

Arbeitspaket 3

Abschlussbericht

Besondere Funktion von Wasserstoff in der grenzüberschreitenden Systemintegration

Christoph Pieper, Margarete Pieper, NAM





provincie Drenthe



Niedersächsisches Ministerium
für Bundes- und Europaangelegenheiten
und Regionale Entwicklung



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

Diese Forschung wurde im Rahmen des Smart Energy Region Emmen-Haren (SEREH) Projektes (151232) durchgeführt, dass durch das INTERREG V Programm der Europäischen Union finanziert wurde.

Impressum

Agrowea GmbH & Co. KG
Gaußstraße 2
49767 Twist

Kontakt

Christoph Pieper
Mail: c.pieper@agrowea.de
Tel.: +49 (0)5936 92297 – 0

Twist, 13.04.2022

Zusammenfassung

In diesem Abschlussbericht werden die Ergebnisse der verschiedenen entwickelten Konzepte und Untersuchungen zur Rolle von grünem Wasserstoff in den Energiesystemen von Emmen und Haren (Ems) genutzt, um Möglichkeiten zur Nutzung von Wasserstoff zur grenzüberschreitenden Systemintegration und damit verbundenen Stabilisierung des Stromnetzes innerhalb der SEREH Region aufzuzeigen.

Außerdem wird gezeigt, wie Wasserstoff als längerfristige Speichermöglichkeit von Energie beim grenzüberschreitenden Energiemarkt und Energiemanagement eine Rolle spielen kann, damit Energieangebot und -nachfrage auf regionaler Ebene optimal aufeinander abgestimmt werden können.

Untersucht wurden die Verteilnetze, die Anwendungsfelder Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chem mit Blick auf unterschiedlichen Anforderungen an Logistik, Infrastruktur, Absatz- und Nutzungspotenziale.

Zuletzt wurde der Wasserstoffmarkt in der Industrie von Emmen untersucht, um das Potenzial von Power-to-Gas zu ermitteln. Ein weiterer Bestandteil dieser Analyse ist die Zusammenfassung relevanter Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft in der Industrie in Emmen und in anderen Gebieten, in denen die Wasserstoffwirtschaft über das NAM-Netz oder andere bestehende Gasleitungen weitergeführt werden kann.

Summary

In this final report, the results of the various concepts developed and investigations into the role of green hydrogen in the energy systems of Emmen and Haren (Ems) are used to highlight opportunities for using hydrogen for cross-border system integration and associated stabilization of the electricity grid within the SEREH region.

It also shows how hydrogen can play a role in the cross-border energy market and energy management as a longer-term energy storage option, so that energy supply and demand can be optimally matched at the regional level.

The distribution networks, the application fields power-to-gas, power-to-liquid and power-to-chem were investigated with regard to different requirements on logistics, infrastructure, sales and utilization potentials.

Lastly, the hydrogen market in Emmen's industry was investigated to determine the potential of power-to-gas. Another component of this analysis is to summarize relevant developments in the hydrogen economy in industry in Emmen and in other areas where the hydrogen economy can be pursued via the NAM network or other existing gas pipelines.

Overzicht

In dit eindverslag worden de resultaten van de verschillende ontwikkelde concepten en onderzoeken naar de rol van groene waterstof in de energiesystemen van Emmen en Haren (Ems) gebruikt om de mogelijkheden aan te tonen voor het gebruik van waterstof voor grensoverschrijdende systeemintegratie en daarmee samenhangende stabilisatie van het elektriciteitsnet binnen de SEREH-regio.

Het laat ook zien hoe waterstof een rol kan spelen in de grensoverschrijdende energiemarkt en het energiebeheer als optie voor energieopslag op langere termijn, zodat energievraag en -aanbod op regionaal niveau optimaal op elkaar kunnen worden afgestemd.

De distributienetwerken, de toepassingsgebieden power-to-gas, power-to-liquid en power-to-chem werden onderzocht met het oog op de verschillende eisen inzake logistiek, infrastructuur, verkoop en gebruiksmogelijkheden.

Tenslotte werd de waterstofmarkt in de industrie van Emmen onderzocht om het potentieel van power-to-gas te bepalen. Een ander onderdeel van deze analyse is de samenvatting van relevante ontwikkelingen in de waterstofeconomie in de industrie in Emmen en in andere gebieden waar de waterstofeconomie kan worden voortgezet via het NAM-net of andere bestaande gasleidingen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Europäische Rahmenbedingungen	3
2	Analyse der Ausgangssituation.....	5
3	Wasserstoff als Energieträger	6
3.1	Erzeugung von Wasserstoff.....	6
3.1.1	Elektrolyseverfahren	7
3.2	Wasserstoff-Reinheit	8
3.3	On-site Produktion vs. Off-site Produktion	10
3.4	Farbenlehre	11
3.5	Gestehungskosten.....	12
3.6	Weiterveredlung von Wasserstoff	15
4	Wasserstofflogistik und Wasserstoffinfrastruktur	17
4.1	Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff	17
4.2	Wasserstoffdruckbehälter	18
4.3	Trailer	19
4.4	Pipelines.....	19
4.5	Kavernenspeicher.....	20
4.6	Trägerstoffe (LOHC)	20
4.7	Tankstellen	20
5	Power-to-Gas	22
5.1	Methanisierung	22
5.1.1	Gestehungskosten (LCO) von Methan unter verschiedenen Annahmen.....	23
5.2	Anwendungsbereich Industrie.....	24
5.3	Anwendungsbereich Verkehr und Mobilität.....	25
5.4	Anwendungsbereich Strom- und Wärmeerzeugung.....	25
5.4.1	Technologie Brennstoffzelle.....	25
5.4.2	Energieversorgung von Gebäuden	28
5.4.3	Stromerzeugung allgemein.....	28
5.5	Fallbeispiele Power-to-Gas.....	28
5.5.1	Fallbeispiel 1: Projekt Audi E-Gas (Methanisierung)	29
5.5.2	Fallbeispiel 2: Projekt Falkenhagen (Methanisierung).....	30
5.5.3	Fallbeispiel 3: Projekt BioCat (Methanisierung).....	31
5.5.4	Fallbeispiel 4: Wasserstoff in Gewächshäusern.....	32
5.5.5	Fallbeispiel 5: Wasserstoff in der Schifffahrt	34
6	Power-to-Liquid	36

6.1	Methanolsynthese.....	36
6.2	Gestehungskosten (LCO) von Methanol unter verschiedenen Annahmen	37
6.3	Fallbeispiele für Power-to-Liquid.....	39
6.3.1	Fallbeispiel 1: Projekt RHYME (Methanolsynthese)	39
6.3.2	Fallbeispiel 2: Projekt MefCO2 (Methanolsynthese).....	40
7	Power-to-Chem	41
7.1	Ammoniaksynthese	41
7.2	Gestehungskosten (LCO) von Ammoniak unter verschiedenen Annahmen	42
7.3	Fallbeispiele für Power-to-Chem.....	43
7.3.1	Fallbeispiel 1: Grüner Ammoniak, Westjütland.....	44
7.3.2	Fallbeispiel 2: Grüner Ammoniak, Planta de hidrógeno verde.....	45
7.4	Wasserstoff in Polymerindustrie und -recycling.....	46
8	Potenzialbeispiele anhand von Stromerzeugungsprofilen	48
8.1	Windpark Zwartenbergerweg.....	48
8.2	Windpark Haren Rütenmoor	50
8.3	Windpark Fehndorf/Lindloh.....	51
9	Absatzpotentiale für grünen Wasserstoff	53
9.1	Wasserstoffbedarf in Deutschland und Europa	53
9.2	Spezifische Absatzpotenziale innerhalb der SEREH Region	54
10	CEC – Sektorenkopplung durch Wasserstoff in Haren (Ems).....	57
10.1	Projekt „Grüner H2-Hub“	57
10.1.1	Energiemanagementsystem	58
10.1.2	Wasserstofferzeugung und Vermarktung.....	58
10.1.3	Batteriespeichernutzung	59
10.2	Projekt „Grüner Tankstellenpark Emsland“	59
10.3	Verbundvorhaben „H2Agrar“.....	59
11	Nutzungskonzepte / Szenarien für die SEREH Region	61
11.1	Direktverbindung zwischen Emmen und Haren (Ems)	61
11.2	Grenzüberschreitende Systemintegration durch Nutzung vorhandener Gasinfrastruktur.....	62
11.2.1	Gasinfrastruktur und Energieknotenpunkte	62
11.2.2	Potenzial von NAM-Pipelines für Wasserstofftransport und -pufferung	63
11.2.3	Eignung der NAM-Pipeline für Wasserstoff.....	65
11.2.4	Potenzieller Anstieg der lokalen Nutzung erneuerbarer Energien in einem Elektrolyseur als Ergebnis eines grenzüberschreitenden Netzanschlusses	66
11.2.5	Optimaler Kapazitätsfaktor Elektrolyseur	67
11.2.6	Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs.....	68

11.3	Thyssengasleitung als Pipeline sowie Option als Speicher	68
11.4	Mobilitätskonzepte	69
12	Fazit.....	71

I Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: „Fit For 55“ Übersicht der Ziele [69]	4
Abbildung 2: Herstellung und Nutzung von grünem Wasserstoff durch Sektorenkopplung	6
Abbildung 3: Aufbau A-EL (links) und PEM-EL (rechts) [54].....	8
Abbildung 4: Übersicht Wasserstoffreinheiten [78]	10
Abbildung 5: Emissionen der Wasserstoffproduktion verschiedener Arten [70]	12
Abbildung 6: Prognostizierte Entwicklung der Produktionskosten für Wasserstoff verschiedener Arten [70]	14
Abbildung 7: Gestehungskosten Wasserstoff-Produktion [57]	14
Abbildung 8: Wasserstoffeinsatz in verschiedenen Branchen und die zugehörigen Anwendungen	15
Abbildung 9: Anwendung von Wasserstoff als Rohstoff zur Herstellung verschiedener Chemieprodukte.....	16
Abbildung 10: Transportkosten von Wasserstoff [58]	18
Abbildung 11: H2-Mobility Wasserstoff-Tankstellennetz im Umkreis der SEREH Region [59]	21
Abbildung 12: Schematischer Aufbau einer Wasserstofftankstelle [60]]	21
Abbildung 13: Schema einer Brennstoffzelle am Beispiel PEMFC/PAFC	26
Abbildung 14: Methanolerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anwendungsbereich. Die Methanolerzeugungskette hat eine Gesamtenergieeffizienz von ca. 50 - 58% [25]36	
Abbildung 15: Herstellung von Ammoniak aus Erneuerbaren Energien mittels Haber-Bosch- Prozess.....	42
Abbildung 16: Schema eines geläufigen industriellen Verfahrens zum Kunststoffrecycling .	47
Abbildung 17: Wasserstofferzeugungsprofil WP Zwartenbergweg (1/4-Stunden)	49
Abbildung 18: Wasserstofferzeugungsprofil WP Zwartenbergweg (monatlich).....	49
Abbildung 19: Wasserstofferzeugungsprofil WP Rütenmoor (1/4-Stunden)	50
Abbildung 20: Wasserstofferzeugungsprofil WP Rütenmoor (monatlich).....	51
Abbildung 21: Wasserstofferzeugungsprofil WP Fehndorf (1/4-Stunden).....	52
Abbildung 22: Wasserstofferzeugungsprofil WP Fehndorf (monatlich)	52
Abbildung 23: Wasserstoffnachfrage in Deutschland für das Jahr 2050 [56]	54
Abbildung 24: Karte potenzieller Wasserstoffabnehmer in der Modellregion SEREH.....	56
Abbildung 25: Übersicht der CEC Standorte	57
Abbildung 26: Mögliche Wiederverwendung des Gasproduktionsstandorts als Drehscheibe für erneuerbare Energie	62
Abbildung 27: Standort des Energiezentrums GZI Next, südlich von Emmen	63
Abbildung 28: Geografische Anordnung des derzeit verfügbaren NAM-Pipelinesystems	64
Abbildung 29: Laufzeitkurven für Emmen und Haren für das Jahr 2030.....	66
Abbildung 30: Kosten-Last-Kurve für Elektrolyseure auf Stundenbasis	67
Abbildung 31: Gasnetz der Thyssengas in der SEREH Modellregion [62].....	68
Abbildung 32: Übersicht CEC, Thyssengasleitung und Windparks [63].....	69

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mögliche Wasserstoff-Verunreinigen bezogen auf deren Quelle [60].....	9
Tabelle 2: Schlüsselkomponenten und zugehörige Parameter für Wasserstoffgestehungskosten [8]	13
Tabelle 3: Wasserstoffdruckbehälter [71]	19
Tabelle 4: Vergleich biologische und Katalytische Methanisierung [12, 17 bis 20].	23
Tabelle 5: Brennstoffzellen-Typen im Überblick [12]	27
Tabelle 6: Steckbrief Audi E-Gas-Anlage Werlte, Deutschland	29
Tabelle 7: Steckbrief Projekt Falkenhagen, Deutschland	30
Tabelle 8: Steckbrief Projekt P2G-BioCat, Dänemark	31
Tabelle 9: Steckbrief autarkes Gewächshaus mit Wasserstoff-Energiespeicher	33
Tabelle 10: Steckbrief FCS Alsterwasser	35
Tabelle 11: Übersicht über verschiedene PtMeOH-Szenarien mit ihren Bestehungskosten [17].....	38
Tabelle 12: Steckbrief Projekt RHYME, Burghausen, Deutschland	39
Tabelle 13: Steckbrief Projekt MefCO2 In Niederaussem, Deutschland	40
Tabelle 14: Steckbrief Grüner Ammoniak, Westjütland, Dänemark.....	44
Tabelle 15: Steckbrief Grüner Ammoniak, Planta de hidrógeno verde, Spanien	45
Tabelle 16: Prognostizierte Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2050 [56].....	53
Tabelle 17: Prognostizierte Entwicklung der Absatzpotenziale und Elektrolysekapazitäten [56].....	54
Tabelle 18: Übersicht potenzieller Unternehmen in Emmen und Haren (Ems)	55
Tabelle 19: Ergebnisse der Szenarienbetrachtung.....	61
Tabelle 20: Spezifikationen des verfügbaren NAM-Netzes in der SEREH-Region	65

III Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
EE	Erneuerbare Energien
HKN	Herkunftsnachweise
HSOS	Hochschule Osnabrück
RES	Regional Energy Strategy
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Der Anteil Erneuerbarer Energien stagniert außerhalb des Stromsektors seit Jahren. Der Austausch der fossilen Energieträger durch Wasserstoff, welcher aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde, oder hierauf basierender synthetischer Energieträger bietet eine Möglichkeit, die stromleitungsgebundene Energie in andere Sektoren zu überführen, in denen eine direkte Elektrifizierung aus technischen oder ökonomischen Gründen nur schwer möglich ist. Durch die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff kann ein großer Teil der Treibhausgasemissionen vermieden werden. Außerdem stellt Wasserstoff oder auf Wasserstoff basierende Energieträger eine Flexibilitätsoption dar, die zur Stabilisierung der Stromnetze eingesetzt werden kann und den fluktuierenden Eigenschaften der erneuerbaren Energien entgegenwirken indem vorübergehend bestehende Netzengpässe durch den Einsatz von Wasserstoff kompensiert werden können.

Der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger oder als Ausgangsstoff und Prozessgas in industriellen Anwendungen, wie z.B. der Düngemittelherstellung oder in Raffinerieprozessen ist vielfältig. Der heutige überwiegende Bedarf an Wasserstoff wird sowohl in Deutschland als auch den Niederlanden zumeist aus entweder fossilem Erdgas gewonnen (z.B. mittels Dampfreformierung) oder er fällt als Nebenprodukt in industriellen Prozessen an (z.B. Chlor-Alkali-Elektrolyse).

Grüner Wasserstoff lässt sich aus technischer Sicht vielfältig einsetzen. So können bisher verwendete fossile Energieträger in Anwendungsbereichen der Mobilität und in industriellen Prozessen (z.B. der Stahlherstellung) durch den Einsatz von Wasserstoff ersetzt werden. Außerdem kann Wasserstoff in Brennstoffzellen-Heizungen, zur Langzeitstromspeicherung und Rückverstromung oder als Grundstoff zur Synthese weiterer Energieträger, Kraftstoffe oder sonstiger chemischer Verbindungen (Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Chem) mit jeweils ebenfalls sehr breiten Einsatzfeldern genutzt werden [79].

Entsprechend soll im Folgenden basierend auf der Grundlage der Untersuchungen der grenzüberschreitenden existierenden Leitungen, aber auch anhand neuer Planungen in der Region-Emmen und Haren (Ems) die besondere Funktion von grünem Wasserstoff in dem derzeit bestehenden Energiesystem in Emmen und Haren (Ems) und einer grenzüberschreitenden Systemintegration behandelt werden. Der aus der Datenerfassung und Analyse der energetischen Ausgangssituation resultierende Datensatz bildet in Kombination mit den Stromerzeugungsprognosen der im Grenzgebiet geplanten Windparks u.a. die Grundlage für die Konzept-Entwicklung im Rahmen des AP 3. Abschließend werden die Konzepte evaluiert und auf ihre allgemeine Realisierbarkeit überprüft.

So werden, aufbauend auf der ermittelten energetischen Ausgangssituation, verschiedene Konzepte einer auf Erneuerbaren Energien (EE) basierenden grenzüberschreitenden Energieversorgung mit grünem Wasserstoff entwickelt. Die Erzeugungsprognosen aus den Maßnahmen 1.2 und 1.3 des Arbeitspakets (AP) 1 werden für die in der Region installierten und perspektivisch geplanten Windenergieanlagen (WEA) herangezogen. Die notwendige Untersuchung und Erstellung geeigneter Energieerzeugungsprognosen für die im Grenzgebiet von Emmen und Haren (Ems) geplanten Windparks erfolgte ebenfalls durch die Agrowea (s.a. Abschlussbericht AP 1 Kapitel 3 der HSOS).

Auch die Stadt Haren (Ems) sieht den Bedarf, sowohl in der Produktion als auch in der Nutzung von Wasserstoff in den eigenen Gemeindegrenzen und auch darüber hinaus den

energetischen Selbstversorgungsgrad nicht nur stromleitungsgebunden zu erhöhen, sondern alle potenziellen Verbraucher sektorübergreifend zu bedienen.

Grundvoraussetzung für eine Energiewende, die auf Wasserstoff basiert, ist der Ausbau Erneuerbarer Energien, der in Haren u.a. mit der Umsetzung des Windpark Fehndorf/Lindloh bereits vorangetrieben worden ist. Mit der Kopplung der Wasserstoffproduktion an den Bürgerwindpark, erfolgt auch die Wasserstofferzeugung dezentral und fördert die Akzeptanz der Energiewende und den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Doch was kann Wasserstoff für die grenzüberschreitende Energiewende in der SEREH Modellregion leisten? Wie können die diversen Verbraucher der Region, insbesondere Unternehmen, profitieren?

In diesem Bericht sollen die Grundlagen der Möglichkeiten zur Herstellung und Verwendung von grünem Wasserstoff als Energiespeicher von Strom aus erneuerbaren Energien anhand von Fallbeispielen von Anwendungsprojekten insbesondere für die drei Bereiche Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chem dargestellt und potenzielle Anwendungsbereiche in der Modellregion SEREH aufgezeigt werden, sodass eine Basis für zukünftige Anwendungsprojekte für die Erzeugung, Verteilung und Anwendung von grünem Wasserstoff geschaffen wird. Dies ist der Grundstein dafür, dass eine grüne Wasserstoffwirtschaft mit regionaler Wertschöpfung und netzdienlicher Funktion durch Folgeprojekte entstehen kann.

Der vorliegende Abschlussbericht ist wie folgt gegliedert: Im Kapitel 2 wird auf die zentralen Bestandteile der Energieversorgungssysteme von Emmen und Haren (Ems) eingegangen. Die Datenerfassung und die Analyse der energetischen Ausgangssituation wurden von der Hochschule Osnabrück (HSOS) und der Universität Twente (UT) in Kooperation mit Agrowea durchgeführt.

Anschließend wird in den Kapitel 3 und 4 Wasserstoff als Energieträger betrachtet. Hierbei wird auf die allgemeinen Eigenschaften bei der Herstellung, Qualität, Einordnung und der Logistik und Infrastruktur zur Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff eingegangen.

In den Kapiteln 5 bis 7 werden die Herstellung und verschiedene Anwendungsbereiche für Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chem mit spezifischen Fallbeispielen dargestellt, um u.a. Möglichkeiten und Potenziale der Wasserstoffnutzung für die Sektoren Industrie und Mobilität der SEREH Modellregion aufzuzeigen.

Die folgenden Kapitel 8 und 9 befassen sich sowohl mit allgemeinen als auch mit für die SEREH Modellregion spezifischen Produktions- und Absatzpotenzialen für grünen Wasserstoff.

In Kapitel 10 wird anhand eines sich derzeit in der Realisierung befindenden Projektes zur Verstetigung und Nutzung von erneuerbaren Energien in Form von u.a. Wasserstoff innerhalb der SEREH Region aufgezeigt und verdeutlicht, wie eine lokale Wasserstoffwirtschaft aufgebaut und genutzt werden kann und welche Herausforderung sich dabei ergeben.

Zuletzt werden entwickelte und spezifische Konzepte und Szenarien für die Nutzung von Wasserstoff zur grenzüberschreitenden Systemintegration innerhalb der SEREH Modellregion vorgestellt und ein Fazit gezogen.

1.1 Europäische Rahmenbedingungen

Im Jahr 2020 wurde durch den Vorstand von Hydrogen Europe ein Papier veröffentlicht, welches den Weg zum Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft mit zweimal 40 GW Elektrolysekapazität in Europa und Nachbarschaft aufzeigte. Der Vize-Präsident der Europäischen Kommission setzte trotz des starken Eindrucks der Auswirkungen der Corona Pandemie auf den Energiesektor darauf eine Weichenstellung vorzunehmen, indem Wasserstoff als Mittel der ersten Wahl zur emissionsfreien Ersetzung fossiler Energieträger gewählt wurde. Auf Basis der Papiere des European Green Deals initiierte der Niederländer Frans Timmermans eine Konferenz, zu der 15 entscheidende Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft und aus dem Bereich der erneuerbaren Energien mit drei Kommissaren debattierten. Aus der Diskussion entstand der Wille, dass Europa und die europäische Wirtschaft eine Neuorientierung hin zu erneuerbarem grünem Wasserstoff wagen möchten.

Dieses Wagnis spiegelt sich in der EU-Wasserstoffstrategie wider, die am 8. Juli 2020 präsentiert wurde. Außerdem wurde am gleichen Tag auch die europäische Wasserstoffallianz gestartet, welche mittlerweile 1.800 Mitglieder hat. Mit dem „H2Agrar“ Projekt ist auch ein Projekt aus der Modellregion Haren innerhalb der europäischen Wasserstoffallianz vertreten.

Am 14. Juli 2021 wurde das sog. „Fit for 55 Package“ vorgestellt. Es ist ein Paket angepasster sowie neuer Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Kommission zur Klimapolitik der Europäischen Union und der damit verbundenen Verankerung der Ziele des „European Green Deals“. Diese Ziele sehen eine Verminderung der Treibhausgase in der EU bis 2030 von mindestens 55 % ggü. dem Jahr 1990 und einer Klimaneutralität bis 2050 vor [69]. Eine Übersicht über die vielfältigen Ziele des „Fit For 55 Package“ bis 2030 ist in der Abbildung 1 zu sehen.



Abbildung 1: „Fit For 55“ Übersicht der Ziele [69]

Um die europäischen Ziele erreichen zu können, müssen in sämtlichen Sektoren wie z.B. der Industrie und der Mobilität die derzeit hauptsächlich verwendeten fossilen Roh- und Kraftstoffe durch Roh- und Kraftstoffe auf Basis von Erneuerbaren Energien ersetzt werden. Aufgrund der vielfältigen Einsetzbarkeit, längerfristigen Speicherfähigkeit und der guten Möglichkeit Wasserstoff zu transportieren wird Wasserstoff hierbei eine entscheidende Rolle spielen.

2 Analyse der Ausgangssituation

Für die neuen Anwendungsbereiche von grünem Wasserstoff, welche in den folgenden Kapiteln dargestellt werden, wird ein großer Bedarf nach grünem Wasserstoff vorhanden sein. Außerdem müssen bestehende technische Lösungen für die Produktion, den Transport, die Speicherung, die Bereitstellung und die Nutzung von grünem Wasserstoff verwendet und weiterentwickelt werden. Eine grüne Wasserstoffwirtschaft muss unter Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungskette aufgebaut werden, damit das Potenzial von grünem Wasserstoff ausgeschöpft werden kann. In der dena-Leitstudie wird für das Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von 15 Gigawatt in Deutschland angenommen, weshalb „zeitnah ein entsprechender Ausbau beginnen“ müsse [52].

Eine aktuelle Studie des Wuppertal Instituts und DIW Econ zeigt, dass lokal in Deutschland produzierter grüner Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien positive Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz, Beschäftigung und Wertschöpfung der Region hat. Durch eine Wasserstoff-Produktion mit einem heimischen Anteil von 90 % lassen sich so Wertschöpfungseffekte von bis zu 30 Milliarden Euro im Jahr 2050 und mehr als 800.000 zusätzliche Arbeitsplätze, welche im direkten oder indirekten Zusammenhang mit der grünen Wasserstoff Produktion stehen, bundesweit erreichen [55].

Die Erneuerbaren Energien werden im Stromsektor der Modellregion SEREH bereits sehr gut genutzt. Allerdings sind noch viele entscheidende Bereiche wie z.B. die Industrie und die Mobilität auf fossile Energieträger angewiesen. Die Herausforderung besteht darin, für diese Sektoren entsprechende Potenziale aufzuzeigen, zu schaffen und zu heben, um ressourcenschonende Technologien und klimafreundliche Energieträger nutzen zu können. Die SEREH Region besitzt aufgrund des großen Vorkommens an Erneuerbaren-Energien-Stroms sehr gute Voraussetzung und kann vor allem durch Wasserstoff Synergien bei der Erzeugung, dem Verbrauch und der Speicherung von Erneuerbaren Energien schaffen.

In den Arbeitspaketen 1 und 2 wurde mit einem Modell, welches die Stromverbräuche der Region, ihrer Stromerzeugungsanlagen sowie Batteriespeicher und Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff umfasst, gezeigt, dass eine grenzüberschreitende Verbindung zwischen Emmen und Haren (Ems) die verursachten elektrischen Systemkosten um bis zu 23 % reduziert. Durch eine solche Verbindung werden für die SEREH Region Abregelungen und die maximale Übertragungsnetznutzung reduziert sowie der lokale Eigenverbrauch zu Lastdeckung gesteigert.

Allerdings wurde auch gezeigt, dass der Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Emmen und Haren (Ems) und die damit verbundene Produktion von grünem Wasserstoff und der grenzüberschreitende Austausch von diesem Wasserstoff einem grenzüberschreitendem Stromaustausch entgegenwirkt, da die jeweiligen Stromüberschüsse lokal für die Wasserstoffproduktion verwendet werden.

3 Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff kann als Rohmaterial für chemische Grundstoffe und als Brennstoff, zum Beispiel für Brennstoffzellen, zur Energieerzeugung verwendet werden. Entsprechend eignet sich Wasserstoff gut zur Sektorenkopplung. Die Herstellung verschiedener chemischer Zwischen- oder Endprodukte unter dem Einsatz von Wasserstoff ist in Abbildung 2 dargestellt.

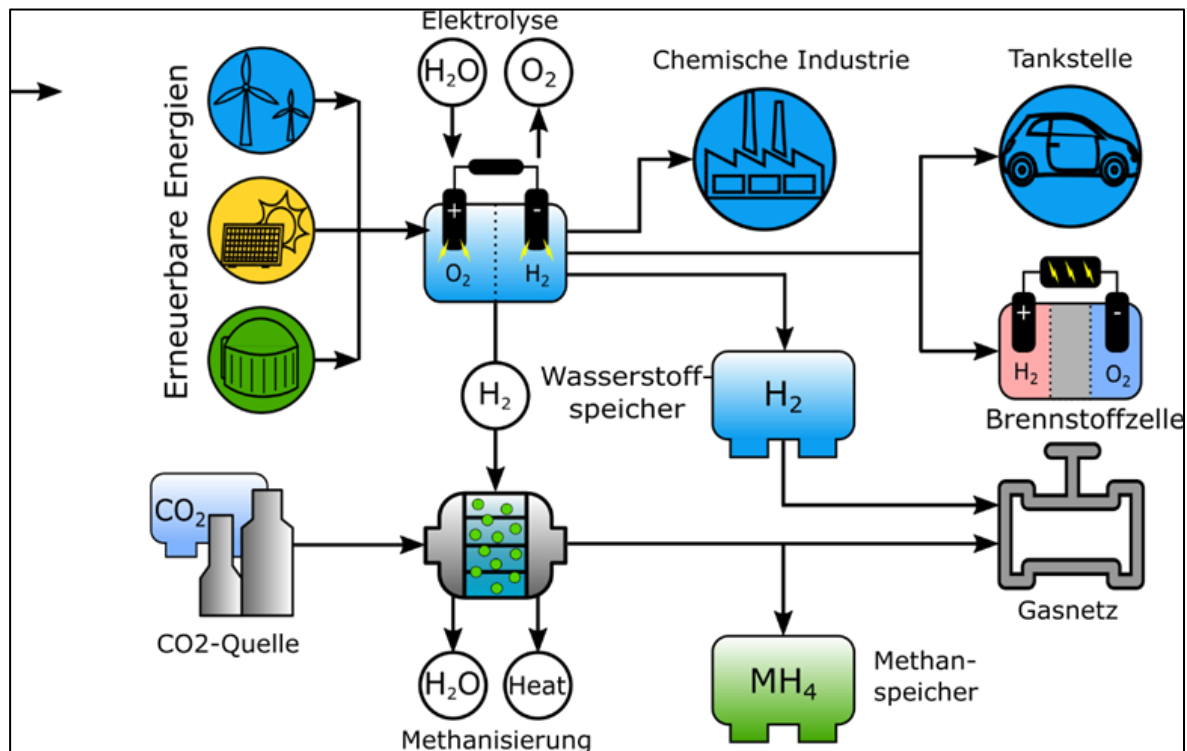


Abbildung 2: Herstellung und Nutzung von grünem Wasserstoff durch Sektorenkopplung

3.1 Erzeugung von Wasserstoff

Die Herstellung von Wasserstoff kann durch viele verschiedene Verfahren erfolgen. Derzeit wird Wasserstoff am häufigsten hergestellt, indem Erdgas durch Dampfreformierung in die Bestandteile Wasserstoff und CO₂ umgewandelt wird. Da es sich bei dem Erdgas in der Regel um einen fossilen Energieträger handelt, ist der so hergestellte Wasserstoff kein grüner Wasserstoff.

Um grünen Wasserstoff zu erzeugen, stehen hingegen die folgenden Herstellungstechnologien zur Verfügung:

- Elektrolyse
- Biogasreformierung
- Plasmalyse
- Ultra-Hoch-Temperatur-Hydrolyse

Diese Verfahren nutzen Strom und Wasser oder biogene Stoffe, um daraus Wasserstoff herzustellen. Allerdings befindet sich von diesen Technologien aktuell nur die Wasserelektrolyse mit Strom in der Marktreife.

Die Wahl des Herstellungsverfahrens ist auch abhängig von den spezifischen Standortgegebenheiten. Für die Entscheidungsfindung sind Aspekte wie die Verfügbarkeit

von Ausgangsprodukten (EE-Strom, Biogas, Abwasser, etc.), potenzielle Synergieeffekte (Nutzung von Nebenprodukten, Einbindung von Biogasanlagen, etc.) und die vorhandene Infrastruktur (Stromnetz und Gasnetz) relevant.

Da in der SEREH Modellregion Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht und genutzt werden soll, wird weiterführend im Besonderen auf das Verfahren der Wasserelektrolyse eingegangen. In der Region soll dieses Verfahren vorrangig für die Herstellung von Wasserstoff aus EE-Strom eingesetzt werden und als Basis zur grenzüberschreitenden Systemintegration verwendet werden.

3.1.1 Elektrolyseverfahren

Der Ausgangsstoff bei der Elektrolyse ist reines Wasser. Dieses wird in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten, indem eine Spannung angelegt wird. Ein Katalysator, welcher je nach Verfahren unterschiedlich sein kann, unterstützt den Prozess. In der Regel verfügt ein Elektrolyseur über zwei Reaktionsräume, welche, abhängig von dem gewählten Verfahren, entweder beide, oder nur einer, von reinem Wasser durchströmt werden. Durch das Anlegen von Strom an Anode und Kathode entsteht eine Redoxreaktion, welche für die Aufspaltung der Wassermoleküle in Sauerstoff und Wasserstoff sorgt. Als weiteres Nebenprodukt fällt im Prozess Wärme an, da die Reaktion exotherm ist.

Derzeit gibt es die folgenden Verfahren der Wasserstoffelektrolyse:

- Alkalische Elektrolyse (A-EL)
- Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEM-EL)
- Hochtemperaturelektrolyse (HT-EL)

Vor allem die A-EL wird bereits seit vielen Jahren zur Herstellung von Wasserstoff verwendet. Die PEM-EL ist im Vergleich zur A-EL ein eher neueres Verfahren. Sie befindet sich allerdings auch schon in der Marktreife. Da die Hochtemperatur Elektrolyse sich derzeit in einem frühen Entwicklungsstadium befindet und die Marktreife noch nicht erreicht hat, wird diese Technologie im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet.

Die A-EL verwendet als Katalysator zur Unterstützung der Reaktion eine alkalische Lösung, welche mit dem eingeleiteten Wasser gemischt wird. Wird eine Spannung an den Elektroden angelegt, spalten sich die Moleküle des Wassers. Wasserstoff bildet sich an der Kathodenseite und Sauerstoff bildet sich an der Anodenseite. Die beiden Seiten werden durch ein Diaphragma / eine Membran getrennt, welches den Übergang der Hydroxidionen zur Anode ermöglichen. Die Abbildung 3 zeigt links den schematischen Aufbau der A-EL.

