

Entwicklung einer Angebotskurve zur Deckung der deutschen Wasserstoffnachfrage bis 2050

Verfasser: Magnus Jörg
Paul Anders
Raffael Hubich

Wissenschaftliche Leitung: Prof. Dr. Konstantin Lenz

14.08.2023

Kurzfassung

Das zukünftige deutsche Energiesystem wird von deutlich steigenden Stromverbräuchen durch Elektrifizierung und Sektorenkopplung geprägt sein. Der Strombedarf wird zu steigenden Anteilen von fluktuierenden erneuerbaren Energien gedeckt werden. Um die Stabilität dieses Energiesystems zu gewährleisten, spielen Flexibilitäten eine zentrale Rolle. In diesem Kontext ist insbesondere Wasserstoff zu nennen, der einen bedeutenden Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten kann.

Der Bedarf an Wasserstoff bis zum Jahr 2050 wurde durch das Forschungsprojekt „Wasserstoffnachfragepotenzial bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union“ der Fachhochschule Erfurt identifiziert. Die hier vorliegende Forschungsarbeit ist als Fortführung zu verstehen und betrachtet aufbauend auf den Ergebnissen des deutschen Wasserstoffbedarfes die Angebotsseite. Es existieren verschiedene Wasserstoffherzeugungstechnologien, die sich hinsichtlich der anfallenden Treibhausgasemissionen, der Kosten und der Erzeugungspotenziale unterscheiden. Diese werden im Rahmen des Forschungsprojektes vergleichend betrachtet. Aufbauend auf der Technologiebeschreibung der einzelnen Verfahren wird jeweils ein Ausbauszenario bis 2050 entwickelt, das die installierten Erzeugungskapazitäten enthält. Anschließend werden die Kosten der Technologien und Wasserstoffquellen betrachtet. Auf Grundlage der Ergebnisse der Grenzkosten wird dann ein Szenario der Wasserstoffbedarfsdeckung entworfen.

Ziel ist dabei der Entwurf eines grenzkostenbasierten Szenarios der Deckung des Wasserstoffbedarfes in Deutschland bis zum Jahr 2050, um so die Zusammensetzung der Technologien und Wasserstoffquellen zu ermitteln, die an der Bedarfsdeckung im jeweiligen Jahr beteiligt sind. Zudem wird die Frage des notwendigen Importanteils von Wasserstoff und dessen Herkunft beantwortet und der Kostenvergleich der Technologien ermöglicht die Einordnung der Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Energieträgern.

Die Ergebnisse zeigen, dass abhängig von dem angenommenen Wetterszenario etwa 20-40 % des Wasserstoffbedarfes durch in Deutschland erzeugten grünen Wasserstoff gedeckt werden kann. Der Anteil bleibt über die betrachteten Jahre annähernd konstant, was darauf schließen lässt, dass die Elektrolyseleistung und der Wasserstoffbedarf ähnlich stark anwachsen. Der Restbedarf wird überwiegend durch blauen Wasserstoff gedeckt. Erst in den letzten Jahren der Betrachtung ab 2040 wird der grüne und blaue Wasserstoff zunächst um geringe Anteile türkisen Wasserstoff ergänzt, bevor in den Jahren ab 2043 der blaue und der türkise Wasserstoff Schritt für Schritt durch importierten grünen Ammoniak verdrängt werden. Im Jahr 2050 werden nur noch etwa 75 TWh

blauer und türkiser Wasserstoff genutzt. Während nach dem Wetterszenario 2009 etwa 292 TWh über grünen Ammoniak und 151 TWh über inländischen grünen Wasserstoff bzw. entsprechend des Wetterszenarios 2007 etwa 258 TWh über grünen Ammoniak und 186 TWh über inländischen grünen Wasserstoff gedeckt werden.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass in keinem der betrachteten Jahre Wasserstoffimporte aus Frankreich oder Spanien möglich waren, da diese Länder selbst ihren eigenen Bedarf nicht decken können. Somit müssen alle notwendigen Wasserstoffimporte aus dem außereuropäischen Ausland bezogen werden. Aufgrund der stetig sinkenden Grenzkosten von grünem Ammoniak ist dieser in den letzten betrachteten Jahren auch wirtschaftlich konkurrenzfähig. Betrachtet man die Kosten näher bleibt jedoch bis 2050 blauer Wasserstoff die günstigste Variante. Es wurde jedoch eine auslaufende Nutzung der Technologie in den letzten Jahren angenommen. Begründet ist dies durch Nachteile wie gewisse Restemissionen, der Notwendigkeit eines fossilen Energieträgers und Umweltbedenken.

Bedenklich ist die Betrachtung der Strombilanzen unter den getroffenen Annahmen bis zum Jahr 2050. Bedarfsseitig wurde hier der zusätzliche Strombedarf durch Elektrifizierung und Sektorenkopplung und für den Betrieb der Elektrolyseure berücksichtigt. Angebotsseitig wurde ein Ausbauszenario der verschiedenen Kraftwerkskapazitäten entwickelt. Für Deutschland ergibt sich bilanziell ein erheblicher Importbedarf von Strom. Der negative Saldo liegt im Maximum bei 231 TWh im Jahr 2045 (Wetterszenario 2007). Dieser Bedarf kann auch von den Ländern Spanien und Frankreich nicht abgefangen werden.

Die Forschungsarbeit bietet eine Vielzahl an Erkenntnissen und stellt einen Ansatz für die Beantwortung einiger der drängendsten Fragen der Wasserstoffwirtschaft dar. Es ist jedoch zu sagen, dass die Ergebnisse nur ein Szenario widerspiegeln. Das tatsächliche Eintreten verschiedener Entwicklungen, wird von vielen Faktoren beeinflusst. Insbesondere politische Entscheidungen können die Entwicklungen bedeutend lenken.

Abstract

The future German energy system will be characterized by a significant increase in electricity consumption due to electrification and sector coupling. Electricity demand will be met to an increasing extent by fluctuating renewable energies. Flexibilities will play a central role in ensuring the stability of this energy system. In this context, hydrogen in particular should be mentioned, as it can make a significant contribution to increasing the flexibility of the energy system.

The demand for hydrogen up to the year 2050 was identified by the research project "Hydrogen demand potential up to the year 2050 in Germany and the European Union" of the University of Applied Sciences Erfurt. The research work presented here is to be understood as a continuation and considers the supply side based on the results of the German hydrogen demand. There are various hydrogen production technologies that differ in terms of greenhouse gas emissions, costs and production potential. These technologies will be compared within the framework of the research project. Based on the technology description of the individual processes, an expansion scenario until 2050 is developed, which contains the installed generation capacities. Subsequently, the costs of the technologies and hydrogen sources are considered. Based on the results of the marginal costs, a scenario of the hydrogen demand coverage is developed.

The aim is to design a scenario based on marginal costs for the coverage of the hydrogen demand in Germany until the year 2050, in order to determine the composition of the technologies and hydrogen sources involved in the coverage of the demand in the respective year. In addition, the question of the necessary import share of hydrogen and its origin is answered and the cost comparison of the technologies enables the classification of the competitiveness compared to other energy sources.

The results show that, depending on the assumed weather scenario, about 20-40 % of the hydrogen demand can be covered by green hydrogen produced in Germany. The share remains approximately constant over the years considered, which suggests that electrolyzer output and hydrogen demand grow at a similar rate. The remaining demand is predominantly covered by blue hydrogen. Only in the last years of the analysis, starting in 2040, are the green and blue hydrogen initially supplemented by small amounts of turquoise hydrogen, before in the years starting in 2043 the blue and turquoise hydrogen are gradually displaced by imported green ammonia. In 2050, only about 75 TWh of blue and turquoise hydrogen will be used. While according to the weather scenario 2009 about 292 TWh are covered by green ammonia and 151 TWh by domestic green hydrogen or according to the weather scenario 2007 about 258 TWh by green ammonia and

186 TWh by domestic green hydrogen.

Furthermore, it has been shown that in none of the considered years hydrogen imports from France or Spain were possible, since these countries cannot cover their own demand. Thus, all necessary hydrogen imports have to be obtained from outside Europe. Due to the steadily decreasing marginal costs of green ammonia, it has also become economically competitive in the last few years. Looking at the costs more closely, however, blue hydrogen remains the most favorable option until 2050. However, a phasing out of the technology in the last years was assumed. This is due to disadvantages such as certain residual emissions, the need for a fossil fuel and environmental concerns.

The consideration of the electricity balances under the assumptions made up to the year 2050 is questionable. On the demand side, the additional electricity demand due to electrification and sector coupling and for the operation of the electrolyzers was taken into account. On the supply side, an expansion scenario for the various power plant capacities was developed. For Germany, this results in a considerable import demand for electricity. The negative balance amounts to a maximum of 231 TWh in 2045, a demand that cannot be met by Spain or France.

The research offers a variety of insights and represents an approach to answering some of the most pressing questions of the hydrogen economy. It should be said, however, that the results reflect only one scenario. The actual occurrence of different developments will be influenced by many factors. In particular, political decisions can significantly steer the developments.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	II
Abstract	IV
Inhaltsverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis	IX
Tabellenverzeichnis	XIII
1 Einleitung.....	1
2 Grundlagen.....	3
2.1 Farbenlehre	3
2.2 Physikalische und Chemische Eigenschaften	5
2.3 Delegated Act.....	8
2.4 Förderprogramme.....	10
2.5 Wasserstoffhandel (Zertifikathandel, Handelsmodelle Wasserstoff).....	12
3 Wasserstoffspeicherung und das Wasserstoffnetz in Deutschland	18
3.1 Speicherpotential der Wasserstoffspeicherung in Deutschland.....	18
3.2 Ausbauszenario	26
3.3 Kosten	33
4 Flächenpotentiale	36
5 Technologiebeschreibung / Verfahrensbeschreibung	40
5.1 Grauer Wasserstoff	40
5.2 Blauer Wasserstoff	43
5.3 Türkiser Wasserstoff.....	45
5.4 Pinker Wasserstoff	52
5.5 Grüner Wasserstoff	53
5.6 Grüner Ammoniak	60
6 Szenarienentwicklung.....	69
6.1 Vorgehensweise	69
6.2 Szenario Stromerzeugungsmix	70
6.3 Wetterszenarien	72
7 Forschungsprojekt 2021	76
7.1 Ergebnisse Wasserstoffbedarf.....	76
7.2 Ergänzungen Wasserstoffbedarf	78
7.3 Verfügbares Erdgas.....	85

8	Ausbauszenarien / erzeugbare Mengen Wasserstoff.....	87
8.1	Grauer Wasserstoff	87
8.2	Blauer Wasserstoff	88
8.3	Türkiser Wasserstoff.....	90
8.4	Pinker Wasserstoff	92
8.5	Grüner Wasserstoff	92
8.6	Grüner Ammoniak	94
9	Kostenbetrachtung.....	98
9.1	Grauer Wasserstoff	98
9.2	Blauer Wasserstoff	101
9.3	Türkiser Wasserstoff.....	105
9.4	Pinker Wasserstoff	108
9.5	Grüner Wasserstoff	109
9.6	Grüner Ammoniak	121
10	Entwicklung eines deutschen Erzeugungsmixes bis 2050.....	135
10.1	Kostenvergleich der Verfahren.....	135
10.2	Wasserstofferzeugungsmix Deutschland	140
10.3	Bedarfsdeckung Frankreich	146
10.4	Bedarfsdeckung Spanien	149
10.5	Strombilanzen	151
11	Fazit.....	154
	Literaturangaben.....	VIII

Abkürzungsverzeichnis

CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CO ₂	<i>Kohlenstoffdioxid</i>
DE	<i>Deutschland</i>
el.	<i>elektrisch</i>
ES	<i>Spanien</i>
EU	<i>Europäische Union</i>
FR	<i>Frankreich</i>
Gt	<i>Gigatonnen</i>
IT	<i>Informationstechnik</i>
MW	<i>Megawatt</i>
TWh	<i>Terrawattstunde</i>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Wasserstofffarben [4]	3
Abbildung 2: Möglicher Aufbau des Wasserstoffhandels [22].....	14
Abbildung 3: Mögliche Handelsprodukte des zukünftigen Wasserstoffmarktes [22]	16
Abbildung 4: Übersicht der untertägigen Gasspeicher in Deutschland [25]	19
Abbildung 5: Verfahren zum Aussolen einer Salzkaverne [27].....	21
Abbildung 6: Verteilung der Deutschen Salzstrukturen [25]	23
Abbildung 7: Sedimentbecken und die sich darin befindlichen Gasfelder Deutschlands [25]	26
Abbildung 8: Ausbaustufen des Wasserstoff-Fernleitungsnetzes (Jahr 2030, 2035 und 2040) [39]	31
Abbildung 9: Schema Dampfreformierung [47]	40
Abbildung 10: Schematische Darstellung CCS [49]	43
Abbildung 11: Schematische Darstellung der Erdgaspyrolyse [48]	45
Abbildung 12: Kategorisierung von Erdgaspyrolyse-Verfahren [48]	46
Abbildung 13: Betriebsparameter und schematische Darstellung der thermischen Spaltung an Kohlenstoffgranulat [52]	48
Abbildung 14: Betriebsparameter und schematische Darstellung der Plasma-Spaltung [52]	49
Abbildung 15: Betriebsparameter und schematische Darstellung der katalytischen Spaltung [52]	50
Abbildung 16: Reaktionsenthalpie in Abhängigkeit der Temperatur bei Standarddruck [56]	54
Abbildung 17: Aufbau AEL-Zelle	55
Abbildung 18: Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise AEL-Zelle	56
Abbildung 19: Aufbau der PEMEL-Zelle.....	57
Abbildung 20: Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise der PEMEL-Zelle	57
Abbildung 21: Aufbau der SOEL-Zelle	58
Abbildung 22: Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise SOEL-Zelle.....	59
Abbildung 23: Schema der Treibhausgasarmen Ammoniakherstellung [68].....	62
Abbildung 24: Schematisches Blockdiagramm der Teilprozesse einer Luftzerlegungsanlage (Vorlage [63])	64
Abbildung 26: LPG-Tanker	65

