



Machbarkeitsstudie

für eine
Wasserstoffherzeugung
in Hamm

Impressum

WASSERSTOFFZENTRUM HAMM GmbH & Co. KG

vertreten durch: Klaus Horstick
Reinhard Bartsch
Südring 1
59065 Hamm

Projektkoordination: Tobias Grosser
E-Mail: t.grosser@trianel.com
Tel.: +49 (40) 4600 179 -207

Gefördert durch: Bezirksregierung Arnsberg
progres.nrw
Programme für Rationelle Energieverwendung,
Regenerative Energien und Energiesparen,
Programmbereich „Markteinführung“
(Runderlass des Ministeriums für Wirtschaft,
Innovation, Digitalisierung und Energie
vom 20. März 2020)

Förderkennzeichen: 64.65.21.34-001-01
Projektlaufzeit: 05.10.2021 – 31.08.2022
Veröffentlichung: November / Dezember 2022

An der Ausarbeitung dieser Studie haben mitgewirkt:

Hochschule Hamm-Lippstadt
Hochschule Weserbergland in Zusammenarbeit mit dem EWeRK
(Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht in der
kommunalen Wirtschaft e.V., Humboldt Universität zu Berlin)
Trianel GmbH



Gestaltung/Satz: Hans-Erwin Schulz | Dipl.-Designer AGD
Aachen | E-Mail: Hans-ErwinSchulz@gmx.de

Abschlussbericht

Machbarkeitsstudie
für eine Wasserstoffherzeugung
in Hamm



Inhaltsverzeichnis

	Dank	6
	Grüßwort	8
1.	Einleitung	11
2.	Das Projekt Wasserstoffzentrum Hamm	13
3.	Executive Summary	15
4.	Marktanalyse / Verfügbarkeit, Kosten und Leistungsparameter	17
4.1	Elektrolyseure	17
4.2	Brennstoffzellen-Busse	22
4.3	Brennstoffzellen-Lkw	26
4.4	Wasserstofftankstellen	28
5.	Regulatorische Bewertung der Wasserstoffherstellung	32
5.1	Anforderungen an den grünen Wasserstoff	33
5.2	Abgaben und Umlagen	34
5.3	THG-Quotenhandel	35
6.	Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen	36
6.1	Hintergrund	36
6.2	Ansprechpartner	36
6.3	Vorgehen	36
6.4	Rechtliche Grundlagen	37
6.5	Ablauf	38
7.	Auswahl Standort der Elektrolyse-Anlage	40
7.1	Paarvergleich	41
7.2	Auswertung Paarvergleich	41
7.3	Spezifischer Vergleich	42
7.4	Spezifischer Vergleich: Gewichtung der Kriterien	43
7.5	Ergebnisübersicht Standortvergleich	43
8.	Distribution von Wasserstoff	44
8.1	Distributionsarten	45
8.2	Distributionskosten	46
9.	Strombeschaffung	50
9.1	Eigene EE-Anlagen	50
9.2	Beschaffung Spotmarkt	50
9.3	PPAs	51

10.	Logistikkonzept zur Distribution von Wasserstoff	52
11.	Identifikation und Bewertung potenzieller Standorte für Tankstellen	54
12.	Abnahme des grünen Wasserstoffs, stoffliche Nutzung	56
13.	Abnahme des grünen Wasserstoffs, energetische Nutzung	58
14.	Stofflicher Einsatz von Wasserstoff in Produktionsprozessen	59
15.	Fördermittelakquise	60
15.1	Förderlandschaft	60
15.2	Förderung auf EU-Ebene	60
15.3	Förderung auf Bundesebene	61
15.4	Förderung auf Landesebene (NRW)	65
15.5	Zusammenfassung	66
16.	Techno-ökonomische Beurteilung möglicher Anlagen-Set-ups	68
16.2	Wirtschaftliche Analyse	68
16.2.1	Strom	69
16.2.2	Wasserstoff	71
16.2.3	Ergebnis	71
16.3	Multikriterielle Entscheidungsunterstützung	72
16.3.1	Kriterien	73
16.3.2	Zuordnung und Normierung der Nutzenwerte	73
16.3.3	Gewichtung der Kriterien durch stereotypische Stakeholder	73
16.3.4	Berechnung der Nutzwerte	74
16.4	Fazit	75
17.	Finanzierung / Financial Model / Empfehlung	76
17.1	Finanzierung	76
17.2	Financial Model	77
17.3	Empfehlung	78
	Quellenangaben	79

Dank

Die vorliegende Machbarkeitsstudie für das Wasserstoffzentrum Hamm (WZH) ist ermöglicht worden durch die Unterstützung der Bezirksregierung Arnsberg im Rahmen des Förderprogramms progres.nrw – Programme für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen, Programmbereich „Markteinführung“.

Neben der Bezirksregierung Arnsberg gilt unser Dank dem Projektleiter Tobias Grosser von der Trianel GmbH, der die einzelnen Arbeitspakete koordiniert und die Ergebnisse redaktionell zusammengetragen und ausgewertet hat.

Der Hochschule Weserbergland und dem EWeRK danken wir für die Erstellung des Gutachtens über die regulatorischen Fragestellungen sowie die wirtschaftliche Analyse des WZH. Insbesondere danken wir Prof. Dr. Tim Schröder (Hochschule Weserbergland) sowie Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski, Ass. iur. Dipl.-Volksw. Thomas Noack und Ass. iur. Dr. Hanno Meyer (EWeRK).

Bei der Hochschule Hamm-Lippstadt bedanken wir uns für die Erarbeitung des energiewirtschaftlichen Rahmens, die Darstellung über die Abnahme des grünen Wasserstoffs (energetisch), die Voraussetzungen für den stofflichen Einsatz von Wasserstoff, sowie die Analyse des Logistikkonzepts und möglicher Wasserstofftankstellen. Insbesondere gilt unser Dank Prof. Dr. Peter Britz, Prof. Dr. Dieter Bryniok, Prof. Dr.-Ing. Torsten Cziesla, Prof. Dr.-Ing. Olaf Goebel und Prof. Dr.-Ing. Uwe Neumann.

Der Trianel GmbH danken wir für die Zusammenführung des Projekts und die Erarbeitung der genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen, der Marktanalyse Wasserstoff, der Übersicht über die Fördermittel Wasserstoff, die Darstellung der Strombeschaffungsmöglichkeiten, die Berechnung der Distributionskosten, den Standortvergleich und die Berechnung der Wirtschaftlichkeit. Hier danken wir M.Sc. Jan Beeck, M.Sc. Thomas Bexten, Dipl.-Kfm. Bastian Burghaus, Dr.-Ing. Marcus Delin, B.Sc. Moritz Drengemann, Dipl.-Kfm. Tobias Grosser, Dipl.-Kfm. Stefan Günther, Dipl.-Geophys. Jürgen Hepper, M.Sc. Christopher Lenz, M.Sc. Abdessamad Saidi und Rene Wörsdörfer.

Die Ergebnisse der detailliert ausgearbeiteten Arbeitspakete sind in dem vorliegenden Bericht zusammengefasst und bei der Trianel GmbH im Einzelnen hinterlegt.

Der hier vorliegende Bericht ist nur möglich gewesen durch die exzellente Zusammenarbeit aller Projektbeteiligten und die Unterstützung durch die Stadt Hamm und Herrn Oberbürgermeister Marc Herter sowie durch die Stadtwerke Hamm.

Klaus Horstick

Reinhard Bartsch

Wasserstoffzentrum Hamm GmbH & Co. KG

Grußwort



Marc Herter

Oberbürgermeister
der Stadt Hamm



Reinhard Bartsch

Geschäftsführer der
Stadtwerke Hamm



Klaus Horstick

Bereichsleiter Offshore
Trianel GmbH

Hamm auf dem Weg zum Wasserstoffcluster

Liebe Leserinnen, liebe Leser, liebe Wasserstoff-Interessierte,

mit der Gründung des Wasserstoffzentrums Hamm (WZH) durch die Stadtwerke Hamm und Trianel mit breiter Unterstützung durch die Stadt Hamm sind 2021 ideale Voraussetzungen geschaffen worden, um den Wirtschaftsstandort Hamm in Richtung einer innovativen Wasserstoffwirtschaft weiterzuentwickeln.

Die zentrale Lage Hamms als energiewirtschaftlicher Standort und als Logistik-Knoten erlaubt es, sektorübergreifende Konzepte zu denken und zu realisieren. Wasserstoff wird dabei eine zentrale Rolle spielen, um auch in Zukunft eine saubere, bezahlbare und sichere Energieversorgung aufrechtzuerhalten. Die Verwendung erneuerbarer Energien für die Herstellung von Wasserstoff und die geplante Nutzung für eine wasserstoffbasierte Mobilität, die örtliche Abfallwirtschaft und für industrielle Prozesse schafft ideale Möglichkeiten für klimaneutrale Infrastrukturen in Hamm und Umgebung.

Die hier vorliegende Machbarkeitsstudie Wasserstoffzentrum Hamm hat die rechtlichen, wirtschaftlichen sowie technischen und logistischen Voraussetzungen für die Etablierung eines Wasserstoffclusters in Hamm untersucht. Mit Unterstützung des Förderprogramms progres.nrw der Bezirksregierung Arnsberg und der wissenschaftlichen Expertise der Hochschule Hamm-Lippstadt, der Hochschule Weserbergland in Zusammenarbeit mit EWeRK sowie der Trianel GmbH liegt hier eine umfassende Analyse für die Realisierung eines kommunalen Elektrolyseurs vor.

Auf Basis der Ergebnisse können nun alle notwendigen Schritte der Projektentwicklung gestartet werden, um gemeinsam mit allen Verantwortlichen zu einem Baubeschluss zu gelangen.

Grüner Wasserstoff aus dem Herzen Westfalens – das ist unsere Vision für den Wirtschaftsstandort Hamm und die ganze Region.

Herzliche Grüße



Marc Herter
Oberbürgermeister der
Stadt Hamm



Reinhard Bartsch
Geschäftsführer der
Stadtwerke Hamm GmbH



Klaus Horstick
Bereichsleiter Offshore
Trianel GmbH



Abbildung 1:
Brennstoffzellenbus in Dänemark
von Van Hool (Modell A330)
© Line Bloch Klostergaard

1. Einleitung

In Kooperation mit den Stadtwerken Hamm GmbH (im Folgenden: Stadtwerke Hamm) plant die Trianel GmbH (im Folgenden: Trianel) den Aufbau eines Wasserstoff-Clusters in der Region Hamm (Westfalen) durch die Realisierung einer großtechnischen Power-to-Gas-(PtG-)Anlage zur Herstellung von elektrolysebasiertem grünem Wasserstoff.

Ziel des Clusters ist die Einführung und der Betrieb wasserstoffbasierter öffentlicher Mobilität, Logistik sowie industrieller Anwendungen durch den Aufbau und Betrieb einer kommunalen Infrastruktur zur Versorgung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV), kommunaler Fahrzeugflotten und industrieller regionaler Abnehmer mit grünem Wasserstoff. Insbesondere Unternehmen der Schwerlogistik aus der Region Hamm haben bereits Interesse an der Nutzung von grünem Wasserstoff bekundet.

Gemäß den aktuellen Planungen wird von einer anfänglichen Elektrolyse-Leistung von bis zu 20 MW_{el} für die Versorgung des ÖPNV, von kommunalen Fuhrparks, Logistikunternehmen sowie Abnahme durch überregional tätige Industriegashersteller ausgegangen.

Vor diesem Hintergrund wurde mit dem Zweck der Planung, Entwicklung, Errichtung und des Betriebs des Wasserstoffprojekts die handelnde Projektgesellschaft Wasserstoffzentrum Hamm GmbH & Co. KG (WZH) gegründet. Für das WZH soll im Rahmen einer Machbarkeitsstudie die konzeptionelle Grundlage für den Aufbau des Wasserstoff-Clusters geschaffen werden. Darüber hinaus soll die technische, ökonomische und logistische Machbarkeit untersucht werden.

Im Folgenden werden das Projekt sowie die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie vorgestellt.

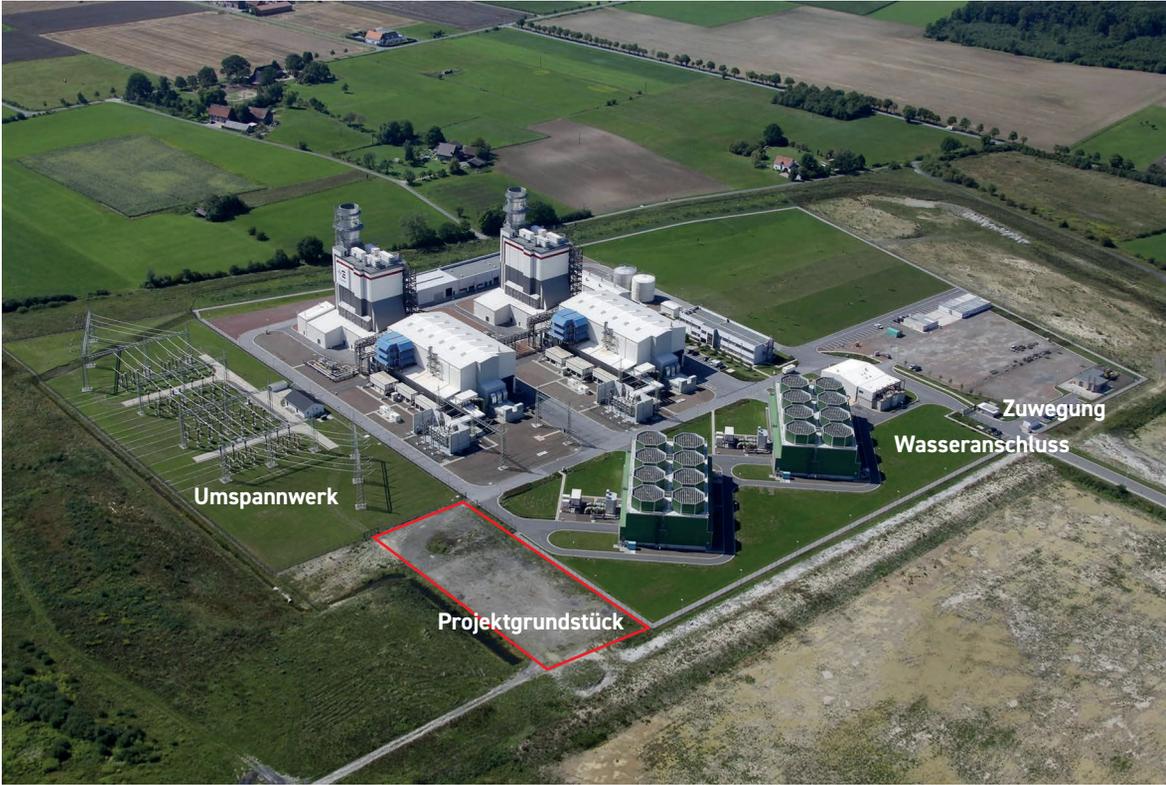
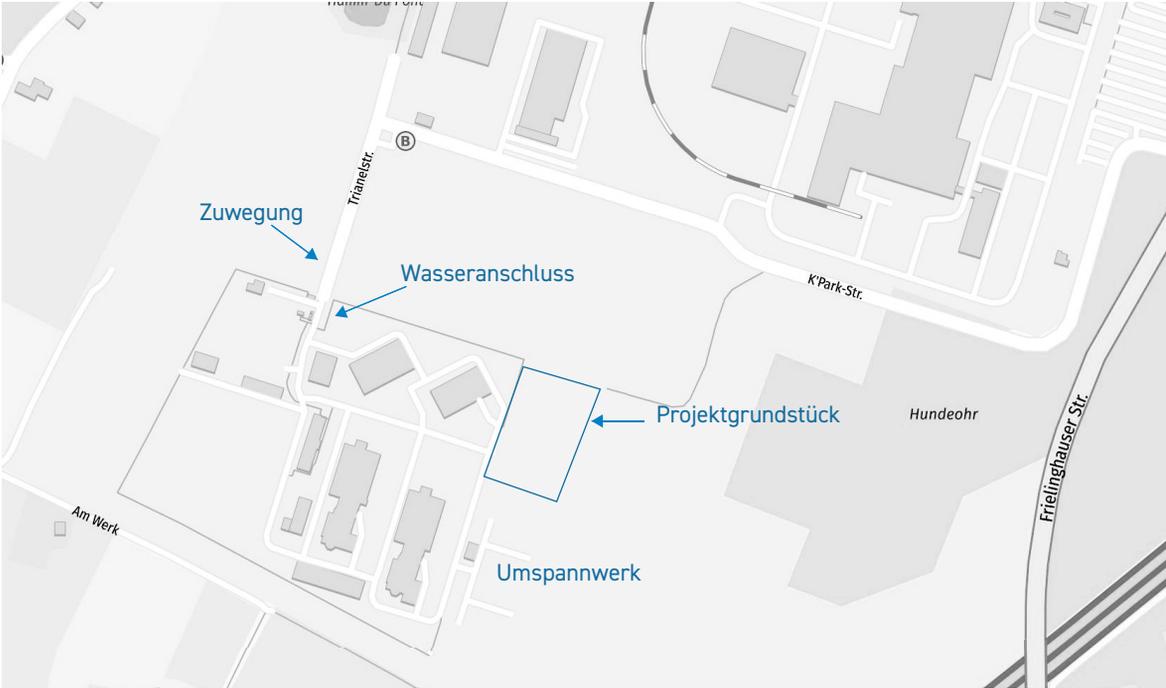


Abbildung 2.1/2.2:
Lage des Projektgrundstücks am
Gaskraftwerk Hamm



2. Das Projekt

WASSERSTOFFZENTRUM HAMM

Die Stadtwerke Hamm als Projektinitiator sind als ein Hauptabnehmer des produzierten Wasserstoffs geplant. Versorgt werden sollen anfänglich 30, später 60 neue Busse und bis zu 20 Abfallsammelfahrzeuge. Die Infrastruktur zur Versorgung des ÖPNV und der Abfallbetriebe entsteht parallel zum Elektrolyseur. Weitere Logistikunternehmen haben bereits Interesse angemeldet, ihre Flotten ebenfalls umzurüsten.

Die Stadt Hamm unterstützt die regionale Wirtschaft bei der Umstellung auf grünen Wasserstoff und treibt eigene Projekte wie den Umbau des Stadtwerke-eigenen Hafens und des Rangierbahnhofs voran.

Hersteller von Industriegasen sind bundesweit in der Prüfung zur Übernahme von grünem Wasserstoff aus Erzeugungsanlagen wie dem WZH, um die steigende Nachfrage aus der Industrie nach grünem Wasserstoff sicherzustellen.

Der Standort Hamm liegt unmittelbar an der Bundesautobahn A2 und unweit des Kamener Kreuzes mit der Bundesautobahn A1 – ein zentraler Logistikstandort. Durch die Lage an einer großen Nord-Süd-Stromtrasse wird zudem eine integrierte und systemdienliche Nutzung der Strom- und Gasinfrastruktur ermöglicht.

Als präferiertes Projektgrundstück wurde eine Fläche direkt auf dem Gelände des Trianel Gaskraftwerks bestimmt. Hier befinden sich ein Umspannwerk sowie eine Wasseraufbereitung in direkter Nähe zum Projektgrundstück, die weitere Infrastruktur kann mitgenutzt werden und die Autobahn ist nur ca. 3 km entfernt.

Neben dem ÖPNV und der Abfallwirtschaft sind Industrieunternehmen, der Schienen- und Hafenverkehr, Gasspeicherzentren sowie lokale Logistikunternehmen mögliche Abnehmer von Wasserstoff.

Auf Basis des aktuellen Zeitplans ist der Baubeschluss für Ende 2023 und die Inbetriebnahme der Anlage 2025 geplant.

Nach erfolgter Entscheidung für die weitere Projektumsetzung ist der Start der Ausschreibungen für die benötigten Ingenieursleistungen sowie das Genehmigungsverfahren kurzfristig geplant. Der Baubeschluss und der Start der Baumaßnahmen sind dann im Anschluss vorgesehen.

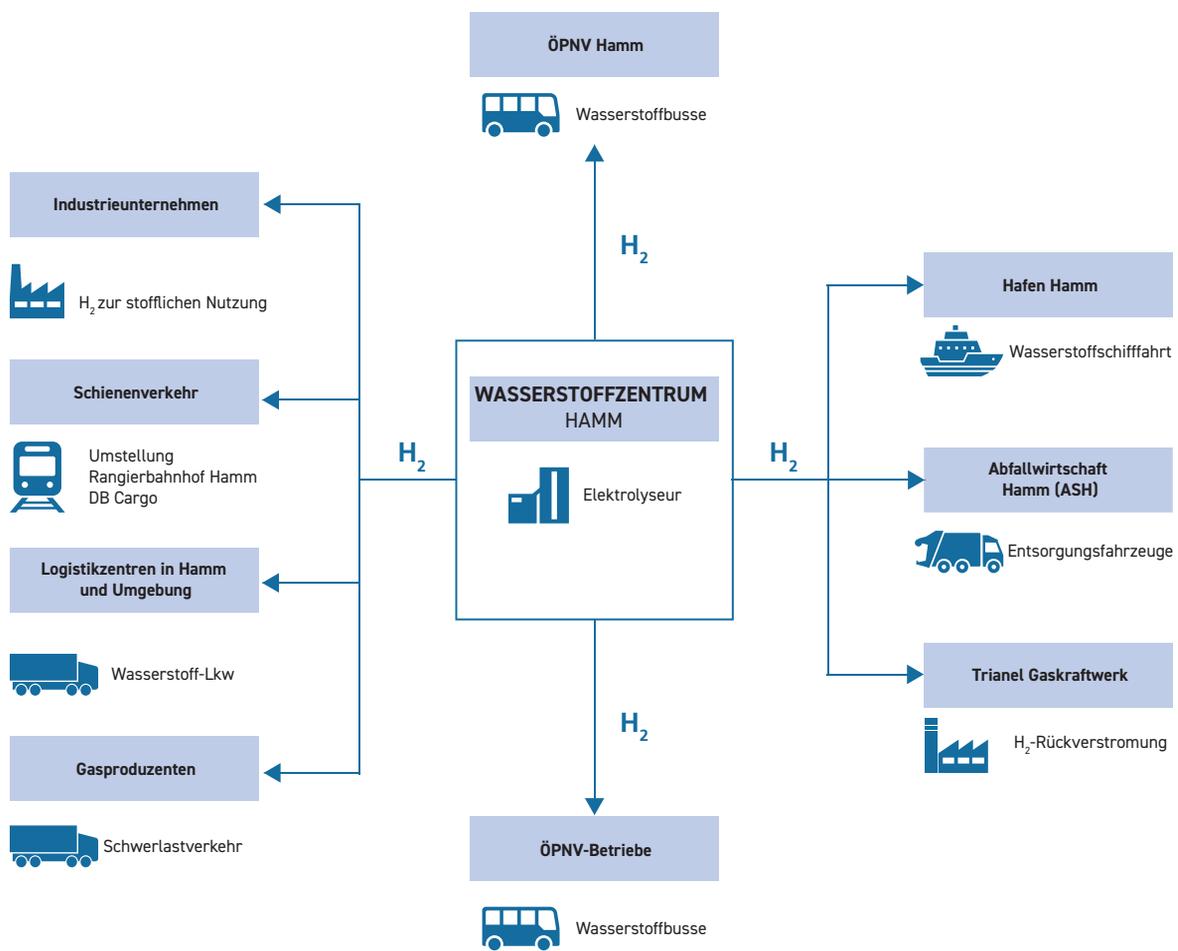


Abbildung 3:
Mögliche Abnehmer von Wasserstoff

3. Executive Summary

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurden die verschiedenen Arbeitspakete an die Hochschulen Hamm-Lippstadt und Weserbergland sowie an die Trianel GmbH vergeben. Da die einzelnen Arbeitspakete teilweise sehr umfangreich sind, soll mit diesem Bericht eine Übersicht über die wesentlichen Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete gegeben werden.

Die detaillierten Ausführungen mit ausführlichen Literaturangaben der einzelnen Arbeitspakete liegen der Trianel GmbH vor.