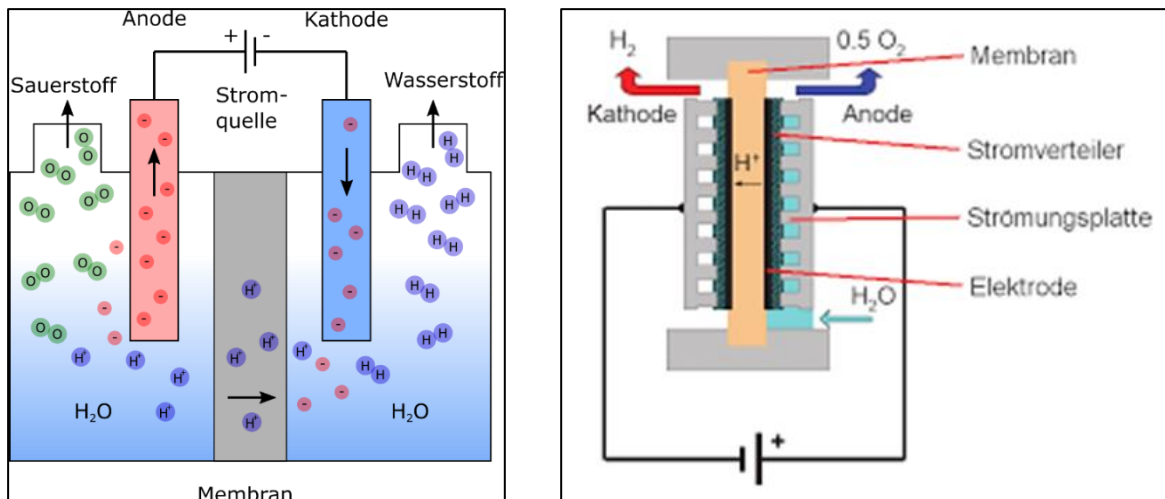


Abbildung 3: Aufbau A-EL (links) und PEM-EL (rechts) [54]

Bei der PEM-EL wird lediglich der Reaktionsraum auf der Anodenseite mit Wasser unter Druck durchströmt. Hierbei wird reines Wasser verwendet und es werden, im Gegensatz zur A-EL, keine weiteren Produkte zugemischt. Eine feste Polymermembran trennt die beiden Reaktionsräume. Durch das Anlegen einer Spannung können die Protonen diese Membran passieren. Der gasförmige Wasserstoff entsteht bei der PEM-EL auf der Kathodenseite und der Sauerstoff auf der Anodenseite. Die verwendeten Elektroden müssen hierbei aus einem Edelmetall gefertigt werden, da die Reaktion in einer sauren Umgebung stattfindet. Der schematische Aufbau der PEM-EL ist in Abbildung 3 rechts dargestellt.

3.2 Wasserstoff-Reinheit

Wasserstoff, der durch die in Kapitel 3.1 aufgeführten Verfahren produziert wird, liegt in der Regel nicht als reiner Wasserstoff vor. Im Erzeugungsprozess können zusätzlich Nebenprodukte wie z.B. Sauerstoff enthalten sein. Je nach Anwendungsgebiet können verschiedene Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs bestehen. In Tabelle 1 sind mögliche Verunreinigen für verschiedene Verfahrensschritte in der Herstellungs- und Distributionskette des Wasserstoffs aufgelistet.

Tabelle 1: Mögliche Wasserstoff-Verunreinigen bezogen auf deren Quelle [60]

Verfahren		mögliche Verunreinigungen	sehr unwahrscheinliche Verunreinigungen
Dampf-Methan-Reformierung	Produktion	N ₂ , Ar ⁵ , CH ₄ , CO	O ₂ , CO ₂ , H ₂ O, He, S, NH ₃ , NMKW, HCOOH, Halogene
Alkalische Elektrolyse		O ₂ , H ₂ O	N ₂ , Ar, CO ₂ , CO, CH ₄ , He, S, NH ₃ , NMKW, HCHO, HCOOH, Halogene
PEM-Elektrolyse		O ₂ , H ₂ O	N ₂ , Ar, CO ₂ , CO, CH ₄ , He, S, NH ₃ , NMKW, HCHO, HCOOH, Halogene
Rohrleitungen	Transport	N ₂ , O ₂	CO ₂ , H ₂ O, CO, CH ₄ , He, S, NH ₃ , NMKW, HCHO, HCOOH, Halogene
Abfüllstationen/Druckbehälter-Anhänger		N ₂ , O ₂ , Kohlenwasserstoffe, Schwefelverbindungen	CO ₂ , H ₂ O, CO, CH ₄ , He, S, NH ₃ , HCHO, HCOOH, Halogene
Wasserstofftankstelle (HRS)		während der Risikobeurteilung der H ₂ -Tankstelle zu bestimmen	
spezielle Betriebsvorgänge (Spülen, Intertisieren, Reinigen, etc.)		N ₂ , O ₂ , H ₂ O, CO ₂ , KW, Halogene	CO, CH ₄ , He, S, NH ₃ , HCHO, HCOOH

Der DVGW e.V. hat auf die Herausforderung im Umgang mit Wasserstoff reagiert und das Arbeitsblatt DVGW G 260 09/2021 entwickelt und herausgebracht. In dieser werden die Anforderungen an Brenngase für die öffentliche Versorgung definiert und Rahmenbedingungen für die Verteilstrukturen, der Speicherung und die gewerbliche und industrielle Nutzung von Brenngasen geschaffen. Wasserstoff wurde hier als eines der Brenngase aufgenommen und es wurden unter anderem Anforderungen an die Gasbeschaffenheit des Wasserstoffs als Grund- und Zusatzgas zur Beimischung in das Gasnetz definiert.

In der Abbildung 4 werden die in der ISO 14687-2 definierten Wasserstoff-Reinheitsgrade von der Produktionsart über verschiedene Verfahrensschritte zur Endnutzung aufgezeigt. Die geringste angegebene Qualität von 1.8 entspricht einer Reinheit von 98 %. Das heißt, dass 98 % des vorhandenen Gases reiner Wasserstoff und 2 % Nebenprodukte bzw. Verunreinigen sind. Die Qualität 6.0 entspricht einer Reinheit von nahezu 100 %.

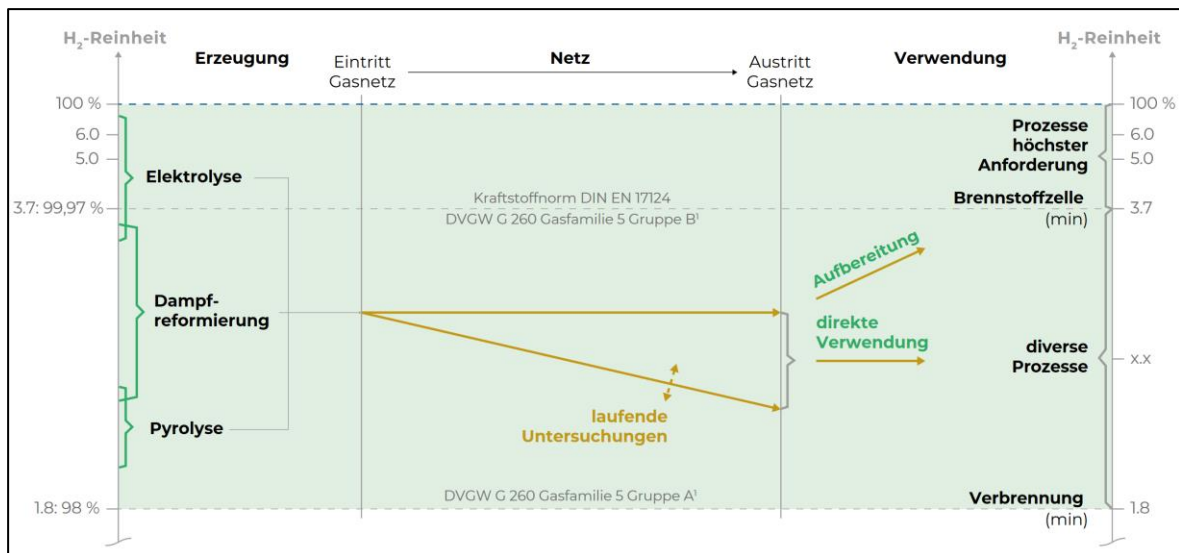


Abbildung 4: Übersicht Wasserstoffreinheiten [78]

Für den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff und für PEM-Brennstoffzellen bestehen Qualitätsanforderungen, die deutlich über die Anforderungen an Erdgas hinausgehen. Die Wasserstoff-Anforderungen werden in der DIN 14687-2 und der DIN 17124 spezifisch für die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten wie der Nutzung als Kraftstoff für Fahrzeuge oder zur Energieerzeugung angegeben [61, 64].

3.3 On-site Produktion vs. Off-site Produktion

Unter der On-site Produktion von Wasserstoff versteht man die Produktion von Wasserstoff, die direkt vor Ort, in diesem Falle am Ort der Energieerzeugung, geschieht. Das heißt, dass die Energieversorgung, welche für die Produktion notwendig ist, direkt lokal bereitgestellt und das Endprodukt Wasserstoff ebenfalls direkt vor Ort verwendet bzw. übergeben wird. Dies kann z.B. durch eine Wasserstofftankstelle passieren, die den lokal produzierten Wasserstoff direkt als Energieträger für die Mobilität bereitstellt, indem dort Wasserstofffahrzeuge damit betankt werden. Im Regelfall geht mit der On-site Produktion von Wasserstoff eine Dezentralisierung einher, da für ganz spezifische Anwendungen mit bestimmten Voraussetzungen, zum Beispiel an Menge und Bereitstellung, passgenaue Lösungen gefunden werden können, die nur diesen spezifischen Anwendungsfall abdecken müssen. Dadurch handelt es sich hierbei eher um Produktion und Verbrauch von Wasserstoff im kleineren Maßstab.

Im Gegensatz dazu gibt es die Möglichkeit der zentralen Off-site Produktion von Wasserstoff. Hierbei wird der Strom aus dem Netz bezogen und der produzierte Wasserstoff wird nicht lokal verwendet, sondern über verschiedene Transportwege, wie z.B. über ein Pipelinenetz oder mit Trailern, zu den jeweiligen Verbrauchern verteilt. Dadurch, dass hierbei grundsätzlich viele Verbraucher, die Wasserstoff benötigen, beliefert werden können, können bei dieser Produktionsart im Regelfall größere Wassermengen bereitgestellt werden.

Betreiber von Wasserstoffverbrauchsanlagen, wie z.B. einer Wasserstofftankstelle, müssen abwägen, ob Sie für den benötigten Wasserstoff eine On-site oder eine Off-site Produktion bevorzugen. Zusätzlich müssen Sie entscheiden, ob sie die Produktion und ggf. die Lieferung des Wasserstoffs selbst übernehmen oder ob sie diesen extern beziehen.

Die Vorteile bei der On-site Produktion liegen in einer hohen Versorgungssicherheit, einem netzdienlichen Betrieb, dem Überschussstromhandel an der Börse und der Möglichkeit der Einspeisung in das Erdgasnetz. Die Nachteile sind ein hoher Platzbedarf, hohe Investitionskosten und ein großer Genehmigungsaufwand.

Wasserstoff aus einer Off-site Produktion zu verwenden ist dagegen sinnvoll, wenn durch bereits vorhandene Strukturen und Skaleneffekte der Wasserstoff trotz des benötigten Transportaufwands deutlich geringere Kosten aufweist oder wenn der Platzbedarf einer On-site Produktion bei einer kleinen und mobilen Wasserstofftankstelle nicht gegeben ist [16].

3.4 Farbenlehre

Je nach Herstellungsverfahren (siehe Kapitel 3.1) werden fossile Brennstoffe oder elektrische Energie und Wasser für die Erzeugung von Wasserstoff benötigt. Der Wasserstoff wird über seine Nachhaltigkeit und die bei seiner Herstellung freigesetzten CO₂-Emissionen in verschiedene Farbstufen kategorisiert.

Grüner Wasserstoff:

Durch die Elektrolyse von Wasser wird grüner Wasserstoff erzeugt. Voraussetzung hierfür ist die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Wird der Elektrolyseur durch Wind- oder Solarstrom betrieben, kann der Wasserstoff, je nach Elektrolyseverfahren, nahezu CO₂-frei erzeugt werden. In der Industrie wird grüner Wasserstoff derzeit hauptsächlich in Pilotprojekten hergestellt.

Grauer Wasserstoff:

Der aus fossilen Brennstoffen erzeugte Wasserstoff wird als grauer Wasserstoff bezeichnet. Das Erdgas wird durch Dampfreformierung in die Bestandteile Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Hierbei entstehen pro Tonne Wasserstoff in etwa 10 Tonnen CO₂. Dadurch, dass dieses CO₂ in die Atmosphäre entlassen wird, wird der Treibhauseffekt verstärkt. In der Industrie wird üblicherweise grauer Wasserstoff hergestellt.

Blauer Wasserstoff:

Der Blaue Wasserstoff wird ebenfalls durch Dampfreformierung und somit aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Der Unterschied zum grauen Wasserstoff besteht in dem Umgang mit dem freiwerdenden CO₂. Wird das schädliche Treibhausgas aufgefangen und gespeichert, spricht man von blauem Wasserstoff. Anders als beim grauen Wasserstoff kann die Wasserstoffproduktion bilanziell als CO₂-neutral angesehen werden, da das erzeugte CO₂ nicht in die Atmosphäre gelangt. Zahlreiche Anlagen in Demonstrationsgröße existieren und sind in der Entwicklung. Die Technologie ist erprobt, muss aber noch auf industrielle Größe skaliert werden.

Türkiser Wasserstoff:

Durch die thermische Spaltung von Methan wird Türkiser Wasserstoff erzeugt. Das abgespaltene CO₂ fällt als Feststoff an und kann weiterverwendet werden. Die CO₂-Neutralität ist allerdings nur gewährleistet, wenn die Wärmeversorgung bei diesem Verfahren aus erneuerbaren Quellen erfolgt. Einige Öl- und Gasunternehmen wie Wintershall und Chemieunternehmen wie BASF besitzen Pilotanlagen zur Herstellung von türkischem Wasserstoff.

Die Emissionen, die bei der Wasserstoffproduktion von grauem, blauem und grünem Wasserstoff entstehen, sind in der Abbildung 5 dargestellt.

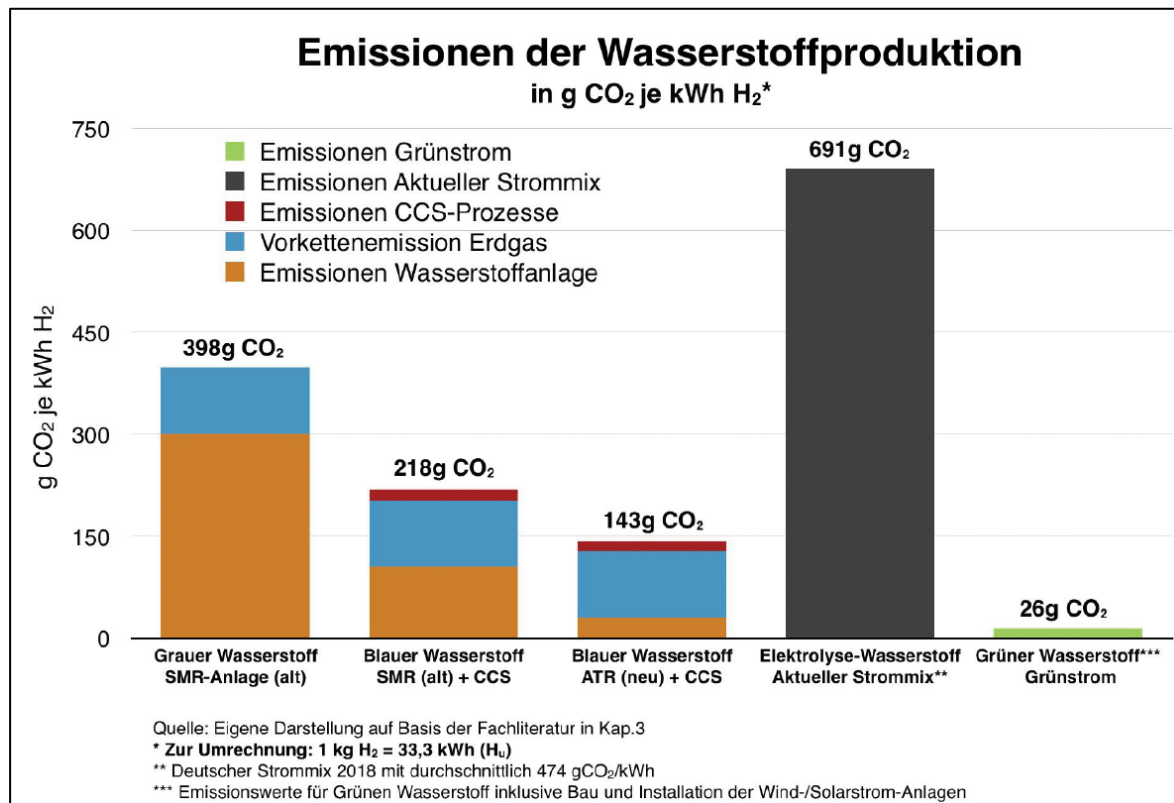


Abbildung 5: Emissionen der Wasserstoffproduktion verschiedener Arten [70]

3.5 Gestehungskosten

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff hängen von den Investitionskosten der Elektrolyseure, deren Kapazitätsfaktor und dem Strompreis ab. Der Kapazitätsfaktor ist eine Maß dafür, wie viel der Elektrolyseur tatsächlich genutzt wird.

Wie die in IRENA erwähnte Studie [2] zeigt, sind die LCO (Levelized Cost Of, deutsch: Gestehungskosten) von Wasserstoff stark abhängig von dem Kapazitätsfaktor, also der Zahl der Volllaststunden der Elektrolyseure. Um mit dem Preis für grauen Wasserstoff konkurrieren zu können, sollten die jährlichen Volllast-Betriebsstunden, wie in Tabelle 2 angegeben, eine Zahl von etwa 5000 überschreiten [8].

Hohe Strompreise führen zusätzlich zu einer Erhöhung der Produktionskosten. Der Strompreis ist dabei der wichtigste Faktor für die Bestimmung des Wasserstoffpreises. Die Herstellung von Wasserstoff zum Gewerbestromtarif [21] (ca. 240 €/ MWh) ist nicht wirtschaftlich. Es ist ein spezieller Stromtarif im Bereich von 30 - 70 €/ MWh [laut interner Studie] erforderlich, um Wasserstoff wirtschaftlich zu produzieren. Unter diesen Annahmen liegen die Kosten für grünen Wasserstoff ab dem Elektrolyseur im Bereich von 3 - 5 €/ kg. (Abb. ES1 und ES2 in [8]). Die wichtigsten ökonomischen Kennzahlen der alkalischen und PEM-Elektrolyse sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Schlüsselkomponenten und zugehörige Parameter für Wasserstoffgestehungskosten [8]

Schlüsselkomponenten	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Investitionskosten [€ / kW]	800 bis 1.500	2.000 bis 6.000
OPEX [€/ MW]	3 % des Kapitalwerts	3 % des Kapitalwerts
Mindestanzahl Volllaststunden	4500	4500
Durschnitt Strompreise [€/ MWh]	30 – 40	30 - 40
Zins (%)	8	8
Lebensdauer	20	20
Wirkungsgrad (%)	65	65

In einer anderen Studie von IRENA (Kapitel 5.3 und Abb. 14 in [12]) wird vorhergesagt, dass der bis 2035 durch Elektrolyseure erzeugte Wasserstoff in Wettbewerb mit Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen stehen wird. Zur Begründung wurde ein Wind- und PV-Szenario erstellt und Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen mit CCS-Technologien verglichen. Die Studie zeigt, dass ein Standort mit mittlerem bis gutem Wind- und Solarenergieanteil die Wettbewerbsfähigkeit innerhalb des Jahres 2025 erreichen kann, während Standorte mit durchschnittlicher Wind- und Solarenergieproduktion erst im Jahr 2035 wettbewerbsfähig sind. Die prognostizierte Entwicklung der Produktionskosten von grauem, blauem und grünem Wasserstoff vom Jahr 2019 bis zu den Jahren 2030 und 2050 ist in Abbildung 6 dargestellt.

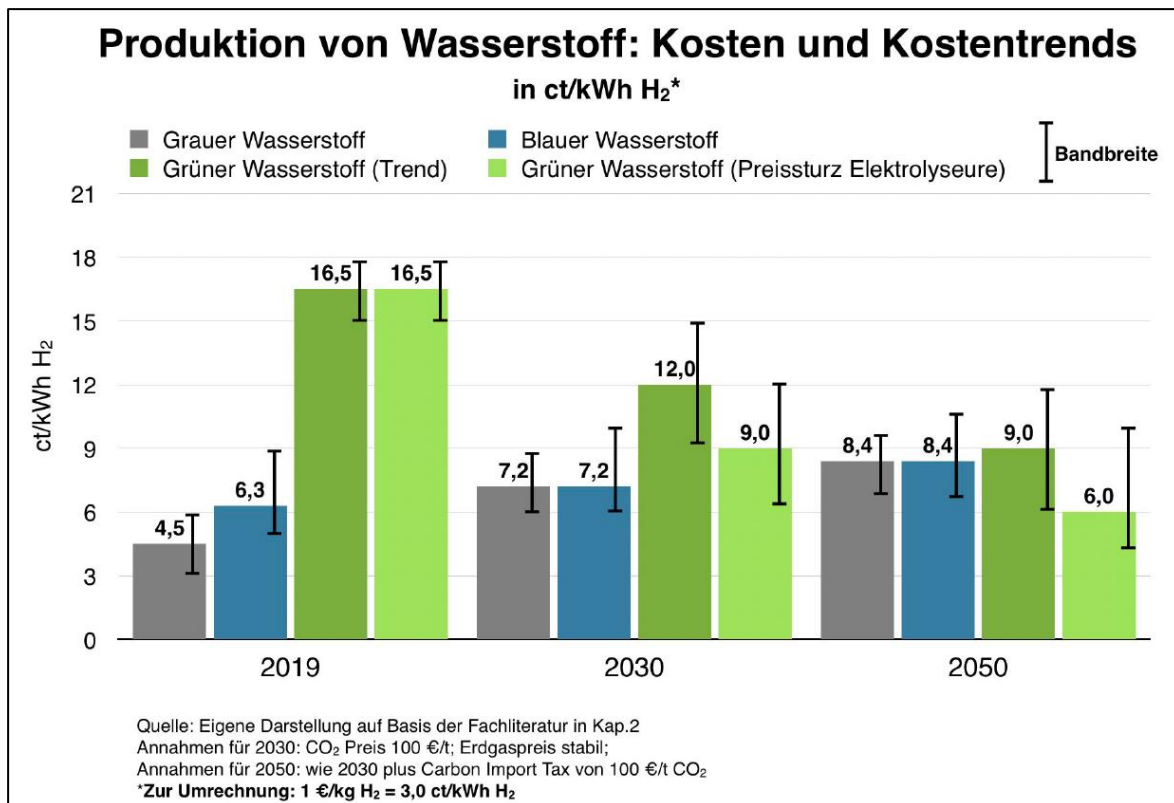


Abbildung 6: Prognostizierte Entwicklung der Produktionskosten für Wasserstoff verschiedener Arten [70]

In der Abbildung 7 werden die Wasserstoffgestehungskosten pro kg Wasserstoff für die Restlaufzeiten eines Elektrolyseurs von 10 und 20 Jahren aufgediegt dargestellt.

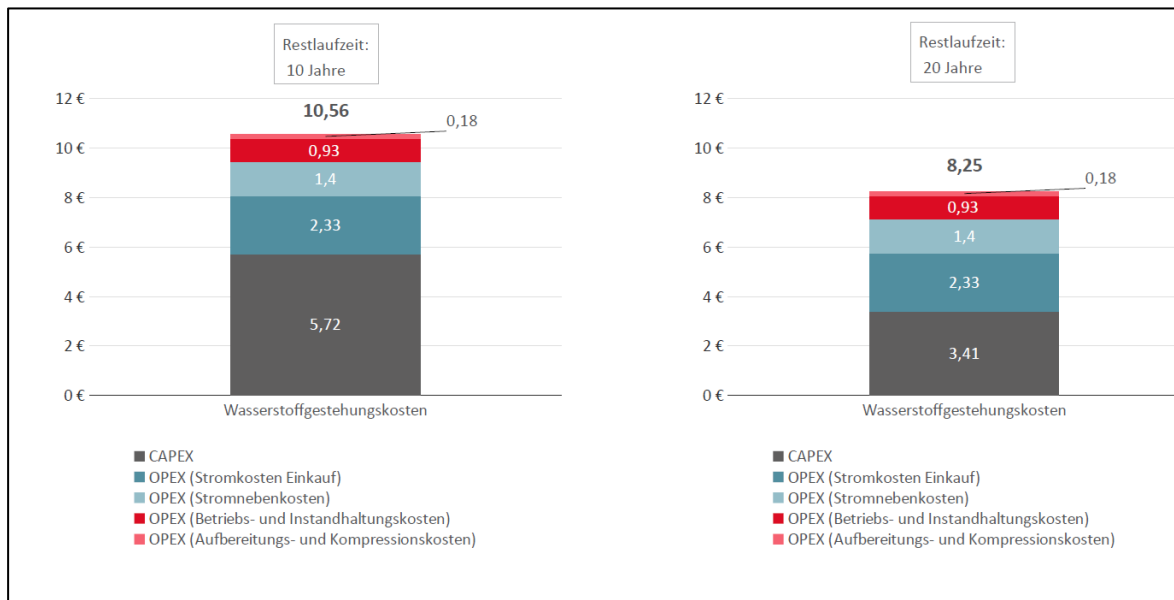


Abbildung 7: Gestehungskosten Wasserstoff-Produktion [57]

Zusammengefasst liegen die Herausforderungen für grünen Wasserstoff in den hohen Kapitalkosten, den hohen Preisen für grünen Strom, den niedrigen Steuern für CO₂, einem fehlenden Wasserstoffmarkt, und der Konkurrenz mit Batteriespeichersystemen.

3.6 Weiterveredlung von Wasserstoff

Wasserstoff-Technologien sind ein wichtiges Element für ein zukünftiges, emissionsfreies Energiesystem [1, 2]. Wasserstoff wird sowohl als Energiequelle als auch als chemischer Energieträger (auch als Energievektor bezeichnet) eingesetzt [3]. Als Vektor wird er genutzt um Energie umzuwandeln, zu speichern und freizusetzen [4]. In der Erdölraffinerie, der chemischen Industrie und der Materialverarbeitung wird Wasserstoff bereits seit langem als chemischer Rohstoff eingesetzt. Das Potenzial als Energieträger wurde in zahlreichen Anwendungen von der Rakete bis zum Automobil unter Beweis gestellt. Abbildung 8 zeigt den Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Branchen und die damit verbundenen Anwendungsbereiche.

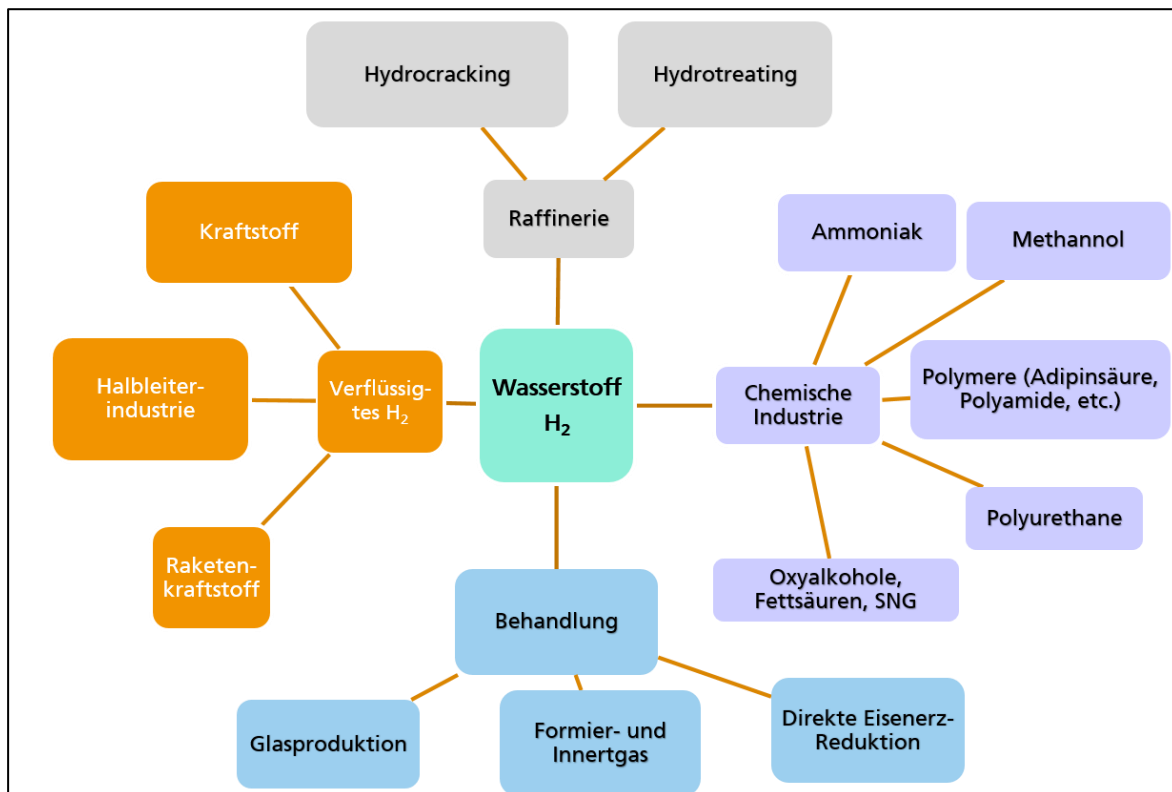


Abbildung 8: Wasserstoffeinsatz in verschiedenen Branchen und die zugehörigen Anwendungen

Wird Wasserstoff als Kraftstoff verwendet, erzeugt er selbst weder Treibhausgase, Feinstaub, noch Stickoxide oder Bodenozone. Wasserstoff kann auch mit anderen chemischen Elementen kombiniert werden um sogenannte "wasserstoffbasierte Kraftstoffe" zu erzeugen, wie zum Beispiel synthetisches Methan, Ammoniak, synthetische Flüssigkraftstoffe und Methanol. Diese sind einfacher zu handhaben als reiner Wasserstoff und können als Rohstoff in der Industrie eingesetzt werden. Wird eine Energieform in die andere umgewandelt ist zu beachten, dass hierbei Effizienzverluste auftreten. Beispielsweise können die Umwandlung von Strom in Wasserstoff, der Transport, die Speicherung und die Rückumwandlung mittels einer Brennstoffzelle mit einem Verlust von 70% des ursprünglichen Energiegehalts einhergehen [5]. In der Folge ist Wasserstoff daher in der Regel teurer als Strom oder Erdgas, aus denen er üblicherweise hergestellt wird.

Ungeachtet dessen kann Wasserstoff in vielen Anwendungen mit hoher Effizienz eingesetzt werden. Zudem kann er CO₂-frei oder –neutral produziert werden, was ihn unter Berücksichtigung der Emissionen wirtschaftlich interessant macht.

Die Herstellung verschiedener chemischer Zwischen- oder Endprodukte unter dem Einsatz von Wasserstoff ist in Abbildung 9 dargestellt.

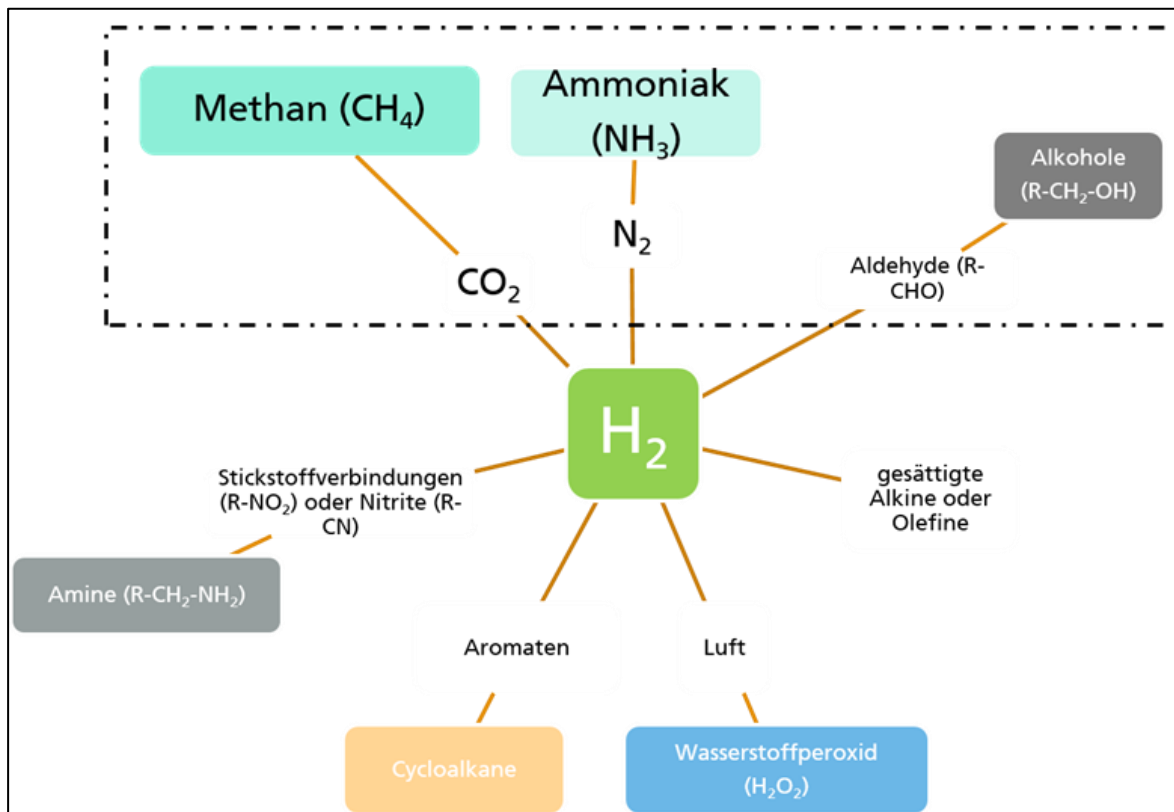


Abbildung 9: Anwendung von Wasserstoff als Rohstoff zur Herstellung verschiedener Chemieprodukte

4 Wasserstofflogistik und Wasserstoffinfrastruktur

Wie in vielen anderen Bereichen bildet die Infrastruktur auch im Wasserstoffbereich die Grundlage für den Ausbau bestehender und die Entwicklung zusätzlicher Anwendungsfelder. So ist beispielsweise die Entwicklung und der Kauf von Wasserstoffautos verknüpft mit der Voraussetzung, dass diese auch betankt und somit zweckgebunden und alltagstauglich verwendet werden können. Eine Umstellung in der Industrie (z.B. bei der Stahlproduktion) kann offensichtlich nur durchgeführt werden, wenn die Versorgung und die Wirtschaftlichkeit gesichert bleiben. Nach der Produktion fällt also der Speicherung, dem Transport und der Bereitstellung von Wasserstoff eine entscheidende Rolle für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu.