Abbildung 25: Ammoniak-Tanker.....	65
Abbildung 27: Geplantes Ammoniakterminal in Rotterdam [82]	66
Abbildung 28: Stromerzeugungsmix DE [TWh]	70
Abbildung 29: Stromerzeugungsmix Spanien [TWh]	71
Abbildung 30: Stromerzeugungsmix Frankreich [TWh]	72
Abbildung 31: Wasserstofferzeugung und Bezugspreise – Wetterszenario 2007.....	74
Abbildung 32: Wasserstofferzeugung und Bezugspreise – Wetterszenario 2009.....	75
Abbildung 33: Wasserstoffbedarf Deutschland – Forschungsprojekt 2021 [2].....	76
Abbildung 34: Energieeinsatz Fernwärmeerzeugung [TWh]	79
Abbildung 35: Energieeinsatz restliche Industriesektoren [TWh].....	81
Abbildung 36: Energieeinsatz Fernwärmeerzeugung Frankreich [TWh].....	82
Abbildung 37: Energieeinsatz Fernwärmeerzeugung Spanien [TWh].....	83
Abbildung 38: Energieeinsatz nicht betrachtete Sektoren FR [TWh]	84
Abbildung 39: Energieeinsatz nicht betrachtete Sektoren ES [TWh]	85
Abbildung 40: Eingespartes Erdgas gegenüber 2020 [TWh].....	86
Abbildung 41: Ausbauszenario - Dampfreformierung.....	87
Abbildung 42: Ausbauszenario - Blauer Wasserstoff	89
Abbildung 43: Zeitpfad - Verfügbarkeit der Methanpyrolyse [107].....	90
Abbildung 44: Ausbauszenarien - Türkiser Wasserstoff.....	91
Abbildung 45: Ausbauszenario für die el. Leistung der Elektrolyseure in Deutschland, Spanien und Frankreich.....	93
Abbildung 46: Ausbauszenario der Importkapazität für grünen Ammoniak	96
Abbildung 47: Ausbauszenario der el. Erzeugungsanlagen für grünen Ammoniak.....	97
Abbildung 48: Grenzkosten – Grauer Wasserstoff	99
Abbildung 49: Kostenbetrachtung - Dampfreformierung.....	101
Abbildung 50: Grenzkosten - Blauer Wasserstoff.....	103
Abbildung 51: Kostenbetrachtung - Blauer Wasserstoff	104
Abbildung 52: Grenzkosten - Türkiser Wasserstoff	106
Abbildung 53: Kostenbetrachtung - Türkiser Wasserstoff.....	108
Abbildung 54: Strombedarf der Elektrolyseure abhängig der Veränderungen des Wirkungsgrades über den Betrachtungszeitraum.....	110
Abbildung 55: Grenzkosten - Grüner Wasserstoff in Deutschland (Wetterszenario 2009)	111
Abbildung 56: Grenzkosten - Grüner Wasserstoff in Frankreich (Wetterszenario 2009)	113
Abbildung 57: Grenzkosten - Grüner Wasserstoff in Spanien (Wetterszenario 2009)	115
Abbildung 58: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure....	117

Abbildung 59: Kostenbetrachtung -Grüner Wasserstoff Deutschland (Wetterszenario 2009) 118

Abbildung 60: Kostenbetrachtung -Grüner Wasserstoff Frankreich (Wetterszenario 2009) 119

Abbildung 61: Kostenbetrachtung -Grüner Wasserstoff Spanien (Wetterszenario 2009) 120

Abbildung 62: Strombedarf der Ammoniaksynthese nach Haber Bosch inkl. Elektrolyseur abhängig der Veränderungen über den Betrachtungszeitraum..... 123

Abbildung 63: Photovoltaik Stromgestehungskosten der berücksichtigten Erzeugungsländer für grünen Ammoniak über den Betrachtungszeitraum hinweg ... 124

Abbildung 64: Grenzkosten - Grüner Ammoniak Australien 126

Abbildung 65: Grenzkosten - Grüner Ammoniak Saudi-Arabien..... 127

Abbildung 66: Grenzkosten - Grüner Ammoniak Nordafrika..... 128

Abbildung 67: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für grünen Ammoniak 129

Abbildung 68: Vollbenutzungsstunden für Photovoltaikanlagen in den Erzeugerländern 130

Abbildung 69: Kostenbetrachtung -Grüner Ammoniak Australien..... 131

Abbildung 70: Kostenbetrachtung -Grüner Ammoniak Saudi-Arabien 133

Abbildung 71: Kostenbetrachtung -Grüner Ammoniak Nordafrika 134

Abbildung 72: Grenzkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2007 136

Abbildung 73: Grenzkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2009 137

Abbildung 74: Vollkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2007 139

Abbildung 75: Vollkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2009..... 140

Abbildung 76: Zusammensetzung der Wasserstoffquellen DE - Szenario 2007 141

Abbildung 77: Wasserstofferzeugung 2025, 2035 und 2045 - Szenario 2007 142

Abbildung 78: Deckung des Wasserstoffbedarfes DE [TWh] – Szenario 2007 143

Abbildung 79: Zusammensetzung der Wasserstoffquellen DE - Szenario 2009..... 144

Abbildung 80: Wasserstofferzeugung 2025, 2035 und 2045 - Szenario 2009 145

Abbildung 81: Deckung des Wasserstoffbedarfes DE [TWh] – Szenario 2009..... 146

Abbildung 82: Wasserstoffübersicht- Gegenüberstellung der Produktion und des Bedarfs an Wasserstoff FR [TWh]- Wetterszenario 2009..... 147

Abbildung 83: Bedarfsdeckung des Wasserstoffes in Frankreich in den Jahren 2025, 2035 und 2045- Wetterszenario 2009 148

Abbildung 84: Wasserstoffübersicht- Gegenüberstellung der Produktion und des Bedarfs an Wasserstoff ESP [TWh]- Wetterszenario 2009 149

Abbildung 85: Bedarfsdeckung des Wasserstoffes in Spanien in den Jahren 2025,

2035 und 2045- Wetterszenario 2009	150
Abbildung 86: Strombilanzen der Länder [TWh] – Szenario 2007	152
Abbildung 87: Strombilanzen der Länder [TWh] – Szenario 2009	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaften relevanter Stoffe.....	5
Tabelle 2: Leitungslängen der Ausbauschritte für die Ausbaustufen 2025 & 2030 [39]30	
Tabelle 3: Investitionskosten der Ausbaustufen 2025 & 2030 [39]	34
Tabelle 4: Vergleich Annahmen mit Osterpaket [GW]	36
Tabelle 5: Flächenpotential Windenergie an Land [43]	37
Tabelle 6: Flächenpotential Windenergie auf See [44]	38
Tabelle 7: Flächenpotential Photovoltaik.....	39
Tabelle 8: Übersicht Methan-/Erdgas-Pyrolyseverfahren in Anlehnung an [52].....	47
Tabelle 9: Marktanalyse für potenzielle Kohlenstoffprodukte in Anlehnung an [53].....	52
Tabelle 10: Vergleich der Verfahren AEL, PEMEL und AEM	59
Tabelle 11: Mittlere Zusammensetzung trockener Luft nach Volumenprozent [69].....	63
Tabelle 12: Wasserstoffbedarf EU – Forschungsprojekt 2021 [90].....	77
Tabelle 13: Wasserstoffbedarf ES und FR [TWh] – Forschungsprojekt 2021 [90] und [89]	78
Tabelle 14: Erdgasverbrauch restliche Industriesektoren.....	80
Tabelle 15: Gesamter Wasserstoffbedarf Deutschland bis 2050 [TWh]	81
Tabelle 16: Gesamter Wasserstoffbedarf FR und ES [TWh]	85
Tabelle 17: Basisszenario Bereitstellung Blauer Wasserstoff [103].....	89
Tabelle 18: Szenarien Bereitstellung Türkiser Wasserstoff [103]	91
Tabelle 19: Ausbauszenarien el. Leistung Elektrolyseure - DE, ES, FR.....	92
Tabelle 20: Anhaltspunkte für den Ausbau der Ammoniak-Terminals bis 2050.....	95
Tabelle 21: Parameter Grenzkosten - Grauer Wasserstoff.....	98
Tabelle 22: Wirtschaftlichkeitsparameter - Dampfreformierung	100
Tabelle 23: Parameter Grenzkosten - Blauer Wasserstoff	102
Tabelle 24: Wirtschaftlichkeitsparameter - Blauer Wasserstoff.....	104
Tabelle 25: Parameter Grenzkosten - Türkiser Wasserstoff.....	105
Tabelle 26: Wirtschaftlichkeitsparameter - Türkiser Wasserstoff	107
Tabelle 27: Parameter Grenzkosten - Grüner Wasserstoff.....	109
Tabelle 28: Parameter für die Transportkosten von grünem Wasserstoff aus Frankreich	112
Tabelle 29: Parameter für die Transportkosten von grünem Wasserstoff aus Spanien	114
Tabelle 30: Wirtschaftlichkeitsparameter - Grüner Wasserstoff.....	116
Tabelle 31: Energiebedarfsparameter - Ammoniaksynthese nach Haber Bosch.....	121
Tabelle 32: Parameter Grenzkosten - Grüner Ammoniak.....	125

Tabelle 33: Wirtschaftlichkeitsparameter - Grüner Ammoniak..... 129

1 Einleitung

Der Klimawandel wurde in den letzten Jahren zunehmend spürbar. Seine Auswirkungen zeigten sich etwa durch eine weltweite Häufung von Extremwetterereignissen, wie den zerstörenden Waldbränden in Australien im Jahr 2020 oder Temperaturmessungen am Polarkreis in Sibirien von 38 °C. Auch in Deutschland kommt es vermehrt zu Waldbränden und Hitzerekorden [1].

Gleichzeitig zeichnet sich in Deutschland aktuell eine steigende Nutzung von Braunkohle zur Verstromung ab. Dies ist insbesondere auf die verbesserte Wettbewerbssituation gegenüber anderen Energieträgern und auf Beschlüsse zur Reduzierung des Gasverbrauchs in Folge des Ukraine-Russland-Kriegs zurückzuführen.

Die ambitionierten Ziele der Bundesregierung, die im Klimaschutzgesetz verankert sind und bis zum Jahr 2045 in die Klimaneutralität Deutschlands münden sollen, scheinen sehr ambitioniert [2]. Es bedarf effektiver Maßnahmen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen, um die Energiewende erfolgreich zu gestalten.

Das Energiesystem der Zukunft wird durch eine fortschreitende Sektorenkopplung und Elektrifizierung verschiedener Energieverbraucher geprägt sein. Gleichzeitig wird der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung deutlich steigen. Erneuerbare Energien wie Wind und Sonne stehen jedoch nur fluktuierend zur Verfügung, was die Energiewirtschaft vor zunehmende Herausforderungen stellt. Die Lösung dieser Herausforderungen liegt in der Steigerung der Flexibilität des Energiesystems.

Hier ist vor allem die Bedeutung von Wasserstoff hervorzuheben. Dieser kann durch den Einsatz von Strom klimaneutral erzeugt werden, ist speicherbar und könnte rückverstromt werden. Wasserstoff kann also eine wichtige Regelgröße bilden, um das Stromangebot und die Stromnachfrage auszugleichen. Zudem bietet Wasserstoff ein breites Anwendungsgebiet. Wasserstoff kann im Verkehrssektor, im Wärmebereich und in der Industrie als Energieträger und als Grundstoff eingesetzt werden und so einen Beitrag leisten, diese Sektoren klimaneutral zu gestalten [3]. Das Forschungsprojekt „Wasserstoffnachfragepotenzial bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union“ der Fachhochschule Erfurt (Fortan: Forschungsprojekt 2021) hat vor diesem Hintergrund ein Szenario für den Wasserstoffbedarf in Deutschland und der Europäischen Union bis zum Jahr 2050 entworfen.