Wesentliches Ergebnis der Studie ist, dass das Projekt Wasserstoffzentrum Hamm unter folgenden Voraussetzungen erfolgreich umgesetzt werden kann:

1. Als idealer Standort für den geplanten Elektrolyseur hat sich der Platz auf dem Gelände des Trianel Gaskraftwerks Hamm erwiesen.
2. Es bestehen derzeit vielfältige Möglichkeiten für eine Förderung des Projekts durch unterschiedliche Förderträger.
3. Das Wasserstoffzentrum ist insbesondere mit einer Förderung im Rahmen des auch politisch gewünschten Wasserstoff-Hochlaufs in Deutschland wirtschaftlich zu realisieren.
4. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist gegeben, wenn eine intelligente Mischung aus verschiedenen Strombeschaffungsstrategien ermöglicht wird.
5. Idealerweise kann das Wasserstoffzentrum von Grünstrom-Direktlieferungen profitieren. Voraussetzung dafür ist ein verstärkter Ausbau von erneuerbaren Energien insbesondere durch PV-Anlagen auf den Dächern der umliegenden Gewerbebimmobilie sowie die Errichtung lokaler Windanlagen.
6. Der erzeugte Wasserstoff aus Hamm findet am Projektstandort gute Transport- und Absatzwege über Schiene, Straße und Wasserstraßen.
7. Die Nutzung des Wasserstoffs durch den ÖPNV und den Schwerlastverkehr ist gegeben.



Abbildung 4:
Modernes Wasserstoff-Energiespeicher-
system, ein großes Solarkraftwerk
und ein Windkraftwerkspark
© malp - stock.adobe.com

WASSERSTOFFZENTRUM HAMM:

Ein nachhaltiges und kommunales H₂-Projekt

Kapazität	bis zu 20 MW _{e1}
Anlagenart	PEM oder alkalisch
Standort	Trianel Gaskraftwerk Hamm
Baubeginn	2024
Produktion	ab 2025
Menge	bis zu 1.500 t _{H2} /Jahr
Abnehmer	SW Hamm + Gashändler
Strombezug	PPA, Strombörse, Direktlieferung
Bauzeit	ca. 15 Monate

4. Marktanalyse / Verfügbarkeit, Kosten und Leistungsparameter

In der folgenden Kurzfassung der Marktanalyse werden H₂-Technologien verschiedener Hersteller analysiert und einander gegenübergestellt. Neben der H₂-Produktion durch Elektrolyseure werden weitere erforderliche Segmente eines erfolgreichen Markthochlaufs wie Wasserstoff-Busse, -Lkw und -Tankstellen betrachtet.

4.1 Elektrolyseure

Durch Elektrolyseure kann grüner, annähernd CO₂-freier Wasserstoff aus erneuerbarer Energie produziert werden. Somit gelten Elektrolyseure als das „Herzstück“ des H₂-Marktes. Im folgenden Abschnitt werden relevante Hersteller von Elektrolyseuren vorgestellt und ihre Produkte verglichen.

Aufgrund des modularen Aufbaus von Elektrolyse-Anlagen kann die elektrische Leistung bzw. die Wasserstoffproduktionskapazität individuell skaliert werden. Viele Hersteller bieten deshalb neben containerisierten Elektrolyseuren auch Elektrolyse-Module an, die zu Multi-MW-Anlagenkonfigurationen verschaltet werden können. Da sich solche Multi-MW-Anlagenkonfigurationen zum Teil noch in der Konzeptphase befinden, werden zu jedem Hersteller Referenzprojekte genannt, aus denen die Größe der gebauten Elektrolyse-Anlagen und somit die Erfahrung in der Projektierung abgeleitet werden kann.

H-Tec-Systems Der deutsche Hersteller **H-Tec-Systems** ist mit containerisierten Elektrolyseuren der Leistungsklasse 225 kW_{el} (Modell ME100) bis 1 MW_{el} (Modell ME450) auf die PEM-Technologie spezialisiert und liefert Elektrolyseure z.B. für die Projekte „**eFarm**“ (fünf Elektrolyseure mit jeweils 225 kW_{el}) und „**Windgas Haurup**“ (ein Elektrolyseur mit 1 MW_{el}). Mit H₂-Produktionsraten von 46 Nm³/h bei einer Qualität des Wasserstoffs von 99,999 % und einem Ausgangsdruck von 15–30 bar deckt **H-Tec-Systems** den kleinsten Leistungsbereich der in dieser Analyse verglichenen Hersteller ab. Mit dem sogenannten „Hydrogen Cube System“ bietet **H-Tec-Systems** allerdings auch ein containerbasiertes modulares Baukastensystem an, das eine Skalierung in den Multi-MW-Bereich ermöglicht.

Elogen Das Französische Unternehmen **Elogen** (ehemals **Areva H₂ Gen**) gilt als Marktführer in Frankreich und hat sich auf die PEM-Bauweise der Leistungsklasse 50 kW_{el} (Modell ELYTE 10 – H₂-Produktionsrate: 10 Nm³/h) bis 1,3 MW_{el} (Modell ELYTE 260 – H₂-Produktionsrate: 260 Nm³/h) spezialisiert. Die containerisierten Elektrolyseure produzieren Wasserstoff mit einer Qualität von bis zu 99,999 % bei einem Ausgangsdruck von 30 bar. **Elogen** baut derzeit eine 1-MW_{el}-Pilotanlage für das deutsche Forschungsprojekt „**Methquest**“ sowie eine Anlage gleicher Leistung für das deutsche

Forschungsprojekt „[SmartQuart](#)“. Darüber hinaus arbeitet der Hersteller daran, ab 2023 Multi-MW-Anlagen auf den Markt zu bringen, die aus verschalteten Elektrolyse-Modulen bestehen.

[ITM Power](#) ist ein Unternehmen aus Großbritannien, das sich auf die Herstellung von PEM-Elektrolyseuren spezialisiert hat. Die angebotenen containerisierten Elektrolyseure befinden sich in einem Leistungsbereich von 700 kW_{el} (Modell HGas1SP) bis 2 MW_{el} (Modell HGas3SP) mit H₂-Produktionsraten von 120–400 Nm³/h. Der Ausgangsdruck beträgt 20 bar und die erzielte Qualität bis zu 99,999 %. [ITM Power](#) bietet darüber hinaus Elektrolyse-Module (Modell 2 GEP Skid) mit einer Leistung von bis zu 5 MW_{el} und einer H₂-Produktionskapazität von 1000 Nm³/h an, die zu Multi-MW-Anlagen verschaltet werden können. Die Elektrolyse-Module erreichen ebenfalls eine H₂-Qualität von 99,999 %, stellen den Wasserstoff aber bei 30 bar bereit. In Zusammenhang mit dem Vertrieb von Multi-MW-Anlagen hat [ITM Power](#) ein Joint Venture mit der Firma [Linde](#) gegründet ([ITM Linde Electrolysis](#)) und bereits mehrere Projekte erfolgreich umgesetzt. Beispiele sind das Projekt „[REFHYNE](#)“ am Standort Wesseling der Firma Shell mit einer installierten Leistung von 10 MW_{el} oder ein 24-MW_{el}-Elektrolyseur für den Produktionsstandort der Firma [Linde](#) in Leuna.

[ITM-Power](#)

Als weiteres deutsches Unternehmen setzt [Sunfire](#) neben alkalischen Elektrolyseuren (AEL) als einziger der analysierten Hersteller auch auf die „Solid Oxide Electrolysis Cell“- (SOEC-) Bauweise, die zu den Hochtemperatur-Elektrolyse-Technologien gehört. Im Bereich der alkalischen Elektrolyseure bietet Sunfire ein modulares 10-MW_{el}-System (Modell HYLINK Alkaline) mit einer H₂-Produktionsrate von 2.230 Nm³/h bei einer Qualität von 99,998 % und einem Ausgangsdruck von 30 bar an. [Sunfire](#) soll im Rahmen des Projekts „[GETH2](#)“ einen entsprechenden alkalischen Elektrolyseur mit einer Leistung von 10 MW_{el} am Standort des Unternehmens RWE in Lingen errichten. Im Bereich der SOEC gilt [Sunfire](#) als weltweit führend und bietet ein modulares 2,7-MW_{el}-System (Modell HYLINK SOEC) mit einer H₂-Produktionskapazität von 750 Nm³/h bei einer Qualität von 99,99 % und einem atmosphärischen Ausgangsdruck an. Neben Strom verbraucht die HYLINK SOEC Dampf mit einer Temperatur von 150–200 °C und einem Druck von 3,5–5,5 bar. Zum Einsatz kommt das SOEC-System von [Sunfire](#) z.B. im EU-Forschungsprojekt „[MultiPLHY](#)“ (2,6 MW_{el}-SOEC).

[Sunfire](#)

Der norwegische Hersteller [NEL](#) setzt sowohl auf die PEM- als auch auf die AEL-Bauweise und bietet für beide Technologien ein breites Produkt-Portfolio an. Als containerisierte Lösungen bietet [NEL](#) PEM-Elektrolyseure mit H₂-Produktionskapazitäten von 250 Nm³/h (Modell MC250) und 500 Nm³/h (Modell MC500) an. Die vom Hersteller angegebenen Effizienzwerte auf Stack-Ebene lassen auf zugehörige elektrische Leistungsklassen von ca. 1 MW_{el} und ca. 2 MW_{el} schließen, werden aber nicht explizit genannt. Der Ausgangsdruck der Elektrolyseure beträgt 30 bar und die erzielbare H₂-Qualität 99,9995 %. Im Bereich der modularen Systeme bietet [NEL](#) PEM-Elektrolyseure mit H₂-Produktionskapazitäten von 1.700 Nm³/h

[NEL](#)

(Modell M2000) und 3.000 Nm³/h (Modell M3000) an. Die angegebenen Effizienzwerte auf Stack-Ebene lassen auf zugehörige elektrische Leistungen von ca. 8 MW_{el} und ca. 14 MW_{el} schließen, werden aber ebenfalls nicht explizit genannt. Der Ausgangsdruck und die H₂-Qualität sind äquivalent zu den containerisierten PEM-Elektrolyseuren. Im Bereich der AEL-Technologie bietet **NEL** verschiedene Elektrolyse-Module mit H₂-Produktionskapazitäten von 150 Nm³/h (Modell A150) bis 3.380 Nm³/h (Modell A3380) an. Auf Basis der angegebenen Effizienzwerte auf Stack-Ebene lässt sich ein Leistungsbereich von 700 kW_{el} bis 15 MW_{el} abschätzen. Die Elektrolyseure werden atmosphärisch betrieben und liefern eine H₂-Qualität von bis zu 99,999 %. Der norwegische Hersteller gehört zu den weltweit führenden Anbietern von Elektrolyseuren und hat laut eigenen Angaben bereits mehr als 3.500 Elektrolyseure in 13 Länder geliefert – so z.B. für das Projekt „H100 Fife“ (5 MW_{el}) in Großbritannien oder für ein Stahlwerk von Ovako in Schweden (20 MW_{el} – Auslieferung 2022).

Cummins/Hydrogenics **Cummins/Hydrogenics** ist ein kanadischer Hersteller von Elektrolyseuren. Das Portfolio umfasst containerisierte PEM-Elektrolyseure mit einer Leistung von 1 MW_{el} (Modell HyLYZER-200) bis 2,5 MW_{el} (Modell HyLYZER-500) mit H₂-Produktionskapazitäten von 200–500 Nm³/h. Die Qualität des erzeugten Wasserstoffs beträgt 99,998 % und der Ausgangsdruck liegt bei 30 bar. Darüber hinaus bietet **Cummins/Hydrogenics** ein PEM-Elektrolyse-Modul mit einer Leistung von 5 MW_{el} und einer H₂-Produktionskapazität von 1.000 Nm³/h an (Modell HyLYZER-1000). Dieses erreicht das gleiche Druckniveau und die gleiche H₂-Qualität wie die containerisierten PEM-Elektrolyseure. Neben PEM-Elektrolyseuren bietet **Cummins/Hydrogenics** auch containerisierte alkalische Elektrolyseure an. Das Portfolio umfasst Elektrolyseure mit einer Leistung von 50 kW_{el} (Modell HySTAT-10) bis 500 kW_{el} (Modell HySTAT-100) mit H₂-Produktionskapazitäten von 10–100 Nm³/h. Die Qualität des erzeugten Wasserstoffs beträgt hierbei ebenfalls 99,998 %, der Ausgangsdruck liegt allerdings bei nur 10 bar. **Cummins/Hydrogenics** hat bereits mehrere, u.a. Multi-MW-Projekte realisiert wie z.B. eine 20-MW_{el}-PEM-Anlage für die Firma Air Liquide in Canada oder eine 1,5-MW_{el}-PEM-Anlage für das Projekt „Windgas Reitbrook“ in Deutschland.

Siemens Energy Der deutsche Hersteller **Siemens Energy** hat sich auf PEM-Elektrolyseure spezialisiert und bietet seinen Kunden schlüsselfertige Anlagen an. Das angebotene Portfolio umfasst ein Elektrolyse-Modul mit einer Leistung von 1,25 MW_{el} (Modell Silyzer 200) und ein Modul mit einer Leistung von 17,5 MW_{el} (Modell Silyzer 300). Dies entspricht H₂-Produktionskapazitäten von 230 Nm³/h und 3800 Nm³/h. Während beide Module eine H₂-Qualität von 99,999 % erreichen, unterscheiden sie sich hinsichtlich des Ausgangsdrucks. Während der Silyzer 200 den erzeugten Wasserstoff bei 35 bar zur Verfügung stellt, arbeitet der Silyzer 300 atmosphärisch. **Siemens Energy** konnte bereits mehrere Projekte erfolgreich umsetzen, wie z.B. eine Elektrolyse-Anlage basierend auf dem Silyzer 200 im Energie Park Mainz (6 MW_{el}) und eine Anlage in Wunsiedel basierend auf dem Silyzer 300 (8,75 MW_{el}).

McPhy ist ein französischer Hersteller von Elektrolyseuren, der sich auf die AEL-Technologie spezialisiert hat. **McPhy** bietet Elektrolyse-Module in einem Leistungsbereich von 0,5 MW_{el} (Modell McLyzer 100-30) bis 4 MW_{el} (Modell McLyzer 800-30) an. Dies entspricht H₂-Produktionskapazitäten von 100–800 Nm³/h. Die Elektrolyseure arbeiten bei einem Druckniveau von 30 bar. Zur H₂-Qualität und dem Energiebedarf auf Systemebene werden vom Hersteller keine öffentlichen Angaben gemacht. **McPhy** hat u.a. den Elektrolyseur für das [Power-to-Gas-Leuchtturmprojekt](#) (1 MW_{el}) in Grenzach-Whylen bereitgestellt.

Plug Power ist ein US-amerikanischer Hersteller von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren. Im Bereich der Elektrolyse ist **Plug Power** auf die PEM-Technologie fokussiert. Der Hersteller bietet containerisierte Elektrolyseure in den Leistungsklassen 1 MW_{el} (Modell EX-425D) und 5 MW_{el} (Modell EX-2125D) an. Dies entspricht H₂-Produktionskapazitäten von 200–1.000 Nm³/h. Darüber hinaus bietet **Plug Power** ein Elektrolyse-Modul in der 10-MW_{el}-Leistungsklasse an (Modell EX-4250D). Dies entspricht einer H₂-Produktionskapazität von 1.000 Nm³/h. Zum Energiebedarf auf Systemebene werden vom Hersteller keine öffentlichen Angaben gemacht. Alle angebotenen Elektrolyseure arbeiten bei einem Druckniveau von 40 bar und liefern eine H₂-Qualität von 99,999 %. **Plug Power** plant derzeit den Bau einer 120-MW_{el}-Elektrolyse-Anlage im Großraum New York.

Insgesamt zeigt die Auswertung eine breite Verfügbarkeit von Elektrolyseuren am Markt. Im Bereich der containerisierten Elektrolyseure ist ein Schwerpunkt bei der PEM-Technologie zu erkennen. Als obere Leistungsgrenze für containerisierte PEM-Elektrolyseure konnte 5 MW_{el} identifiziert werden. Im Bereich der Elektrolyse-Module ist ein nahezu ausgewogenes Angebot zwischen der PEM- und der AEL-Technologie zu beobachten. Die identifizierte obere Leistungsgrenze für PEM-Elektrolyse-Module liegt bei 17,5 MW_{el}. Die entsprechende Leistungsgrenze für AEL-Module liegt bei vergleichbaren 15 MW_{el}. Die Auswahl zwischen containerisierten Elektrolyseuren sowie zwischen der PEM- und der AEL-Technologie kann im Rahmen eines Projekts somit ausschließlich auf Basis der projektspezifischen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen getroffen werden und ist nicht durch eine mangelnde Verfügbarkeit von Technologien oder Anbietern limitiert.

Angaben zu konkreten Preisen der angebotenen Elektrolyse-Systeme werden von den Herstellern prinzipiell nicht veröffentlicht. Zur Indikation der Investitionsausgaben für Elektrolyseure können jedoch wissenschaftliche Publikationen herangezogen werden. Abbildung 5 gibt einen guten Überblick über Herstellerangaben und öffentlich verfügbare Daten zu aktuellen und zukünftigen spezifischen Investitionsausgaben für Elektrolyseure. Aufgrund des noch niedrigeren technologischen Reifegrads der Hochtemperatur-Elektrolyse werden dabei nur PEM-Elektrolyseure und alkalische Elektrolyseure betrachtet. Die Abbildung unterstreicht, dass aufgrund des Markthochlaufs für beide Technologien zukünftig noch deutliche Kostensenkungen zu erwarten sind.

McPhy

Plug Power

Resümee

Breite Verfügbarkeit von Technologien und Anbietern von Elektrolyseuren

Aktuelle Leistungsgrenze PEM-Elektrolyseure 17,5 MW_{el}

Aktuelle Leistungsgrenze AEL-Technologie 15 MW_{el}

Aktuelle Leistungsgrenze containerisierte PEM-Elektrolyseure 5 MW_{el}

Schnelle Steigerung der Anlagengrößen werden erwartet.

Bis 2030 werden durch den Markthochlauf Kostensenkungen von 25–30 % erwartet.

Eine umfangreiche Förderung für das Pilotprojekt WZH wird empfohlen, um Chancengleichheit für Nachfolgeprojekte, die von zu erwartenden Kostensenkungen profitieren, herzustellen.

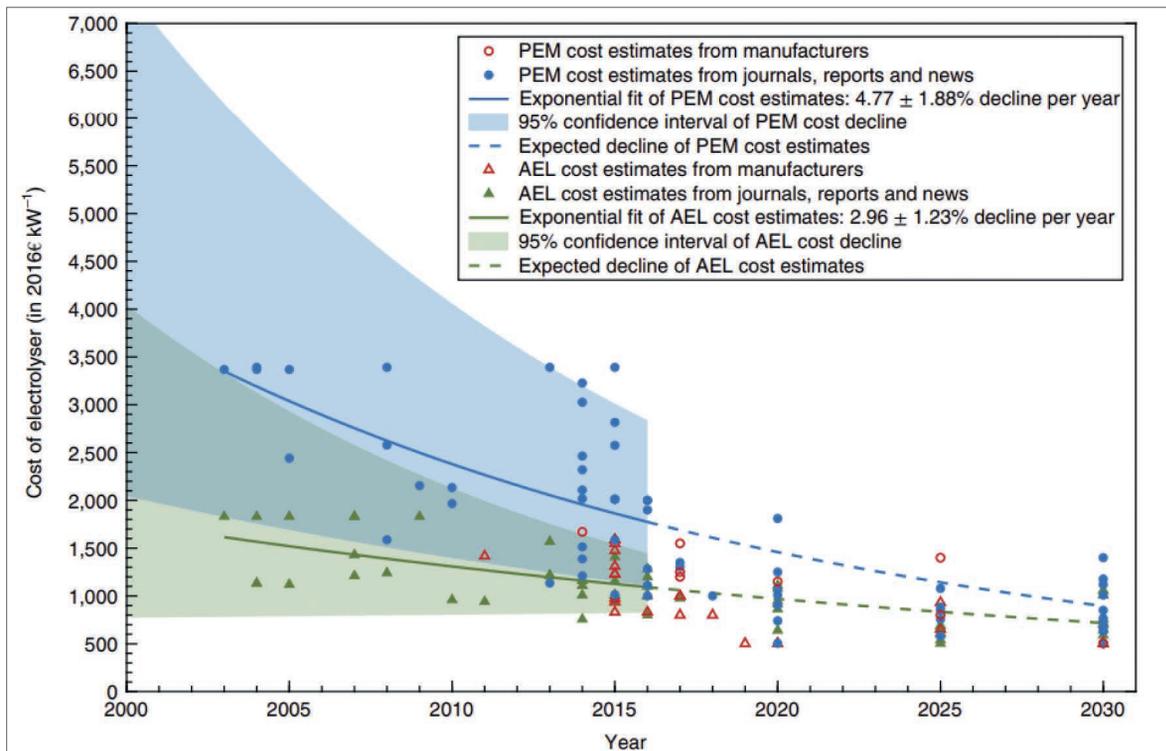


Abbildung 5:
Erwartete Entwicklung der CAPEX für
PEM- und AEL-Technologie [1]

Eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) [2] aus dem Jahr 2021 zeigt, dass diese Kostensenkungen teilweise bereits realisiert worden sind. So schätzt das Fraunhofer ISE die spezifischen Investitionsausgaben für eine 5-MW_{el}-Elektrolyse-Anlage basierend auf der AEL-Technologie aktuell auf ca. 950 €/kW_{el}. Bei einer Skalierung auf 100 MW_{el} sinkt dieser Wert auf ca. 670 €/kW_{el}. Darüber hinaus geht das Fraunhofer ISE davon aus, dass diese Werte bis zum Jahr 2030 nochmals um ca. 25 % (5-MW_{el}-Anlage) bzw. ca. 30 % (100-MW_{el}-Anlage) sinken werden. Für Elektrolyse-Anlagen basierend auf der PEM-Technologie zeigt die Studie des Fraunhofer ISE vergleichbare Tendenzen auf. So werden die aktuellen spezifischen Investitionsausgaben für eine 5-MW_{el}-Elektrolyse-Anlage basierend auf der PEM-Technologie auf ca. 980 €/kW_{el} geschätzt. Bei einer Skalierung auf 100 MW_{el} sinkt dieser Wert auf ca. 720 €/kW_{el}. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung dieser Werte geht das Fraunhofer ISE davon aus, dass bis zum Jahr 2030 ebenfalls mit einer Reduktion von ca. 25 % (5-MW_{el}-Anlage) bzw. 30 % (100-MW_{el}-Anlage) zu rechnen ist.

In jedem Fall ist eine Förderung der Projektkosten bei der Anschaffung und dem Bau der ersten größeren Projekte gerechtfertigt und notwendig, da ansonsten die ersten Projekte wie das WZH die spezifisch höheren Kosten des Markthochlaufs mitfinanzieren und Folgeprojekte in den nächsten Jahren von sinkenden Anlagenkosten profitieren werden und den grünen Wasserstoff günstiger anbieten können. Eine Förderung der Anschaffungskosten durch den Staat/Bund sorgt hier für Chancengleichheit und für den notwendigen Markthochlauf.

4.2 Brennstoffzellen-Busse

Neben dem Einsatz rein batterieelektrischer Busse stellen Wasserstoff-Busse mit Brennstoffzellenantrieb die einzige Option zur Elektrifizierung von Busflotten dar. Eine aktuelle Umfrage des Deutschen Brennstoffzellenbus-Clusters zeigt, dass derzeit ca. 100 Brennstoffzellen-Busse bei deutschen Verkehrsunternehmen im Einsatz sind. Darüber hinaus planen die befragten Unternehmen aktuell die Beschaffung von ca. 500 zusätzlichen Wasserstoff-Bussen mit der Perspektive weiterer Bestellungen. Im folgenden Abschnitt werden relevante Hersteller von Brennstoffzellen-Bussen vorgestellt und ihre Produkte verglichen.

