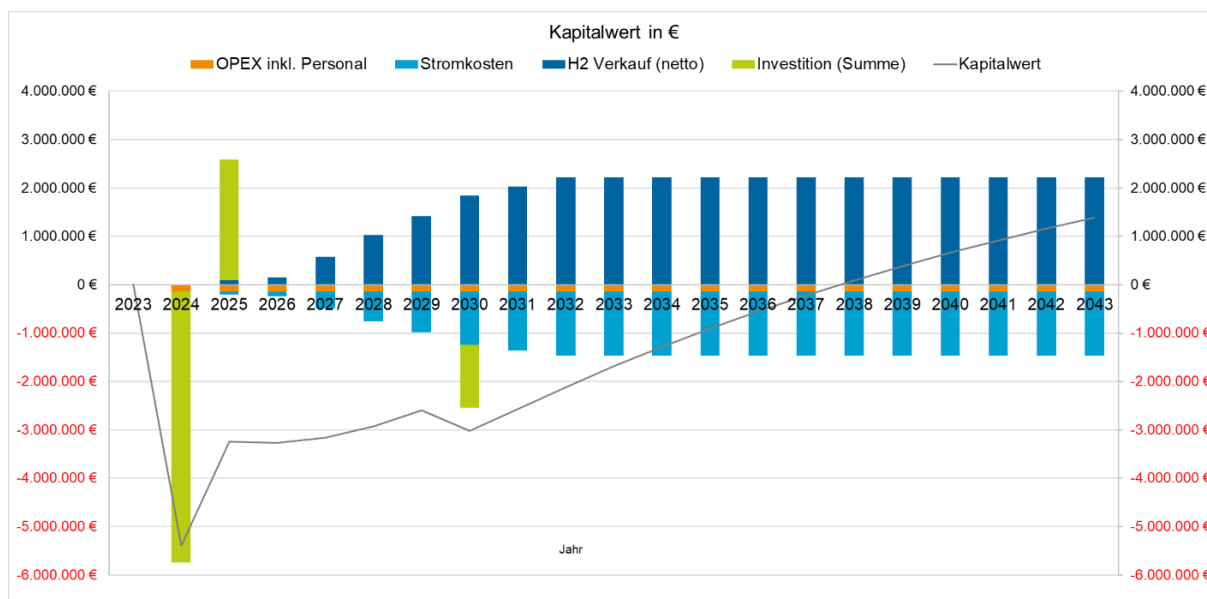


Abbildung 38: Kapitalwertberechnung Elektrolyse

Es lässt sich erkennen, dass sich die Investitionen mit den getroffenen Annahmen nach circa 14,5 Jahren amortisiert haben. Grundlage für diese Auslegung ist die Planungssicherheit und verbindliche Abnahme (Verkauf) des am Standort Ketzin produzierten Wasserstoffs.

Auch für die Tankstelle lässt sich die Wirtschaftlichkeit darstellen. Die Amortisation der Investition wird nach rund 16 Jahren erreicht. Ein wichtiger Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die Berücksichtigung des Erlöses durch die THG-Emissionsminderung. Dabei wurde in diesem Beispiel ein optimistisches Szenario des THG-Quotenpreises angenommen (siehe Tabelle 23).

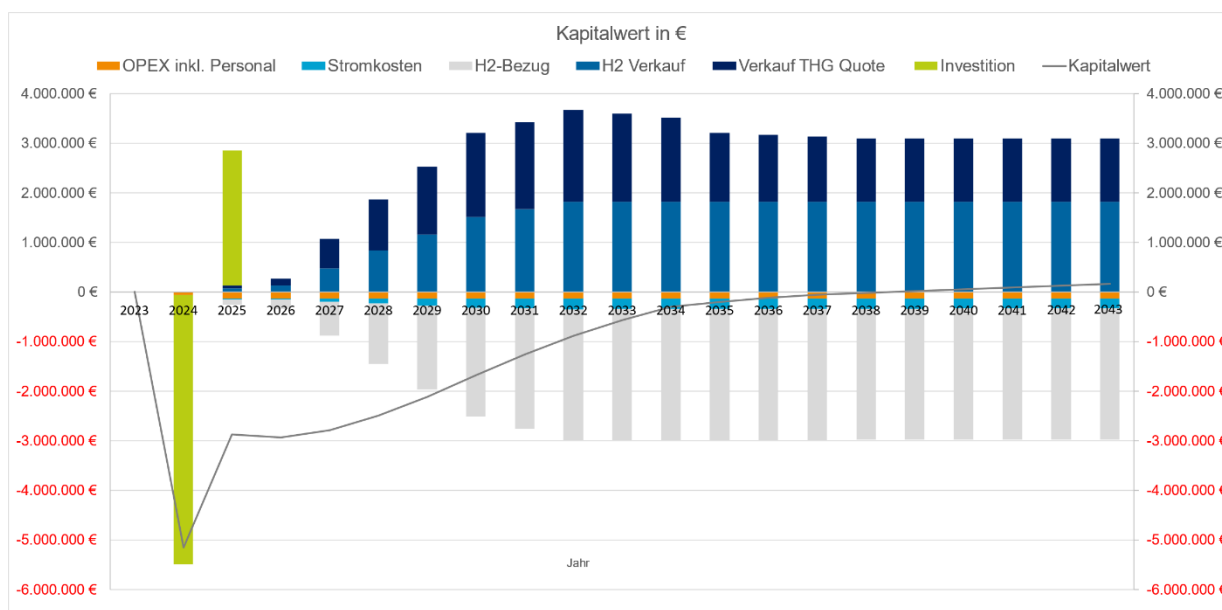


Abbildung 39: Kapitalwertberechnung Tankstelle

Fazit und Ausblick

Es konnte gezeigt werden, dass die gesamte Wertschöpfungskette wirtschaftlich interessant für die Hauptakteure und die Investoren ist. Bei voller Auslastung des Elektrolyseurs können somit die kommunalen Flotten am Standort Nauen versorgt werden. Damit werden nicht nur erhebliche CO₂-Emissionen vermieden, aber auch die kommunalen Flotten in Nauen zukunftsgerecht aufgestellt.

Um das Abnahmeausfallrisiko zu minimieren, können auch Akteure der Transportlogistik-Branche im Gebiet Wustermark-Brieselang mitgedacht werden, welche alternative oder weitere Ankerkunden für die Elektrolyseanlage in Ketzin darstellen. Der H2VL Initiative liegen aktuell keine konkreten, kurzfristigen Vorhaben aus diesem Bereich vor. Bei bestehender H₂-Infrastruktur ist das Interesse an einem Testbetrieb für Logistikanwendungen beispielsweise durch ein nutzungsbasiertes Mietmodell einzelner Fahrzeuge denkbar (siehe Kapitel 5.1).

Um das H₂-Vorhaben in Ketzin-Nauen umsetzen zu können, sind folgende Punkte notwendig:

1. Erste Priorität hat die Beschaffung von H₂-Fahrzeugen durch die kommunalen Unternehmen. Da diese Fahrzeuge deutlich teurer sind als herkömmliche dieselbetriebene Fahrzeuge, wird Unterstützung vom Bund und Landkreis benötigt. Die Beschaffung der Fahrzeuge zieht die ganze H₂-Wertschöpfungskette mit sich.
2. Die Erweiterung der BImSchG-Genehmigung für die Elektrolyse-Anlage in Ketzin für 2,5 bis 3,5 MW ist notwendig.
3. Für die H₂-Tankstelle wird eine Fläche inklusive Genehmigung an der B5 bei Nauen benötigt. Hierbei ist Unterstützung vom Land, Landkreis und der Stadt Nauen notwendig.

Mit diesen Maßnahmen könnte im Cluster „Östliches Havelland“ der erste Elektrolyseur im Havelland entstehen.

7.2 CLUSTER WESTLICHES HAVELLAND

Angesichts der aktuellen politischen Diskussion ist die Wärmewende auch im Havelland zu einem zentralen Thema geworden. Der politische Rahmen hat das klare Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien in der Fernwärme bis 2045 auf 100 Prozent zu erhöhen. Als Zwischenschritte wurden in den aktuellen Referentenentwürfen des Wärmeplanungsgesetzes und der Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes gefordert, bis Ende 2029 einen EE-Anteil von 50 Prozent und bis 2034 von 65 Prozent zu erreichen (Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2023), s. Abbildung 40).

Die Stadt Rathenow im Havelland hat den Vorteil eines bereits bestehenden Fernwärmenetzes. Die Motivation, diese Fernwärme zu dekarbonisieren, liegt sowohl in den aktuellen politischen Zielsetzungen als auch in der Möglichkeit, mithilfe eigener erneuerbarer Energien die Fernwärme klimafreundlicher zu gestalten. Dies ermöglicht nicht nur eine kostengünstige Erzeugung von Fernwärme, sondern gewährleistet auch Planungssicherheit für Betreibende und Preisstabilität für die Fernwärmekundinnen und -kunden, wie in den folgenden Abschnitten erläutert wird.

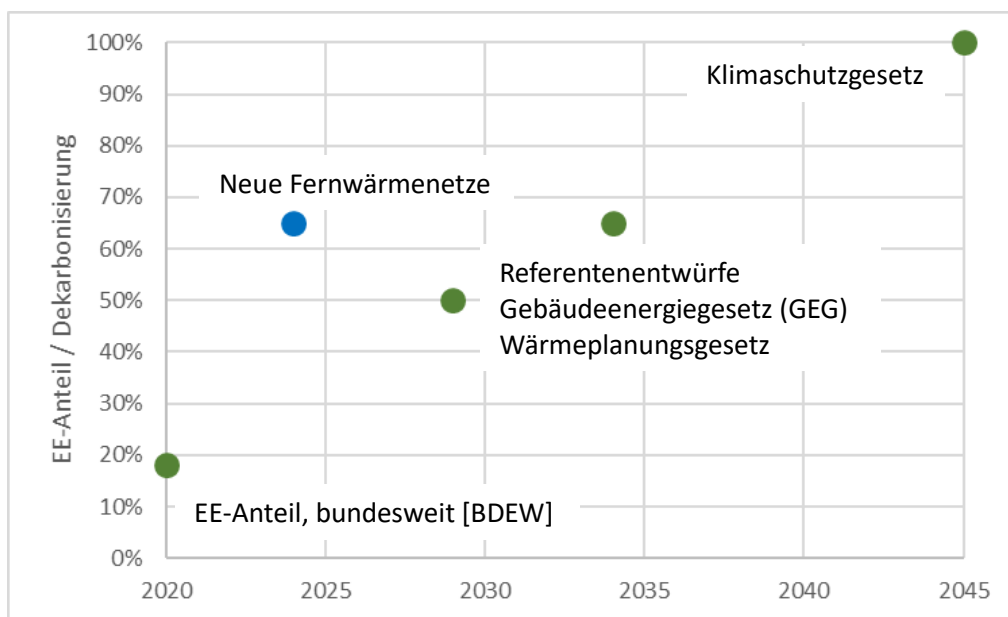


Abbildung 40: Steigerung des EE Anteils in der Fernwärme, Quellen: (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2021; Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2023)

Beschreibung des Clusters

Die **Rathenower Wärmeversorgung GmbH** hat ein ehrgeiziges Ziel: die Bereitstellung von klimafreundlicher Wärme für die Region. Dazu plant sie die Implementierung einer Power-to-Heat-Anlage⁵⁰. Diese soll mit erneuerbarem Strom aus Windkraft betrieben werden und diesen Strom direkt in Wärme umwandeln. Um die Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung optimal zu nutzen, wird zusätzlich die Installation eines Elektrolyseurs in Erwägung gezogen. Da zu einigen Zeiten der erzeugte Windstrom den Bedarf übersteigen wird, soll der Elektrolyseur überschüssige Energie dazu verwenden, erneuerbaren Wasserstoff zu produzieren. Vorteil dieser Kombination ist: Auch der Elektrolyseur selbst produziert als Nebenprodukt Wärme. Die Abwärme des Elektrolyseurs kann ebenfalls in das Wärmenetz eingespeist werden, um die Gesamteffizienz des Systems zu erhöhen. Auch in diesem Cluster kann der Wasserstoff regional abgenommen werden. Für die Erstabnahme spielt der **Wasser- und Abwasserverband Rathenow** eine entscheidende Rolle. Dieser kann durch die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff die vorhandene Fahrzeugflotte von Fäkalsaug- und anderen Fahrzeugen dekarbonisieren und damit CO₂-Emissionen reduzieren. Dies könnte einen wichtigen Beitrag für den Hochlauf einer H₂-Wirtschaft im westlichen Havelland darstellen.

Die Aufteilung der Wertschöpfungskette auf die Stakeholder und ihre Rollen ist in Abbildung 41 dargestellt⁵¹.

⁵⁰ Die Funktionsweise von Power-to-Heat kann vereinfacht mit einem Wasserkocher verglichen werden – elektrische Energie wird direkt in Wärmeenergie umgewandelt.

⁵¹ In diesem Cluster liegt der Fokus auf der Erzeugungsseite, die auf den zu erwartenden H₂-Bedarf in Rathenow abgestimmt wird. Die Bereiche Transport, Speicherung und Verteilung (Tankstelle) werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht im Detail berücksichtigt.



Abbildung 41: Wertschöpfungskette Cluster „Westliches Havelland“

Erzeugung

Die Rathenower Wärmeversorgung hat im Jahr 2022 mit einer Spitzenlast von circa 12 MW rund 43 GWh Fernwärme bereitgestellt. Das entspricht dem Wärmebedarf von circa 2.000 Wohneinheiten. Für die Fernwärmeerzeugung stehen Blockheizkraftwerke zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung und ein Spitzenlastkessel zur reinen Wärmeerzeugung zur Verfügung. Im Moment wird als Energieträger Erdgas eingesetzt.

Für die Analyse wurde zunächst ermittelt⁵², welche Art und wie viel erneuerbare Energie für diesen Anwendungsfall benötigt wird. Abbildung 42 zeigt, dass Windenergie sehr gut zur saisonalen Wärmenachfrage in Rathenow passt. Darüber hinaus wird in Abbildung 43 deutlich, dass abgewogen werden muss, wie viele Windkraftanlagen zur Wärmeerzeugung mittels einer Power-to-Heat-Anlage sinnvoll sind. Zwar schafft man mit jeder weiteren Windkraftanlage einen Zugewinn der Fernwärmedeckung, jedoch wird der Zugewinn immer geringer. Die Fernwärmenachfrage von 12 MW könnte zum Beispiel mit zwei 6 MW-Windkraftanlagen und einem 12 MW Elektro-Heizer zu etwa 55 Prozent gedeckt werden. Wenn weitere drei Windkraftanlagen hinzugefügt werden, könnte die Deckung sogar auf bis zu 75 Prozent erhöht werden. Eine effektive Kombination besteht aus 4

⁵² Für die Auslegung der zukünftigen erneuerbaren Systemerweiterung wurde mit Hilfe von Simulationsrechnungen mit stündlichen Zeitreihen der Windstromerzeugung und der Fernwärmenachfrage für ein System bestehend aus WKA und einem E-Heizer (ohne Elektrolyseur) der Deckungsanteil der Jahresfernwärmearbeit bestimmt.

Windkraftanlagen und einem 8 MW Elektro-Heizer, mit der über 65 Prozent der Fernwärme regenerativ gedeckt werden können.

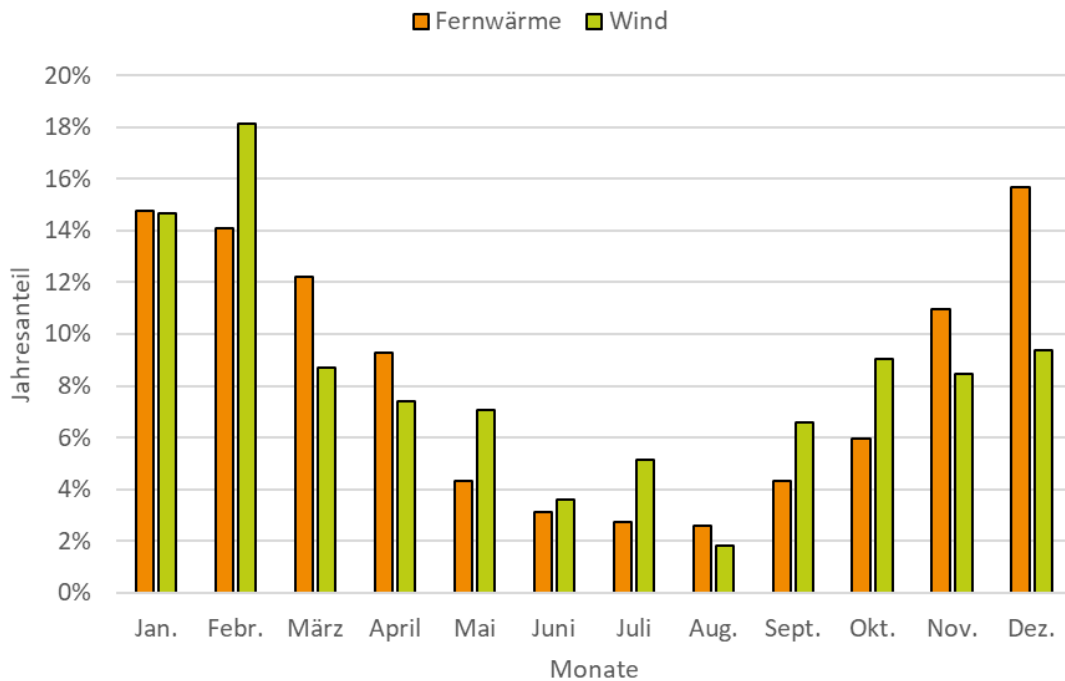


Abbildung 42: Windstromerzeugung und Fernwärmefachfrage in Rathenow

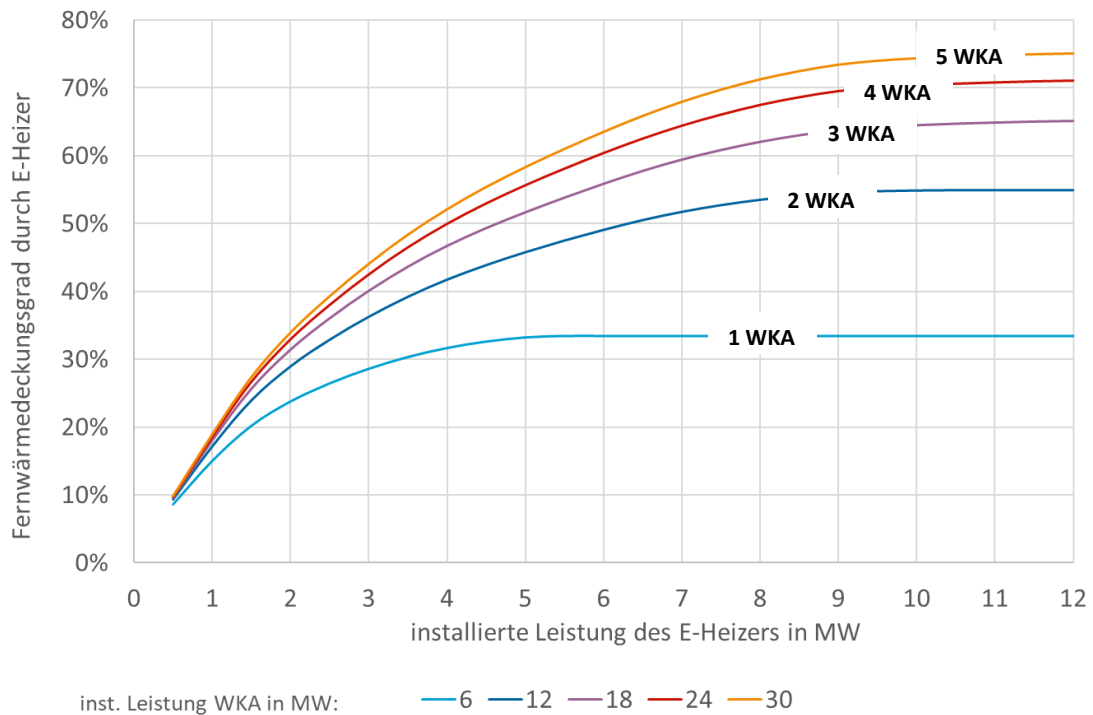


Abbildung 43: Fernwärmedeckungsgrad durch E-Heizer in Anhängigkeit der installierten Leistung

Im nächsten Schritt wurden verschiedene Anlagendimensionierungen mit einer unterschiedlichen Anzahl von Windkraftanlagen und verschiedenen installierten Leistungen eines E-Heizers und des Elektrolyseurs simuliert. Erste Priorität der Simulation ist eine Maximierung des Fernwärmedeckungsgrades aus Windenergie. Zweite Priorität ist die Maximierung der H₂-Erzeugung⁵³. Die Simulationsergebnisse wurden im Hinblick auf folgende Parameter evaluiert:

- Deckungsgrad der Fernwärmenachfrage aus EE
- Erzeugte H₂-Menge
- Vollkosten der Produkte Fernwärme und Wasserstoff und Gesamtinvestition
- Verbleibende Strommenge aus den WKA

Die favorisierte Anlagenkonfiguration besteht aus 4 Windkraftanlagen mit insgesamt 24 MW, einem E-Heizer mit 8 MW installierter Leistung und einem Elektrolyseur mit 1 MW elektrischer Leistung. **Zusammen können diese Anlagen 56 Prozent des jährlichen Wärmebedarfs in Rathenow decken.** Das entspricht den politischen Zielstellungen für die 2030er Jahre. **Zusätzlich werden jährlich 52 Tonnen erneuerbarer Wasserstoff** erzeugt. Diese Menge wäre ausreichend, um etwa 13 Lkw mit einer Jahresleistung von 50.000 km zu betreiben. Darüber hinaus werden 31 GWh Strom ins örtliche Stromnetz eingespeist, etwa 7 GWh mehr als die (gekoppelte Wärme- und) Stromerzeugung in den Blockheizkraftwerken erzeugen würde.

Bedarf

Der H₂-Bedarf in Rathenow ergibt sich zunächst aus der Fahrzeugflotte des Wasser- und Abwasserverbandes Rathenow. Von diesen 42 Fahrzeugen sollen bis zum Jahr 2032 planmäßig 38 erneuert werden. Dabei könnten diese Fahrzeuge auf H₂-Antrieb umgestellt werden, wodurch ein H₂-Bedarf von 26,2 Tonnen pro Jahr entsteht.