Nachdem der Bedarf also identifiziert ist, stellt sich nun die Frage, wie dieser gedeckt werden könnte. Es stehen einige verschiedene Technologien zur Verfügung, um Wasserstoff zu erzeugen. Diese Technologien unterscheiden sich deutlich hinsichtlich der

anfallenden Emissionen, der entstehenden Kosten und der Erzeugungspotenziale. Der Einsatz von Wasserstoff eignet sich nur dann, wenn die Erzeugung ohne Treibhausgasemissionen abläuft. Gleichzeitig müssen jedoch auch die Erzeugungskosten in einem vertretbaren Rahmen liegen, so dass eine Konkurrenzfähigkeit zu fossilen Energieträgern gegeben ist. Letztlich ist zu erwarten, dass sich die kostengünstigsten Technologien durchsetzen.

Vor diesem Hintergrund zeigt sich der Bedarf eines kostenbasierten Szenarios zur Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfes bis zum Jahr 2050, der im Rahmen des Forschungsprojektes 2021 ermittelt wurde. Diese Forschungsarbeit soll genau an dieser Stelle ansetzen.

Die Ausarbeitungen sollen Klarheit schaffen und die offenen Fragen der Angebotsseite von Wasserstoff beantworten. Es soll deutlich werden, in welchen Jahren welche Erzeugungstechnologien genutzt werden, um den Wasserstoffbedarf zu decken. Zudem soll geklärt werden, welchen Anteil Deutschland selbst erzeugen kann, und welcher Anteil importiert werden muss. Auch die möglichen Importquellen sollen dabei näher betrachtet werden. Insgesamt soll dafür ein Kostenvergleich aller möglichen Wasserstoffquellen bis zum Jahr 2050 durchgeführt werden, um die Konkurrenzfähigkeit des Wasserstoffs einordnen zu können. Aufbauend wird außerdem untersucht, welche Auswirkungen die Annahmen auf den Stromverbrauch haben.

2 Grundlagen

2.1 Farbenlehre

Wasserstoff in seiner Reinform kommt in der Natur nicht in relevanten Mengen vor. Um Wasserstoff nutzbar zu machen, muss dieser also unter Einsatz von Energie aus bestehenden chemischen Verbindungen herausgetrennt werden. Hierfür stehen unterschiedliche Verfahren zur Verfügung und es können verschiedene Grundstoffe und Energieträger eingesetzt werden. Die Art des Herstellungspfades von Wasserstoff wird üblicherweise durch Farbangaben gekennzeichnet. In diesem Kapitel soll ein Überblick über die verschiedenen Farben des Wasserstoffes und ihre Bedeutung gegeben werden.

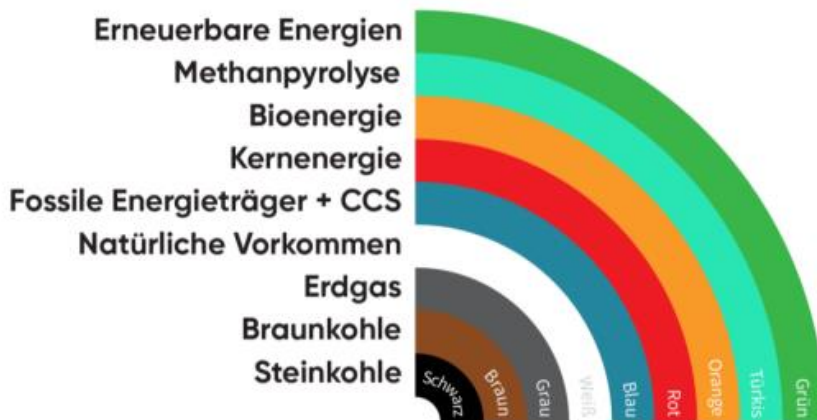


Abbildung 1: Übersicht Wasserstofffarben [4]

Die Abbildung zeigt die existierenden Wasserstofffarben. Diese sollen nun genauer beschrieben werden.

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff ist die nachhaltigste Variante. Er wird über Elektrolyseure erzeugt, die über Strom versorgt werden, der ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt. Damit kommt es in der gesamten Herstellungskette zu keinen Treibhausgasemissionen.

[4]

Türkiser Wasserstoff

Dieser Wasserstofftyp wird durch die thermische Spaltung von Erdgas (Methanpyrolyse) erzeugt. Es entstehen Wasserstoff und fester Kohlenstoff. Der feste Kohlenstoff kann

gespeichert oder anderweitig genutzt werden. Der Nachteil ist, dass mit Erdgas ein fossiler Energieträger notwendig ist. [4]

Roter/Pinker Wasserstoff

Roter/Pinker Wasserstoff wird ähnlich wie grüner Wasserstoff über Elektrolyseure erzeugt. Der Strom, der eingesetzt wird, stammt hier jedoch aus Kernenergie. Der Erzeugungsprozess des Wasserstoffs läuft ohne die Emission von Kohlenstoffdioxid ab. Das für die Stromerzeugung notwendige Uran muss jedoch abgebaut werden und ist nicht erneuerbar. [4]

Oranger Wasserstoff

Hierbei handelt es sich allgemein um Wasserstoff, der aus Bioenergie (Biogas, Biomasse, Biomethan, Biokraftstoff) hergestellt wird. Bei der Nutzung dieser Energieträger wird Kohlenstoffdioxid frei. Da dieser jedoch vorher gebunden wurde, ist der Prozess nahezu klimaneutral. Die Erzeugung von Bioenergie ist jedoch aufgrund von Flächennutzungskonflikten zur Lebensmittelerzeugung kritisch zu betrachten. [4]

Schwarzer Wasserstoff

Dieser Wasserstoff wird durch die Vergasung von Steinkohle erzeugt. Der Prozess führt zu hohen Treibhausgasemissionen. [4]

Brauner Wasserstoff

Dieser wird, wie schwarzer Wasserstoff, über die Vergasungsmethode erzeugt. Grundstoff ist hier jedoch Braunkohle. [4]

Grauer Wasserstoff

Die Dampfreformierung ist ein industrielles, ausgereiftes Verfahren, um aus Erdgas ein Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu erzeugen. Die Dampfreformierung ist das aktuell meistgenutzte Erzeugungsverfahren für Wasserstoff. Der erzeugte Wasserstoff wird als grau bezeichnet. [4]

Blauer Wasserstoff

Dieses Verfahren beruht ebenfalls auf der Dampfreformierung. Das entstehende Kohlenstoffdioxid wird hier jedoch nicht emittiert, sondern entsprechend der Carbon Capture and Storage Technologie abgeschieden und dauerhaft eingespeichert. [4]

Weißer Wasserstoff

Diese Farbe bezeichnet die geringen Mengen natürlicher Vorkommen reinen Wasserstoffs. [4]

2.2 Physikalische und Chemische Eigenschaften

Zur Berechnung der in dieser Arbeit erstellten Ergebnisse sind einige Stoffeigenschaften notwendig. Eine Übersicht dieser ausgewählten Eigenschaften ist in Tabelle 1 aufgeführt. Relevante Eigenschaften sind dabei die molare Masse der Elemente bzw. der Moleküle sowie deren Dichten unter Normalbedingungen und deren Heizwerte.

Tabelle 1: Eigenschaften relevanter Stoffe

Stoffeigenschaften	Molare Masse [kg/kmol]	Normdichte [kg/m ³]	Heizwert [kWh/m ³]	Quelle
Wasserstoff	2,016	0,0899	2,995	[5]
Kohlenstoff	12,011	2250	-	[6]
Stickstoff	28,014	1,2504	-	[5]
Sauerstoff	32,000	-	-	[5]
Methan	16,043	0,7175	9,971	[5]
Wasser	18,015	997	-	[5]
Kohlenstoffdioxid	44,010	-	-	[5]
Ammoniak	17,031	0,7714	3,986	[5]

Wasserstoff

Wasserstoff ist das leichteste chemische Element und besitzt die Ordnungszahl 1. Im Periodensystem befindet sich das Element somit in der 1. Periode und der 1. Gruppe. Das häufigste Isotop besteht aus einem Proton und einem Elektron mit dem chemischen Symbol H. Unter Normalbedingungen liegt Wasserstoff nicht in dieser atomaren Form vor, sondern ist als molekularer Wasserstoff H₂ vorhanden. In dieser Form stellt Wasserstoff ein farb- und geruchloses Gas dar [7].

Molekularer Wasserstoff kann über eine Vielzahl an unterschiedlichen Verfahren, wie der Dampfreformierung oder der Elektrolyse, hergestellt werden. Er besitzt aufgrund der geringen Molekülmasse und hohen mittleren Molekülgeschwindigkeit das höchste Diffusionsvermögen, die höchste Wärmeleitfähigkeit und die höchste Effusionsgeschwindigkeit aller Gase. In Eisen und Platin führt das hohe Diffusionsvermögen beispielsweise zu Wasserstoffversprödung. Es ergeben sich somit hohe technische Anforderungen beim Transport, Lagern und Verarbeiten von Wasserstoff [7].

Sollte Wasserstoff entzündet werden, reagiert dieser stark mit Sauerstoff und Chlor, ist ansonsten jedoch beständig und wenig reaktiv. Bei hohen Temperaturen steigt die Reaktionsfreudigkeit des Gases an und es kann sowohl mit Metallen als auch Nichtmetallen chemische Bindungen eingehen. Wasserstoff ist ein hochentzündliches Gas und bedingt somit Sicherheitshinweisen, wie der Kennzeichnung an dessen Speicherbehältern [7].

Kohlenstoff

Kohlenstoff ist ein chemisches Element mit dem Symbol C. Es hat die Ordnungszahl 6 und ist in der 14. Gruppe, bzw. 4. Hauptgruppe und 2. Periode im Periodensystem aufgeführt. Aufgrund seiner Elektronenkonfiguration kann das Element komplexe Moleküle bilden und weist nach Wasserstoff die größte Vielfalt an chemischen Verbindungen im Vergleich zu anderen Elementen auf. Aufgrund dieser Eigenschaft ist Kohlenstoff auch in unterschiedlichen Formen vorhanden, wie beispielsweise als Diamant, Graphit oder Ruß. Diese Formen besitzen je unterschiedliche physikalische und chemische Eigenschaften, so ist beispielsweise Graphit ein guter elektrischer Leiter, während Diamanten als Isolatoren gelten [6].

Stickstoff

Stickstoff ist ein chemisches Element mit der Ordnungszahl 7. Es ist somit in der 15. Gruppe, bzw. 5. Hauptgruppe und 2. Periode im Periodensystem mit dem chemischen Symbol N dargestellt. Das Element liegt kaum in atomarer Form vor, da es sich sofort unter starker Abgabe von Wärme als molekularer Stickstoff N_2 bindet. Unter Normalbedingungen ist Stickstoff ein farb-, geruch- und geschmackloses Gas und ist Hauptbestandteil der Luft. Es ist wenig in Wasser löslich und nicht brennbar. Grund dafür sind die stabile Dreifachbindung und hohe Bindungsdissoziationsenergie des molekularen Stickstoffs, wodurch dieser sehr reaktionsträge ist. Zur Reaktion bedarf es daher eines hohen Energieaufwandes [8].

Sauerstoff

Sauerstoff ist das häufigste Element auf der Erde und ist für alle Verbrennungs- und Korrosionsvorgänge notwendig. Es hat das chemische Symbol O und besitzt die Ordnungszahl 8. Sauerstoff ist somit in der 16. Gruppe, bzw. 6. Hauptgruppe und 2. Periode im Periodensystem eingeordnet. Am häufigsten tritt Sauerstoff in molekularer Form mit der Summenformel O_2 auf. Es ist ein farb- und geruchloses Gas [9].

In Wasser ist Sauerstoff nur wenig löslich, mit steigendem Druck bzw. sinkenden Temperaturen nimmt die Löslichkeit jedoch zu. Sauerstoff kann mit dem Großteil der Elemente im Periodensystem reagieren, dennoch ist es ein reaktionsträges Gas, da viele dieser Reaktionen nicht unter Normalbedingungen ablaufen. Es werden daher hohe Aktivierungsenergien oder sehr reaktive Radikale benötigt, damit Sauerstoff reagiert. Grund dafür ist dessen Metastabilität und kinetische Hemmung. Mit Sauerstoff ablaufende Reaktionen sind häufig Redox-Reaktionen, bei denen Sauerstoff Elektronen aufnimmt und somit zum Oxid reduziert wird. Somit zählt Sauerstoff zu den Oxidationsmit-

tehn. Einige dieser Reaktionen laufen stark exotherm ab, teilweise sind diese sogar explosionsartig. Sauerstoff zählt als brandfördernd [9].