Im europäischen Markt zählt der polnische Busersteller **Solaris Bus & Coach** zu den führenden Anbietern von Wasserstoff-Bussen. Im Jahr 2019 stellte das Unternehmen den ersten brennstoffzellenbetriebenen Bus des Typs Urbino 12 hydrogen als baugleiche Adaption zum bestehenden batterieelektrischen Gegenstück vor. Das Herzstück des Wasserstoff-Busses ist eine 70-kW-Brennstoffzelle von Ballard Power Systems. Im Jahr 2021 hat **Solaris** nach eigenen Angaben 54 Wasserstoff-Busse an Kunden in Italien, Deutschland, den Niederlanden und Schweden ausgeliefert und aktuell Bestellungen für 100 weitere Urbino 12 hydrogen im Auftragsbuch. Bekannt ist, dass der Verkehrsbetreiber Regionalverkehr Köln (RVK) bei **Solaris** 20 zusätzliche Wasserstoff-Busse bestellt hat. Danach werden im Betriebsgebiet des RVK insgesamt 35 Wasserstoff-Busse des polnischen Herstellers im Linienverkehr unterwegs sein.

Solaris Bus & Coach

Das Unternehmen **Safra** ist ein französischer Anbieter von Wasserstoff-Bussen. Der Businova H2 ist der erste Brennstoffzellen-Bus, der von **Safra** in Kooperation mit dem ebenfalls französischen Unternehmen **Symbio** entwickelt wurde und seit 2019 in Frankreich im Einsatz ist. Die Unternehmen **Symbio** und **Safra** haben darüber hinaus den Bau von 1500 weiteren Brennstoffzellen-Bussen angekündigt, die ab dem Jahr 2022 verfügbar sein sollen. Die Fahrzeuge unter dem Namen Hycity werden mit einer Plug-and-Play-Lösung von **Symbio** ausgestattet, die speziell für die Bedürfnisse dieses Marktsegments entwickelt wurde. Sie enthält eine 45-kW-Brennstoffzelle, die Automobilstandards entspricht.

Safra
Symbio

Auch der belgische Hersteller **Van Hool** setzt mit dem Modell A330 Fuel Cell auf eine H₂-basierte Modellreihe. Durch eine Brennstoffzelle mit einer Leistung von 80 kW und eine Batteriekapazität von 36 kWh wird der Elektromotor des Busses mit einer Leistung von 210 kW betrieben. Der Verkehrsbetreiber Regionalverkehr Köln (RVK) betreibt mit 37 Bussen des Modells A330 Fuel Cell in Kombination mit den Bussen des Herstellers **Solaris** die derzeit größte Brennstoffzellen-Busflotte Europas.

Van Hool

4. Marktanalyse / Verfügbarkeit, Kosten und Leistungsparameter

- Toyota** Der japanische Hersteller **Toyota** setzt in seinem Modell „Sun, Ocean, River, Air (Sora)“ auf zwei PEM-Brennstoffzellen mit einer Leistung von je 114 kW. Die Brennstoffzellen versorgen zwei AC-Synchron-Motoren mit einer Leistung von je 113 kW. Busse des Modells Sora wurden in Japan vor allem im Vorfeld der Olympischen Sommerspiele 2020 in Betrieb genommen und sind in Europa derzeit nicht verfügbar.
- Wright-Bus** Das Modell StreetDeck Hydroliner des Herstellers **Wright-Bus** aus Großbritannien ist derzeit der einzig verfügbare Doppeldecker-Bus mit Brennstoffzellenantrieb. Die Leistung der PEM-Brennstoffzelle beträgt 85 kW. Seit 2021 werden 20 StreetDeck Hydroliner von einem ÖPNV-Betreiber im Großraum London eingesetzt. Weitere 15 Busse sind in der schottischen Stadt Aberdeen im Einsatz. Das Unternehmen **Wright-Bus** hat darüber hinaus den Produktionsstart eines zusätzlichen Solo-H₂-Busses bekannt gegeben. Der GB Hydroliner FCEV soll mit einer PEM-Brennstoffzelle mit einer Leistung von 70 oder 100 kW ausgestattet werden.
- EvoBus (Mercedes-Benz)** Mit dem Citaro BZH hat der deutsche Hersteller **EvoBus (Mercedes-Benz)** einen Bus mit einer Brennstoffzellenleistung von zwei Mal 60 kW im Angebot. Insgesamt waren 23 Citaro BZH bei verschiedenen ÖPNV-Betreibern in Europa im Einsatz. Der Großteil dieser Busse befindet sich aktuell nicht mehr im Einsatz. **Mercedes-Benz** hat allerdings angekündigt, den vollelektrischen Stadtbus Mercedes-Benz E-Citaro ab dem Jahr 2022 auch mit einer Brennstoffzelle als Range-Extender anbieten zu wollen.
- Hyzon Motors** Der US-amerikanische Hersteller **Hyzon Motors** hat mit dem Modell High Floor Coach einen Wasserstoff-Reisebus im Angebot. Der Reisebus ist mit einer 80-kW-Brennstoffzelle und einer 100-kWh-Batterie ausgestattet, die eine maximale Motorleistung von 195 kW bereitstellen. Im Jahr 2021 wurde der erste Bus in Australien in Dienst gestellt. Im Jahr 2022 soll die Inbetriebsetzung von mindestens 9 weiteren Brennstoffzellen-Reisebussen in Australien erfolgen.
- CaetanoBus** Der portugiesische Hersteller **CaetanoBus** bietet neben einer batterieelektrischen Ausführung seines Modells City Gold auch eine Brennstoffzellen-Variante an. Das Modell H₂.City Gold ist mit einer 60-kW-PEM-Brennstoffzelle des Herstellers Toyota und einer 44-kWh-Batterie ausgestattet, die eine maximale Motorleistung von 180 kW bereitstellen. Im Jahr 2022 hat der ÖPNV-Betreiber in Bielefeld die ersten vier H₂.City Gold in Betrieb genommen. Weitere Inbetriebnahmen in Deutschland sind beispielsweise im Ruhrgebiet geplant. Auch im europäischen Ausland befinden sich bereits mehrere H₂.City Gold im Einsatz.

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die relevanten Parameter der analysierten Brennstoffzellen-Busse.

Hersteller	Land	Modell	Länge	Antriebsleistung	Tankkapazität	BZ-Leistung	Batteriekapazität	Reichweite
Toyota	JPN	Sora	11 m	2 x 113 kW	24 kg	2 x 114 kW	235 kWh	250 km
Wright-Bus	GB	Hydroliner	12m	2 x 100 kW	27 kg	85 kW	48 kWh	450 km
EvoBus	DE	Citaro BZH	12 m	2 x 80 kW	35 kg	2 x 60 kW	26 kWh	250 km
Van Hool	BEL	A330 Fuel Cell	12 m	210 kW	39 kg	80 kW	36 kWh	350 km
CaetanoBus	PRT	H2.City Gold	11 m	180 kW	38 kg	60 kW	44 kWh	400 km
Safra	FRA	Businova H2	12 m	250 kW	30 kg	30 kW	132 kWh	350 km
Solaris	PL	Urbino 12 hydrogen	12 m	2x 125 kW	38 kg	70 kW	30 kWh	350 km
Hyzon Motors	USA	High Floor Coach	10 m	195 kW	35 kg	80 kW	100 kWh	400 km

Tabelle 1:
Übersicht über Hersteller
von Brennstoffzellen-Bussen

Neben den genannten Unternehmen haben weitere Hersteller die zukünftige Fertigung von Brennstoffzellen-Bussen angekündigt, ohne weitere technische Details zu veröffentlichen. In diese Kategorie fällt beispielsweise der italienische Hersteller **Rampini**, der die Vorstellung einer H₂-betriebenen Version seines Modells E80 für das Jahr 2022 angekündigt hat.

Rampini

Auch chinesische Hersteller von Bussen sind im Bereich Wasserstoff sehr aktiv, beschränken sich momentan aber noch auf den heimischen Markt. So wurden für die Olympischen Winterspiele in Peking im Jahr 2022 bis zu 800 Brennstoffzellen-Busse eingesetzt. Hersteller dieser Busse waren u.a. die chinesischen Unternehmen Foton **AUV**, **Yutong**, **Zhongtong** und **Geely**.

AUV / Yutong / Zhongtong / Geely

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass verschiedene Hersteller Brennstoffzellen-Busse anbieten, die in Europa bereits im regulären Einsatz sind und somit als erprobt angesehen werden können. Zusätzlich haben mehrere europäische Hersteller die zeitnahe Markteinführung weiterer Modelle angekündigt. Insgesamt ist die Verfügbarkeit von Brennstoffzellen-Bussen für den deutschen Markt somit als positiv zu bewerten.

Angaben zu konkreten Preisen der angebotenen Busse werden von den Herstellern prinzipiell nicht veröffentlicht. Zur Indikation der Investitionsausgaben für Brennstoffzellen-Busse können jedoch öffentlich verfügbare Publikationen herangezogen werden. Daraus ergeben sich Beschaffungskosten für Brennstoffzellen-Busse von 375.000–850.000 €. Abbildung 6 gibt einen Überblick über verfügbare Daten zu aktuellen Investitionsausgaben für Brennstoffzellen-Busse.

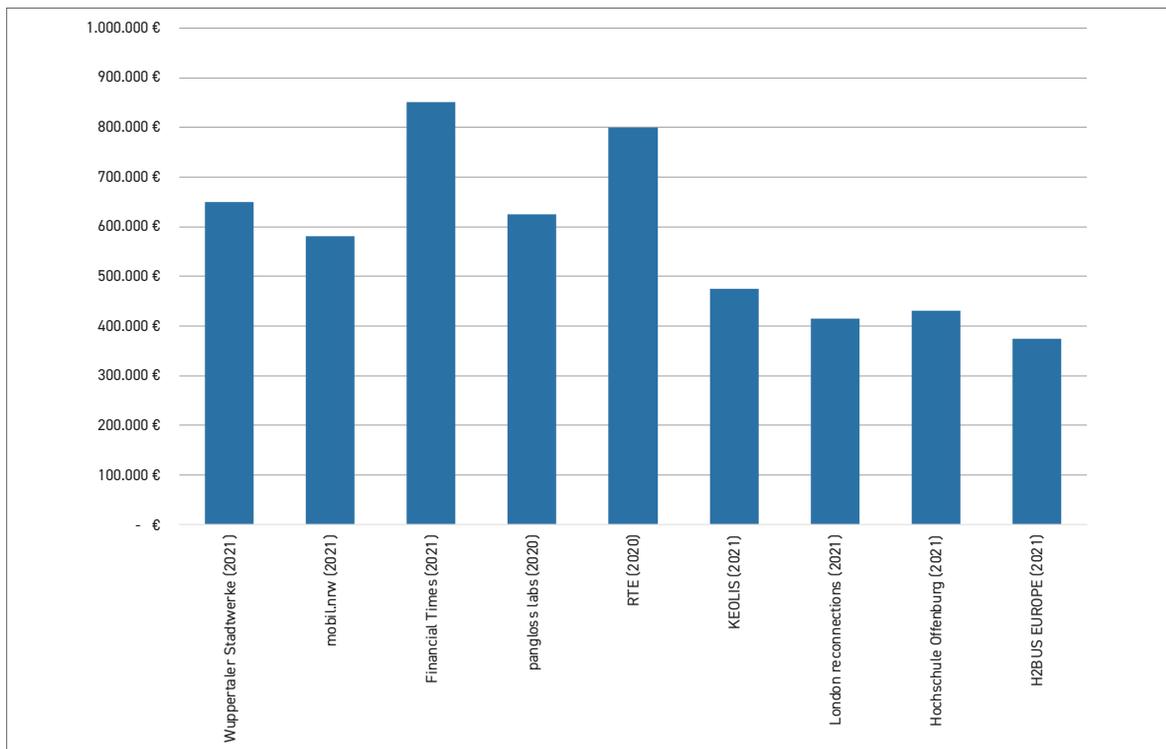


Abbildung 6:
Investitionsausgaben für
Brennstoffzellen-Busse

Resümee

Hohe Verfügbarkeit von
Technologien und Anbietern

Brennstoffzellen-Busse
verschiedener Hersteller sind
in Europa bereits im regulären
Einsatz.

Investitionsausgaben für Brenn-
stoffzellen-Busse liegen derzeit
zwischen 350.000–850.000 €.

4.3 Brennstoffzellen-Lkw

Neben dem Einsatz rein batterieelektrischer Lkw stellen Wasserstoff-Lkw mit Brennstoffzellenantrieb eine wichtige Option zur Elektrifizierung und somit zur Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs dar. Vorteile von Brennstoffzellen-Lkw werden dabei vor allem für den Transport schwerer Lasten auf langen Strecken sowie für Sonder- und Kühlfahrzeuge erwartet. Im Rahmen des EU-Projekts [H₂Haul](#) haben 62 Unternehmen (u.a. Lkw-Hersteller, Energieversorger, Fahrzeugzulieferer und Logistikunternehmen) die Absicht erklärt, bis zum Jahr 2030 ein Ökosystem zu etablieren, das 100.000 Brennstoffzellen-Lkw und bis zu 1.500 entsprechende H₂-Tankstellen umfasst. Im folgenden Abschnitt werden relevante Hersteller von Brennstoffzellen-Lkw vorgestellt und ihre Produkte verglichen.

Im Bereich der Brennstoffzellen-Lkw ist die mit Abstand größte Marktdurchdringung in Europa beim Xcient Fuel Cell des südkoreanischen Herstellers [Hyundai](#) zu verzeichnen. In der Schweiz setzen 25 Transport- und Logistikunternehmen mittlerweile 46 dieser Fahrzeuge permanent ein. Diese nach Herstellerangaben weltweit erste Flotte serienreifer Wasserstoff-Nutzfahrzeuge hat seit der Auslieferung des ersten Fahrzeugs im Oktober 2020 die Marke von einer Million gefahrenen Kilometern bereits erreicht. Bis zum Jahr 2025 ist der Ausbau der Fahrzeugflotte in der Schweiz auf insgesamt 1.600 Fahrzeuge geplant.

[Hyundai](#)

Der US-amerikanische Hersteller von Brennstoffzellen-Lkw [Hyzon Motors](#) bietet das Modell HYMAX auf dem europäischen Markt in den Gewichtsklassen 24 t, 46 t und 70 t an. Die Ausführungen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Brennstoffzellenleistung als auch der Wasserstoffspeicherkapazität. Aufgrund der gesteigerten Wasserstoffspeicherkapazität sollen in der 46-t-Version und in der 70-t-Version Reichweiten von 680 bzw. 600 km erreicht werden. Im Jahr 2022 gab das Unternehmen Hylane, eine Tochter des deutschen Versicherungsunternehmens DEVK, den Kauf von 18 Brennstoffzellen-Lkws des Modells HYMAX bekannt. Diese sollen den Kunden in einem Pay-per-Use-Modell angeboten werden. Weiterhin gab [Hyzon Motors](#) bekannt, 20 weitere Brennstoffzellen-Lkw an niederländische Logistikunternehmen verkauft zu haben. Ebenfalls sollen Brennstoffzellen-Lkw von [Hyzon Motors](#) zukünftig als Teil der Logistik der österreichischen Supermarktkette MPPreis zum Einsatz kommen.

[Hyzon Motors](#)

Das japanische Unternehmen [Toyota](#) und das US-amerikanische Unternehmen [Kenworth](#) haben im Jahr 2019 einen gemeinsam entwickelten Brennstoffzellen-Lkw vorgestellt. Die Entwicklung ist das Ergebnis einer Zusammenarbeit mit dem California Air Resources Board und dem Hafen von Los Angeles. Das Modell T680 FCEV erweitert die Einsatzmöglichkeiten der beiden ersten Proof-of-Concept-Lkw von [Toyota](#) durch verbesserte Fähigkeiten und Leistung. So verfügt das verbesserte Modell über eine Reichweite von mehr als 450 km pro Tankfüllung. [Toyota](#) und [Kenworth](#)

[Toyota / Kenworth](#)

sehen den Einsatz von zehn T680 FCEV im Rahmen des [Zero-and-Near-Zero-Emission Freight Facilities Project \(ZANZEFF\)](#) für den Transport von Gütern, die in den beiden Häfen von Los Angeles und Long Beach ankommen, im gesamten L.A. Basin vor.

Toyota / Hino Neben den beschriebenen Modellen existiert eine Vielzahl an Ankündigungen verschiedener Hersteller hinsichtlich der zukünftigen Markteinführung weiterer Brennstoffzellen-Lkw. So haben die japanischen Unternehmen **Toyota** und **Hino** im Jahr 2020 die gemeinsame Entwicklung eines Brennstoffzellen-Lkw angekündigt. Durch Nutzung eines Wasserstofftanks mit einem Druckniveau von 700 bar soll eine Reichweite von bis zu 600 km erreicht werden.

Nikola Motor Der US-amerikanische Hersteller **Nikola Motor** hat für das Jahr 2023 die Markteinführung einer Brennstoffzellen-Version seines Modells Nikola Tre angekündigt. Zwei entsprechende Prototypen befinden sich aktuell bereits in Kalifornien bei der Brauerei Anheuser-Busch im Einsatz.

MAN Daimler Truck AG Auch der deutsche Lkw-Hersteller **MAN** plant die Markteinführung eines Brennstoffzellen-Lkw. Erste Prototypen befinden sich seit dem Jahr 2021 im Einsatz. Die deutsche **Daimler Truck AG** plant mit dem Modell GenH₂ ebenfalls einen Markteintritt im Bereich der Wasserstoff-Lkw. Eine Besonderheit des Modells GenH₂ ist die Speicherung des Wasserstoffs in flüssiger Form. Auf diese Weise soll eine Speicherkapazität von bis zu 80 kg realisiert werden. Erste Prototypen des Fahrzeugs befinden sich aktuell bereits im Einsatz.

Insgesamt zeigt die Auswertung eine limitierte Verfügbarkeit von Brennstoffzellen-Lkw auf dem europäischen Markt. Die einzige Ausnahme stellt dabei das Modell Xcient Fuel Cell des Herstellers Hyundai dar, das in der Schweiz schon umfassend zum Einsatz kommt. Basierend auf den Ankündigungen verschiedener Hersteller hinsichtlich des Markteintritts im Bereich Brennstoffzellen-Lkw ist allerdings zeitnah mit einer Verbreiterung des Angebots zu rechnen. Zu den Beschaffungskosten der vorgestellten Brennstoffzellen-Lkw machen die Hersteller keine öffentlichen Angaben. Aufgrund der eingeschränkten Marktverfügbarkeit können auch wissenschaftliche Publikationen nur in geringem Maße zur Indikation der Kosten genutzt werden. So schätzt der International Council on Clean Transportation (ICCT) beispielsweise, dass die Beschaffungskosten für Brennstoffzellen-Lkw innerhalb eines Bereichs von 200.000–600.000 US\$ liegen [3].

Resümee

Limitierte Verfügbarkeit von Brennstoffzellen-Lkw

Auf Basis von Ankündigungen der Hersteller ist zeitnah mit einer Verbreiterung des Angebots zu rechnen.

Investitionsausgaben für Brennstoffzellen-Lkw liegen derzeit zwischen 200.000 und 600.000 US\$.

4.4 Wasserstofftankstellen

H₂-Tankstellen stellen das Bindeglied zwischen der Erzeugung grünen Wasserstoffs in Elektrolyse-Anlagen und der entsprechenden Nutzung in Mobilitätsanwendungen dar. Die Firma H₂Mobility betreibt in Deutschland und im europäischen Ausland ein H₂-Tankstellennetz, das aktuell bereits ca. 160 Tankstellen umfasst und kontinuierlich ausgebaut wird. Der Großteil der Tankstellen ist dabei für die Versorgung von H₂-Pkw ausgelegt, die für den Tankvorgang ein Wasserstoffdruckniveau von 700 bar benötigen. Ca. 40 Tankstellen des Netzwerks ermöglichen darüber hinaus die Betankung von Nutzfahrzeugen, die ein Druckniveau von 350 bar benötigen. H₂Mobility plant den Schwerpunkt beim Ausbau des Tankstellennetzwerks zukünftig verstärkt auf den Bereich Nutzfahrzeuge zu legen, da dort eine entsprechende Bedarfssteigerung erwartet wird.

H₂-Tankstellen lassen sich je nach täglichem H₂-Durchsatz in eine Größenklasse von S bis 2XL kategorisieren. Die relevanten technischen Parameter der einzelnen Größenklassen sind in Abbildung 7 dargestellt.

				
Größe	S	M	L	2XL
Maximaler Wasserstoffdurchsatz / Tag	200 kg	500 kg	1,000 kg	4,000 kg
Fahrzeugklassen	Pkw, LNF	(Pkw, LNF, Busse), MNF	(Pkw, LNF, Busse), MNF, SNF	MNF, SNF (Pkw, LNF, Busse)
Durchschnittlicher Wasserstoffdurchsatz / Tag	150 kg	350 kg	700 kg	2.500 kg
Jährliche Nachfrage	1–10 t	> 100 t	> 500 t	> 900 t
Zapfpistolen	1	2	2–3	2–4
Platzbedarf	80–250 m ²	200–350 m ²	250–800 m ²	abhängig von der H ₂ -Technologie

Abbildung 7:
Größenklassifizierung von
H₂-Tankstellen [4]

Prinzipiell umfassen H₂-Tankstellen Anlagenkomponenten zur lokalen H₂-Speicherung, zur Druckerhöhung des Wasserstoffs und zur eigentlichen Betankung der Fahrzeuge. Die Ausführung der lokalen H₂-Speicherung ist vor allem von der Art der Bereitstellung des Wasserstoffs abhängig. Wird der Wasserstoff in unmittelbarer Nähe der H₂-Tankstelle mittels Elektrolyse erzeugt, ist eine lokale Speicherung in Druckbehältern erforderlich. Die Speicherung erfolgt in diesem Fall typischerweise auf zwei Druckniveaus. Ein Mitteldruckspeicher dient dabei der längerfristigen Speicherung der produzierten Wasserstoffmenge, während ein Hochdruckspeicher vorwiegend als Puffer dient, der vor einem Betankungsvorgang bedarfsgerecht beladen werden kann. Das gleiche Speicherkonzept kann bei der Versorgung einer H₂-Tankstelle über mobile Trailer, die mit gasförmigem Wasserstoff beladen sind, zum Einsatz kommen. Können die Trailer dagegen zusätzlich als temporäre Wasserstoffspeicher genutzt werden („Trailer-Swap“), kann auf einen stationären Mitteldruckspeicher typischerweise verzichtet werden. Gleiches gilt für den Fall, dass eine H₂-Tankstelle über eine H₂-Pipeline mit konstantem Druck versorgt wird. Für den Fall, dass die Versorgung einer Tankstelle über mobile Trailer erfolgt, die mit verflüssigtem Wasserstoff beladen sind, ist eine lokale Speicherung von Flüssigwasserstoff in einem Kryo-Tank notwendig. In Abhängigkeit von der Bereitstellung des Wasserstoffs in gasförmiger oder flüssiger Form erfolgt die für den Betankungsvorgang und gegebenenfalls auch für die Zwischenspeicherung notwendige Erhöhung des Wasserstoffdrucks durch einen Kompressor oder eine Kryo-Pumpe. Wird der Wasserstoff in gasförmiger Form gespeichert, muss er vor dem Betankungsvorgang auf ca. -40 °C abgekühlt werden, um bei der Betankung einer unzulässigen Erwärmung des Fahrzeugtanks entgegenzuwirken. Die notwendige Abkühlung erfolgt mittels eines Wärmeübertragers mit angeschlossener Kompressionskältemaschine. Im Fall der kryogenen Speicherung von Wasserstoff kann auf die zusätzliche Kühlung vor dem Betankungsvorgang verzichtet werden. In diesem Fall ist jedoch eine Überführung des flüssigen Wasserstoffs in den gasförmigen Zustand erforderlich. Dies erfolgt in Verdampfern, die der Kryopumpe nachgeschaltet sind. Die für die Verdampfung benötigte Wärmeenergie wird dabei aus der Umgebung entnommen. Ein Dispenser überführt den gasförmigen Wasserstoff in einem finalen Schritt in den Fahrzeugtank. Der Dispenser umfasst die Füllkupplung, den Füllschlauch, das Display und die Regelungstechnik.