⁵³ Der Wirkungsgrad des E-Heizers ist nahezu 100 Prozent, sodass aus 1 MWh Windstrom nahezu 1 MWh Wärme erzeugt wird. Beim Elektrolyseur wurde eine Abwärmenutzung für die Fernwärme von 25 Prozent der elektrischen Aufnahme angenommen, sodass 4 MWh Strom für 1 MWh Wärme nötig sind. Die Simulationsheuristik führt zu folgenden Anlageneinsatz: Ist die Leistung der WKA in einer Stunde groß genug, um nur mit Hilfe der Abwärme des Elektrolyseurs die Fernwärmenachfrage zu decken, wird nur der Elektrolyseur eingesetzt. Kann die Fernwärmenachfrage aufgrund geringer Windstromerzeugung nicht gänzlich durch die Power-to-Heat-Anlage gedeckt werden, wird der gesamte Windstrom im E-Heizer umgesetzt. Ist der Windstrom ausreichend, wird der Elektrolyseur und der E-Heizer so betrieben, dass die Fernwärmenachfrage durch beide Anlagen zusammen exakt gedeckt wird und dabei möglichst viel Wasserstoff erzeugt wird.

Zusätzlich gibt es in Rathenow weitere kommunale Fahrzeugflotten, die von Havelbus und HAW betrieben werden. Bis zum Jahr 2032 könnte sich daraus ein zusätzlicher H₂-Bedarf von bis zu 83 Tonnen pro Jahr ergeben.

Unter der Annahme, dass der 1 MW Elektrolyseur – wie zuvor beschrieben – im Jahr 2028 in Betrieb geht, wäre der Absatz des erneuerbaren Wasserstoffs ab diesem Jahr gesichert. Sollten alle potenziellen kommunalen Flotten tatsächlich umgestellt werden, sollte über eine Erweiterung der Elektrolysekapazität durch die Rathenower Wärmeversorgung oder weitere Stakeholder nachgedacht werden.

Dieses Projekt würde nicht nur einen Beitrag zur klimafreundlichen Wärmeversorgung leisten, sondern auch die Dekarbonisierung der Fahrzeugflotten in Rathenow vorantreiben. Darüber hinaus bildet es den Startpunkt für den Hochlauf der H₂-Wirtschaft im westlichen Havelland. Abbildung 44 zeigt den Hochlauf von Erzeugung und Bedarf.

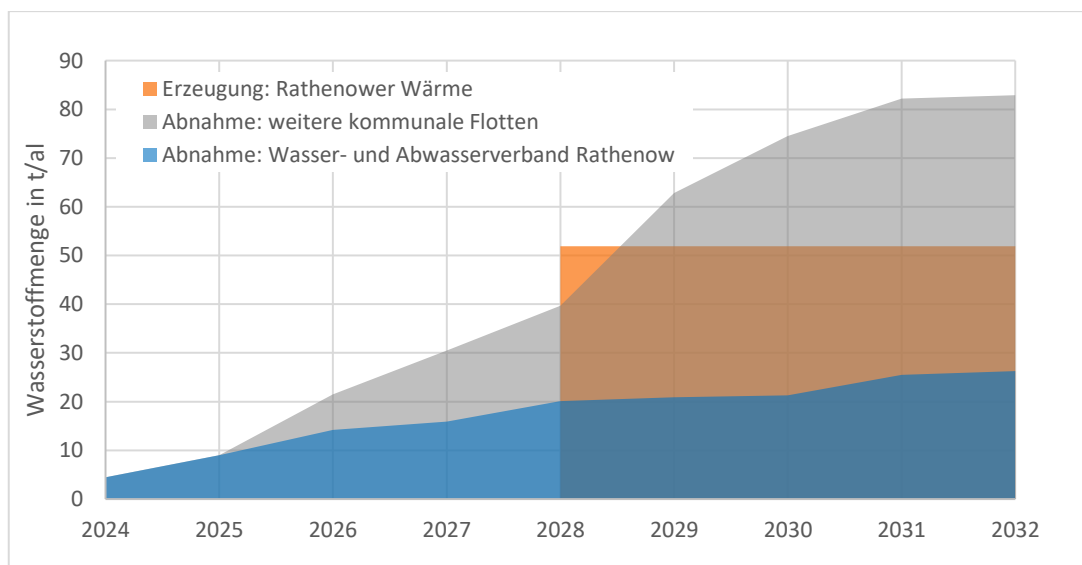


Abbildung 44: H₂-Abnahme und –Erzeugung im Cluster „Westliches Havelland“

Vermiedene CO₂-Emissionen

Die vermiedenen CO₂-Emissionen im Cluster „Westliches Havelland“ entstehen in drei Bereichen:

Im Sektor Verkehr ersetzen 52 Tonnen erneuerbarer Wasserstoff den bisher genutzten Diesel. Im Bereich Strom- und Wärmeerzeugung werden jährlich 24 GWh weniger Erdgas für das Blockheizkraftwerk benötigt. Und die vier Windkraftanlagen erzeugen eine zusätzliche Strommenge, die für die Einspeisung ins Netz genutzt werden kann und dort – je nach Zeit der Einspeisung – fossilen

Strom ersetzt. Abbildung 45 zeigt die Aufteilung der vermiedenen Emissionen auf diese drei Bereiche. **In Summe können durch dieses Projekt allein 15.140 Tonnen CO₂-Äquivalent pro Jahr eingespart werden.** Das entspricht – Stand 2017 – etwas über 1 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen. Dies wäre ein massiver Schritt zum Klimaschutz – aus Rathenow heraus für das ganze Havelland.

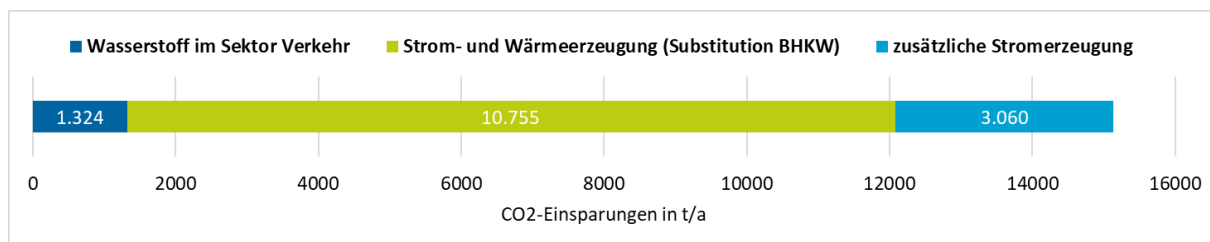


Abbildung 45: Vermiedene CO₂-Emissionen im Cluster „Westliches Havelland“

Wirtschaftlichkeit

Die Ermittlung der favorisierten Anlagenkonfiguration berücksichtigte nicht nur die Menge des erzeugten Wasserstoffs und den Fernwärmedeckungsanteil, sondern auch die Vollkosten der Produkte und die Gesamtinvestitionskosten. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse für diese Anlagenkonfiguration ermittelt. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung präsentiert, gefolgt von einer Gegenüberstellung möglicher Förderungen zur Finanzierung der Investitionskosten. Die getroffenen Annahmen und resultierenden Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 24 aufgeführt, welche die Basis für die Vollkostenbestimmung der Produkte liefern.

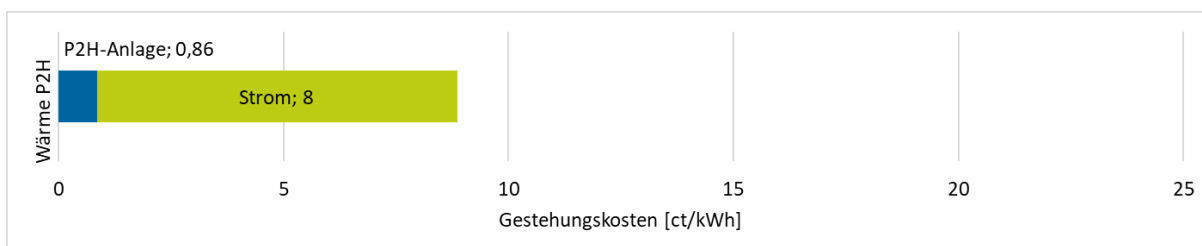
Tabelle 24: Ausgewählte Annahmen und Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung Cluster „Westliches Havelland“

	Größe	Einheit	Annahme	Simulationsergebnis
Windkraft und Direktleitung	Investitionskosten	Mio. €	38,8	
	Installierte Leistung	MW	24 (4 á 6 MW)	
	Vollbenutzungsstunden	h		2.400
	Energiemenge	GWh		57,4
Power-to-Heat	Investitionskosten	Mio. €	2,4	
	Installierte Leistung	MW	8	
	Vollbenutzungsstunden	h		2.900
	Fernwärmeerzeugung	GWh		23 (54 %)
E i e k	Investitionskosten	Mio. €	2,2	

	Installierte Leistung	MW	1	
	Vollbenutzungsstunden	h		2.800
	H2-Erzeugung	t		52
	Wärmeerzeugung	MWh		721 (2 %)

Die Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen und Stromlieferung mit eigener Direktleitung zum Erzeugerstandort ergibt Stromgestehungskosten von 6 ct/kWh⁵⁴, zu denen nur für die Power-to-Heat-Anlage die Stromsteuer in Höhe von 2,05 ct/kWh hinzukommt. Die spezifischen Kosten für Wärme und Wasserstoff sind in ihre Bestandteile in Abbildung 46 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass für die Elektrolyse eine Mischkalkulation angenommen wurde, bei der die Kosten zu 15 Prozent auf die Wärmeerzeugung und zu 85 Prozent auf die H2-Erzeugung angerechnet werden. Somit sind die Kosten der Wärmeerzeugung beider Technologien gleich hoch und belaufen sich auf 8,9 ct/kWh. **Die Gestehungskosten für Wasserstoff betragen 23 ct/kWh bzw. 7,60 €/kg.** Die Vollkosten für den erzeugten Wasserstoff wurden als wettbewerbsfähig bewertet. Hierbei sind allerdings weder die Kosten für den Transport und die Kapital- und Betriebskosten der Tankstelle berücksichtigt, noch die die zusätzlichen Erlöse, die durch den Handel mit THG-Quoten entstehen. Diese Betrachtung wurde für das Cluster „Östliches Havelland“ durchgeführt (s. Abbildung 46) und bestätigt die Konkurrenzfähigkeit der H2-Erzeugung dieses Konzeptes.

Die bereitgestellte Wärme muss auch in Zukunft mit der Wärme aus Erdgas konkurrieren. Angesichts steigender Preise im europäischen Emissionshandel wird erwartet, dass der Erdgaspreis deutlich ansteigen kann. In solch einem Szenario kann die Eigenerzeugung von Wärme aus Windkraft langfristig dazu beitragen, bezahlbare Preise für die Bürgerinnen und Bürger Rathenows sicherzustellen. Dies ermöglicht eine nachhaltige und planungssichere Wärmeversorgung für die Gemeinde.



⁵⁴ In der weiteren Betrachtung wird der nicht zur Wärme- und H2-Erzeugung genutzten Strommenge ein Wert in Höhe der Erzeugungskosten von 6 ct/kWh zugeordnet. Der Verkaufspreis kann höher ausfallen, womit zusätzliche Gewinne erwirtschaftet werden können.

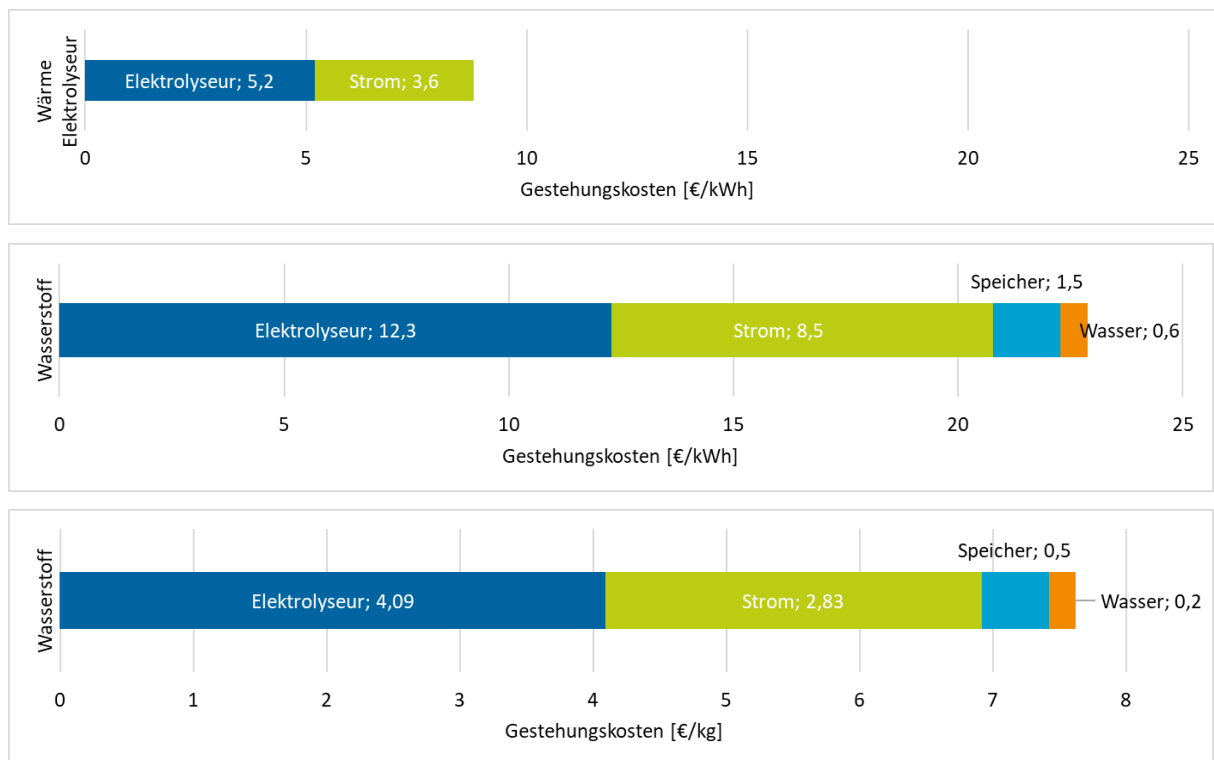


Abbildung 46: Vollkosten der Erzeugung von Wärme und Wasserstoff für die favorisierte Anlagenkonfiguration im „Westlichen Havelland“

In den dargestellten Vollkosten der Produkte sind die Investitionskosten enthalten, trotzdem ist deren Höhe und Aufteilung auf die Anlagen von Interesse und daher in Abbildung 47 dargestellt. Die mit Abstand höchsten Investitionskosten fallen für die Windkraftanlagen an, jedoch ermöglichen diese mit günstigen Stromgestehungskosten von 6 ct/kWh erst den Betrieb der weiteren Anlagen.

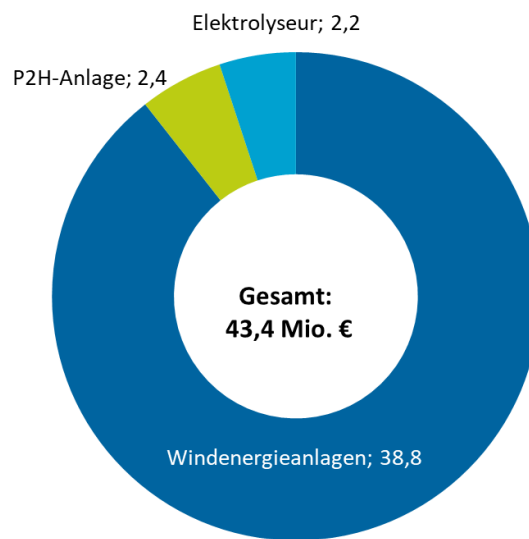


Abbildung 47: Investitionskosten für eine Anlagenkonfiguration im „Westlichen Havelland“ mit 24 MW Windkraft, 8 MW Power-to-Heat und 1 MW Elektrolyseur

Die Kosten des Elektrolyseurs könnten durch Förderungen gesenkt werden. Für die Errichtung von Elektrolyseuren, die ausschließlich grünen Wasserstoff für den Verkehrssektor herstellen gab es bis vor kurzem eine Förderung von bis zu 45 Prozent der Investitionskosten. Bisher ist noch keine Nachfolge dieser Förderung bekannt gegeben worden.

Für die Anbindung von Elektrolyseuren an das Wärmenetz kann die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze genutzt werden, um die Kosten zu reduzieren.

Fazit und Ausblick

Im Cluster "Westliches Havelland" wurde eine wegweisende Lösung entwickelt: **Über 50 Prozent der Rathenower Fernwärme werden aus erneuerbaren Energien gewonnen, während eine Elektrolyseanlage gleichzeitig über 50 Tonnen Wasserstoff für die Dekarbonisierung der kommunalen Fahrzeugflotten bereitstellt.** Damit werden nicht nur die ambitionierten politischen Zielvorgaben für die Fernwärme ab 2030 erreicht, sondern auch die optimalen Voraussetzungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff für den Verkehr genutzt, indem drei Sektoren – Strom, Wärme und Verkehr – miteinander verknüpft werden.

Das Konzept bietet nicht nur konkurrenzfähige Erzeugungskosten, sondern auch **Planungssicherheit für die Betreiber und Preisstabilität für die Fernwärmekundinnen und -kunden.** Als Ausblick besteht

die Möglichkeit einer Clustererweiterung, um die H₂-Abnahmemengen zu erhöhen und die Erzeugungskapazität in einem zweiten Schritt zu erweitern. Dieses Projekt zeigt, wie die Integration erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung und die Dekarbonisierung des Verkehrs zu einer nachhaltigen und zukunftsweisenden Energieversorgung führen.

Um das H₂-Vorhaben in Rathenow umsetzen zu können, sind folgende Punkte notwendig:

1. Die Gemeinde muss geeignete Standorte für den Ausbau von mindestens vier Windkraftanlagen finden und genehmigen.
2. Die gekoppelte Strom-, Wärme- und H₂-Erzeugung muss zügig in die Planung gehen und notwendige Förderungen eingeworben werden. Die konkrete Standortplanung einer H₂-Tankstelle sollte ebenfalls Teil davon sein.
3. Angebots- und Bedarfsseite des Wasserstoffs müssen verbindliche Vereinbarungen zur langfristigen Kooperation treffen.

Mit diesen Maßnahmen kann das Cluster „Westliches Havelland“ zu einer massiven Emissionsreduktion für das ganze Havelland beitragen.

7.3 SZENARIEN FÜR DEN H₂-HOCHLAUF IN DER REGION

Die beiden evaluierten Cluster stellen im besten Fall den Startpunkt für weitere H₂-Aktivitäten im Havelland dar. Doch wie ordnen sich die ermittelten Ergebnisse für die Cluster sowie die der theoretischen Betrachtung in den Gesamtkontext des Klimaschutzes ein? Dazu werden in diesem Kapitel Potenziale der H₂-Erzeugung und des H₂-Bedarfs der vorangegangenen Kapitel vergleichend zu den Ergebnissen des **Gutachtens zum Klimaplan Brandenburg** dargestellt und bewertet (Hirschl et al. 2022). Das vom Landtag Brandenburg beauftragte Gutachten stellt umfassende Strategien zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung in der Region dar. Status-Quo, Szenarien und Maßnahmen wurden für alle Sektoren ermittelt. Der Fokus liegt in erster Linie auf dem Jahr 2030. Besonders relevant für die nachfolgenden Darstellungen sind neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Transformation des Verkehrssektors, der in Brandenburg in den vergangenen Jahren keine Emissionsreduktion erzielen konnte.

Im Rahmen des Gutachtens zum Klimaplan Brandenburg wurden zwei Zielszenarien zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 entwickelt. Das zentrale Szenario-Modell orientiert sich an den Bilanzierungsvorgaben des Bundesklimaschutzgesetzes (KSG) und unterscheidet dabei die Sektoren

Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Abfallwirtschaft und Sonstiges, Landwirtschaft sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

Die beiden Zielszenarien wurden nach einer gründlichen Auswertung aktueller Studien und intensiven Diskussionen mit Fachressorts und Stakeholdern festgelegt. Szenario I "Mehr Elektrifizierung und Effizienz" priorisiert direktelektrische Anwendungen, wo technisch möglich. Szenario II "Mehr grüne Brennstoffe" hingegen setzt auf einen umfassenden Einsatz von grünem Wasserstoff und daraus hergestellten synthetischen Kohlenwasserstoffprodukten. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler empfehlen klar, sich auf Szenario I zu konzentrieren, da es insgesamt zu geringeren Emissionen auf dem Weg zur Klimaneutralität führt.

Mit Blick auf den Sektor Verkehr setzt Szenario I vorrangig auf batterieelektrische Fahrzeuge, während im Szenario II zusätzlich auch Wasserstoff sowie biogene und strombasierte synthetische Kraftstoffe genutzt werden. Beide Szenarien streben eine konsequente Stärkung des Umweltverbunds an, begleitet von einem Rückgang des motorisierten Individualverkehrs durch Mobilitätsformen wie Carsharing. Zudem wird eine 30 prozentige Steigerung der Güterverkehrsleistung in beiden Szenarien angenommen, ebenso wie ein Zulassungsverbot für Autos mit Verbrennungsmotor in den frühen 2030er Jahren. Darüber hinaus wird ein deutlich erweitertes Schienenangebot in beiden Szenarien berücksichtigt. Wichtig ist deshalb: **die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff im Verkehrssektor ist immer nur ein Teil der Klimaschutzmaßnahmen im Verkehr.** Wie groß dieser Anteil ist, muss politisch verhandelt werden.

Abbildung 48 zeigt die beiden Szenarien des Klimaplan und die Projektergebnisse für die theoretische H₂-Erzeugungsmenge im Havelland. Der Darstellung liegt die Annahme zugrunde, dass 1 bis 5 Prozent des möglichen Erzeugungspotenzials für das Havelland realisiert werden (siehe auch Kapitel 4.1). Ergänzend erfolgt die Einordnung der projektbezogenen Ergebnisse, welche sich aus konkreten Vorhaben zur Erzeugung von grünem Wasserstoff ableiten lassen. Darin sind sowohl die Ergebnisse der Cluster sowie die Daten aus Gesprächen mit weiteren Akteuren enthalten. Die Daten aus dem Klimaplan Brandenburg für gesamt Brandenburg wurden flächenbezogen auf das Havelland umgelegt. Gesondert hervorzuheben ist das Vorhaben der „Neue Energien Premnitz“. Ziel des Vorhabens ist die Herstellung von Wasserstoff aus Reststoffen – mittels des Plagazi-Verfahrens. Dabei können große H₂-Mengen erzeugt werden, die allerdings nicht als erneuerbarer Wasserstoff klassifiziert sind. Somit ist eine Anwendung, um Emissionsziele zu erreichen auf Basis des geltenden Rechtsrahmens nicht möglich. Besonders industrielle Anwendungen mit dem Ziel der Substitution von Erdgas können in einer Übergangsphase interessante Ankerkunden darstellen.