Methan

Methan, häufig auch als Sumpfgas oder Methylwasserstoff bezeichnet, ist das einfachste Alkan und der einfachste Kohlenwasserstoff. Das Molekül besteht aus einem Atom Kohlenstoff und vier Atomen Wasserstoff. Methan hat die Summenformel CH_4 und ist ein farb- und geruchloses Gas. Es ist Hauptbestandteil von Erdgas und Biogas und ist nach Kohlenstoffdioxid das bedeutendste anthropogene Treibhausgas. Methan ist aufgrund seiner unpolaren Eigenschaften kaum in Wasser löslich. Es ist brennbar und kann explosionsartig mit Sauerstoff, Luft und Chlor reagieren [10].

Wasser

Wasser ist die chemische Verbindung aus einem Atom Sauerstoff und zwei Atomen Wasserstoff. Die Summenformel ist somit H_2O . In flüssiger Form wird das Molekül als Wasser bezeichnet, in fester Form als Eis und im gasförmigen Zustand als Wasserdampf [11].

Wasser besitzt die höchste Wärmekapazität, größte Oberflächenspannung und größte Verdampfungsenthalpie aller Flüssigkeiten. Zudem besitzt es eine sehr geringe Wärmeleitfähigkeit, was das Molekül zu einem guten Wärmespeicher macht. Grund für diese Eigenschaften liegen in der gewinkelten Anordnung der Verbindung, dessen Polarität und der Fähigkeit zur Bildung von Wasserstoffbrückenbindungen [11].

Kohlenstoffdioxid

Kohlenstoffdioxid, häufig auch als Kohlendioxid bezeichnet, besteht aus einem Atom Kohlenstoff und zwei Atomen Sauerstoff. Es besitzt die Summenformel CO_2 und ist in die Gruppe der Kohlenstoffoxide einzuordnen. Kohlenstoffdioxid ist unter Normalbedingungen ein farb- und geruchloses Gas und nicht brennbar. Es ist außerdem das bedeutendste anthropogene Treibhausgas [12, 13].

Das Molekül ist linear aufgebaut und gut in Wasser löslich. Grund für die gute Löslichkeit sind die inneren Dipolmomente, welche sich nach außen hin ausgleichen. Kohlenstoffdioxid ist zudem in der Lage elektromagnetische Strahlung im Bereich der Infrarotstrahlung zu absorbieren. In fester Form wird Kohlenstoffdioxid auch als Trockeneis bezeichnet [12].

Ammoniak

Ammoniak ist eine chemische Verbindung aus einem Atom Stickstoff und drei Atomen Wasserstoff mit der Summenformel NH_3 . Unter Normalbedingungen ist es sehr gut in Wasser löslich und stellt ein farbloses, stark stechend riechendes und giftiges Gas dar. Ammoniak-Luft-Gemische mit einem bestimmten Anteil an Ammoniak sind explosionsfähig und verbrennen schnell und vollständig. Für Menschen kann Ammoniak die Augen reizen und erstickend wirken. Auf feuchten Körperoberflächen wirkt es außerdem ätzend. Aufgrund der Winkelung des Moleküls und der hohen Elektronegativität ist Ammoniak polarisiert [14].

2.3 Delegated Act

Wasserstoff wird zum Erfolg der Energie- und Verkehrswende eine entscheidende Rolle zukommen. Damit dies gelingen kann, muss eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden, welche große Anforderungen mit sich bringt. Zunächst muss dazu definiert werden, ab wann Wasserstoff als grün bezeichnet werden darf. Ziel des sogenannten delegierten Rechtsaktes (engl.: Delegated Act, DA) ist die eindeutige Definition von grünem Wasserstoff [15]. Dieser delegierte Rechtsakt bezieht sich auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl.: Renewable Energy Directive, RED), welche auf europäischer Ebene der Minderung von Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor dient. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen neben Biokraftstoffen und der direkten Nutzung von elektrischem Strom in Elektroautos auch synthetischen Kraftstoffen, welche mittels erneuerbarer Energien hergestellt werden, eine hohe Bedeutung zukommen. Diese synthetischen Kraftstoffe werden als Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) bezeichnet und schließen auch Wasserstoff ein, sofern dieser mittels erneuerbaren Stroms produziert wurde [16].

Die letzte Fassung der RED II wurde im Jahr 2018 festgeschrieben. Diese beinhaltete nicht die Kriterien, unter denen Strom als erneuerbar zählt. Stattdessen werden diese im Delegated Act behandelt, welcher am 20. Mai 2022 als erster Vorschlag veröffentlicht wurde. Dieser erhielt von Seiten der deutschen Wasserstoffakteure jedoch viel Kritik, da laut ihnen der Entwurf den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft sogar bremsen würde. Durch das EU-Parlament wurde im September 2022 im Rahmen der Revision der RED ein weiterer Vorschlag vorgelegt. Am 13. Februar 2023 wurde anschließend durch die EU-Kommission die finale Version des DA vorgestellt und veröffentlicht. Diese bedingt lediglich der Zustimmung von EU-Parlament und EU-Rat [15, 16].

In der letzten Version wurde durch die EU-Kommission geklärt, was als erneuerbarer Wasserstoff in der EU gelten darf. Entscheidend dafür sind die Begriffe der Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit und Herkunft, welche den Anforderungen entsprechend erfüllt werden müssen, um grünen Wasserstoff produzieren zu dürfen [17].

Zusätzlichkeit

Die Definition der Zusätzlichkeit hat das Ziel, dass neue erneuerbare Energieanlagen (EE-Anlagen) statt bereits bestehender für die Produktion von Wasserstoff genutzt werden. Dies soll dazu führen, dass mehr EE-Anlagen ins Netz einspeisen. Der für die Wasserstoffproduktion benötigte elektrische Strom kann aus unterschiedlichen Quellen stammen [17].

Zum einen kann eine Direktleitung zwischen Elektrolyseur und EE-Anlage genutzt werden. Entscheidend ist dabei, dass die EE-Anlage nicht länger als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurde. Die Kapazität des Elektrolyseurs darf bis zu 24 Monate nach dessen Inbetriebnahme erweitert werden [15].

Netzstrom kann ebenso für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden, sofern der Elektrolyseur in einer Gebotszone mit einem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im vorherigen Kalenderjahr von über 90 % liegt [15, 17].

Eine weitere Möglichkeit ist der Bezug von Netzstrom über sogenannte Stromlieferverträge (engl.: Power Purchase Agreement, PPA). Auch in diesem Fall, darf die EE-Anlage nicht länger als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein. Zusätzlich dürfen die Anlagen ab dem 1. Januar 2028 keine Förderungen erhalten [15, 17].

Neben dem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien kann auch die Emissionsbelastung des Netzstroms zur Definition vom grünem Wasserstoff genutzt werden, solange diese unter einem Wert von 65 Gramm pro Kilowattstunde liegt. Diese Regelung ermöglicht es Frankreich, welches einen geringen Anteil an erneuerbaren Energien besitzt, dennoch grünen Wasserstoff aus dem CO₂-armen Strom zu erzeugen. Die Emissionsbelastung des französischen Netzstroms liegt bei ca. 56 Gramm pro Kilowattstunde, lediglich Schweden ist ein weiteres Land der EU, welches auch diese Bedingungen mit einer Emissionsbelastung von 28 Gramm pro Kilowattstunde erfüllt [17, 18].

Das letzte Szenario unter dem der eingesetzte Strom als erneuerbar gilt, ist, wenn durch Netzengpässe EE-Anlagen keinen Strom in das Netz einspeisen dürfen und dieser stattdessen zur Elektrolyse genutzt wird [17].

Gleichzeitigkeit

Neben der Zusätzlichkeit muss auch die Bedingung der Gleichzeitigkeit erfüllt werden. Dies bedeutet, dass der Strom nur dann vom Elektrolyseur entnommen werden darf, wenn auch erneuerbarer Strom vorliegt. Bis zum 1. Januar 2030 müssen Elektrolyseurbetreiber lediglich die monatlichen Verbräuche und Erzeugungsmengen mit den PPA-Partnern abgleichen. Nach diesem Datum wird ein stündlicher Abgleich notwendig [17].

Eine weitere Möglichkeit ist die Entnahme von Strom, sofern der Börsenstrompreis am Day-Ahead-Markt in der Gebotszone des Elektrolyseurs bei unter 20 € pro Megawattstunde liegt oder höchstens das 0,36-fache des Preises einer Tonne CO₂ beträgt [17].

Herkunft

Ziel der Definition der Herkunft ist, dass Elektrolyseur und EE-Anlage räumlich möglichst nah beieinander liegen. Dies verringert den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau. Dazu müssen die EE-Anlagen entweder in derselben Gebotszone wie der Elektrolyseur, in einer angrenzenden Gebotszone mit höherem Strompreis oder einer Offshore-Gebotszone liegen [16, 17].

Die Bedingungen und Definitionen der Begriffe Zusätzlichkeit und Gleichzeitigkeit sollen auch für Drittstaaten gelten, welche grünen Wasserstoff auf den europäischen Markt bringen wollen. Dies soll über ein freiwilliges Zertifizierungssystem ermöglicht werden [17].

2.4 Förderprogramme

Durch die Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) am 10. Juni 2020 wurde durch die Bundesregierung ein Handlungsrahmen mit genauen Maßnahmen entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette geschaffen. Um Akteure in der Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen und den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien so schnell wie möglich voranzutreiben, wurde durch die Bundesregierung die Internetseite „One-Stop-Shop“ eröffnet. Diese soll als erste Anlaufstelle fungieren und enthält allgemeine Informationen, Ziele und Maßnahmen der NWS sowie einen Überblick verfügbarer Förderprogramme. Zudem wurde die Lotsenstelle Wasserstoff geschaffen, an die sich förderinteressierte Unternehmen und Institutionen wenden können und für deren Vorhaben zu passenden Fördermöglichkeiten beraten werden. Neben dem bundesweiten Markthochlauf sollen durch europäische und internationale Förderprogramme auch europäische und internationale Partnerschaften aufgebaut und gestärkt werden [19, 20].

Fördermöglichkeiten auf nationaler Ebene

Innerhalb Deutschlands werden durch die Bundesregierung Wasserstoffprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von der Erzeugung über Transport und Infrastruktur hin zur Anwendung, gefördert. Die nachhaltige und kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff bildet die Grundlage für dessen spätere Verwendung. Um diese möglichst bezahlbar anbieten zu können ist der Aufbau von Erzeugungsanlagen im industriellen Maßstab notwendig. Auch der Transport und die damit einhergehende Infrastruktur sind von entscheidender Bedeutung für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien. Dabei sollen sowohl bereits bestehende Infrastrukturen genutzt als auch der Bau neuer Versorgungsstrukturen angereizt werden. Die Anwendung des Wasserstoffs als Energieträger besitzt ebenso einen hohen Einfluss auf die Weiterentwicklung des Wasserstoffmarktes und ist daher Fokus einiger Förderprogramme [19].

Derzeit sind 36 bundesweite Förderprogramme in der Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) enthalten, eines dieser ist das Programm „Dekarbonisierung der Industrie“ (Stand: 15.05.2023) [19]. Das Programm wird durch das Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums betreut. Es richtet sich an energieintensive Industrieunternehmen und unterstützt diese bei der Reduzierung von Treibhausgasemissionen. Es werden die Forschung und Entwicklung sowie Investitionen in Anlagen mit Schwerpunkt auf treibhausgasarme Herstellungsverfahren, Verfahren zur Umstellung von fossilen Brennstoffen auf strombasierte Verfahren, innovative Verfahrenskombinationen, alternative Herstellungsverfahren oder Brückentechnologien gefördert. Das Programm wurde am 16. Dezember 2020 veröffentlicht und gewährt die Förderung als einen nicht rückzahlbaren Zuschuss. Die Höhe der Förderung ist dabei abhängig von den projektbezogenen Kosten und wird auf einen Höchstbetrag begrenzt. Das Programm ist befristet bis zum 30. Juni 2024 [20].

Fördermöglichkeiten auf Ebene der EU

Wasserstoff wird auch auf Ebene der EU nach dem „European Green Deal“ eine entscheidende Bedeutung für die Energiewende zukommen. Der Fokus dabei liegt insbesondere auf dem Aufbau des europäischen Wasserstoffmarktes sowie den grenzüberschreitenden Infrastrukturen. Durch das Umsetzungspaket „Fit for 55“ der europäischen Kommission werden Maßnahmen zur Schaffung von Rahmenbedingungen sowie Fördermaßnahmen kommuniziert. Auch die Bundesregierung unterstützt europaweite Initiativen und Projekte, so ist sie Teil des „Important Project of Common European Interest“

(IPCEI). Dieses ist ein wichtiges Förderinstrument auf der EU-Ebene, wodurch Leuchtturmprojekte mit länderübergreifendem europäischem Interesse gefördert werden sollen. Außerdem sollen nationale Wasserstoffprojekte verzahnt und Spill-over-Effekte auf EU-Ebene genutzt werden. Bisher wurden über 400 Projekte registriert, in Deutschland wurden 62 Großprojekte ausgewählt, welche mit 8 Milliarden Euro gefördert werden sollen [19, 21].