Vako / NPROXX /
Neumann & Esser Gruppe / Linde

Aufgrund der Vielzahl an erfolgreich umgesetzten H₂-Tankstellen-Projekten haben sich verschiedene Firmen in Deutschland auf die Bereitstellung von Schlüsselkomponenten für H₂-Tankstellen spezialisiert. Im Bereich der H₂-Speicherung ist hier beispielsweise die Firma **Vako** zu nennen, die sich auf die Fertigung von konventionellen Druckbehältern für H₂-Anwendungen spezialisiert hat. Ein weiteres Beispiel ist die Firma **NPROXX**, die Verbundstoff-Speichersysteme des Typs 4 für Hochdruck-Anwendungen zur Verfügung stellen kann. Im Bereich der H₂-Kompression bietet die **Neumann & Esser Gruppe** verschiedene Kompressortechnologien an, die u.a. für den Einsatz in H₂-Tankstellen geeignet sind. Die Firma **Linde** kann dagegen ein

umfassendes Angebot im Bereich der H₂-Kryotechnik aufweisen. Die Firma WEH verfügt wiederum über ein breites Produktspektrum im Bereich der Komponenten für H₂-Dispenser.

WEH

Zusätzlich zu den genannten Anbietern von Schlüsselkomponenten bietet eine Vielzahl an nationalen und internationalen Firmen den Aufbau von H₂-Tankstellen als Gesamtanlage an. So stellt das US-amerikanische Unternehmen Air Products beispielsweise eine vollständig integrierte und anpassbare Produktlinie (H₂fM-Tankstellen) für die Wasserstoffbetankung bereit. Laut eigener Aussage verfügt Air Products über praktische Betriebserfahrung aus mehr als 250 H₂-Tankstellen-Projekten in 20 Ländern. Der norwegische Hersteller NEL bietet integrierte Lösungen für H₂-Tankstellen an, die einen Kompressor (Modell H₂Station), eine Speicherung und einen Dispenser umfassen. Je nach Anforderungen des Kunden können diese Komponenten unterschiedlich spezifiziert werden.

Air Products

NEL

Das französische Unternehmen Air Liquide bietet seinen Kunden ein breites Spektrum an Tankstellen-Konfigurationen, die für unterschiedliche Bezugsquellen und Abnehmer angepasst werden können. So bietet Air Liquide explizit auch H₂-Tankstellen an, die mit Flüssigwasserstoff versorgt werden können. Nach eigenen Angaben hat das Unternehmen international bereits über 100 H₂-Tankstellen installiert.

Air Liquide

Neben den genannten internationalen Unternehmen existieren auch kleinere nationale Firmen, die auf den Bau von H₂-Tankstellen für Pkw und Nutzfahrzeuge spezialisiert sind. Beispiele sind in diesem Zusammenhang die Firmen sera und CHORS. Die Firma sera bietet ihren Kunden sowohl Anlagen für eine 350-bar-Betankung als auch für eine 700-bar-Betankung an. Im Jahr 2020 hat sera eine H₂-Betankungsanlage in Huntorf in Betrieb genommen. Die Firma CHORS hat sich auf den Bau von H₂-Tankstellen für Pkw mit einem Betankungsdruck von 700 bar spezialisiert. Die Anlagen von CHORS wurden mittlerweile an 15 Tankstellen-Standorten in Deutschland errichtet.

sera / CHORS

Insgesamt zeigt die Auswertung eine breite Verfügbarkeit von H₂-Tankstellen-Systemen am Markt. Somit kann die Auswahl eines Tankstellen-Systems im Rahmen eines Projekts ausschließlich auf Basis der projektspezifischen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen getroffen werden und ist nicht durch eine mangelnde Verfügbarkeit von Technologien oder Anbietern limitiert.

Angaben zu konkreten Preisen der angebotenen H₂-Tankstellen-Systeme werden von den Herstellern prinzipiell nicht veröffentlicht. Darüber hinaus gilt es zu beachten, dass die Gesamtkosten für H₂-Tankstellen-Projekte je nach H₂-Bezugsquelle und -Abnehmerstruktur deutlich variieren können. Zur Indikation der Investitionsausgaben für H₂-Tankstellen können jedoch öffentlich verfügbare Publikationen herangezogen werden.

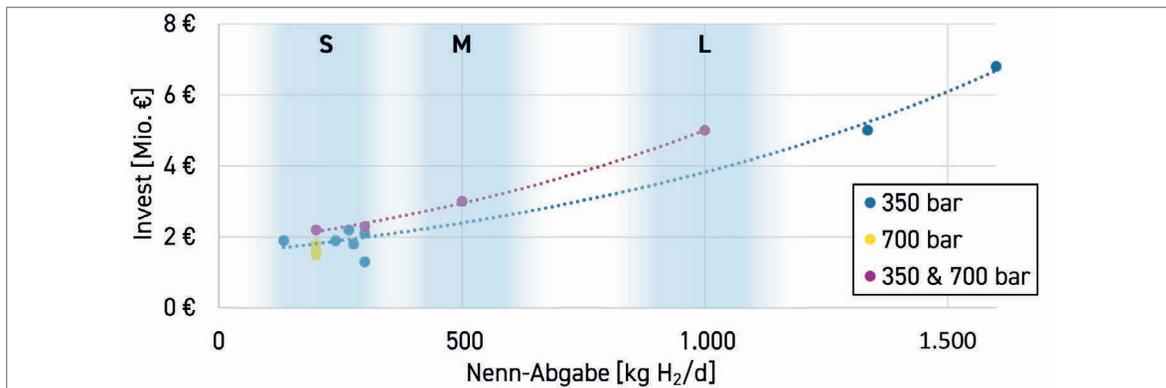


Abbildung 8:
Investitionsausgaben für H₂-Tankstellen
in Abhängigkeit von Nennabgabe und
Druckniveau basierend auf erhaltenen
Angeboten [5]

Abbildung 8 zeigt eine Abschätzung der Investitionsausgaben für H₂-Tankstellen in Abhängigkeit von der täglichen Nenn-Abgabe. Darüber hinaus wird eine Unterscheidung zwischen einem Betankungsdruck von 350 bar und 700 bar getroffen. Die Daten zeigen einen erwartbaren Zusammenhang zwischen der H₂-Nenn-Abgabe und den Investitionskosten. Beim Betankungsdruck ist dagegen keine klare Tendenz zu erkennen.

Resümee

Breite Verfügbarkeit von
Wasserstofftankstellen-Systemen

Gängiger Betankungsdruck sind
350 bar oder 700 bar.

Investitionsausgaben unterscheiden
sich je nach Betankungsdruck und
der täglichen Wasserstoff-Nenn-Ab-
gabe und ergeben ein Investitions-
volumen zwischen 1,8 und 7 Mio. €.

5. Regulatorische Bewertung der Wasserstoffherstellung

Der zum Betrieb des Elektrolyseurs erforderliche Strom soll durch Power-Purchase-Agreements (PPAs), Einkauf am Spotmarkt mit grünen Herkunftsnachweisen (HKN) sowie mittels einer Direktleitung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) vor Ort bezogen werden. Ziel ist die Einordnung der Wasserstoffherstellung in den relevanten regulatorischen Rahmen, insbesondere mit Blick auf Themen, die derzeit oder in Zukunft Auswirkungen auf die konkrete Wirtschaftlichkeit des Projekts haben.

Aus rechtlicher Sicht resultieren hieraus folgende wirtschaftlich wichtige Fragestellungen:

- Rechtliche Anforderungen an das Vorliegen von grünem Wasserstoff
- Welche Gebühren, Abgaben, Umlagen kommen in Betracht (EEG-Umlage, KWK-Umlage, Offshore-Umlage, StromNEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten, Stromsteuer, Konzessionsabgabe)?
- Rechtliche Rahmenbedingungen für den THG-Quotenhandel

5.1 Anforderungen an den grünen Wasserstoff

Grüner Wasserstoff im Sinne der gesetzlichen Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ist nur Wasserstoff, der innerhalb der ersten 5000 Volllaststunden eines Kalenderjahres in der Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff durch den ausschließlichen Verbrauch von Strom hergestellt worden ist,

1. der nachweislich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien stammt,
2. der nachweislich zu einem Anteil von mindestens 80 % aus Anlagen stammt, die ihren Standort in der Preiszone für Deutschland haben, und
3. für den weder eine Zahlung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, nach der Erneuerbare-Energien-Verordnung oder nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der jeweils für die Anlage maßgeblichen Fassung noch eine sonstige Förderung in Anspruch genommen wird.

Strom, der in einer Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff verbraucht wird, stammt nachweislich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, wenn

1. im Fall des Verbrauchs von Strom, den ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen über ein Netz an den Betreiber der Einrichtung geliefert hat,
 - a) für diesen Strom Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien nach § 30 der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung entwertet wurden und
 - b) diese Herkunftsnachweise, sofern die Anlage ihren Standort im Bundesgebiet hat, die Angabe zur optionalen Kopplung nach § 16 Abs. 3 der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung enthalten.

Weitere Kriterien sollen in den noch ausstehenden delegierten Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 der RED-II-Richtlinie Eingang finden. Ein rechtsverbindlicher Charakter lässt sich hieraus nach aktueller Rechtslage jedoch nicht entnehmen, einige Kriterien werden auf politischer Ebene kontrovers diskutiert. Diese Richtlinien bedürfen zu ihrer Wirksamkeit eines staatlichen Umsetzungsaktes.

Resümee

Das WZH erfüllt mit den geplanten Strombezugsoptionen die Anforderungen für grünen Wasserstoff.

Stand heute erfüllt damit das WZH die Anforderungen an grünen Wasserstoff, ebenso werden die oben genannten Anforderungen beim Strombezug über das Netz erfüllt.

5.2 Abgaben und Umlagen

Der rechtliche Rahmen mit Blick auf die zum Betrieb des Elektrolyseurs bezogenen Strommengen erlaubt weitreichende Befreiungen von den gesetzlich vorgesehenen Abgaben, Umlagen und Steuern. Soweit eine Versorgung des Elektrolyseurs durch die selbst betriebenen EE-Anlagen mittels einer Direktleitung darstellbar ist, fallen Netzentgelte und netzbezogene Umlagen nicht an (siehe Tabelle 2).

	Strombezug über das öffentliche Netz	Strombezug über Direktleitung
Netzentgelte	Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG	Fallen nicht an
EEG-Umlage 2022: 3,723 Cent/kWh	Befreiung nach § 69b EEG für die ersten 5.000 Volllaststunden	Befreiung nach § 69b EEG für die ersten 5.000 Volllaststunden
KWK-Umlage 2022: 0,378 Cent/kWh	Befreiung nach § 27d KWKG für die ersten 5.000 Volllaststunden	Fallen nicht an
Offshore-Netzumlage 2022: 0,419 Cent/kWh	Befreiung nach § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG für die ersten 5.000 Volllaststunden	Fallen nicht an
§ 19 II StromNEV-Umlage 2022: 0,437 Cent/kWh	Keine Befreiung	Fallen nicht an
Abschaltbare-Lasten-Umlage 2022: 0,003 Cent/kWh	Keine Befreiung	Fallen nicht an
Konzessionsabgabe 2022: 0,110 Cent/kWh	Frage des Einzelfalles	Fallen nicht an
Stromsteuer 2,05 Cent/kWh	Befreiung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG	Befreiung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG

Tabelle 2:
Abgaben, Umlagen und Steuern
beim Strombezug

Bei einem Netzbezug von Strom ist mit der StromNEV-Umlage in Höhe von 0,437 Cent/kWh, der Abschaltbare-Lasten-Umlage in Höhe von 0,003 Cent/kWh sowie je nach Einzelfall mit der Konzessionsabgabe von 0,11 Cent/kWh zu rechnen. In Summe fallen somit beim Netzbezug maximal 0,55 Cent/kWh Umlagen an, mit denen im Projekt entsprechend kalkuliert wird. Bei einem Direktbezug entfallen die Umlagen komplett.

Resümee

Der Betrieb des WZH erlaubt weitreichende Befreiungen von Abgaben, Umlagen und Steuern.

In Summe fallen beim Netzbezug maximal 0,55 Cent/kWh Umlagen an, bei einem Direktbezug entfallen die Umlagen komplett.

5.3 THG-Quotenhandel

Der vom WZH hergestellte grüne Wasserstoff ist für den THG-Quotenhandel geeignet. Mit welcher Menge das WZH am THG-Quotenhandel teilnehmen kann, hängt davon ab, ob die erneuerbare Energie im Wege der Eigenversorgung vom WZH selbst erzeugt und per Direktleitung dem WZH zugeführt oder dem Netz entnommen wird. Stand heute ist zu erwarten, dass an dem Handel mit THG-Quoten nur teilgenommen werden kann, wenn es sich um eine Direktleitung handelt und weitere Anforderungen hinsichtlich der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen und geografischen Korrelation erfüllt werden.

Resümee

Das WZH kann nach heutigem Stand nur am Handel mit THG-Quoten teilnehmen, wenn der benötigte grüne Strom über eine Direktleitung in die Anlage geführt werden kann und weitere Anforderungen hinsichtlich der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen und geografischen Korrelation erfüllt werden.

6. Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen

6.1 Hintergrund

Anlagen, die in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder die Allgemeinheit zu gefährden, sind genehmigungsbedürftige Anlagen. Sie bedürfen einer behördlichen Genehmigung nach Maßgabe des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG).

Innerhalb des BImSchG wird auf verschiedene Verordnungen, die sogenannten Bundes-Immissionsschutz-Verordnungen (BImSchV), verwiesen, in denen genau festgelegt wird, welche Anlagen in welchem Umfang genehmigungsbedürftig sind. Anlagen, die einer Genehmigung bedürfen, finden sich in der 4. BImSchV.

Alle genehmigungsbedürftigen Anlagen werden nach der 4. BImSchV in zehn Gruppen eingeteilt. Dabei sind die Anlagen Branchen zugeordnet, um die Zuordnung bzw. das Auffinden der Anlagen zu erleichtern. Im Fall des WZH ist die Gruppe 1 Energie, Gruppe 4 Chemische Erzeugnisse und Gruppe 9 Lagerung von Stoffen relevant.

Resümee

Das WZH bedarf einer behördlichen Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG).

6.2 Ansprechpartner

In Nordrhein-Westfalen sind für den Immissionsschutz grundsätzlich die unteren Umweltschutzbehörden (Kreise und kreisfreie Städte) zuständig. Für bestimmte Aufgaben, beispielsweise für die Genehmigung und Überwachung der meisten größeren Industrieanlagen, sind die Bezirksregierungen als obere Umweltschutzbehörden zuständig.

Erster Ansprechpartner ist die untere Immissionsschutzbehörde der Stadt Hamm. Sie gehört zur technischen Abteilung des Bauordnungsamtes und ist der Ansprechpartner für anlagenbezogenen Immissionsschutz.

6.3 Vorgehen

Nach einem Vorgespräch mit der Behörde und Klärung des erforderlichen Umfangs der Vorprüfung zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist der Antrag mit dem erforderlichen Formularsatz zu stellen.

In Absprache mit der Behörde sind die Antrags- bzw. Anzeigeunterlagen im erforderlichen Umfang einzureichen.

Der Antrag umfasst neben den Unterlagen für die Genehmigung von genehmigungspflichtigen Anlagen im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes auch die Unterlagen für die Baugenehmigung gemäß den geltenden Bundes- und Landesbaugesetzen bzw. -verordnungen. Zusätzlich werden die Anlagen auf ihre Betriebssicherheit geprüft.

Die erforderlichen Genehmigungsunterlagen können einen erheblichen Umfang annehmen. Die Unterlagen sind daher in geordneter und nachvollziehbarer Form abzugeben, um die zügige Prüfung der Unterlagen zu ermöglichen. Es empfiehlt sich daher, ein gutes Dokumentenmanagementsystem anzulegen.

6.4 Rechtliche Grundlagen

Bei der vorgesehenen Größenordnung der Erzeugung von Wasserstoff im industriellen Maßstab wird voraussichtlich kein vereinfachtes Verfahren nach § 19 BImSchG möglich sein. Daher erfolgt die Genehmigung voraussichtlich nach § 10 BImSchG in Verbindung mit Anhang 1 Ziffer 4.1.12 der 4. BImSchV, Spalte c Buchstabe G.

Da sich der Standort des WZH innerhalb eines Bebauungsplans (§ 30 BauGB) und in einem Industriegebiet befindet, gilt § 9 BauNVO.

Insbesondere die Menge an Wasserstoff, die gelagert werden soll, stellt besondere rechtliche und technische Anforderungen, die bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Mengenschwellen für die Lagerung von Wasserstoff gibt Anhang 1 Ziffer 9.3 in Verbindung mit Anhang 2 Ziffer 17 der 4. BImSchV bei einer Lagerkapazität von 3 t oder mehr an:

- bis 3 t keine BImSchG-Genehmigung
- ab 3 t Ziffer 9.3.2 der 4. BImSchV, vereinfachtes Verfahren (V)
- ab 5 t Störfallbetriebsbereich untere Klasse, Ziffer 2.44
- ab 30 t Ziffer 9.3.1 der 4. BImSchV, förmliches Verfahren (G)
- über 50 t Störfallbetriebsbereich obere Klasse, 12. BImSchV Ziffer 2.44

Da beim WZH mit einer Speichermenge größer 5 t, aber kleiner 30 t gerechnet wird, ist der Störfallbetriebsbereich untere Klasse, 12. BImSchV Ziffer 2.44 relevant.

Resümee

Die Genehmigung für das WZH erfolgt voraussichtlich nach § 10 BImSchG in Verbindung mit Anhang 1 Ziffer 4.1.12 der 4. BImSchV, Spalte C Buchstabe G.

Der geplante Standort des WZH fällt unter den Bebauungsplan § 30 BauGB und es gilt § 9 BauNVO.

Wegen der prognostizierten Lagermengen für den im WZH produzierten Wasserstoff gelten rechtliche und technische Anforderungen nach dem Störfallbetriebsbereich untere Klasse, 12. BImSchV Ziffer 2.44.

Die Genehmigungsdauer nach Antragstellung wird auf max. 12 Monate geschätzt.

6.5 Ablauf

In der Antragsphase des Verfahrens erfolgt der Scoping-Termin, in dem der Genehmigungsantrag besprochen und der Umfang der einzureichenden Unterlagen und anzustellenden Untersuchungen festgelegt wird.

In der zweiten Phase werden die Genehmigungsunterlagen eingereicht und von der Behörde auf Vollständigkeit geprüft. Nach Abschluss der Prüfung auf Vollständigkeit und sofern keine Nachforderungen vorliegen, beginnt die eigentliche Prüfung und Genehmigung der Unterlagen. Bei förmlichen Genehmigungen sind noch weitere Anforderungen und Fristen für die Beteiligung der Öffentlichkeit, insbesondere für die Auslegung, Einwendung und Erörterung des Genehmigungsantrags, zu berücksichtigen.

Zunächst ist mit der Behörde der Umfang von Vorbelastungsermittlungen z.B. für Lärm oder Luft zu klären, um den zeitlichen Aufwand hierfür festlegen zu können.

Nach Bestätigung der Vollständigkeit der eingereichten Unterlagen ist mit einer Dauer für die Genehmigungserteilung von ca. 7 Monaten zu rechnen. In Summe ist ab Antragstellung mit einer Genehmigungsdauer von max. 12 Monaten zu rechnen.

Einen Überblick über den Verlauf des Antragsverfahrens gibt Abbildung 9.

Abbildung 9:
Ablauf des Genehmigungsverfahrens

7. Auswahl Standort der Elektrolyse-Anlage

Im Teilpaket „Standortvergleich“ wurden unterschiedliche Standorte im Stadtgebiet von Hamm überprüft und verglichen. Mittels verschiedener Kriterien (u.a. zur Verfügung stehende Fläche, Infrastruktur, Verkehrsanbindung) wurden folgende Standorte untersucht:

- Trianel Gaskraftwerk Hamm GmbH & Co. KG (TGH)
- MVA Hamm Eigentümer-GmbH (MVA) – Müllverbrennungsanlage
- Hafенbereich Datteln-Hamm-Kanal (HAF)
- Rangierbahnhof (RBH)

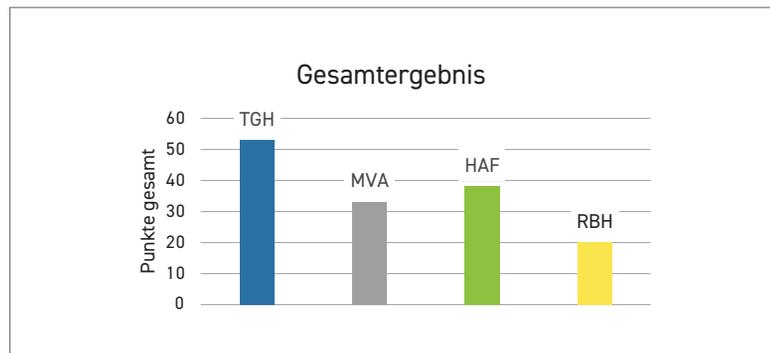
Die Vorgehensweise des Standortvergleichs gliedert sich wie folgt: Zunächst wurde der jeweilige geografische Standort erfasst und Standortsteckbriefe erstellt (Standorterfassung). Anschließend wurden verschiedene Standortkriterien erfasst und die generelle sowie regionale Relevanz bewertet (Vorbereitung Standortvergleich). Vor der Durchführung des eigentlichen Standortvergleichs wurden die allgemeinen und spezifischen Kriterien ausgewählt und gegebenenfalls eine Differenzierung in Subkriterien vorgenommen (Auswahl Standortkriterien). Diese Auswahl erfolgte inklusive einer Gewichtung der Kriterien. Nach Abschluss aller Vorbereitungen für den Standortvergleich wurde zunächst ein allgemeiner Vergleich durchgeführt, bei dem die Methode des Paarvergleichs angewandt wurde. Es erfolgte ein Paarvergleich je Kriterium für allgemeine Kriterien und abschließend ein spezifischer Vergleich. Hierbei wurde eine sogenannte Nutzwertanalyse für spezifische Kriterien erstellt. Bei diesem spezifischen Vergleich wurde zum Teil eine Variation der Gewichtung (ein-/zweistufig) vorgenommen. Des Weiteren wurde eine Sensitivitätsbewertung durchgeführt.

7.1 Paarvergleich

Das Gesamtergebnis des Paarvergleichs ist in Abbildung 10 dargestellt.

Nr.	Kriterien für Paarvergleich	TGH	MVA	HAF	RBH
1a	Flächen/freie Fläche	6	4	1	1
1b	Infrastruktur Straße	5	5	2	0
1c	Infrastruktur Bahn	1	1	5	5
1d	Infrastruktur Wasser	2	2	6	2
1	Teilsomme 1:	14	12	14	8
2a	Anbindung Strom	6	0	3	3
2b	Anbindung Wasser/Abwasser	6	3	3	0
2c	Anbindung Kommunikation	4	4	4	0
2d	Erschließung	6	3	2	1
2	Teilsomme 2:	22	10	12	4
3a	Abstand schützenswerte Gebiete	5	5	1	1
3b	Genehmigungsaufwand	4	4	0	4
3	Teilsomme 3:	9	9	1	5
4a	Absatzmarkt	5	1	5	1
4b	Logistikoptionen	3	1	6	2
4	Teilsomme 4:	8	2	11	3
	Gesamtsumme:	53	33	38	20
	Ranking:	1	3	2	4
		TGH	MVA	HAF	RBH

Abbildung 10:
Ergebnisse des Paarvergleichs



7.2 Auswertung Paarvergleich

Die Auswertung des Paarvergleichs zeigt im Gesamtranking die folgende Reihenfolge: TGH (53 Punkte), gefolgt von HAF (38 Punkte) und MVA (33 Punkte). RBH liegt im Paarvergleich mit 20 Punkten auf dem vierten Platz.

7.3 Spezifischer Vergleich

Des Weiteren wurde ein spezifischer Vergleich unter Berücksichtigung der in Abbildung 11 aufgeführten Kriterien durchgeführt.