Um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten und somit eine Entwicklung der Anwendungsfelder zu ermöglichen, wurden und werden viele Förderprojekte sowohl im Großindustriellen (IPCEI-Förderungen) als auch im kleinen Maßstab innerhalb Europas gefördert.

4.1 Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff

Da Wasserstoff im gasförmigen Zustand eine sehr geringe Dichte aufweist und daher sehr flüchtig ist, lässt sich Wasserstoff nur mit gewissem Aufwand speichern und transportieren. Für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff stehen daher nur eine kleine Zahl an Möglichkeiten zur Verfügung. Kleinere Mengen können in Druckgasflaschen und Tanks gespeichert und transportiert werden. Größere Mengen von mehreren tausend Kubikmetern können nur über Pipelines oder über Trägerstoffe gespeichert und transportiert werden. Außerdem gibt es die Möglichkeit wie beim Erdgas große Mengen in Kavernen unterirdisch zu speichern.

Besteht zwischen der Druckstufe des bereitgestellten bzw. transportierten Wasserstoffs und der benötigten Druckstufe des Wasserstoffes für die jeweilige Nutzung ein Unterschied, so muss der Wasserstoff in einem weiteren Prozess auf die benötigte Druckstufe, zum Beispiel durch Verdichter, gebracht werden.

Wasserstoff lässt sich außerdem bei niedrigen Temperaturen in flüssiger Form speichern und transportieren. Als dritte Möglichkeit kann man den gasförmigen Wasserstoff mit sogenannten Verbundstoffen speichern. Wasserstoff lässt sich flüssig oder mit Verbundstoffen längerfristig speichern, da diese Varianten im Gegensatz zur gasförmigen Variante nicht mehr flüchtig sind.

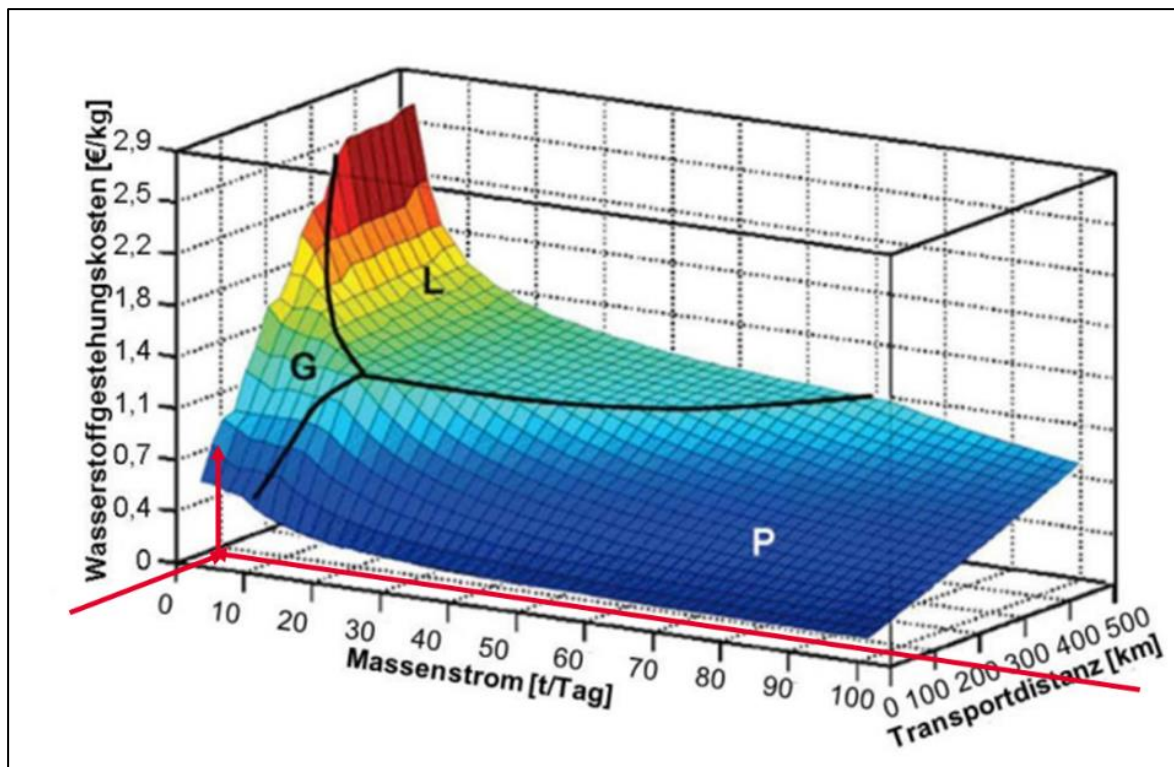


Abbildung 10: Transportkosten von Wasserstoff [58]

In der Abbildung 10 sind die Transportkosten von Wasserstoff in Abhängigkeit von der Transportstrecke und der zu transportierenden Wasserstoffmenge dargestellt. Man kann erkennen, dass sich für kleinere Mengen und kurze bis mittlere Distanzen der Transport in Druckbehältern (G) am besten eignet. Die Verflüssigung des Wasserstoffes (L) bietet hingegen bei längeren Transportdistanzen eine gute Alternative. Da der Vorgang der Verflüssigung sehr aufwendig ist, wird dieses nur in speziellen Fällen umgesetzt. Der Transport über eine Pipeline (P) ist erst bei großen Distanzen und mehr als zehn Tonnen Wasserstoff pro Tag eine Alternative zum Transport über die Straße.

4.2 Wasserstoffdruckbehälter

Es gibt aktuell vier verschiedene Typen von Wasserstoffdruckbehältern auf dem Markt. Die Eigenschaften der verschiedenen Typen lassen sich der Tabelle 3 entnehmen. Außerdem befindet sich derzeit ein Typ 5 Behälter in der Entwicklung. Diese Variante besitzt keinen Liner und besteht fast vollständig aus Kohlefasern [71].

Tabelle 3: Wasserstoffdruckbehälter [71]

Typ	Material	Nenndruck	Anwendungsbereich
Typ 1	Metall	< 200 bar	Transport und stationär
Typ 2	Metall und harzgetränkte Glas- oder Kohlefaser	< 1000 bar	stationär
Typ 3	Metall-Liner und Kohlefaser	350 – 700 bar	Mobilität
Typ 4	Kunststoff-Liner und Kohlefaser	350 – 700 bar	Transport und Mobilität

4.3 Trailer

Der Transport und die Speicherung von Wasserstoff über Trailer bietet sich für geringe Transportmengen und -distanzen, wie z.B. für die Versorgung von Wasserstoff-Tankstellen, an. Ein typischer Wasserstoff-Trailer kann bis zu 1000 kg Wasserstoff bei 500 bar aufgeteilt auf mehrere aus Composite-Material bestehenden Druckbehälter aufnehmen und speichern. Hierbei sind durchaus auch Drücke von bis zu 700 bar möglich.

Außerdem können Druckgasflaschen gebündelt verwendet werden, um kleinere Gasmengen mobil zu speichern. Hierbei können ca. 500 kg Wasserstoff bei einem Druck von 200 bis 300 bar gespeichert werden. Diese Bündel lassen sich ebenfalls per LKW transportieren und bei Bedarf austauschen.

Kommt der Wasserstoff direkt aus einem Elektrolyseur, so muss dieser i.d.R. noch mit Hilfe eines Verdichters von z.B. 30 bar auf einen höheren Druck komprimiert werden. Es ist ebenfalls möglich einen Mitteldruckspeicher mit einer Druckstufe von z.B. 550 bar mit Hilfe des Verdichters zu befüllen und den Trailer dann bei Bedarf mit Hilfe einer Abfüllstation direkt aus dem Speicher zu befüllen.

4.4 Pipelines

Wie beim Erdgastransport kann auch Wasserstoff über Pipelines transportiert und gespeichert werden. Hierbei gibt es folgende Möglichkeiten:

- Umwandlung vorhandener Erdgasleitungen
- Einspeisung und Untermischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz
- Errichtung neuer Wasserstoffleitungen

Bei jeder dieser Varianten wird ggf. eine Einspeisestation benötigt, welche, ähnlich wie beim Trailer, den Wasserstoff aus dem Elektrolyseur auf die benötigte Druckstufe der Transportleitung verdichtet und den Wasserstoff anschließend einspeist.

Der Anschluss an eine Wasserstoffleitung kann sinnvoll sein, wenn überschüssige Wasserstoffmengen vorhanden sind, die Versorgungssicherheit verbessert werden soll oder zur dezentralen Erzeugung von grünem Wasserstoff in Gebieten mit hohem Anteil an

Erneuerbaren Energien und der anschließenden Versorgung von Gebieten mit hohem Energiebedarf und geringem Anteil an Erneuerbaren Energien.

Bei den vorhandenen Erdgasleitungen wird zwischen Transmissions- und Distributionsnetz unterschieden. Gasmengen werden über längere Strecken über Transmissionsleitungen transportiert und dann an einem Knotenpunkt in das Distributionsnetz überführt. Aus dem Distributionsnetz gelangt der Wasserstoff dann direkt zu den Verbrauchern.

Die gespeicherte Gasmenge muss relativ konstant bleiben, um den Druck in den Gasleitungen aufrecht zu erhalten und die Verteilung gewährleisten zu können. Zusätzlich wird bei einer reinen Wasserstoffleitung ein Durchsatz von ca. 20 Tonnen Wasserstoff pro Tag benötigt. Daher ist der Anschluss an ein solches Netz vor allem für den Transport von großen Wasserstoffmengen über weite Distanzen geeignet.

4.5 Kavernenspeicher

Die Speicherung in unterirdischen in Kavernenspeichern ermöglicht die Speicherung von großen Wasserstoffmengen. Aktuell werden die Kavernen zumeist verwendet, um Erdgas zu speichern. Allerdings wäre die Speicherung von Wasserstoff ebenfalls möglich.

4.6 Trägerstoffe (LOHC)

Flüssig organische Wasserstoffträger (LOHC) sind organische Verbindungen, welche Wasserstoff durch chemische Reaktion aufnehmen und wieder abgeben können [66]. Standorte mit großen Überschüssen an erneuerbaren Energien können diese Überschüsse nutzen, um Wasserstoff zu produzieren, diesen an LOHCs zu binden und diese dann über weite Distanzen an Standorte mit geringeren Möglichkeiten zur Nutzung von Erneuerbaren Energien zu transportieren und dort zu nutzen. Es werden in etwa 9 kWh pro kg Wasserstoff in Form von thermischer Energie benötigt, um die Verbindung mit dem organischen Wasserstoffträger aufzubauen [53].

4.7 Tankstellen

Im Verkehrsbereich kann Wasserstoff nur sinnvoll genutzt werden, wenn er auf hohen Druckstufen bereitgestellt wird. In der Regel werden PKW mit 700 bar und LKW mit 350 bar betankt. Der Aufbau einer Wasserstoff-Tankstellen-Infrastruktur wird in Deutschland vor allem durch H2-Mobility koordiniert. Auf der Internetseite von H2-Mobility werden, wie in Abbildung 11 dargestellt, öffentlich errichtete Wasserstoff-Tankstellen und deren Verfügbarkeit für Deutschland und die Niederlande durch grüne bzw. rote Punkte gekennzeichnet. Außerdem werden durch blaue Punkte Standorte gezeigt, die sich gerade in der Realisierungsphase befinden.

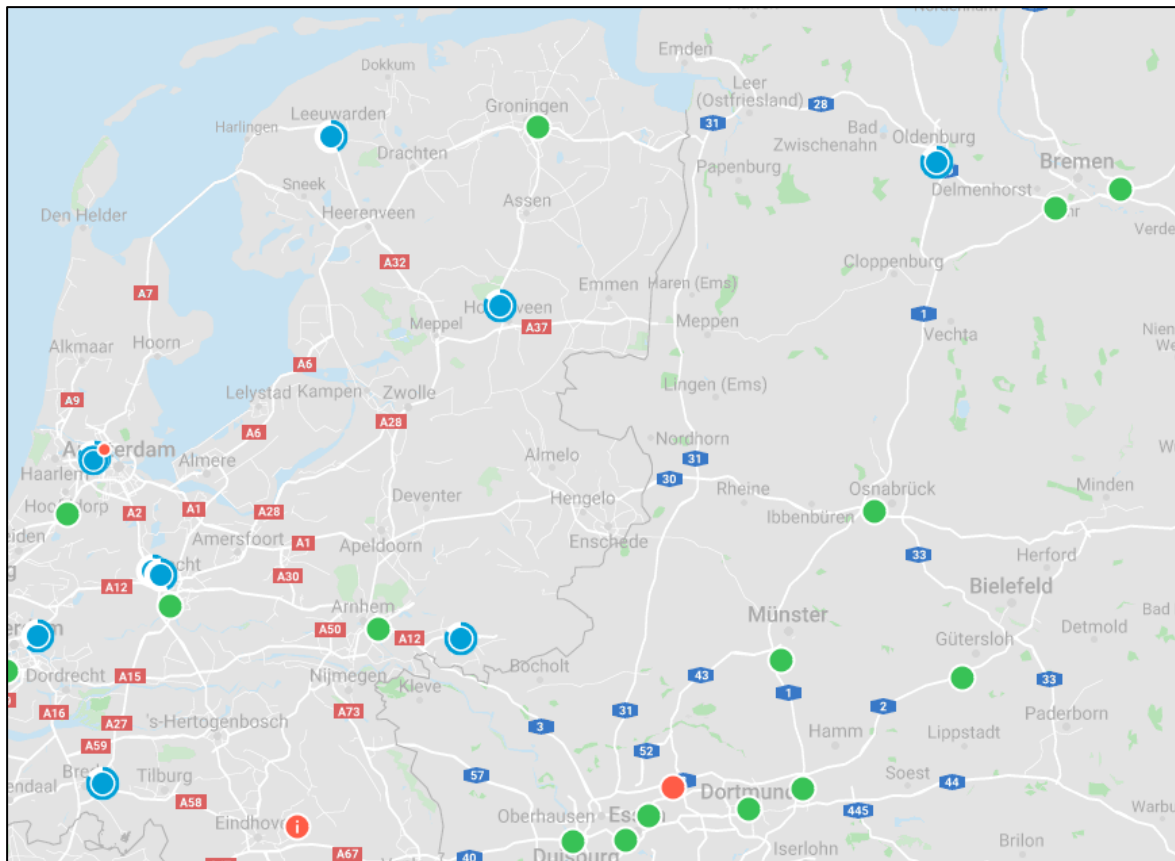


Abbildung 11: H2-Mobility Wasserstoff-Tankstellennetz im Umkreis der SREH Region [59]

Die Abbildung 12 stellt den typischen Prozess von der Erzeugung des Wasserstoffs, hier durch einen Elektrolyseur, bis hin zur Betankung an einem sog. „Dispenser“ dar.

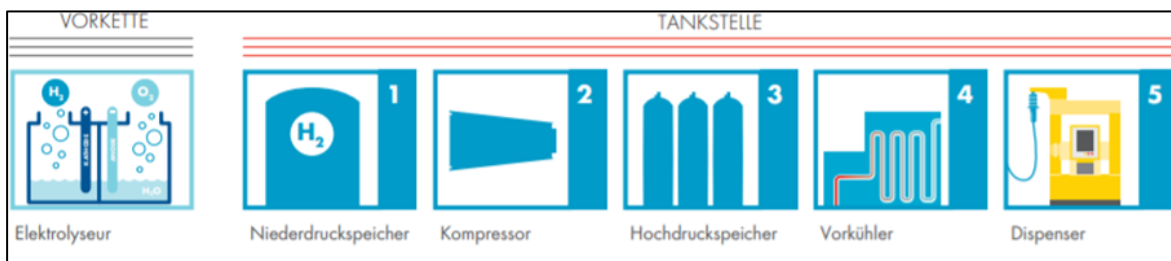


Abbildung 12: Schematischer Aufbau einer Wasserstofftankstelle [60]

Wasserstoff-Tankstellen besitzen in der Regel einen Niederdruckspeicher, welcher Wasserstoff auf 550 bar speichert. Der mit 30 bis 300 bar bereitgestellte Wasserstoff muss daher in einem vorherigen Schritt verdichtet werden. Für die Speicherung in einem Hochdruckspeicher wird ggf. ein weiterer Verdichter benötigt, der den Wasserstoff aus dem Niederdruckspeicher auf bis zu 900 bar verdichtet. Über eine Zapfsäule bzw. einen Dispenser lassen sich LKW mit 350 bar und PKW mit 700 bar befüllen. Bei einer 700 bar Betankung muss der Wasserstoff auf -40 °C heruntergekühlt werden. Die derzeit kleinste Wasserstoff-Tankstelle des Unternehmen Linde besitzt eine Betankungskapazität von ca. 450 kg pro Tag. Dies entspricht in etwa 90 Pkw Betankungen oder 15 Lkw Betankungen.

Das Unternehmen Wystrach bietet für ca. 1,2 Mio. € eine mobile Wasserstoff-Tankstelle inkl. Speichercontainer mit geringer Tankgeschwindigkeit und ohne Kühlung an.

5 Power-to-Gas

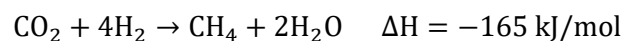
Unter Power-to-Gas versteht man das Konzept der Umwandlung von elektrischer Energie in Gase wie z.B. Wasserstoff, Ammoniak oder Methan.

Im Zuge der Energiewende wird es immer bedeutsamer, dass auch in Zeiten, in denen die zumeist fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie die Windenergie und die Sonnenenergie nur wenig Energie bereitstellen, die Grundlast bereitgestellt werden kann. Da Strom sich in großen Mengen nicht gut speichern lässt, kann hierfür die Umwandlung in andere Energieträger wie z.B. in Gase eine Abhilfe schaffen. In Zeiten, in denen von den Erneuerbaren Energien mehr Energie zur Verfügung gestellt wird, als zeitgleich benötigt wird, kann die überschüssige Energie durch Power-to-Gas Prozesse in Gase umgewandelt werden. Die Verluste und Kosten für die Umwandlung werden dafür in Kauf genommen, dass eine bessere Speicherfähigkeit und Transportfähigkeit gegeben ist und so eine Nutzung zu gewünschten Zeitpunkten stattfinden kann. Die Umstellung der Wasserstoff-Erzeugung auf strombasierte Technologien ist mit einem Strombedarf von etwa 650 TWh/a verbunden [56, 75].

Nachfolgend wird wie in Kapitel 3.1 für Wasserstoff ebenfalls der Herstellungsprozess von Methan dargestellt. Außerdem werden für die Produkte Wasserstoff und Methan potenzielle Anwendungsbereiche aufgezeigt und anhand von Fallbeispielen umgesetzter Projekte Möglichkeiten zur Nutzung dieser Ressourcen in der SEREH Region verdeutlicht. Die Nutzung von Ammoniak wird in Kapitel 7 (Power-to-Chem) betrachtet, da Ammoniak zwar in den Bereich Power-to-Gas fällt, aber als Grundstoff für die Produktion von chemischen Produkten ebenfalls zum Bereich Power-to-Chem zuzuordnen ist.

5.1 Methanisierung

Methanisierung ist eine chemische Reaktion, die CO und CO₂ durch Hydrierung in Methan umwandelt. Das Verfahren zur Umwandlung von CO₂ in CH₄ über die "Sabatier"-Reaktion wurde 1902 von Paul Sabatier und J.B. Sendersens vorgeschlagen und ist heute von großem Interesse, da es eine Möglichkeit darstellt, Kohlenstoff durch die Umwandlung von großen Mengen CO₂ zu recyceln. Von besonderem Interesse ist auch die Anwendung zur Biogasverwertung durch die Umwandlung von CO₂ in Methan. Heute existieren zwei Verfahren zur Umwandlung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan, die biologische Methanisierung und die thermochemische oder katalytische Methanisierung.



Die Methanisierung ist eine reversible, exotherme Reaktion, welche thermodynamisch begrenzt ist. Daher ist es notwendig Katalysatoren mit geeigneter Aktivität zu entwickeln, um Umsätze nahe dem Gleichgewicht bei moderaten Reaktionstemperaturen (< 350 °C) und hohen räumlichen Reaktionsgeschwindigkeiten zu erreichen. Aufgrund des Gleichgewichts in Durchlaufreaktoren ist es nicht möglich, die Spezifikationen für Ersatzerdgas bei höheren Temperaturen zu erfüllen. Darüber hinaus ist die Stabilität oftmals das Hauptproblem, insbesondere bei Katalysatoren, die bei niedrigeren Temperaturen aktiv sind.

Noch immer ist es eine offene Herausforderung, hochaktive und stabile Katalysatoren für den Betrieb bei Temperaturen unter 350 °C zu entwickeln. Die wichtigsten zu lösenden Probleme sind unter anderem die Senkung der Prozesstemperatur bei gleichzeitiger

Erhöhung der Umwandlungsausbeute, der Aufbau stabiler katalytischer Systeme und Steuerung der in der Reaktion erzeugten Wärme.

5.1.1 Gestehungskosten (LCO) von Methan unter verschiedenen Annahmen

Für eine Methanisierungsanlage sind Strom, CO₂ und Wasser wichtige Rohstoffe. Die Speicherung von Wasserstoff kann für zusätzliche Flexibilität sorgen. Dies führt jedoch wiederum zu höheren Investitions- und Betriebskosten, die sich entsprechend in den Gestehungskosten des Methans widerspiegeln. STORE&GO verfügt über drei Pilotanlagen in Europa und schildert in einem Bericht ausführlich die Kostenkomponenten von synthetischem und biologischem Methan. Die CO₂-Quelle spielt eine wichtige Rolle bei der Bestimmung der Kosten für das Ausgangsmaterial. Im Fall der biologischen Anlage ist die CO₂-Quelle billiger und die Prozesswärme kann für die biologische Methanproduktion genutzt werden. Laut STORE&GO kann der Preis für die CO₂-Abtrennung zwischen 0 und 400 € pro Tonne CO₂ variieren [16], Abb. 6]. In Quelle [17] Table -3 wird angeführt, dass der Preis bei etwa 28 bis 268 € pro Tonne CO₂ liegen kann. Daher variieren LCO von SNG und Biomethan wie in Tabelle 4 angegeben je nach Technologie in der Literatur deutlich.

Tabelle 4: Vergleich biologische und Katalytische Methanisierung [12, 17 bis 20].

Technologie	CO ₂ Quelle	LCO (€/kWh)
Biogas ohne CO ₂ /Abtrennung	-	<10
Biologische Methanisierung		
SNG	Luft, Abgas, Syn-Gas	5~100
Katalytische Methanisierung		

In Quelle [18] werden die LCO von Methan mit 30 Euro-Cent pro Kilogramm ($\approx 5 \text{ €/kg}$, 1 kWh Methan $\approx 0,0612 \text{ kg}$) angegeben. In der STORE&GO-Literatur (Abbildung 7 und 8 in [16]) findet man eine detaillierte Kostenberechnung mit unterschiedlichen Betriebsstunden sowie unterschiedlicher Kraftwerkauslastung. Abhängig von der Anlagenauslastung (variiert von 10 - 100%) variieren die Kosten zwischen 1 und 5 €/m³ (0,72 – 3,6 €/kg, berechnet über die Dichte von Methan mit 0,72 kg/m³). In Bezug auf die Senkung des Preises für die Elektrolyseurtechnologie und die Senkung des Strompreises hat STORE&GO eine Preisspanne von 1 bis 3 €/m³ (0,72 - 2,16 €/kg) vorgegeben, während in Quelle [19] (Tabelle -10) die zukünftigen Methankosten mit 2 €/kg angegeben werden.

Aus den unterschiedlichen Geschäftsmodellen und Kostenberechnungen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Die LCO für synthetische Methanproduktion hängen vom Strompreis und von den Betriebsstunden des Elektrolyseurs ab.
- Je nach CO₂-Quelle können zusätzliche Kosten entstehen.
- Die LCO von Methan hängen zudem von der Prozesswärmenutzung ab. Je mehr die Prozesswärme mitgenutzt wird, desto höher ist die Prozesseffizienz und desto geringer sind die LCO.
- Die Eigennutzung von Sauerstoff, dem Nebenprodukt der Elektrolyse, beeinflusst ebenfalls die LCO des Methans.

Die Wasserstoffspeicherung verursacht zusätzliche Kosten, ermöglicht jedoch eine betriebliche Flexibilität im System. Bei gekoppelter Strom- und Methanproduktion können so Zeiträume niedriger Preise an den Strombörsen genutzt werden, um Wasserstoff/Methan günstiger zu produzieren und zu speichern. Ob sich die Investition in einen Speicher als wirtschaftlich darstellt, ist Einzelfall-abhängig.

5.2 Anwendungsbereich Industrie

Um die Klimaziele von Paris einhalten zu können, ist eine Umstellung der Industrie auf Erneuerbare Energien unumgänglich, da in Deutschland in etwa 20 % der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor entstehen. Bei einer CO₂-neutralen Industrie wird laut einem Szenario der 2018 veröffentlichten Langfriststrategie der EU ein Wasserstoffbedarf von etwa 340 TWh benötigt. Dies verdeutlicht die Bedeutung der Industrie sowie die Bedeutung von grünem Wasserstoff bei der Erreichung der Klimaziele. Aufgrund von spezifischen Marktstrukturen und Produktionstechniken, die z.B. gewisse Wärmedichten erfordern, ist eine Umstellung und die damit verbundene THG-Minderung allerdings nicht für alle Branchen im gleichen und vollständigen Maße wirtschaftlich oder technisch umsetzbar [56]

Mit der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) bzw. -Nutzung (CCU) der Biomasse gibt es zwar große CO₂-Vermeidungsmöglichkeiten, die aber Schwierigkeiten bei der nachhaltigen Verfügbarkeit haben.

In der Stahlindustrie und der chemischen Industrie besitzt Wasserstoff großes Potenzial. Ein bedeutsamer Teil der CO₂-Emissionen in der Industrie kann durch die Umstellung auf wasserstoffbasierte Verfahren in den Prozessen vermieden werden. Die sog. Elektrostahl-Route oder die Hochofen-Route sind die derzeitigen Verfahren zur Produktion von Stahl. Bei der Hochofen-Route wird eine große Menge Treibhausgase freigesetzt, da hierbei der Rohstoff Koks verwendet wird. Eine Nutzung des Nebenproduktes CO₂ wird derzeit erforscht [23]. Erdgas oder Wasserstoff sowie grüner Strom können genutzt werden, um Eisenerz zu reduzieren, in einem Elektrolichtbogenofen zu Stahl weiterzuverarbeiten und die Prozesswärme für die Weiterverarbeitung zu liefern. Durch diese Umstellung lassen sich fast alle CO₂-Emissionen bei der Produktion von Stahl vermeiden.

Mit der Eisenerz-Elektrolyse gibt es außerdem ein weiteres Verfahren zur annähernd CO₂-neutralen Stahlerzeugung. Allerdings befindet sich dieses Verfahren derzeit noch nicht in der Marktreife.

Grüner Wasserstoff kann in der chemischen Industrie in Form von Ammoniak oder als Ersatz für Erdgas als Rohstoff dienen, um die derzeit verwendeten fossilen Rohstoffe langfristig durch Rohstoffe auf Basis von Erneuerbaren Energien zu ersetzen.

Grüner Wasserstoff lässt sich außerdem in vielen anderen Bereichen der Industrie nutzen, wie z.B. als Erdgasersatz in der sehr energieintensiven Glasschmelze, oder für die Erzeugung von Prozessdampf. Theoretisch könnte man Wasserstoff zu synthetischem Erdgas umwandeln, damit anwendungsseitig keine Veränderungen vorgenommen werden müssten. Allerdings würden hierdurch auf der Produktionsseite Mehraufwand und -kosten entstehen, da ein weiterer Prozess benötigt werden würde und somit weitere Effizienzverluste entstehen würden [56].

5.3 Anwendungsbereich Verkehr und Mobilität

Der Einfluss von Wasserstoff in der Mobilität wird sehr verschieden bewertet. Gründe hierfür sind zum einen die Unsicherheit bezüglich der Kostenentwicklung des Wasserstoffs als Kraftstoff und der Brennstoffzellen-Fahrzeuge und zum anderen der im Vergleich zur konkurrierenden Technologie der Elektro-Fahrzeuge geringere Wirkungsgrad. Allerdings wird sich aller Voraussicht nach die batterieelektrische PKW-Mobilität eher für den Kurzstrecken- und Pendlerverkehr durchsetzen, während die Brennstoffzellen-Mobilität sowie die Mobilität mittels synthetischer Kraftstoffe eher für Schwerlastfahrzeuge wie LKW und für größere Reichweiten eingesetzt werden. Wasserstoff kann außerdem eine Rolle bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen spielen [56].

LKW und Sattelzugmaschinen sind trotz ihrer verhältnismäßig geringen Anzahl für circa die Hälfte der Emissionen des Straßengüterverkehrs verantwortlich [73]. In diesem Marktsegment lässt sich daher durch Umstellung weniger Fahrzeuge bereits eine große Wirkung bei der Einsparung von Emissionen erwirken [67]. Synthetische Kraftstoffe besitzen aufgrund ihrer hohen Herstellungskosten einen großen Wettbewerbsnachteil im Vergleich zur Brennstoffzellen- und Batterie-Mobilität.

Ein weiterer Bereich der Mobilität ist der Flug- und Seeschiffsverkehr. Da Kraftstoffe für diesen Bereich eine sehr hohe Energiedichte benötigen, kommen nur synthetische Kraftstoffe auf Basis von erneuerbaren Energien in Frage [56].

5.4 Anwendungsbereich Strom- und Wärmeerzeugung

Aus grünem Strom erzeugter Wasserstoff kann bei Bedarf rückverstromt werden oder als Substitut für Erdgas zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Volatiler Strom aus erneuerbaren Energien kann so in Form von Wasserstoff längerfristig gespeichert und bei Bedarf eingesetzt werden, um die Produktion und die Nutzung von erneuerbarer Energie zeitlich anzugleichen.

5.4.1 Technologie Brennstoffzelle

Wasserstoff-Brennstoffzellen sind elektrochemische Zellen, welche die aus der Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff freiwerdende chemische Energie in elektrische Energie umwandeln [10, 26]. Anders als bei Heizkesseln oder Verbrennungsmotoren erfolgt die Energieumwandlung nicht nur durch Temperatur-, Druck- und Volumenerhöhung in einer Brennkammer, sondern durch eine Abfolge von Redox-Reaktionen. Dadurch kann die im Wasserstoff »gespeicherte« chemische Reaktionsenergie deutlich effektiver umgesetzt werden. Ein Beispiel für eine Wasserstoff-Brennstoffzelle ist in Abbildung 13 dargestellt.

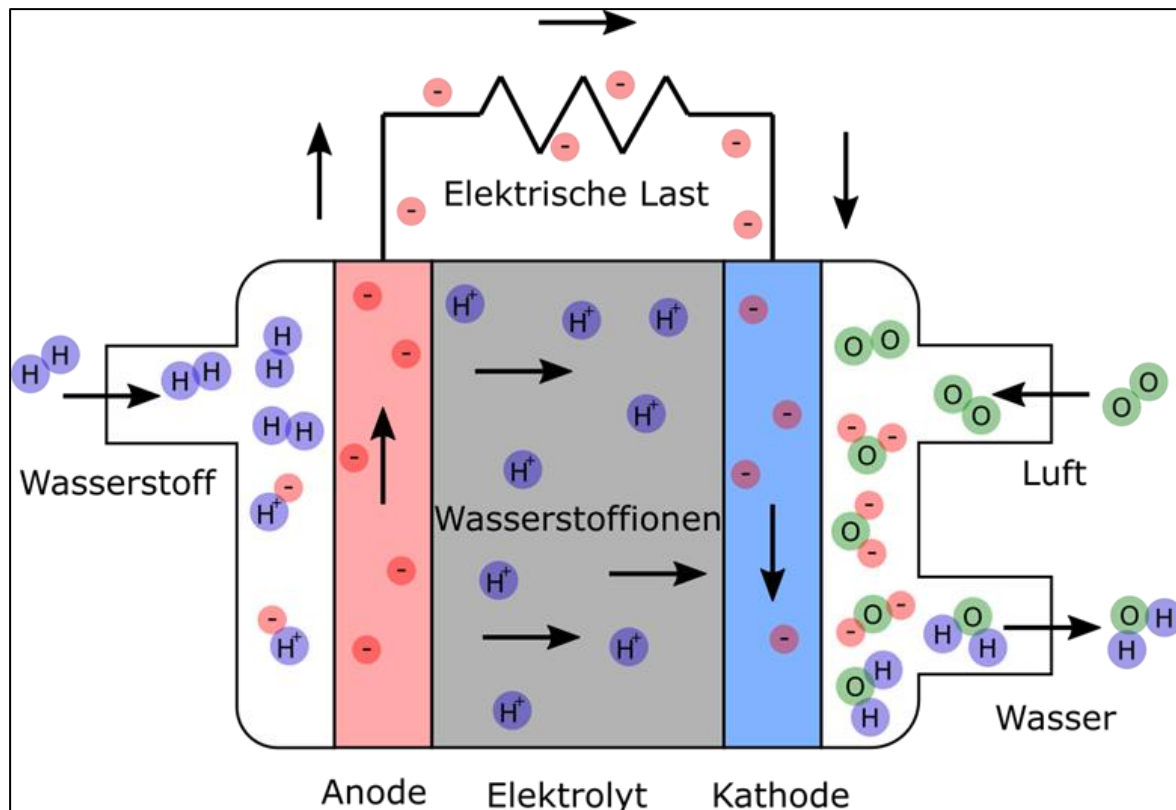
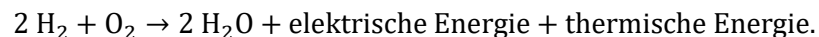


Abbildung 13: Schema einer Brennstoffzelle am Beispiel PEMFC/PAFC

Grundsätzlich kann man die in einer Brennstoffzelle ablaufenden Redox-Reaktionen als umgekehrte Wasser-Elektrolyse auffassen. Wie in Abbildung 13 skizziert, ionisieren Wasserstoff- und Sauerstoff-Moleküle an ihren jeweiligen Elektroden (Anode und Kathode), um die energetisch vorteilhafteren Wasser-Moleküle bilden zu können. Dabei wird zwischen Kathode und Anode elektrische Spannung und somit wiederum Strom induziert.