Zwei zentrale Erkenntnisse lassen sich daraus ableiten:

- Die Erzeugungskapazitäten der beiden Cluster Östliches und Westliches Havelland führen zu einer Erzeugungskapazität von etwa 300 Tonnen erneuerbaren Wasserstoffs pro Jahr. Diese Menge bleibt sowohl hinter den theoretisch möglichen Potenzialen als auch hinter den flächenbezogenen Erzeugungsmengen des Gutachtens zum Klimaplan zurück. Das bedeutet: **Um die Klimaziele für Brandenburg sowie die Potenziale im Havelland zu realisieren, müssen noch weitere Elektrolysekapazitäten zu den Startprojekten der Cluster hinzukommen.**
- Das Havelland hat dafür beste Voraussetzungen, im großen Maße erneuerbaren Wasserstoff zu erzeugen: Es gibt weitere Stakeholder, die Wasserstoff erzeugen wollen und es gibt ausreichend Flächenpotenziale für erneuerbare Energie. **Werden diese Potenziale gut genutzt, könnte das Havelland innerhalb Deutschlands eine starke H2-Erzeugungsregion werden.**

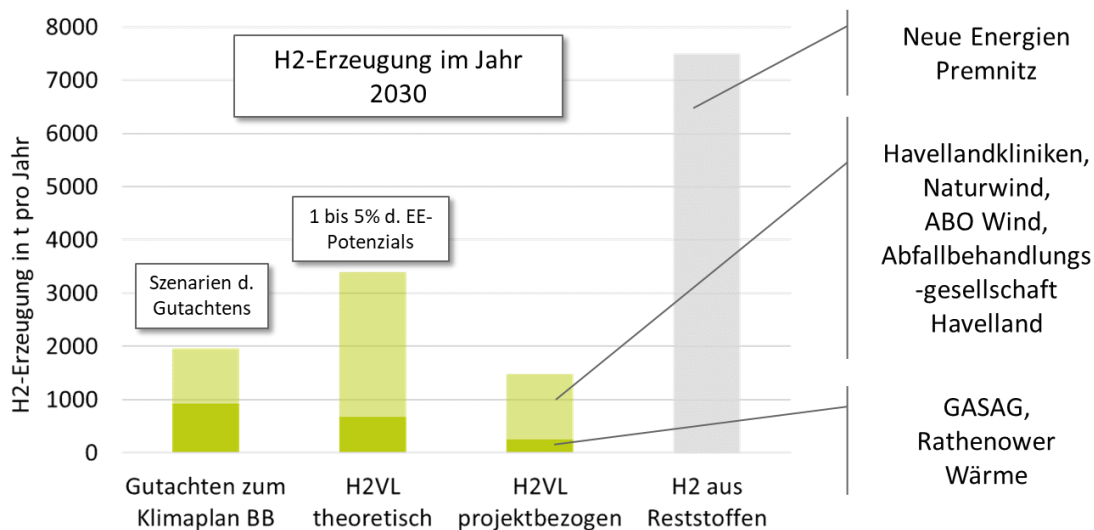


Abbildung 48: Die Projektergebnisse „Erzeugung“ im Kontext des Gutachtens zum Klimaplan Brandenburg⁵⁵

Abbildung 49 zeigt die Projektergebnisse für den theoretischen und projektbezogenen H2-Bedarf im Havelland. Der Fokus bei der Bedarfsbetrachtung lag in diesem Projekt auf dem Verkehrssektor,

⁵⁵ Verwiesen wird hier auf (Hirschl et al. 2022).

Im Gutachten zum brandenburger H2-Netz werden die jährlichen Erzeugungsmengen für ganz Brandenburg im Jahr 2030 auf etwa 1 TWh (entspricht etwa 25.400 Tonnen) geschätzt. Bis 2045 wird geschätzt, dass im Havelland 0,87 TWh (entspricht etwa 22.000 Tonnen) erneuerbarer Wasserstoff erzeugt werden könnten (MWAE 2023).

insbesondere dem Straßenverkehr. Aus diesem Grund erfolgt an dieser Stelle ein Vergleich der H₂-Bedarfvorhersagen des Klimaplan im Verkehrssektor mit den Projektergebnissen. Auch hier wurde das für gesamt Brandenburg angegebene Bedarfspotenzial flächenmäßig auf das Havelland heruntergebrochen. Erkennbar ist, dass sowohl der theoretische H₂-Bedarf für den Straßenverkehr im Havelland und insbesondere auch der projektbezogene H₂-Bedarf bereits über den Prognosen für Szenario 2 (Szenario „Mehr grüne Brennstoffe“) des Klimaplan liegen.

Zentrale Erkenntnisse, die sich aus dieser Betrachtung ergeben:

- Im regionalen Kontext kann diese Entwicklung zu einem Hochlauf der H₂-Wirtschaft führen, da Abnehmer im Verkehrssektor sowohl eine vergleichsweise hohe Zahlungsbereitschaft mitbringen und zudem mit kleinen H₂-Mengen auskommen. **Dadurch werden wirtschaftliche und regionale Lieferketten möglich.**
- Im überregionalen Kontext kann dies jedoch dazu führen, dass erneuerbarer Wasserstoff in Anwendungen genutzt wird, die auch auf andere Art und Weise dekarbonisiert werden könnten. Durch eine lokale Konzentration auf den Verkehrssektor kann der bisher noch knappe, erneuerbare Wasserstoff nicht in Anwendungen kommen, die nur durch Wasserstoff eine Emissionsreduktion erreichen können. **Die Potenziale zur H₂-Nutzung im Verkehrsbereich sollten deshalb kritisch diskutiert werden.** Bezogen auf die Bedarfe des Gutachtens zum Klimaplan sollten (deutlich) geringere H₂-Mengen im Verkehrssektor zum Einsatz kommen, als bisher angekündigte Projektbedarfe erkennen lassen.

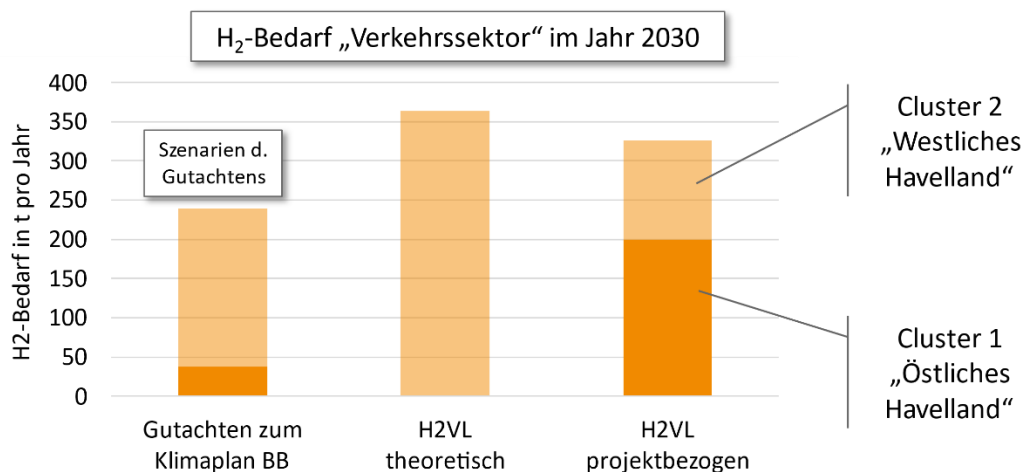


Abbildung 49: Die Projektergebnisse „Bedarf“ im Kontext des Gutachtens zum Klimaplan Brandenburg⁵⁶

⁵⁶ Verwiesen wird hier auf (Hirschl et al. 2022). Im Gutachten zum brandenburger H₂-Netz werden die jährlichen Bedarfe für Wasserstoff in der Mobilität auf unter 0,01 TWh (entspricht etwa 250 Tonnen) im Jahr 2030 geschätzt (MWAE 2023).

Um eine Tendenz der Erzeugungs- und Bedarfspotenziale über das Stützjahr 2030 hinaus betrachten zu können, sind auch die weiteren Stützstellen aus dem Gutachten zum Klimaplan zu berücksichtigen. Hierzu werden in Abbildung 50 die Szenarien des Gutachtens zum Klimaplan bis zum Jahr 2045 aufgezeigt.

Es wird deutlich, dass das Havelland sich langfristig zwischen verschiedenen Strategien entscheiden kann. Bei Umsetzung des Szenarios **"Mehr Elektrifizierung und Effizienz"** übersteigen die lokal erzeugten Wassermengen den H₂-Bedarf. Im Verkehrsbereich wird **Wasserstoff zu 0,1 Prozent für Pkw, zu 7 Prozent für leichte Nutzfahrzeuge und zu 13 Prozent für schwere Nutzfahrzeuge als Energieträger genutzt**. Die vergleichsweise geringe Nachfrage führt dazu, dass das Havelland eine starke Erzeugungsregion für erneuerbaren Wasserstoff wird und sich dadurch von anderen H₂-Regionen in Deutschland abhebt. Zudem entsteht keine Importabhängigkeit, da die langfristigen H₂-Bedarfe durch Eigenerzeugung gedeckt werden können.

Wird das Szenario **„Mehr grüne Brennstoffe“** verfolgt, liegt ein starker Fokus auf der Nutzung von Wasserstoff vor allem im Schwerlastverkehr. **Im Jahr 2045 werden in diesem Szenario 14 Prozent der Pkw sowie 28 Prozent der leichten und schweren Nutzfahrzeuge erneuerbaren Wasserstoff als Energieträger nutzen**. Um dieses Szenario umzusetzen, muss insbesondere das Güterverkehrszentrum Wustermark, aber auch der Transitverkehr des Havellandes im großen Maße mit erneuerbarem Wasserstoff versorgt und die Flotten entsprechend umgestellt werden. Das Havelland könnte dies nutzen, um sich überregional entlang internationaler Transportrouten als Vorreiterregion zu positionieren. Voraussetzung ist, dass bereits in der kurzen Frist große Mengen erneuerbaren Wasserstoffs im Havelland erzeugt und langfristig Importmöglichkeiten erschlossen werden.

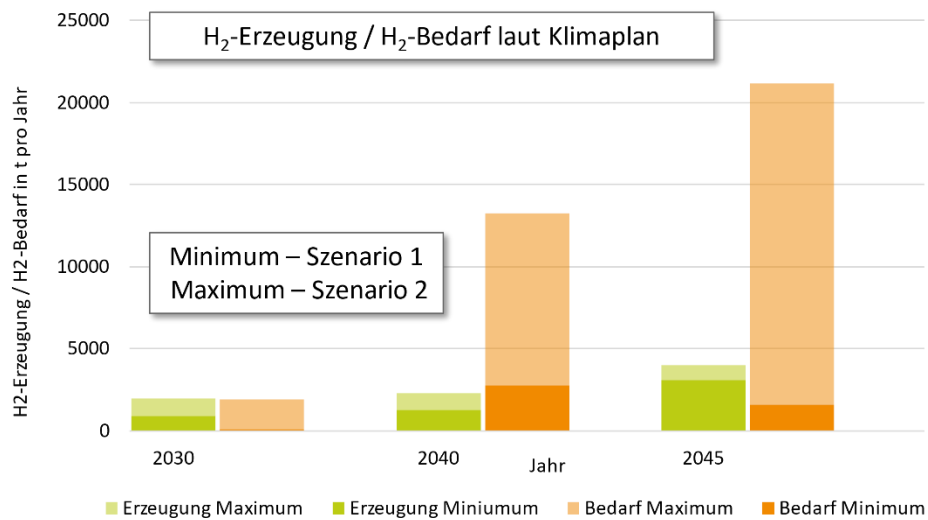


Abbildung 50: H₂-Hochlauf für alle Sektoren aus dem Gutachten zum Klimaplan Brandenburg

Fazit: Das Havelland steht vor einer wegweisenden Entscheidung bezüglich seiner langfristigen Energie- und Verkehrspolitik. Zwei mögliche Strategien wurden betrachtet: Das Szenario "Mehr Elektrifizierung und Effizienz" würde zu einer starken Erzeugungsregion für erneuerbaren Wasserstoff führen, wodurch das Havelland sich von anderen H₂-Regionen in Deutschland abheben und unabhängig von Importen werden könnte. Hingegen könnte das Szenario "Mehr grüne Brennstoffe" das Havelland zu einer Vorreiterregion für die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs machen. Dafür bedarf es großer Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff, den Aufbau langfristiger Importstrukturen sowie eine ambitionierte Umsetzung durch ansässige Logistikunternehmen und Tankstellenbetreibende.

7.4 H₂-ROADMAP FÜR DIE REGION

Eine regionale H₂-Roadmap stellt einen strategischen Fahrplan dar, um die Potenziale und Chancen der H₂-Wirtschaft in einer bestimmten Region zu erschließen. Sie dient als Leitfaden für die gezielte Entwicklung und Umsetzung von Projekten, die auf die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff abzielen. Eine solche Roadmap legt den Grundstein für eine nachhaltige und klimafreundliche Transformation der regionalen Wirtschaft und trägt zur Erreichung der Klimaziele bei.

Sie identifiziert die erforderlichen Schritte und Akteure, um den Übergang zu einer H2-Wirtschaft voranzutreiben und dabei auch sozioökonomische Aspekte zu berücksichtigen.

Die Handlungsempfehlungen wurden im Rahmen verschiedener Workshops, Stakeholder-Gespräche sowie unter Berücksichtigung bewährter Praktiken in anderen Regionen entwickelt. Um eine breite Beteiligung sicherzustellen, fand ein Online-Workshop statt, in dem die Handlungsempfehlungen in Kleingruppen intensiv diskutiert, kommentiert und priorisiert wurden. Die Ergebnisse dieses Workshops bilden die Grundlage für die finalen Handlungsempfehlungen.

Diese werden in sechs Kategorien eingeteilt: H2-Erzeugung (Kategorie E), H2-Bedarf (Kategorie B), Speicher und Verteilung (Kategorie S), Lokale Politik (Kategorie P), Netzwerk und Öffentlichkeit (Kategorie N) sowie Forschung und Entwicklung (Kategorie F).

Die Handlungsempfehlungen werden nachfolgend je Kategorie tabellarisch dargestellt. Hierbei wird jede Empfehlung mit einem Kürzel (ID) versehen und Adressaten werden benannt.

Eine Übersicht der Empfehlungen und der ungefähr avisierte Umsetzungszeiträume wird in Abbildung 51 und Abbildung 52 dargestellt.

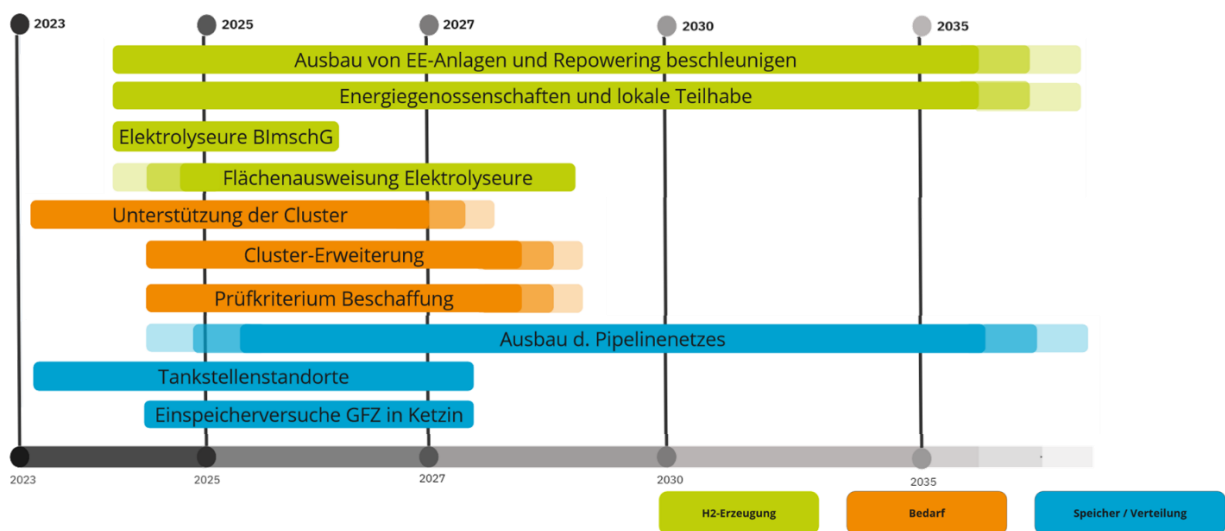


Abbildung 51: Handlungsempfehlungen aus den Bereichen Erzeugung, Bedarf und Speicher/Verteilung

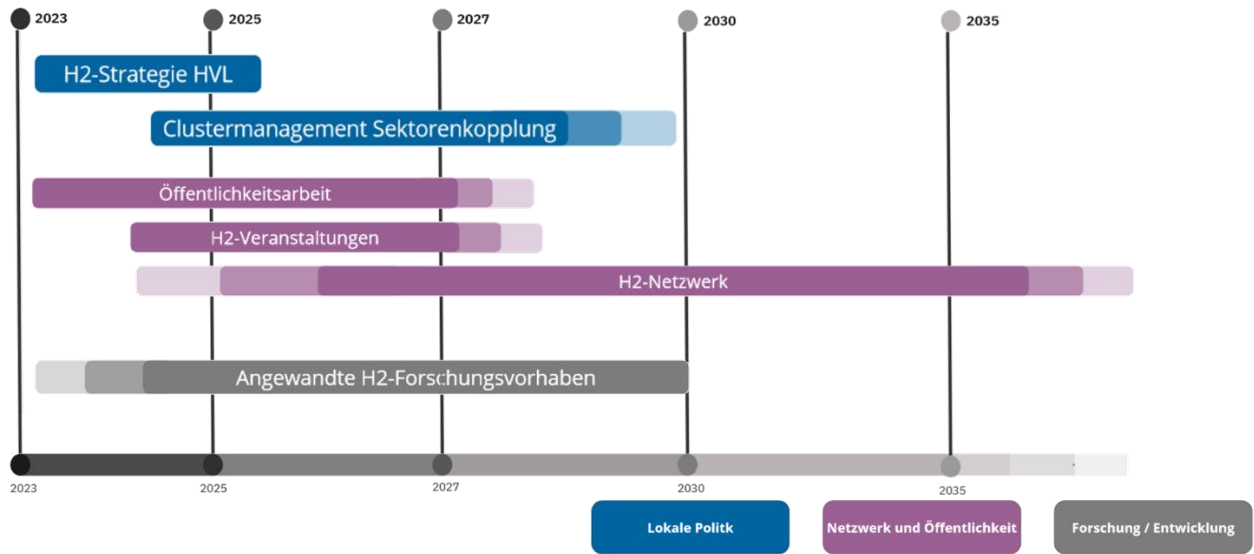


Abbildung 52: Handlungsempfehlungen aus den Bereichen lokale Politik, Forschung/Entwicklung und Netzwerk/Öffentlichkeit

Handlungsempfehlungen H2-Erzeugung (E1-4)

ID	Empfehlung	Adressat
E1	Beschleunigung des EE-Ausbaus und von Repowering-Projekten	Regionale Planungsgemeinschaft, Kommunen

Für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff ist der Ausbau von EE-Anlagen eine wichtige Voraussetzung. Um den Ausbau von diesen Anlagen und das Repowering zu beschleunigen, sind folgende Maßnahmen empfehlenswert:

Zunächst sollte eine zügige Ausweisung von EE-Flächen erfolgen, um das Flächenziel Wind von 2,2 Prozent bereits vor 2032 zu erreichen. Dies erfordert eine effiziente Planung und Umsetzung, bei der regionale Planungsgemeinschaften und Kommunen eng zusammenarbeiten sollten.

Des Weiteren sollten zusätzliche Flächen auf kommunaler Ebene für die EE-Erzeugung bereitgestellt werden, wobei darauf geachtet werden sollte, dass die Projekte einen lokalen Mehrwert schaffen. H2-Projekte können hierzu einen Beitrag leisten, jedoch müssen Kommunen auf regionale Wertschöpfung achten. Ein wichtiger Aspekt dafür ist die Einbeziehung lokaler Genossenschaften und Bürgerinitiativen. Durch deren aktive Teilnahme und Einbindung in den Ausbauprozess können die Bürgerinnen und Bürger stärker involviert werden und ein Gefühl der Mitbestimmung und Akzeptanz entwickeln (siehe auch E2).

Zusätzlich ist es ratsam, dass der Landkreis selbst eigene EE-Projekte zügig vorantreibt. Dadurch fungiert er als Vorbild für andere Akteure und zeigt sein Engagement für die Energiewende. Beispiel für ein solches Projekt könnte die Errichtung einer PV-Anlage auf einer Deponie am Standort der ABH sein.

Durch die konsequente Umsetzung dieser Maßnahmen können regionale Planungsgemeinschaften und Kommunen den EE-Ausbau beschleunigen und so einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten.

ID	Empfehlung	Adressat
E2	Energiegenossenschaften und lokale Teilhabe	Landkreis

Die Förderung von Energiegenossenschaften und lokaler Teilhabe sind entscheidend für den Erfolg der Energiewende. Durch die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger an der Energieerzeugung entstehen wirtschaftliche Vorteile für die Region, die Akzeptanz für Erneuerbare Energien steigt und die dezentrale Energieerzeugung wird gefördert. Zudem bieten Energiegenossenschaften Plattformen für Bildung und Bewusstseinsbildung, um das Verständnis und die Unterstützung für nachhaltige Energiekonzepte zu stärken. Eine aktive Förderung und Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen sind daher von großer Bedeutung – sowohl für EE- als auch für H2-Projekte.

Der Ausgangspunkt für Energiegenossenschaften und lokale Teilhabe sind die Bürgerinnen und Bürger. Der Landkreis kann jedoch aktiv unterstützen, unter anderem an folgenden Punkten:

In der Initiierungsphase ist es wichtig, Werbung für Bürgerenergieprojekte zu machen und eine zentrale Ansprechperson auf Kreisebene zu benennen. Diese Person kann die Interessierten informieren, Fragen beantworten und bei der Weiterentwicklung bestehender Bürgerenergieprojekte unterstützen.

In der Planungsphase kann der Landkreis die Energiegenossenschaften durch Bereitstellung von Informationsmaterial, Räumlichkeiten und Moderationsangeboten unterstützen. Darüber hinaus kann er Kontakte zu Expertinnen und Experten herstellen, beispielsweise für den Genehmigungsprozess, und die Verknüpfung mit relevanten Stakeholdern fördern.