Kategorien/Kriterien	Abstufung			
	0	1	2	3
Infrastruktur				
Erschließungsgrad Straße	keine	Hauptstraße	mit Parkflächen	mit Logistikflächen
Erschließungsgrad Schiene	keine	in der Nähe	Bahnanschluss	direkt verfügbar
Erschließungsgrad Wasser	keine	in der Nähe	Hafenanschluss	direkt verfügbar
Erschließung				
Anbindung Strom	keine Information	in der Nähe	Kapazität vorhanden	Qualität vorhanden
Anbindung Wasser	keine Information	in der Nähe	Kapazität vorhanden	Qualität vorhanden
Anbindung Abwasser	keine Information	in der Nähe	generell vorhanden	Anschluss vorhanden
Anbindung Kommunikation	keine Information	mobil	fest in der Nähe	auf Fläche vorhanden
Flächen				
Flächenverfügbarkeit	keine Information	≤ 10.000 m ²	10.000 m ² – 25.000 m ²	≥ 25.000 m ²
Flächenerschließung	keine Information	Fläche ausgewählt	Erschließung in Prüfung	Prüfung abgeschlossen
Abstände Gebiete				
Abstand Wohngebiet	< 20 m	< 50 m	< 200 m	< 200 m
Abstand Industriegebiet	< 20 m	< 50 m	< 200 m	< 200 m
Abstand Naturgebiete	< 20 m	< 50	< 200 m	< 200 m

Abbildung 11: Kriterien für den spezifischen Vergleich

Vier Szenarien wurden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gewichtungen der Kriterien durchgeführt: Szenario 1 (gleiche Gewichtung aller Kriterien), Szenario 2 (Differenzierung innerhalb der Kategorien), Szenario 3 (Gewichtung Kategorien und Kriterien), Szenario 4 (andere Schwerpunkte).

Abbildung 12 zeigt die jeweils gewählte Gewichtung im Detail.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
	100 %	100 %	26 %	26 %
	33 %	50 %	50 %	40 %
	33 %	30 %	30 %	40 %
	33 %	20 %	20 %	40 %
	100 %	100 %	24 %	24 %
	25 %	50 %	50 %	40 %
	25 %	30 %	30 %	40 %
	25 %	15 %	15 %	19 %
	25 %	5 %	5 %	1 %
	100 %	100 %	28 %	28 %
	50 %	70 %	70 %	60 %
	50 %	30 %	30 %	40 %
	100 %	100 %	22 %	22 %
	33 %	50 %	50 %	50 %
	33 %	30 %	30 %	45 %
	33 %	20 %	20 %	5 %

Abbildung 12: Gewichtung der Kriterien in den vier Szenarien

7.4 Spezifischer Vergleich: Gewichtung der Kriterien

Trotz unterschiedlicher Gewichtungen der Kriterien in den vier Szenarien zeigt das Ergebnis des spezifischen Vergleichs ein einheitliches Ranking im Standortvergleich: TGH belegt in allen Szenarien Rang 1, gefolgt von MVA und HAF. Platz vier im Ranking belegt RBH.

7.5. Ergebnisübersicht Standortvergleich

Sowohl im allgemeinen Vergleich (Paarvergleich) als auch im spezifischen Vergleich (Nutzwertanalysen) belegt der Standort TGH Rang 1 in den Ergebnissen. Rang 2 belegt HAF im Paarvergleich, MVA in den Nutzwertanalysen, gefolgt von MVA (Paarvergleich) bzw. HAF (Nutzwertanalysen). Der Standort RBH belegt sowohl im Allgemeinen als auch im spezifischen Vergleich Rang 4 in der Ergebnisliste.

Somit wird empfohlen, die Elektrolyse-Anlage auf dem Gelände des Trianel Gaskraftwerks (TGH) zu errichten, da dieser Standort die meisten Vorteile auf sich vereint.

Resümee

Als bester Standort für das WZH hat sich im Paarvergleich und in der Nutzwertanalyse das Gelände des Trianel Gaskraftwerks Hamm ergeben.

Es wird empfohlen, die Elektrolyse-Anlage auf dem Gelände des Trianel Gaskraftwerks zu errichten, da dieser Standort die meisten Vorteile auf sich vereint.

8. Distribution von Wasserstoff

Im Arbeitspaket „Distribution von Wasserstoff“ sollen die Kosten der unterschiedlichen Arten des Transports von Wasserstoff ermittelt werden, sodass die wirtschaftlichste Art der Verteilung identifiziert werden kann. Dafür werden vier verschiedene Abnehmer in unterschiedlichen Entfernungen zur Produktionsanlage und mit definierten Abnahmemengen an Wasserstoff betrachtet.

Abnehmer 1

Als erster Abnehmer wird der Betriebshof der Stadtwerke Hamm definiert. Da die Stadt Hamm plant, Teile der Busflotte auf Wasserstoffantrieb umzustellen, wäre ein Abnehmer in direkter Nähe zum WZH vorhanden.

- Jahresabnahme: 329 t
- Durchschnittlicher täglicher Bedarf: 0,9 t
- Entfernung zum WZH: 13 km

Abnehmer 2

Weiterer Bedarf wird in näherer Umgebung zum WZH angenommen.

- Jahresabnahme: 329 t
- Durchschnittlicher täglicher Bedarf: 0,9 t
- Entfernung zum WZH: 25 km

Abnehmer 3

Durch die Ausdehnung des Versorgungsnetzes wird angenommen, dass insgesamt knapp die Hälfte des erzeugten Wasserstoffs bei einem oder mehreren Abnehmern in einem Umkreis von 50 km zum WZH vertrieben werden kann.

- Jahresabnahme: 657 t
- Durchschnittlicher täglicher Bedarf: 1,8 t
- Entfernung zum WZH: 50 km

Abnehmer 4

Zwecks Ermittlung der Distributionskosten für Abnehmer außerhalb eines Umkreises von 50 km wird ein weiterer Abnehmerkreis zusätzlich mit demselben Volumen betrachtet. Dies soll Aufschluss darüber geben, inwiefern die zusätzliche Entfernung eine signifikante Erhöhung der Transportkosten darstellt.

- Jahresabnahme: 657 t
- Durchschnittlicher täglicher Bedarf: 1,8 t
- Entfernung zum WZH: 100 km

8.1 Distributionsarten

Die Transportmethode richtet sich primär nach den folgenden Faktoren:

- Produktionstechnologie
- Transportentfernung und -infrastruktur
- Bedürfnisse des Endverbrauchers

Als gängigste Methoden der Distribution von Wasserstoff kommen der Transport über vorhandene Gas-Pipelines und Straßentransport-Tankwagen zum Einsatz.

Der Stand der Technik der genutzten Verpackungseinheiten mit dem jeweiligen Verwendungszweck sowie den jeweiligen Vor- und Nachteilen wird ausführlich im entsprechenden Arbeitspaket dargestellt sowie die verschiedenen Distributionsarten von Wasserstoff aufgezeigt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die Wahl der Verpackungseinheit primär am Zustand des Wasserstoffs für den Transport orientiert (Druckgas – CGH_2 , Flüssiggas – LH_2 oder flüssige organische Wasserstoffträger – LOHC). Weitere Transportmedien für Wasserstoff bestehen über die Bindung in Ammoniak und Methanol. Jedoch haben beide Varianten nach dem derzeitigen Stand der Technik noch keine Marktreife erreicht, da ein hoher Energieverlust bei der Bindung vorliegt. Zukünftig könnten diese Methoden an Bedeutung gewinnen.

In dem entsprechenden Arbeitspaket werden die Spezifikationen sowie die Vor- und Nachteile der jeweiligen Transportzustände dargestellt und die unterschiedlichen Verpackungseinheiten und Transportarten erläutert. Näher eingegangen werden soll hier kurz auf die Verpackungseinheit MEGC.

Multiple-Element Gas Container (MEGC)

Ein Multiple-Element Gas Container (MEGC) beinhaltet mehrere einzelne Druckgasbehälter, entweder stehend oder liegend verbaut. Die Druckgasbehälter sind über Sammelrohre verbunden und können als gesamte Einheit befüllt werden. Aktuell sind für den Straßentransport Typ-1- bis Typ-3-Behälter (Druck 200–300 bar) üblich. Aktuelle Forschungen zeigen, dass zukünftige MEGC bei 1.000 bar ca. 1.500 kg Wasserstoff beinhalten könnten (unter Hinzunahme von Faserverbundstoffen bei der Herstellung).

Als weitere typische Transportform kommen Tankcontainer in Frage.

Anhand der unterschiedlichen Distributionsarten lassen sich für die Verteilung des erzeugten Wasserstoffs am WZH mehrere Wege festhalten, die Einfluss auf die Transportkosten haben. Die zu betrachtenden Faktoren bei der Wahl der Art der Distribution sind zum einen die vorhandenen Speicherkapazitäten bei Be- und Entladestelle sowie die Verantwortlichkeit für die Bereitstellung der Verpackungseinheiten.

8.2 Distributionskosten

Im Modell der Distributionskosten werden zwei unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im Basis-Szenario werden anhand der weiter oben aufgeführten Abnehmer mit der durchschnittlichen Tagesabnahme die Distributionskosten in Euro pro Kilogramm ermittelt. Im optimierten Szenario soll die abgenommene Menge pro Abnahme angepasst werden, sodass Leerkapazitäten vermieden werden. In beiden Szenarien werden sieben verschiedene Transportarten betrachtet:

1. Straßentransport mit Betankung MEGC vor Ort (Straße 1)

Eine Betankung vor Ort wäre ein denkbare Szenario, sodass hier Lkws bestimmte Mengen in einen MEGC abfüllen und diese beim Abnehmer in einen weiteren Speicher überführen. Der leere MEGC würde dann wieder zum WZH zurücktransportiert werden. Dies wäre bei nicht wiederkehrenden Lieferverträgen und der Abnahme von Teilmengen denkbar.

2. Straßentransport mit MEGCs – Berechnung der Kosten anhand von aufgewendeten Stunden (Straße 2)

In dieser Kalkulation wird die Be- und Entladezeit sowie die notwendige Zeit für den Transport gesondert abgerechnet.

3. Straßentransport mit MEGCs – Berechnung der Kosten anhand von Vergleichswerten aus anderen Studien (Straße 3)

In der „Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz“ [6] wurden Annahmen über die Transportkosten eines Lkws zu mehreren Destinationen angenommen, die hier als Referenzwert pro gefahrenem Kilometer genutzt werden. Dies dient u.a. zum Abgleich mit den aufwandsbezogenen Kosten.

4. Schienentransport (Schiene 1)

Transportkosten für einen Transport über die Schiene sind aufgrund eines sehr streckenspezifischen Anteils von zusätzlichen Kosten fast nicht zu pauschalisieren und als Wert wiederzugeben. Solange keine festen Abnehmer bekannt sind und hierfür Vergleichsangebote eingeholt werden können, dienen die Annahmen aus der „Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz“ [6] als Anhaltspunkte.

5. Intermodaltransport Straße & Schiene (Intermodal)

Der intermodale Transport aus Straße und Schiene soll als Kombination aus 3. und 4. dargestellt werden. Diese Betrachtung dient insbesondere der Aufnahme von weiter entfernten Abnehmern über die zuvor festgelegten 100 km hinaus. Ein Transport im nahen Zuliefergebiet (bis zu 100 km) ist priorisiert über Lkw abzufertigen, da bei einem Transport über die Schiene

zusätzliche Umschläge und längere Lieferzeiten bei kurzen Distanzen angenommen werden.

6. Binnenschifftransport

Der Transport über Binnenwasserstraßen ermöglicht die Verteilung des erzeugten Wasserstoffs auf dem Wasserweg. Durch die Containerbauweise ist dies als Teilladung denkbar. Aufgrund der derzeit noch nicht festgelegten und benannten Abnehmer können Kosten für den Transport mit dem Binnenschiff als Vergleichswerte derzeit noch nicht herangezogen werden. Erst eine genaue Definition der Transportstrecke und die Einholung von Vergleichsangeboten können den Vergleich ermöglichen.

7. Zusammenfassung

Bei der Berechnung der Distributionskosten wurden Annahmen getroffen, die detailliert im Arbeitspaket „Distributionskosten“ vorgestellt werden. Im Basis-Szenario stellen sich die Distributionskosten pro Kilogramm wie folgt dar (Abbildung 13):

Basis-Szenario	Abnehmer 1	Abnehmer 2	Abnehmer 3	Abnehmer 4
Straße 1 – Transport	1,45 €	1,56 €	3,11 €	3,56 €
Straße 1 – Miete MEGC	2,14 €	2,14 €	2,14 €	2,14 €
Straße 1 – Gesamt	3,59 €	3,69 €	5,25 €	5,69 €
Straße 2 – Transport	0,23 €	0,33 €	0,56 €	1,00 €
Straße 2 – Miete MEGC	2,14 €	2,14 €	2,14 €	2,14 €
Straße 2 – Gesamt	2,37 €	2,47 €	2,69 €	3,14 €
Straße 3 – Transport	0,17 €	0,33 €	0,67 €	1,33 €
Straße 3 – Miete MEGC	2,14 €	2,14 €	2,14 €	2,14 €
Straße 3 – Gesamt	2,31 €	2,47 €	2,80 €	3,47 €
Schiene – Transport				0,53 €
Schiene – Miete MEGC				2,00 €
Schiene – Gesamt				2,53 €
Intermodal – Transport				0,80 €
Intermodal – Miete MEGC				2,28 €
Intermodal – Gesamt				3,08 €

Abbildung 13:
Übersicht über die angenommenen
Distributionskosten pro Kilogramm im
Basis-Szenario

Aufgrund der Tatsache, dass die täglichen Abnahmemengen keine komplette Ausnutzung der vorhandenen Kapazitäten pro MEGC erlauben, z.B. im Fall Abnehmer 1 mit einer täglichen Abnahme von 0,9 t bei einer Transportkapazität eines MEGC von 1,0 t, werden die Transportkosten für die komplette Ausnutzung der vorhandenen Transportkapazitäten berechnet. Hierfür wurden die im Basis-Szenario berechneten Transportkosten jeweils auf die komplette Auslastung eines MEGC bezogen.

Erwartungsgemäß liegen die Transportkosten im optimierten Szenario unter denen des Basis-Szenarios. Im Mittel liegen die absoluten Einsparungen bei knapp 0,32 €/kg. Die Kosten stellen sich im optimierten Szenario wie folgt dar (Abbildung 14):

Optimiertes Szenario	Abnehmer 1	Abnehmer 2	Abnehmer 3	Abnehmer 4
Straße 1 – Transport	1,31 €	1,40 €	2,80 €	3,20 €
Straße 1 – Miete MEGC	1,93 €	1,93 €	1,93 €	1,93 €
Straße 1 – Gesamt	3,23 €	3,33 €	4,73 €	5,13 €
Straße 2 – Transport	0,20 €	0,30 €	0,50 €	0,90 €
Straße 2 – Miete MEGC	1,93 €	1,93 €	1,93 €	1,93 €
Straße 2 – Gesamt	2,13 €	2,23 €	2,43 €	2,83 €
Straße 3 – Transport	0,16 €	0,30 €	0,60 €	1,20 €
Straße 3 – Miete MEGC	1,93 €	1,93 €	1,93 €	1,93 €
Straße 3 – Gesamt	2,08 €	2,23 €	2,52 €	3,12 €
Schiene – Transport				0,48 €
Schiene – Miete MEGC				1,80 €
Schiene – Gesamt				2,28 €
Intermodal – Transport				0,72 €
Intermodal – Miete MEGC				2,05 €
Intermodal – Gesamt				2,77 €

Dabei wird ersichtlich, dass im direkten Vergleich mit dem Basis-Szenario die Distributionskosten im optimierten Szenario im Durchschnitt um ca. 10 % geringer ausfallen.

Abbildung 14: Übersicht Aufteilung Distributionskosten pro Kilogramm im optimierten Szenario

Als Sonderfall wurde der Transport von erzeugtem Wasserstoff über eine Strecke von 500 km betrachtet (Abbildung 15), um einen Ausblick auf weitere Abnehmer zu geben. Dabei zeigt die Auswertung, dass hier mit steigender Distanz intermodale und reine Schienentransporte Vorteile gegenüber einem reinen Straßentransport aufweisen.

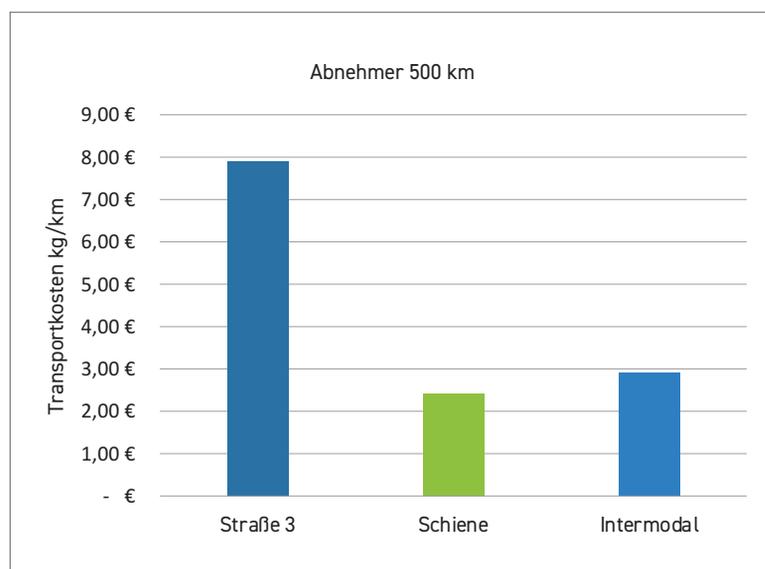


Abbildung 15: Distributionskosten Langstrecke

Die Ergebnisse der Berechnung der Distributionskosten für das WZH liegen im vergleichbaren Bereich zu den Ergebnissen anderer Studien. Ausschlaggebend für die Distributionsarten sind primär die Gestellungen der MEGC als Eigentum des Betreibers des WZH.

Besonderes Augenmerk sollte bei der Gestaltung des Betriebskonzepts auf die Abnahme von vollen Verpackungseinheiten gelegt werden, da Leerkapazitäten einhergehen mit einer signifikanten Steigerung der Distributionskosten. Eine genaue Umlaufplanung von vollen und leeren MEGCs zu definierten Abnehmern kann zu einer Präzisierung der Kosten führen und sollte genauer betrachtet werden. Eine Ausweitung des Verteilungsgebiets über die vier definierten Abnehmer ist speziell dann interessant, wenn ein direkter Anschluss ans Schienennetz vorliegt, was einen Standortvorteil mit sich bringt.

Deutlich wird, dass die Miete des MEGC einen signifikanten Einfluss auf die Gesamttransportkosten gerade bei den kürzeren Entfernungen hat. Folglich sollte in Erwägung gezogen werden, eigene MEGCs zu beschaffen, um diesen Kostenanteil selbst im Zugriff zu haben.

Resümee

Einen wesentlichen Kostenanteil bei der Distribution von Wasserstoff machen auf allen Transportwegen (Straßen-, Schienen-, Binnenschiffs- und Intermodaltransport) die Mietkosten für die nötigen Multiple-Element Gas Container (MEGC) aus, insbesondere auf kürzen Strecken. Hier wird empfohlen, eigene Kapazitäten für das WZH aufzubauen.

9. Strombeschaffung

Das WZH wird den Elektrolyseur systemdienlich betreiben und vornehmlich in Zeiten günstiger Strompreise Wasserstoff produzieren. Darüber hinaus bieten sich mit dem Spotmarkt-Handel inklusive des Erwerbs von Herkunftsnachweisen, des Abschlusses eines PPA sowie der Errichtung eigener EE-Anlagen mehrere Arten des Strombezugs an. Hieraus ergibt sich die anspruchsvolle Aufgabe, das Strombezugskonzept nach wirtschaftlichen Aspekten sowie örtlichen Gegebenheiten zu optimieren. Der Abschluss eines PPA oder die Errichtung eigener EE-Anlagen reduzieren das Strompreisrisiko, wobei allerdings auch Flexibilität verloren geht und für diesen Teil die Nutzung günstiger Strompreise am Spotmarkt nicht mehr möglich ist.

9.1 Eigene EE-Anlagen

Die Nutzung der Möglichkeiten des THG-Quotenhandels ist nur bei Errichtung eigener Anlagen und einer Stromverbindung mittels Direktleitung möglich (siehe oben). Dadurch beschränken sich die Möglichkeiten auf die sich in unmittelbarer Nähe des Projekts befindlichen und für EE-Anlagen geeigneten Flächen. Erste Untersuchungen zeigen die Möglichkeit, diverse Dächer von Logistikfirmen für die Errichtung von PV-Dachanlagen zu nutzen. Die Firmen sind bereit, ihre Flächen bereitzustellen, und in einer ersten Abschätzung scheinen Kapazitäten von bis zu 10,0 MWp an PV-Fläche möglich. Die weitere Entwicklung auch für Windenergieanlagen und die Suche nach weiteren geeigneten Flächen sollten mit Hochdruck vorangetrieben werden. Bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von „nur“ 1000 h im Jahr für PV-Anlagen in der Region ergibt sich jedoch die Notwendigkeit, größere Mengen des Strombezugs über den Spotmarkt oder per PPA zu realisieren.

9.2 Beschaffung Spotmarkt

Hinsichtlich der Beschaffung über den Spotmarkt besteht die Möglichkeit, einen Stromhändler mit der Beschaffung der Strommengen inklusive Herkunftsnachweisen zu beauftragen. Neben der Händler-Fee sowie einem mengenbezogenen Preis spielt naturgemäß der Strompreis die größte Rolle. Hier besteht die Schwierigkeit, für das Projekt langfristige Preisprognosen zu erstellen. Gerade aufgrund des Ukraine-Krieges scheinen aktuell viele Gewissheiten der Vergangenheit obsolet zu sein. Um jedoch trotzdem eine Planungsgrundlage zu definieren, bietet es sich an, aktuelle detaillierte Fundamentalpreisprognosen heranzuziehen. Gerade im Teillastbereich bis maximal 4.000 Volllaststunden zeigen die Prognosen immer wieder Zeiten

geringer Stromkosten. Dies ist aufgrund des geplanten Zubaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu erwarten gewesen. Als Planungsgrundlage für den Teillastbereich wird der Mittelwert von zwei Fundamentalpreisprognosen verwendet und ein Aufschlag kalkuliert.

9.3 PPAs

Neben den oben genannten Beschaffungswegen sollte die Möglichkeit des Abschlusses von PPAs weiter geprüft werden. Aufgrund der derzeitigen hohen Strompreise scheint jedoch eine langfristige Absicherung durch PPAs derzeit nicht immer sinnvoll oder möglich.

Resümee

Für die Herstellung grünen Wasserstoffs und die Wirtschaftlichkeit des WZH wäre ein Stromdirektbezug aus der unmittelbaren Nähe des Projekts ideal. Eine entsprechende Bereitschaft, diverse Dächer von Logistikfirmen für PV-Anlagen zur Verfügung zu stellen, besteht in Hamm.

Darüber hinaus sind weitere EE-Projekte in Hamm vorstellbar. Dies ermöglicht auch die Teilnahme des WZH am THG-Quotenhandel.

Der Spotmarkt und PPAs stellen weitere Optionen für die Strombeschaffung dar. Hier sind aktuell jedoch schwer Prognosen zu treffen. Diese Optionen sind aber weiter zu prüfen.