Um diesen Reaktionspfad zu realisieren, werden beim Aufbau von Brennstoffzellen zwei wesentliche Dinge realisiert. Zum einen werden Elektrodenmaterialien mit geeignetem elektrochemischem Oberflächenpotential eingesetzt, sodass die Ionisierung der Wasserstoff-Moleküle an Anode und Sauerstoff-Moleküle an Kathode befördert wird. Zum anderen wird zwischen Anode und Kathode ein Elektrolyt gesetzt, der als semi-transparente Membran dient und entweder Wasserstoff- oder Sauerstoff-Ionen zur gegenüberliegenden Elektrode durchlässt, nicht aber die nicht ionisierten Moleküle. Hierdurch wird die »Reaktion« von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser mit einem Ladungsaustausch über die Elektroden gekoppelt und elektrische Energie gewonnen.

Die maximale (theoretische) Spannung einer Brennstoffzelle beträgt 1,23 V, verringert sich jedoch unter realen Bedingungen und mit zunehmender Stromstärke. Um höhere Spannungen zu erreichen, werden mehrere Brennstoffzellen in Reihe zu sogenannten »Stacks« geschaltet.

Brennstoffzellen werden für gewöhnlich entsprechend des verwendeten Elektrolyten klassifiziert. Es gibt dabei fünf geläufige Typen [10]:

- die alkalische Brennstoffzelle (Alkaline Fuel Cell, AFC)
- die Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (Protonen-Austauschmembran-Brennstoffzelle; Polymer Electrolyte Fuel Cell, PEFC; Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC),
- die Feststoffoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC),
- die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC), sowie
- die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC).

Wirkungsgrade, Betriebstemperaturen, Vor- und Nachteile sowie Anwendungsbereiche der fünf Brennstoffzellen-Typen sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Brennstoffzellen-Typen im Überblick [12]

Zellentyp	AFC	PEMFC	SOFC	PAFC MCFC	PAFC
Elektrischer Wirkungsgrad	40 – 60%	40 – 60%	50 – 70%	40%	40%
Betriebstemperatur	~ 70 °C	80 – 100 °C (Niedertemp.- PEMFC) 20 °C (Hochtemp.- PEMFC)	800 – 1000 °C	~ 650 °C	~ 180 °C
Vorteile	Kurze Reaktionszeit im dynamischen Betrieb	Kurze Anlaufzeit	Hohe Effizienz	Hohe Ladungsdichten möglich	Relativ günstig
Nachteile	Teuer	Teure Katalysator-Beschichtungen der Elektroden	Lange Anlaufzeiten; Probleme mit Metallkorrosion	Sehr lange Anlaufzeiten; Stationäre Anwendungen	Nur geringe Ladungsdichten möglich
Anwendungsbereiche	Raumfahrt	Mobile und stationäre Anwendungen, insbes. Bei Wasserstoff-PKW	Mobile Schwerlast- und stationäre Anwendungen	Stationäre Anwendungen	-

AFC werden aufgrund ihrer hohen Leistungsdichte und Zuverlässigkeit schon seit Jahrzehnten in der Raumfahrt eingesetzt und versorgten dort schon die Apollo-Raumfahrtmissionen mit elektrischer Energie. Davon abgesehen sind PEMFC und SOFC in der Praxis am weitesten verbreitet. Erstere haben aufgrund ihrer relativ niedrigen Betriebstemperaturen den Vorteil kurzer Anlaufzeiten und eignen sich deshalb auch für einen dynamischen Einsatz, während letztere aufgrund ihrer hohen benötigten Betriebstemperaturen lange Anlaufzeiten aufweisen, dafür aber besonders effizient arbeiten.

Abhängig vom Design variieren die elektrischen Wirkungsgrade von Brennstoffzellen zwischen 40 % und 70 %. Brennstoffzellen setzen jedoch eine exotherme Reaktion mit thermischer Energie als Nebenprodukt um, welche sowohl direkt zum Heizen, als auch indirekt – via Absorptionskältemaschine – zum Kühlen verwendet werden kann. Eine solche Ko-Generation von Strom und Wärme bzw. Strom und Kälte bzw. Trigeneration von Strom, Wärme und Kälte kann den Gesamtwirkungsgrad eines Brennstoffzellensystems auf über 90 % erhöhen [10].

Es gibt zahlreiche Pilotversuche zur Kommerzialisierung von Mikro-BHKWS auf Basis von Brennstoffzellen, die Wohnbauten mit Strom und Wärme versorgen. Hierzu dienen beispielsweise das japanische EN-Farm Programm [27, 28], sowie das europäische Projekt ene.field [29] und dessen Nachfolgeprojekt PACE [30].

5.4.2 Energieversorgung von Gebäuden

In Deutschland werden in etwa 7,65 Millionen Wohngebäude mit Gas versorgt. Zusätzlich gibt es ca. 1,1 Millionen Wohngebäude im Geschosswohnungsbau, die mit Fernwärme versorgt werden. Die Energiebereitstellung für diese Gebäude kann in Zukunft potenziell durch den Austausch von Erdgas durch Wasserstoff erfolgen. Derzeit wird untersucht, ob Wasserstoff bei der Substitution von Erdgas durch Wasserstoff direkt verbrannt werden kann.

Eine Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor kann über die bestehende Gasinfrastruktur, durch Erdgasbeimischung oder durch reinen Wasserstoff erfolgen. Bei der zweiten Variante entsteht durch die Umwidmung der bestehenden Infrastruktur zusätzlicher Aufwand. Außerdem besteht die Möglichkeit durch dezentrale Wasserstoffsysteme den Wasserstoff vor Ort zu produzieren und zu speichern. Diese Systeme sind allerdings im Verhältnis zu den zuvor genannten Optionen teurer und ineffizienter [56].

5.4.3 Stromerzeugung allgemein

Es wird von einer Wasserstoff-Rückverstromungs-Kapazität von wenigen TWh bis zu 70 TWh bis 2050 innerhalb der europäischen Union ausgegangen. In Deutschland wird dieses Thema allerdings keine große Rolle spielen, da es sehr zentral gelegen ist und der Stromaustausch mit Nachbarländern gut möglich ist. In den meisten Szenarien wird Wasserstoff zur Rückverstromung nur zur Spitzenlastdeckung, also wenn es große Diskrepanzen zwischen der angebotenen und der nachgefragten Menge an Strom gibt, verwendet. Dies wird sich auf wenige Stunden beschränken.

Die Herausforderung besteht folglich darin, eine Technologie zu finden, die trotz der geringen Auslastung ökonomisch betrieben werden kann. Dies könnte mit wasserstofffähigen Gasturbinen oder ggf. mit günstigen Brennstoffzellen gelingen [56].

5.5 Fallbeispiele Power-to-Gas

Im Folgenden werden Fallbeispiele im Bereich „Power-to-Gas“ vorgestellt, um Nutzungsmöglichkeiten, Potenziale und Geschäftsmodelle für Unternehmen innerhalb der SEREH Region zu demonstrieren.

5.5.1 Fallbeispiel 1: Projekt Audi E-Gas (Methanisierung)

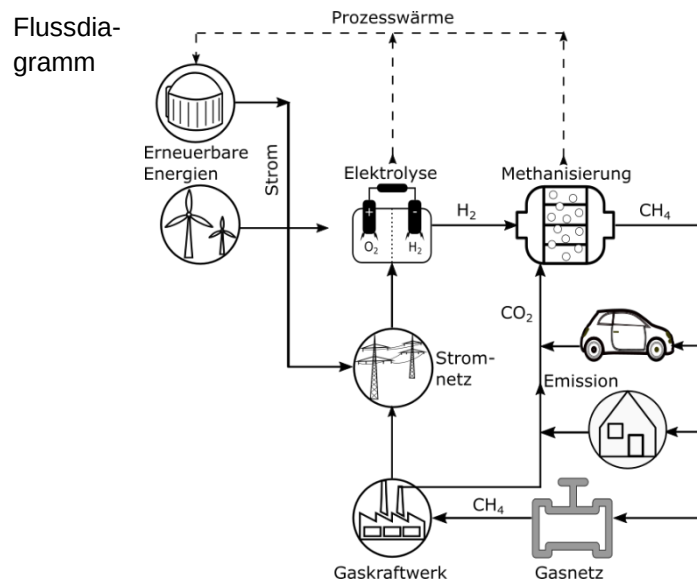
Tabelle 6: Steckbrief Audi E-Gas-Anlage Werlte, Deutschland

Audi E-Gas-Anlage Werlte, Deutschland, 2013

Beschreibung Die PtG-Anlage in Werlte wurde 2013 von Audi und Sun Fuel in Betrieb genommen. In ihr wird in einem zweistufigen Prozess aus regenerativem Strom Wasserstoff und daraus wiederum synthetisches "E-Methan" hergestellt.

Dabei nutzt die Anlage die Synergie zu einer benachbarten Biogasanlage des Energieversorgers EWE. Zum einen versorgt diese die PtG-Anlage mit dem für die Methanisierung benötigten CO₂. Zum anderen wird die Abwärme der Audi PtG-Anlage wiederum als Prozesswärme zur Biogasanlage weitergeleitet. Die Gesamtenergieeffizienz kann so deutlich erhöht werden.

Vermarktet wird das Methan als Kraftstoff über die (Erd-) Gas-Tankstelle. Zudem kann das Methan in das Gasnetz eingespeist werden. Über Gaskraftwerke kann es somit auch wieder zur Spitzenlastdeckung genutzt werden. Außerdem befindet sich auf dem Gelände noch eine Anlage zur Befüllung von LKW-Trailern mit Wasserstoff für dessen Direktvermarktung.



Zahlen & Fakten

- 3 x 2 MW AWE Elektrolyseur
- Wirkungsgrad 54% ohne Wärmenutzung.
- insges. Ca. 6 MW Spitzenenergiebedarf
- Betriebsstunden: 4000 h/ a.
- Produktion von ca. 1.000 Tonnen Methan pro Jahr

Erkenntnisse

- Großskalige Einspeisung in das Gasnetz ist möglich
- Gasnetz und -speicher bieten gute Plattform für saisonale Energiespeicherung

Kommentar

Sektorkopplung demonstriert: Wirkungsgrad durch Abwärmenutzung erhöht

Quellen [13]

5.5.2 Fallbeispiel 2: Projekt Falkenhagen (Methanisierung)

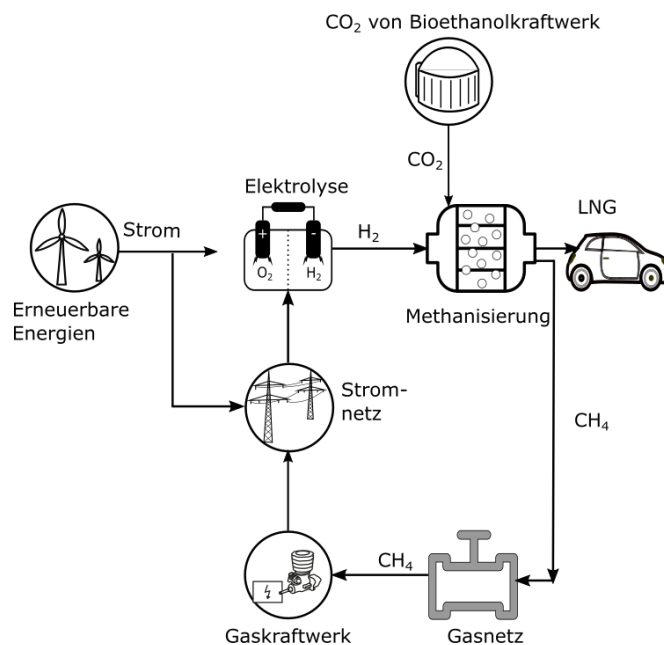
Tabelle 7: Steckbrief Projekt Falkenhagen, Deutschland

Projekt Falkenhagen, Deutschland, 2013-2019

Beschreibung Die Region Falkenhagen zeichnet sich durch eine hohe Windstromproduktion bei gleichzeitig niedrigem Gesamtstromverbrauch aus.

Die in Zusammenarbeit mit thyssenkrupp Industrial Solutions, dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) und dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) errichtete Anlage wandelt die Windenergie eines benachbarten Windparks mittels vorgeschalteter Elektrolyse in synthetisches Methan um. Zum Einsatz kommt dabei ein neuartiger, von thyssenkrupp und dem KIT konzipierter Reaktor. Somit können aus 210 m³/h grünem Wasserstoff mit 52,5 m³/h Kohlendioxid aus einer Bioethanolanlage in Zeitz (Bereitstellung in flüssiger Form) insgesamt 1400 m³ Methan für Erdgas-Kfz und Erdgasnetz pro Tag hergestellt werden.

Flussdiagramm



Zahlen & Fakten	- Alkalischer Container-Elektrolyseur mit 2 MW - Bis zu 360 Nm³/h - Methanisierungsanlage mit 1 MW für Dauerbetrieb 1.400 m³/d synthetisches Methan - Einspeisung ins Gasnetz mit 2 Vol.-% Wasserstoff - Betriebsstunden: 4000 h/a
Erkenntnisse	- Großskalige Einspeisung in das Gasnetz ist möglich - Gasnetz und –Speicher bieten gute Plattform für saisonale Energiespeicherung
Kommentar	Auch hier wird Sektorenkopplung (Abwärmenutzung) zur Erhöhung der Effizienz betrieben.

Quellen [14]

5.5.3 Fallbeispiel 3: Projekt BioCat (Methanisierung)

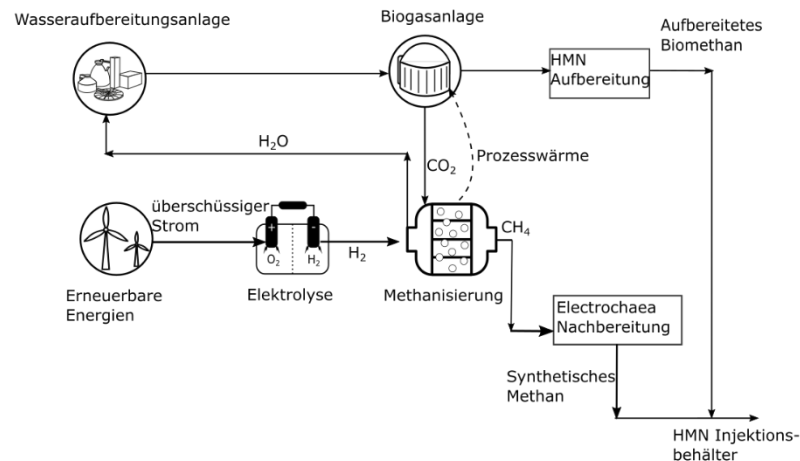
Tabelle 8: Steckbrief Projekt P2G-BioCat, Dänemark

Projekt P2G-Biocat, Dänemark, seit 2016

Beschreibung Die Dänische P2G-BioCat-Anlage dient als Demonstrationsprojekt zur Speicherung Erneuerbarer Energien sowie Biogasaufbereitung und Prozessoptimierung der Bio-Methan-Herstellung.

Ihr Geschäftsmodell liegt in der Integration einer Abwasseraufbereitungs-, Biogas- und Methanisierungsanlage zur einerseits biologischen und andererseits synthetischen Methanherstellung.

Flussdiagramm



Zahlen & Fakten

- PEM Elektrolyseur mit 1 MW
 - Bis zu 200 Nm³/h Wasserstoff Herstellung und 50 Nm³/h CO₂ Nutzung
- Methanisierungsanlage mit 50 Nm³/h Methanherstellung
- Insgesamt entstehen ca. 320 kW/ 50 Nm³-Biomethan Abwärme bei der Methanisierung und Elektrolytkühlung
 - Wird im Methanisierungsprozess genutzt

Erkenntnisse

- Nutzung eines gekoppelten Energiesystems zur Bio-Methan- und E-Methan-Herstellung
- Flexibilisierte Nutzung von Windstrom durch Elektrolyseur und optimierte Geschäftsmodelle für die biologische Methanisierung
- Deckung des Wasserbedarfs durch den gekoppelten Betrieb der örtlichen Abwasseraufbereitungsanlage
- Verwendung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs in der biologischen Methanisierung

Kommentar

- Ein gutes Geschäftsmodell für Kläranlagen, Bioabfall und grünen Wasserstoff, um Methan zu erzeugen und das Biogas aufzubereiten

Quellen [15]

5.5.4 Fallbeispiel 4: Wasserstoff in Gewächshäusern

Molekularer Wasserstoff kann sich positiv auf das Wachstum von Pflanzen und deren Stressresistenz auswirken [31]. Abgesehen von einer indirekten Nutzung, wie bei der Herstellung von Ammoniak als Dünger, finden sich jedoch nur wenige Beispiele für den Einsatz von Wasserstoff im Agrarsektor. Diese betreffen zudem hauptsächlich den Einsatz von mit Wasserstoff versetztem Wasser oder mit Wasserstoff belüfteten Böden im Reisanbau [32, 33] und sind für Gewächshäuser in der Region Emmen-Haren daher nicht von Interesse.

In seiner Rolle als Energievektor für Gewächshäuser wurde Wasserstoff bereits theoretisch und experimentell untersucht [34 bis 41]. Die Forschung hat sich hierbei bislang hauptsächlich auf die Energieversorgung autarker Gewächshäuser konzentriert. Ein Beispiel hierfür ist in Tabelle 9 dargestellt. Die Pilotanlage von 2014 nutzte die Wasserstofftechnologie im Wesentlichen als Zwischenspeicher für elektrische Energie der installierten PV-Anlage. Tagsüber, bei ausreichend solarer Einstrahlung, wandelte ein Elektrolyseur den überschüssigen PV-Strom in Wasserstoff um. Nachts wurde dieser Wasserstoff mittels Brennstoffzelle wieder verstromt. Mit der so bereit gestellten elektrischen Energie wurde eine geothermische Wärmepumpe betrieben, um den Heizbedarf des Gewächshauses zu decken.

Für das Gesamtsystem von Solarenergie über Wasserstoff bis Wärme schätzten die Forscher einen Wirkungsgrad von 11 %. In Anbetracht einer Effizienz von etwa 40 % für eine thermische Solaranlage mutet dieser Wert eher niedrig an, beinhaltet dafür aber mit den Hochdruck-Wasserstofftanks einen verlustarmen Energiespeicher. Hinzu kommt jedoch, dass die 11 % nur unter idealen Bedingungen erreicht werden könnten. Es wurde ermittelt, dass sich der reale Wirkungsgrad an bewölkten Tagen deutlich verringert, da der Elektrolyseur zu solchen Zeiten nicht kontinuierlich mit Energie versorgt werden kann und somit häufiger wieder energieverlustbehaftet hochgefahren werden muss.

Erhöhen ließe sich der Wirkungsgrad des Gesamtsystems indem - wie bereits in Abschnitt 6.1 angerissen – die während der Rückverstromung freigesetzte Prozesswärme zum Heizen mitgenutzt würde. Etwa 90% des gesamten Energiebedarfs eines Gewächshauses entspringen jedoch der Klimatisierung des Gebäudes, also dem Heizen bzw. Kühlen. Durch diesen hohen Prozentsatz kann daher bei einem autark betriebenen Gewächshaus nur ein kleiner Anteil des Gesamtwärmebedarfs primär durch die Abwärme einer Brennstoffzelle gedeckt werden, da diese zum überwiegenden Teil elektrische Energie erzeugt [41].

Allgemein kann der Einsatz von Wasserstoff-Technologien zum dezentralen Heizen aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Perspektive kritisch gesehen werden [42, 43]. Zum einen können Wärmepumpen aufgrund ihres Funktionsprinzips ein Vielfaches der eingesetzten elektrischen Energie in Form von Wärme abgeben, während es bei reinen Wasserstoff-Heizsystemen stets nur ein Bruchteil ist. Zum anderen stellt sich die Versorgung mit Wasserstoff als schwierig dar, da das bestehende Erdgasnetz nur begrenzt Wasserstoff-kompatibel ist. Hinzu kommt, dass durch Wasserstoff-basierte Wärmeversorgung große Mengen an Wasserstoff verbraucht werden würden, welche in anderen Bereichen, wie der chemischen Industrie, dem Verkehrssektor oder der Stahlproduktion, sinnvoller eingesetzt werden könnten.

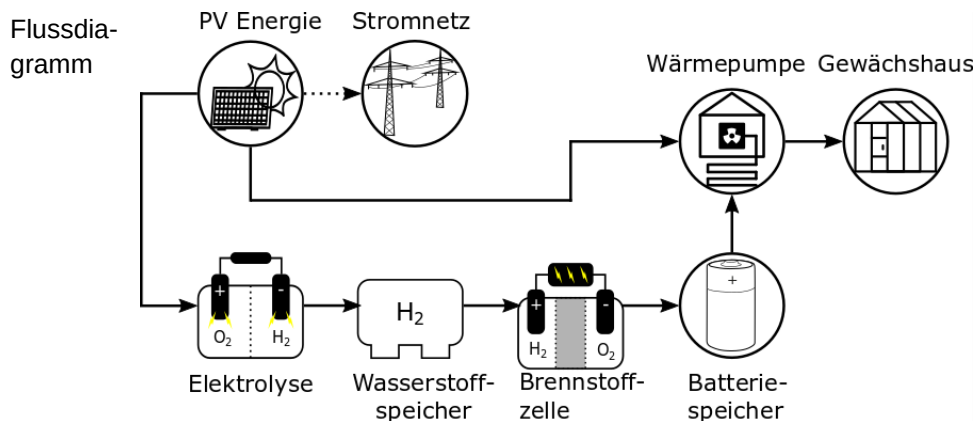
Eine dezentrale Energieversorgung von Gewächshäusern mittels Wasserstoffs stellt sich als wirtschaftlich nicht sehr effektiv dar. Entsprechend drehen sich die diskutierten

Dekarbonisierungsstrategien für Gewächshäuser hauptsächlich um zumeist günstigere „Wasserstoff-freie“ Technologien, wie PV-Anlagen und Biomasse-BHKWs als Stromquellen, geothermische Anlagen, thermische Solarkollektoren und Biomasse-BHKWs als Wärme- und Kältequellen, sowie thermische (beispielsweise Wasser-) Speicher und Materialien mit Phasenübergängen zur Speicherung von Wärme und Kälte. [35]

Tabelle 9: Steckbrief autarkes Gewächshaus mit Wasserstoff-Energiespeicher

Autarkes Gewächshaus mit Wasserstoff-Energiespeicher, Valenzano, Italien, 2013-2014

Beschreibung In dem Test-Gewächshaus wurde autarke Wärmeversorgung unter Zuhilfenahme von Wasserstofftechnologie erprobt. Dabei diente der Wasserstoff als Energiespeicher, um eine geothermische Wärmepumpe nachts via Brennstoffzelle mit Strom versorgen zu können. Tagsüber wurden Heizung und Elektrolyseur von einer PV-Anlage mit Energie gespeist.



Zahlen & Fakten	24 PV-Zellen mit insges. 5,76 kW bei südlicher Ausrichtung und 30° Elevation - Alkalischer Elektrolyseur mit 2,5 kW und 0,5 Nm³/h bei 30 bar und 80 °C - Wasserstoff-Tanks mit 1,2 m³ Volumen - PEM/Brennstoffzelle mit 2 kW, bei 1,8 Nm³/h Wasserstoffverbrauch, 46 °C - Batterie-Pufferspeicher mit 13,2 kWh - Geothermische Wärmepumpe mit 1,5 kW Leistungsaufnahme und 7 kW thermischer Leistung - Idealer Gesamtwirkungsgrad von Solarenergie über Wasserstoff bis Wärme: 11%
Erkennt-nisse	An bewölkten Tagen mit vielen Unterbrechungen im Elektrolyseurbetrieb reduziert sich der Wirkungsgrad deutlich, da der Elektrolyseur erst wieder hochfahren muss
Kommen-tar	- Besonderheit von Gewächshäusern: 90% des Energiebedarfs sind thermisch - Solarthermie mit 40% Wirkungsgrad deutlich effektiver - Wasserstoff als untertägiger Energiespeicher wirtschaftlich fraglich, es gibt deutlich günstigere untertägige Wärmespeicher

Quellen [36]

5.5.5 Fallbeispiel 5: Wasserstoff in der Schifffahrt

Die Schifffahrt repräsentiert die größte Branche in Haren [44]. Mit 4 Häfen, 542 Betrieben, 26 Reedereien, 50 Binnen- und 300 Seeschiffen gehört die »Schiffer-Stadt« zusammen mit Hamburg und Leer zu den drei wichtigsten Schifffahrtsstandorten in Deutschland [44 bis 46].

Insgesamt hängt die Schifffahrtsbranche stark von fossilen Brennstoffen ab und stößt damit etwa 3 % der globalen CO₂-Emission aus. Um das Pariser Klimaschutzabkommen zu erfüllen, muss sie - wie der gesamte Transportsektor - dekarbonisiert werden. Dabei stehen neben Batterietechnologien und Windkraft verschiedene CO₂-reduzierende und -neutrale Kraftstoff-Alternativen für den Antrieb von Schiffen zur Verfügung. Die meistdiskutierten sind Biodiesel, Erdgas, E-Methan, Ammoniak, Methanol, Dimethylether und Wasserstoff [47].

Für die potenzielle Marktdurchdringung der Alternativ-Kraftstoffe wichtige Kriterien sind deren Energiekosten, Energiedichte, Verfügbarkeit, Wartungsaufwand, sowie Lebensdauer und Umrüstbarkeit der Technik. In Hinblick auf Energiekosten führt dabei aktuell flüssiges Erdgas, welches jedoch selbst mit CO₂-Abscheidung aufgrund von Restabgasen nicht vollständig CO₂-neutral wäre und aufgrund des unter Normalbedingungen gasförmigen Aggregatzustands erforderlichen erhöhten technischen Aufwands bei Speicherung und Nutzung. Biodiesel hingegen bietet den Vorteil, dass sich die bestehende Schiffsflotte besonders leicht umrüsten lässt, ist dafür aber aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion aus ethischen und räumlichen Gründen nur begrenzt hochskalierbar. Dahingegen lassen sich Methanol, Methan, Ammoniak, Dimethylether und Wasserstoff, wie in den vorherigen Abschnitten für 4 der 5 Energieträger detaillierter beschrieben, auch synthetisch aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen. Insofern hat sich bislang für den Schiffsantrieb der Zukunft noch kein eindeutiger Spitzenkandidat herauskristallisiert und die Entwicklung und Erprobung neuer Antriebstechnologien erfolgt sehr technologieoffen [47].

Als ein Beispiel für einen reinen Wasserstoff-Antrieb sei hier die FCS Alsterwasser mit Steckbrief in Tabelle 10 aufgeführt [48]. Sie ist das weltweit erste Binnen-Passagierschiff mit einem solchen Antrieb [49] und beförderte in den Jahren von 2008 bis 2013 mehrere 10.000 Fahrgäste in Hamburg. Ihr Betreiber, die Alster Touristik GmbH, hatte nach eigenen Angaben Interesse das Schiff weiter in Betrieb zu halten. Jedoch wurde die von der Linde AG betriebene Wasserstoff-Tankstelle stillgelegt, da sie für ein einzelnes dort tankendes Schiff zu unwirtschaftlich war [50].

Im Rahmen einer Studie des Interreg-Deutschland-Neederlands-Projekts »MariGreen« zum Einsatz von Wasserstoff in der Binnenschifffahrt [51] wurde im gleichen Sinne konstatiert, dass Wasserstoff-betriebene Schifffahrt zwar technisch möglich, aber derzeit ohne staatliche Förderung unwirtschaftlich sei. Eine besondere Herausforderung in dieser Branche sei dabei, dass Schiffe für eine Lebensdauer von 30 – 40 Jahren, und Schiffsmotoren für einen Betrieb von 20 Jahren ausgelegt sind. Entsprechend lang stellen sich hier die Übergangsphasen von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern und die Hemmungen auf dem Weg dahin dar. Bezüglich regulatorischer Rahmenbedingungen und bestehender Förderprogramme zum Einsatz von Wasserstoff in der Binnenschifffahrt sei weiterführend auf Quelle [51] verwiesen.

Tabelle 10: Steckbrief FCS Alsterwasser

FCS Alsterwasser, Hamburg, Deutschland, 2008-2013

Beschreibung	Die FCS Alsterwasser ist das erste von einer Brennstoffzelle angetriebene Binnenfahrgastschiff der Welt. Das im Rahmen des EU-Projekts »ZEmShip« gebaute Schiff kann etwa 100 Fahrgäste befördern, und besticht dabei durch besondere Laufruhe.
Flussdiagramm	-
Zahlen & Fakten	▪ 25,6 m Länge; 5,2 m Breite ▪ Antrieb: 100 kW Elektromotor ▪ 2x PEM-Brennstoffzellen mit je 48 kW ▪ Wasserstoffspeicher mit 12x 178 l (50 kg) bei 350 bar ▪ für ca. 3 Tage Betrieb ▪ Projektkosten: 5,2 Mio. €, gefördert durch EU-Projekt »ZEmShips«
Erkenntnisse	▪ Technisch ist der Betrieb eines Wasserstoff-Fahrgastschiffes möglich ▪ Jedoch Stilllegung, da die Wasserstoff-Tankstelle für ein einziges Schiff nicht wirtschaftlich betrieben werden konnte
Kommentar	▪ Lebensdauer der PEM-Brennstoffzellen betrug lediglich ca. 10.000 Stunden (d.h. 5 Jahre) ▪ Effizienzverlust durch Umwandlung von flüssigen in gasförmigen Wasserstoff (war allerdings transportbedingt)
Quellen	[48 bis 50]

6 Power-to-Liquid

Unter dem Begriff Power-to-Liquid versteht man die Umwandlung von elektrischem Strom in flüssige Energieträger. Häufig handelt es sich bei diesen flüssigen Energieträgern um Flüssigkraftstoffe. In verschiedenen aufeinanderfolgenden Prozessen, welche derzeit noch nicht großtechnisch eingesetzt werden, kann Flüssigkraftstoff aus erneuerbarem Strom für die Sektoren, die aufgrund ihrer Anforderungen nicht auf Flüssigkraftstoff verzichten können, die Versorgung gewährleisten [77].

6.1 Methanolsynthese

Methanol ist eines der wichtigsten Zwischenprodukte, das als Ausgangsstoff für andere chemische Produkte oder auch als Biokraftstoff verwendet werden kann. In Abbildung 14 ist die Methanolsynthese aus erneuerbaren Energien und die damit verbundene Wärme- und Verkehrs-Industrie dargestellt.

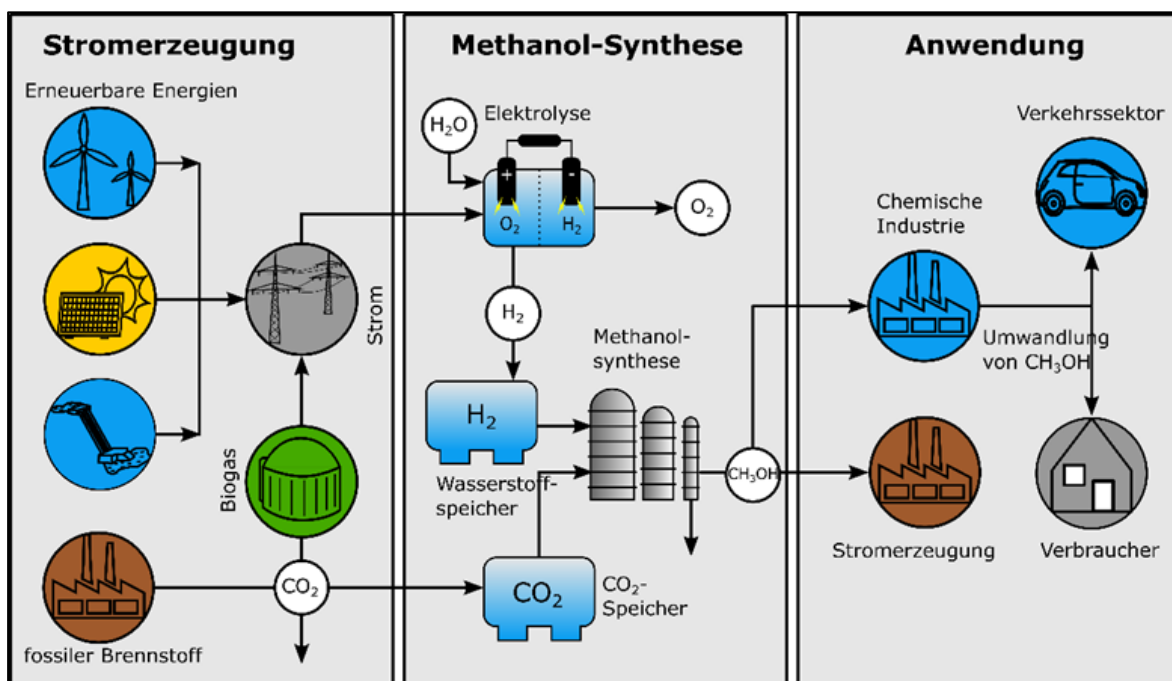
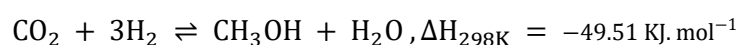


Abbildung 14: Methanolerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anwendungsbereich. Die Methanolproduktionskette hat eine Gesamtenergieeffizienz von ca. 50 - 58% [25]

Die Methanolsynthese durch Hydrierung von CO₂ oder CO über Cu/ ZnO-basierte Katalysatoren ist ein wichtiger industrieller Prozess. Die Methanolsynthese kann sowohl durch die Synthese von Biogas als auch die Hydrierung von CO₂ realisiert werden. Bei der Synthese aus Biogas wird das Methan in Wasserstoff und CO intermediär umgewandelt, welche dann in Gegenwart eines Katalysators in Methanol überführt wird.