Während der Umsetzungsphase können Energiegenossenschaften von der Unterstützung des Landkreises bei der Öffentlichkeitsarbeit profitieren. Der Landkreis kann helfen, die Bekanntheit der Projekte zu steigern und sie mit anderen relevanten Stakeholdern zu vernetzen. Darüber hinaus kann der Landkreis oder auch Kommunen dem Bürgerenergieprojekt beitreten, um Unterstützung zu signalisieren und die regionale Akzeptanz zu stärken. Dabei kann der Landkreis auch regionalspezifisches Wissen sammeln und es für zukünftige Projekte nutzen.

Durch die Umsetzung dieser Empfehlungen wird zur Stärkung der regionalen Energiewende beigetragen. Bürgerinnen und Bürger bekommen eine aktive Beteiligung an der Entwicklung und Umsetzung von EE- und H2-Projekten.

ID	Empfehlung	Adressat
E3	Differenziertere Einstufung von Elektrolyseuren im BImSchG	EU- und Bundesgesetzgebung

Die aktuelle Einstufung von Elektrolyseuren als Industrie-Emissionsanlage wird insbesondere den Anforderungen kleiner Elektrolyseure nicht gerecht und stellt hohe Anforderungen an die Betreibenden. Das BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) sollte eine differenziertere Einstufung von Elektrolyseuren vorsehen und der Landkreis kann darauf hinwirken, dass entsprechende Maßnahmen auf EU-Ebene ergriffen werden.

Eine mögliche Staffelung der Einstufung je nach Größe des Elektrolyseurs könnte wie folgt aussehen: Elektrolyseure bis 1-2 MW sollten BImSchG-genehmigungsfrei sein, Elektrolyseure bis 10 MW sollten im vereinfachten Verfahren genehmigt werden können und Elektrolyseure ab 10 MW sollten einer regulären BImSchG-Genehmigung unterliegen.

Durch eine solche differenzierte Einstufung würden bürokratische Hürden für kleine Elektrolyseure reduziert, während gleichzeitig die notwendigen Umweltstandards und Sicherheitsanforderungen eingehalten werden. Der Landkreis kann sich aktiv dafür einsetzen, dass diese Anpassungen auf EU-Ebene diskutiert und umgesetzt werden, um den Ausbau der H2-Wirtschaft zu fördern und die Entwicklung von Elektrolyseur-Projekten zu erleichtern.

ID	Empfehlung	Adressat
E4	Flächenausweisung für Elektrolyseure	Kommunen

Die Flächenausweisung für Elektrolyseure ist ein wichtiger Schritt, um die Entwicklung von H2-Projekten zu fördern. Im Rahmen eines Workshops mit den Planungsbehörden wurde festgestellt, dass es sinnvoll ist, Flächen bereits in der planerischen Flächenvorsorge vorab auszuweisen. Dies führt zu mehr Planungssicherheit und beschleunigt den Genehmigungsprozess. Durch eine gezielte

Ausweisung von geeigneten Flächen für Elektrolyseure schaffen Kommunen die Voraussetzungen für eine effiziente und zügige Genehmigung von H2-Projekten.

Handlungsempfehlungen H2-Bedarf (B1-3)

ID	Empfehlung	Adressat
B1	Unterstützung der entwickelten H2-Cluster Östliches und Westliches Havelland	Landkreis sowie Wirtschaftsförderung Berlin-Brandenburg (WfBB)

Um die Entwicklung der beiden H2-Cluster zu unterstützen, sollten der Landkreis und das Land folgende Schritte gehen:

Es ist wichtig, dass der Landkreis sich politisch verpflichtet, den Aufbau und die Stärkung von Clustern im Bereich der erneuerbaren Energien und Wasserstoff zu fördern. Eine klare politische Vision und Zielsetzung schaffen die Grundlage für eine langfristige, strategische Ausrichtung (siehe auch P1).

Bei der Haushaltsplanung sollten künftige Investitionen, die für die kommunalen Unternehmen in den Clustern wichtig sind, berücksichtigt werden. Der Landkreis sowie die Wirtschaftsförderung Brandenburg können zudem bei der Akquirierung von Fördermitteln unterstützen. Dies beinhaltet die Identifizierung geeigneter Förderprogramme, die Beratung bei der Antragstellung und die Unterstützung bei der Projektkoordination.

ID	Empfehlung	Adressat
B2	Erweiterung der bestehenden Cluster	Unternehmen in der Nähe der H2-Cluster sowie Landkreis

Eine graduelle Erweiterung der Cluster ist anzustreben. Dabei sollten Schritte unternommen werden, um für das Cluster Östliches Havelland insbesondere Logistik-Stakeholder zu gewinnen. Eine Möglichkeit besteht darin, am Unternehmensstammtisch des GVZ Wustermark teilzunehmen und dort den Beitrag von Wasserstoff zu diskutieren. Zusätzlich kann ein Testbetrieb für H2-Lkw initial installiert werden, um praktische Erfahrungen zu sammeln.

Auch der Rangierverkehr der Bahn kann eine Möglichkeit sein, das Cluster Östliches Havelland zu erweitern. Dafür gilt es, Projekte wie das der HVLE (Havelländische Verkehrsgesellschaft mbH) zur Umrüstung von Rangierlokomotiven auf H2-Technologie, weiterzuentwickeln.

ID	Empfehlung	Adressat
B3	Alternative Dekarbonisierungspfade und ggf. Pipeline-Anschluss für große Industrieunternehmen prüfen	Industrieunternehmen sowie Landkreis

Im Havelland gibt es kaum Industrien, die ausschließlich durch die Nutzung von grünem Wasserstoff dekarbonisiert werden können. Für viele kommt vor allem der Ersatz von Erdgas als Energieträger durch die Nutzung von grünem Wasserstoff in Frage. Dadurch könnten enorm hohe H2-Bedarfe auftreten, die mit einer inländischen Elektrolyse kaum zu decken sind. Darüber hinaus sind die Kosten für erneuerbaren Wasserstoff weiter über den Erdgaspreisen, auf die diese Industrien bisher setzten. Deshalb werden hier zwei Punkte empfohlen:

1. Industrien bei der Evaluation unterschiedlicher Dekarbonisierungspfade unterstützen. Hier geht es auch darum, Alternativen zur H2-Nutzung aufzuzeigen.
2. Industrien, für die H2 die beste Option zur Dekarbonisierung ist, an H2-Pipelines anzuschließen. Dies sind vor allem Industriezweige, die Wasserstoff stofflich nutzen oder aber sehr hohe Temperaturen in ihren Prozessen benötigen (siehe auch S1).

Ein enger Austausch innerhalb verschiedener Branchen fördert die Evaluation bestehender Dekarbonisierungsalternativen.

Handlungsempfehlungen Speicher und Verteilung (S1-3)

Die Nutzung von Pipelines bietet den Vorteil, dass wir nicht mehr auf eine Punkt-zu-Punkt-Verteilung angewiesen sind, sondern ein Netzwerk entsteht. Im Havelland wird das Fernleitungsnetz der ONTRAS für den Transport von Wasserstoff aufgebaut. Die Ausbaustufen des Projekts sind im H2-Marktplatz Berlin-Brandenburg dargestellt.

Bei der Planung und Umsetzung des H2-Netzes sollten potenzielle H2-Großverbraucher sowie zukünftig auch Erzeuger erneuerbaren Wasserstoffs aktiv in die Planung mit eingebunden werden. Dies umfasst Unternehmen aus verschiedenen Branchen, die Interesse an einer H2-Nutzung haben

könnten. Beispiele für solche Unternehmen könnten zum Beispiel Blücher, Jacobi Carbons und Herbstreith&Fox sein. Auf der Erzeugungsseite sind solche Großprojekte derzeit noch nicht absehbar. Die Planungen der Machbarkeitsstudie zum „Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg“ zeigen, dass durch das Havelland bereits ab 2030 Wasserstoffpipelines verlaufen werden (MWAE 2023).

ID	Empfehlung	Adressat
S2	Tankstellenstandorte für die Umsetzung der Cluster ermitteln	Tankstellenbetreiber, Landkreis Havelland

Die konkrete Umsetzung von Bauvorhaben für H2-Tankstellen spielt eine entscheidende Rolle für die gesamte H2-Wertschöpfungskette. Die erfolgreiche Realisierung dieser Tankstellenprojekte stärkt die H2-Infrastruktur und kann die Verbreiterung der Cluster-Vorhaben fördern.

Für das Cluster 1 "Östliches Havelland" sollten Tankstellen entlang der B5 geplant werden. Diese strategische Platzierung ermöglicht eine gute Erreichbarkeit und Versorgung der kommunalen Flotten. Ein weiterer möglicher Standort könnte auf dem BahnTechnologie Campus Havelland sein. Hier könnte zukünftig eine multimodale Tankstelle für den Rangierverkehr der Bahn sowie Logistikflotten eingerichtet werden. Darüber hinaus könnte eine weitere öffentliche Tankstelle in der Nähe des GVZ Wustermark und Brieselang errichtet werden.

Durch die gezielte Platzierung der Tankstellen an diesen Standorten wird eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff für verschiedene Anwendungen gewährleistet. Dies trägt zur Attraktivität des H2-Clusters bei, fördert die Akzeptanz von Wasserstoff als alternative Energiequelle und unterstützt die nachhaltige Mobilität im Havelland.

Für das Cluster „Westliches Havelland“ kommen Standorte entlang der Bundesstraße 188 (Gewerbegebiet südlich in Rathenow) für den Aufbau von H2-Tankstellen in Frage.

ID	Empfehlung	Adressat
S3	Durchführung von H2-Einspeicherversuchen in Ketzin	Cluster Östliches Havelland, GeoForschungsZentrum Potsdam, Landkreis

Das GeoForschungsZentrum Potsdam möchte die Nutzung des Standorts Ketzin als Untergrundspeicher erforschen. Dies umfasst Versuche zur Einspeicherung von Wasserstoff am Standort. Zur Umsetzung der Versuche sollten das Cluster Östliches Havelland sowie das GeoForschungsZentrum zusammenarbeiten. Grüner Wasserstoff des Elektrolyseurs in Ketzin könnte direkt am Standort für Einspeicherversuche genutzt werden.

Der Landkreis kann helfen, indem er das Projekt durch Öffentlichkeits- und Aufklärungsarbeit unterstützt. Eine gezielte Informationskampagne kann helfen, das Verständnis und die Unterstützung der Bevölkerung für das Vorhaben zu gewinnen. Langfristig könnte dadurch ein Großspeicher für erneuerbaren Wasserstoff in Ketzin realisiert werden.

Handlungsempfehlungen Lokale Politik (P1-2)

ID	Empfehlung	Adressat
P1	Strategie des Landkreises zum Thema Sektorenkopplung	Landkreis

Eine Strategie zur Sektorenkopplung auf Landkreisebene, die den Einsatz von Wasserstoff einschließt, signalisiert politische Verbindlichkeit und sollte klare Leitlinien vorgeben. Eine solche Strategie bildet die Grundlage für weitere Maßnahmen und ermöglicht eine effektive Integration von erneuerbaren Energien in verschiedene Sektoren – insbesondere in die Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie. Durch die gezielte Einbeziehung von Wasserstoff als Energieträger können Synergien zwischen den Sektoren geschaffen und der Einsatz von erneuerbaren Energien maximiert werden.

Daher ist eine umfassende Strategie zur Sektorenkopplung auf Landkreisebene von hoher Relevanz. Diese sollte das Thema Wasserstoff mit einbeziehen, aber auch in den Kontext zu alternativen Sektorenkopplungsansätzen stellen.

ID	Empfehlung	Adressat
P2	Schaffung einer Stelle für Sektorenkopplung und Wasserstoff	Landkreis

Zur Umsetzung der in P1 definierten Maßnahmen sollte im Landkreis eine Vollzeitstelle für das Thema Sektorenkopplung geschaffen werden. Die Aufgaben sind vielfältig und komplex. Sie erfordern ein hohes Maß an Fachwissen sowie die Einbindung und Vernetzung vieler Stakeholder. Diese Person

würde eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Informationen und der Vernetzung von Akteuren spielen und als Kommunikationsschnittstelle zwischen Verwaltung, Wirtschaft und Zivilgesellschaft dienen.

Die Ansprechperson sollte über umfangreiches Wissen zu den Themen Energie, Sektorenkopplung, Wasserstoff und Emissionsreduktion verfügen. Somit werden Stakeholder direkt im weiteren Aufbau der H2-Wirtschaft unterstützt, Fragen können direkt beantwortet werden und die Umsetzung von Projekten kann beschleunigt werden.

Darüber hinaus sollte die Ansprechperson eng mit anderen Netzwerken zusammenarbeiten, wie beispielsweise dem benachbarten H2-Netzwerk PROOHV. Dies würde den Austausch von Know-how fördern und die gemeinsame Weiterentwicklung von H2-Aktivitäten in Nord-West-Brandenburg fördern. Ein weiterer Aspekt besteht darin, den Kontakt zu Energiegenossenschaften zu pflegen und deren Umsetzungsaufgaben zu unterstützen (siehe auch E2). Die Ansprechperson sollte zudem die Kommunen im Landkreis bei der Realisierung von Energieprojekten unterstützen, um sicherzustellen, dass erneuerbare Energien und andere Maßnahmen der Energiewende lokal umgesetzt werden.

Insgesamt würde die Einrichtung einer solchen Ansprechperson im Landkreis eine entscheidende Rolle bei der Förderung der Sektorenkopplung und der Unterstützung von Akteuren in der Region spielen.

Handlungsempfehlungen Netzwerk und Öffentlichkeitsarbeit (N1-2)

ID	Empfehlung	Adressat
N1	Veranstaltungen und Öffentlichkeitsarbeit	Landkreis

Um die Projekte der Cluster sowohl regional als auch überregional zu vermarkten und weitere Stakeholder zur Mitarbeit in den Clustern zu gewinnen, ist eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit und die Durchführung von Veranstaltungen von großer Bedeutung. Dies umfasst auch die Anziehung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten in die Region und die Entwicklung von Projekten mit überregionaler Strahlkraft.

Es ist wichtig, den regionalen Nutzen der Projekte einzufordern, zu überprüfen und durch gezielte Öffentlichkeitsarbeit sichtbar zu machen. Dies kann durch gezielte Informationskampagnen und Aufklärungsarbeit erfolgen, um das Bewusstsein für die Potenziale der Clusterprojekte zu schärfen.

Eine konkrete Maßnahme besteht darin, H2-Veranstaltungen zu organisieren, wie zum Beispiel die Teilnahme an der "Woche des Wasserstoffs" oder anderen relevanten Veranstaltungen. Dadurch wird die Aufmerksamkeit auf die H2-Projekte gelenkt und es entsteht die Möglichkeit, abstrakte Energiethemen greifbar zu machen.

Darüber hinaus sollte der Landkreis regelmäßig im Austausch mit den Stakeholdern der Cluster bleiben.

Durch eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit und die Organisation von Veranstaltungen können die Clusterprojekte sowohl innerhalb der Region als auch überregional bekannt gemacht werden. Dies stärkt die Sichtbarkeit des Havellands als Zukunftsregion.

ID	Empfehlung	Adressat
N2	Aufbau eines H2-Netzwerks	Landkreis

Mit dem Projekt HyExpert H2VL wurden bereits einige Schritte in Richtung eines H2-Netzwerks gegangen. Dies gilt es nun zu verstetigen. Im Laufe der nächsten Monate sollte ein Weg gefunden werden, ein solches Netzwerk auf Landkreisebene weiterzuentwickeln.

Auf Landesebene gibt es die Richtlinie des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie zur Förderung der wirtschaftsnahen kommunalen Infrastruktur im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“, kurz GRW. Unter dieser Richtlinie können auch H2-Netzwerke gefördert werden. Es empfiehlt sich, diese und andere Förderoptionen zeitnah zu prüfen.

Darüber hinaus sollte die Zusammenarbeit mit weiteren Netzwerken/Organisationsstrukturen sondiert werden. So könnte beispielsweise die gesamte Planungsregion Havelland-Fläming gemeinschaftlich ein Netzwerk gründen – oder aber das Havelland sucht Anknüpfungspunkte mit dem Netzwerk PROOHV.

Handlungsempfehlungen Forschung und Entwicklung (F1)

ID	Empfehlung	Adressat
F1	Angewandtes Forschungsvorhaben in die Region holen	Landkreis, Cluster Östliches und Westliches Havelland, Forschungseinrichtungen

Um angewandte Forschungsvorhaben in das Havelland zu holen, bieten sich Förderungen auf Bundes- oder EU-Ebene an. Insbesondere eignen sich im Havelland Projekte zur Verbesserung des ländlichen Schienenverkehrs, zur Umrüstung von Rangierloks auf umweltfreundliche Antriebe, zur Einspeicherung von Wasserstoff in Aquifer-Speichern sowie zur Abwärmenutzung von Elektrolyseuren. Darüber hinaus könnte in Zusammenarbeit mit dem Güterverkehrszentrum (GVZ) Großbeeren ein groß angelegtes Forschungsprojekt zur Dekarbonisierung von Güterverkehrszentren initiiert werden. Dabei könnten innovative Ansätze zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Güterverkehr entwickelt und erprobt werden.

Die Realisierung solcher angewandten Forschungsvorhaben im Havelland würde nicht nur zur Weiterentwicklung der Region beitragen, sondern auch zur Schaffung von wertvollem Know-how und zur Stärkung der regionalen Wirtschaft. Zudem würde das Havelland als Modellregion für nachhaltige Mobilität und Energiesysteme positioniert, was weitere Investitionen und Forschungsmöglichkeiten anziehen könnte.

8 AUSBLICK

Mit dem Ende der H2VL H2-Initiative endet nicht das Engagement der Akteure, die in die H2-Technologie und ihre Förderung im Havelland investiert haben. Die Projektergebnisse ebnen den Weg zu weiteren Möglichkeiten, Entwicklungen und tieferen Verbindungen zwischen den vielfältigen Akteuren. Sie werden in dem breiten Stakeholdern-Netzwerk weiter aktiv zusammenarbeiten.

Es ist bereits ein Workshop geplant, bei dem sich die Akteure über ihre Aktivitäten austauschen und Fördermöglichkeiten diskutieren können. Dieses Treffen wird vom Landkreis und Abteilung Klimaschutz des Umweltamtes koordiniert. Es stellt einen entscheidenden Schritt dar, um den Fortschritt voran zu treiben und die bestehenden Synergien optimal zu nutzen.

Die während des Projekts genutzten digitalen Plattformen – die H2VL-Website, der H2-Marktplatz für das Havelland und die Präsenz auf der Koop-BB-Plattform – werden fortgeführt. Sie werden weiterhin als primäre Informationsquellen für Stakeholder und Interessierte dienen und ihnen Zugang zu wichtigen Unterlagen aus dem Projekt ermöglichen.

Die erarbeiteten Handlungsempfehlungen werden dem Landkreis und seinen Akteuren als Leitfaden dienen, um mit konkreten Informationen den Hochlauf der H2-Wirtschaft zu unterstützen. Sie geben wichtige Impulse für das weitere Engagement in dieser Branche, die zur Dekarbonisierung besonders im Sektor Verkehr beitragen kann. Um die ambitionierten THG-Reduktionsziele für den Verkehr bis 2030 zu erreichen, sind weitere Maßnahmen nötig, wie beispielsweise ein paralleler Hochlauf von Batterieelektrischen Fahrzeugen – eine Technologie, die sich besonders für Pkw eignet.

Die zwei erfolgreich etablierten Cluster "Westliches und Östliches Havelland" werden weiter eigenständig von den beteiligten Stakeholdern geführt. Nach erfolgreicher Realisierung besteht das Potenzial, sie mit weiteren Partnern zu erweitern, die Wasserstoff abnehmen und entsprechende Elektrolysekapazitäten bereitstellen können.

Insgesamt sehen die Autorinnen und Autoren der Studie für das Havelland mit dem gezeigten Potenzial sehr gute Voraussetzungen vom Beginn einer neuen Ära der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff zu profitieren. Die Studienergebnisse beinhalten die Pläne. Jetzt liegt es an den Beteiligten, dieses Potenzial zu nutzen und auf diesem Fundament die Region zu einem Vorreiter der H2-Wirtschaft zu machen. Die Zukunft für erneuerbaren Wasserstoff im Havelland ist vielversprechend und die Beteiligten freuen sich darauf, diesen Weg weiter zu beschreiten.

9 QUELLEN

- Allolio, Friederike, Leony Ohle, und Judith Schäfer. 2022. „Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Rechtswissenschaftliche Studie im Auftrag der Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie.“ https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/12/20221319_TransHyDE-Studie_Regulatorik.pdf.
- Allolio, Ohle, Schäfer. 2022. „TransHyDE - Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft“. Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM). https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/12/20221319_TransHyDE-Studie_Regulatorik.pdf?media=1667839188.
- „Angebot Wystrach“. 2020a, 28. September 2020.
- „——“. 2020b, 28. September 2020.
- BMDV. 2023. „PtJ: Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr - Fahrzeuge und Infrastruktur“. 2023. <https://www.ptj.de/projektfoerderung/busfoerderung/beschaffung>.
- BMF. 2014. *Dienstvorschrift zur energiesteuerrechtlichen Behandlung von Energieerzeugungsanlagen nach den §§ 2, 3 und 53 Energiesteuergesetz*. https://www.bhkw-infozentrum.de/download/DV-Energieerzeugung_N_09_2014-Nr29_20140131.pdf.
- BMUV. 2021. „Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019“. https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_aendg_2021_3_bf.pdf.
- . 2023. „Wichtiger Schritt für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff. Europäische Kommission legt neuen Entwurf zu Kriterien für Erzeugung von grünem Wasserstoff vor“. BMUV. <https://www.bmuv.de/pressemitteilung/wichtiger-schritt-fuer-markthochlauf-von-gruenem-wasserstoff>.
- BMWK. 2023a. „Erneuerbare Energien 2022 Zubauzahlen und beschlossene Beschleunigungsmaßnahmen im Überblick (national + europäisch)“. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zubauzahlen-erneuerbare-energien-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8.
- . 2023b. „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie“. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. 2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html>.
- „Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist“. 2019.
- Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). 2023. „Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (1. Referentenentwurf)“. 2. Juni 2023. <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Waermeplanung.html>.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). 2021. „Fernwärme: 126 Milliarden Kilowattstunden Wärme für die leitungsgebundene Wärmeversorgung wurden in Deutschland im Jahr 2020 erzeugt.“ 22. Januar 2021. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zdw-fernwaerme-126-milliarden-kilowattstunden/>.
- Bünger, U., und S. Nicolai. 2020. „Infrastrukturbedarf E-Mobilität“. https://stiftung.adac.de/app/uploads/2019/06/IBeMo_Abschlussbericht_final_190625_LBST_Zerhusen.pdf.
- . o. J. „Infrastrukturbedarf E-Mobilität“. https://stiftung.adac.de/app/uploads/2019/06/IBeMo_Abschlussbericht_final_190625_LBST_Zerhusen.pdf.
- „cellcentric GmbH & Co. KG“. o. J.
- Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. 2023. „Marktübersicht Elektrolyseure 2021“. Straubing. <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktuebersicht-elektrolyseure/>.