Fördermöglichkeiten auf internationaler Ebene

Durch die Bundesregierung werden, um die NWS umzusetzen, auch bi- und multilaterale Förderprogramme im außereuropäischen Ausland angeboten. Derzeit belaufen sich diese auf 17 internationale Förderprogramme (Stand: 15.05.2023). Sowohl das BMWK als auch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unterstützen Initiativen zum internationalen Markthochlauf von grünem Wasserstoff. Es werden dabei Projekte in zwei Modulen gefördert. Im ersten Modul fördert das BMWK die Erzeugung, Speicherung, Transport und Anwendung von Wasserstoff und seinen Derivaten sowie die experimentelle Entwicklung. Im zweiten Modul werden durch das BMBF internationale Grundlagenforschung und industrielle Forschung, sowie Ausbildungsmaßnahmen entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert. Es sollen sowohl Forschungseinrichtungen und Hochschulen als auch Unternehmen durch die Module gefördert werden. Die Förderung erfolgt als ein Zuschuss, die Höhe der Förderung ist abhängig vom Projekt. Das Programm wurde im September 2021 veröffentlicht und ist bis zum 31. Dezember 2024 befristet [19, 20].

2.5 Wasserstoffhandel (Zertifikathandel, Handelsmodelle Wasserstoff)

Um sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Erfüllung der Lieferverpflichtungen in Zukunft garantieren zu können, ist es für die Wasserstofflieferanten notwendig Wasserstoff neben der eigenen Produktion bei Bedarf auf Handelsplätzen zu beschaffen. Daher benötigt die Wasserstoffwirtschaft in Zukunft einen Handelsplatz, um dort die Beschaffung, Speicherung und ggf. die Zertifizierung von Wasserstoff zu realisieren. Da sich die Wasserstoffwirtschaft zum Zeitpunkt der Ausarbeitung dieser Arbeit noch in der Markthochlaufphase befindet, kann keine genaue Aussage über die endgültige Entwicklung des Wasserstoff-Zielmarktes getroffen werden. Dennoch soll in diesem Abschnitt ein möglicher Aufbau des Handels von Wasserstoff skizziert werden.

Wasserstoff wird zwar schon zu diesem Zeitpunkt auf unterschiedlichen Handelsplätzen gehandelt, allerdings betrifft dies nur Wasserstoff für industrielle Prozesse in geringerem

Umfang. Mit der zu erwartenden steigenden Nachfrage durch die Implementierung des Wasserstoffes in den Energiesektor ist von einer Weiterentwicklung des bestehenden Handelssystems auszugehen. Der Wasserstoff soll in Zukunft insbesondere zur Ersetzung des Energieträgers Erdgas eingesetzt werden. Daher bietet sich eine Analogiebeachtung des Wasserstoffmarktes zu den bestehenden Märkten von Erdgas und Strom an. [22]

Innerhalb der genannten Bereiche der Energiewirtschaft erfolgte bereits eine zunehmende Standardisierung der Handelsplätze in Form von regulierten Energiebörsen, standardisierter Energieprodukte sowie Dienstleistungen. Langfristig ist auch im Wasserstoffsektor von einer ähnlichen Entwicklung auszugehen.

Gleich zu den Vorbildern soll auch in der Wasserstoffwirtschaft die Beschaffung über zwei Arten von Marktplätzen erfolgen. Auf der einen Seite besteht die Möglichkeit, die Nachfrage über den freien Markt zu decken. Auf diesem unregulierten Handelsplatz, der als OTC-Markt benannt wird, können sowohl Wasserstoffprodukte, Speicherkapazitäten als auch Zertifikate gehandelt werden. Bei diesen Geschäften gelten lediglich die Vertragsbedingungen, die zwischen den beteiligten Vertragspartnern ausgehandelt wurden. Die Preisbildung unterliegt dabei frei dem Prinzip der Angebot-Nachfrage-Kurve. Auch die Höhe sowie die Dauer der Lieferung und andere Vertragsdetails sind nicht limitiert und können von den Vertragspartnern frei verhandelt werden. Dem gegenüber könnte eine Wasserstoffbörse stehen. Diese stellt einen geregelten Handelsplatz mit standardisierten Wasserstoffprodukten, Speicherkapazitäten und Zertifikaten dar. Ähnlich den Vorbildern erfolgt der Marktzugang, die Ausgestaltung der angebotenen Produkte sowie die Absicherung der Geschäfte innerhalb dieses Marktplatzes nach festgelegten Regeln, die der Betreiber vorschreibt.

Die genannten Aufgaben übernimmt in der Stromwirtschaft unter anderem die in Leipzig beheimatete Energiebörse EEX. Der für die Wasserstoffwirtschaft noch nicht existierende Handelsplatz könnte durch zwei Möglichkeiten in Zukunft bereitgestellt werden. Zum einen ist eine Neugründung eines derartigen Handelsplatzes möglich. Aber auch eine Erweiterung der bestehenden Handelsportfolien der EEX um Wasserstoffprodukte wäre eine andere Möglichkeit, den benötigten Wasserstoff-Handelsplatz bereitzustellen. Bei beiden Szenarien wird für die weitere Ausführung die Annahme getroffen, dass es sich perspektivisch um eine eigenständige Wasserstoffbörse handeln wird. [23]

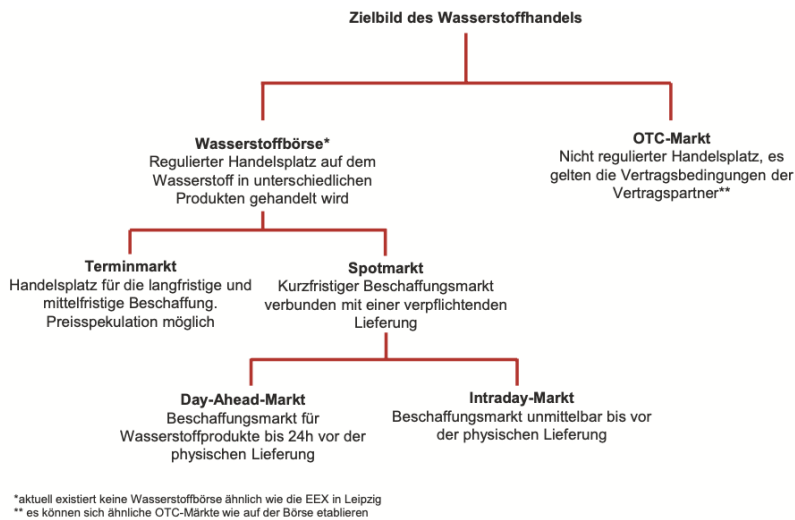


Abbildung 2: Möglicher Aufbau des Wasserstoffhandels [22]

Die Abbildung zeigt die Unterteilung des Wasserstoffhandels in zwei unterschiedliche Handelsplätze. Dies erfolgt analog zur Strom- und Gaswirtschaft. Der Handel mit Wasserstoff wäre an der Wasserstoffbörse mittels eines Termin- und Spotmarktes möglich.

Auf dem Terminmarkt erfolgt die langfristige Beschaffung von Wasserstoff. Hierfür ist ein Handel von bis zu zwei Jahren vor der eigentlichen Lieferung möglich. Der Marktplatz soll zum einen den Wasserstofflieferanten eine langfristige Basisversorgung von Wasserstoff sicherstellen, zum anderen soll es möglich sein mithilfe von Spekulationen auf die Kursschwankungen der Wasserstoffpreise Gewinne zu erzielen. Demnach können am Terminmarkt sowohl Verträge zur physischen Lieferung als auch Wasserstoffderivate geschlossen werden. Als Derivat bezeichnet man den Handel mit finanzieller Lieferung in Form von einem Handel mit Optionen. Von einer physischen Lieferung des gehandelten Rohstoffes wird dabei abgesehen.

Neben dem Terminmarkt muss auch eine kurzfristige Beschaffung von Wasserstoff möglich sein. Diese soll über den Spotmarkt erfolgen und ist verpflichtend mit einer physischen Lieferung verbunden. Der Spotmarkt selbst ist wiederum in den Day-Ahead-Markt und den Intraday-Markt unterteilt. Auf dem Day-Ahead-Markt können Lieferungen von Wasserstoff einige Tage zuvor bis 24 h vor der benötigten Lieferung geordert werden. Vereinbarungen auf Intraday-Markt können bis 30 min vor der Lieferung erfolgen. Der Spotmarkt könnte analog zum Strommarkt auch als Underlying für die Terminprodukte fungieren.

Eine ähnliche Unterteilung wäre auch für den Handelsplatz des OTC-Marktes möglich. Hierbei könnte sich der Markt an den Börsenpreisen und Lieferbedingungen orientieren. [23]

Wie bereits erwähnt, werden an der Wasserstoffbörse zukünftig unterschiedliche Produkte gehandelt. Das Hauptaugenmerk liegt dabei jedoch auf der Beschaffung der Wasserstoffkapazitäten. Dabei sind diese Kapazitäten jedoch in die unterschiedlichen Arten des Wasserstoffes gemäß der Farblehre (Kapitel 2.1) zu unterscheiden. Dies stellt eine Hürde für den Handel von Wasserstoff dar. Für die Lösung der Problematik gibt es zwei Lösungsansätze.

Der erste liegt im Handel von farblosem Wasserstoff. Folglich ist die Herkunft des Wasserstoffes unbekannt und es muss daher im Zweifel von schwarzem Wasserstoff ausgegangen werden (bzw. das Herstellungsverfahren mit den höchsten Emissionen). Somit wird dem Wasserstoff die maximale CO₂-Emission für den Herstellungsprozess unterstellt. Ein weiterer Ansatz ist der Handel in Abhängigkeit der Farblehre. Dies bedingt aber auch einen separaten Termin- und Spotmarkt für jede einzelne zur Verfügung stehenden Wasserstofffarbe. Durch die Vielzahl des Farbspektrums könnte dies zu einer hohen Produktvielfalt bzw. einer starken Zunahme der Handelsplätze und geringerer Liquidität führen. [22]

Der gehandelte Wasserstoff muss im Gegenzug zu Strom nicht unmittelbar nach der Lieferung verbraucht, sondern kann entsprechend wie Erdgas gespeichert werden. Somit besteht die Möglichkeit an der Wasserstoffbörse auch mit Speicherkapazitäten zu handeln. Die Einsatzmöglichkeiten und damit die Anwendungszwecke der Speicherkapazitäten sind vielseitig. Zum einen können diese zur Sicherstellung des Grundlastbedarfes und damit zur Unterstützung der physischen Lieferung genutzt werden. In diesem Fall würden die Speicher zum Ausgleich der täglichen Nachfrageschwankungen oder der Ressourcensicherung eingesetzt. Eine weitere Einsatzmöglichkeit ist das Bedienen von saisonaler Nachfrageschwankungen wie z.B. die Heizperioden im Winter. Zuletzt können die Speicher auch zur Deckung der Spitzenlast fungieren. Hier werden diese zur Deckung von prognostizierten Nachfragepeaks über einem kurzen Zeitraum gebraucht, welche nicht mit Hilfe der Saison- und Grundlastspeicher abgefangen werden können. Neben der Deckung von Grund-, Mittel- und Spitzenlast können Speicher auch zur Spekulation und damit zur Zwischenspeicherung von Wasserstoff verwendet werden.

Das letzte der auf der Wasserstoffbörse angebotenen Handelsprodukte ist der Zertifikat-handel. Dieser kann z.B. den Handel von CO₂-Zertifikaten umfassen. Die entsprechen-

den CO₂-Zertifikate wären dann notwendig, wenn diese für die in der Produktion freigesetzten Emissionen an CO₂ gesetzlich vorgeschrieben wären. Des Weiteren ist auch der Handel von grünen Wasserstoffzertifikaten möglich. Mit einer Entkopplung von der Wasserstofferzeugung und dem Handel von Grünstromzertifikaten wäre dies ähnlich zur Stromwirtschaft durchführbar. Damit lässt sich die potenziell angebotene Produktpalette der Wasserstoffbörse in der nachfolgenden Abbildung graphisch darstellen. [24]

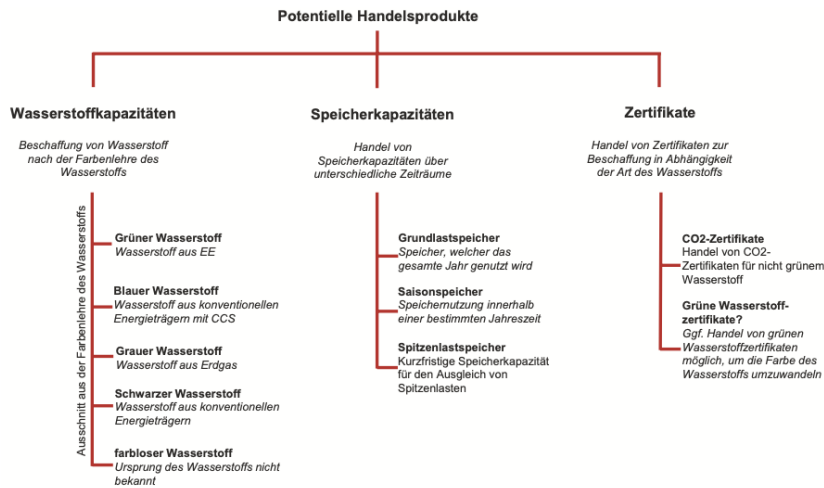


Abbildung 3: Mögliche Handelsprodukte des zukünftigen Wasserstoffmarktes [22]

Die Abbildung zeigt die im vorangehenden Abschnitt beschriebene Unterteilung der potenziell angebotenen Handelsprodukte der Wasserstoffbörse. Die Produkte können zunächst in Wasserstoffkapazitäten, Speicherkapazitäten und Zertifikate unterteilt werden. Anschließend können die Unterpunkte erneut differenziert werden.