Die Methanolherstellung aus Synthesegas und durch CO₂-Hydrierung ist reversibel und exotherm. Somit setzt die hohe Temperatur einerseits eine obere Grenze für die erreichbare Methanol-Ausbeute. Der Betrieb des Reaktors würde andererseits bei niedriger Temperatur aufgrund der geringen Reaktionsgeschwindigkeit proportional größere und damit teurere

Katalysatoren erfordern. Dies führt zu einem optimalen Temperaturprofil entlang des Reaktors, welches eine relativ hohe Methanol-Ausbeute bei gleichzeitig noch angemessenem Einsatz von Katalysatoren gewährleistet. Ein Temperaturprofil nahe dem Optimum wird durch das Kühlen des Reaktionsgemisches erreicht. Die wichtigsten Technologien, die in der Industrie verwendet werden, unterscheiden sich darin, wie die Kühlung realisiert wird.

Die kommerzielle Herstellung von Methanol begrenzt sich auf das Fischer-Tropsch- (FT) Verfahren [19, 26], welches Methan als Rohstoff verwendet. Meistens wird das Methan aus der Kohlevergasung oder der direkten Nutzung von Erdgas erzeugt. Die synthetisierte Flüssigkeit (PtL) hat ca. 9 kWh/ l Nutzenergie [25], da das verflüssigte Produkt Methanol und andere Kohlenwasserstoffe (C_xH_y) enthält. Im Vergleich dazu entsteht bei der Methanolsynthese aus CO₂ und H₂ nur Methanol, das etwa 4,36 kWh/ l enthält (vgl. Tabelle 1 in [25]). Die Methanolsynthese aus CO₂ und H₂ aus der Elektrolyse ist jedoch noch in der Entwicklung. Fraunhofer ISE hat in diesem Sinne bereits wesentliche Fortschritte zu verzeichnen [27].

6.2 Gestehungskosten (LCO) von Methanol unter verschiedenen Annahmen

Bei Power-to-Methanol (PtMeOH) hängen die LCO stark von verschiedenen Einflussgrößen wie Strom-, Wasser- und CO₂-Preis ab.

Die Kosten für den Wasserstoff spiegeln sich stark im PtMeOH-Preis für MeOH wider.

Unter der Annahme eines Wasserstoff-Preises von 3 €/ kg und eines CO₂-Preises von 70 €/ t ergeben sich Rohstoff-Kosten von 660 € pro Tonne produzierten Methanols.

Hinzu kommen noch die Investitions- und Betriebskosten der PtMeOH-Anlage. Im Teillastbetrieb steigen je nach Betriebsführung die relativen Investitionskosten je produzierter Tonne Wasserstoff bzw. MeOH deutlich an. Aufgrund der hohen Katalysatorkosten und der kurzen Lebensdauer des Katalysators (üblicherweise 6 bis 8 Jahre) fallen ebenfalls erhebliche (Betriebs-)Kosten an. Während des Betriebs besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit einer CO- und CO₂-bedingten Katalysator-Degradation. Die CO₂-Abscheidung durch die CCU und Methanol-Reinigung verursachen zusätzliche Betriebskosten.

Der Marktpreis für Methanol schwankte in den letzten Jahren stark zwischen 150 €/ t und 525 €/ t, und lag Anfang 2020 bei etwa 260 €/ t (Abb. 11 in [19]).

Tabelle 11: Übersicht über verschiedene PtMeOH-Szenarien mit ihren Bestehungskosten [17]

Elektrolyse-Technologie	Installierte Kapazität (t/Tag)	%Volllast	Rohstoff	Strompreis (€/MWh)	CO ₂ -Preis (€/t)	LCO MeOH (€/t)
PEM/AWE	900	91	BM	40	15	252-316
PEM/AWE	900	91	CO ₂	40	15	555
SOEC	1053	91	BM	61-82	-	325-375
PEM	50	92	CO ₂	20- 50	3-10	404-890
PEM/AWE	-	95	CO ₂ (Abgas)	26	-	525
PEM/AWE	170	95		26	-	715
PEM/AWE	1486	46	CO ₂	10-50	-	700-1100

Allerdings erscheinen diese Gestehungskosten für MeOH aus PtMeOH sehr niedrig kalkuliert. In [30] wird ein Wind-PV-Szenario simuliert, um die Gestehungskosten von MeOH zu berechnen. Im Falle einer lokalen Windsituation und CO₂ aus Biogas liegen demnach die Gestehungskosten im Bereich von 1.000 bis 1.100 €/ t MeOH. Diese Studie berücksichtigt zur Flexibilitätssteigerung auch eine teilweise Ammoniak-Produktion.

Innovative Geschäftsmodelle können die Lücke zur Wettbewerbsfähigkeit für synthetisches Methanol aus PtMeOH gegenüber konventionellem Methanol aus der FT-Synthese von Erdöl verringern. Dazu gehören Elemente wie die Prozessintegration der Abwärme aus der MeOH-Destillationskolonne, die Nutzung des O₂ aus dem Elektrolyseur in Hochofen und Entgaser, sowie die Vermeidung der CO₂-Abscheidung durch Einbindung einer Biogasanlage.

Aus den unterschiedlichen Geschäftsmodellen und Kostenberechnungen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Die LCO für synthetische Methanproduktion hängen stark vom LCO für den eingesetzten Wasserstoff ab, und können davon abhängig nahe an die Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellem Methanol aus Erdöl heranrücken.
- Je nach CO₂-Quelle können zusätzliche Kosten entstehen. Interessant wird die Methanol/Synthese in Kombination mit einer CO₂-Quelle für Carbon Capture, wie etwa einer Biogasanlage oder einem Blockheizkraftwerk.
- Integrierte Wasserstoffspeicherung verursacht zusätzliche Kosten, ermöglicht jedoch eine betriebliche Flexibilität im System. Bei gekoppelter Strom- und

Methanolproduktion können so Zeiträume niedriger Preise an den Strombörsen genutzt werden, um Wasserstoff/ Methanol günstiger zu produzieren und zu speichern. Außerdem verbessert dies die Integration fluktuierender CO₂-Quellen. Ob sich die Investition in einen Speicher als wirtschaftlich darstellt, ist Einzelfallabhängig.

6.3 Fallbeispiele für Power-to-Liquid

Im Folgenden werden Fallbeispiele im Bereich „Power-to-Liquid“ vorgestellt, um Nutzungsmöglichkeiten, Potenziale und Geschäftsmodelle für Unternehmen innerhalb der SEREH Region zu demonstrieren.

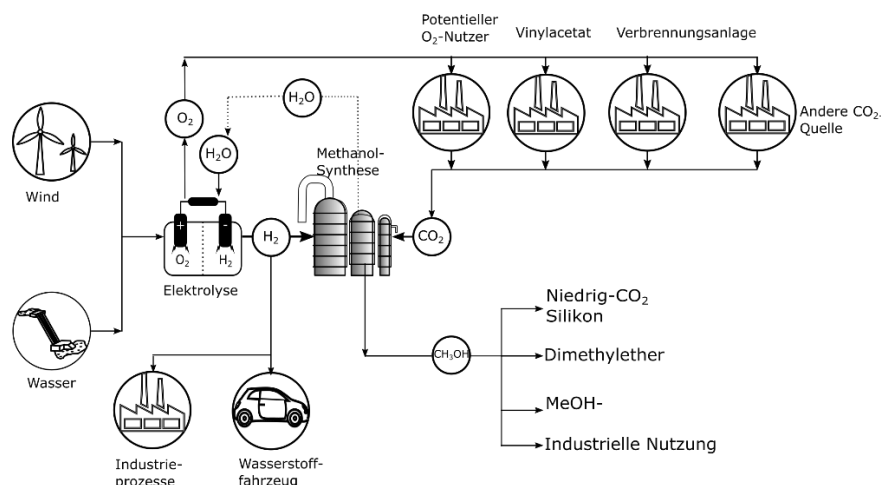
6.3.1 Fallbeispiel 1: Projekt RHYME (Methanolsynthese)

Tabelle 12: Steckbrief Projekt RHYME, Burghausen, Deutschland

Projekt RHYME, Burghausen, Deutschland, 2024

Beschreibung In dem Projekt RHYME wollen Wacker und Linde einen Elektrolyseur und eine Syntheseanlage zur Produktion von Wasserstoff und Methanol errichten.

Flussdiagramm



Zahlen & Fakten

- PEM-Elektrolyseur mit 20 MW Leistung
- Produktion von 15 kt MeOH/ a geplant
 - Bindung von 22 kt CO₂/ a
 - Entspricht 80% CO₂ Einsparung
- Geschätzte Projektkosten von 100 Mio. €

Erkenntnisse

- Attraktiveres Geschäftsmodell durch Erweiterung des Elektrolyseurs zu einer PtL-Anlage
- Beantragung von Fördergeldern durch Bundesregierung und EU
- Wettbewerbsfähige Methanol-Produktion bei einem Preis von < 4 ct/ kWh für grünen Strom

Kommentar

- Interessantes Geschäftsmodell für lokale Energieversorger, um aus ihren CO₂-Abgasen Kraftstoff zu produzieren
- Allerdings keine wirkliche CO₂-Bindung, da Freisetzung bei der Methanol-Verbrennung

Quellen [24]

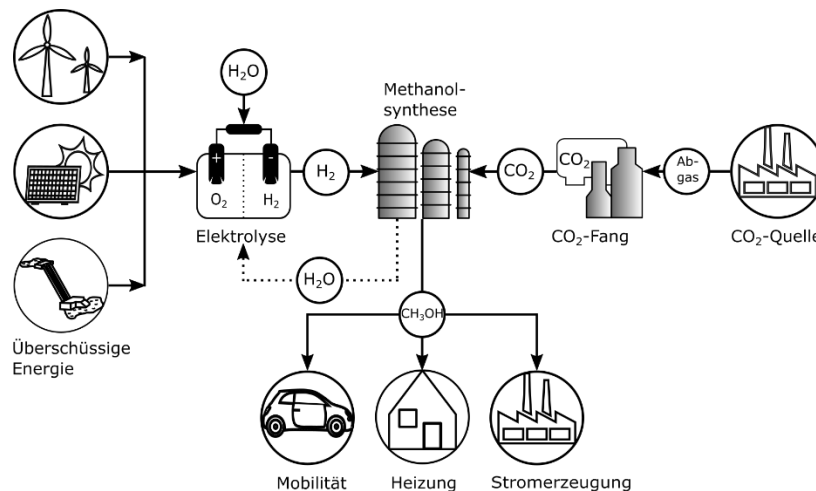
6.3.2 Fallbeispiel 2: Projekt MefCO₂ (Methanolsynthese)

Tabelle 13: Steckbrief Projekt MefCO₂ In Niederaussem, Deutschland

Projekt MefCO₂ in Niederaussem, Deutschland, 2019

Beschreibung In dem Horizon2020-geförderten Projekt MefCO₂ demonstriert Carbon Recycling International grüne Methanolsynthese und -Speicherung im industriellen Maßstab. Die Anlage verwendet dabei die Abgase des RWE-Heizkraftwerks Niederaussem als CO₂-Quelle.

Flussdiagramm



Zahlen & Fakten

- PEM Elektrolyseur mit 600 kW
 - 120 Nm³/h Wasserstoff mit 99,9% Reinheit
- Methanolsynthese
 - Produktion: 1 t/d
 - CO₂-Bindung: 1,5 t/d
 - Bindung von 90% des CO₂ aus Abgas, max. 7,2 t/d
- Methanol-Tank mit 26 m³ Volumen für flexiblen Betrieb

Erkennt-nisse

- Wasserstoffproduktion synchronisiert mit Abgasmengen
- Synthese dynamisch an Wasserstoff-Produktion anpassbar ohne Effizienzeinbußen
- Methanol-Speicherung leicht skalierbar
- Attraktives Geschäftsmodell für Carbon Capture
- Methanol für Chemie und als Kraftstoff

Kommen-tar

- Interessantes Geschäftsmodell für lokale Energieversorger, um aus ihren CO₂-Abgasen Kraftstoff zu produzieren
- Allerdings keine wirkliche CO₂-Bindung, da Freisetzung bei der Methanol-Verbrennung

Quellen [25]

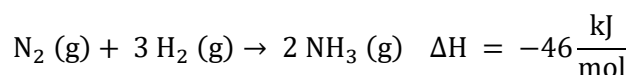
7 Power-to-Chem

Unter Power-to-Chem versteht man einen Prozess, bei dem grüner Wasserstoff durch weitere Schritte zur Herstellung von chemischen Rohstoffen verwendet wird und der damit im Rahmen der Energiewende zur Sektorkopplung und zur Dekarbonisierung der Grundstoffproduktion der chemischen Industrie eingesetzt werden kann. Im Gegensatz zu den in Kapitel 5 und 6 vorgestellten Bereichen werden die erzeugten Produkte hierbei allerdings nicht zur direkten Energiespeicherung eingesetzt, sondern sind für die stoffliche Nutzung bestimmt [68].

Wird der Wasserstoff für die Chemieindustrie und Raffinerietechnik aus Erneuerbaren Energien anstatt aus Erdgas hergestellt, so kann in Deutschland in etwa 10 bis 15 Mt CO₂/a eingespart werden [76]. Außerdem können durch Verfahrensentwicklungen im Bereich der Produktion von Olefinen, Aromaten und Polymeren und durch die Vergasung kohlenstoffhaltiger Abfälle statt der Abfallverbrennung zusätzliche CO₂-Emissionen eingespart werden.

7.1 Ammoniaksynthese

Gewöhnlich wird Ammoniak durch die katalytische Reaktion von Stickstoff (N₂) und Wasserstoff (H₂) hergestellt. Die Prozess-Technologie hat sich zwar im Laufe der Jahre verbessert, jedoch ist die grundlegende Chemie identisch mit dem von Haber und Bosch (HB) Anfang des 20. Jahrhunderts entwickelten Prozess geblieben.



Insbesondere Ammoniak, das gekoppelt an die grüne Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse emissionsfrei in einer HB-Synthese produziert werden kann, eignet sich mit dem Vorteil einer hohen volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte und Transportfähigkeit in Großtanks für eine gute Ergänzung zur Wasserstoffwirtschaft.

Ammoniak spielt eine wichtige Rolle in der Landwirtschaft zur Herstellung von Düngemitteln. Weitere industrielle Anwendungen von Ammoniak sind die Verwendung als Energieträger für die Energiespeicherung und den Transport. Es kann auch bei der Herstellung von Polyamiden, Salpetersäure, Nylon, Pharmazeutika, explosiven Materialien, Kühlmitteln, Farbstoffen, Reinigungslösungen und anderen Industriechemikalien eingesetzt werden [20].

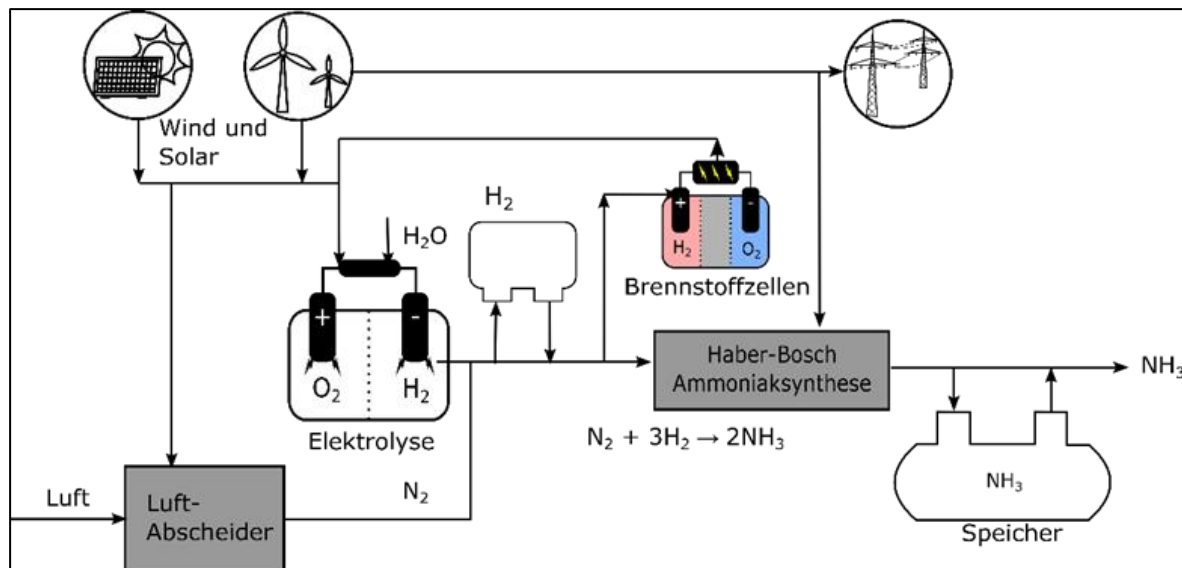


Abbildung 15: Herstellung von Ammoniak aus Erneuerbaren Energien mittels Haber-Bosch-Prozess

Grünes Ammoniak kann auch als potenzieller ökologischer Energiespeicher herangezogen werden. Die Speicherung von Wasserstoff durch Verflüssigung ist im Vergleich zu Ammoniak schwieriger, da sich Ammoniak bei $-33,4\text{ °C}$ und bei atmosphärischem Druck verflüssigt. Wasserstoff hingegen muss durch Abkühlung auf Temperaturen von weniger als -253 °C verflüssigt werden. Eine der größten Herausforderungen bei der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ist die Schwierigkeit, ihn zu transportieren und zu speichern, ohne ihn in einem Prozess sofort zu verbrauchen. Trotz der Vorteile des Ammoniaks ist die Herstellung aus Wasserstoff ein energieintensiver Prozess, der die Gestehungskosten von Wasserstoff zusätzlich erhöht. Die Prozesskette der Ammoniaksynthese mit grünem Wasserstoff ist in Abbildung 15 schematisch dargestellt.

7.2 Gestehungskosten (LCO) von Ammoniak unter verschiedenen Annahmen

Bei der Produktion von grünem Ammoniak spielen die Stromkosten die wichtigste Rolle. Je nach teilweiser oder vollständiger Greenification variieren die LCO von Ammoniak sehr stark. Auch die Prozessintegration beeinflusst die LCO von Ammoniak. In Europa werden die meisten grünen Ammoniakanlagen gerade gebaut, weshalb eine konkrete Kostenanalyse von einer Agentur/ Firma derzeit noch nicht vorhanden ist. Die meisten grünen Ammoniakanlagen, die in Betrieb sind, stehen entweder in Asien oder in Südamerika.

In der Literatur findet man jedoch einige detaillierte Modelle zur LCO-Berechnung von Ammoniak unter verschiedenen Wind- und PV-Bedingungen. In [24] werden die Prozesse ASU und HB zusammen modelliert und eine Elektrolyseurleistung $> 100\text{ MW}$ berücksichtigt. Aufgrund der hohen Kapazität der Elektrolyseure haben die Investitions- und Betriebskosten einen erheblichen Einfluss auf die LCO. Gleichzeitig erhöht ein Anstieg der Stromkosten auch die Gestehungskosten des Ammoniaks. In dieser Betrachtung wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um das Verhältnis zwischen Gestehungskosten von Strom und Ammoniak zu bestimmen.

Die Ergebnisse zeigen, wie niedrig die LCOE sein müssen, damit die „grüne“ Ammoniakproduktion gegenüber der konventionellen Dampf-Methan-Reformierungs - Produktion (SMR) unter Vernachlässigung anderer Variablen wettbewerbsfähig ist. Laut der

Studie sollte der Strompreis zwischen ca. 58 €/ MWh und 70 €/ MWh (ursprünglich 50 - 60 GBP/ MWh) liegen, um grünen Ammoniak wettbewerbsfähig gegenüber SMR-basiertem Ammoniak zu machen.

Die Analyse betrachtet auch Szenarien mit verschiedenen Wind-PV-Anteilen, um die Auswirkung auf die Gestehungskosten zu zeigen und stellt fest, dass ein 100 % Windszenario (Windstrompreis von 76 GBP (88,16 €/ MWh) und ein Solarstrompreis von 80 GBP (93 €/ MWh)) kostengünstiger sind als andere Varianten. Allerdings sind diese Ergebnisse sehr standortspezifisch und können nicht unmittelbar auf allgemeine Geschäftsmodelle übertragen werden. Die Studie sieht die Ammoniak-Gestehungskosten im Bereich von 1.000 – 1.600 €/ Tonne im Vergleich zum aktuellen Marktpreis bei 500 - 600 €/ Tonne.

Aus den unterschiedlichen Geschäftsmodellen und Kostenberechnungen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Die LCO für Wasserelektrolyse-basierte Ammoniakherstellung hängen vom Strompreis, aber nicht so stark von den Betriebsstunden des Elektrolyseurs ab [23].
- Die Stickstoffquellen (Luftzerleger) sind energieintensive Anlagen und können über EE-Strom oder über Brennstoffzellen betrieben werden.
- Die LCO von Ammoniak hängen zudem von der Prozesswärmenutzung ab. Je mehr die Prozesswärme mitgenutzt wird, desto höher ist die Prozesseffizienz und desto geringer sind die LCO.
- Die Eigennutzung von Sauerstoff, dem Nebenprodukt der Elektrolyse, beeinflusst auch die LCO des Ammoniaks.
- Die Hochdruck-Wasserstoffspeicherung und flüssige Ammoniakspeicherung beinhalten zusätzliche Kosten, ermöglichen jedoch eine betriebliche Flexibilität im System. Ob sich die Investition in einen Speicher als wirtschaftlich darstellt, ist Einzelfall-abhängig.
- Die vergleichsweise hohen Investitionskosten in die Elektrolyse-Technologie der Produktionsanlage beeinflussen die LCO für Ammoniak maßgeblich, werden in den kommenden Jahren aufgrund von Absatzsteigerung aber absehbar sinken.

7.3 Fallbeispiele für Power-to-Chem

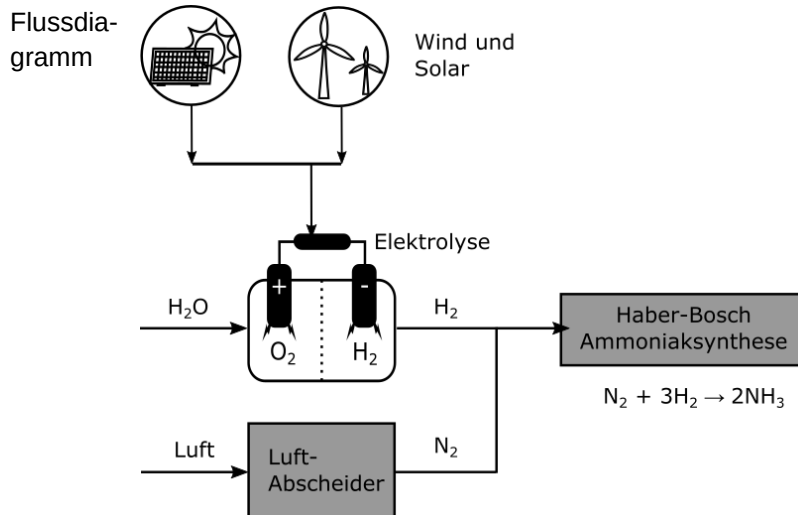
Im Folgenden werden Fallbeispiele im Bereich „Power-to-Chem“ vorgestellt, um Nutzungsmöglichkeiten, Potenziale und Geschäftsmodelle für Unternehmen innerhalb der SEREH Region zu demonstrieren.

7.3.1 Fallbeispiel 1: Grüner Ammoniak, Westjütland

Tabelle 14: Steckbrief Grüner Ammoniak, Westjütland, Dänemark

Grüner Ammoniak, Westjütland, Dänemark, 2022

Beschreibung Das Projekt wurde von Skovgaard Invest mit Unterstützung von Vestas, und Haldor Topsoe entwickelt. Die hauptsächlichen Ziele sind die Produktion von Ammoniak als Schiffskraftstoff und als Rohstoff für die Düngerherstellung.



Zahlen & Fakten	▪ Dauerbetrieb mit insgesamt 10 MW Elektrolyse Einrichtungen ▪ Nutzung von 12 MW Wind und 50 MW Solar Energie ▪ Ammoniak-Herstellung von 5000 t/ a ▪ Verwendung von 8.200 t CO₂/ a
Erkenntnisse	▪ Das Projekt wurde speziell entwickelt, um das notwendige Know-how und die Betriebserfahrung zu sammeln, um die dynamische Ammoniakanlage in neuen Projekten hoch zu skalieren ▪ Ein überzeugendes Beispiel für den Ausbau von Wind- und Solarparks zur flexiblen Produktion von grünem Wasserstoff und Ammoniak ▪ Es wird der Bedarf in der Landwirtschaft und in der Schiffsindustrie gedeckt
Kommentar	Die Herstellungskosten von grünem Ammoniak sind derzeit deutlich höher als die von vergleichbarem Ammoniak aus fossilen Brennstoffen. Um den Business Case zu verbessern und die Attraktivität von grünem Ammoniak als Ersatz für fossile Brennstoffe zu erhöhen, wird ein geeignetes Geschäftsmodell benötigt.
Quellen	[21]

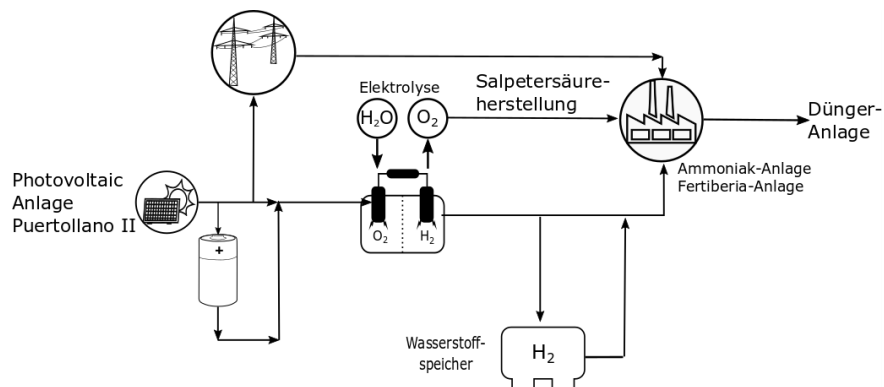
7.3.2 Fallbeispiel 2: Grüner Ammoniak, Planta de hidrógeno verde

Tabelle 15: Steckbrief Grüner Ammoniak, Planta de hidrógeno verde, Spanien

Grüner Ammoniak, Planta de hidrógeno verde, Spanien, 2021

Beschreibung Bei dem Joint Venture Projekt der Firmen Iberdrola and Fertiberia in Puertollano II wird die Produktion von Ammoniak zu 100 % durch grünen Wasserstoff von einer Photovoltaikanlage gedeckt. Für eine höhere Flexibilität ist die Produktionsanlage sowohl mit einem elektrischen Speicher als auch mit einem Wasserstoffspeicher ausgestattet. Überschüssiger Strom wird ins Stromnetz eingespeist.

Flussdiagramm



Zahlen & Fakten	▪ Dauerbetrieb mit insgesamt 20 MW Elektrolyse-Einrichtungen ▪ Nutzung von 100 MW Solar-Energie ▪ Batteriespeicher mit 5 MW Leistung und 20 MWh Kapazität ▪ Wasserbedarf von 3.200 l/h ▪ Herstellung von 720 t/a Grünem Wasserstoff
Erkenntnisse	▪ Beispiel für die Modernisierung einer bestehenden Anlage für die Aufrüstung auf Verwendung von grünem Wasserstoff ▪ Elektrolyseur für Wasserstoffproduktion bietet einen optimalen Anwendungsfall für die Herstellung von Ammoniak und Nebenprodukten ▪ Optimale Vermarktung des Photovoltaikstroms mittels Batterie ermöglicht
Kommentar	▪ Interessantes Geschäftsmodell: grüne Produkte für die Düngemittelindustrie ▪ Verbrauch der beiden Elektrolyseprodukte Wasserstoff und Sauerstoff innerhalb der Prozesskette erhöht Effizienz

Quellen [22]

7.4 Wasserstoff in Polymerindustrie und -recycling

Wasserstoff taucht in der Polymerproduktion an vielen Stellen auf, manchmal als Ausgangsstoff, manchmal als Nebenprodukt. Hauptausgangsmaterial für die Polymerproduktion ist das in der Rohöl-Raffinierung hergestellte Naphtha. Durch Steamcracking (Dampfaufspaltung) wird dieses in Anwesenheit von Wasserstoff und Wasser in drei wichtige Substanzen aufgebrochen, in Ethan, Propan und Butan. Ethan wird in Ethylen umgewandelt. Ebenso können Propan und Butan unter Freisetzung von Wasserstoff in Propylen und Butylen aufgebrochen werden.

Ethylene, Propylene und Butylene bilden zusammen mit Benzolen, Toluolen und Xylenen die fundamentalen Bausteine der Kunststoff- und Polymerindustrie.

Kunststoffe lassen sich in zwei Hauptpolymergruppen unterteilen. Die erste Gruppe sind die Thermoplasten, welche bei Erwärmung weich werden und bei Abkühlung wieder erhärten. Beispiele für Thermoplasten sind Acrylnitril-Butadien-Styrol (ABS), Polycarbonat (PC), Polyäthylen (PE), Polyethylenterephthalat (PET), Polyvinylchlorid (PVC), Polymethylmethacrylat (PMMA), Polypropylen (PP), Polystyrol (PS), Polytetrafluoroethylen (PTFE) und Expandiertes Polystyrol (EPS). Die zweite Gruppe sind die Duroplasten, welche nach dem Gießen nicht mehr weich werden. Beispiele sind Epoxid (EP), Phenol-Formaldehyd (PF), Polyurethan (PUR) und Ungesättigtes Polyesterharz (UP).

Wasserstoff wird bei der Verarbeitung von Rohstoffen in der petrochemischen Industrie sowohl erzeugt als auch verbraucht. Daher ist es schwierig, ein konkretes, in die Industrielandschaft der Region Emmen-Haren passendes Geschäftsmodell für Wasserstoff in der petrochemischen Industrie zu finden. Eine direkte Nutzung von Wasserstoff kann jedoch in der Kunststoffrecyclingindustrie gefunden werden. Der Zuwachs in der Kunststoffnutzung (z.B. in Form alltäglicher Gebrauchsgegenstände) hat im Laufe der letzten Jahrzehnte signifikant zum Wachstum vieler Wirtschaftsräume beigetragen. Dies ist den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten (z.B. in Autos, Verpackungen und Bau) zuzuschreiben, die sich aus den typischen Eigenschaften von Kunststoffen – geringes Gewicht, Formbarkeit und fein einstellbare Eigenschaften – ergeben. Ihre Beständigkeit erweist sich jedoch als Problem für die Umwelt, denn im Gegensatz zu Biomasse – wie Lignin und Chitin – können Kunststoffe nicht so einfach durch Mikroorganismen abgebaut werden. Zusätzlich wird auch der Recyclingprozess berücksichtigt.

Es gibt viele chemische Verfahren im Kunststoff-Recycling, wie die Hydrolyse, die unmittelbar Wasserstoff benötigt, oder auch Pyrolyse und Solvolyse, die keinen direkten Wasserstoffbedarf haben. Insbesondere für den Hydrocracking-Prozess wird Wasserstoff benötigt und weltweit haben einige Chemieunternehmen bereits mit der Wiederaufbereitung von Kunststoffen im großen Umfang begonnen, um ein wertvolles Produkt einerseits und Kraftstoff andererseits zu erzeugen. Diese Unternehmen befinden sich nicht unbedingt in unmittelbarer Nähe von Raffinerien, weshalb zur Deckung des Wasserstoffbedarfs ein dies berücksichtigendes Geschäftsmodell erforderlich ist.

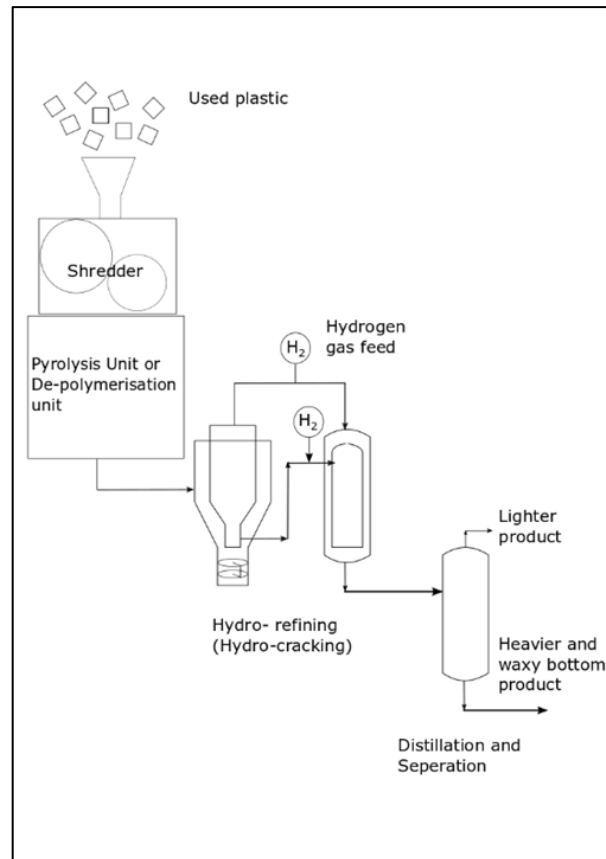


Abbildung 16: Schema eines geläufigen industriellen Verfahrens zum Kunststoffrecycling.

Ein im industriellen Umfeld besonders beliebtes Verfahren ist schematisch in Abbildung 16 dargestellt. Es involviert folgende Prozessschritte:

- Schreddern des Plastikabfalls
- Pyrolyse oder De-Polymerisation
 - De-Polymerisation: Verflüssigung des Plastiks, Stabilisierung unter Wasserstoff-Zugabe
 - Pyrolyse: Transformation in Ölschmelze (verbreiteter als Polymerisation)
- Verarbeitung im Hydrocraker-Reaktor, wodurch unter Präsenz von Wasserstoff Naphtha und weitere Produkte entstehen
- Erneute Raffinierung dieses „synthetischen Rohöls“.