- Deutscher Bundestag. 2021a. „Sachstand WD 8 - 3000 - 075/21 Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall“. <https://www.bundestag.de/resource/blob/866384/6f31ce3d496d03eb92d35856544ac1ba/WD-8-075-21-pdf-data.pdf>.
- . 2021b. „BT-Drs. 19/27453, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote“. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/274/1927435.pdf>.
- EnergieGenossenschaft Westhavelland. 2023. „EnergieGenossenschaft Westhavelland | Erneuerbare Energien in gemeinsamen Händen“. 2023. <https://www.egwesthavelland.de/>.
- EU. 2022. „CertifHy“. CertifHy. 2022. <https://www.certifyhy.eu>.
- Europäische Kommission. 2023. „Fragen und Antworten zu den delegierten Rechtsakten der EU über erneuerbaren Wasserstoff“. 13. Februar 2023. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_23_595.
- first energy. 2023. „Steuern und Abgaben“. first-energy.net. 2023. <https://first-energy.net/energieeinkauf/steuern-und-abgaben>.
- Fraktion SPD, Bündnis 90 die Grünen und FDP. 2022. „Entwurf eines Gesetzes zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land“. Bundestag.
- Generalzolldirektion. 2023. „Mitteilung der Generalzolldirektion zur Anrechnung strombasierter Kraftstoffe“. https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Erfuellung-Quotenverpflichtung/Anrechnung-Elektromobilitaet-strombasierte-Kraftstoffe/anrechnung-elektromobilitaet-strombasierte-kraftstoffe_node.html#doc369528bodyText5. 2023.
- GP Joule. 2023. „Verbundprojekt Wasserstoff: Erneuerbare Energien sinnvoll in der emissionsfreien Mobilität nutzen.“ 2023. <https://www.gp-joule.com/de/referenzen/wasserstoff/efarm>.
- Hirschl et al. 2022. „Gutachten zum Klimaplan Brandenburg“.
- Hirth, Lion. 2013. „The market value of variable renewables“. *Energy Economics* 38 (Juli): 218–36. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004>.
- Hopt, Klaus J. 2010. „HGB § 105“. In *Kommentar Handelsgesetzbuch*. Baumbach/Hopt. <https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/blog/details/wasserstoff-speichern-in-metallhydriden.html>. o. J.
- „HyExpert-Abschlussbericht Wasserstoff-Modellregion Fichtelgebirge“. 2021.
- IEA. 2021. „Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector“. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.
- inFranken.de. 2023. „Nürnberg: Neue Wasserstoff-Lkws beliefern umweltfreundlich dm - aber haben nicht genug Tankstellen“. inFranken.de. 3. März 2023. <https://www.infranken.de/lk/nuernberg/nuernberg-neue-wasserstoff-lkws-beliefen-umweltfreundlich-dm-aber-haben-nicht-genug-tankstellen-art-5651651>.
- „interne Quelle IAV“. o. J.
- Kaltschmitt, Martin, Hans Hartmann, und Hermann Hofbauer, Hrsg. 2016. *Energie aus Biomasse*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-47438-9>.
- KBA. 2022a. „Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken“. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirk_e_node.html.
- . 2022b. „Verkehr in Kilometern (VK), Zeitreihe 2014-2021“. https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_node.html.
- Kment, Martin, und Yann Wenzel. 2022. „Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze“. *Recht der Energiewirtschaft* 2022: 153 (154).
- Koalitionsausschuss. 2023. „Ergebnispapier des Koalitionsausschusses vom 28.03.2023, Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung“. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Beschluesse/20230328_Koalitionsausschuss.pdf.
- Landkreis Havelland. 2021a. „Klimaschutzkonzept | Landkreis Havelland“. 2021. <https://www.havelland.de/umwelt-landwirtschaft/umwelt/klimaschutzkonzept/>.
- . 2021b. „Klimaschutzkonzept Landkreis Havelland - Fortschreibung und Evaluation“. https://www.havelland.de/fileadmin/dateien/amt66/Klimaschutz/Aktuelles_Klimaschutzkonzept__2021_.pdf.

- — —. 2022. „Klimaschutz | Landkreis Havelland“. 2022. <https://www.havelland.de/klimaschutz/>.
- Lübesse Energie GmbH. 2023. „Lübesse Energie: Frische Energie regional nutzen“. 2023. <https://luebesse-energie.de/>.
- „Mission Hydrogen Webinar, Hydrogen Distribution“. 2022.
- MSE. 2023. „Weitere Projekte“. MSE Mittelsächsische Bürgerenergiegenossenschaft eG. 2023. <https://www.mse-genossenschaft.de/weitere-projekte/>.
- MWAE. 2021. „Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg“. Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie. https://brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoffstrategie_Brandenburg_2021.pdf.
- — —. 2023. „Machbarkeitsstudie: Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg“. [https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Studie_Wasserstofftransportnetz_Bbg_\(Stand_02_2023\).pdf](https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Studie_Wasserstofftransportnetz_Bbg_(Stand_02_2023).pdf).
- Newborough, Marcus, and Graham Cooley. 2021. „Green Hydrogen: Water Use Implications and Opportunities“. *Fuel Cells Bulletin* 2021 (12): 12–15. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(21\)00658-1](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(21)00658-1).
- „NIST Chemistry WebBook, SRD 69“. o. J.
- NOW GmbH. 2022. „Genehmigungsleitfaden für H2-Tankstellen“. https://nowgmbh.newshore.de/wp-content/uploads/2022/03/NOW_Genehmigungsleitfaden_H2-Tankstellen.pdf.
- Ohle, Leony, Friederike Allolio, und Judith Schäfer. 2022. „Regulatory framework for a German-Australian hydrogen bridge“. https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/06/20220516_Hy-Supply_Legal-Study_German-Australian-Hydrogen-Bridge_IKEM.pdf?media=1690989998.
- O’Neill, Kathryn M. 2021. „InEnTec: Turning Trash into Valuable Chemical Products and Clean Fuels“. MIT News | Massachusetts Institute of Technology. 6. Januar 2021. <https://news.mit.edu/2021/inentec-turning-trash-into-valuable-chemical-products-clean-fuels-0106>.
- Progos AG. 2022. „Strompreisprognose vbw“.
- RAG, Hrsg. 2017. „Underground Sun-Storage“. https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/SUNSTORAGE/Publikationen/UndergroundSunStorage_Publizierbarer_Endbericht_3.1_web.pdf.
- Röckinghausen, Marc. 2022. „Vorbemerkung zu den §§ 37a bis 37g BImSchG“. In *Umweltrecht*. Landmann/Rohmer.
- Roeb, Martin, Stefan Brendelberger, Andreas Rosenstiel, Christos Agrafiotis, Nathalie Monnerie, Vishnu Budama, und Nadine Jacobs. 2020. „Wasserstoff als Fundament der Enegiwende“. Köln: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). <https://elib.dlr.de/137796/>.
- Rossum, Rik van, Jaro Jens, Gemma La Guardia, Anthony Wang, Luis Kühnen, und Martjin Overgaag. 2022. „European Hydrogen Backbone“. https://www.ontras.com/sites/default/files/inline-files/ehb_report_220404_18h00_interactive.pdf.
- SaubFahrzeugBeschG. 2021. *Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Saubere- Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz - SaubFahrzeugBeschG)*. <https://www.gesetze-im-internet.de/saubfahrzeugbeschg/SaubFahrzeugBeschG.pdf>.
- „Shell Wasserstoff Studie, Energie de Zukunft“. o. J.
- Simoës, Sofia G., Justina Catarino, Ana Picado, Tiago F. Lopes, Santino Di Berardino, Filipa Amorim, Francisco Gírio, C.M. Rangel, und Teresa Ponce De Leão. 2021. „Water Availability and Water Usage Solutions for Electrolysis in Hydrogen Production“. *Journal of Cleaner Production* 315 (September): 128124. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>.
- Taibi, Emanuele, Herib Blanco, Raul Miranda, und Marcelo Carmo. 2023. „Green Hydrogen Cost Reduction“. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
- Thorsten Spillmann, Christoph Nolden, Philipp Sander, Veronika Lenivova, Joshua Garcia Fragoso, Daniel Speth, Juliane Arriens, Florian Temmler, und Ruth Rieger. 2023. „Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg“. Brandenburg: Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg. [https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Studie_Wasserstofftransportnetz_Bbg_\(Stand_02_2023\).pdf](https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Studie_Wasserstofftransportnetz_Bbg_(Stand_02_2023).pdf).

TÜV Süd Zertifizierungsstelle „Klima und Energie“. 2021. „TÜV SÜD Standard CMS 70 Erzeugung von Grünem Wasserstoff“. 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.

UBA. 2021. „Mitteilung des UBA vom 18. Oktober 2021 zum Vollzug der 37. BImSchV“. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/kraft-betriebsstoffe/vollzug-der-37-bimschv-anrechnung-strombasierter>. 18. Oktober 2021.

Wichmann, Richard. 2022. „Erzeugung und Vertrieb von Grünem Wasserstoff (Teil 2)“. *EWeRK* 2022 (4): 157–66.

10 ANHANG

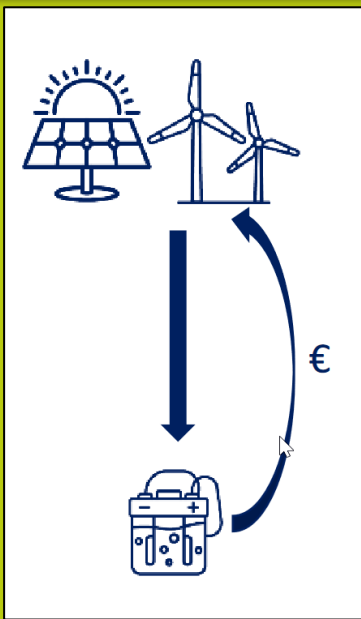
10.1 STECKBRIEFE ERZEUGUNG

Betriebskonzept: Direktleitung

Beschreibung

Unter dem Betriebskonzept „Direktleitung“ versteht man die direkte Verbindung von EE-Anlagen und dem Elektrolyseur mit einer Stromleitung. Da das Stromnetz hier nicht verwendet wird, fallen keine Netzentgelte und netzentgeltgekoppelten Abgaben an. Der Strombezug ist dadurch günstiger als bei anderen Betriebskonzepten.

Um möglichst hohe Vollbenutzungsstunden und geringe H₂-Gestehungskosten zu erreichen, bietet sich die Kombination von Wind- und PV-Anlagen an.



Welche Vorteile hat das Verfahren?

- Keine Netzentgelte und netzgekoppelte Abgaben
- Automatische Erfüllung des Kriteriums der Gleichzeitigkeit (RED II)

Welche Nachteile hat das Verfahren?

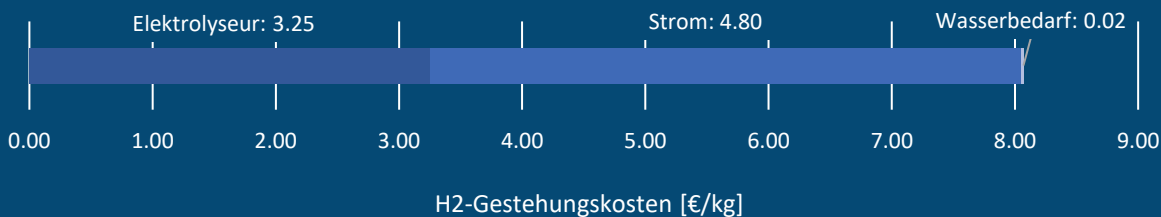
- Örtliche Abhängigkeit von EE-Anlagen und Elektrolyseur
- Ggf. zusätzliche Investitionskosten für die Direktleitung

Welche konkreten Perspektiven eröffnet das Konzept für das Havelland?

Im Havelland sind bereits viele Windkraft- und PV-Anlagen installiert. Die Nutzung dieser Anlagen mit einer Direktleitung ermöglicht eine wirtschaftliche Produktion von Wasserstoff. Die geringsten Wasserstoffgestehungskosten werden erreicht, wenn die EE-Anlagen und der Elektrolyseur aus einer Hand betrieben werden.

Wirtschaftliche Kennzahlen (beispielhaft):

- H₂-Gestehungskosten: 7 bis 12 €/kg (je nach Vollbenutzungsstunden)

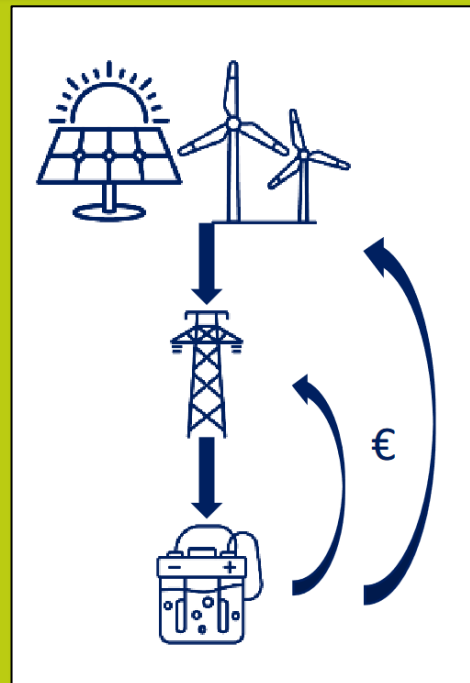


Betriebskonzept: PPA as produced

Beschreibung

Wird Strom für die Elektrolyse genutzt, der nicht von einer direkt Verbundenen EE-Anlage stammt, wird dafür meist ein Stromliefervertrag (PPA – Power Purchase Agreement) vereinbart. Die Energie wird dabei zu dem Zeitpunkt und in der Menge aus dem Netz entnommen, wie die EE-Anlagen sie einspeisen und der Preis wird aus dem Großhandelspreis abgeleitet.

Der Strom wird dabei durch das öffentliche Stromnetz geleitet, wodurch netzgekoppelte Abgaben und ggf. Netzentgelte anfallen. Durch die Nutzung des Stromnetzes können EE-Anlagen und Elektrolyseure verwendet werden, die weit voneinander entfernt sind.



Welche Vorteile hat das Verfahren?

- Keine örtliche Abhängigkeit zwischen Elektrolyse und EE-Anlage
- Erfüllung des Kriteriums der Gleichzeitigkeit (RED II)

Welche Nachteile hat das Verfahren?

- Netzgekoppelte Abgaben fallen an und ggf. Netzentgelte

Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Der Strombezug mit einem PPA ermöglicht die Verwendung von EE-Anlagen, die nicht in örtlicher Nähe zum Elektrolyseur stehen. Somit kann im Fall einer hohen Nachfrage, die Versorgung mit lokal erzeugtem grünem Wasserstoff erfolgen. Auch kann die Stromerzeugung von lokalen EE-Anlagen mit PPAs ergänzt werden.

Wirtschaftliche Kennzahlen (beispielhaft):

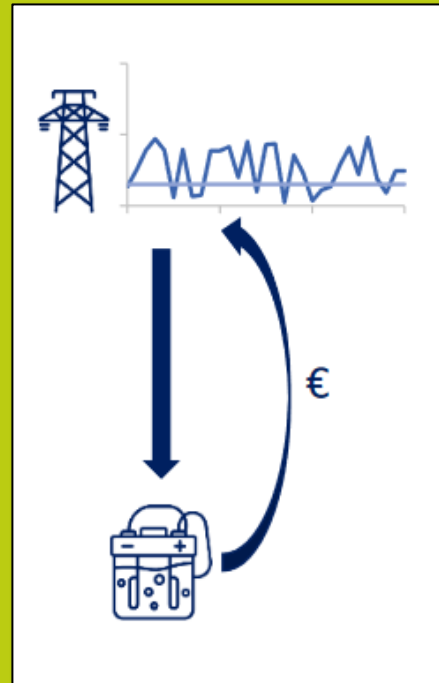
- H₂-Gestehungskosten: abhängig von Vollbenutzungstunden und Strommarkt: 9,7 €/kg für 4.500 Vollbenutzungstunden und Strompreisprognose im Jahr 2029
- Schwer vorhersehbare Strombezugskosten für die Zukunft

Betriebskonzept: Marktpreisgetrieben

Beschreibung

Bei diesem Betriebskonzept wird der Elektrolyseur bei möglichst niedrigen Großhandelspreisen betrieben. Die günstigsten Wasserstoffgestehungskosten ergeben sich als Optimum in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden (Vbh): Niedrige Vbh ermöglichen niedrige durchschnittliche Strombezugskosten, führen jedoch zu einem hohen Fixkostenanteil (CAPEX) in den Wasserstoffgestehungskosten und umgekehrt.

Der erzeugte Wasserstoff ist nach RED II rechtlich (zunächst) nicht erneuerbar. Mit Herkunftsnachweisen für grünen Strom könnte dieses Betriebskonzept möglicherweise trotzdem zur Erzeugung von grünem Wasserstoff angewendet werden.



Welche Vorteile hat das Verfahren?

- Keine örtliche Abhängigkeit zwischen Elektrolyse und EE-Anlage
- Kann ggf. zum „Auffüllen“ von Vollbenutzungsstunden genutzt werden
- Kann netzentlastend wirken

Welche Nachteile hat das Verfahren?

- Wasserstoff ist rechtlich (zunächst) nicht grün bzw. erneuerbar nach RED II-Kriterien
- Netzgekoppelte Abgaben fallen an und ggf. Netzentgelte
- Schwierige langfristige Kalkulation

Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Wenn grüner bzw. erneuerbarer Wasserstoff hergestellt werden soll, ergeben sich durch den marktpreisgetriebenen Betrieb Herausforderungen. Allerdings können damit Betriebsstunden „aufgefüllt“ werden, wenn es die Umstände zulassen. Außerdem kann die Nutzung von günstigem Strom netzentlastend wirken.

Wirtschaftliche Kennzahlen:

- H₂-Gestehungskosten: Strommarktabhängig: > 8 €/kg für Strompreisprognose im Jahr 2029
- Schwer vorhersehbare Strombezugskosten für die Zukunft

10.2 STECKBRIEFE SPEICHER

H2-Speicherung: Flaschenbündel

Beschreibung

Das Flaschenbündel ist eine der ältesten Technologien zur physikalischen H₂-Speicherung und besteht aus einer Gruppe von Hochdruckflaschen, die hydraulisch miteinander verbunden und mechanisch in einem Gestell verankert sind. Die Flaschen bestehen typischerweise aus Stahl (zum Teil bereits mit Faserverstärkung). Bei höheren Drücken werden faserverstärkte Kunststoffe eingesetzt.

Die Flaschenbündel werden üblicherweise mit der Reinheit 3.0 (99,9 %) und 5.0 (99,999 %) angeboten.

Anwendungsbereich:

Hochdruckspeicher an Tankstellen, Anwendung als Puffer oder für die Bereitstellung kleiner Mengen, zum Beispiel im F&E-Bereich.



Welche Vorteile hat das Verfahren?

Kurzfristige Verfügbarkeit von Wasserstoff in kleinen Mengen zum Beispiel im F&E Bereich. Gasflaschenbündel sind darüber hinaus standsicher und problemlos zu lagern. Wer mehr Gas benötigt, kann mehrere Gasflaschenbündel zu H₂-Bündelbatterie-Anlagen verbinden und so mehr als 150 m³ Wasserstoff bevorraten.

Welche Nachteile hat das Verfahren?

Ein Nachteil sind die begrenzte Speicherkapazität und die hohen spezifischen Kosten. Ein weiterer Nachteil ist der aufwendige Transport. Während sich Gasflaschen von Hand oder mit Gasflaschenwagen bewegen lassen, ist das mit Flaschenbündeln nicht möglich. Diese lassen sich nur mit einem Stapler oder einem Kran transportieren.

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 15 kg/m³ (200 bar) – 21 kg/m³ (300 bar) („NIST Chemistry WebBook, SRD 69“, o. J.)
- Speicherwirkungsgrad: > 95 %
- Volumen: 600 Liter (12 x 50 Liter)
- Fülldruck: 200 – 300 bar (700 bar wird aktuell entwickelt)
- Füllmenge: 100 – 150 m³, 9 – 13 kg
- Gewicht (gefüllt): 1.300 – 1.500 kg
- Investitionskosten: 8.000 bis 12.000 € (Flaschenbündel) / 850 bis 3.500 € (Neubefüllung) („interne Quelle IAV“, o. J.)



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

H₂-Flaschenbündel sind sehr flexibel einsetzbar und können eine kurzfristige Verfügbarkeit von kleineren H₂-Mengen gewährleisten. Der Einsatz ist beispielweise für die Laborversuche beim Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ denkbar.

H2-Speicherung: Großzylinder

Beschreibung

Großzylinder sind unter den hier betrachteten Technologien die günstigste und gängigste Art der H₂-Speicherung im stationären Bereich. Es handelt sich um unverstärkte Stahlzylinder von zwei bis drei Metern Durchmesser und variabler Länge (zum Teil > 20 m), die stehend oder liegend errichtet werden können.

Wasserstoff steht üblicherweise mit der Reinheit 3.0 (99,9 %) und 5.0 (99,999 %) zur Verfügung.

Anwendungsbereich:

Niederdruckspeicher an Tankstellen, Anlagen werden an F&E Institutionen und Produktionsunternehmen verwendet



Welche Vorteile hat das Verfahren?

- Einfach zu installieren und zu verwenden
- Geringe Kosten

Welche Nachteile hat das Verfahren?

- Stationär
- H₂-Anlieferung per Trailer
- Begrenzte Speicherdichte

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 4 kg/m³ (50 bar) – 11.5 kg/m³ (150 bar) („NIST Chemistry WebBook, SRD 69“, o. J.)
- Speicherwirkungsgrad: > 95 %
- Hydraulisches Volumen: ca. 100 m³
- Fülldruck: 50 - 150 bar
- Füllmenge: 400 - 790 kg
- Investitionskosten: ca. 400 € / kg H₂ je nach Druckbehältertyp (Typ 1 - Typ 4)

Technology
Readiness
Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Großzylinder werden zunehmend durch die zwar teureren, jedoch mobilen und oft ohnehin benötigten Multiple Element Gas Container ersetzt.

H2-Speicherung Multi Element Gas Container (MEGC)

Beschreibung

Multiple Element Gas Container (MEGC) sind eine der neueren Technologien für den Transport von Wasserstoff. Diese Behälter sind speziell für Speicherung und Transport von komprimiertem H₂-Gas bei hohem Druck entwickelt worden. Der Wasserstoff wird in vielen kleineren Tanks gespeichert, die – meist stehend gelagert – in einem MEGC (typischerweise im 20- oder 40-Fuß-Seecontainer-Format) zusammengefasst sind.