Neben der Einteilung der Handelsprodukte wird zur Planung und Kalkulation der Liefermengen von Wasserstoff auch eine Definition der angebotenen Lieferoptionen benötigt. Die Lieferung der vermarkteten Produkte können sich über einen Tag, eine Woche, einem Monat, einem Quartal oder sogar einem Jahr erstrecken. Die angebotene Produktpalette baut auch in diesem Fall wieder auf dem Vorbild der Gas- und Stromwirtschaft auf. [22] Somit stehen dem Marktakteur die vorangehend beschriebenen Wasserstoffprodukte, unabhängig der Farbe des entsprechenden Wasserstoffes (separat weiter differenziert), für den Kauf mit den entsprechenden Lieferoptionen zur Verfügung:

- Wasserstoff-Base: Die Lieferung des gehandelten Wasserstoffes erfolgt über den gesamten Tag im Zeitraum von 0 – 24 Uhr

Im Gegenzug zur Stromwirtschaft soll in dem sich einstellenden Wasserstoffhandel auf die weiteren Lieferoptionen eines Wasserstoff-Peak (Lieferung des gehandelten Wasserstoffes erfolgt im Zeitraum von 8 – 20 Uhr) und eines Wasserstoff-off-Peak (Lieferung des gehandelten Wasserstoffes erfolgt im Zeitraum von 20 – 8 Uhr) verzichtet werden. Ähnlich wie bei der Gasversorgung wird das benötigte Wasserstoffnetz als ein Puffer arbeiten und Schwankungen des Bezuges durch die Netzatmung abfangen. Demnach steht in dem Wasserstoffhandel, der in dieser Arbeit prognostiziert wurde, lediglich die Lieferoption eines Base-Produktes zur Verfügung.

3 Wasserstoffspeicherung und das Wasserstoffnetz in Deutschland

Um den Wasserstoffbedarf in den zukünftigen Jahren decken zu können, benötigt Deutschland ein flächendeckendes Verteilungsnetz. Dies ist erforderlich, um sowohl den in Deutschland produzierten H_2 als auch die ankommenden Importmengen verteilen zu können. Zudem werden auch entsprechende Speicher zur Zwischenspeicherung des Wasserstoffes benötigt.

Für die benötigten Infrastrukturen zum Verteilen und Speichern des H_2 kann zwar auf bestehende Speicher und Pipelines zurückgegriffen, dennoch muss der Bestand durch Neubauten erweitert und verstärkt werden. Im folgenden Kapitel soll zunächst das Potential für die Wasserstoffspeicherung in Deutschland betrachtet werden. Darauf aufbauend werden entsprechende Ausbauszenarien für die Wasserstoffspeicherung und das erforderliche Wasserstoffnetz beschrieben. Zum Ende hin erfolgt eine Ermittlung der dadurch entstehenden Kosten.

3.1 Speicherpotential der Wasserstoffspeicherung in Deutschland

Deutschland verfügt mit einem energetischen Speichervolumen von 241 TWh zum Zeitpunkt der Betrachtung über die größte bestehende Erdgas-Speicherkapazität innerhalb von Europa. [25] Insgesamt sind über Deutschland 16 Poren- und 44 Kavernenspeicher verteilt. Letztere werden neben dem Speichern von Gas auch zum Einspeichern von Erdöl genutzt. [26] Die Grafik zeigt eine gute Verteilung der bestehenden Speicher auf die Landesfläche von Deutschland mit Konzentrationen im Norden, Süden sowie in der Mitte der Bundesrepublik. [25]

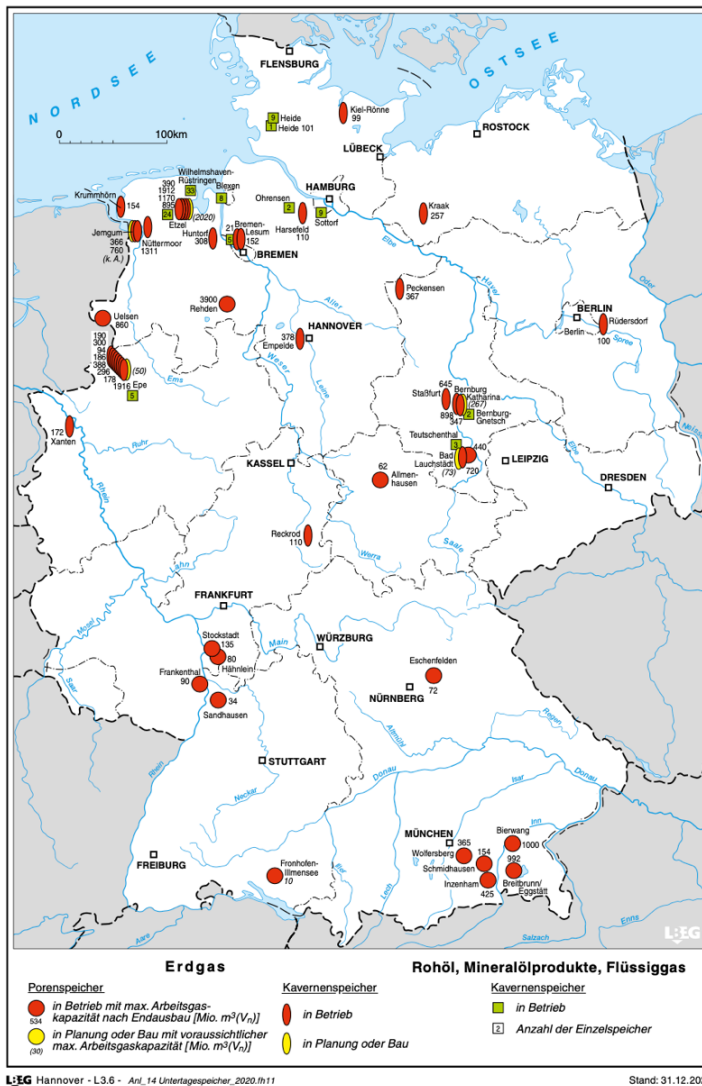


Abbildung 4: Übersicht der untertägigen Gasspeicher in Deutschland [25]

Neben den bereits bestehenden Speichern zeigt die Abbildung auch die sich in Planung befindenden Speicherstandorte. Zudem kann die Anzahl der Einzelspeicher an den Standorten der Grafik entnommen werden. Die in Deutschland bestehenden Speicher können, wie vorangehend angesprochen, in Salzkavernenspeicher und Porenspeicher unterteilt werden. Diese unterscheiden sich insbesondere in ihrem Aufbau und der Betriebsweise. Im Nachgang soll der Aufbau der unterschiedlichen Speichertechnologien,

deren Kompatibilität mit H_2 und das in Deutschland vorliegende Potential dargelegt werden.

Salzkavernenspeicher

Als Salzkavernenspeicher werden künstlich hergestellte Hohlräume im geologischen Untergrund bezeichnet, die kostengünstig große Volumen an Speichermedien (Erdgas, Erdöl oder Wasserstoff) bei vergleichsweise geringen Flächenverbrauch einspeichern können. Die Speicherkapazität ergibt sich unabhängig der Technologischen unterschiede insbesondere aus dem Produkt von Volumen und Druck. Kavernenspeicher können mit steigender Teufe, ein Bergbauausdruck für die Tiefe, höhere Speicherdrücke realisieren. Somit sind Speicherdrücke zwischen 60-180 bar oder höher möglich. Dadurch können Untertagespeicher deutlich größere Speichervolumen als Obertagespeicher erzielen. [27]

Zur Herstellung der Kavernen wird mit Hilfe von Wasser gezielt das Salz aus den Salzstöcken ausgelöst. Die Salzstöcke bestehen zum größten Teil aus Natriumchlorid (NaCl), sowie Tongestein und anderen Sulfaten. Das Verfahren zum Auslösen des Salzes und damit zur Herstellung der Kavernen wird als Aussolen bezeichnet und erfolgt in der Regel durch eines der zwei in der unten angeführten Grafik abgebildeten Verfahren. Beide Verfahren gründen auf dasselbe Prinzip und unterscheiden sich lediglich durch das unterschiedliche Einleiten des Frischwassers sowie das Abpumpen der entstehenden Sole. Das Kavernendach wird dabei durch ein Blankett-Medium wie Stickstoff oder Rohöl geschützt. [28]

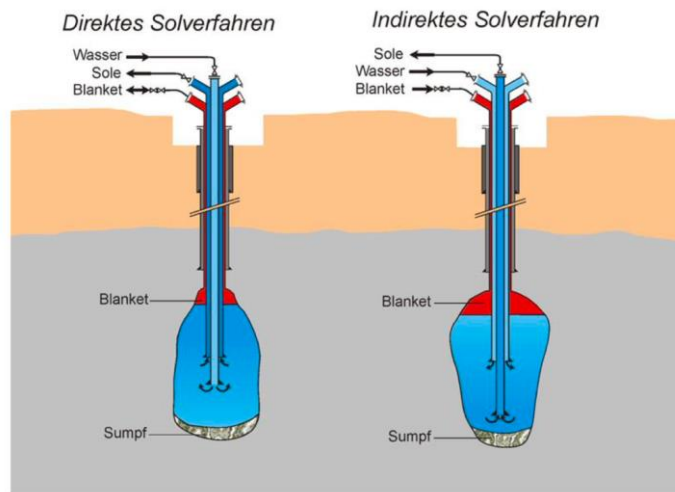


Abbildung 5: Verfahren zum Aussolen einer Salzkaverne [27]

Diese Abbildung zeigt zwei unterschiedliche Solverfahren, die im vorangehenden Text bereits beschrieben wurden.

Die Salzkavernenspeicher zählen in Deutschland zu den wichtigsten Speichern für Erdgas. Durch die Undurchlässigkeit und die inerten Eigenschaften des Salzes mit dem Gas eignet sich die Salzkaverne ideal als Druckspeicher. Auch der Große Abstand zur Erdoberfläche und der dadurch entstehende Schutz vor Fremdeinwirkung macht die Speicherung sicherer. Durch die dicke Deckschicht von 900 m im Mittel und die geringe Permeabilität des Salzgesteines treten auch bei sehr ungünstigen Bedingungen höchstens Leckagen in Höhe von 0,02 % im Jahr auf. Zudem können sich Kavernenspeicher gegenüber der Porenspeicher durch eine bis zu zehnfach höhere Abgabegeschwindigkeit auszeichnen. Daher können die Kavernenspeicher auch in der Mittellast- und täglichen Spitzenlastdeckung eingesetzt werden. [29] Neben der schnelleren Abgabegeschwindigkeit zeichnen sich die Salzkavernenspeicher auch durch den geringeren Bedarf an Kissengas (ca. 25 % des Gesamtvolumens gegenüber 25–60 % Kissengasanteil bei eingesetzten Porenspeichern) aus. Dies führt dazu, dass Kavernenspeicher ökonomischer betrieben werden können als die gegenüberstehenden Porenspeicher. [25]

Laut einer Studie des gaswirtschaftlichen Forschungsinstitut DBI Gas- und Umwelttechnik sowie des INES (Initiative Energien Speichern), des Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) und des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches) sind alle 31 Salzkavernenspeicher, die aktuell in Deutschland zur Speicherung von Erdgas genutzt werden, auch zur H₂-Speicherung geeignet. Für die Studie wurden alle

Obertage- und Untertageanlagen der Speicher auf ihre technische Eignung für die H₂-Speicherung untersucht sowie die notwendigen Anpassungen analysiert. [26] Zudem kann bei der H₂-Speicherung im geologischen Untergrund auf langjährige Erfahrungen zurückgegriffen werden. So wird reiner H₂ schon seit langer Zeit erfolgreich in Teesside (Großbritannien) und in Texas (USA) in Salzkavernen gespeichert. Auch in Deutschland wurde in der Vergangenheit Stadtgas, das zu über 50 % aus Wasserstoff besteht, in geringen Umfang in Poren- und Kavernenspeichern zwischengespeichert. [25]