10. Logistikkonzept zur Distribution von Wasserstoff

Für die Distribution des Wasserstoffs kommen unterschiedliche Technologien in Frage:

- Per Lkw:
 - Komprimierter Wasserstoff (Compressed Gas H_2 - CGH_2)
 - Verflüssigter Wasserstoff (Liquid Hydrogen - LH_2)
 - In einem organischen Trägerfluid gelöster Wasserstoff (Liquid Organic Hydrogen Carrier - LOHC)
- Per Pipeline
 - Komprimierter Wasserstoff
 - Wasserstoff als Beimischung zum Erdgas in Erdgas-Pipelines

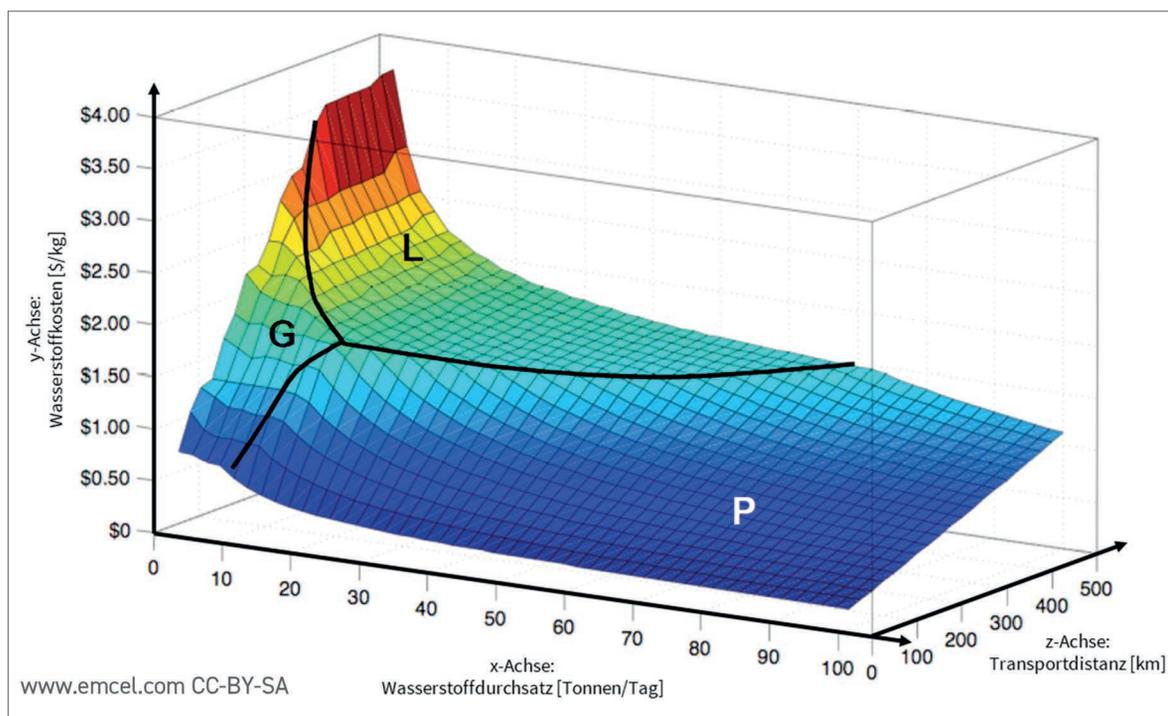


Abbildung 16:
Wasserstofftransportkosten per Pipeline (P), Lkw-Transport, gasförmig (G) und Lkw-Transport, flüssig (L) in Abhängigkeit von der Transportdistanz und dem Durchsatz [7]

Abbildung 16 zeigt, dass bei kleinen Mengen und kurzen Distanzen der Lkw-Transport von CGH_2 die günstigste Transportart darstellt. Bei längeren Distanzen (über 200 km) und kleinen Mengen wird der Lkw-Transport von LH_2 günstiger als der von CGH_2 . Bei Durchsätzen von mehr als 10 t pro Tag ist bei kurzen Distanzen die Pipeline die günstigste Transportart. Der für das hier untersuchte Projekt vorgesehene Elektrolyseur hat bei einer Leistungsaufnahme von 20 MW und 4.000 Volllaststunden pro Jahr eine durchschnittliche Tagesproduktion von 4,4 t. Die kleine Variante mit 10 MW hätte bei 2.000 h/a eine durchschnittliche Tagesproduktion von 1,1 t. Somit wird hier nicht in den Bereich vorgestoßen, in dem der Transport via Pipeline günstiger wird als der via Lkw. Bezüglich der Transportdistanz im untersuchten Projekt (75 km) wird der Bereich, in dem LH_2 günstiger wird als CGH_2 , nicht erreicht. Das heißt: Bei den hier vorliegenden Distanzen und Durchsätzen ist der Transport von Wasserstoff in komprimiertem und gasförmigem Zustand die kostengünstigste Art der Distribution.

Die im Diagramm (Abbildung 16) des Ingenieurbüros Emcel gezeigten Werte für die Wasserstoff-Transportkosten wurden durch die hier durchgeführten Berechnungen bestätigt und um die Fälle LOHC und Beimischung in Erdgas-Pipelines ergänzt. Die Kosten für den LOHC-Transport liegen geringfügig höher als beim CGH_2 -Transport, aber niedriger als bei LH_2 . Die Beimischung in Erdgas-Pipelines ist kostengünstig, schließt aber durch die Mischung mit Erdgas eine unmittelbare stoffliche Nutzung des Wasserstoffs aus, wobei aber gerade die stoffliche Nutzung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten die interessanteste ist.

Resümee

Der Transport von komprimiertem und gasförmigem Wasserstoff per Lkw stellt die wirtschaftlichste Variante für das WZH dar. Für den Transport via Pipeline sind die Mengen der geplanten Anlage zu gering.

11. Identifikation und Bewertung potenzieller Standorte für Tankstellen

Grundsätzlich würde der Wasserstoffbedarf einer auf Brennstoffzellen-Busse umgestellten Busflotte der Stadtwerke Hamm nur einen kleinen Teil der Erzeugungskapazitäten des geplanten Elektrolyseurs benötigen. Unter den im Rahmen der vorliegenden Untersuchung gemachten Annahmen würde die täglich benötigte Menge von ca. 1,1 t H₂ bei 300 Einsatztagen pro Jahr von einem 20-MW-Elektrolyseur in weniger als drei Stunden produzierbar sein. Als Standort zur Betankung der Busflotte würde sich für den Endausbau das Busdepot selbst anbieten, da bei anderen Tankstellen-Standorten zusätzliche Leerfahrten zusätzliche Mehrkosten je nach Standort bis zu 500.000 € pro Jahr bei vereinfachten Annahmen verursachen würden. In einer Pilotphase mit eventuell weniger Bussen (ca. 10–20) wären auch containerbasierte Lösungen zur Betankung auf dem Betriebshof denkbar.

Der Bereich der Abfallsammelfahrzeuge stellt derzeit noch einen Nischenmarkt dar, sodass nur sehr wenige Anbieter von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben hierfür zu finden sind. Der Wasserstoffbedarf für die Fahrzeuge der Stadt Hamm wird in Abhängigkeit von der eingesetzten Fahrzeugtechnologie auf zwischen ca. 50 kg und ca. 200 kg pro Tag abgeschätzt und lässt sich über ein containerbasiertes System am Betriebshof selbst bereitstellen. Da in diesem Bereich erst wenig Erfahrungen vorliegen, findet man derzeit eher Fahrzeuge im Piloteinsatz.

Im Bereich des schweren Lkw-Verkehrs ist zum jetzigen Zeitpunkt unklar, wie groß der Bedarf an Wasserstoff sein wird. Im Bereich der Lkw mit geringerem Gesamtgewicht und geringerem Reichweitenbedarf werden zunehmend batterieelektrische Fahrzeuge auf den Markt gebracht. Auf Basis von Gesprächen des Auftraggebers der Studie mit industriellen Gasherstellern und Tankstellenbetreibern gehen Letztere von einer stark steigenden Nachfrage nach Wasserstoff aus.

Hintergrund ist u.a. die Förderung der Anschaffung von Wasserstoffantrieben bei Nutzfahrzeugen sowie des koordinierten Aufbaus einer bedarfsgerechten Tankinfrastruktur zur Versorgung der Fahrzeuge durch die Bundesregierung. Weiterhin ist geplant, dass künftig an allen Autobahnen und wichtigen Fernstraßen in Deutschland und der EU im Maximalabstand von 150 km Wasserstofftankstellen errichtet werden, die jeweils eine Mindestabgabekapazität von 2 t Wasserstoff pro Tag haben müssen. Damit sind die Grundlagen gelegt, um in Deutschland einen Teil des Schwerlastverkehrs mittels Brennstoffzellen-Lkws zu betreiben.

Trotzdem ist eine konkrete Aussage des Wasserstoffbedarfs für die Region in und um Hamm, der sich aus dem Lkw-Verkehr ergibt, schwer erzielbar. Die befragten Unternehmen in Hamm haben derzeit keine konkrete Planung hierfür, sind aber für die Brennstoffzellentechnologie offen, sofern sich eine kostenmäßig vergleichbare Situation wie bei Dieselfahrzeugen ergeben wird, damit daraus keine Wettbewerbsnachteile resultieren.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass im Bereich des öffentlichen Personennahverkehrs, der Schwerlast-Lkw und der sonstigen Nutzfahrzeuge zum aktuellen Zeitpunkt batterieelektrische Fahrzeuge im Segment der Fahrzeuge mit alternativen Antrieben weitaus häufiger im Markt verfügbar sind. Im Schwerlast- und Sonderfahrzeugverkehr ist zu erwarten, dass ein relevanter Teil des Verkehrs mittels Brennstoffzellen-Lkw realisiert werden wird, wenn es auch noch bis Mitte des Jahrzehnts dauern wird. Eine genaue Prognose des regionalen Wasserstoffbedarfs für diese Anwendungsbereiche ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht zuverlässig durchführbar. Eine Kontaktaufnahme mit überregional tätigen Unternehmen wie den Mineralölkonzernen scheint angebracht.

Resümee

Als Standort zur Betankung der Busflotte der SW Hamm würde sich das Busdepot selbst anbieten, um zusätzliche Leerfahrten zu vermeiden.

Eine genaue Prognose des regionalen Wasserstoffbedarfs im Schwerlastverkehr in der Region Hamm ist derzeit noch nicht möglich.

Für den Einsatz von Lkw und für industrielle Anwendungen muss der weitere Markthochlauf in der Region und bundesweit weiter beobachtet werden.

12. Abnahme des grünen Wasserstoffs, stoffliche Nutzung

Im Rahmen des Arbeitspakets „Abnahme des grünen Wasserstoffs, stoffliche Nutzung“ konnten nur wenige potenzielle Nutzer in Hamm und Umgebung identifiziert werden. Ein Pharmaunternehmen hat einen Wasserstoffbedarf von 260.600 MWh/a (entspricht 7.818 t/a) angegeben, wovon 10 % stofflich und 90 % energetisch erforderlich wären. Ein Hersteller von Backwaren gibt einen Bedarf von 36.260 MWh/a (1.088 t/a) an. Ein (Petro-)Chemiewerk gibt einen Bedarf von 10.000 MWh/a (300 t/a) an. Alle anderen als potenzielle Wasserstoffabnehmer identifizierten Firmen gaben an, den Wasserstoff nur energetisch nutzen zu wollen.

Ein Problem bei diesen Abnehmern stellt der Preis dar, den diese bereit sind für den Wasserstoff zu zahlen. Das Pharmaunternehmen sowie der Backwarenhersteller geben an, energiespezifisch den gleichen Preis wie bei Erdgas zahlen zu wollen. Das befragte (Petro-)Chemiewerk gibt an, immerhin einen Preis von 1,20 €/kg zahlen zu wollen (das ist etwas weniger als der heutige Herstellungspreis von Wasserstoff aus Methan). Lediglich ein Automobilzulieferer, der bereits Wasserstoff verwendet, nennt den Preis für Wasserstoff in Gasflaschen als Zielpreis.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den Antworten hinsichtlich der Bereitschaft, einen bestimmten Preis für den Wasserstoff zu zahlen, um eine Momentaufnahme aus 2021 vor dem Beginn des Ukraine-Kriegs handelt. Langfristig ist zu erwarten, dass auch die genannten Unternehmen ihr Energiekonzept im Zuge der Energiewende umstellen müssen. Um die von der Bundesregierung und der EU-Kommission beschlossenen Klimaziele zu erreichen, werden nicht mehr die fossilen Energieträger preissetzend sein, sondern die Preise für erneuerbare Energien. Insofern wird bei den Unternehmen die Bereitschaft steigen, höhere Preise für CO₂-neutrale Energie zu zahlen.

Tabelle 3 zeigt die Umrechnung von Erdgaspreisen (in verschiedenen Einheiten) auf den Preis von Wasserstoff pro Kilogramm. Gelb hinterlegt ist der Erdgaspreis, der im Mittel in der vergangenen Dekade an der EEX vorlag. Im Arbeitspaket „Der energiewirtschaftliche Rahmen“ wird gezeigt, dass bei sehr günstigen Rahmenbedingungen (z.B. Strombezug zum Börsenpreis, ohne jegliche Umlagen) Wasserstoffgestehungskosten von 3,00–3,50 €/kg erreicht werden können. Das entspräche dann einem Erdgaspreis von 10 Cent/kWh. Der Preis, der im ersten Halbjahr 2022 an der Börse für Erdgas gezahlt wurde, lag im Mittelwert bei 85 €/MWh. Aufgrund des weiter anhaltenden Ukraine-Kriegs sind in der nahen Zukunft weitere Steigerungen des Gaspreises nicht auszuschließen.

	Erdgaspreis		H ₂ -Preis [€/kg]	
	[Cent/kWh]	[€/MWh]		
1		10	2,78	0,33
1,5		15	4,17	0,50
2		20	5,56	0,67
2,5		25	6,94	0,83
3		30	8,33	1,00
3,5		35	9,72	1,17
4		40	11,11	1,33
4,5		45	12,50	1,50
5		50	13,89	1,67
5,5		55	15,28	1,83
6		60	16,67	2,00
6,5		65	18,06	2,16
7		70	19,44	2,33
7,5		75	20,83	2,50
8		80	22,22	2,66
8,5		85	23,61	2,83
9		90	25,00	3,00
9,5		95	26,39	3,16
10		100	27,78	3,33

< Heutige Herstellungskosten grauer H₂ bei Erdgaspreis 2,5 Cent/kWh

< Mittlerer Erdgaspreis an der EEX im Juni 2022

< Wasserstoffgestehungskosten (WGK) wie oben berechnet

Tabelle 3:

Preisumrechnung von Erdgas auf
Wasserstoff

Diese Diskrepanz zwischen Wunsch und Wirklichkeit kann nun zu drei verschiedenen Ergebnissen führen:

- Die befragten Firmen werden bei den Preisen keinen Wasserstoffbezug wünschen.
- Über einen bestimmten Zeitraum hinweg wird die Preisdifferenz zwischen Erdgas und Wasserstoff durch eine Subvention überbrückt.
- Die befragten Firmen sind bereit, im Rahmen der Energiewende einen höheren Preis für grüne Energien zu zahlen, und reagieren damit frühzeitig auf die zu erwartenden höheren Preise für fossile Energien durch steigende Steuern und Abgaben.

Resümee

Für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff konnten nur wenige potenzielle Nutzer in Hamm und Umgebung identifiziert werden.

Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff gewinnt an Attraktivität bei weiter steigenden Erdgas-Preisen.

Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff hängt in Zukunft auch an der Bereitschaft der Unternehmen, höhere Kosten für klimaneutrale Gase zu zahlen.

Um die Durchführbarkeit von Variante b) zu beurteilen, wird hier die Höhe der jährlich erforderlichen Subvention abgeschätzt, für den Fall, dass alle Kunden außer den Stadtwerken Hamm eine Preisparität mit Erdgas erwarten:

Zu überbrückende Preisdifferenz: $3,33 \text{ €/kg} - 2,83 \text{ €/kg} = 0,50 \text{ €/kg}$

Jährlich zu subventionierende Produktionsmenge: 500 t
(Gilt bei 2.000 Volllaststunden p.a. (800 t/a) und Abnahme der SW Hamm von 300 t/a)

Jährlich erforderliche Subvention: 250.000 €

13. Abnahme des grünen Wasserstoffs, energetische Nutzung

Die 13 größten Erdgasverbraucher in Hamm beziehen zusammen 476,5 GWh Gas pro Jahr. Das entspricht einer Wasserstoffmenge von 14.311 t/a. Das ist etwa das 9-fache von dem, was der geplante 20-MW-Elektrolyseur bei 4.000 h/a erzeugen kann.

Der Großteil der befragten Nutzer wünscht sich Wasserstoff zum selben energiespezifischen Preis wie Erdgas. Lediglich ein Unternehmen der Lebensmittelbranche scheint sich der Preisproblematik bewusst zu sein und gibt die Bereitschaft an, einen Preis von 5 Cent/kWh (1,67 €/kg) zu zahlen. Wenn man die oben genannte Wasserstoffmenge von 14.311 t/a mit der Preisdifferenz von 0,50 €/kg in den Markt hineinsubventionieren wollte, würde dafür eine Subvention von 7,156 Mio. €/a benötigt.

Dieser Subventionsbedarf wird sich in Zukunft verringern, wenn sich Erdgas durch den jährlich steigenden CO₂-Preis sukzessive verteuert. In den Ausarbeitungen der Hochschule Hamm-Lippstadt wird gezeigt, dass die Preisparität von Erdgas bei 8,5 Cent/kWh zu Wasserstoff bei 3,50 €/kg mit einem CO₂-Preis von 91,40 €/t hergestellt werden kann.

Resümee

Die 13 größten Erdgasverbraucher in der Region Hamm beziehen zusammen ca. das 9-fache von dem, was das WZH bei 4.000 h/a erzeugen kann. Hier eröffnet sich prinzipiell eine große Absatzchance für Wasserstoff, wobei derzeit kaum Bereitschaft besteht, höhere Kosten als für das Erdgas zu bezahlen, weshalb dieser Absatzweg zunächst nicht weiterverfolgt wird.

14. Stofflicher Einsatz von Wasserstoff in Produktionsprozessen

Bereits heute wird Wasserstoff in folgenden Bereichen eingesetzt:

- Hydrierung in der chemischen und der Lebensmittelindustrie
- Ammoniakherstellung
- Methanherzeugung
- Herstellung von Methanol und Basischemikalien
- Einsatz in der Petrochemie, z.B. für Entschwefelung

Für diese bestehenden Anwendungen werden in Deutschland jährlich (Stand 2015) 1,7 Mio. t Wasserstoff (entspricht 57 TWh) benötigt.

Zur Erreichung der Klimaneutralität der deutschen Industrie ist es auch nötig, die Stahl- und die Zementherstellung auf Wasserstoff umzustellen. In der Stahlerzeugung hat Wasserstoff das höchste Emissionsvermeidungspotenzial aller Einsatzgebiete. Allein für die Umstellung der Stahlerzeugung auf Wasserstoff werden in Deutschland 2,2–2,5 Mio. t Wasserstoff pro Jahr benötigt werden. Das ist 30–47 % mehr als der gesamte heutige Bedarf in Deutschland.

Unternehmen, die Wasserstoff für die hier genannten stofflichen Verwendungen benutzen oder benutzen möchten, konnten in der untersuchten Region nicht identifiziert werden.

Resümee

Unternehmen, die grünen Wasserstoff für ihre Produktionsprozesse benötigen, konnten in der untersuchten Region nicht identifiziert werden.

Bundesweit steigt jedoch der Bedarf insbesondere durch die Umstellung der Stahlindustrie.

15. Fördermittelakquise

Innerhalb dieses Arbeitspakets soll ein Überblick über aktuelle Förderprogramme im Bereich Wasserstoff gegeben werden.

15.1 Förderlandschaft

Zur Unterstützung des Markthochlaufs von Technologien entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette (Erzeugung, Transport/Infrastruktur, Anwendung) können Hersteller und Betreiber auf eine umfangreiche Landschaft an öffentlichen Förderprogrammen zurückgreifen. Diese Förderlandschaft lässt sich in eine EU-Ebene, eine Bundesebene und eine Landesebene unterteilen. In diesem Abschnitt werden die für das WZH relevantesten Förderprogramme innerhalb der drei Ebenen vorgestellt. Angesichts des praxisnahen Charakters des Projekts wird dabei auf eine Vorstellung von Förderprogrammen aus dem Bereich der Grundlagenforschung verzichtet. Aufgrund des Standorts in Hamm werden auf Landesebene darüber hinaus nur Förderprogramme des Landes NRW berücksichtigt. Weiterhin gilt es zu beachten, dass die vorliegende Übersicht lediglich den Status quo abbildet. Aufgrund der Dynamik der politischen und regulatorischen Entwicklungen im Bereich Wasserstoff sollte die aktuelle Ausgestaltung der Förderlandschaft im Vorfeld einer konkreten Projektumsetzung nochmals überprüft werden.

15.2 Förderung auf EU-Ebene

Die Europäische Kommission schreibt angesichts der ambitionierten Energie- und Klimaziele des „European Green Deal“ (Reduktion der Treibhausgasemissionen der EU um 55 % bis 2030 gegenüber 1990) dem Wasserstoff eine wesentliche Rolle für die europäische Energiewende zu. Der Aufbau eines europäischen Wasserstoffmarktes und grenzüberschreitender Wasserstoffinfrastrukturen steht dabei im Zentrum. Im Rahmen ihres Umsetzungspakets „Fit for 55“ adressiert die EU-Kommission den angestrebten Markthochlauf von Wasserstofftechnologien sowohl mit Maßnahmen zur Schaffung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen als auch mit Fördermaßnahmen. Das [Important Project of Common European Interest \(IPCEI\) Hydrogen](#) stellt dabei ein zentrales Förderinstrument für den Wasserstoffhochlauf auf EU-Ebene dar. Über das [IPCEI Hydrogen](#) sollen Leuchtturmprojekte von länderübergreifendem europäischem Interesse gefördert werden. Im Rahmen eines nationalen Interessenbekundungsverfahrens konnten in Deutschland zu Beginn des Jahres 2021 entsprechende Projektskizzen vorgelegt werden. Mitte 2021 wurden 62 der eingereichten Projekte ausgewählt, die nun nach und nach bei der Europäischen Kommission zur Notifizierung (Bewilligung) eingereicht werden. Im Juli 2022 wurde die Bewilligung der ersten vier Projekte bekannt gegeben. Da im Rahmen des [IPCEI Hydrogen](#) derzeit keine weiteren Anträge eingereicht werden

„European Green Deal“

„Fit for 55“

[Important Project of Common European Interest \(IPCEI\) Hydrogen](#)

„Horizon Europe“

können, steht dieses Förderprogramm dem WZH momentan nicht zur Verfügung. Neben dem [IPCEI Hydrogen](#) fördert die EU die Entwicklung von Wasserstofftechnologien durch das übergeordnete Forschungsprogramm „Horizon Europe“. Voraussetzung für eine Förderung im Rahmen dieses Programms ist die Schaffung eines länderübergreifenden Verbunds aus Unternehmen und Forschungseinrichtungen. Innerhalb des übergeordneten Programms werden konkrete Forschungsaufträge veröffentlicht, für die die Verbundpartner eine Projektförderung beantragen können. Unter dem Stichwort „Hydrogen“ finden sich aktuell beispielsweise 17 offene Ausschreibungen, die thematisch allerdings nur geringe Überschneidung mit den inhaltlichen Schwerpunkten des WZH aufweisen.

15.3 Förderung auf Bundesebene

„Nationales Innovationsprogramm
Wasserstoff- und
Brennstoffzellentechnologie (NIP)“

Ein zentrales Förderelement des Bundes im Bereich Wasserstoff stellt das „[Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie \(NIP\)](#)“ dar. Das Programm des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) befindet sich aktuell in der zweiten Phase, die noch bis zum Jahr 2026 läuft. Ziel des [NIP](#) ist die wettbewerbsfähige Etablierung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Verkehrssektor. Gefördert werden Vorhaben im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, insbesondere im Straßen-, Schienen-, Wasser- und Luftverkehr sowie in Sonderanwendungen. Das [NIP](#) ist in die Förderrichtlinien „Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation“ und „Maßnahmen der Marktaktivierung“ unterteilt.

Die FuE-Förderrichtlinie ist dabei auf Maßnahmen der Demonstration, Innovation und Marktvorbereitung fokussiert. Insbesondere Vorhaben, deren Entwicklungsziel der Erreichung eines Technologiereifegrads (Technology Readiness Level TRL) von 5–8 entspricht, werden im Rahmen dieser Förderrichtlinie gefördert. Projektskizzen können im Rahmen der FuE-Förderrichtlinie jederzeit eingereicht werden. Die Begutachtung der Skizze erfolgt jedoch nur zwei Mal pro Jahr. Die Förderung wird in Form eines Zuschusses gewährt. Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft erhalten normalerweise 50 % ihrer förderfähigen Kosten. Für das WZH bietet die FuE-Förderrichtlinie des [NIP](#) vor allem die Möglichkeit, die Erforschung und Entwicklung innovativer Teilkomponenten fördern zu lassen.