Oftmals werden MEGC auch mit Stützbeinen („Lkw-Wechselbrücke“) ausgerüstet, um das Abladen auch ohne Kran zu ermöglichen und so den eigentlichen Lkw-Anhänger anderweitig nutzen zu können.

Dies ist jedoch aktuell nur für 20-Fuß-Container möglich. Auch für den Schiffstransport sind solche Container in der Regel nicht mehr geeignet, da sie nicht stapelbar sind.

Wasserstoff steht üblicherweise mit der Reinheit 3.0 (99,9 %) und 5.0 (99,999 %) zur Verfügung.

Anwendungsbereich:

H₂-Transport, industrielle Gasversorgung, mobile Energieversorgung, Notfallversorgung



Welche Vorteile hat das Verfahren?

Flexibel, skalierbar und mobil. Sie können auf Lkw, Zügen oder Schiffen transportiert werden. Die Container können einfach aufgestellt und an die lokale Wasserstoff-Versorgung angeschlossen werden. Keine zusätzlichen Verdichter – Wasserstoff wird direkt aus der Erzeugungsanlage in den MEGC verdichtet und am Zielort direkt aus dem MEGC der Nutzung zugeführt wird.

Welche Nachteile hat das Verfahren?

Begrenzte Anzahl von Füllungen (>10.000 Ein- und Ausspeichervorgänge), hohe Kosten durch komplexes Design, spezielle Materialien und besondere Sicherheitsvorkehrungen.

Durch die Einstufung als Gefahrgut unterliegt der Transport den ADR-Vorschriften.

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 21 kg/m³ (300 bar) – 32 kg/m³ (500 bar) („NIST Chemistry WebBook, SRD 69“, o. J.)
- Speicherwirkungsgrad: > 95 %
- Hyd. Volumen: 16 m³ (20 Fuß / 500 bar) bis 40 m³ (40 Fuß / 300 bar)
- Fülldruck: 300 - 500 bar
- Füllmenge: 400 kg (20 Fuß / 300 bar) bis 1.100 kg (40 Fuß / 500 bar)
- Investitionskosten: 250.000 € (20 Fuß, 300 bar) und 900.000 € (40 Fuß, 500 bar) („Angebot Wystrach“ 2020a)

Technology
Readiness
Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

MEGC vereinen die Speicherung und den Transport in einer Technologie. Sie können schnell installiert und in Betrieb genommen werden, was besonders wichtig ist, um die Einführung von Wasserstoff als Energieträger zu beschleunigen.

H2-Speicherung: Kryospeicher

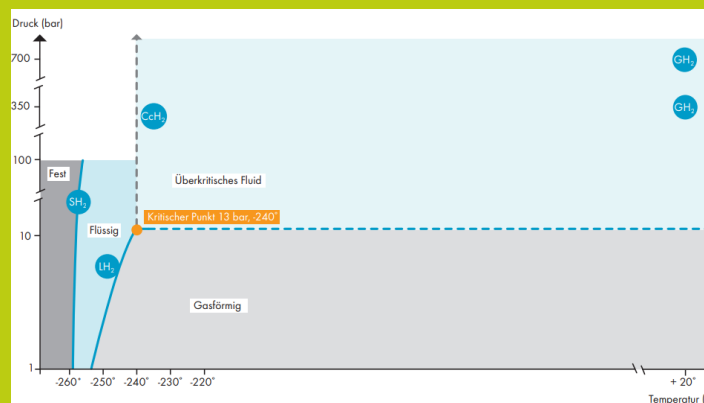
Beschreibung

Bei der kryogenen Speicherung werden die physikalischen Eigenschaften von tiefkaltem Wasserstoff genutzt, um vor allem die Energiedichte des Speichersystems zu maximieren. Man unterscheidet hier zwischen den Varianten LH₂ („liquid H₂“), (s)LH₂ („sub-cooled liquid H₂“) und CcH₂ („Cryo-compressed H₂“).

Während die ersten beiden Technologien mit flüssigem Wasserstoff (bei Temperaturen < -253 °C) arbeiten, handelt es sich bei CcH₂ um überkritischen Wasserstoff (bei zum Teil höheren Temperaturen), das heißt er liegt gasähnlich vor. Ein konkreter, breiter Einsatz dieser Technologien im Fahrzeug ist derzeit jedoch höchstens bei (s)LH₂ (subcooled Liquid H₂) absehbar; hier arbeiten Daimler Truck und Linde an einem Tank-Standard sowie einer Sattelzug-Maschine.

Wasserstoff steht üblicherweise mit der Reinheit 3.0 (99,9 %) und 5.0 (99,999 %) zur Verfügung.

Anwendungsbereich: Raumfahrt, Forschung, größere Tankstellen („HyExpert-Abschlussbericht Wasserstoff-Modellregion Fichtelgebirge“ 2021), zukünftig Einsatz in der Logistikbranche angedacht („cellcentric GmbH & Co. KG“, o. J.)



Welche Vorteile hat das Verfahren?

Maximale Energiedichte des Speichersystems

Welche Nachteile hat das Verfahren?

Hohe Kosten für Kälteanlagen und Tanks, sehr energieaufwendig
Teilweise Speicherentleerung durch „Boil-Off“ Effekt (Verdampfung des Wasserstoffs aufgrund von Wärmeübertragung) bzw. „Blow-Off“ Effekt (kontrollierte Druckentlastung des Tanks)

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 70 - 80 kg/m³ für LH₂, CcH₂ und 90 - 100 kg/m³ (s)LH₂
- Speicherwirkungsgrad: ca. 70 %
- Volumen: 1 m³ - 100 m³
- Fülldruck: 10 - 15 bar
- Füllmenge: 2 - 4 t H₂
- Investitionskosten: abhängig von spezifischen Anforderungen und Standortbedingungen

Technology Readiness Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

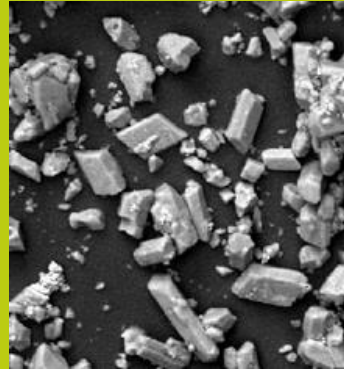
Eine verbreitete Anwendung einer H₂-Speicherung in Kryospeichern scheint im Havelland zum gegenwärtigen Stand ausgeschlossen.

H2-Speicherung Chemischer Speicher (Trägermedium fest)

Beschreibung

Wasserstoff kann in einem festen Trägermedium gespeichert werden. Metallhydride absorbieren gasförmigen Wasserstoff. Beim Kontakt des H₂-Gases mit der Feststoffoberfläche der Speichermaterialien zerfallen die H₂-Moleküle in atomaren Wasserstoff und dringen in das Material ein.

Anwendungsbereich: Militärische Anwendung (U-Boot), Industrie



Welche Vorteile?

Sehr hohe Speicherkapazität, einfache Handhabung durch niedrigen Druck und hohe Sicherheit (H₂ wird erst bei Wärmezufuhr freigegeben, daher sind Beschädigungen des Tanks unproblematisch)

Welche Nachteile?

Hohe Kosten, sehr großes Gewicht – daher nicht für die mobile Anwendung geeignet

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 1 - 2 kg H₂ / 100 kg Metallhydrid ggf. bis 5,5 kg H₂ / 100 kg Metallhydrid („Shell Wasserstoff Studie, Energie de Zukunft“, o. J.)
- Speicherwirkungsgrad: ca. 90 % („<https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/blog/details/wasserstoff-speichern-in-metallhydriden.html>“, o. J.)
- Fülldruck: 30 bar

Technology
Readiness
Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Konkret findet sich im Havelland aktuell kein Anknüpfungspunkt.

H2-Speicherung

Chemischer Speicher (Trägermedium flüssig)

Beschreibung

Ammoniak ist ein flüssiger H₂-Träger, der in der chemischen Industrie häufig verwendet wird. Es ist ein sehr effektiver H₂-Träger, der relativ einfach herzustellen und zu handhaben ist.

Methanol wird an Wasserstoff gebunden, um eine flüssige H₂-Trägerlösung zu erzeugen. Dieser Prozess wird auch als Methanol-Wasserstoff-Blends bezeichnet

Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) speichern den Wasserstoff in einem flüssigen Trägermedium. Dieses Thermal-Öl bindet Wasserstoff chemisch durch eine katalytische Reaktion. Der gespeicherte Wasserstoff kann dann ähnlich wie Dieseltreibstoff gehandhabt werden. Diese Technologie eignet sich besonders für die Speicherung und den Transport von großen H₂-Mengen.

Anwendungsbereich: Erprobung an Tankstellen („HyExpert-Abschlussbericht Wasserstoff-Modellregion Fichtelgebirge“ 2021)



Welche Vorteile hat das Verfahren?

Sehr hohe Speicherkapazität, einfache Handhabung durch niedrigen Druck und hohe Sicherheit (H₂ wird erst bei Wärmezufuhr freigegeben, daher sind Beschädigungen des Tanks unproblematisch) – Handhabung wie Diesel, Benzin

Welche Nachteile hat das Verfahren?

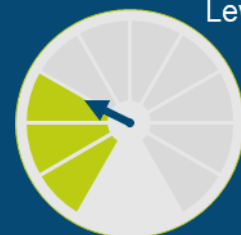
Hohe Kosten, einige LOHC-Materialien basieren auf fossilen Rohstoffen

Durch die Einstufung als Gefahrgut unterliegt der Transport den ADR-Vorschriften.

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 57 kg H₂ / 1 m³ LOHC z.B. Dibenzyltoluol („HyExpert-Abschlussbericht Wasserstoff-Modellregion Fichtelgebirge“ 2021), 107 kg H₂ / 1 m³ Ammoniak, 47 kg H₂ / 1 m³ Methanol
- Speicherwirkungsgrad: ca. 70 %
- Fülldruck: 1 bar (LOHC), 10 bar (Ammoniak) („Mission Hydrogen Webinar, Hydrogen Distribution“ 2022)

Technology
Readiness
Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Importoptionen für flüssige Energieträger, Einsatz als Energieträger für H₂-Verbrennungskraftmaschinen (VKM), Einsatz von synthetischen Kraftstoffen für VKM

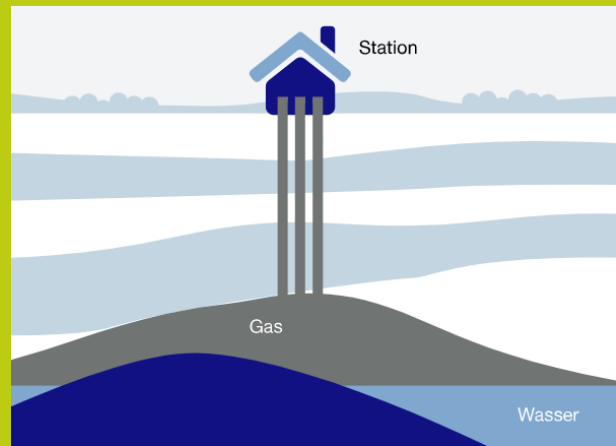
H2-Speicherung: Porenspeicher

Beschreibung

Bei der Speicherung von Wasserstoff in Gesteinsporen handelt es sich um eine näher zu erforschende Möglichkeit der saisonalen Untergrund-Speicherung erneuerbarer Energien in bestimmten geologischen Formationen.

Dies ist insbesondere in Verbindung mit großen Pipeline-Netzen (zum Beispiel dem H2-Startnetz Brandenburg) von Relevanz, deren Transportkapazität die nötige Ein- und Ausspeicherung im größten Maßstab (allgemein sind mehrere Hundert Tonnen pro Tag denkbar) gewährleisten können.

Anwendungsbereich: Langzeitspeicherung von grünem Wasserstoff, H2-Versorgung für Industrie und Mobilität, dezentrale Energieversorgung



Welche Vorteile hat das Verfahren?

Es können sehr große Mengen gespeichert werden.

Welche Nachteile hat das Verfahren?

Eine Gasreinigungsanlage über Tage ist unerlässlich, um eine hohe H2-Reinheit für die weitere Anwendung bereit zu stellen.

Kennzahlen:

- Speicherdichte: 6 – 8 kg/m³
- Speicherwirkungsgrad: ca. 80 % (RAG 2017)
- Fülldruck: 70 -75 bar für eine 500-600 m tiefe Bohrung.
- Füllmenge: voraussichtlich geplante Pilotanlage mit 10 t / Jahr
- Investitionskosten: voraussichtlich geplante Pilotanlage mit 10 Mio. €



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Die Erforschung von Aquifer-Speichern für Wasserstoff am GFZ-Potsdam bildet den Anknüpfungspunkt zum H2VL-Projekt im Havelland.

10.3 STECKBRIEFE TRANSPORT

H2-Transport: Lkw (Druckgasbehälter)

Beschreibung

In kleinen bis mittleren Mengen kann gasförmiger Wasserstoff in Gasdruckbehältern per Lkw transportiert werden.

Solche Container-Trailer werden auf Wechselbrücken eingesetzt. In diesem Fall können auch die Trailer selbst generisch sein, sofern sie über die benötigten Aufnahmen für See-Container verfügen.

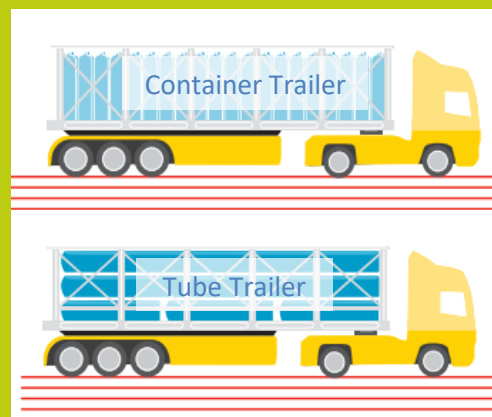
Darüber hinaus beschleunigt diese Konfiguration die Umschlagszeiten enorm, weil die Container in kurzer Zeit abgeladen werden können, während bei herkömmlichen Trailern ein Überströmen stattfindet, das zwischen 30 und 60 Minuten dauert. Heutige Konzepte nutzen oft den Anhänger selbst als Speicher. Ein Überströmen ist somit oftmals unnötig.

Sollen größere Mengen transportiert werden, werden auf so genannten CGH2-Tube-Trailern mehrere Druckgasflaschen gebündelt.

Die zylinderförmigen Großflaschen (Tubes) werden dabei zu Bündeln in einem Schutzrahmen zusammengefasst.

Die Tubes sind in der Regel aus Stahl und haben ein hohes Eigengewicht. Hieraus können teilweise massebezogene Transportbeschränkungen resultieren. Die neuesten Druckspeicher sehen für den Lkw-Transport leichtere Composite-Speicher vor. („Shell Wasserstoff Studie, Energie de Zukunft“, o. J.)

Anwendungsbereich: Mobilität, Industrie



Welche Vorteile?

Flexibilität, Skalierbarkeit, schnelle Lieferung, geringe Investitionskosten bei großen Mengen

Welche Nachteile?

Strenge Sicherheitsvorschriften, der Transport erzeugt CO₂-Emissionen je nach Antriebsart des Lkw, eingeschränkte Reichweite im Vergleich zur Pipeline

Kennzahlen:

- Fülldruck: 300 - 500 bar
- Füllmenge: max. 400 kg (20 Fuß-Container) – 1.100 kg (40 Fuß-Container)

Investitionskosten:

- Anhänger (+Zugmaschine): 680.000 + 110.000 € (Bünger und Nicolai, o. J.)
- Container: 250.000 € (20 Fuß, 300 bar) / 900.000 € (40 Fuß, 500 bar) („Angebot Wystrach“ 2020a)



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Bei den im Havelland diskutierten typischen Erzeugungs- und Bedarfsmengen ist der Lkw mit Druckgasbehältern das Transportmittel der Wahl. Die gängigen Lösungen sind als Sattelaufleger ausgeführt, so dass nahezu beliebige Zugmaschinen verwendet werden können.

H2-Transport: Lkw (Flüssigtransport)

Beschreibung

Alternativ kann der Wasserstoff flüssig in Lkw oder anderen Verkehrsmitteln erfolgen.

Im Vergleich zum Transport von gasförmigem Wasserstoff kann mit einem LH2-Trailer eine größere Menge transportiert werden.

Über größere Entfernungen ist es meist wirtschaftlicher, Wasserstoff in flüssiger Form zu transportieren, denn ein H2-Flüssigtank kann wesentlich mehr Wasserstoff aufnehmen als ein Gasdrucktank. Für den flüssigen Transport wird der Wasserstoff in isolierte kryogene Tanks gefüllt. („Shell Wasserstoff Studie, Energie de Zukunft“, o. J.)

LH2-Trailer haben eine Reichweite von circa 4.000 km. Während der Transportdauer erwärmt sich der tiefkalte Wasserstoff, so dass der Druck im Behälter ansteigt. Der verdampfte Wasserstoff wird an der Entladestation aus dem Behälter abgezogen und einer weiteren Nutzung zugeführt.

Anwendungsbereich: Mobilität, Industrie



Welche Vorteile?

Maximale Energiedichte des Speichersystems.

Welche Nachteile?

Hohe Kosten für Kälteanlagen und Tanks, Sehr energieaufwendig
Teilweise Speicherentleerung durch „Boil-Off“ Effekt (Verdampfung des Wasserstoffs aufgrund von Wärmeübertragung) beziehungsweise „Blow-Off“ Effekt (kontrollierte Druckentlastung des Tanks)

Kennzahlen:

- Volumen: 1 m³ - 100 m³
- Fülldruck: 10 - 15 bar
- Füllmenge: 2 - 4 t H₂

Investitionskosten:

- Anhänger (+Zugmaschine): 800.000 + 110.000 € (Bünger und Nicolai, o. J.)
- Investitionskosten: abhängig von spezifischen Anforderungen und Standortbedingungen

Technology Readiness Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

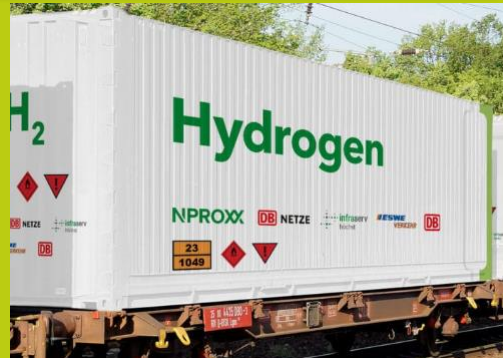
Durch den hohen technischen Aufwand wird es im Havelland vorerst keinen Anknüpfungspunkt zum Lkw-Transport von Kryo-Tanks geben. Falls zu einem späteren Zeitpunkt größere Menge transportiert werden müssen, liegt bestenfalls bereits ein ausgebautes Pipeline-Netz vor.

H2-Transport: Schiene / Schiff

Beschreibung

Sowohl Druckgasbehälter als auch kryogene Tanks können analog zum Lkw auch per Schiff oder Schiene transportiert werden, wenn geeignete Wasserstraßen, Schienenwege sowie Ladeterminals vorhanden sind oder errichtet werden.

Anwendungsbereich: Mobilität, Industrie



Welche Vorteile?

Hohe Kapazität und weltweite Erreichbarkeit, energieeffiziente Transportmethode, Zuverlässigkeit, geringe Emissionen und reduzierte Straßenbelastung, niedrige Transportkosten bei großen Mengen

Welche Nachteile?

Spezielle Infrastruktur (zum Beispiel Anlegestellen für den H2-Transport) muss errichtet werden, Abhängigkeit von Transportwegen, logistische Komplexität

Kennzahlen:

Druckspeicherung

- Fülldruck: 300 - 500 bar
- Füllmenge: 400 kg (20 Fuß / 300 bar) bis 1.100 kg (40 Fuß / 500 bar)
- Investitionskosten Container: 250.000 € (20 Fuß, 300 bar) und 900.000 € (40 Fuß, 500 bar) („Angebot Wystrach“ 2020a)

Kryospeicherung

- Fülldruck: 10 - 15 bar
- Füllmenge: 2 - 4 t H2
- Investitionskosten Kryo-Tank: abhängig von spezifischen Anforderungen und Standortbedingungen



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Das Schienennetz kann im Havelland für H2-Transporte genutzt werden – so kann mittelfristig wahrscheinlich die Mengen-Lücke zwischen Lkw- und Pipeline-Transport geschlossen werden. Im Havelland bietet sich hierfür der Rangierbahnhof der Rail and Logistik Center Wustermark GmbH & Co. KG auf Grund der Nähe zu den Pipeline-Knotenpunkten sowie dem Energiewendelabor Ketzin an.

H2-Transport: Pipeline

Beschreibung

Für die flächendeckende und großmaßstäbliche Nutzung von Wasserstoff als Energieträger wäre ein Pipeline-Netz die beste Option. Pipelines erfordern hohe Anfangsinvestitionen, die sich zwar rentieren können, allerdings erst bei entsprechend hohen Mengen an Wasserstoff.

Eine Möglichkeit dennoch Pipeline-Netze für die H₂-Distribution zu entwickeln, sind lokale beziehungsweise regionale Netze, so genannte „Mikronetze“. Diese könnten später zu überregionalen Verbänden zusammengeschlossen werden. („Shell Wasserstoff Studie, Energie de Zukunft“, o. J.)



Anwendungsbereich: Industrie, Mobilität, Energieerzeugung, regionaler H₂-Handel

Welche Vorteile hat das Verfahren?

Hohe Effizienz, hohe Kapazität, kontinuierlicher Fluss (stabile Versorgung), geringe Emissionen, niedrige Betriebskosten
Nutzung des ausgebauten Erdgas-Pipeline-Netz möglich

Welche Nachteile hat das Verfahren?

Infrastrukturkosten, lange Genehmigungsverfahren, Sicherheitsaspekte
lange Planungs- und begrenzte Flexibilität,

Kennzahlen:

- Durchmesser: bis zu 1 m
- Fülldruck: bis zu 100 bar (zumeist 80 bar)
- Investitionskosten: 1,4 - 1,7 Mio. € / km
- Spezifische Kosten: 0,4 € / kg (Bünger und Nicolai, o. J.)

Technology
Readiness
Level



Welche konkreten Perspektiven eröffnet die Technologie für das Havelland?

Bereits für 2030 ist die erste Ausbaustufe des „H₂-Startnetz“ und des „European Hydrogen Backbone“ geplant (welche von Rostock kommend über Pritzwalk und Kyritz in südlicher Richtung zwischen Ketzin und Wustermark verlaufen) – daraus ergeben sich große Chancen für die Region, die bei der Planung weiterer Erzeugungs- und Abfüllanlagen zu berücksichtigen sind.