Die deutschen Salzstrukturen, die für eine Speicherung von H₂ oder Erdgas in Frage kommen, liegen vermehrt in Norddeutschland. Neben diesen gibt es auch noch weitere flach lagernde Salinarhorizonte über Deutschland verteilt, die teilweise auch Potential zur H₂-Speicherung bieten können. Die BRG hat in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern der Leibniz – Universität Hannover, der KBB Underground Technologies GmbH/DEEP. Und der KBB GmbH in den Projekten InSpEE und InSpEE-DS die Speicherpotentiale in Salzstrukturen und in flachliegenden Salzen untersucht und mit Hilfe eines umfassenden Kriterienkataloges eine Potentialabschätzung für die Herstellung von Kavernenspeichern bestimmt. Als Kriterien kamen die Mindestfläche, die Mindestmächtigkeit, die maximale Teufe, die Salzqualität, sowie die umgebenden Bergbaustrukturen und die restliche Bebauung zur Anwendung. Somit ergab sich ein deutschlandweites energetisches Speicherpotential von 3.478 TWh. [30] Zudem können durch die Umrüstung der bereits bestehenden Kavernenspeicher, die zur Erdgasspeicherung genutzt werden, 26,5 TWh dazu addiert werden. [31]

Andere Studien [32] kommen durch ihre Berechnungen sogar auf ein Nutzungspotential vom 35.700 TWh für das gesamte deutsche Hoheitsgebiet und einem energetischen Speicherpotential von 9.400 TWh an Land. Die Unterschiede in den berechneten Potentialen können auf die unterschiedlichen Betrachtungen der Kavernengrößen, deren Abstand untereinander, der Abstand zu den Salzstrukturrändern/ Störungen oder der oberirdigen Infrastrukturen (wie Besiedelung, Verkehr, Industrie, etc.) zurückgeführt werden. Die Ergebnisse der Studien InSpEE und InSpEE-DS spiegeln einen konservativen Ansatz wider, der in dieser Arbeit bevorzugt werden soll. Somit konzentriert sich diese Arbeit auf die darin bestimmten Potentiale für die Speicherung in Kavernenspeichern.

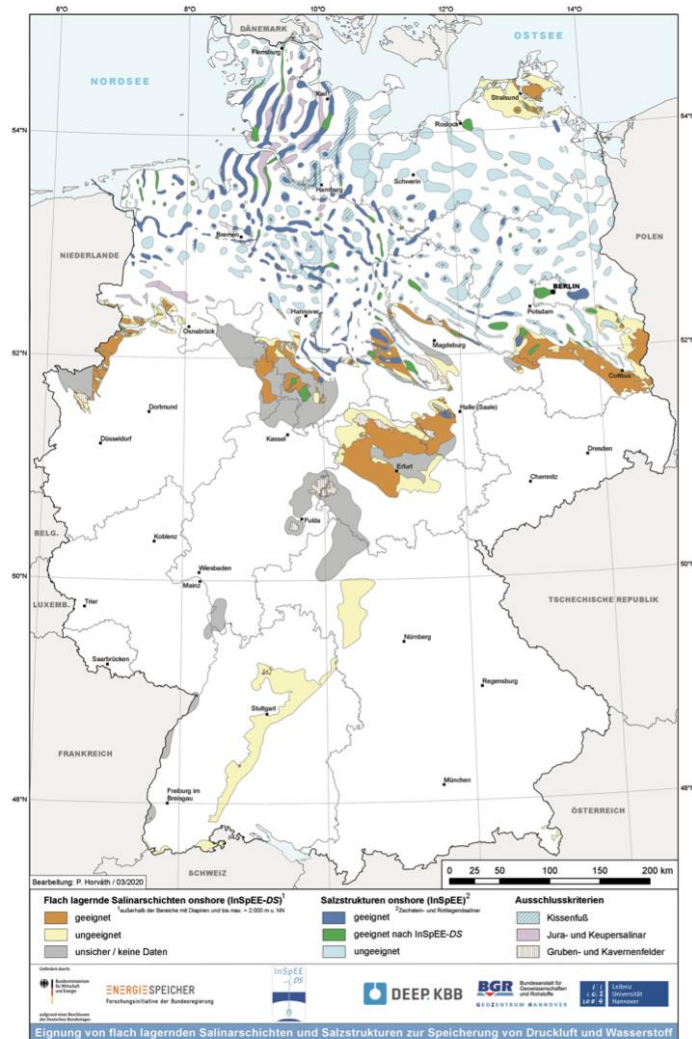


Abbildung 6: Verteilung der Deutschen Salzstrukturen [25]

Die Grafik zeigt die Salzstrukturen innerhalb von Deutschland. Die abgebildeten Vorkommen werden für die Eignung zum Bau von Kavernenspeichern bewertet und dementsprechend dargestellt. Es ist zu entnehmen, dass wie vorangehend bereits beschrieben eine starke Gewichtung der geeigneten Vorkommen in Norddeutschland vorliegt. Aber auch in Mitteldeutschland Rund um Kassel und Erfurt sind nutzbare Salinarschichten gekennzeichnet. Im Süden hingegen können keine geeigneten Strukturen für die Anwendung bestimmt werden.

Porenspeicher

Bei Porenspeichern handelt es sich um natürliche, poröse Lagerstätten oder Aquifere, deren Dichte nach oben hin durch gasundurchlässige Gesteinsschichten gewährleistet wird. Der Zugang zu den Lagerstätten wird durch Bohrungen erzielt. Bei der Lagerstätte des Porenspeichers handelt es sich nicht wie bei dem Kavernenspeicher um einen offenen Hohlraum, sondern dieser wird durch einen Verbund vieler einzelner kleiner Poren bereitgestellt. Dadurch bedarf es mehrerer Bohrungen, um die Fließwege und damit auch die Fließwiderstände innerhalb der Lagerstätte bei Ein- und Ausspeichern zu reduzieren. [27] Die bereits angesprochene Studie des DBI Gas- und Umwelttechnik konnte vier der in Deutschland beheimateten Porenspeichern ausmachen, bei denen eine H₂-Speicherung grundsätzlich möglich ist. Bei den restlichen 12 Speichern müsste das Potential im Einzelfall untersucht werden. [26]

Im Detail muss die Löslichkeit von Wasserstoff und die geochemischen Wechselwirkungen mit dem Reservoir-Gestein untersucht werden. Zudem gibt es weitere Aspekte, die für die Eignung der Lagerstätte zur H₂-Speicherung erfüllt sein bzw. berücksichtigt werden müssen. Neben den in der Gesteinsmatrix befindlichen unterschiedlichen Mineralien, die womöglich mit dem sehr reaktiven Wasserstoff reagieren, sind auch Mikroorganismen wie Bakterien in den Lagerstätten vertreten, die Reaktionen mit dem eingespeicherten H₂ hervorrufen können. Durch diese chemischen Reaktionen kann es zu einem Verlust an H₂ oder zu Verunreinigungen durch die Reaktionsprodukte kommen.

Die beschriebenen Eventualitäten müssen für die Eignung des Speichers geprüft werden. Auch der geeignete Teufenbereich ist wichtig, damit sich die Lagerstätte als Porenspeicher eignet. Zudem sollte der mögliche Betriebsdruck mit dem des angeschlossenen Pipelinesystems verträglich sein. Neben der Tiefe sind auch die reservoir-technischen Eigenschaften der Formation wichtig. Demnach ist eine hohe Porosität und Permeabilität der Gesteinsmatrix notwendig, dass der Speicher häufig befüllt und entleert werden kann. Zuletzt muss beachtet werden, dass der eingespeicherte H₂ im Speicher mit Restbeständen unterschiedlichen Kohlenwasserstoffgasen bzw. -flüssigkeiten in Berührung kommt. Dies führt zu einer Verunreinigung des H₂. Die Abtrennung der Verunreinigungen bringt einen hohen Aufwand mit sich.

Auf Erfahrungen in Bezug auf die H₂-Speicherung durch Porenspeicher kann nur bedingt zurückgegriffen werden. In diesem Bereich liegen nur Erfahrungsberichte für die Speicherung von Stadtgas vor. Diese Erkenntnisse sind allerdings nicht genau auf die Speicherung von H₂ anzuwenden. Bei der Speicherung des Stadtgases kam es bei einigen Speichern zu Gasverlusten und Gasqualitätsänderungen, die aus der Reaktion mit dem

im Stadtgas enthaltenen Kohlenmonoxid resultierten. Stand jetzt kam es bisher nur im Demonstrationsmaßstab in ausgeförderten Gasstätten zum Einspeichern von Wasserstoff. Eine Marktreife Anlage ist noch nicht bekannt. [27] Die vier Porenspeicher, die in der Studie des DBI Gas- und Umwelttechnik bestimmt wurden und eine Einspeicherung von H₂ ermöglichen sollen, wurden nicht namentlich erwähnt.

Das Potential für die H₂-Speicherung in Deutschland durch die Nutzung von erschöpften Gasstätten oder Aquiferen wurde zum Zeitpunkt dieser Arbeit noch nicht genau bestimmt. Daher ist eine genaue Aussage nicht zu treffen. Deutschlands Gasfelder sind auf die regionalen Cluster innerhalb des Norddeutschen Beckens, des Thüringer Beckens, des Oberrheingrabens sowie des Molassebeckens beschränkt und zu Großteilen bereits erschöpft und zurückgebaut worden. [25] Eine Nutzung bedarf daher die Errichtung neuer Infrastrukturen. In den Nachbarländern wie Österreich und der Niederlande liegen jedoch Untersuchungen vor. So sollen laut Underground Sun Storage (2017) ein Wasserstoff-Speicherpotential von mehr als 8 Mrd. m³ (93 TWh) in Österreich vorliegen. [33] Das Potential für die Niederlande wird auf 93 Mrd. m³ (227 TWh) in der niederländischen Nordsee und 60 Mrd. m³ (179 TWh) onshore geschätzt. [34]

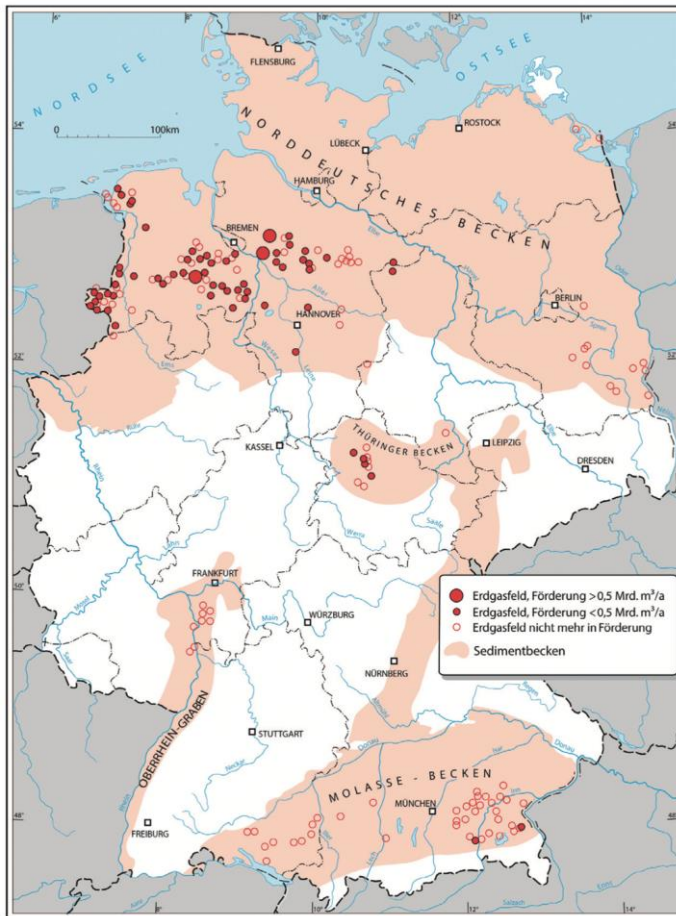


Abbildung 7: Sedimentbecken und die sich darin befindlichen Gasfelder Deutschlands [25]

Die Abbildung zeigt eine Übersicht der prospektiven Gebiete (Sedimentbecken) und die sich darin befindenden Gasfelder in Deutschland. Damit können sowohl die bestehenden Porenspeicher als auch die möglichen Standorte für Porenspeicher in Deutschland ausgemacht werden. [25]

3.2 Ausbauszenario

Die zu betrachtenden Ausbauszenarien müssen zwischen den einzelnen Bereichen der Speicherung und des Verteilnetzes unterschieden werden. Zur Betrachtung der sich in Zukunft einstellenden Zubauten bzw. die Umfunktionierung bereits bestehender Infrastrukturen wurde auf unterschiedliche Studien zurückgegriffen. In dem nachfolgenden

Kapitel sollen die Ergebnisse dieser Studien zusammengefasst und darauf aufbauend sowohl für die Speicher als auch für das Verteil- und Versorgungsnetze des Wasserstoffes in Deutschland ein sich einstellendes Ausbauszenario entwickelt werden.