Die Förderrichtlinie „Maßnahmen der Marktaktivierung“ des [NIP](#) zielt auf die Marktaktivierung (als Vorstufe des Markthochlaufs) für Produkte ab, die zwar die technische Marktreife erzielt haben, jedoch am Markt noch nicht wettbewerbsfähig sind. Projektskizzen können in dieser Förderrichtlinie ausschließlich auf Basis von gesonderten Förderaufrufen eingereicht werden. In der Vergangenheit wurden im Rahmen dieser Förderaufrufe beispielsweise öffentliche Wasserstofftankstellen für Nutzfahrzeuge im Straßenverkehr, Brennstoffzellen-Pkw in Flotten und Elektrolyse-Anlagen zur Wasserstoffherstellung gefördert. Die Förderung erfolgt in Form einer Anteilsfinanzierung oder einer Festbetragsfinanzierung. Die Höhe des

Zuschusses ist dabei abhängig von der Art und dem Umfang des Projekts. Für das WZH bietet die Marktaktivierungs-Förderrichtlinie des NIP prinzipiell die Möglichkeit, innovative Teilelemente des Projekts fördern zu lassen. Zum aktuellen Zeitpunkt existieren im Rahmen der Förderrichtlinie jedoch keine offenen Förderaufrufe.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) fördert auf der Grundlage des [7. Energieforschungsprogramms](#) projektbezogene Aktivitäten zu Forschung, Entwicklung und Innovation von Energietechnologien im nichtnuklearen Bereich. Hierzu gehören schwerpunktmäßig industrielle Forschung und experimentelle Entwicklung einschließlich Demonstration von Energietechnologien. Adressiert werden Technologieentwicklungen von TRL 3–8. Zur Beschleunigung des Technologietransfers sind Innovationen mit einem klaren energiewirtschaftlichen Bezug über Forschungs- und Entwicklungsvorhaben hinaus bis TRL 9 förderfähig, vorrangig für Anlagen in Reallaboren der Energiewende in Form von Umweltschutzbeihilfen. Die Förderbekanntmachung erstreckt sich über vier Schwerpunkte: Energiewende in den Verbrauchssektoren, Energieerzeugung, Systemintegration und systemübergreifende Forschungsthemen. Die Einreichung von Projektskizzen in den Schwerpunkten der allgemeinen Förderbekanntmachung ist jederzeit möglich. Darüber hinaus veröffentlicht das BMWK punktuell Angebote, wie Förderaufrufe oder Ideenwettbewerbe zu spezifischen Forschungsthemen und Schwerpunkten. Diese haben jeweils konkrete Einreichungsfristen. Die Förderung erfolgt in Form eines Zuschusses. Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft erhalten normalerweise 50 % ihrer förderfähigen Kosten. Für das WZH bietet das [7. Energieforschungsprogramm](#) vor allem die Möglichkeit, die Erforschung und Entwicklung innovativer Teilkomponenten fördern zu lassen.

7. Energieforschungsprogramm

Reallabore der Energiewende sind eine Programmsäule innerhalb des [7. Energieforschungsprogramms](#) des BMWK, die in Ergänzung zur Grundlagenforschung und angewandten Forschung insbesondere dazu dienen sollen, innovative Techniken im realen Umfeld und industriellen Maßstab zu erproben und weiterzuentwickeln. In Reallaboren erproben Projektpartner in einem ganzheitlichen Ansatz neue Technologien und Geschäftsmodelle unter realen Bedingungen. Reallabore der Energiewende starten in der Regel bei einem TRL von 6–7 und erreichen TRL 8–9. Dementsprechend zeichnen sie sich durch Marktnähe und einen hohen Reifegrad aus. Das Förderkonzept ist themenoffen gestaltet und kann somit Reallabore zu allen Forschungsbereichen im [7. Energieforschungsprogramm](#) umfassen. Von den Rahmenbedingungen passt die Programmsäule „Reallabore der Energiewende“ somit gut zur angedachten Ausgestaltung des WZH. Auch wenn die Einreichung von Skizzen im Rahmen des [7. Energieforschungsprogramms](#) prinzipiell kontinuierlich möglich ist, wurden die aktuell geförderten Reallabore ausschließlich über einen gesonderten Ideenwettbewerb initiiert. Wann und ob ein solcher Ideenwettbewerb nochmals gestartet wird, ist momentan nicht abzusehen.

„HyLand –
Wasserstoffregionen
in Deutschland“

Beim Programm „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) handelt es sich um einen Wettbewerb mit einem dreistufigen Ansatz zur Förderung integrierter regionaler Wasserstoffkonzepte. Der HyLand-Wettbewerb ist Teil des oben genannten Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Kommunen und Regionen sollen dabei unterstützt werden, die Potenziale von Wasserstofftechnologien vor Ort zu erkennen („HyStarter“), tragfähige Konzepte zu erstellen („HyExperts“) sowie diese zusammen mit Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft aktiv umzusetzen („HyPerformer“). Die drei Kategorien richten sich somit an Regionen und Kommunen mit einem unterschiedlichen Entwicklungsstand bezüglich des Themas Wasserstoff. Die Kategorien beinhalten dementsprechend unterschiedliche Förderinstrumente, um eine gezielte Unterstützung bereitzustellen:

- HyStarter: Initiierung lokal integrierter Mobilitätskonzepte
- HyExperts: Verfeinerung vorhandener Grobkonzepte
- HyPerformer: Umsetzung der Konzepte durch konkrete Beschaffungsmaßnahmen

Die Bewerbungen für die drei Wettbewerbskategorien erfolgen im Rahmen von separaten Aufrufen. Vom 30. September 2022 bis zum 31. Januar 2023 läuft die zweite Wettbewerbsrunde in der Kategorie „HyPerformer“. Die zweite Wettbewerbsrunde in den Kategorien „HyStarter“ und „HyExperts“ wurde bereits abgeschlossen. Eine erfolgreiche Teilnahme an den Wettbewerben in diesen Kategorien ist jedoch keine Voraussetzung für die Teilnahme in der Kategorie „HyPerformer“. Die HyPerformer-Förderung hat das Ziel, integrierte Konzepte mit Fokus auf den Mobilitätsbereich bei der Umsetzung zu unterstützen und damit eine regionale Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. In dem Konzept kann eine Einbindung anderer Sektoren ein sinnvoller Bestandteil sein und sowohl die Effizienz als auch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhöhen.

Mit Hilfe der HyPerformer-Förderung werden Akteure in den Regionen dabei unterstützt, aufeinander abgestimmte Vorhaben mit Wasserstoffbezug im Verkehrssektor umzusetzen. Die Vorhaben sollen eine möglichst umfassend integrierte Wasserstoffwirtschaft in der Region ermöglichen (das heißt regionale Produktion, Logistik und Nutzung des Wasserstoffs). Regionen, die sich in der Kategorie HyPerformer bewerben, verfügen bereits über umsetzungsreife Einzelvorhaben, die zu einem regionalen Gesamtkonzept zusammengeführt wurden und mit Hilfe der Förderung konkret in die praktische Umsetzung eintreten. Aufgrund der regionalen Vernetzung des WZH stellt der HyPerformer-Wettbewerb prinzipiell eine attraktive Möglichkeit zur Förderung des Vorhabens dar. Die Förderung innerhalb des HyPerformer-Wettbewerbs erfolgt entsprechend den Regelungen der oben erwähnten

Förderrichtlinie „Maßnahmen der Marktaktivierung“ des NIP. Im Rahmen der laufenden Wettbewerbsrunde werden voraussichtlich mindestens drei Gewinnerregionen bzw. Konzepte ermittelt, die jeweils mit bis zu 15 Mio. € Förderung unterstützt werden.

Mit der Förderrichtlinie „Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr“ unterstützt das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) die Marktaktivierung und den Markthochlauf von Bussen mit klimafreundlichen alternativen Antrieben im Personenverkehr. Im Fokus der Förderung steht die Beschaffung von Bussen mit alternativen Antrieben auf Basis von Batterie- und Brennstoffzellentechnologie sowie von Bussen, die zu 100 % mit aus Biomasse erzeugtem Methan betrieben werden. Daneben ist die Unterstützung bei der Beschaffung von Lade- sowie Wasserstoff- und Methan-Betankungsinfrastruktur für den Betrieb der Busse und bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien ebenfalls vorgesehen. Bezogen auf die förderfähigen Ausgaben (Investitionsmehrausgaben) wird bei Bussen mit batterieelektrischen und brennstoffzellenbasierten Antrieben eine Förderquote von bis zu 80 % gewährt. Die Förderquote auf die förderfähigen Ausgaben für die Lade-, Betankungs- und Wartungsinfrastruktur liegt bei bis zu 40 %. Die Skizzeneinreichung erfolgt in separaten Förderaufrufen. Für das WZH bietet die Förderrichtlinie prinzipiell die Möglichkeit, Teilelemente des Projekts im Bereich der Mobilität fördern zu lassen. Zum aktuellen Zeitpunkt existieren im Rahmen der Förderrichtlinie jedoch keine offenen Förderaufrufe.

„Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr“

Mit der Förderrichtlinie „Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben“ unterstützt das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) die Marktaktivierung und den Markthochlauf von Nutzfahrzeugen mit alternativen Antrieben. Insbesondere der Einsatz von batterieelektrischen und Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeugen sowie Hybrid-Oberleitungs-Lkw soll einen deutlichen Beitrag zur Dekarbonisierung im Nutzfahrzeugsegment leisten. Fahrzeuge mit den genannten Antriebsoptionen sind heute gegenüber konventionellen Fahrzeugen allerdings oft noch deutlich teurer in der Anschaffung. Die Förderrichtlinie zielt darauf ab, Mehrausgaben bei der Anschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben zu reduzieren und als Ergebnis einen Beitrag zur Marktaktivierung bzw. zum Markthochlauf zu leisten. Daneben ist die Unterstützung bei der Beschaffung von Lade- sowie Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur für den Betrieb der Nutzfahrzeuge und bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien vorgesehen. Bezogen auf die förderfähigen Ausgaben (Investitionsmehrausgaben) wird bei Nutzfahrzeugen mit alternativen Antrieben eine Förderquote von bis zu 80 % gewährt. Die Förderquote auf die förderfähigen Ausgaben für die Lade- und Betankungsinfrastruktur liegt ebenfalls bei bis zu 80 %. Die Skizzeneinreichung erfolgt im Rahmen von separaten Förderaufrufen. Für das WZH bietet die Förderrichtlinie prinzipiell die Möglichkeit, Teilelemente des Projekts im Bereich der Mobilität fördern zu lassen. Zum aktuellen Zeitpunkt existieren in der Förderrichtlinie jedoch keine offenen Förderaufrufe.

„Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben“

Im Entwurf des Klimaschutz-Sofortprogramms 2022 hat die Bundesregierung die „Förderung des Aufbaus von großen Elektrolyseuren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff“ angekündigt. Das Programm soll zum Ziel der Bundesregierung beitragen, bis 2030 in Deutschland eine Elektrolyse-Leistung von rund 10 GW zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zu installieren. Im Rahmen des Förderprogramms soll dabei der Aufbau von insgesamt 4 GW Elektrolyse-Leistung gefördert werden. Das Programm soll marktnahe Elektrolyseure in industriellem Maßstab mit einer Leistung ab 20 MW bis zu 100 MW und mehr fördern. Fördergegenstand ist die Investition in den Elektrolyseur mit der zum Betrieb notwendigen Peripherie. Die Förderung endet mit der Inbetriebnahme der Elektrolyseure. Betriebskosten werden nicht gefördert. Die geförderten Elektrolyseure sollen systemdienlich betrieben werden und an systemisch sinnvollen Standorten stehen, z.B. in der Nähe von industriellen Clustern. Transport und Nutzung des Wasserstoffs sollen gewährleistet sein, werden jedoch nicht gefördert. Je nach finaler Ausgestaltung könnte dieses Förderprogramm für das WZH eine attraktive Option zur Förderung der Investitionsausgaben für den Elektrolyseur darstellen.

15.4 Förderung auf Landesebene (NRW)

„progres.nrw“

Das Land NRW unterstützt im Rahmen der Förderrichtlinie „progres.nrw“ eine Vielzahl an Technologien und Maßnahmen zum Klimaschutz. Unter anderem werden Elektrolyse-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff in Verbindung mit einer noch zu errichtenden oder in Ergänzung einer nicht öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstelle gefördert. Zuwendungsfähig sind dabei sowohl die Ausgaben für die Elektrolyse als auch für die Wasserstoffspeicherung. Gefördert werden maximal 45 % der zuwendungsfähigen Ausgaben. Die Förderung ist dabei auf 2 Mio. € pro Anlagensystem gedeckelt. Prinzipiell stellt dieses Förderprogramm für das WZH eine attraktive Option zur Förderung der Investitionsausgaben für den Elektrolyseur dar. Aufgrund der angedachten Leistungsklasse des Elektrolyseurs könnte die Deckelung der Fördersumme auf 2 Mio. € jedoch einen negativen Effekt auf die erzielbare Förderquote haben.

15.5 Zusammenfassung

In Tabelle 4 sind die Förderprogramme und Förderrichtlinien mit einer hohen Relevanz für das WZH nochmals zusammengefasst. Die Relevanz resultiert dabei zum einen aus einer inhaltlichen Überschneidung mit den Themenschwerpunkten des Projekts und zum anderen aus der prinzipiell gegebenen Möglichkeit der Beantragung von Fördermitteln.

Resümee

Es bestehen derzeit verschiedene attraktive Förderprogramme zur Realisierung des WZH auf Ebene der EU, des Bundes sowie des Landes.

Programm / Richtlinie	För-	Laufzeit	Thematischer Schwerpunkt	Beantragung
NIP* F&E und Innovation	BMDV	30.06.2024	Demonstration, Innovation und Marktvorbereitung / Erreichung eines TRL von 5-8	Kontinuierlich
NIP* Marktaktivierung	BMDV	30.06.2024	Marktaktivierung für Produkte mit technischer Marktreife, aber mangelnder Wettbewerbsfähigkeit	In Förderaufrufen
NIP* HyLand	BMDV	k.A.	HyStarter: Initiierung lokal integrierter Mobilitätskonzepte HyExperts: Verfeinerung vorhandener Grobkonzepte HyPerformer: Umsetzung der Konzepte durch konkrete Beschaffungsmaßnahmen	In Förderaufrufen
7. Energieforschungsprogramm	BMWK	01.07.2024	Projektbezogene Aktivitäten auf dem Gebiet der Forschung, Entwicklung und Innovation	Kontinuierlich
Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr	BMDV	31.12.2025	Marktaktivierung und Markthochlauf von Bussen mit klimafreundlichen alternativen Antrieben im Personenverkehr inklusive zugehöriger Betankungsinfrastruktur	In Förderaufrufen
Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben	BMDV	31.12.2024	Marktaktivierung und Markthochlauf von Nutzfahrzeugen mit klimafreundlichen alternativen Antrieben inklusive zugehöriger Betankungsinfrastruktur	In Förderaufrufen
progres.nrw	MWIKE NRW	k.A.	Elektrolyse-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff in Verbindung mit einer noch zu errichtenden oder in Ergänzung einer nicht öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstelle	Kontinuierlich

Tabelle 4:
Förderprogramme und
-richtlinien mit hoher Relevanz für
das Wasserstoffzentrum Hamm

*) NIP: Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

16. Techno-ökonomische Beurteilung möglicher Anlagen-Set-ups

Ziel dieses Arbeitspakets ist die generelle wirtschaftliche Analyse und multi-kriterielle Bewertung möglicher Geschäftsmodelle für eine Power-to-Gas-Anlage am Standort Hamm.

Hierbei sollen generelle wirtschaftliche Zusammenhänge aufgezeigt werden und die verschiedenen Optionen der Umsetzung betrachtet werden. Dazu werden die dahinterliegenden Annahmen, Geschäftsmodelle und Strombeschaffungsszenarien beschrieben und mit Zahlen hinterlegt. So können verschiedene Szenarien und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage analysiert werden.

Neben der reinen Wirtschaftlichkeit sollen auch weitere Zielsetzungen in die finale Entscheidungsfindung einbezogen werden. Um hier eine fundierte Entscheidung für ein bestimmtes Anlagen-Set-up zu treffen, das der Vielfalt der verfolgten Ziele möglichst angemessen und ausgewogen gerecht wird, wird eine multikriterielle Entscheidungsanalyse durchgeführt.

16.1 Wirtschaftliche Analyse

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit müssen Investitionsausgaben (Capital Expenditures – CAPEX), Betriebsausgaben (Operating Expenditures – OPEX) und Einnahmen bestimmt werden. Dazu wurde zunächst vom einem Basis-Set-up ausgegangen und dieses an bestimmten Stellen angepasst, um so verschiedene Set-ups zu bewerten. Dabei wurden neben dem Basis-Szenario drei weitere Szenarien zur Strombeschaffung detailliert entwickelt:

1. Basis-Szenario – Beschaffung über die Börse
2. Szenario „Grüne Herkunftsnachweise“ – Beschaffung über die Börse mit viertelstundenscharfen Herkunftsnachweisen (HKN)
3. Szenario „THG-Quotenhandel“ – Strombeschaffung über eigene Erzeugungsanlagen
4. Hybrid-Szenario mit eigenen PV-Anlagen und Reststrombeschaffung über die Börse

Im Folgenden sollen speziell die Themen Stromkosten sowie Wasserstoffpreis näher dargestellt werden.

16.1.1 Strom

Den wesentlichen Kostenfaktor, nicht nur im Bereich der OPEX, sondern für die Anlage insgesamt, stellen die Kosten für den Strom für die Elektrolyse und damit die Erzeugung des Wasserstoffs dar. Grundsätzlich existieren verschiedene Möglichkeiten der Strombeschaffung, von denen vier Beschaffungsszenarien in diesem Bericht betrachtet werden sollen. Dabei muss jeweils berücksichtigt werden, dass es sich, sollen die vollen regulatorischen Vorteile für die Wasserstoffherstellung genutzt werden, um grünen Strom handeln muss, damit auch der produzierte Wasserstoff grün und damit (weitestgehend) frei von CO₂-Emissionen ist. Dazu kann der Strom in Anlagen erzeugt werden, die direkt zum Zweck der Versorgung der Elektrolyse-Anlage errichtet wurden. Damit handelt es sich beim verwendeten Strom um zusätzlichen Strom, der andernfalls nicht hergestellt worden wäre und somit keiner anderen Nutzung entzogen wird. Dies ist das Ideal der Herstellung grünen Wasserstoffs.

Es kann aber auch Strom an der Börse beschafft und genutzt werden. Hier müssen, je nach Zielstellung (EEG-Befreiung, Handelbarkeit für Quotenhandel), unterschiedliche Rahmenbedingungen bei der Strombeschaffung eingehalten werden. Grundsätzlich scheint eine „Grünstellung“ des Stroms durch Herkunftsnachweise aber möglich, allerdings müssen die Herkunftsnachweise aus nichtbiogenen neuen EE-Anlagen aus der gleichen oder einer benachbarten Preiszone (ohne strukturelle Engpässe) kommen, um den Anforderungen an die Produktion grünen Wasserstoffs zu erfüllen, der dann für den THG-Quotenhandel genutzt werden kann.

An dieser Stelle muss beachtet werden, dass es nicht den Strompreis gibt. Selbst innerhalb der gleichen Lieferstunde oder -viertelstunde können sich die Preise je nach Beschaffungsmarkt und -zeitraum deutlich unterscheiden. Das wird bereits ersichtlich, wenn die Strompreise auf den stundenweisen Day-Ahead-Auktionen, des mengengewichteten stundenweisen Intraday-Handels und die jeweils niedrigsten aufgerufenen Preise am stundenweisen Intraday-Markt übereinandergelegt werden. Dies wird auch aus Abbildung 17 deutlich, in der die Abweichungen zwischen Day-Ahead-Markt und mengengewichteten Intraday-Stundenpreisen für die 8.760 Stunden des Jahres 2021 dargestellt sind.

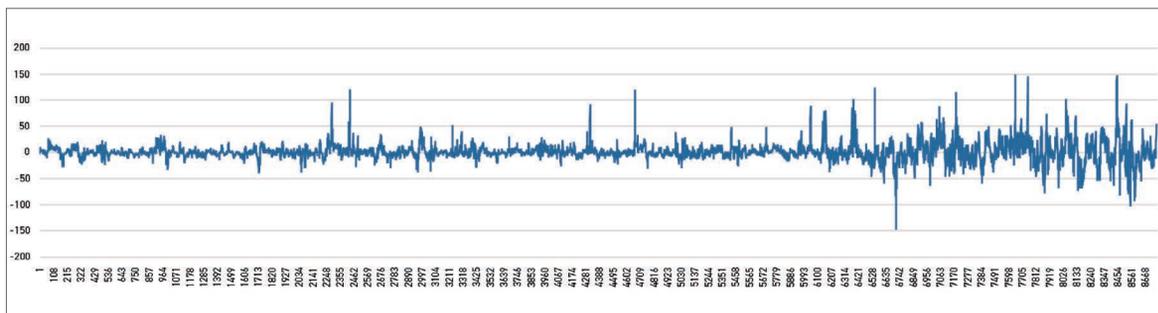


Abbildung 17:
Differenz stundenbasierte Preise
Intraday Weighted Average –
Preise Day-Ahead

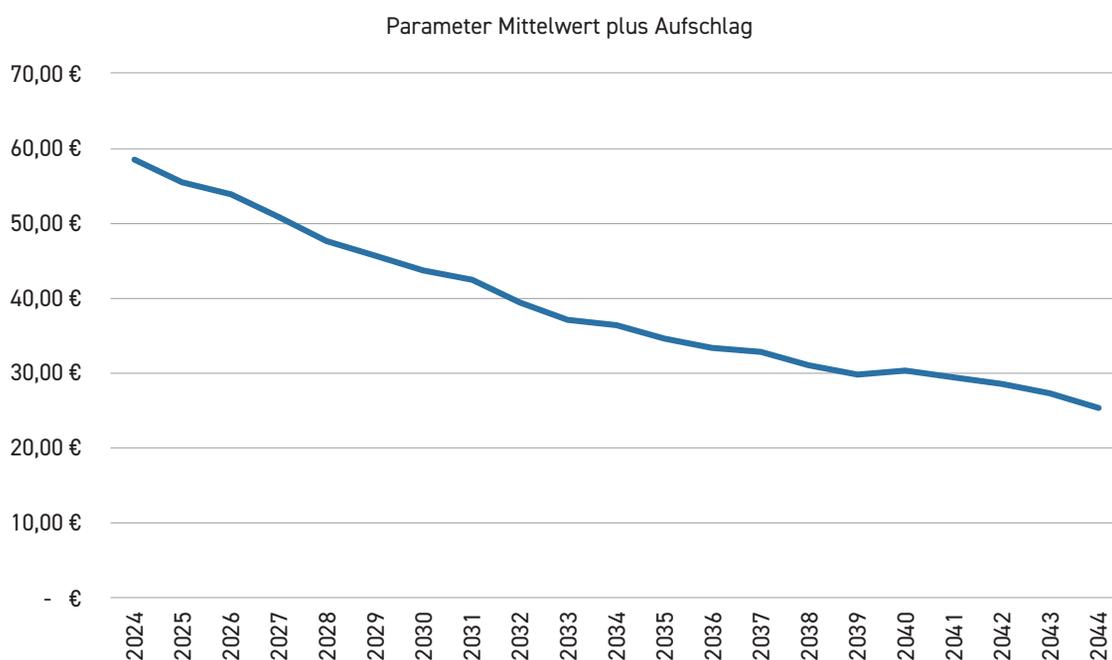
Zusammenfassend lässt sich sagen, dass also sowohl die Preise selbst auf Day-Ahead- und Intraday-Märkten mit wachsender Amplitude als auch die Abweichungen zwischen den Märkten für den gleichen Lieferzeitraum schwanken. Mit einer aktiven Handelsstrategie sollte hier sichergestellt werden können, dass bei im Basisfall angestrebten ca. 4.000 Volllaststunden niedrige Stromkosten realisiert werden können.

Um hier eine angemessene Robustheit der Datenbasis zu schaffen, soll auf Preisprognosen zurückgegriffen und der Durchschnitt aus den Werten über die jeweiligen Jahre der Produktionszeit verwendet werden. Dieser wird zudem mit einem 10-prozentigen Aufschlag versehen, der sich aus einer angestrebten, über das Jahr vergleichsweise konstanten Wasserstoffproduktion ergibt.