10.4 RECHTLICHE EINORDNUNG: BETRIEBSMODELLE FÜR H2-TANKSTELLEN

Es kommen verschiedene Betriebsmodelle für eine H2-Tankstelle in Betracht. Denkbar ist eine Ausgestaltung als **öffentliche Tankstelle**. Vorteil ist, dass geringere Investitionskosten entstehen, da öffentliche Infrastruktur genutzt wird. Bei einem **klassischen Betriebsmodell** würden Betreibende der Tankstelle sowohl die Genehmigung, den Bau als auch die laufenden Betriebskosten übernehmen. Mit den Abnehmern (Busse, Lkw, Kommunalfahrzeuge) würde ein fester H2-Preis vereinbart werden. Durch Investitionsbeteiligung kann dieser Preis günstiger ausfallen. Es ist auch möglich, dass ein **Generalunternehmen** wesentliche Teile des Baus und der damit einhergehenden Organisation übernimmt. Die so errichtete Anlage könnte dann von den Betreibenden der Tankstelle schlüsselfertig erworben und in Betrieb genommen werden. Diese tragen ab dem Zeitpunkt der Übergabe die gesamten Investitionskosten und weitere anfallende Kosten.

Rechtliche Beziehungen der Beteiligten

Die Tabelle 25 stellt die in Frage kommenden vertragsrechtlichen Beziehungen der Beteiligten dar. Vertragspartner oder -partnerin 1 kann dabei mit Vertragspartner oder -partnerin 2 den genannten Vertrag mit dem genannten Inhalt schließen. Die Darstellung ist nicht abschließend. Außerdem sind bei Beteiligung kommunaler Unternehmen **vergaberechtliche** Gesichtspunkte zu beachten.

Tabelle 25: Rechtliche Beziehungen zwischen den Beteiligten an einer H2-Tankstelle

Vertrags-partner/in 1	Vertrags-partner/in 2	Vertragsart	Inhalt der Ver-träge	Anmerkung/Not-wendigkeit
Stromerzeuger	Betreiber/in des Elektrolyseurs	Strombezugsver-trag	Lieferzeit- raum/Vertrags- laufzeit, Liefer- menge/Lieferart, „grüne“ Eigen- schaft des Stroms, Lieferab- sicherung, Sicher- heiten, Zahlung, Kündigungsrege- lungen, Haftung	Nur bei Fremdbe- zug notwendig
Errichter/in der Tankstelle	Betreiber/in der Tankstelle	Kauf-, Pacht-, o- der Leasingver- trag	Standort, Zah- lungsabwicklung, Sicherheiten, evtl. Kündigungs- regelungen, Lauf- zeit	Nur notwendig, wenn Betrei- ber/in ≠ Errich- ter/in der Tank- stelle
Betreiber/in der Tankstelle	Generalunter- nehmer/in	Auftrag	Zeitraum, Um- fang des Auftrags, Finanzierung	Nur bei Betriebs- modell General- unternehmer/in

Betreiber/in des Elektrolyseurs	Betreiber/in der Tankstelle	H2-Lieferverträge	Lieferzeitraum/Laufzeit, Liefermenge, „grüne“ Eigenschaft des Wasserstoffs, Lieferabsicherung, Sicherheiten, Zahlung, Kündigungsregelungen, Haftung	
Betreiber/in der Tankstelle	Eigentümer des Grundstücks	Kauf- oder Pachtvertrag	Standort der Tankstelle, Eigenschaften des Grundstücks, Zahlung, Sicherheiten, bei Pacht: Zeitraum	Nur notwendig, wenn nicht durch Generalunternehmer/in abgedeckt und wenn Betreiber/in ≠ Errichter/in der Tankstelle
Betreiber/in der Tankstelle	Abnehmer/in	Bezugsverträge	Lieferzeitraum, Vertragslaufzeit, Übergabepunkt, Transport durch Betreibergesellschaft oder Übergabe an Transportunternehmen/Kunden bei der Erzeugungsanlage?, Lieferaktung, Liefermenge, Preisregelung, Qualitäten, Sicherheiten.	

Quelle: eigene Darstellung IKEM, inhaltlich in Anlehnung an *Altrock/Kliem, Machbarkeitsstudie: HyExperts - Lastverkehr mit grünem Wasserstoff – Future Mobility (Gesamtbericht), S. 180.*

Gesellschaftsformen

Für den Betrieb der H2-Tankstelle kommen verschiedene Rechtsformen in Frage. Zunächst könnte **ein Unternehmen allein Betreiber** der Tankstelle werden. Wenn jedoch mehrere Unternehmen Betreibende einer Infrastruktur werden, bietet es sich an, alle Regelungen individualvertraglich festzuhalten oder eine Betreibergesellschaft zu gründen. Für die **Betreibergesellschaft** kommen verschiedene **Gesellschaftsformen** in Betracht. Die folgenden Ausführungen sind nicht abschließend. Eine Europäische Gesellschaft, eine **Societas Europaea (SE)**, setzt einen grenzüberschreitenden Bezug voraus.⁵⁷ Wenn keine Präsenz der Betreibergesellschaft in anderen EU-Ländern geplant ist, bietet sich die Rechtsform der SE nicht an. Generell bietet sich eher die Gründung einer Kapital- und keiner Personengesellschaft an. Personengesellschaften sind zum Beispiel die offene Handelsgesellschaft (**oHG**) oder die Kommanditgesellschaft (**KG**). Kapitalgesellschaften sind vor Allem die Aktiengesellschaft (**AG**) oder die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (**GmbH**). Grundsätzlich gilt, dass bei Kapitalgesellschaften die Haftung auf das Gesellschaftsvermögen beschränkt ist. Bei Personengesellschaften haften die Gesellschafter uneingeschränkt und persönlich, vgl. § 128 Handelsgesetzbuch (HGB) für die oHG, § 161 Abs. 2 i.V.m. § 128 HGB für die KG. Bei einer oHG haften alle Gesellschafter persönlich. Bei einer KG haftet mindestens ein Gesellschafter nur eingeschränkt, der so genannte Kommanditist.

Eine Begrenzung der Haftung auf das Gesellschaftsvermögen und damit insbesondere die Gründung einer GmbH dürfte den Interessen der Betreibergesellschaft entsprechen. Eine besondere Form der GmbH stellt die gemeinnützige GmbH (**gGmbH**) dar. Zwar dient die Errichtung einer H2-Tankstelle dem Klimaschutz als gemeinnützigem Zweck, vgl. § 52 Abs. 2 Nr. 8 AO. Allerdings wird dieser Aspekt nur mittelbar bedient, vordergründig ist die Wirtschaftlichkeit. Die gGmbH stellt keine geeignete Rechtsform dar.

Gegenüberstellung Individualvertrag und Gesellschaftsgründung

Wenn sich mehrere Beteiligte zum Betrieb einer H2-Tankstelle zusammenschließen, besteht die Möglichkeit, eine Betreibergesellschaft zu gründen oder individualvertragliche Regelungen zu treffen. Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile eines Individualvertrags und einer Gesellschaftsgründung (am Beispiel einer GmbH) gegenübergestellt.

Eine Betreibergesellschaft in der Rechtsform der GmbH muss verschiedene **Voraussetzungen** erfüllen. Sie muss zum Beispiel aus mindestens einer Person bestehen. Der Gesellschaftsvertrag bedarf der notariellen Form, § 2 Abs. 1 GmbHG. Das Stammkapital muss mindestens 25.000 EUR betragen, vgl.

⁵⁷ Vgl. *Your Europe*, Gründung einer Europäischen Gesellschaft.

§ 5 Abs. 1 GmbHG. Im Übrigen muss die Gesellschaft in das Handelsregister eingetragen werden, vgl. § 7 Abs. 1 GmbHG. Für einen Vertrag hingegen werden mindestens zwei Personen benötigt. Ein Stammkapital und eine Handelsregistereintragung sind nicht notwendig. Da es sich aber um einen hohen Streitwert bei dem Betrieb der H₂-Tankstelle handelt, empfiehlt sich die Schriftform und anwaltliche Beratung.

Die Rechte und Pflichten der Gesellschafter und Gesellschafterinnen und Geschäftsführer und Geschäftsführerinnen in einer GmbH sind im GmbH-Gesetz (GmbHG) umfassend definiert. Die **Haftung** der Gesellschafter und Gesellschafterinnen ist auf das Gesellschaftsvermögen beschränkt, vgl. § 13 Abs. 2 GmbHG. Im Rahmen eines Vertrages müssen die Beteiligten untereinander Regeln vereinbaren. Die gegenseitigen Rechte und Pflichten, sowie die Haftung nach außen sollten umfassend geregelt werden. Im Zweifel haften die Betreiber gegenüber Dritten persönlich und uneingeschränkt, wenn sie ihre Haftungsbeschränkungen nach außen nicht wirksam vereinbart haben. Die Haftungsausschlüsse aus dem GmbHG sind hingegen unstreitig wirksam.

Während **nichtige Verträge** grundsätzlich nach den §§ 812 ff. BGB abgewickelt werden, greift bei unwirksamen Gesellschaftsverträgen der Grundsatz der fehlerhaften Gesellschaft, sobald die Gesellschaft in Vollzug gesetzt wurde. Danach werden alle Handlungen der Gesellschaft nach innen und nach außen bis zur Geltendmachung des Fehlers als wirksam erachtet (Hopt 2010). Diese Privilegierung komplexer Rechtsvorgänge findet nur bei Gesellschaften statt.

Vorteil eines Individualvertrages ist, dass die vertraglichen Regelungen eine erhöhte **Flexibilität** bieten und so individuell auf die Interessen der Vertragspartner und -partnerinnen zugeschnitten werden können. Allerdings sind viele Regelungen des GmbHG dispositives Recht, sodass auch im Gesellschaftsvertrag individuelle Interessen berücksichtigt werden können.

Mit der Gründung einer GmbH gehen, anders als bei einem Individualvertrag, **organisationsrechtliche Pflichten** einher. So sind in einer GmbH beispielsweise die Abhaltung der Gesellschafterversammlung (§ 48 GmbHG), die Ernennung von Geschäftsführenden (§ 6 Abs. 1 GmbHG), und zum Teil eines Aufsichtsrates (§ 52 GmbHG) verpflichtend. Damit kann die Gründung einer Gesellschaft zu mehr Verwaltungs- und Organisationsaufwand führen. Allerdings bietet die GmbH als Gesellschaft mit eigenständigen Rechten und Pflichten, vgl. § 13 Abs. 1, 3 GmbHG, eine einheitliche **Repräsentationsmöglichkeit**. So können die Betreiber der H₂-Tankstelle einheitlich und unter einem Namen auftreten, selbst wenn die Vertragsparteien wechseln. Dies ermöglicht einen erleichterten Abschluss aller Verträge. Vertreten wird die Gesellschaft dabei durch die Geschäftsführenden, vgl. § 35 GmbHG.

In Bezug auf die **Auflösung, Kündigung oder den Wechsel der beteiligten Unternehmen** ist dies für die GmbH ebenfalls umfassend geregelt. Eine GmbH kann nach den § 60 ff. GmbHG aufgelöst werden.

Geschäftsanteile der GmbH können durch notariell geschlossenen Vertrag an Dritte übertragen werden, vgl. § 15 Abs. 3 GmbHG. Ein Wechsel der beteiligten Personen ist möglich, allerdings nur nach Eintragung in die beim Handelsregister geführte Gesellschafter und Gesellschafterinnenliste, § 16 GmbHG. Wenn weitere Gesellschafter und Gesellschafterinnen hinkommen, muss das Stammkapital entsprechend erhöht werden.

Allerdings ergibt sich aus diesen umfassenden gesetzlichen Regelungen eine höhere Verbindlichkeit. Bei einem Individualvertrag zwischen den unterschiedlichen Betreibern können Kündigungs- und Auflösungsregelungen vereinbart werden. Wenn weitere Unternehmen als Betreiber dazu treten wollen, muss dies in einem zweiten Vertrag mit der Zustimmung aller vereinbart werden. Damit ein Wechsel der Beteiligten unter gleichzeitiger Aufnahme eines neuen und Ausscheiden eines bisherigen Partners stattfinden kann, muss ein so genannter Übernahmevertrag geschlossen werden. Dabei handelt es sich um einen Vertrag, bei dem alle beteiligten Personen vertraglich vereinbaren, dass die eintretende Person die Ausscheidende als Vertragspartner oder -partnerin des ursprünglichen Vertrages ersetzt.⁵⁸ Bei einem Übernahmevertrag ist der Wechsel der Vertragsparteien damit rechtlich komplizierter als bei einer Gesellschaft.

Dadurch, dass neue Gesellschafter oder Gesellschafterinnen in die GmbH aufgenommen werden können, ist die **Beteiligung von Investoren und Investorinnen** und eine Kapitalerhöhung der GmbH nachträglich möglich. Bei einer individualvertraglichen Lösung können nachträglich nur zusätzliche Verträge mit Investoren und Investorinnen bezüglich der Kapitalflüsse vereinbart werden. Allerdings gilt hier, dass die Betreiber dabei nicht einheitlich nach außen auftreten können,⁵⁹ sodass mehrseitige Verträge notwendig sind.

Tabelle 26: Gegenüberstellung Gesellschaft und Individualvertrag

Faktor	Gesellschaft (am Bsp. GmbH)	Individualvertrag
Voraussetzungen	Mind. eine Person, Stammkapital von 25.000 EUR notwendig, Handelsregistereintragung, notarielle Form notwendig	Mind. zwei Beteiligte, kein Stammkapital notwendig, ggf. anwaltliche Beratung ratsam

⁵⁸ Zur Ausgestaltung eines Übernahmevertrages als drei- oder zweiseitiger Vertrag zwischen Ausscheidendem und Eintretendem mit Zustimmung der verbleibenden Person vgl. BGH-Urteil v. 30. Januar 2013 – Az. XII ZR 38/12, Rn. 19; BGH-Urteil v. 20. April 2005 - Az. XII ZR 29/02, S. 5.

⁵⁹ Siehe „Repräsentationsmöglichkeiten“, Seite 87.

Haftung/Risiko/Insolvenz	Gesetzlich beschränkt im GmbHG; geringes Rückabwicklungsrisiko (Grds. der Fehlerhaften Gesellschaft), umfassende Regelungen im GmbHG	Regelungen müssen einzeln vereinbart werden; höheres Rückabwicklungsrisiko (§§ 812 ff. BGB)
Flexibilität	GmbHG z.T. dispositiv, individuelle Regelungen möglich	sehr flexibel
Auflösung/Kündigung/Wechsel der Beteiligten	Nach dem GmbHG möglich, ggf. genauere Vereinbarungen im Gesellschaftsvertrag	Auflösung und Kündigung vereinbar, ansonsten Vertragsübernahme notwendig
Investition/Kapital	Nachträgliche Investitionen möglich durch Erhöhung des Gesellschaftskapitals und Aufnahme neuer Gesellschafter	Nachträgliche Investitionen begrenzt möglich, mehrseitige Verträge notwendig
Repräsentation/Struktur	Pflicht zur Einrichtung mancher Organe, dafür einheitliche Repräsentation	Keine Pflichten, keine einheitliche Repräsentation

Fazit Rechtliche Betriebsmodelle und Rechtliche Beziehungen

Abschließend lässt sich sagen, dass für die Errichtung und den Betrieb der H₂-Tankstelle hauptsächlich drei Betriebsmodelle in Betracht kommen: der Betrieb als öffentliche Tankstelle, als klassisches Betriebsmodell oder mit Hilfe eines Generalunternehmens. Zwischen den Beteiligten rund um den Betrieb der H₂-Tankstelle sind eine Vielzahl unterschiedlicher Verträge möglich und notwendig. Falls die Tankstelle durch mehrere Unternehmen gemeinsam betrieben wird, können diese entweder ihre Kooperation individualvertraglich vereinbaren oder eine Betreibergesellschaft gründen. Dabei bietet sich für die Betreibergesellschaft vor allem aufgrund der beschränkten Haftung, dem erleichterten Wechsel der Beteiligten und der Möglichkeit der einheitlichen Repräsentation nach außen die Rechtsform der GmbH an.

10.5 RECHTLICHE EINORDNUNG: SPEICHER UND VERTEILUNG

Sowohl bei der Speicherung von Wasserstoff, bei seinem Transport per Pipeline, Straße oder Schiene wie auch bei der Errichtung und dem Betrieb von H₂-Tankstellen sind eine Vielzahl von rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. Für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur sind vor allem planungs- und genehmigungsrechtliche Vorschriften sowie gefahrgutrechtliche Regelungen zum Transport von Wasserstoff von Relevanz. Die wichtigsten rechtlichen Vorgaben werden im Folgenden erläutert.

H2-Speicher

Für die Errichtung und den Betrieb von **H2-Speichern** sind vor allem Vorschriften des Planungs- und Genehmigungsrechts relevant. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Untergrund- und oberirdischen Speichern.

Für die Errichtung und den Betrieb von **unterirdischen H2-Speichern** richtet sich die Genehmigungspflicht und -fähigkeit nach dem Bundesberggesetz (BBergG), da es sich bei Untergrundspeichern um Anlagen zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen im Sinne des § 4 Abs. 9 BBergG handelt. Das BBergG unterscheidet zwischen der Hauptbetriebsplanzulassung und der Rahmenbetriebsplanzulassung im Planfeststellungsverfahren.

Im Rahmen der **Hauptbetriebsplanzulassung** hat Unternehmerinnen und Unternehmer gemäß § 126 Abs. 1 S. 3 BBergG einen ersten Betriebsplan vorzulegen, der eine Darstellung des Umfangs, der technischen Durchführung und der Dauer des beabsichtigten Vorhabens enthalten muss. Die Zulassungsvoraussetzungen sind in § 55 Abs. 1 BBergG normiert, zu ihnen zählen unter anderem die Zuverlässigkeit des Unternehmers oder der Unternehmerin sowie verschiedene Vorsorgemaßnahmen wie beispielsweise solche gegen Gefahren für das Leben oder die Gesundheit von Beschäftigten. In diesem Zusammenhang wird – zum Beispiel im Fall der Überschreitung störfallrelevanter Mengen – auch die Einhaltung immissionsschutzrechtlicher Vorschriften überprüft.

Einer **Rahmenbetriebsplanzulassung** bedarf es nach der derzeitigen Rechtslage [Stand: Juni 2023] mangels ausdrücklicher Nennung von Wasserstoff in der einschlägigen Norm bei H2-Untergrundspeichern nicht. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Norm zukünftig um den Begriff des Wasserstoffs ergänzt wird, wobei die Mengenschwellwerte aufgrund der unterschiedlichen (chemischen) Beschaffenheit der Stoffe von den derzeit dort gelisteten Werten für Erdgas abweichen können (Allolio, Ohle, und Schäfer 2022).

Von besonderer Praxisrelevanz dürfte vor dem Hintergrund der prognostizierten rückläufigen Erdgasnachfrage bis 2045 die **Umnutzung von Erdgasspeichern** auf Wasserstoff sein. Die rechtliche Bewertung einer solchen Umnutzung richtet sich insbesondere nach dem **BImSchG**. Sofern eine **wesentliche Änderung** in qualitativer oder quantitativer Hinsicht gegeben ist, bedarf es in der Regel einer Änderungsgenehmigung nach § 16 Abs. 1 S. 1 BImSchG. Da Wasserstoff und Erdgas zwei chemisch völlig unterschiedliche Stoffe sind, ist davon auszugehen, dass eine qualitative Änderung im Fall der Umnutzung vorliegt. Diese muss zusätzlich **nachteilige Auswirkungen** auf die Schutzgüter des § 1 BImSchG – also erhebliche nachteilige Auswirkungen auf den Menschen oder die Umwelt – hervorrufen. Dabei dürfte es vor allem auf die störfallrechtliche Relevanz ankommen. In diesem Zusammenhang ist fraglich, ob die bestehenden Sicherheitsvorkehrungen für die Einspeicherung von

Wasserstoff ausreichen, oder ob weitergehende Schutzmaßnahmen zur Vermeidung von Sicherheitsrisiken ergriffen werden müssen.⁶⁰ Ob die Änderung einer Genehmigung bedarf, wird nach Eingang der Änderungsanzeige und aller erforderlichen Unterlagen von der zuständigen Behörde entschieden. Die Änderungsanzeige hat spätestens einen Monat vor Beginn des Änderungsvorhabens zu erfolgen. Darüber hinaus kann eine **Planfeststellungspflicht** bestehen, wenn für den existierenden Erdgasspeicher eine UVP durchgeführt worden ist, oder eine allgemeine Vorprüfung ergibt, dass die Nutzungsänderung zusätzliche erhebliche nachteilige oder andere erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen hervorrufen kann. Zudem ist für die Umnutzung eines unterirdischen Erdgasspeichers gemäß § 52 Abs. 4 S. 2 BBergG grundsätzlich eine **Änderung** des dazugehörigen **Betriebsplans** notwendig.

Für **oberirdische H2-Speicher** besteht gegebenenfalls die Möglichkeit der Durchführung eines **fakultativen Planfeststellungsverfahrens** nach § 43 Abs. 2 Nr. 8 EnWG. Dazu müsste es sich bei einem oberirdischen H2-Speicher um eine Großspeicheranlage im Sinne der Norm handeln. Nicht definiert ist jedoch, welche Art von Speicheranlagen unter den Begriff der „**Großspeicheranlage**“ fallen. Vorgegeben ist lediglich, dass der Speicher eine Nennleistung ab 50 MW aufweist und nicht dem BBergG unterfällt, sodass Unterspeicher keine Großspeicheranlagen sind. Da die Legislative in der Gesetzesbegründung auf die (Stromnetz-)Systemdienlichkeit von Großspeicheranlagen verweist und diese regelmäßig nicht im Vordergrund des Einsatzes von H2-Speichern steht, ist unklar, ob auch H2-Speicheranlagen unter den Begriff der Großspeicheranlage gefasst werden sollten. Insoweit besteht **gesetzgeberischer Klarstellungsbedarf**.

Wird kein Planfeststellungsverfahren durchgeführt, bedarf ein oberirdischer H2-Speicher gegebenenfalls einer **Genehmigung nach dem BImSchG**. Maßgeblich sind dabei die Lagerkapazitäten des Speichers:

Tabelle 27: Mengenschwellwerte Wasserstoff Genehmigung BImSchG

Verfahrensart	Keine BImSchG-Genehmigung	Vereinfachtes Verfahren, § 19 BImSchG	Förmliches Verfahren, § 10 BImSchG
Mengenschwellwert	< 3 t	3 t – 30 t	> 30 t

Wesentlicher Unterschied zwischen dem vereinfachten und förmlichen Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG ist das Erfordernis der Öffentlichkeitsbeteiligung. Dieses besteht nur im Rahmen des

⁶⁰ Ebd., S. 50.

förmlichen Verfahrens, wodurch das förmliche Verfahren wesentlich (bis zu circa sieben Monaten) länger dauert.