Um ein Geschäftsmodell aus solchen Prozessen zu entwickeln, müssen die Kosten für grünen Wasserstoff und zusätzlich der Transport des Wasserstoffs zum Standort berücksichtigt werden. Der Transport des Wasserstoffs sollte dabei kontinuierlich gewährleistet sein, da Kunststoff-recyclende Unternehmen auf die Errichtung von Wasserstoffspeichern verzichten wollen.

8 Potenzialbeispiele anhand von Stromerzeugungsprofilen

Nachfolgend werden Wasserstoff-Produktionsprofile dargestellt, um das Wasserstoffproduktions-Potenzial einiger umgesetzter bzw. in Planung oder in Umsetzung befindlicher großer Erneuerbare Energie Projekte in der SEREH Region hervorzuheben. Die Berechnung der Wasserstoff-Produktionsprofile basiert auf dem in AP 2 vorgestellten Produktionsprognosen der Windparks Fehndorf/Lindloh und Zwartenbergeweg für das Jahr 2017, sowie den historischen Daten des Windparks Rütenmoor aus 2017.

Bei dieser Betrachtung werden 10% der Strommengen des jeweiligen Windparks jeder viertel Stunde verwendet, um in einem Elektrolyseur grünen Wasserstoff zu produzieren. In Deutschland lässt sich eine EEG konforme Umsetzung dieser Produktionsweise z.B. durch die sonstige Direktvermarktung umsetzen, bei der für jeden Monat im Vorfeld ein bestimmter Prozentsatz der Einspeise-Strommenge genannt werden muss, der dann für jede Viertelstunde für die Produktion von grünem Wasserstoff verwendet werden kann.

Die Fluktuation der Erneuerbaren Energien findet sich durch diese Produktionsweise ebenfalls in der Produktion von grünem Wasserstoff wieder. Allerdings kann der grüne Wasserstoff wie in Kapitel 4 aufgezeigt, im Gegensatz zu Strom, auch über längere Zeit und in größeren Mengen gespeichert werden.

Um eine bessere Einschätzung der Potenziale bei der Bereitstellung von lokal produziertem und grünem Wasserstoff für Unternehmen aus der SEREH Modellregion aufzuzeigen, wurde für jeden Windpark zusätzlich die Produktionsmenge für jeden Monat, für ein Jahr und maximal pro Stunde dargestellt bzw. genannt. Außerdem wird für jeden Windpark die stündliche Produktionsrate von Wasserstoff genannt, die in 75 % aller Viertelstunden des gesamten Jahres für dieses Szenario zur Verfügung steht.

8.1 Windpark Zwartenbergeweg

Im Nordosten der Stadt Emmen befindet sich auf niederländischer Seite direkt an der deutschen Grenze gegenüber vom 2021 errichteten Windpark Fehndorf/Lindloh die Potenzialfläche für Windenergie „Zwartenbergeweg“. Die Potenzialfläche ermöglicht den Bau von Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 24 MW.

Da zu diesem Zeitpunkt noch keine historischen Daten für diesen Windpark zur Verfügung stehen, wird eine Prognose für das H₂-Erzeugungsprofil verwendet.

Insgesamt wird bei dieser Betrachtung über das ganze Jahr verteilt 151.618,70 kg Wasserstoff produziert. Die maximale Produktion liegt bei ca. 54 kg Wasserstoff pro Stunde. In 75 % aller Viertelstunden ist eine Produktionsrate von mindestens 4,50 kg Wasserstoff pro Stunde gewährleistet.

Die Wasserstoffproduktionsprofile für den Windpark Zwartenbergeweg sind in Viertel-Stunden-Auflösung in der Abbildung 17 und in monatlicher Auflösung in der Abbildung 18 dargestellt.

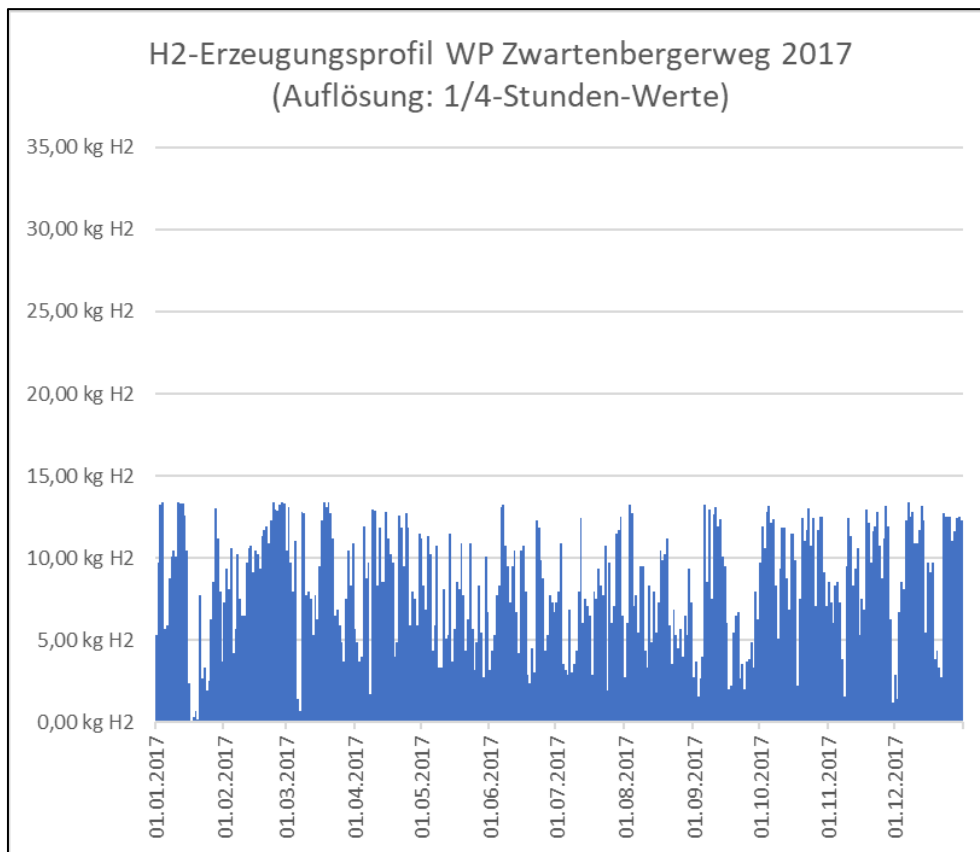


Abbildung 17: Wasserstoffherstellungsprofil WP Zwartenbergweg (1/4-Stunden)

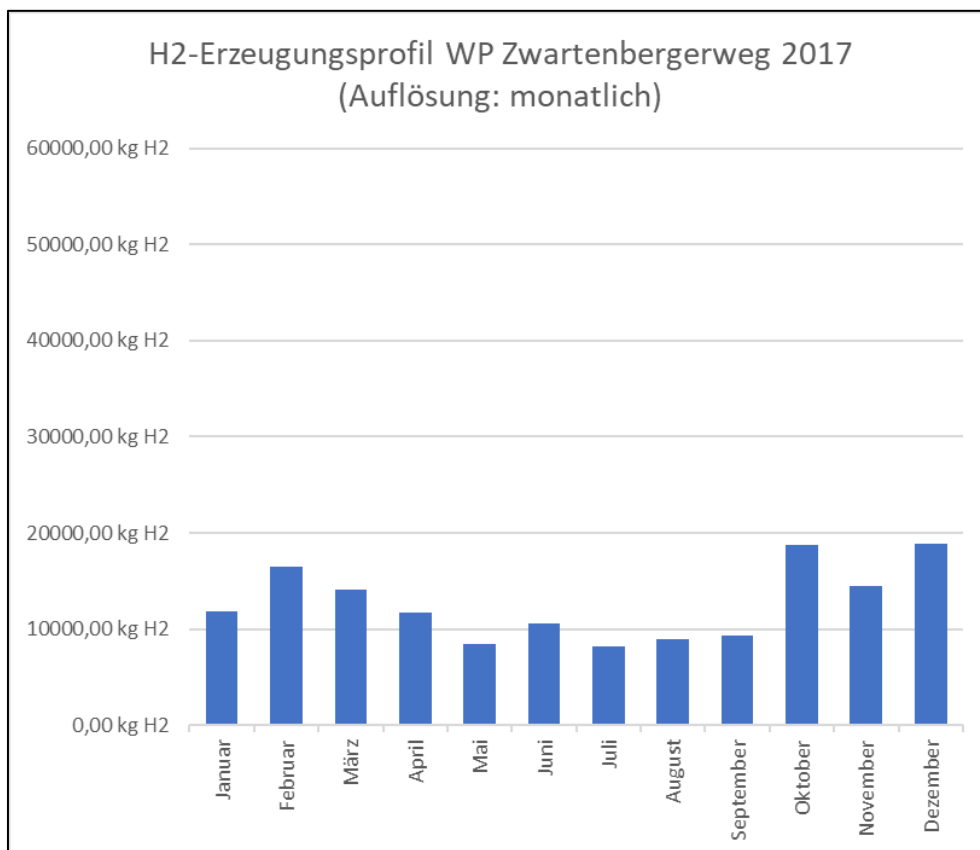


Abbildung 18: Wasserstoffherstellungsprofil WP Zwartenbergweg (monatlich)

8.2 Windpark Haren Rütenmoor

Der im Nordwesten der Stadt Haren (Ems) errichtete Windpark Rütenmoor besteht aus 15 x Enercon E-70 mit jeweils 2 MW (2004), 15 x Enercon E-82 mit jeweils 2,3 MW (2011), 2 x Enercon E-101 mit jeweils 3 MW (2011) und 1 x Enercon E-82 mit 2,3 MW (2015). Insgesamt sind somit im Windpark Rütenmoor 33 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 72,8 MW vorhanden.

Die Prognose für das H₂-Erzeugungsprofil wird auf Basis der realen historischen Daten aus dem Jahr 2017 erstellt.

Insgesamt wird bei dieser Betrachtung über das ganze Jahr verteilt 233.636,14 kg Wasserstoff produziert. Die maximale Produktion liegt bei ca. 132 kg Wasserstoff pro Stunde. In 75 % aller Viertelstunden ist eine Produktionsrate von mindestens 5,31 kg Wasserstoff pro Stunde gewährleistet.

Die Wasserstoffproduktionsprofile für den Windpark Rütenmoor sind in Viertel-Stunden-Auflösung in der Abbildung 19 und in monatlicher Auflösung in der Abbildung 20 dargestellt.

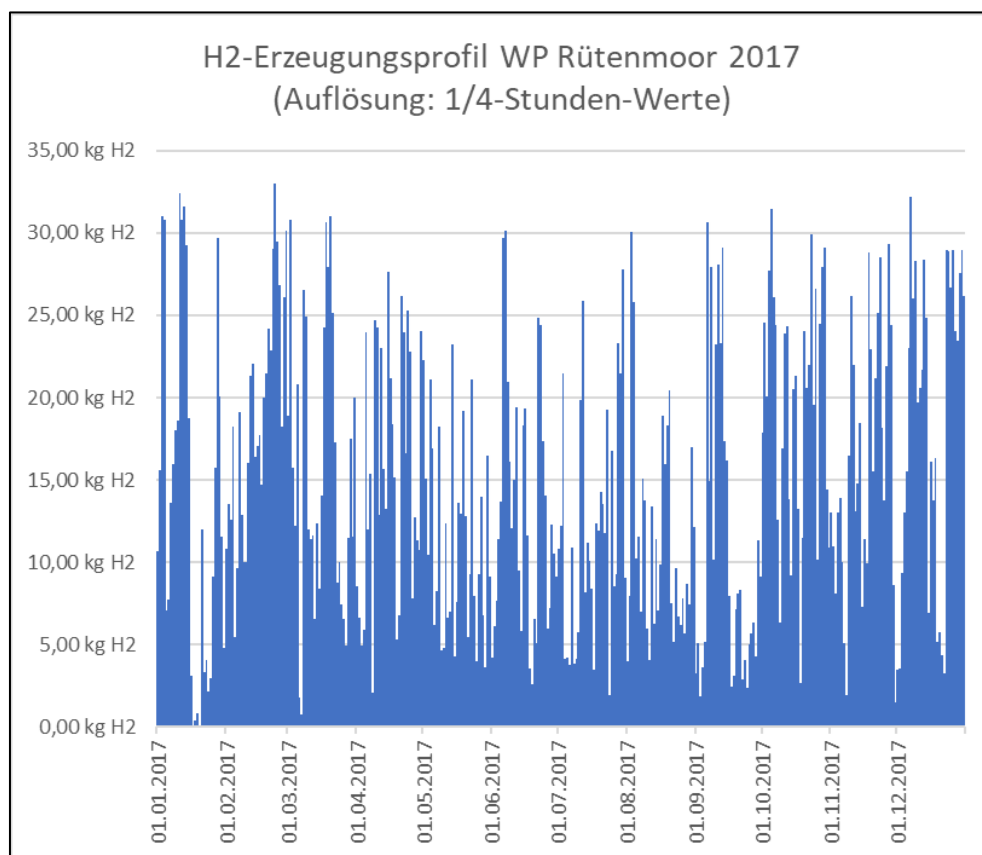


Abbildung 19: Wasserstofferzeugungsprofil WP Rütenmoor (1/4-Stunden)

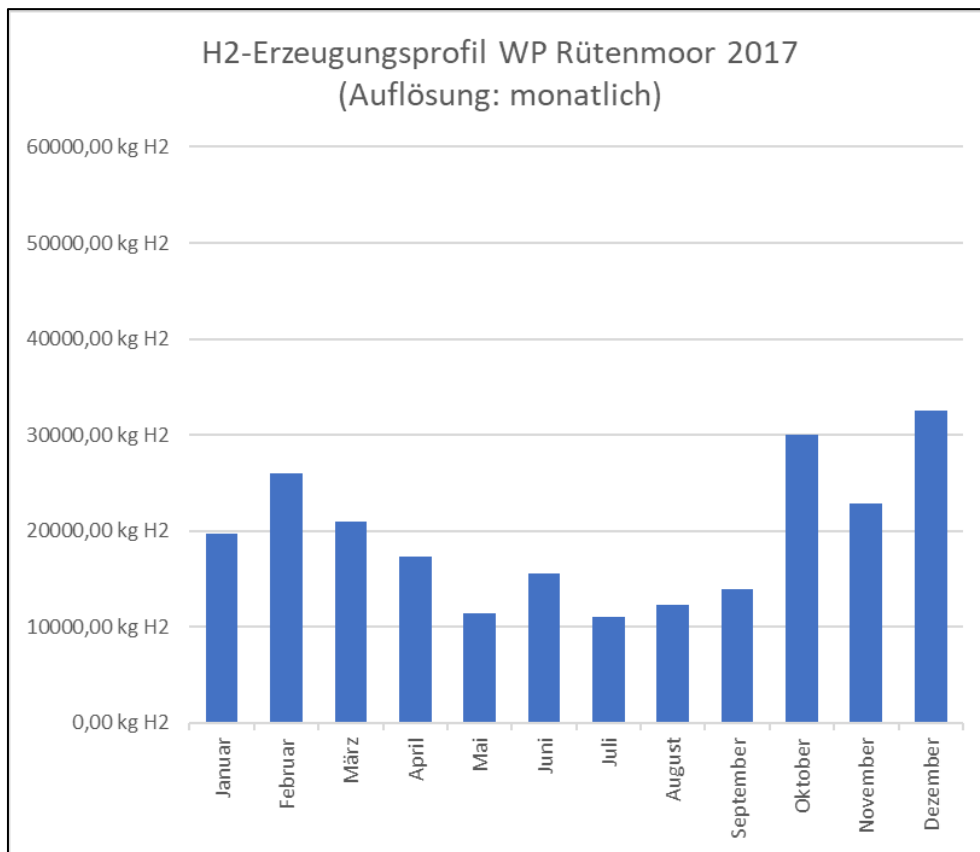


Abbildung 20: Wasserstoffherstellungsprofil WP Rütenmoor (monatlich)

8.3 Windpark Fehndorf/Lindloh

Im Nordwesten der Stadt Haren (Ems) befindet sich in ca. 500 m Entfernung zur niederländischen Grenze und südlich des Windpark Rütenmoors der Anfang 2021 errichtete Windpark Fehndorf/Lindloh. Der Windpark besteht aus 16 Enercon E-138 EP3 E2 mit einer Nennleistung von jeweils 4,2 MW. Somit kommt der Windpark Fehndorf/Lindloh auf eine installierte Gesamtleistung von 67,2 MW.

Der durchschnittliche Stromertrag beträgt ca. 190 Millionen Kilowattstunden im Jahr. Diese Strommenge ist ausreichend für die Versorgung von über 95.000 Haushalten und verfügt über ein CO₂-Einsparpotenzial von 143.000 Tonnen jährlich gegenüber der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger.

Da zu diesem Zeitpunkt noch keine verlässlichen historischen Daten für diesen Windpark zur Verfügung stehen, wird wie in Kapitel 8.1 eine Prognose für das H₂-Erzeugungsprofil verwendet.

Insgesamt wird bei dieser Betrachtung über das ganze Jahr verteilt 346.557,04 kg Wasserstoff produziert. Die maximale Produktion liegt bei ca. 120 kg Wasserstoff pro Stunde. In 75 % aller Viertelstunden ist eine Produktionsrate von mindestens 10,28 kg Wasserstoff pro Stunde gewährleistet.

Die Wasserstoffproduktionsprofile für den Windpark Fehndorf/Lindloh sind in Viertel-Stunden-Auflösung in der Abbildung 21 und in monatlicher Auflösung in der Abbildung 22 dargestellt.

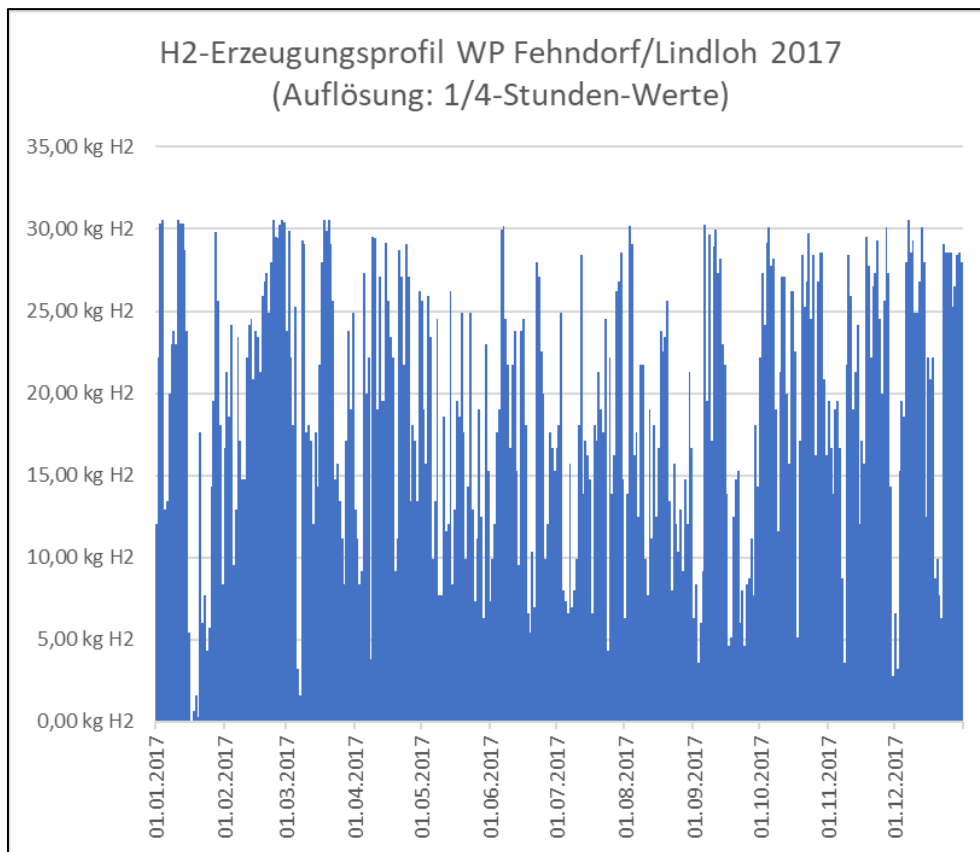


Abbildung 21: Wasserstofferzeugungsprofil WP Fehndorf (1/4-Stunden)

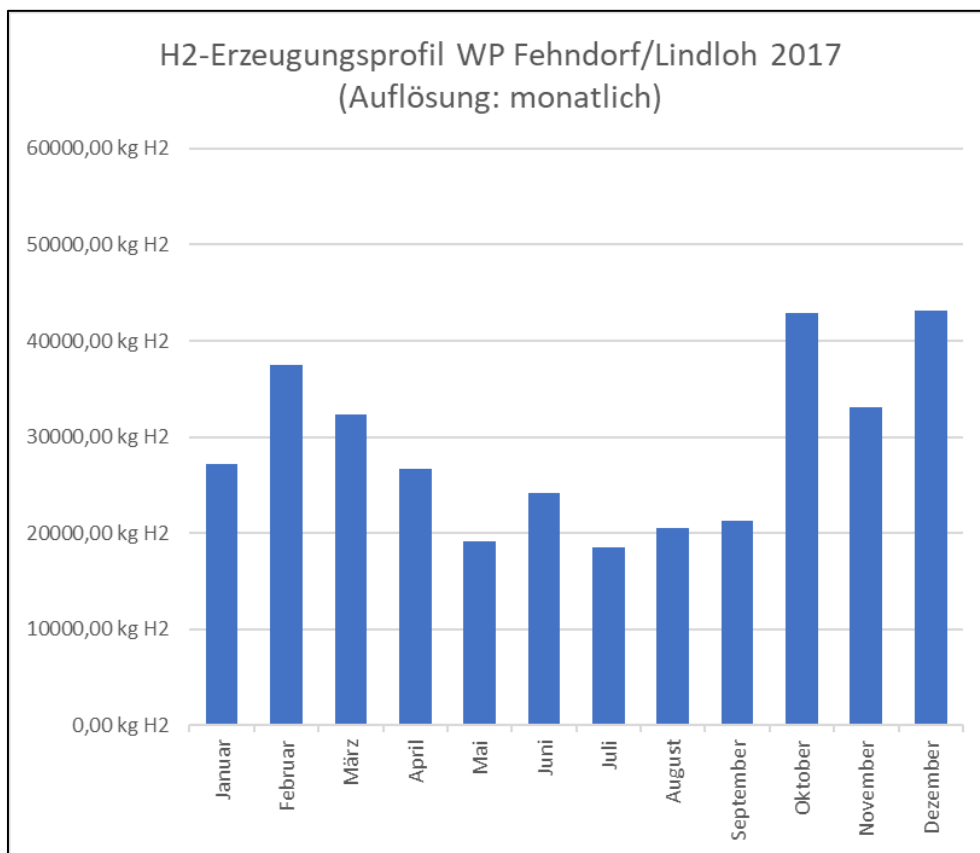


Abbildung 22: Wasserstofferzeugungsprofil WP Fehndorf (monatlich)

9 Absatzpotentiale für grünen Wasserstoff

Aufgrund von unterschiedlichen Randbedingungen und Annahmen, die den verschiedenen Modellierungen zur Prognose des zukünftigen Wasserstoffbedarfs zugrunde liegen, existieren in der Literatur sehr abweichende Angaben. Die großen Unterschiede zwischen den verschiedenen Annahmen und Randbedingungen sind den teilweise noch offenen politischen Richtungsvorgaben geschuldet. Es ist beispielsweise noch sehr offen, wie viel Energieimporte auf nationaler und europäischer Ebene in Zukunft benötigt werden, um eine vollkommen dekarbonisierte Wirtschaft aufbauen zu können [56].

9.1 Wasserstoffbedarf in Deutschland und Europa

Bei der herkömmlichen Wasserstoffproduktion mittels Reformierung von fossilen Quellen wie Erdgas entstehen Treibhausgasemissionen. Zur Erreichung des Klimaschutzzieles einer 95 %igen Treibhausgasminderungs muss in der Folge grüner Wasserstoff verwendet werden.

Tabelle 16: Prognostizierte Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2050 [56]

Studie	Szenario	Beschreibung	Wasserstoff-Nachfrage 2050	Nachfrage PtCH ₄ und PtL in 2050
NOW (2018a)	S85 S90 S95	80-95-%-CO ₂ -Reduktionsziel in 2050, Stromimport generell möglich sowie Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025	S85: 402 TWh S90: 522 TWh S95: 433 TWh	S85: 126 TWh gesamt S90: 230 TWh gesamt S95: 645 TWh gesamt
Dena (2018)	EL95 TM95	EL95: Elektrifizierungsszenario mit 95-%-Reduktion TM95: Technologiemi-Szenario mit 95-%-Reduktion	TM80: 169 TWh H ₂ TM95: 169 TWh H ₂	EL95: 321 TWh PtCH ₄ und 43 TWh PtL TM95: 630 TWh PtCH ₄ und 108 TWh PtL
BDI (2018)	95-%-Pfad	95-%-Reduktion	25 TWh	383 TWh PtCH ₄ PtL

In der Tabelle 16 und Abbildung 23 sind die Ergebnisse relevanter Studien mit verschiedenen zugrundeliegenden Annahmen aus den letzten Jahren für den zukünftigen Wasserstoff-Bedarf in Form von reinem Wasserstoff, PtCH₄ und PtL von Deutschland im Jahr 2050 dargestellt.

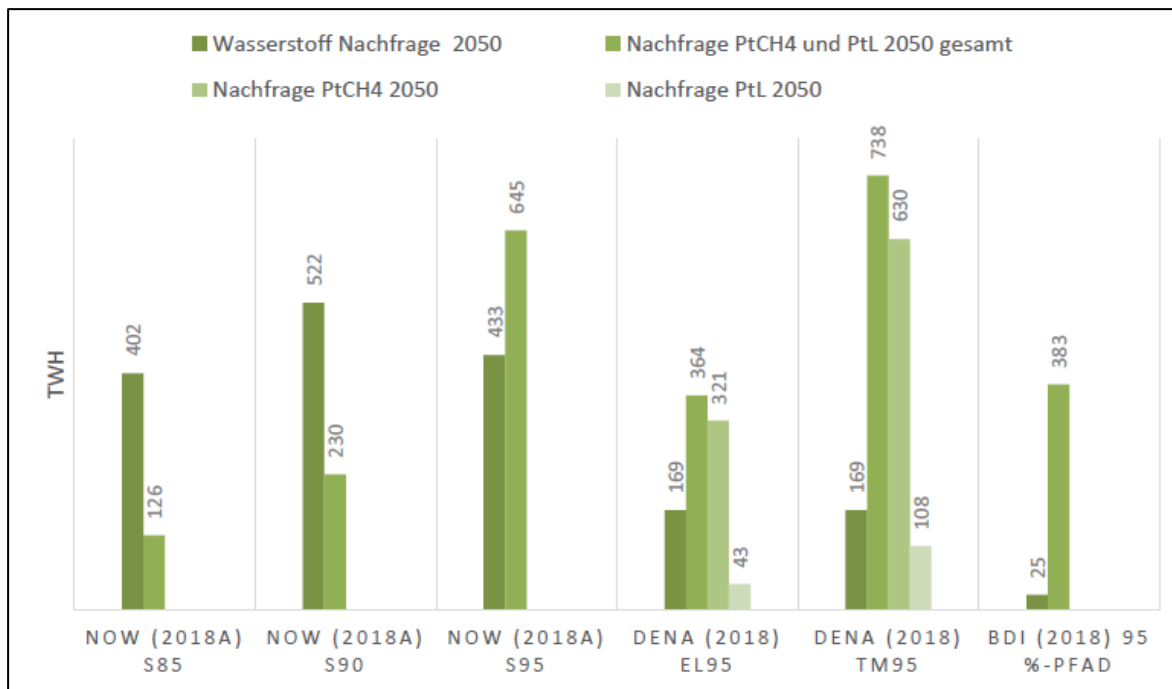


Abbildung 23: Wasserstoffnachfrage in Deutschland für das Jahr 2050 [56]

Verschiedene Prognosen für die Wasserstoff-Nachfrage und der Elektrolysekapazität innerhalb der EU und in Deutschland werden in der Tabelle 17 für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt. Hierbei wird nicht zwischen der Direktnutzung des Wasserstoffes und der möglichen Weiterverarbeitung unterschieden [56].

Tabelle 17: Prognostizierte Entwicklung der Absatzpotenziale und Elektrolysekapazitäten [56]

Parameter	Region	2030		2050	
		Szenario A	Szenario B	Szenario A	Szenario B
Wasserstoff-Nachfrage (TWh)	Deutschland EU	4 30	20 140	250 800	800 2250
Elektrolyse-Kapazität (GW)	Deutschland EU	1 7	5 35	50 341	80 511

9.2 Spezifische Absatzpotenziale innerhalb der SEREH Region

Aus Kapitel 3.6 wird die Diversität der Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff deutlich. Insbesondere in der chemischen Industrie ist von außen oft nicht ersichtlich, ob an einem bestimmten Standort größere Mengen Wasserstoff Verwendung finden oder nicht. Daher wurde aufbauend auf den in Kapitel 3.6 dargelegten Anwendungsbereichen eine einfache Internetrecherche nach gewerblichen Akteuren mit potenziellem Interesse an Wasserstoff als Rohstoff in der Region Emmen-Haren durchgeführt.

Potenzielle Interessenten wurden im nächsten Schritt kontaktiert und nach ihrem möglichen Wasserstoff-Bedarf befragt. Insbesondere wurden dabei Chemie- und Chemie-verwandte Betriebe des GETEC Industrieparks in Emmen [7], sowie des Gewerbegebiets Röchlingstraße in Haren berücksichtigt. Ausgeklammert wurde dabei (bis auf eine

Ausnahme) das Transport- und Logistikgewerbe, in dem Wasserstoff als Kraftstoff ganz offensichtlich Einsatz finden kann.

Das Ergebnis der Suche ist in Tabelle 18 zusammengestellt. In der Auflistung finden sich viele Akteure des Plastik-, Polymer- und Polyester-produzierenden, –verarbeitenden und recycelnden Gewerbes, wie DSM Engineering Materials, Morssinkov Sustainable Products und Röchling Engineering Plastics, aber auch Düngemittelhersteller wie N-xt Fertilizers und Biodieselhersteller wie Sunoil. Zudem wurde der Eurohafen Emsland als Repräsentant für die Schifffahrt in Haren mit aufgeführt.

Tabelle 18: Übersicht potenzieller Unternehmen in Emmen und Haren (Ems)

Name, Ort und Gewerbe	Kommentar
Bonar (Low&Bonar), Emmen; Textil & Polymer: Herstellung Gewebe, Vliese, Strickwerk, ...	Nicht kontaktiert, da in der Polymer-Weiterverarbeitung
Chemport Europe, Emmen; Betreiber des Chemical Cluster Emmen (Fasern, Polymere, Recycling, ...)	Siehe GITEC
Cumapol, Emmen; Verarbeitung von neuem und recyceltem Polyester für spezifische Eigenschaften	Kontaktiert, aber bis Berichts-Fertigstellung keine Antwort
CuRe Technology, Emmen; Polymer- und Polyester-Recycling	Nicht kontaktiert
DSM Engineering Materials, Emmen; Produktion von Kunststoffen nach Kundenwünschen	Kontaktiert, Interesse an H ₂ als Energieträger
Eurohafen Emsland; Haren; Hafenbetreiber	Kontaktiert, Interesse an H ₂ als Energieträger
GITEC heat & power AG, Emmen; Wärme-, Dampf-, Kälte- und Stromversorger des GITEC Industrieparks	Kontaktiert, Interesse an H ₂ als Energieträger
Green PAC, Emmen; Innovationsförderung im Bereich Polymer	Kontaktiert, aber bis Berichts-Fertigstellung keine Antwort
Morssinkhof Sustainable Products, Emmen; Plastik-Recycling zu RPET-Granulat und -Industriegarn	Kontaktiert, aber bis Berichts-Fertigstellung keine Antwort
N-xt Fertilizers, Emmen; Herstellung von Flüssigdüngern	Kontaktiert, kein Bedarf
PolyTe3c, Haren; Verarbeitung von Kunststoffgranulat zu Produkten spezifischer Form	Nicht kontaktiert, da in der Kunststoffweiterverarbeitung
Röchling Engineering Plastics, Haren; Herstellung von Thermo-/Duroplaasten, Verbundwerkstoffen	Kontaktiert, aber bis Berichts-Fertigstellung keine Antwort
Senbis Polymer Innovations, Emme; Forschung & Entwicklung Polymere (Filamente, Fasern, Vlies, ...)	Siehe SPIC
Stercore, Emmen; Dung-Recycling zu Biomethan, Kohlenstoff, Dünger, Wärme	Kontaktiert; Interesse an Methanisierung (haben CO- und CO ₂ -Abgase); Aufbau modularer Methanisierungsanlage mit BNV-GL (Jahreskapazität von 25 – 30 Mio. m ³ niederkal. Gas)
Sunoil, Emmen; Produktion von Biodiesel aus benutztem Kochtöl und tierischen Fetten	Kontaktiert, aber bis Berichts-Fertigstellung keine Antwort
SPIC, Emmen; Innovationscluster rund um die Produktion nachhaltiger Kunststoffe	Kontaktiert, Verweis auf GETEC als Energielieferant
Teijin Aramid, Emmen; Produktion von Aramid-Garn (Spinnerei, Nachbehandlung, Weiterverarbeitung)	Nicht kontaktiert, da in der Kunststoffweiterverarbeitung

In der rechten Spalte sind die Reaktionen der Unternehmen auf die Kontaktaufnahme festgehalten. Nicht alle Adressaten haben bis zur Fertigstellung des Berichts geantwortet. Doch auch wenn bei der Anfrage der Schwerpunkt auf Wasserstoff als Rohstoff lag, so wurde doch im Zuge der Energiewende überwiegend Interesse an Wasserstoff als Energievektor geäußert. Nur Stercore, eine Firma aus Emmen, die sich auf die Nutzung von Dung als Rohstoff für die Dünger- und Biogas-Herstellung spezialisiert hat, äußerte Interesse an Wasserstoff als Ausgangsstoff für Methanisierung. Stercore arbeite in Kooperation mit DNV-GL an einer modularen Methanisierungsanlage mit einer Kapazität von 25 – 30 Mio. m³ niederkalorischem Gas pro Jahr. Der Umstand, dass bei Stercore CO und CO₂ als Abgase anfallen, macht Wasserstoffbasierte Methanisierung hier besonders attraktiv.