Das Ergebnis der Strompreisprognosen ist, dass sich die Anteile von Stunden mit hohen und niedrigen Preisen jeweils erhöhen und die Anteile von mittleren Preisen im Laufe der prognostizierten Jahre verringern. Durch die Nutzung der Stunden mit niedrigen Preisen sind über die Laufzeit deutlich fallende Strompreise zu erwarten.

Die sich aus dem oben skizzierten Vorgehen ergebende und final verwendete Zeitreihe der Strompreise ist in Abbildung 18 dargestellt. Abgebildet sind die Preise für die günstigsten 4.000 Stunden des Jahres.

Abbildung 18:
Preisprognose [€/MWh] auf Basis
mehrerer Strompreisprognosen
inklusive Aufschlag



16.1.2 Wasserstoff

Der Wasserstoff ist das zentrale Produkt der Elektrolyse-Anlage und der eigentliche Zweck der Errichtung sowohl der Anlage als auch des politisch getriebenen Aufbaus der Wasserstoffwirtschaft insgesamt. Hier wird davon ausgegangen, dass der Wasserstoff im Jahr 2025 zu einem festgelegten Preis von 6 €/kg vermarktet werden kann. Dieser Preis gilt nach DPU (Delivered at Place Unloaded), also bis inklusive der Einspeisung in eine Wasserstofftankstelle oder einen Wasserstofftank beim Kunden, die jeweils selbst aber nicht mehr Teil des hier betrachteten Systems sind (Ausnahme: Die Liefermenge an die Stadtwerke Hamm wird direkt in einer mobilen Tankstelle bereitgestellt, die in der Investition enthalten ist). Die Absatzmenge ist über die Laufzeit fixiert. Der Preis je Kilogramm Wasserstoff wird über die Laufzeit an den Strompreis gebunden und indexiert.

16.1.3 Ergebnis

Im Ergebnis sind die Szenarien wirtschaftlich, die von einer Investitionsförderung von 50 % auf die Elektrolyse-Anlage und die Tankstellen (Verringerung der Investitionskosten) sowie einer gedämpften Indexierung der Wasserstoffabsatzpreise in Relation zu den Strompreisen ausgehen. Diese Szenarien sind die, die ohne die Vermarktung von THG-Quoten und unter realistisch möglichen Annahmen durchgehend positive Wirtschaftlichkeitskennzahlen erreichen.

Über die gesamte Analyse wird deutlich, dass insbesondere zwei Faktoren wesentlich für die Wirtschaftlichkeit der Anlage sind: Zum einen sind die Stromkosten für die Elektrolyse entscheidend. Daher wird in dieser Analyse versucht, eine möglichst fundierte Stromkostenprognose aus bestehenden Stromkosten-Fundamentalanalysen/-prognosen herzuleiten und diese auf die besonderen Strukturen des Strombedarfs der Elektrolyse-Anlage zu beziehen. Zum anderen sind die Erlöse aus der Veräußerung von THG-Quoten für die Wirtschaftlichkeit der Anlage von großer Bedeutung. Auch hier liegt eine gewisse Unsicherheit in der Realisierbarkeit der angesetzten Erlöse. Der Markt ist zum einen noch jung, womit es kaum Daten gibt, auf deren Basis eine Entwicklung in die Zukunft fortgeschrieben werden könnte. Zum anderen ist hier der regulatorische Rahmen noch in der Entwicklung begriffen. Eine Sicherheit, dass die im Verkehrssektor in Verkehr gebrachten Mengen tatsächlich auf dem THG-Quotenmarkt veräußert werden können, gibt es nach der derzeit in Deutschland gültigen Rechtslage nur mit einer eigens errichteten EE-Anlage mit Direktverbindung zur Elektrolyse-Anlage ohne Verbindung zum öffentlichen Netz.

Der europäische Rechtsakt sieht eine solche Einschränkung nicht vor, hier muss für die Einordnung als grüner Wasserstoff lediglich eine Zeitgleichheit aus Erzeugung und Verbrauch und ein PPA vorliegen, die Strommengen dürfen aber auch über das öffentliche Netz transportiert werden. Sofern davon

ausgegangen wird, dass der Einsatz vom Wasserstoff im Mobilitätssektor grundsätzlich ein angestrebtes Ziel ist, kann hier eine Angleichung des deutschen Rechts an die europäischen Vorgaben antizipiert werden. Es ist aber explizit auch möglich, dass die strengeren deutschen Regelungen bestehen bleiben.

Die Indexierung des Wasserstoffpreises hängt weitestgehend von der Vertragsgestaltung zwischen dem Produzenten und dem Abnehmer ab, liegt damit im Einflussbereich der handelnden Entitäten und ist nicht von unbeflussbaren Umweltfaktoren abhängig. Hier kann ein vielversprechender Ansatz zur wirtschaftlichen Umsetzung der Investition liegen, der – unter Berücksichtigung der weiteren Einflussfaktoren – genauer verfolgt werden sollte. Insbesondere in Hinblick darauf, dass die Wasserstoffzentrum Hamm GmbH & Co. KG klar davon ausgeht, eine Förderung im Umfang von etwa 50 % der Investitionssumme zu bekommen, sei hier noch einmal auf die Signifikanz dieses Ergebnisses hingewiesen, mit dem unter robusten Annahmen durchgehend positive Wirtschaftlichkeitskennzahlen erreicht werden.

16.2 Multikriterielle Entscheidungsunterstützung

Je nach den Annahmen bei den Strompreisen, der Nachfrage nach Wasserstoff bzw. den Zielen, die mit der Errichtung der Anlage im Detail verfolgt werden sollen (beispielhaft: Know-how-Aufbau vs. Rendite vs. breiter Aufbau eines H₂-Clusters in Hamm vs. öffentliche Sichtbarkeit), verändert sich die Sichtweise, welche Anlagen- bzw. Geschäftsmodellkonfiguration diesen Zielen bestmöglich gerecht wird. Im Folgenden soll grundlegend beleuchtet werden, wie sich unterschiedliche Präferenzen der verschiedenen Teilnehmer potenziell auf die Entscheidung für oder wider eine Anlagenkonfiguration auswirken können. Dabei wird von vier Szenarien ausgegangen, für die eine kurze Nutzwertanalyse durchgeführt wurde. Dafür werden drei idealtypische Entscheider mit entsprechenden idealtypischen Präferenzen bzw. Kriteriengewichtungen entwickelt.

Bei der Nutzwertanalyse werden zunächst die Ziele definiert, die mit einer Entscheidung erreicht werden sollen. Anschließend werden diese Ziele vom Entscheider oder den Stakeholdern gewichtet und dann festgelegt, welche Alternativen in Frage kommen, unter denen eine Auswahl getroffen werden soll. Nun werden für die Alternativenausprägungen die Nutzwerte definiert. Abschließend können aus den Nutzwerten und den Gewichtungen die aggregierten Nutzwerte der Alternativen und damit die beste Alternative ausgewählt werden.

Resümee

Wirtschaftlich sind die Szenarien, die von einer hohen Investitionsförderung sowie einer gedämpften Indexierung der Wasserstoffabsatzpreise in Relation zu den Strompreisen ausgehen.

Die Stromkosten und die Erlöse aus der Veräußerung von THG-Quoten sind für die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs entscheidend.

Die Indexierung des Wasserstoffpreises hängt von der Vertragsgestaltung zwischen Produzenten und Abnehmer ab und liegt damit im Einflussbereich der handelnden Personen.

Es bestehen derzeit noch regulatorische Unsicherheiten, insgesamt zeigen die Szenarien aber deutliche Chancen durch den zu erwartenden Markthochlauf.

16.2.1 Kriterien

Da es sich bei allen vier betrachteten Szenarien um das gleiche technische Set-up handelt, sind viele Kriterien, die auf unterschiedlich genutzten Technologien oder Anlagen-Set-ups basieren, nicht entscheidungsrelevant. Hier wurde entsprechend auf Kriterien abgestellt, nach denen eine Unterscheidung sinnvoll ist. Um diese Kriterien in eine Struktur zu bringen, wird oftmals nach den drei Nachhaltigkeitsdimensionen Ökonomie, Ökologie und Soziales differenziert. Als Viertes werden darüber hinaus häufig auch technologische Kriterien einbezogen. Aufgrund der technologischen Gleichheit der Alternativen wird hier als viertes Kriterium auf die Regulatorik abgestellt (siehe Tabelle 5).

Ökonomische Kriterien	Ökologische Kriterien
Kapitalwert	Treibhausgasemissionen
Soziale Kriterien	Regulatorische Kriterien
Image	Umsetzbarkeit unter geltender Regulatorik

Tabelle 5:
Ausgewählte Kriterien

16.2.2 Zuordnung und Normierung der Nutzenwerte

Alle Nutzenwerte werden nach einer Skala von 0–10 Punkten vergeben. Hier wird, sofern möglich, eine quantitative Berechnung der Punkte umgesetzt, ansonsten werden qualitative Ausprägungen der Kriterien nach bestem Wissen und Gewissen in Punktbewertungen übertragen.

16.2.3 Gewichtung der Kriterien durch stereotypische Stakeholder

Anhand von vier stereotypischen Stakeholdern wird die Gewichtung der Kriterien hergeleitet. Diesen Stakeholdern werden ebenso stereotypische Rollen zugeordnet, um die Beurteilung besser nachvollziehbar zu machen. Dabei muss deutlich festgehalten werden, dass diese Rollen sich nicht an realen Personen orientieren und keine Gespräche mit realen Stakeholdern geführt wurden.

Finanzinvestor

Der Finanzinvestor will vor allem das Kapital, das er/sie in die Anlage investiert hat, vermehren bzw. eine angemessene Verzinsung des Kapitals erhalten. Entsprechend gewichtet er/sie insbesondere das wirtschaftliche Kriterium hoch.

Gesellschafter aus einem lokalen Stadtwerk

Dem Gesellschafter aus einem lokalen Stadtwerk sind alle betrachteten Kriterien praktisch gleich wichtig. Er gewichtet daher alle Kriterien gleich.

Lokalpolitiker

Dem Lokalpolitiker ist insbesondere das Image des Standorts wichtig. Zudem achtet er auf die Treibhausgasemissionen. Nachrangig ist für den Lokalpolitiker der erreichbare Kapitalwert und die Umsetzbarkeit unter der gegenwärtigen Gesetzeslage.

Lokaler Umweltaktivist

Der Umweltaktivist stellt die Reduzierung der Treibhausgasemissionen in den Vordergrund. Ebenso legt er Wert auf eine hohe lokale Wertschöpfung und damit ein gutes Image.

16.2.4 Berechnung der Nutzwerte

Tabelle 6 verdeutlicht die unterschiedlichen Kriteriengewichtungen der prototypischen Entscheider.

	Investor	Gesellschafter SW	Lokalpolitiker	Umweltaktivist
Kapitalwert	50 %	25 %	10 %	0 %
THG-Emissionen	10 %	25 %	30 %	70 %
Image	10 %	25 %	50 %	20 %
Regulatorik	30 %	25 %	10 %	10 %

Tabelle 6:
Kriteriengewichtungen der prototypischen Entscheider

Tabelle 7 zeigt die Übersicht über die Teilnutzenwerte. Dabei sind hier schon einige Tendenzen zu erkennen, beispielsweise, dass das Szenario „THG-Quoten“ und das Hybrid-Szenario vergleichsweise hohe Teilnutzenwerte haben, während das Basis-Szenario eher niedrige Werte aufweist, dafür aber hohe Werte bei der regulatorischen Umsetzbarkeit.

	Basis-Szenario	Grüne HKN	THG-Quoten	Hybrid-Szenario
Kapitalwert	0	3	8	10
THG-Emissionen	2	10	10	10
Image	3	3	8	6
Regulatorik	10	8	2	4

Tabelle 7:
Übersicht über die Teilnutzenwerte

Im Folgenden werden die Teilnutzenwerte und die Gewichtungen zu einer Nutzwertanalyse zusammengezogen. Hier zeigt sich, dass vor allem die beiden Szenarien mit THG-Quotenvermarktung bei den prototypischen Entscheidern gut abschneiden (Tabelle 8). Das ist insofern nachvollziehbar, als dass diese Szenarien sowohl über gute Wirtschaftlichkeit verfügen als auch über gute Teilnutzenwerte bei den THG-Emissionen, wie bereits zuvor erkannt. Basis-Szenario und das Szenario „Grüne Herkunftsnachweise“ schneiden insbesondere bei der Umsetzbarkeit in der aktuellen Regulatorik gut ab. Keiner der prototypischen Entscheider setzt ein starkes Gewicht auf dieses Entscheidungskriterium, sodass diese Szenarien in dieser Analyse bei keinem der Prototypen gut abschneiden. Sollte ein realer Entscheider hier andere Schwerpunkte setzen, kann sich dies noch einmal anders darstellen. Hier sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich hier um eine exemplarische Analyse handelt, die keine realen Entscheider-Präferenzen beinhaltet und nur einen Überblick über die Mechaniken einer Nutzwertanalyse als Werkzeug der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung darstellt.

Tabelle 8:
Ergebnisse der Nutzwertanalyse

	Basis-Szenario	Grüne HKN	THG-Quoten	Hybrid-Szenario
Investor	3,50	5,20	6,40	7,80
Gesellschafter SW	3,75	6,00	7,00	7,50
Lokalpolitiker	3,10	5,60	8,00	7,40
Umweltaktivist	3,00	8,40	8,80	8,60

16.3 Fazit

Die Analyse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Elektrolyse-Anlage hat gezeigt, dass die Geschäftsmodelle zur Erzeugung und dem Absatz von (grünem) Wasserstoff aus Wasser-Elektrolyse weiterhin größeren Unsicherheiten bezüglich des regulatorischen Rahmens unterliegen, bei sorgfältiger Planung aber auch deutliche Potenziale aufweisen. Die Analyse zeigt dabei einige mögliche Set-ups auf, erhebt aber bei weitem keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Hier werden beispielsweise keine technisch unterschiedlichen Set-ups betrachtet – die Unterschiede liegen insbesondere in der Beschaffung der benötigten Strommengen.

Es wird zudem aufgezeigt, dass es nicht zwingend das beste Set-up von Geschäftsmodell (und Technologie) gibt, sondern die konkrete Entscheidung für eine Alternative stark davon abhängt, welche Ziele ein Entscheider verfolgt und wie die unterschiedlichen Ziele, die verfolgt werden, gewichtet werden. Hier wurde bei der Analyse auf prototypische Entscheider zurückgegriffen, um die grundsätzliche Mechanik hinter der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung und der Nutzwertanalyse und die Auswirkungen unterschiedlicher Gewichtungen zu verdeutlichen.

17. Finanzierung / Financial Model / Empfehlung

17.1 Finanzierung

Neben den oben bereits angesprochenen Fördermitteln zur Finanzierung des Wasserstoffprojekts in Hamm stellt sich die Frage nach der Möglichkeit bzw. Sinnhaftigkeit einer Fremdkapitalfinanzierung. Auch wenn klassische Erneuerbare-Energien-Projekte oftmals durch eine Projektfinanzierung über Fremdkapital gekennzeichnet sind, muss dies nicht zwangsläufig so sein. Erste Marktrecherchen zeigen die Besonderheiten eines Wasserstoffprojekts im Vergleich zu einem Projekt mit planbaren Einnahmen durch eine feste EEG-Vergütung. Einige Großbanken scheuen hier den im Vergleich zur Investitionshöhe sehr großen Aufwand bei der Projektprüfung und -bearbeitung. Auch die zumindest während der Laufzeit der Fremdkapitalfinanzierung notwendige Absicherung der Einnahmen durch langfristige Abnahmeverträge für einen Großteil der Produktion kann zum jetzigen Zeitpunkt der Projektentwicklung Verzögerungen oder gar die Ablehnung einer Fremdkapitalfinanzierung bedeuten.

Die Möglichkeit einer Fremdkapitalfinanzierung sollte auf jeden Fall weiterverfolgt werden, jedoch kann es unter Umständen Sinn machen, zunächst von einer reinen Eigenkapitalfinanzierung auszugehen. Dies könnte die Entscheidungsfindung und den Start des Projekts beschleunigen, wobei auch eine Projektfinanzierung durch Fremdkapital zu einem späteren Zeitpunkt denkbar wäre (z.B. direkt nach der Inbetriebnahme in Form einer Refinanzierung).

Mehrere Regional- bzw. Spezialbanken haben Interesse an einer Finanzierung des WZH geäußert. Hier gilt es den Kontakt zu pflegen und wieder aufzunehmen, sobald die wichtigen Parameter wie Anlagengröße und -kosten, Strombezugskonzept, Abnahmepreise und Zeitplan finalisiert werden können. Es gibt zwar Erfahrungen bei der Finanzierung von Wasserstoffprojekten bei bestimmten Banken, aber diese sind derzeit noch überschaubar. Festhalten lässt sich das generell große Interesse der Banken, in diesem wachsenden Markt Fuß zu fassen und erste Projekte zu finanzieren.

Unabhängig von der Art der Finanzierung ist die Mittelbereitstellung für die weitere Projektentwicklung sowie den Bau des WZH sicherzustellen. Für die Vorprojektentwicklungsphase inklusive Erstellung der Machbarkeitsstudie liegen ausreichend Mittel durch die Einbringung von Eigenkapital durch die Gesellschafter Stadtwerke Hamm und Trianel sowie Fördermittel des Landes NRW vor. Im Anschluss ist die Entscheidung für die weitere Projektentwicklung basierend auf dem Ergebnis der Machbarkeitsstudie und der Wirtschaftlichkeitsberechnung vorgesehen.

Für die weitere Projektentwicklung bis zu einem geplanten Baubeschluss ist weiteres Eigenkapital durch die Gesellschafter einzubringen. Eine Fremdkapitalfinanzierung ist erst im weiteren Verlauf der Projektentwicklung umsetzbar. Insofern ist eine detaillierte Planung der Kosten bis zum Baubeschluss notwendig sowie die Zusage entsprechender Mittel durch die Gesellschafter.

Derzeit werden Entwicklungskosten bis zum Baubeschluss Ende 2023 kalkuliert, wobei externe Ingenieurkosten für die Anlagenauslegung, das Genehmigungsverfahren inklusive Gutachten sowie das Projektmanagement für die weitere Entwicklung die größten Einzelpositionen ausmachen.

In dem mit den Gesellschaftern geschlossenen Konsortialvertrag ist der generelle Prozess der Entscheidung für die weitere Projektentwicklung sowie die Einbringung weiteren Eigenkapitals geregelt. Die Aufteilung der Mitteleinbringung spiegelt sich in der Höhe der Anteile der verschiedenen Parteien wider.

Diverse Kommunen haben die Notwendigkeit erkannt, frühzeitig in den Wasserstoffmarkt einzusteigen, und suchen Beteiligungsmöglichkeiten, um den Bezug von Wasserstoff, aber auch den Gewinn von Erfahrungen in diesem Sektor zu ermöglichen. Eine entsprechende Mitteleinbringung für die weitere Projektentwicklung sollte somit machbar sein.

Zeitlich ist eine zügige Umsetzung der Eigenkapitaleinbringung notwendig, um keine weiteren Verzögerungen bei der Projektumsetzung zu riskieren. Die derzeitige Weltlage mit gestörten Lieferketten sowie unsicheren Preisprognosen im Strom- und Anlagenbaubereich bringt bereits viele Unsicherheiten bei der zeitlichen Planung mit sich.

Im Hinterkopf haben sollten die Gesellschafter aber auch die notwendigen Mittel für den Bau des WZH. Sie übersteigen die Entwicklungskosten um ein Vielfaches und es ist wie oben ausgeführt unklar, inwieweit hierfür eine Projektfinanzierung umsetzbar ist.

Erste Gespräche mit kommunalen Interessenten zeigen aber auch teilweise den Wunsch, höhere Beträge an Eigenkapital einzulegen, sodass die Bedeutung einer Fremdkapitalfinanzierung in den Hintergrund rücken kann.

17.2 Financial Model

Zur exakten Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffprojekts in Hamm wurde ein testierfähiges Financial Model entwickelt. Hierbei handelt es sich um ein klassisches Financial Model für eine Projektfinanzierung, das alle Ansprüche einer Bankenfinanzierung erfüllt.

Als Annahmen eingegangen sind hier alle während der Projektentwicklung sich konkretisierenden Parameter wie Anlagenkosten, Betriebskosten sowie Prognosen der Stromkosten und Wasserstoffabnahmepreise. Im Financial Model können problemlos verschiedene Szenarien durchgerechnet und Best- und Worst-Case-Betrachtungen durchgeführt werden.

Ziel der Berechnungen ist immer ein ausgewogenes Verhältnis von realistischen Annahmen sowie Renditeanforderungen der Kapitalgeber.

17.3 Empfehlung

Durch die Verkündung der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ der Bundesregierung sowie die Etablierung verschiedener Fördermöglichkeiten wurden sehr gute Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland geschaffen. Dem Wasserstoff wurde eine Schlüsselrolle zum Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland zugewiesen und eine Verbesserung der Technologie wird in den nächsten Jahren erwartet. Eine mögliche Hochskalierung der Anlagengrößen mit entsprechend positiven Auswirkungen auf Kosten und Qualität der Anlagen spiegelt sich in der derzeitigen Errichtung von „Megafactories“ durch verschiedene Unternehmen wider. Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff wird nach Aussage verschiedener Marktteilnehmer in den nächsten Jahren stark zunehmen. Hier frühzeitig in den Wasserstoffmarkt einzusteigen kann erhebliche Vorteile für Unternehmen mit sich bringen.

Risiken durch die noch nicht vollständig geklärte Regulatorik und insbesondere die Unsicherheiten bei den Strompreisprognosen bleiben bestehen, jedoch sind alle Energieformen von den bestehenden Preisunsicherheiten betroffen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Elektrolyse-Anlage in Hamm sind die zu erwartenden Stromkosten und die entsprechende Korrelation zum Wasserstoffpreis entscheidend. Hier ein für alle Parteien tragfähiges Konzept zu entwickeln wird die Aufgabe in der nächsten Zeit sein. Dies sollte im Interesse aller Marktteilnehmer liegen.

Auf dieser Basis wird die Realisierung eines mindestens 20 MW großen Elektrolyseurs am Standort Hamm empfohlen. Sollten sich die auf lange Sicht fallenden Strompreisprognosen für den Teillastbereich als realistisch erweisen, wird auch der Wasserstoffpreis über die Jahre deutlich fallen und immer wirtschaftlicher im Vergleich zu fossilen Brennstoffen werden.

Durch die Entscheidung für die Errichtung eines Elektrolyseurs am Standort Hamm kann ein erster Schritt in Richtung einer klimaneutralen Versorgung des ÖPNV, der kommunalen Fahrzeugflotte sowie der regionalen Industrie mit grünem Wasserstoff unternommen werden.

Resümee

Die Möglichkeit einer Fremdkapitalfinanzierung sollte weiterverfolgt werden. Es kann jedoch sinnvoll sein, zunächst von einer reinen Eigenkapitalfinanzierung auszugehen.

Gerade zu Beginn des Projekts ist eine Eigenfinanzierung sinnvoll, um den Start zu beschleunigen.

Erste Interessenten zur Finanzierung des Projekts sind vorhanden.

Ein testierfähiges Financial Model zur Betrachtung verschiedener Szenarien von WZH und als Basis für die weitere Finanzierung steht zur Verfügung.

Quellenangaben

[1] Glenk, G. und Reichelstein, S.: Economics of converting renewable power to hydrogen, in: Nature Energy 4, 2019, S. 216–222.

[2] Fraunhofer ISE: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. 2021.

[3] International Council on Clean Transportation: A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks. 2022.

[4] H₂Mobility: Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick. 2021.

[5] Umlaut: H₂-Mobilität und Förderrichtlinien Schleswig-Holstein. 2021.

[6] LandesEnergieAgentur Hessen: Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz. Frankfurt am Main: DB Energie GmbH 2020.

[7] Emcel: Wann lohnt sich der Transport von Wasserstoff per Wasserstoffpipeline? 16.7.2019, <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>.