Im Zusammenhang mit der Lagerung von Wasserstoff sind besonders die Mengenschwellwerte der **StörfallVO** zu beachten. Bei deren Überschreitung bedarf es weitergehender Explosionsschutzmaßnahmen.⁶¹

Für H₂-Speicher ist zudem gegebenenfalls eine **UVP** nach dem UVPG durchzuführen. Maßgeblich dafür, ob eine solche oder nur eine standortbezogene beziehungsweise allgemeine Vorprüfung durchzuführen ist, sind auch hier Mengenschwellwerte, die aus Ziffer 9.3 Anhang 1 UVPG i.V.m. Anhang 2 der 4. BImSchV ergeben:

Tabelle 28: Mengenschwellwerte Wasserstoff UVP-Pflicht

Verfahrensart	Keine UVP	Standortbezogene Vorprüfung	Allgemeine Vorprüfung	UVP-Pflicht
Mengenschwellwert	< 3 t	3 t – 30 t	> 30 t	> 200.000 t

Die **bauplanungsrechtliche Zulässigkeit** im Bereich eines qualifizierten Bauplans ist für oberirdische H₂-Speicher **grundsätzlich in Gewerbe- und Industriegebieten** denkbar, jedenfalls, wenn sie als Gewerbebetriebe im Sinne der Gewerbeordnung zugelassen werden. Gewerbebetriebe sind grundsätzlich in Gewerbegebieten zulässig, allerdings nur, soweit die gewerbliche Nutzung nicht so erheblich belästigend ist, dass sie nur im Industriegebiet zugelassen wäre. Dies wird nach der so genannten **eingeschränkten typisierenden Betrachtungsweise** bestimmt: eine erhebliche Belästigung wird immer dann indiziert, wenn das förmliche Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG durchzuführen ist. Handelt es sich hingegen um eine Anlage, die im vereinfachten Genehmigungsverfahren nach § 19 BImSchG zuzulassen ist, wird davon ausgegangen, dass eine erhebliche Belästigung nicht vorliegt. Für H₂-Speicher hängt die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit im Bereich eines qualifizierten Bebauungsplans mithin mittelbar ebenfalls von der **Lagerkapazität** der zu errichtenden Anlage ab. Im Übrigen gelten die in Kapitel 3.1 erfolgten Ausführungen zu Erzeugungsanlagen für Speicher gleichermaßen.

Die Unterwerfung unter die **Regulierung nach dem EnWG** ist für Betreibende von H₂-Speicheranlagen im Sinne des EnWG freiwillig, vgl. § 28j Abs. 2 EnWG. Die freiwillige Unterwerfung – so genannt *Opt-in* – kann jedoch nur erfolgen, sofern der Speicher vom Energieversorgungsunternehmen betrieben wird beziehungsweise er in seinem Eigentum steht, vgl. § 3 Nr. 39b EnWG. Speicher, die von H₂-

⁶¹ Vgl. auch Kapitel 3.1.

Erzeugungsunternehmen betrieben werden, unterfallen mithin **nicht** dem freiwilligen Regulierungsregime.

Fazit H2-Speicher:

Für die Errichtung eines unterirdischen H2-Speichers bedarf es einer Hauptbetriebsplanzulassung nach dem BBergG. Soll ein bestehender Untergrund-Erdgasspeicher in einen H2-Speicher umfunktioniert werden, bedarf es gegebenenfalls einer Änderungsgenehmigung nach dem BImSchG. Zusätzlich muss der bestehende Betriebsplan entsprechend angepasst werden.

Oberirdische H2-Speicher bedürfen in Abhängigkeit von ihrer Lagerkapazität gegebenenfalls einer Genehmigung nach dem BImSchG im vereinfachten oder förmlichen Verfahren. Bei sehr großen Lagermengen (> 200.000 t) ist zudem die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung zwingend notwendig.

H2-Infrastruktur

Auch für die Errichtung und den Betrieb von **H2-Tankstellen** sowie **H2-Leitungen** sind vor allem Vorschriften des Planungs- und Genehmigungsrechts von Bedeutung.

Bei H2-Tankstellen ist zu unterscheiden zwischen Produktionstankstellen, die über einen On-Site-Elektrolyseur verfügen und Liefertankstellen, deren Belieferung per Tanklastwagen oder über den Anschluss an ein H2-Gasleitungsnetz erfolgt (NOW GmbH 2022).

Eine **Produktionstankstelle** unterliegt nach der derzeitigen Rechtslage – jedenfalls, wenn die H2-Herstellung in „industriellem Umfang“ erfolgt, wovon bei einer gewerblichen Tankstelle im Regelfall auszugehen sein dürfte – dem **förmlichen Genehmigungsverfahren** nach dem BImSchG.⁶² Die Genehmigung nach dem BImSchG wird bei Produktionstankstellen regelmäßig die **Erlaubnis für die Gasfüllanlage zur Betankung von Fahrzeugen nach § 18 Abs. 1 Nr. 3 BetrSichV** umfassen. Als **überwachungsbedürftige Anlage** ist eine **Gefährdungsbeurteilung** durch eine ZÜS durchzuführen. Sofern die Technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS) eingehalten sind, können Anlagenbetreibende grundsätzlich davon ausgehen, dass die in der BetrSichV enthaltenen Anforderungen an die Betriebssicherheit erfüllt sind. Maßgeblich für die Errichtung und den Betrieb von Tankstellen sind die TRBS 3145/TRGS 745 und die TRBS 3151/TRGS 751. Hinsichtlich der inhaltlichen Anforderungen an die Genehmigung nach dem BImSchG wird auf die Ausführungen zu H2-

⁶² Vertiefende Darstellung des Genehmigungsverfahrens für Elektrolyseure und zum Begriff des „industriellen Maßstabs“ in *Eschweiler/Langenhorst, H2-Region H2VL: Genehmigungsleitfaden für Elektrolyseure und Plasma-Gasifizierungsanlagen, 2023.*

Erzeugungsanlagen und -speichern sowie den im Projekt entstandenen Genehmigungsleitfaden verwiesen.

Bei Liefertankstellen richtet sich das **Genehmigungserfordernis nach den Mengenschwellwerten** der Ziffer 9.3 Anhang 1 der 4. BImSchV.⁶³ Je nach Lagerkapazität des H₂-Speichers bedarf es einem Erlaubnisverfahren nach der BetrSichV, einer BImSchG-Genehmigung im vereinfachten Verfahren oder einer BImSchG-Genehmigung im förmlichen Verfahren. Hinsichtlich der inhaltlichen Anforderungen an die immissionsschutzrechtliche Genehmigung kann ebenfalls auf die Ausführungen zu H₂-Erzeugungsanlagen und -speichern verwiesen werden. Eine Abweichung besteht jedoch mit Hinblick auf die **bauplanungsrechtliche Zulässigkeit**. Tankstellen sind im Rahmen der in der BauNVO festgelegten Bebauungsgebiete nicht nur in Gewerbe- beziehungsweise Industrie-, sondern auch in Dorfgebieten (§ 5 Abs. 2 Nr. 9 BauNVO), Mischgebieten (§ 6 Abs. 2 Nr. 7 BauNVO) und in Zusammenhang mit Parkhäusern und Großgaragen in Kerngebieten (§ 7 Abs. 2 Nr. 5 BauNVO) zulässig. Darüber hinaus sind sie ausnahmsweise auch in Kleinsiedlungsgebieten, allgemeinen Wohngebieten, besonderen Wohngebieten und dörflichen Wohngebieten zulässig. Für Produktionstankstellen dürfte es aufgrund des vorhandenen Elektrolyseurs bei einer ausschließlichen Zulässigkeit in Industriegebieten bleiben. Da die eingeschränkt typisierende Betrachtungsweise jedoch eine Zulässigkeit von Elektrolyseuren im Industriegebiet nur indiziert, steht den Genehmigungsbehörden hier ein gewisser Spielraum zu.

Ist das **Erlaubnisverfahren nach § 18 Abs. 1 BetrSichV** das Fachverfahren, weil es keiner BImSchG-Genehmigung bedarf, besteht **keine formelle Konzentrationswirkung**. Daher ist bei der zuständigen Behörde (in Brandenburg: **Landesamt für Arbeitsschutz, Verbraucherschutz und Gesundheit**, Fachbereich Arbeitsaufsicht) zu erfragen, ob ein gesonderter Antrag auf eine Baugenehmigung zu stellen ist.

Für die Genehmigung von **H₂-Leitungen** kann im Einzelfall ein **Raumordnungsverfahren** durchzuführen sein, sofern die in Rede stehende Leitung von mehr als 300 mm Durchmesser sowie **raumbedeutsam und von überörtlicher Bedeutung** ist.

Andernfalls kann in Abhängigkeit von Länge und Durchmesser der H₂-Leitung ein **Planfeststellungsverfahren** gemäß § 43I Abs. 2 EnWG durchzuführen sein. Dieses Erfordernis kann in Fällen von unwesentlicher Bedeutung entfallen, beispielsweise wenn ein Vorhaben nicht UVP-pflichtig ist. In Anlage 1 Nr. 19.2. UVPG ist abgestuft nach Länge und Durchmesser der zu errichtenden H₂-

⁶³ Vgl. Tabelle 5.

Leitung eine UVP-Pflicht beziehungsweise eine allgemeine oder eine standortspezifische Vorprüfung des Einzelfalls vorgeschrieben:

Tabelle 29: UVP-Pflicht H2-Leitungen

Anlage 1 UVP Ziffer	Parameter		Prüfungsmaßstab	Öffentlichkeitsbeteiligung
	Länge	Durchmesser		
19.2.1	>40 km	> 800 mm	UVP-pflichtig	Ja
19.2.2	> 40 km	300 mm – 800 mm	Allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls	Abhängig vom Ergebnis der Vorprüfung
19.2.3	5 km – 40 km	> 300 mm		
19.2.4	< 5 km	> 300 mm	Standortspezifische Vorprüfung des Einzelfalls	

In Bezug auf die **bauplanungsrechtliche Zulässigkeit** von H2-Leitungen gilt jedenfalls dann, wenn sie Teil eines H2-Netzes sind, die Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB. Denn der dort verwendete Begriff des Gases umfasst gemäß § 43I Abs. 7 EnWG auch H2-Netze.

Neben der Einholung einer öffentlich-rechtlichen Genehmigung bedarf die Errichtung und der Betrieb von H2-Leitungen auch einer zivilrechtlichen Gestattung. Dies erfolgt im Wege der Einräumung von **Wegerechten**. Gemeinden haben nach § 46 Abs. 1 EnWG Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung zu stellen. Der Begriff der öffentlichen Verkehrswege umfasst Straßen, Wege und Plätze, Fahrradwege, Gehwege und Parkplätze (Kment und Wenzel 2022). Von den Wegerechten zu unterscheiden sind **Konzessionsverträge** im Sinne des § 46 Abs. 2 EnWG. Diese sind für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die zu einem Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet gehören, abzuschließen. Im Gegenzug kann die Gemeinde vom Energieversorgungsunternehmen gemäß § 48 Abs. 1 EnWG ein Entgelt – die so genannte **Konzessionsabgabe** – verlangen.

Fazit H2-Infrastruktur:

H2-Tankstellen, die über einen On-Site-Elektrolyseur verfügen, bedürfen im Regelfall einer Genehmigung nach BImSchG, die im förmlichen Verfahren erteilt wird. Liefertankstellen unterliegen in Abhängigkeit ihrer H2-Lagerkapazitäten dem Erlaubnisverfahren nach der BetrSichV, der BImSchG-Genehmigung im vereinfachten Verfahren oder der BImSchG-Genehmigung im förmlichen Verfahren. Die maßgeblichen technischen Regeln für die Errichtung und den Betrieb von Tankstellen sind die TRBS

3145/TRGS 745 und die TRBS 3151/TRGS 751. Darüber hinaus handelt es sich bei H₂-Tankstellen um überwachungsbedürftige Anlagen, für die eine Gefährdungsbeurteilung durch eine ZÜS einzuholen ist. H₂-Leitungen werden im Raumordnungs- oder Planfeststellungsverfahren genehmigt. Neben planungs- und genehmigungsrechtlicher Vorgaben sind dabei auch zivilrechtliche Vorschriften von Bedeutung. Insbesondere die Einräumung von Wegerechten und der Abschluss von Konzessionsverträgen können eine Rolle spielen.

Gefahrguttransport

Für den Transport von Wasserstoff per Straße und Schiene oder Schiff sind vor allem Vorschriften des **Gefahrgutbeförderungsrecht** betreffend relevant. Es ist maßgeblich geprägt durch ein international harmonisiertes Regelungsregime. Die **internationalen Vorschriften** finden auch im Rahmen des **inländischen Transports** über nationale Rechtsverordnungen **Anwendung**.

Grundlage für das Gefahrgutbeförderungsrecht für Transportwege unter anderem auf der Straße und Schiene bildet das von den Vereinten Nationen (UN) herausgegebene **Orange Book**, in dessen Anhang eine Auflistung aller gefährlichen Güter enthalten ist, die jeweils mit einer UN-Nummer versehen und in neun verschiedene Klassen eingeteilt sind. Die Anwendbarkeit der nationalen und internationalen Vorschriften den Gefahrguttransport betreffend hängt maßgeblich von der Orange Book- **Klassifizierung** ab.⁶⁴ Wasserstoff wird dabei der Klasse 2 – Gase und gasförmige Stoffe beziehungsweise der Unterklasse 2.1 – entflammbare Gase zugeordnet:

Tabelle 30: Gefahrgutrechtliche Klassifizierung Wasserstoff

Gefahrgut	Klasse	Klassifizierungscode	UN-Nummer
Flüssiger Wasserstoff	2.1	3 F	1966
Wasserstoff verdichtet	2.1	1 F	1049
Wasserstoff in einem Metallhydrid Speichersystem	2	1 F	3468

Anhand der Gefahrenklasse und der jeweiligen UN-Nummer bestimmen sich die anwendbaren technischen Vorschriften, die insbesondere Vorgaben hinsichtlich der Transportmodalität (zum Beispiel Tanks/Gasdruckpatronen) und besonderen Verpackungsanweisungen machen.⁶⁵

Im europäischen Rechtsrahmen bildet die Richtlinie 2008/68/EG (**Gefahrgutrichtlinie**) die Grundlage für Regelungen zur Beförderung gefährlicher Güter via unter anderem Straße (Anhang I) und Schiene

⁶⁴ Ebd., S. 61.

⁶⁵ Ebd.

(Anhang II). Darüber hinaus enthält die Richtlinie 2010/35/EU (**Richtlinie über ortsbewegliche Druckgeräte**), auf nationaler Ebene umgesetzt durch die Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung (**ODV**) Vorgaben für ortsbewegliche Druckgeräte, wozu auch Druckgefäße, Tanks und MEGC zählen. Vorschriften über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen werden zudem in der **CLP-Verordnung** getroffen. Nach dieser ist Wasserstoff als entzündbares Gas mit dem **Gefahrenhinweis H220** zu kennzeichnen. Auf nationaler Ebene bildet das Gefahrgutbeförderungsgesetz (**GGBefG**) und die Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (**GGVSEB**) das maßgebliche Regelwerk hinsichtlich des Transports von Gefahrgütern via unter anderem Straße und Schiene.

Nach der Gefahrgutbeauftragtenverordnung (**Gbv**) bedarf es der schriftlichen Bestellung eines Sicherheitsberaters für die Beförderung gefährlicher Güter (**Gefahrgutbeauftragter**), sofern ein Unternehmen an der Beförderung gefährlicher Güter beteiligt ist und ihm Pflichten als Beteiligter in der GGVSEB zugewiesen sind.

Folgende Übersicht verdeutlicht, welche Vorschriften auf internationaler, EU- und nationaler Ebene hinsichtlich des Transports von Gefahrgütern per **Straße** bestehen und Anwendung finden können:

Tabelle 31: Gefahrgutbeförderungsrechtliche Vorschriften Straße

Internationales Recht	EU-Recht	Nationales Recht
ADR 28. ADR-AusnV	Richtlinie 2008/68/EG Anhang I Richtlinie 2016/2309	GGVSEB RSEB GGKontrollIV

Im Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) sind einheitliche Vorgaben für die grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter per Straße festgelegt; sie sind gleichermaßen auf die inländische Beförderung von Gefahrgütern anzuwenden. Die ADR enthält detaillierte Vorgaben zu unter anderem Verpackungen und Tanks (Teil 4), Versand (Teil 5), Bau- und Prüfvorschriften für Verpackungen und Tanks (Teil 6) sowie Beförderung, Be- und Entladung und Handhabung (Teil 7). Sie bilden eine Art **sicherheitstechnische Anleitung** für den Transport von gefährlichen Gütern im Straßenverkehr. Wasserstoff gilt nach der **ADR** sowohl in flüssiger (UN 1966) und komprimierter (UN 1049) Form, als auch in einem Metallhydrid-Speichersystem (UN 3468) als gefährliches Gut, sodass die Vorgaben der ADR zu beachten sind. Für den Transport von Wasserstoff in **Tanks ab einer Nettomasse von 9.000 kg** sind zudem in den §§ 35 ff. GGVSEB besondere Vorgaben getroffen.

Nachstehende Tabelle 32: Gefahrgutbeförderungsrechtliche Vorschriften Schiene zählt die speziell für den Gefahrguttransport per **Schiene** einschlägigen Rechtsnormen internationaler, EU- und nationaler Ebene auf:

Tabelle 32: Gefahrgutbeförderungsrechtliche Vorschriften Schiene

Internationales Recht	EU-Recht	Nationales Recht
RID	Richtlinie 2008/68/EG Anhang II	GGVSEB
3. RID-AusnV	Richtlinie 2016/2309	RSEB

Die Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (**RID**) regelt den Transport von gefährlichen Gütern auf der Schiene, die auch im **inländischen Transport** direkte Anwendung findet. Auch nach der RID gelten flüssiger und komprimierter Wasserstoff sowie Wasserstoff in einem Metallhydrid-Speichersystem als gefährliche Güter. Die Vorgaben der RID sind mithin zu beachten. Sie sind ebenso detailliert, jedoch weniger streng als die Vorgaben der ADR. So enthalten sie beispielsweise keine Vorgaben zu Tunnelrestriktionen (Ohle, Allolio, und Schäfer 2022).

Fazit Gefahrguttransport:

Im Rahmen des Transports von Wasserstoff per Straße oder Schiene sind die einschlägigen gefahrgutrechtlichen Vorschriften zu beachten. Sie treffen Vorgaben zu unter anderem Verpackungen, Versand, Beförderung, Be- und Entladung sowie der Handhabung und bilden eine Art sicherheitstechnische Anleitung für den Transport von gefährlichen Gütern. Dabei sind für den Transport auf der Straße vor allem die Vorschriften der ADR relevant. Beim Schienentransport sind die Vorgaben der RID maßgeblich.

10.6 ZERTIFIZIERUNG VON WASSERSTOFF

In Bezug auf Wasserstoff kann im Rahmen einer Zertifizierung der Einsatz der zur Herstellung genutzten Energie aus erneuerbaren Quellen gekennzeichnet werden, um nachzuweisen, dass die Vorgaben, unter denen Wasserstoff am Markt als erneuerbar beziehungsweise „grün“ vermarktet werden kann, eingehalten wurden.

Regulatorische Vorgaben zur Zertifizierung von Wasserstoff bestehen im nationalen Rechtsrahmen in Form des zum 14.01.2023 in Kraft getretenen **Herkunftsnachweisregistergesetzes** (HkNRG). In diesem werden unter anderem Regelungen zur Herkunftsnachweisen für Wasserstoff getroffen. Herkunftsnachweise dienen ausschließlich als Nachweis gegenüber Endkunden dafür, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Sie sind ein Instrument der Informationen Verbraucherinnen und Verbrauchern und dienen dem Verbraucherschutz.⁶⁶

Das HkNRG regelt in § 3 Abs. 5 die **grundlegenden Anforderungen an die Ausstellung für die strombasierte Herstellung gasförmiger Energieträger**. Die Ausstellung eines Herkunftsnachweises beruht auf dem Nachweis für erneuerbar erzeugten Strom: sofern der Elektrolyseur zu Herstellung des Wasserstoffs Netzstrom bezieht, müssen für den verwendeten Strom Stromherkunftsnachweise im Herkunftsnachweisregister entwertet worden sein. Da für EEG-geförderten Strom keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden (vgl. § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023), kann folglich kein Herkunftsnachweis für das produzierte Gas ausgestellt werden, sofern dafür Strom aus EEG-geförderten Anlagen genutzt wurde.⁶⁷ Im Fall der Verbindung von Elektrolyseur und EE-Stromerzeugungsanlage per Direktleitung, ist mangels Vorliegen eines Herkunftsnachweises für den Strom der Nachweis für die erneuerbare Stromerzeugung anderweitig zu erbringen (beispielsweise durch ein umweltgutachterliches Testat der Stromversorgungssituation der Anlage).⁶⁸ Durch eine noch zu erlassende Rechtsverordnung sollen weitere Anforderungen festgelegt werden (vgl. § 4 HkNRG).

Darüber hinaus gibt es verschiedene **Zertifizierungen technischer Art**, die jedoch keiner Regulierung unterliegen. Ein Beispiel für eine solche technische Zertifizierung von „grünem“ Wasserstoff ist das **„GreenHydrogen“ Zertifikat des TÜV SÜD** nach dem Standard CMS 70 (TÜV Süd Zertifizierungsstelle „Klima und Energie“ 2021). Nach diesem Standard kann „grüner“ Wasserstoff unter anderem durch Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von EE-Strom erzeugt werden. Der erzeugte Wasserstoff muss

⁶⁶ BT-Drs. 20/3870, S. 16.

⁶⁷ Vgl. auch BT-Drs. 20/3870, S. 27.

⁶⁸ BT-Drs. 20/3870, S. 20.

ein Treibhausgas-Minderungspotenzial von mindestens 70 Prozent gegenüber dem Vergleichswert für fossile Kraftstoffe der RED II aufweisen. Ebenfalls in den nicht regulierten Bereich der Zertifizierung fällt das europäische **CertifHy** Zertifizierungsprogramm (EU 2022).

Fazit Zertifizierung von Wasserstoff:

Für Wasserstoff, der unter Einsatz von nicht nach dem EEG geförderten EE-Strom hergestellt wurde, können Herkunftsnachweise nach dem HkNRG ausgestellt werden. Sie dienen ausschließlich gegenüber Verbraucherinnen und Verbrauchern als Nachweis darüber, dass eine bestimmte Energiemenge aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Darüber hinaus existieren nicht-regulierte Zertifizierungen technischer Art.