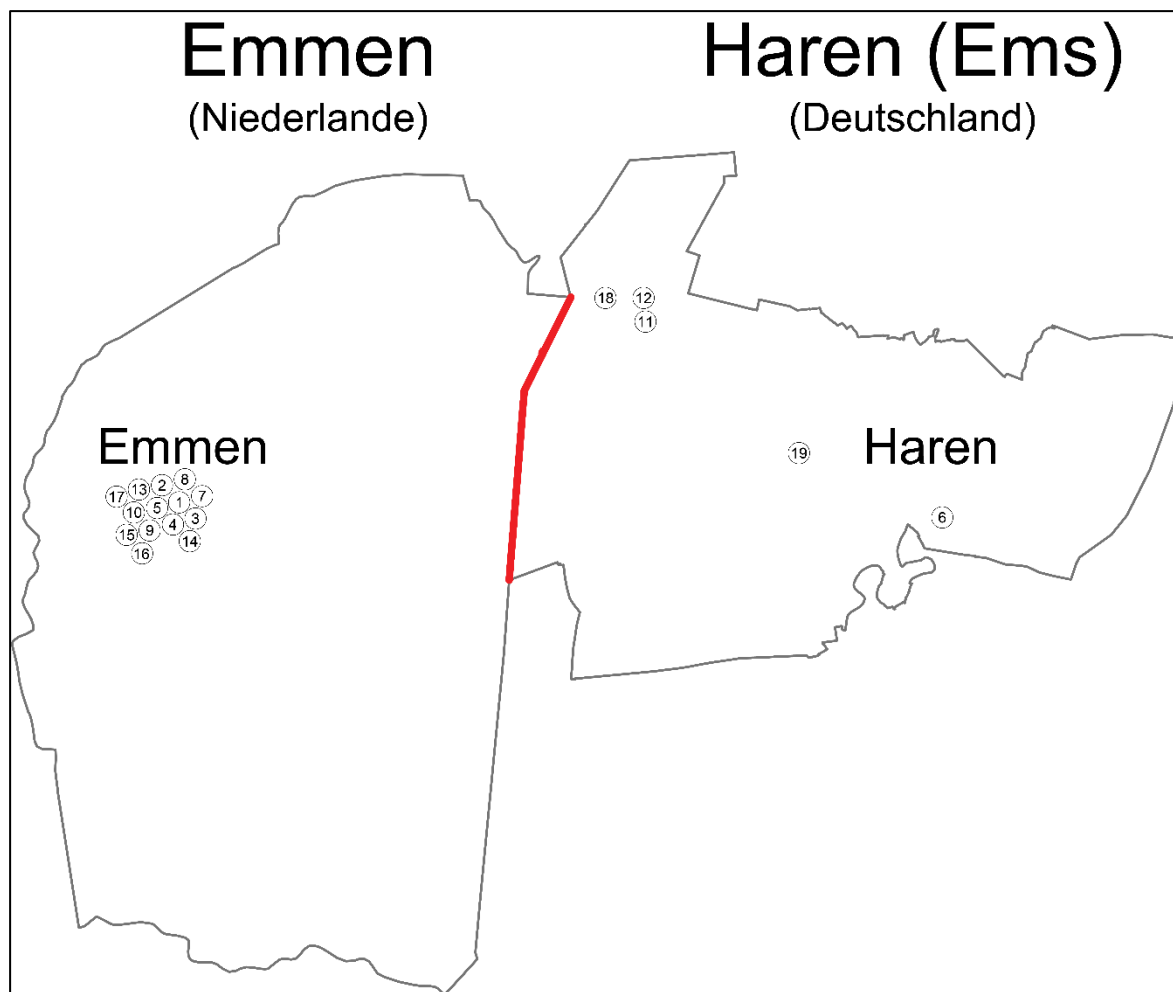


Abbildung 24: Karte potenzieller Wasserstoffabnehmer in der Modellregion SEREH

Die Verortung der potenziellen Wasserstoffabnehmer innerhalb der SEREH Region lässt sich der Abbildung 24 entnehmen.

10 CEC – Sektorenkopplung durch Wasserstoff in Haren (Ems)

Gegenstand des Unternehmens CEC Haren GmbH & Co. KG, nachfolgend CEC („Clean Energy Conversion“), ist die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Verstetigung von Windstrom im Gebiet der Stadt Haren (Ems). Hierzu gehören die beiden geförderten Investitionsvorhaben „Grüner H2-Hub“ und der „Grüne Tankstellenpark Emsland“, sowie das geförderte Forschungs- und Verbundvorhaben „H2Agrar“. Abbildung 25 stellt die geografische Lage der verschiedenen Projektstandorte dar.



Abbildung 25: Übersicht der CEC Standorte

10.1 Projekt „Grüner H2-Hub“

Das Projekt „Grüner H2-Hub“ ist ein vom Land Niedersachsen gefördertes Investitionsvorhaben der CEC in Haren (Ems). Auf dem sog. Speicherfeld Wesuwe werden in Haren (Ems) aktuell 2 MW Elektrolyseurleistung und 7,48 MWh Batteriespeicherkapazität mit einer Leistung von 4,8 MW zur Verstetigung von Windenergie aufgebaut.

Dazu gehören nunmehr auch der vorgesehene Bau, Betrieb und die Unterhaltung einer Power-to-Gas-Anlage mit Elektrolyseur, Großbatterien mit Nebenanlagen, einem übergeordnetem Energiemanagementsystems und Einspeiseeinrichtung in das Gasnetz der OGE. Diese Infrastruktur umfasst auch die Erzeugung von Wasserstoff aus Strom aus dem Windpark Fehndorf/Lindloh und dessen Verkauf u.a. im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Die Komponenten Elektrolyseur und Batteriespeicher sind über das benachbarte 30/110 kV Umspannwerk des Windpark Fehndorf/Lindloh, welches eine Einspeisung des grünen Windstroms in das 110 kV Stromnetz der Westnetz ermöglicht, physisch mit dem Windpark Fehndorf/Lindloh verbunden. Über ein Messkonzept und die sonstige Direktvermarktung sollen Teil- und Überschussmengen des produzierten grünen Windstroms verwendet werden, um im Elektrolyseur grünen Wasserstoff zu produzieren und im Batteriespeicher eine Zwischenspeicherung von grünem Strom zu ermöglichen. Dies sorgt einerseits für eine Entlastung des Stromnetzes in wind- und sonnenstarken Tagen und andererseits für die

Möglichkeit der Nutzung des grünen Wasserstoffes und des grünen Stromes an wind- und sonnenarmen Tagen.

Ziel des Vorhabens ist es u.a. den Selbstversorgungsgrad im Gebiet der Stadt Haren (Ems) mit elektrischer Energie auf Viertelstunden-Basis aus erneuerbaren Energien auf 75 % zu erhöhen und das lokale Netz zu entlasten. Daher wird zur Herstellung von grünem Wasserstoff im Elektrolyseur und zur Zwischenspeicherung im Batteriespeicher auf dem Speicherfeld ausschließlich der lokal produzierte grüne Windstrom des Windpark Fehndorf/Lindloh verwendet.

10.1.1 Energiemanagementsystem

Das Energiemanagementsystem dient als übergeordnete Steuerung des gesamten Speicherfeldes. Auf Basis von Wetterdaten und Lastgangdaten des Stromnetzes im Gebiet der Stadt Haren (Ems) sollen mit einem Algorithmus zukünftige Prognosen für die Erzeugung und den Verbrauch von Strom auf Viertelstunden-Basis gebildet werden, um eine gezielte Steuerung der Komponenten im Sinne der Steigerung des Selbstversorgungsgrades und Entlastung des Stromnetzes zu erreichen.

Besteht bei der Prognose ein Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien, so sollen in diesem Zeitraum die Komponenten den Strom speichern bzw. verbrauchen, um grünen Wasserstoff herzustellen. Besteht ein Defizit an Strom aus erneuerbaren Energien, so soll kein Wasserstoff produziert werden, sondern der im Batteriespeicher gespeicherte Strom in das Netz eingespeist oder lokal verwendet werden, um den Eigenbedarf des Speicherfeldes und ggf. auch den Strombedarf des grünen Tankstellenparks abzudecken.

10.1.2 Wasserstoffherzeugung und Vermarktung

Der Elektrolyseur wird vom Unternehmen H-Tec Systems GmbH gefertigt und wird aller Voraussicht nach im 2. Quartal 2022 in Betrieb gehen. Der Elektrolyseur verwendet zur Produktion des grünen Wasserstoffs nur Strom aus dem Windpark Fehndorf/Lindloh. Da der Strom aus erneuerbaren Energien sehr fluktuierend bereitgestellt wird, benötigt der Elektrolyseur eine hohe Flexibilität. Um die benötigte Flexibilität zu gewährleisten hat man sich für einen PEM Elektrolyseur entschieden.

Der Strom wird aus dem Windpark über eine 30 kV Leitung mit insgesamt vier Kabelsträngen über eine Länge von ca. 12 km vom Windpark Fehndorf/Lindloh zum Speicherfeld in Wesuwe transportiert. Dort gelangt er in das 30/110 kV Umspannwerk. Der Strom, welcher zur Produktion des Wasserstoffs verwendet wird, wird bereits vor der Umspannung auf der 30 kV Sammelschiene entnommen. Alle Abgänge des Umspannwerks verwenden geeichte Zähler, welche benötigt werden, um mit einem entsprechenden Messkonzept die verwendeten Strommengen exakt zu bilanzieren und trennbar zu machen. Dies wird benötigt, da es in Deutschland derzeit nur möglich ist über eine sonstige Direktvermarktung oder im Falle von negativen Strompreisen den Strom aus EEG-Anlagen zu verwenden und so den Nachweis erbringen zu können, dass keine doppelte Förderung auf Strommengen erfolgt.

Der produzierte grüne Wasserstoff kann entweder über die Einspeisung und Beimischung in die benachbarte OGE Erdgasleitung an Drittkunden verkauft werden oder durch eine Abfüllstation, welche ebenfalls von der CEC errichtet wird, in Wasserstofftrailer mit einem Druck von ca. 300 bar gefüllt und verkauft werden.

10.1.3 Batteriespeichernutzung

Der Batteriespeicher wird vom Unternehmen Intilion GmbH gefertigt und wird aller Voraussicht nach im 1. Quartal 2022 in Betrieb gehen. Er ist ebenfalls wie die Power-to-Gas Anlage mit dem Umspannwerk und damit auch physisch mit dem Windpark Fehndorf/Lindloh verbunden. Der Batteriespeicher soll, wie bereits in Kapitel 10.1.1 beschrieben, genutzt werden, um überschüssige Mengen zu speichern und bei Bedarf bereitzustellen, um den Selbstversorgungsgrad im Gebiet der Stadt Haren (Ems) zu erhöhen und das Stromnetz zu entlasten.

10.2 Projekt „Grüner Tankstellenpark Emsland“

Die CEC errichtet bis Ende 2022 im Gebiet der Stadt Haren (Ems) einen grünen Tankstellenparks zur Versorgung des Straßengüterverkehrs mit alternativen Treibstoffen, um zur Reduktion von CO₂-Emissionen im Transportwesen beizutragen. Der innovative Tankstellenpark umfasst eine grüne Wasserstofftankstelle mit integrierter E-Ladesäule sowie eine LNG-Tankstelle.

Mit der Wasserstoff-Tankstelle soll ein Infrastrukturbeitrag geleistet werden zur Marktvorbereitung und -durchdringung von Wasserstoff als Treibstoff für einen emissionsfreien Straßenverkehr. Die Tankstelle wird dabei mit grünem Wasserstoff aus Windenergie versorgt werden. Der entsprechende Windpark und vorgesehene Elektrolyseur befinden sich in räumlicher Nähe. Die LNG-Tankstelleneinheit fokussiert auf eine kurzfristigere Marktdurchdringung mit LNG als Übergangstreibstoff bis zur Etablierung rein grüner Antriebstoffe. Das LNG soll dabei mittelfristig durch Bio-LNG ersetzt werden, welches aus Biogasanlagen oder synthetisch aus elektrisch produziertem Wasserstoff und CO₂ im Umkreis hergestellt werden soll.

Mit dem Tankstellenstandort Haren (Ems) im Emsland an der A31 (Abfahrt Wesuwe) soll zugleich die wirtschaftliche Tragfähigkeit einer kombinierten Tankstelle für alternative Treibstoffe im ländlichen Raum unter Beweis gestellt werden. Neben dem Straßengüterverkehr wird mit der Tankstelle gleichzeitig eine Entwicklung unterstützt, die auf eine zukünftige Versorgung des landwirtschaftlichen Verkehrs mit Wasserstoff in der Nebennutzung abzielt.

10.3 Verbundvorhaben „H2Agrar“

Das Verbundvorhaben „H2Agrar“ der Partner CEC, Hochschule Emden/Leer, AGCO GmbH (Fendt), Technische Universität Braunschweig und Röchling Engineering Plastics SE & Co. KG untersucht und erprobt pilothaft im Gebiet der Stadt Haren (Ems), wie in Niedersachsen eine dezentrale Wasserstoffwirtschaft für den Agrarbereich entwickelt und praktisch umgesetzt werden kann. Das Kernziel ist die Umstellung der Landwirtschaft von einer auf fossilen Energieträgern basierenden hin zu einer auf Wasserstoff basierenden emissionsärmeren Bewirtschaftung. Dieses umfasst die gesamte Wertschöpfungskette einer dezentralen Erzeugung, Speicherung und Nutzung von grünem Wasserstoff mit Schwerpunkt auf die Entwicklungsperspektiven einer wasserstoffbetriebenen Mobilität in der Landwirtschaft.

Dabei berücksichtigt das Projekt beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in diesem Sektor die Integration in das Gesamtenergiesystem. Dieser Gesamtkontext ist wesentlich im Hinblick auf die Entwicklung einer wirtschaftlichen Perspektive für die Wasserstoffproduktion und -nutzung im Landwirtschaftssektor. Die Landwirtschaft soll auf

der Wasserstoff-Nachfrageseite – neben weiteren potenziellen Abnehmern – perspektivisch in eine möglichst flächendeckende und vernetzte Verteilungsinfrastruktur integriert werden, da größere Wasserstoffinfrastrukturen kaum ausschließlich der Landwirtschaft dienen können.

Das Projekt H2Agrar befasst sich entsprechend mit

- der Bereitstellung von ausschließlich grünem regionalem Wasserstoff und einer entsprechenden Verteilungsinfrastruktur für die Landwirtschaft
- der Entwicklung wasserstoffbetriebener landwirtschaftlicher Maschinen und deren praktische Erprobung
- weiterführenden Perspektiven von Wasserstoff für die Landwirtschaft

11 Nutzungskonzepte / Szenarien für die SEREH Region

Damit Unternehmen aus der Modellregion SEREH Wasserstoff als Energieträger für Anwendungsfälle, wie in Kapitel 5 bis 7 aufgezeigt, nutzen können, muss die Versorgung mit Wasserstoff gesichert sein. Hierzu wurden infrastrukturelle Nutzungskonzepte und Szenarien entwickelt, die die Versorgung mit lokal aus Erneuerbaren Energien produzierten, grünen Wasserstoff ermöglichen, um so die Basis für den Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft zu bilden und die grenzüberschreitende Systemintegration voranzutreiben. Außerdem wurden Szenarien zur Nutzung von erneuerbaren Energien und der Produktion von Wasserstoff entwickelt, welche in AP 2 als Modellbasis verwendet wurden, um die Funktion von Wasserstoff in der grenzüberschreitenden Systemintegration aufzuzeigen.

11.1 Direktverbindung zwischen Emmen und Haren (Ems)

Für die Modellierung und Berechnung der Systemkosteneinsparungen der SEREH Region wurden verschiedene Szenarien entwickelt, die die Produktion von grünem Wasserstoff aus dem lokalen erneuerbaren Strom beinhalten. Bei drei dieser Szenarien wird ein im Industriegebiet von Emmen positionierter 10 MW Elektrolyseur betrachtet, der direkt mit dem Windpark Fehndorf/Lindloh (Szenario 1), dem Windpark Rütenmoor (Szenario 2) oder dem Windpark Rütenmoor und dem Solarpark Oranjepoort (Szenario 3) verbunden und ausschließlich von diesem versorgt wird. Die Strompreise zur Versorgung des Elektrolyseurs wurden für den Windpark Fehndorf/Lindloh mit 80,05 € pro MWh, für den Windpark Rütenmoor mit 58,37 € pro MWh und für den Solarpark Oranjepoort mit 50,00 € pro MWh ermittelt. Zur Versorgung des Elektrolyseurs werden hierbei nur Stromüberschüsse verwendet.

Dadurch eben sich die in Tabelle 19 dargestellten Ergebnisse für die drei Szenarien:

Tabelle 19: Ergebnisse der Szenarienbetrachtung

Parameter	Wert Szenario 1	Wert Szenario 2	Wert Szenario 3	Einheit
Strommenge	52.990,70	51.682,48	62.266,01	MWh/a
Fehndorf	52.990,70	0	0	MWh/a
Oranjepoort	0	0	20.424,67	MWh/a
Rütenmoor	0	51.682,48	41.841,34	MWh/a
Spezifischer Strombedarf	55,0	55,0	55,0	kWh/(kg* H ₂)
Produzierte Wasserstoffmenge	963,47	939,68	1.132,11	t/a
Variable Wasserstoffproduktionskosten	4,40	3,21	3,06	€/kg H ₂
Volllaststunden	5.299	5.168	6.227	h
Durchschnittliche Auslastung	60	59	71	%

Für die kostengünstigste und gleichzeitig auch größte Produktionsmenge von Wasserstoff bietet sich also das dritte Szenario an, bei dem sowohl Stromüberschüsse auf niederländischer als auch Stromüberschüsse auf deutscher Seite verwendet werden, um die Wasserstoffproduktion zur Entlastung der Netze und zur Verringerung der Abregelungen zu verwenden. Hierdurch werden ebenfalls die grenzüberschreitende Systemintegration gefördert und Systemkosten eingespart.

11.2 Grenzüberschreitende Systemintegration durch Nutzung vorhandener Gasinfrastruktur

Eine weitere Möglichkeit, um eine grenzüberschreitende Systemintegration mit Hilfe von Wasserstoff umzusetzen, ist die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft auf Basis der bereits bestehenden und ausgeprägten Gasinfrastruktur in der Modellregion SEREH.

Hierzu hat die NAM den Wasserstoffmarkt in der Industrie von Emmen untersucht, um das Potenzial von Power-to-Gas zu ermitteln. Ein weiterer Bestandteil dieser Analyse ist die Zusammenfassung relevanter Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft in der Industrie in Emmen und in anderen Gebieten, in denen die Wasserstoffwirtschaft über das NAM-Netz weitergeführt werden kann.

11.2.1 Gasinfrastruktur und Energieknotenpunkte

In den gesamten Niederlanden betreibt die NAM über 300 Öl- und Gasförderstätten. Mit dem Übergang von Energie aus fossilen Brennstoffen zu Energie aus erneuerbaren Quellen besteht für die NAM die Möglichkeit, ihre lokale Infrastruktur für die Entwicklung von Knotenpunkten für erneuerbare Energien wiederzuverwenden. Ein Beispiel ist die Wiederverwendung für die Produktion und den Transport von Wasserstoffgas, das aus erneuerbaren Energien gewonnen wird.

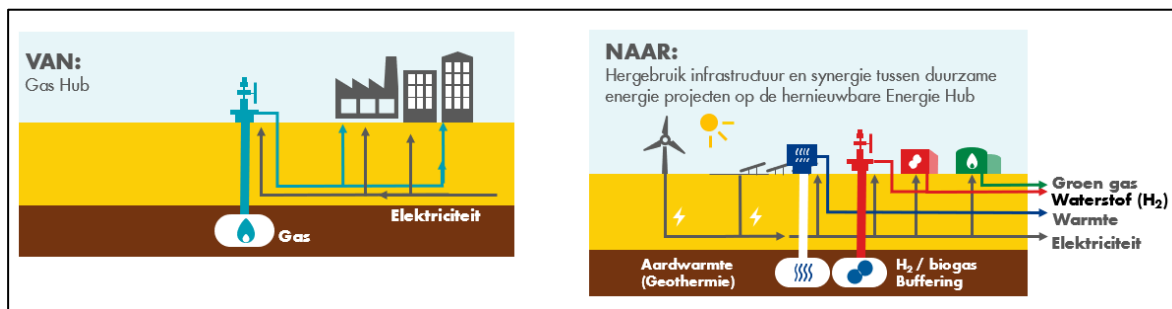


Abbildung 26: Mögliche Wiederverwendung des Gasproduktionsstandorts als Drehscheibe für erneuerbare Energie

Das ausgereifteste Beispiel für diese Möglichkeit ist das Projekt "GZI Next". Die NAM-Infrastruktur ist vorhanden und ihre strategische Lage an der A37 wird genutzt, um ein Energiezentrum (E-Hub) zu schaffen, das Biogas, Wasserstoff und Strom aus Solarenergie produziert. Ein Teil dieser Energie wird von Emmtec, dem Industriecluster Emmen, genutzt, um seine CO₂-Emissionen zu reduzieren.

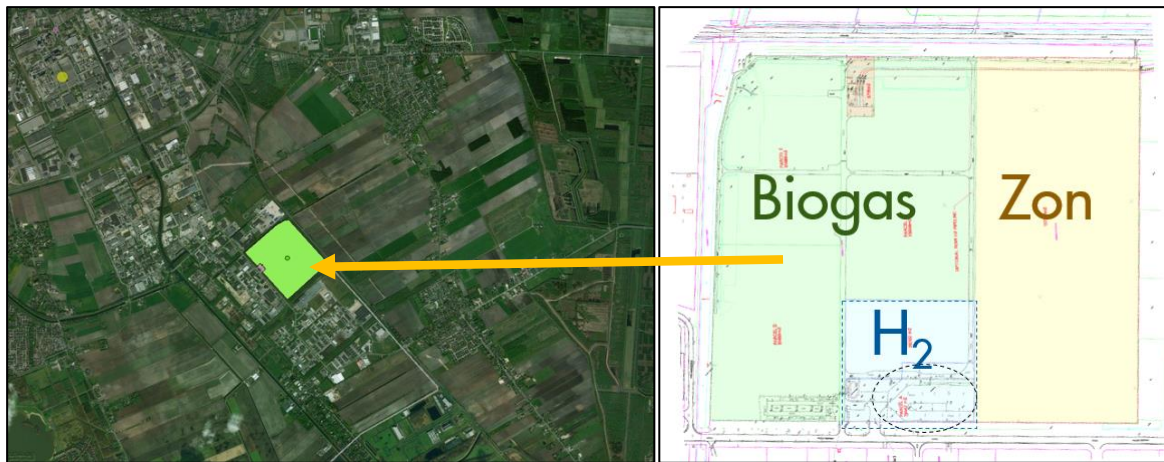


Abbildung 27: Standort des Energiezentrums GZI Next, südlich von Emmen

Die NAM besitzt mehrere Standorte in der Umgebung von Emmen, die über Pipelines mit dem GZI-Standort verbunden sind. Die Nähe dieser Standorte zu sich entwickelnden Wind- und Solarparks bietet die Möglichkeit, grünen Wasserstoff zu produzieren, der über Pipelines zum Markt transportiert werden kann.

Die Erzeugung von Wasserstoff aus Wind- und Solarparks in Gebieten mit einem überlasteten Stromnetz bietet eine Entlastung des Netzes und die Möglichkeit des Transports und der Pufferung von erneuerbaren Energien. Die Wasserstoffproduktion in der SEREH-Region kann daher nicht nur die Überlastung des Netzes verringern, sondern auch das Problem der intermittierenden Versorgung lösen, indem sie eine Speicherung in der Pipeline ermöglicht.

Die SEREH-Modellstudien haben auch gezeigt, dass die Verbindung der Erneuerbaren Energieerzeugung mit einem Elektrolyseur eine geringere Verstärkung des Stromnetzes ermöglicht, wodurch die Gesamtsystemkosten gesenkt und die Entwicklung von Projekten für erneuerbare Energien möglicherweise beschleunigt werden können.

Die Infrastruktur der NAM in der SEREH-Region scheint geeignet zu sein, die Entwicklung eines solchen Power-to-Wasserstoff-Konzepts zu erleichtern, da sich die Standorte der NAM in Gebieten mit überlasteten Stromnetzen befinden. Die NAM-Gasleitungen verbinden mehrere Standorte in der Nähe von Roswinkel, nördlich von Emmen, mit dem GZI-Standort und mit Elp, wo möglicherweise eine Verbindung mit dem Wasserstoff-Backbone von Gasunie hergestellt werden kann.

Der Standort RSW4 befindet sich im Epizentrum der Entwicklung von Wind- und Solarprojekten, die derzeit durch Engpässe im Stromnetz behindert werden. Der Standort ist groß genug, um einen geeigneten Elektrolyseur aufzustellen, und die Pipeline zu RSW3 ermöglicht eine kurze Verbindung zu den deutschen Windparks von Agrowea. Kurzum, die NAM-Pipelines verbinden die Großindustrie in Emmen mit niederländischen und deutschen Solar-/Windparks.

11.2.2 Potenzial von NAM-Pipelines für Wasserstofftransport und -pufferung

Das blau und rot markierte Netz in Abbildung 28 sind NAM-Pipelines, die derzeit für den Transport von Gasen wie Wasserstoff oder Biogas zur Verfügung stehen. Zurzeit wird ein Betriebsdruckbereich von 20-30 bar angenommen, um die Pufferkapazität zu bewerten. Dieser Bereich ist konservativ und reicht aus, um Wasserstoff mit einem für die Industrie in

Emmen ausreichenden Druck zu transportieren, ohne dass eine Komprimierung erforderlich ist, wenn die PEM- oder druckbeaufschlagte alkalische Elektrolyseurtechnologie eingesetzt wird. Ausgehend von einem Druckbereich von 20-30 bar beträgt die Speicherkapazität der dargestellten NAM-Pipelines etwa 1.400 Tonnen Wasserstoff. Eine Erhöhung des Druckbereichs wird das Speicherpotenzial erhöhen.

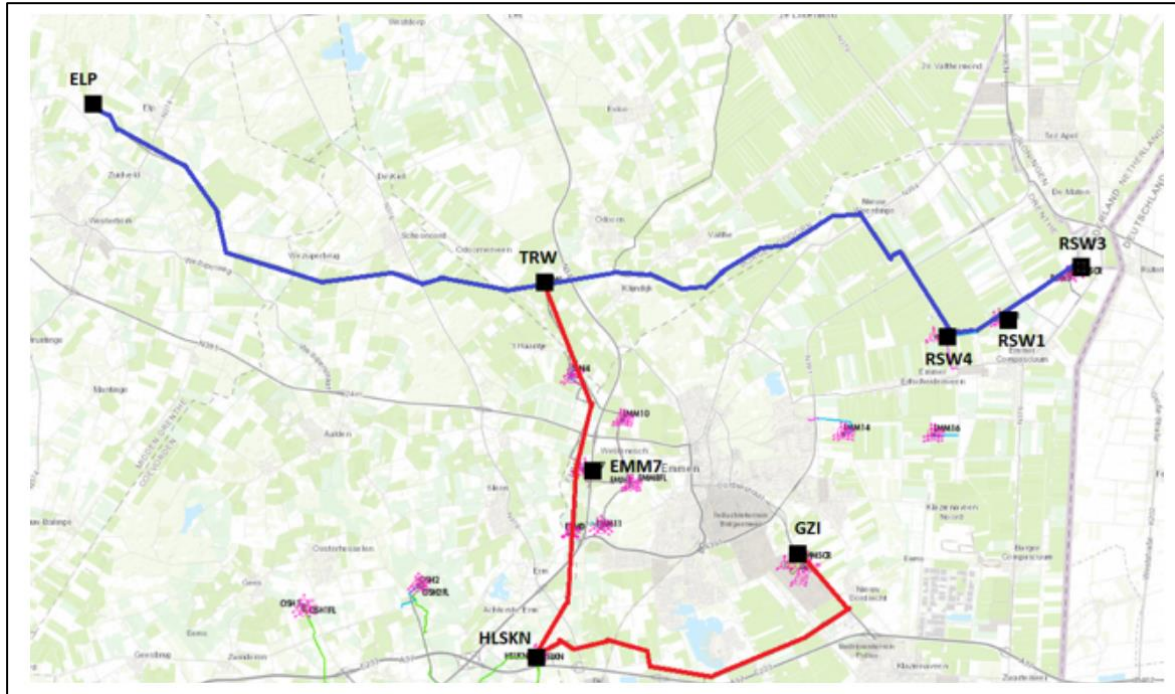


Abbildung 28: Geografische Anordnung des derzeit verfügbaren NAM-Pipelinesystems

Die Transportkapazität hängt auch vom angewandten Druckbereich ab und beträgt bei 20-30 bar mindestens 3.100 Kilo Wasserstoff pro Stunde, was der Leistung eines 100-MW-Elektrolyseurs entspricht. Bei Bedarf kann der Betriebsdruck erhöht werden, da NAM-Pipelines wesentlich höhere Auslegungsdrücke aufweisen. Dies würde eine viel größere Pufferung und Transportkapazität für Wasserstoff ermöglichen.

Tabelle 20: Spezifikationen des verfügbaren NAM-Netzes in der SEREH-Region

Von	An	Länge (km)	Durchmesser (m)	Volumen (m3, bei 1 bar)	Volumen (m3, bei 30 bar)	Pufferung 20-30 bar (kg H2-Speicher)
RSW3	RSW1	2.9	0,43	417	12510	3753
RSW1	RSW4	1.9	0,43	281	8430	2529
RSW4	TRW	15.8	0,69	5836	175080	52524
TRW	ELP	17.0	0,69	6280	188400	56520
TRW	EMM7	7.1	0,24	331	9930	2979
EMM7	GZI	19.6	0,39	2397	71910	21573
					Insgesamt	139878

11.2.3 Eignung der NAM-Pipeline für Wasserstoff

Untersuchungen verschiedener Parteien haben gezeigt, dass die bestehende niederländische Hochdruck-Gasinfrastruktur in den meisten Fällen nach geringfügigen Anpassungen für den Transport von Wasserstoff geeignet ist. Um eine endgültige Bewertung der Eignung und der Kosten dieser Umstellung auf die Wiederverwendung von Wasserstoff vornehmen zu können, muss eine Integritätsanalyse der Rohrleitung durchgeführt werden, und der Anwendungsfall des Wasserstoffprojekts muss weiter definiert werden. Dies kann durch einen so genannten intelligenten Molch geschehen, der durch die Pipeline geführt wird.

Diese Studien sind nicht Teil des SEREH-Umfangs und sollten durchgeführt werden, sobald das Projekt genauer definiert ist, um weitere Schlussfolgerungen über die endgültige Durchführbarkeit zu ziehen. Auf der Grundlage der vorhandenen Kenntnisse und Erfahrungen wird eine erste Bewertung vorgenommen.

- Die Pipelines in der SEREH-Region werden aus Kohlenstoffstählen mit einer Festigkeit von weniger als X60 gebaut und bei Drücken unter 80 bar betrieben. Bis zum Vorliegen weiterer detaillierter Studien scheint es wahrscheinlich, dass diese Stähle, da sie relativ duktil sind, für den Wasserstofftransport sicher sind.
- Die derzeitige Pipeline-Ausrüstung (Ventile, Flansche usw.) muss wahrscheinlich ersetzt und/oder entfernt werden, wenn sie nicht für die Wiederverwendung von Wasserstoff im Pipelinesystem benötigt wird. Sobald ein spezifischer Projektvorschlag für ein SEREH-Wasserstoffprojekt vorliegt, kann ein Systementwurf erstellt werden, der für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet ist. Die Kosten hängen von der Systemauslegung ab und können zwischen 2 und 5 Mio. € liegen.
- Für die Speicherung von erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoff ist je nach Umfang der Wasserstoffproduktion eine Speicherung von mehreren Stunden bis zu Tagen möglich. Die Pipelines bieten einen beträchtlichen Puffer, der es ermöglicht,

die Wasserstofflieferung an die Kunden während einer längeren Zeit geringer Produktion aufgrund des Mangels an Strom aus Wind- und Solarquellen fortzusetzen. Die Pufferkapazität reicht auch aus, um die Wasserstoffproduktion fortzusetzen, wenn keine Abnehmer vorhanden sind (z.B. für mögliche Wartungsarbeiten beim Kunden). Einschränkungen gelten für die akzeptable (Druckentlastungs-)Rate, die bei einer genaueren Projektdefinition beurteilt werden kann.

11.2.4 Potenzieller Anstieg der lokalen Nutzung erneuerbarer Energien in einem Elektrolyseur als Ergebnis eines grenzüberschreitenden Netzan schlusses

Gemeinsam mit den SEREH-Partnern wurde eine Studie durchgeführt, um den potenziellen Anstieg der lokalen Nutzung erneuerbarer Energien zu bewerten, wenn die Elektrolyse in der SEREH-Region eingesetzt wird.

Abbildung 29 zeigt die Laufzeitkurven für Emmen und für Haren im Jahr 2030, in einer Situation ohne Stromanschluss an der Grenze und ohne Elektrolyse. Die Kurve zeigt die Differenz zwischen der erneuerbaren Erzeugung (negative elektrische Lastwerte) und dem Stromverbrauch (positive elektrische Lastwerte) für das Gebiet auf einer viertelstündlichen Basis.

Das Diagramm zeigt, dass in beiden Gebieten eine erhebliche Überproduktion von Strom aus erneuerbaren Energiequellen besteht, die gedrosselt oder aus der Region exportiert werden muss (was zu zusätzlichen Kosten und Druck auf die Übertragungsnetze führt).

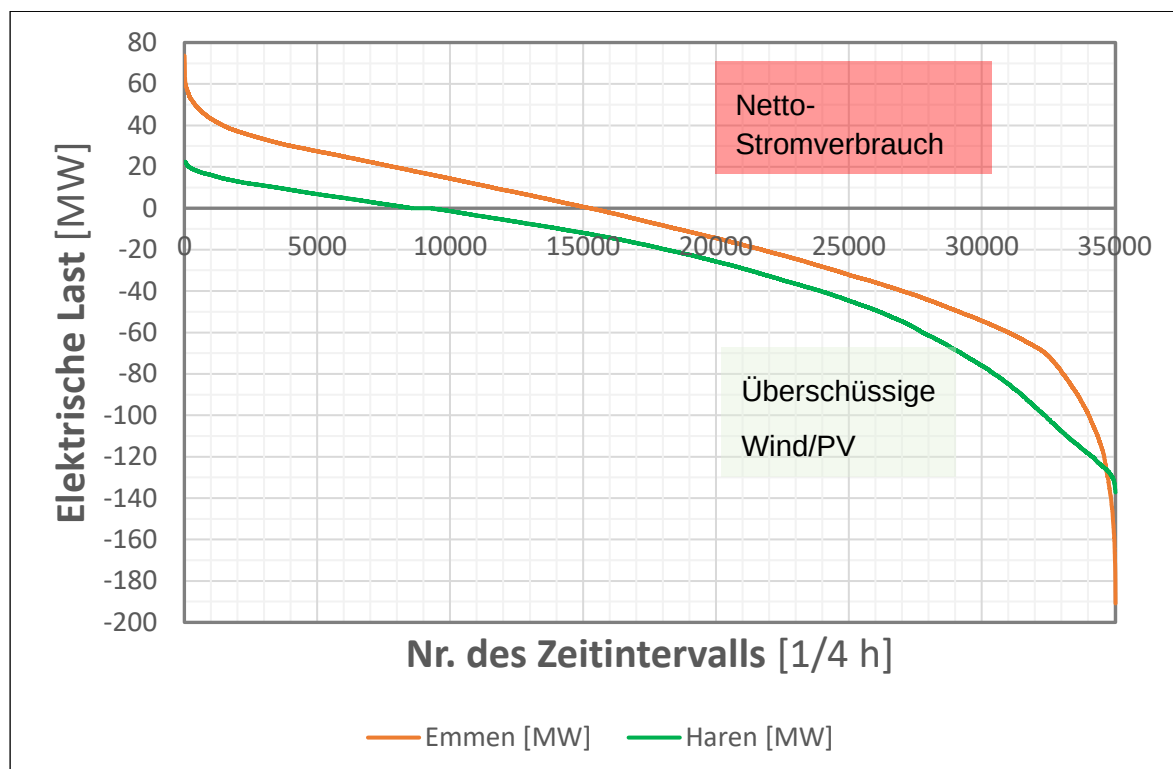


Abbildung 29: Laufzeitkurven für Emmen und Haren für das Jahr 2030.

In Anlehnung an die jüngsten Entwicklungen, bei denen im Windpark Fehndorf/Lindloh und im GZI Next Hydrogen Hub in Emmen Elektrolyseur-Kapazitäten geschaffen werden, wurde im Rahmen des SEREH-Projekts untersucht, wie sich die Elektrolyseur-Kapazitäten auf das

elektrische System auswirken und wie der lokale Verbrauch an erneuerbaren Energien durch eine grenzüberschreitende Netzverbindung verbessert werden kann.

11.2.5 Optimaler Kapazitätsfaktor Elektrolyseur

Für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren ist Strom nahe der Grundlast erforderlich, um kostengünstigen Wasserstoff zu erzeugen. Dies gilt insbesondere in der frühen Umsetzungsphase, in der die Investitionskosten noch relativ hoch sind.

Ein Beispiel zur Veranschaulichung ist in Abbildung 30 dargestellt, die eine Kosten-Last-Kurve für einen atmosphärischen Elektrolyseur auf der Grundlage von Kostenerwartungen für 2030 zeigt, die aus öffentlichen Berichten abgeleitet wurden.

Das Diagramm zeigt die gestaffelten Kosten für Wasserstoff (LCOH) in grauer Farbe für die durchschnittliche Anzahl von Laststunden pro Jahr. Die LCOH sind die Summe aus zwei Hauptkostenkomponenten: 1) CAPEX + (fixe) OPEX, orange dargestellt, und 2) Stromeinspeisekosten, blau dargestellt.

Es wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyseur zu den günstigsten pro Jahr verfügbaren Strompreisen betrieben wird (Annahme des idealen Käufers). Dieses Diagramm zeigt, dass ein Elektrolyseur im Idealfall mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor (ACF) zwischen 80-90 % betrieben wird.

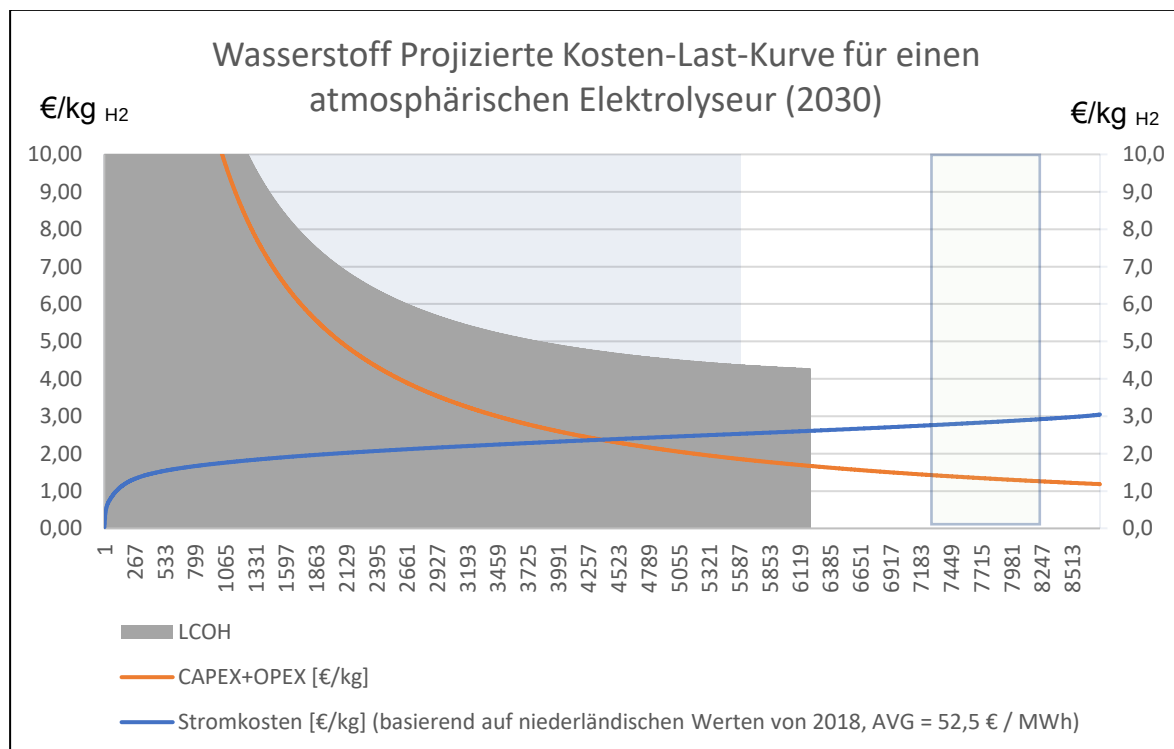


Abbildung 30: Kosten-Last-Kurve für Elektrolyseure auf Stundenbasis

Da der Elektrolyseur eine grundlastnahe Stromeinspeisung (vorzugsweise aus Erneuerbaren Energien) benötigt, ist es sinnvoll, die Regionen und ihre intermittierenden EE-Quellen miteinander zu verbinden, damit sie sich im Laufe der Zeit gegenseitig kompensieren können. Ohne diese Verknüpfung hat der Elektrolyseur einen niedrigen Kapazitätsfaktor, was zu höheren Wasserstoffkosten führt, oder er benötigt einen relativ großen Anteil an Strom aus dem Netz, das oft nur einen geringen Anteil an EE aufweist.

11.2.6 Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs

Für die SEREH-Studie wurden mehrere Szenarien für verschiedene zukünftige Situationen des Stromsystems in der SEREH-Region bewertet. Dazu gehören verschiedene Erneuerbare Energien (Wind und Sonne), Batteriespeicherkapazitäten in Haren und Elektrolyseurkapazitäten in Emmen und Haren. Für den Elektrolyseur in Emmen wurden 10 MW, 50 MW und 100 MW und in Haren 4 MW bzw. 20 MW angesetzt.

In der Modellierung im AP 2 wurde gezeigt, dass eine grenzüberschreitende Verbindung den Kapazitätsfaktor sowohl des Elektrolyseurs in Emmen als auch in Haren erhöht. Da der Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung auf der deutschen Seite am stärksten ausgeprägt ist, könnte die Ermöglichung des grenzüberschreitenden Stromtransports den Kapazitätsfaktor des Elektrolyseurs in Emmen je nach Szenario um 10-18 % erhöhen. Allerdings erreicht der Kapazitätsfaktor in Emmen nicht 70-80 %. Ein Batteriespeicher oder ein (kleiner) Netzanschluss für den Elektrolyseur in Emmen könnten geprüft werden, um die Kosten für den Wasserstoff zu senken.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine grenzüberschreitende Verbindung die Menge der lokal verbrauchten Erneuerbaren Energien erhöht (wodurch die Beschneidung reduziert wird) und das Betriebsfenster für den Elektrolyseur, der direkt an die Erneuerbaren Energien angeschlossen ist, verbessert.

11.3 Thyssengasleitung als Pipeline sowie Option als Speicher

Wie in Kapitel 11.2 beschrieben, befindet sich analog auf deutscher Seite innerhalb der SEREH Region ebenfalls ein bereits bestehendes Erdgasnetz. Einen Teil dieses Gasnetzes bilden die Leitungen der Thyssengas, welche in Abbildung 31 dargestellt sind.

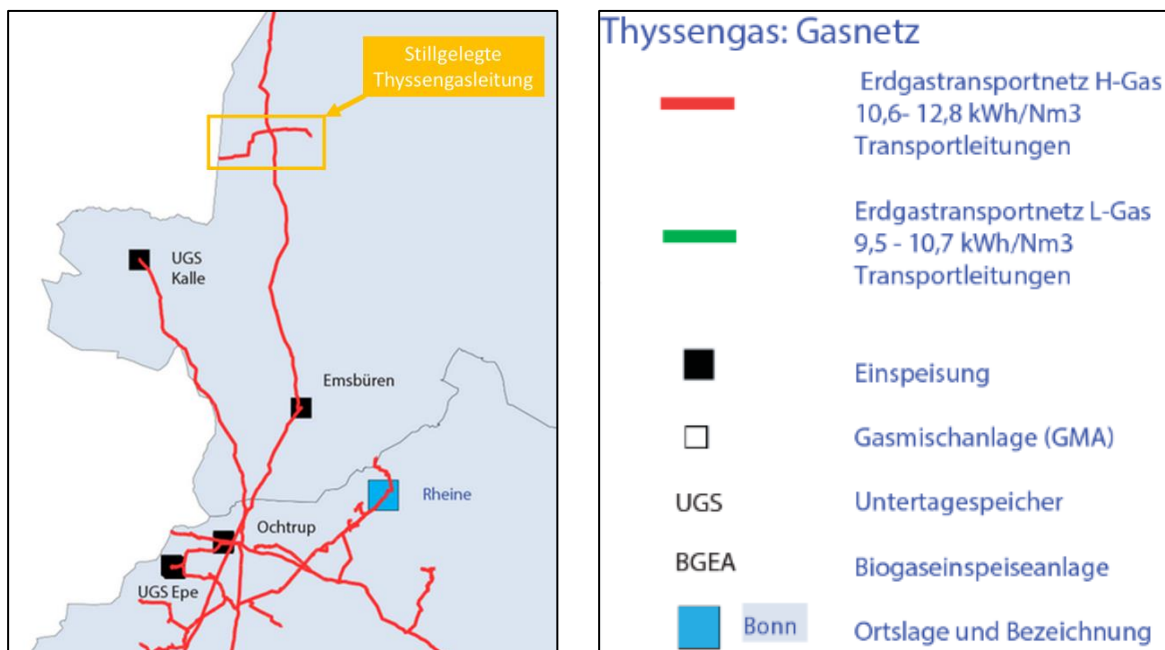


Abbildung 31: Gasnetz der Thyssengas in der SEREH Modellregion [62]

Einige der Leitungsabschnitte der Thyssengas sind nicht mehr in Betrieb, sodass eine Nutzung der Leitungen zur Speicherung und zum Transport von grünem Wasserstoff aus der SEREH Region grundsätzlich möglich wäre.

So befindet sich z.B. eine stillgelegte Versorgungsleitung mit der Bezeichnung L00466 zwischen dem stillgelegten Gaskraftwerk Meppen – Hünteln und dem niederländischen Gasnetz, welche außerdem an das in Kapitel 10.1 vorgestellte Speicherfeld angrenzt. Der Verlauf des Gasnetzes und der zuvor genannten stillgelegten Transportleitung der Thyssengas sind in der Abbildung 31 und der Abbildung 32 bis zur niederländischen Grenze dargestellt.

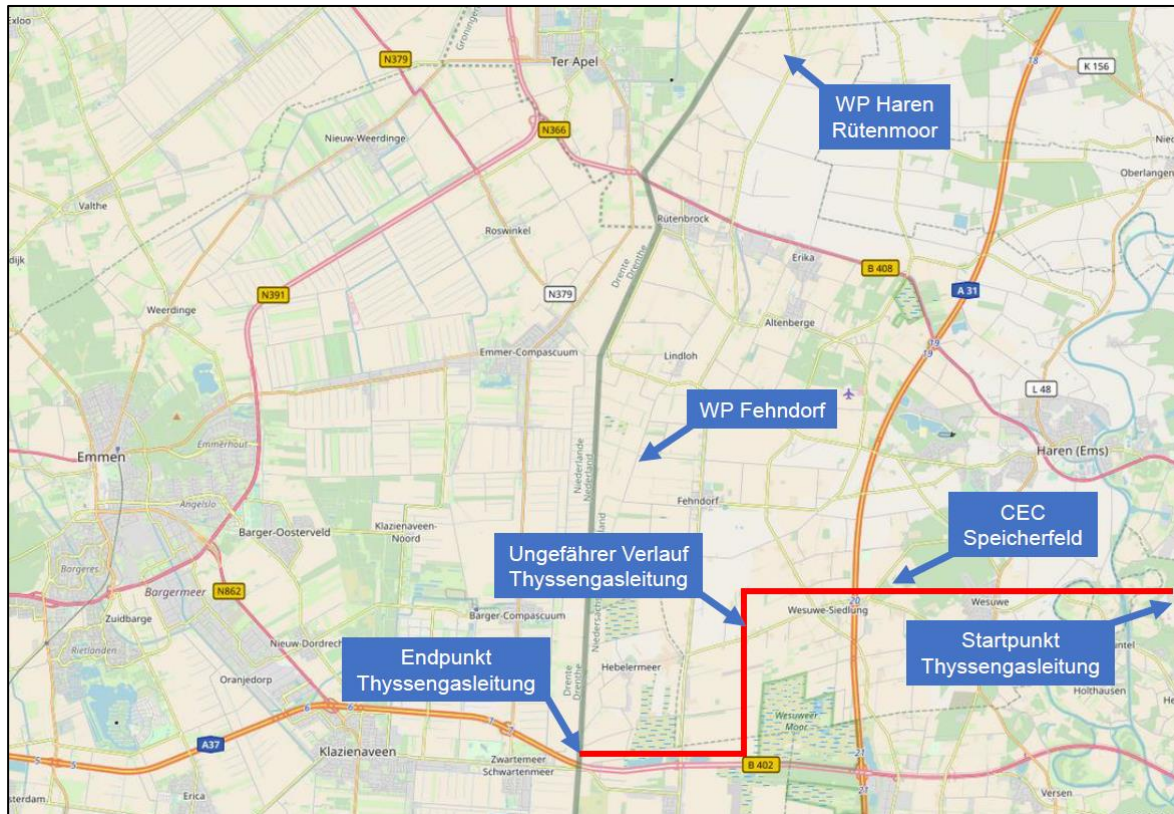


Abbildung 32: Übersicht CEC, Thyssengasleitung und Windparks [63]

Die stillgelegte Leitung besitzt eine Länge von ca. 18 km und einen Durchmesser von 600 mm, wurde auf 67,5 bar betrieben und besitzt eine Kapazität von 10,6 – 12,8 kWh/ Nm³ bei einer Befüllung mit Erdgas.

11.4 Mobilitätskonzepte

Neben der Industrie gibt es ebenfalls große Potenziale zur Nutzung von grünem Wasserstoff im Verkehrsbereich. Sämtliche Logistikunternehmen, Verkehrsbetriebe und auch die Abfallwirtschaftsbetriebe der Modellregion SEREH könnten auf Fahrzeuge mit Brennstoffzellen umsteigen. Da Unternehmen aus diesen Bereichen häufig auch in der öffentlichen Hand sind, kann durch die Umstellung auf Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge so aktiv die lokale Dekarbonisierung vorangebracht und zusätzliche Absatzpotenziale für grünen Wasserstoff geschaffen werden.

In der Gemeinde Haren (Ems) kann die Erzeugung und die Nutzung von grünem Wasserstoff direkt zusammengebracht werden. Erste Wasserstoff-Projekte im Verkehrssektor befinden sich in der Region bereits in der Umsetzung. Ein Ausgangspunkt im Bereich des Verkehrssektors liegt dabei zunächst auf dem in Kapitel 9.2 beschriebenen Hauptabnehmer „Grüner Tankstellenpark Emsland“ und möglichen ersten Anwendern wie dem Abfallwirtschaftsbetrieb AWB (Abfallwirtschaftsbetrieb Landkreis Emsland) und dem in

Kapitel 10.3 beschriebenen Demonstrationsvorhaben H2Agrar mit zwei wasserstoffbetriebenen Testschleppern der Firma Fendt und liefert erste Antworten und Lösungen auf folgende Punkte:

- Wo kann der grüne Wasserstoff durch welchen Abnehmer bezogen werden?
- Wie viel Wasserstoff wird für welchen Fahrzeugtyp benötigt und muss zur Verfügung gestellt werden?
- Wie kann der Wasserstofftransport kurz- und langfristig zu diversen Abnehmern erfolgen?

Ziel der einzelnen Logistikkonzepte ist, neben dem Transport der Gasmengen, die Erzeugungs- und Verbrauchsmengen der Modellregionen jeweils zu ermitteln und grenzüberschreitend zusammenzuführen. Zum jetzigen Zeitpunkt kann noch nicht auf eine vorhandene grenzübergreifende Infrastruktur zurückgegriffen werden und auch alternative Absatzmärkte, bzw. Wasserstofflieferanten, sind noch nicht vorhanden.

12 Fazit

Da grüner Wasserstoff als längerfristiger Energiespeicher für ein breites Spektrum an Anwendungsbereichen, welche die größten CO₂ Emissionen freisetzen, zur Nutzung geeignet ist, wird dieser bei der Dekarbonisierung unserer Wirtschaft eine entscheidende Rolle spielen. Wasserstoff bietet die Möglichkeit erneuerbaren Strom über bereits bestehende Infrastruktur in Form des (Erd-)Gasnetzes innerhalb der SEREH Region längerfristig zu speichern und grenzüberschreitend zu verteilen. Grundsätzlich ermöglicht Wasserstoff eine Umstellung von diversen Bereichen wie der Industrie, der Mobilität, der Landwirtschaft und dem Wärmesektor weg von fossilen Energieträgern und hin zu Erneuerbaren Energien innerhalb der SEREH Region.

Für die SEREH Region bestehen sowohl auf der Herstellungsseite aufgrund des hohen Vorkommens an Erneuerbaren Energien, auf der Logistikseite durch bestehende Infrastruktur in Form vom Erdgasnetz, als auch schlussendlich bei der Anwendungsseite durch Unternehmen in der Industrie, in der Mobilität, in speziellen Anwendungsfeldern wie großangelegten Gewächshäusern sowie in der Schifffahrt optimale Bedingungen, um eine grenzüberschreitende Wasserstoffwirtschaft aufzubauen und von dieser gemeinsam zu profitieren.

Es wird derzeit modellhaft in Haren (Ems) erprobt, wie die Landwirtschaft durch den Einsatz von Wasserstoff-Traktoren dekarbonisiert werden kann. Diese Vorhaben könnten die Basis für eine lokale Ausweitung in der Zukunft ermöglichen, sodass zusätzliche Absatzpotenziale innerhalb der SEREH Region geschaffen werden können.

Es können Projekte geschaffen werden, welche die potenziellen Abnehmer in der SEREH Region, die Unternehmen der Verteilinfrastruktur und die Erzeuger von Erneuerbaren Energien verbinden, um auf Basis der in diesem Bericht aufgezeigten Potenziale gemeinsame Synergieprojekte zu entwickeln und umzusetzen.

Literaturverzeichnis

- [1] Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S. u. Hissel, D.: Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews 146 (2021), S. 111180
- [2] IRENA (Hrsg.): Green hydrogen a guide to policy making. Abu Dhabi 2020
- [3] Ostadi, M., Paso, K. G., Rodriguez-Fabia, S., Øi, L. E., Manenti, F. u. Hillestad, M.: Process Integration of Green Hydrogen: Decarbonization of Chemical Industries. Energies 13 (2020) 18, S. 4859
- [4] Joint Research Centre (JRC), European Commission (Hrsg.): Green hydrogen opportunities in selected industrial processes. Workshop summary report. (26th of June 2018, Centre Albert Borschette, Brussels, Belgium). 2018
- [5] International Energy Agency- IEA: The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. IEA 2019
- [6] BMBF: Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre, 2020
- [7] GETEC PARK.EMMEN - Chemical park - The Netherlands, 2021. <https://chemicalparks.eu/parks/getec-park-emmen>, abgerufen am 25.07.2021
- [8] Green hydrogen cost reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 Deg C climate goal, Emanuele, T., Herib, B., Raul Miranda u. Marcelo Carmo, 2021
- [9] Energiepark Mainz: Hier weht Innovationsgeist! Erneuerbare Energien mit Wasserstoff speichern. Ein Demonstrationsprojekt von Meinzer Stadtwerke, Linde. Eindhoven-Allee, 55129 Mainz 2018. https://www.energiepark-mainz.de/fileadmin/user_upload/energiepark-mainz-broschuere-2018.pdf, abgerufen am 15.06.2021
- [10] Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S. u. Hissel, D.: Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews 146 (2021), S. 111180
- [11] Project HAEOLUS: Hydrogen-Aeolic Energy with Optimised eElectrolysers Upstream of Substation, 2021. <https://www.haeolus.eu>, abgerufen am 21.07.2021
- [12] Dolf Gielen, Emanuele Taibi u. Raul Miranda: Hydrogen: A renewable energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019
- [13] Reinhard Otten: Audi opens power-to-gas facility in Werlte/Emsland; e-gas from water, green electricity and CO2. In:
- [14] Uniper SE: Methanation plant in Falkenhagen starts operation and supplies synthetic methane – another step towards a successful energy transition. Düsseldorf 2019
- [15] Electrochaea GmbH: Energy storage leaders launch commercial scale power-to-gas project
- [16] van Charlotte, L. u. Andreas, Z.: Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. D 8.3 Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU. Store & Go 2018

- [17] Dieterich, V., Buttler, A., Hanel, A., Spliethoff, H. u. Fendt, S.: Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. *Energy & Environmental Science* 13 (2020) 10, S. 3207–3252
- [18] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R. u. Kolb, T.: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy* 85 (2016), S. 1371–1390
- [19] Gorre, J., Ortloff, F. u. van Leeuwen, C.: Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy* 253 (2019), S. 113594
- [20] Ian Wilkinson: Green Ammonia for energy storage and beyond. Rutherford Appleton Laboratory, UK 2016
- [21] en:former: First commercial-scale green ammonia plant in the works in Denmark. Project could become blueprint for producing this crucial chemical, 2021. <https://www.en-former.com/en/first-commercial-scale-green-ammonia-plant-in-the-works-in-denmark/>, abgerufen am 21.07.2021
- [22] Ammonia Energy Association: Solar ammonia, available in Spain from 2021, 2020
- [23] Nayak-Luke, R., Bañares-Alcántara, R. u. Wilkinson, I.: «Green» Ammonia: Impact of Renewable Energy Intermittency on Plant Sizing and Levelized Cost of Ammonia. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 57 (2018) 43, S. 14607–14616
- [24] Wacker Chemie AG: Renewable HYdrogen and MEthanol Bavaria. WACKER startet mit erneuerbarem Wasserstoff die Defossilisierung industrieller Produktionsprozesse, 2021. <https://www.wacker.com/cms/de-de/about-wacker/research-and-development/rhyme-bavaria/detail.html>, abgerufen am 15.06.2021
- [25] EU Horizon 2020: MefCO2 Methanol fuel from CO2. Synthesis of methanol from captured carbon dioxide using surplus electricity, 2019. <https://www.carbonrecycling.is/projects#projects-mefco2>, abgerufen am 15.06.2021
- [26] Singla, M. K., Nijhawan, P. u. Oberoi, A. S.: Hydrogen fuel and fuel cell technology for cleaner future: a review. *Environmental science and pollution research international* 28 (2021) 13, S. 15607–15626
- [27] Rose, B.: ENE-FARM installed 120,000 residential fuel cell units. *H2 International* (2015)
- [28] Rose, B. u. Geitmann, Sven: 120.000 Brennstoffzellen-Heizgeräte bei Ene-Farm. *Hzwei Magazin und Blog für Wasserstoff und Brennstoffzellen* (2015)
- [29] ene.field Project, 2021. <http://enefield.eu/>, abgerufen am 22.07.2021
- [30] PACE: pace project, 2020. <https://pace-energy.eu/>, abgerufen am 22.07.2021
- [31] Russell, G., Zulfiqar, F. u. Hancock, J. T.: Hydrogenases and the Role of Molecular Hydrogen in Plants. *Plants (Basel, Switzerland)* 9 (2020) 9
- [32] Zeng, J., Zhang, M. u. Sun, X.: Molecular hydrogen is involved in phytohormone signaling and stress responses in plants. *PloS one* 8 (2013) 8, e71038
- [33] Salem: Hydrogen fertilization of soils – is this a benefit of legumes in rotation?

- [34] Anifantis, A. S., Colantoni, A. u. Pascuzzi, S.: Thermal energy assessment of a small scale photovoltaic, hydrogen and geothermal stand-alone system for greenhouse heating. *Renewable Energy* 103 (2017), S. 115–127
- [35] Gorjian, S., Ebadi, H., Najafi, G., Singh Chandel, S. u. Yildizhan, H.: Recent advances in net-zero energy greenhouses and adapted thermal energy storage systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 43 (2021), S. 100940
- [36] Pascuzzi, S., Anifantis, A., Blanco, I. u. SCARASCIA MUGNOZZA, G.: Electrolyzer Performance Analysis of an Integrated Hydrogen Power System for Greenhouse Heating. A Case Study. *Sustainability* 8 (2016) 7, S. 629
- [37] Blanco, I., Pascuzzi, S., Anifantis, A. S. u. Scarascia-Mugnozza, G.: Study of a pilot photovoltaic-electrolyser-fuel cell power system for a geothermal heat pump heated greenhouse and evaluation of the electrolyser efficiency and operational mode. *Journal of Agricultural Engineering* 45 (2014) 3, S. 111
- [38] Pascuzzi, S., Blanco, I., Anifantis, A. S. u. Scarascia-Mugnozza, G.: Hazards assessment and technical actions due to the production of pressured hydrogen within a pilot photovoltaic-electrolyser-fuel cell power system for agricultural equipment. *Journal of Agricultural Engineering* 47 (2016) 2, S. 88
- [39] Vourdoubas, J.: Possibilities of Using Fuel Cells for Energy Generation in Agricultural Greenhouses: A Case Study in Crete, Greece. *Journal of Agricultural Science* 11 (2019) 8, S. 113
- [40] Wang, K., Pantaleo, A. M., Mugnozza, G. S. u. Markides, C. N.: Technoeconomic assessment of solar combined heat and power systems based on hybrid PVT collectors in greenhouse applications. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 609 (2019), S. 72026
- [41] Vadiee, A., Yaghoubi, M., Sardella, M. u. Farjam, P.: Energy analysis of fuel cell system for commercial greenhouse application – A feasibility study. *Energy Conversion and Management* 89 (2015), S. 925–932
- [42] Hydrogen in the Energy System of the Future: Focus on Heat in Buildings, Gerhardt, N., Bard, Jochen, Schmitz, Richard, Beil, M., Fennig, M. u. Kneiske, T.
- [43] Wasserstoff IM zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme, Gerhardt, N., Bard, Jochen, Schmitz, Richard, Beil, M., Fennig, M. u. Kneiske, T.
- [44] Stadt Haren (Ems) - Standortprofil - Wirtschaft und Verkehr, 2021.
http://www.haren.de/wirtschaft_und_verkehr/standortprofil/standortprofil_wirtschaftszahlen.html, abgerufen am 13.06.2021
- [45] Wikipedia: Haren (Ems), 2021.
[https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Haren_\(Ems\)&oldid=212345173](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Haren_(Ems)&oldid=212345173), abgerufen am 13.06.2021
- [46] Standort – HS Bereederungs GmbH & Co. KG – 49733 Haren/Ems, 2021.
<http://www.hs-schiffahrt.com/unternehmen/konzept/>, abgerufen am 13.06.2021
- [47] Mallouppas, G. u. Yfantis, E. A.: Decarbonization in Shipping Industry: A Review of Research, Technology Development, and Innovation Proposals. *Journal of Marine Science and Engineering* 9 (2021) 4, S. 415

- [48] Proton Motor Fuel Cell GmbH: Die sauberste Energieversorgung der Schifffahrt, 2020. <https://www.proton-motor.de/anwendungen/maritim/>, abgerufen am 22.07.2021
- [49] Wissenschaft aktuell: Mit Brennstoffzellen abgasfrei über die Alster, 2008. https://www.wissenschaft-aktuell.de/artikel/Mit_Brennstoffzellen_abgasfrei_ueber_die_Alster1771015585273.html, abgerufen am 22.07.2021
- [50] Geitmann, S.: Das Brennstoffzellen-Schiff Alsterwasser liegt still. Hzwei Magazin und Blog für Wasserstoff und Brennstoffzellen (2014)
- [51] Perspectives for the Use of Hydrogen in Inland Shipping. A feasibility study, within the Interreg Deutschland-Neederlands project "MariGreen", RWTH Aachen, 2018
- [52] dena (Deutsche Energie-Agentur), Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, 2018, EFI (Expertenkommission Forschung und Innovation), Gutachten2019. Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands, 2019, BCG / prognos (i.A. des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V.), Klimapfade für Deutschland, 2018.
- [53] Enwelo GmbH & Co. KG: Machbarkeitsstudie für ein Initialprojekt zum Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft im Landkreis Grafschaft Bentheim (2021)
- [54] https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Elektrolyse_Basics_III_04.pdf, abgerufen am 14.06.2021
- [55] Grüner Wasserstoff aus Deutschland beflügelt Klimaschutz und Volkswirtschaft - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (wupperinst.org)
- [56] C. Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter, U. Groos, D. Härle, A. Held, M. Jahn, N. Müller, T. Pfeifer, P. Plötz, O. Ranzmeyer, A. Schaadt, F. Sensfuß, T. Smolinka, M. Wietschel (Fraunhofer): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland (2019)
- [57] HyStarter-Region Rügen-Stralsung: Die Rolle von Wasserstoff in der Regionalen Energie- und Verkehrswende (2021)
- [58] Yang, Christopher and Ogden, Joan (2008): Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode (<https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>)
- [59] <https://h2.live/>, abgerufen am 22.12.2021
- [60] Shell Wasserstoff-Studie (2017)
- [61] DIN EN 17124 Wasserstoff als Kraftstoff. Produktfestlegung und Qualitätssicherung - Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge 2018 (2018)
- [62] <https://thyssengas.com/de/netzauskunft/transparenzinformation/netzkarten.html>, abgerufen am 21.12.2021
- [63] <https://www.openstreetmap.de/>, abgerufen am 17.12.2021
- [64] DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg: Wasserstoffqualitätsanforderungen (2020)
- [65] (entfällt)

- [66] <https://h2-region-emsland.de/2021/05/28/ipcei-lingen/>, abgerufen am 17.12.2021
- [67] e-mobil BW GmbH: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität (2013)
- [68] <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Chemicals>, abgerufen am 07.01.2022
- [69] <https://ses.jrc.ec.europa.eu/eirie/en/news-and-events/news/fit-55-major-step-towards-decarbonized-eu-2050>, abgerufen am 17.12.2021
- [70] Greenpeace energy: Kurzstudie Blauer Wasserstoff (2020)
- [71] <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/>, abgerufen am 17.12.2021
- [72] (entfällt)
- [73] Timmerberg, S.; Bullerdiek, N.; Kaltschmitt, M.; Gnann, T.; Wietschel, M. (2019): Import von Strom-kraftstoffen für den Verkehr – Lkw, Binnen-/Seeschiffe, Flugzeuge. Studie im Rahmen der Wis-senschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. TUUH und Fraunho-fer ISI
- [74] ArcelorMittal (2018). ArcelorMittal and LanzaTech break ground on €150million project to revolu-tionise blast furnace carbon emissions capture [Pressemitteilung]. Abgerufen von <http://www.steelanol.eu/en/news/arcelormittal-and-lanzatech-break-ground-on-150million-project-to-revolutionise-blast-furnace-carbon-emissions-capture>, abgerufen am 17.12.2021
- [75] VCI (2019): Sektorenkopplung P2X – Regulierungsgrundlagen für die Sektorenkopplung aus Sicht der chemischen Industrie. Verband der Chemischen Industrie e.V.: Frankfurt
- [76] CCKM (2017): Umsetzung Klimaschutzplan 2050: Maßnahmenprogramm „INDUSTRIE“. Cluster Chemie/Kunststoffe Mitteldeutschland, Kooperationsnetzwerk Chemie+, HYPOS. Leuna, Halle, Leipzig
- [77] Kompetenzzentrum Klima- und Lärmschutz im Luftverkehr, CENA Hessen: Betrachtung und Ausblick der Technologien zur Herstellung von "Power-to-Liquid" (PtL). 2020 (cena-hessen.de)
- [78] https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf, abgerufen am 07.01.2022
- [79] <https://norddeutschewasserstoffstrategie.de/wp-content/uploads/2020/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf>, abgerufen am 07.01.2022