Wasserstoffspeicher

Für die Entwicklung des Ausbauszenarios für Wasserstoffspeicher soll auf eine Studie des Fraunhofer ISI zurückgegriffen werden. Diese Entwickelten mithilfe der zusätzlich beteiligten Institute der Technischen Universität Berlin, der Consentec GmbH und dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (kurz ifeu) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. [35] Zu diesem Zweck wurden Szenarien entwickelt, die zu einem treibhausgasneutralen Energiesektor führen sollen. Zunächst wird versucht, dieses Ziel durch die Elektrifizierung der Sektoren zu erfüllen. Das beschriebene Szenario soll im Fortgang als Szenario TN-Strom bezeichnet werden.

Das Szenario TN-Strom bildet die Basisvariante für weitere geplante Szenarien. Zu den Grundbausteinen für die Szenariowelten der Elektrifizierung zählt die starke Nutzung von erneuerbarem Strom. Um die Dekarbonisierung Deutschlands bewerkstelligen zu können, wurden in diesem Modell eine stark erhöhte Stromnachfrage der einzelnen Sektoren berechnet. Die Deckung der Nachfrage von Strom, Wasserstoff und Wärme aus Wärmenetzen wurde dabei optimiert. Für die Erfüllung dieser Ziele wird bereits ein erhöhter Anteil an Wasserstoff benötigt. Die Nutzung von Kohlenwasserstoffen wurde jedoch bis 2050 lediglich auf das nachhaltige Potential von Biomasse begrenzt.

Die Szenariowelt mit dem Namen Szenario TN-H₂-G untersucht darauf aufbauend die unterschiedlichen Ausprägungen eines verstärkten Einsatzes von Wasserstoff, um dadurch zur Dekarbonisierung des Energiesystems zu kommen. Hierbei wurde eine optimierte Deckung der Energienachfrage angewendet.

Neben den betrachteten Szenarien, die für diese Arbeit als relevant angesehen wurden, entwickelten die Autoren zudem auch ein Szenario zur Treibhausgasneutralität des Energiesektors auf Basis von synthetischen Kohlenwasserstoffen. In diesem wurde neben dem bereits genutzten Potential der Biomasse auch auf Kohlenwasserstoffe aus Regionen außerhalb von Europa gesetzt. Das Szenario soll jedoch in dieser Arbeit keine Anwendung finden.

Zur Entwicklung der benötigten Speicherkapazität wurden in allen Szenarien ähnlich zu dieser Arbeit die Sektoren Industrie, Gebäude, „Gewerbe Handel Dienstleistungen (Kurz GHD) & Geräte“ und das Energieangebot, welches sich in die Unterkategorien Stromsektor, Wärmesektor, Wasserstoffsystem und Sektorkopplung unterteilen lässt,

betrachtet. Zudem wurden auch die Optimierungen der Strom- und Gasnetze berücksichtigt.

Um den Bedarf an H_2 innerhalb der ausgewählten Szenarien zu decken, müssen neben der Umstellung der bestehenden Speicher auch eine Vielzahl an neuen Anlagen errichtet werden. Diese sind notwendig, da die energetische Speichermenge bei H_2 -Speicherung deutlich geringer ausfällt als im Vergleich zum Einspeichern von Erdgas. Die Studie umfasst eine Auflistung aller Änderungen der energetischen Speichervolumen für die Beimischung von einem, fünf und 20 Volumen-Prozent sowie eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff der berücksichtigten Speicher in Deutschland.

Für das Szenario TN-Strom wurde ein Speicherbedarf von ca. 73 TWh an H_2 errechnet. Nach Abzug des durch die Umstellung der bestehenden Speicher in Deutschland (etwa 30,7 TWh energetisches Speichervolumen) erzielten Volumens bedarf es einem Zubau von 40 neuen Kavernenspeichern mit einem durchschnittlichem energetischen Speichervolumen von ca. 1,06 TWh. Dies entspricht einem Arbeitsvolumen von etwa 500 Mio. m^3 . Im Gegenzug benötigt das Szenario TN- H_2 -G lediglich einen zusätzlichen Zubau von 15 Salzkavernenspeichern. Dies entspricht einem benötigten energetischen Gesamtspeichervolumen von ca. 47 TWh (46,56 TWh).

Der höhere Speicherbedarf trotz geringerer Technologiedurchdringung im Szenario TN-Strom lässt sich dadurch begründen, dass der Wasserstoff neben der Anwendung als zentraler saisonaler Energiespeicher in diesem Fall insbesondere zur Bereitstellung von Flexibilität und damit zur Spitzenlastzeugung im Stromsektor genutzt wird. Dafür muss eine hohe Leistung kurzfristig zur Verfügung stehen, was eine umfangreiche Speicherung von H_2 bedingt. Dementsprechend werden für diese zusätzliche Nutzung auch größere Speichervolumen benötigt, um die Verfügbarkeit sicherzustellen. Bei einer größeren Verbreitung des Wasserstoffes in allen Sektoren kommt es zu einer gleichmäßigeren Nutzung, wodurch insgesamt weniger Speicherkapazität benötigt wird.

Wasserstoffnetz

Die Wasserstoffversorgung in Deutschland kann zwar zum Teil mit dezentralen Elektrolyseanlagen in unmittelbarer Nähe der Verbrauchsstandorte realisiert werden, nichtsdestotrotz ist ein flächendeckendes Wasserstoffnetz für die Deckung der steigenden Nachfrage und der Versorgungssicherheit unabdingbar. Dieses wird sowohl zur Anbindung der neu geschaffenen Speichereinrichtungen als auch zur Verteilung des H_2 innerhalb von Deutschland genutzt. Besondere Dringlichkeit besteht durch die benötigten Importe. Die entstehenden Importterminals müssen so schnell wie möglich an das Netz angebunden

werden. [36] Zudem wird ein flächendeckendes Netz zur Anbindung der 1,8 Mio. Unternehmen und 19,6 Mio. Wohnungen benötigt, die aktuell an das Gasnetz angeschlossen sind (DVGW). [37] Das benötigte Wasserstoffnetz lässt sich in ein Fernleitungs- und Verteilnetz unterteilen. Dieses Netz soll zum einen durch neu erbaute H₂-Pipelines zum anderen durch die Umfunktionierung bestehender Gaspipelines realisiert werden. Um das H₂-Netz durch den Umbau der bestehenden Infrastruktur erweitern zu können, muss zunächst die Verträglichkeit des verbauten Stahls der Pipelines untersucht werden.

Das DVGW-Forschungsprojekt „Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit“ (SyWeSt H₂), das durch die Materialprüfanstalt (MPA) der Universität Stuttgart in Zusammenarbeit mit der Open Grid Europe durchgeführt wurde, bestätigt die Eignung der in den Pipelines verbauten Stähle für einen Betrieb von H₂. [38] Somit ist eine Umfunktionierung bestehender Erdgaspipelines potentiell möglich.

Die Studie „Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland“ [39] definiert den Ausbau des Wasserstoffnetzes in einzelnen Ausbaustufen. Dabei erfolgt eine separate Betrachtung der Entwicklung des Wasserstoffnetzes für das Verteil- und Fernleitungsnetz. Im Folgenden soll das in der Studie beschriebene Ausbauszenario bis zum voll entwickelten Netz im Jahr 2040 zusammengefasst werden.

Wasserstoff-Fernleitungsnetz

Der Ausbau des Fernleitungsnetz wird in die Phasen des Startnetz und des voll entwickelten Fernleitungsnetz unterteilt. Beide Phasen werden wiederum in weitere Ausbaustufen differenziert.

Die erste Phase (Startnetz) umfasst die ersten zwei Ausbaustufen zwischen 2025 und 2035. Etwa ein Drittel des Startnetzes soll bis zum Jahr 2025 entstehen. Dieses Netz besteht zu etwa 86 % aus Altbestand. Das bis 2030 gereifte H₂-Netz kann durch die Nutzung von bis zu 92 % Altbestand realisiert werden. Dabei wird für die Umstellung des Altbestandes nur zu geringen Ausmaßen auf das bestehende H-Gasnetz zurückgegriffen. Neben dem kleinen Teil an Neubauten macht den Hauptteil des Wasserstoffnetzes die Umnutzung des nicht mehr benötigten L-Gas-Netzes aus. Dieses ist aufgrund der Umstellung des Netzes von L-Gas aus den Niederlanden auf norwegisches H-Gas nicht mehr erforderlich.

Eine der wichtigsten Aufgaben des neu geschaffenen H₂-Netzes besteht in der Verbindung der Regionen von hoher erneuerbarer Energien-Produktion im Nordwesten Deutschlands mit den großen industriellen Verbrauchsschwerpunkten in Nord-Deutschland, im Ruhrgebiet und in Salzgitter sowie die Anbindung einer Reihe von Speichern,

die in diesem Gebiet beheimatet sind. Zudem schafft es eine Verbindung zu den Niederlanden und den von dort erwarteten H₂-Angeboten. Im Osten von Deutschland beschränkt sich das Netz auf die Anbindung des Kavernenspeichers in Bad Lauchstädt an die Chemieregion Leipzig/Halle. Somit stellen sich im ersten Ausbauschnitt zwischen 2025-2035 die folgenden Netzdaten ein. [39]

Tabelle 2: Leitungslängen der Ausbauschnitte für die Ausbaustufen 2025 & 2030 [39]

Parameter	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
Leitungslänge H₂-Netzes	452 km	1.236 km
Umgestellte Erdgasleitung	289 km	1.142
Neubau H₂-Leitung	63 km	94
Neu erforderliche H-Gas-Leitung	19	57

Mit der Gesamtlänge von 452 km erreicht das H₂-Netz im Jahr 2025 in etwa 1,3 % des deutschen Fernleitungs-Gasnetzes. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil des H₂-Netzes mit einer Länge von 1.236 km ungefähr 3,7 %. Aus Entflechtungsgründen ist es auch in geringem Ausmaß nötig, Neubauten am H-Erdgasnetz durchzuführen. Diese Umbauten sind ebenfalls mit den betroffenen Längen der Tabelle zu entnehmen. Innerhalb der Konzeption dieses Ausbauplanes ist jedoch auch vermerkt, dass kurzfristig geklärt werden kann, Verbindungen in den Süden- bzw. Osten von Deutschland womöglich vorzuziehen. [39]

Für den Zeitraum nach 2030 wurde für das H₂-Fernleitungsnetz eine massive Aufwuchsdynamik prognostiziert. Mit steigender Nachfrage wächst das Startnetz zu einem übergreifenden und vermaschten Fernleitungsnetz für H₂ an und geht langsam in das voll entwickelte Fernleitungsnetz über. Das Konzept erreicht nach Vorlage des „Hydrogen Backbone Initiative“ [40] einem Szenario für den Ausbau eines europaweiten H₂-Fernleitungsnetzes, eine starke Ausweitung. [40]

Diese beinhaltet die Weiterführung des H₂-Netzes vom Ruhrgebiet nach Süden bis in den Raum Mannheim/Ludwigshafen. Des Weiteren geht mit dieser Ausbaustufe die Schaffung einer Nord-Süd-Verbindung im Osten Deutschlands mit den Anschlüssen von Skandinavien und Tschechien einher. Auch die mitteldeutschen Zentren der Chemiein-

dustrie sollen in diesem Abschnitt an das Netz durch eine Verbindung nach Niedersachsen angeschlossen werden. Zudem soll eine Ost-West-Verbindung in Richtung Frankreich sowie Polen realisiert werden. Neben diesen Wichtigen Quer- und Längsverbindungen soll auch der Anschluss von Bayern über Ost-Deutschland und die Tschechische Republik erfolgen. Zusätzlich zu den onshore Plänen beinhaltet das Konzept auch einen gegebenenfalls möglichen Anschluss der ersten Offshore-Wasserstofferzeugungsprojekte. Mit den Ausbauten in diesem Bauabschnitt wären die wichtigsten Erzeugungszentren für grünen und blauen Wasserstoff mit den großen industriellen Wasserstoffsenken verbunden. Zudem ist auch der grenzüberschreitende Transport von Wasserstoff durch das Netz ermöglicht. [39]

Die darauffolgende Ausbaustufe bis zum Jahr 2040 beinhaltet nach Vorgabe der Quelle „Hydrogen Backbone Initiative“ [40] für Europa nochmals weitreichende Veränderungen. Für Deutschland stehen quantitativ eher wenige, dafür aber sehr wichtige Erweiterungen des Netzes an. Dies beinhaltet die mögliche Umstellung der Erdgaspipeline nach Norwegen auf H₂. Zudem ist eine Weiterführung des H₂-Netzes durch das Rheintal Richtung Süden bis hin zur Schweiz mit der entsprechenden Verbindung zum dort bestehenden Netz geplant. Parallel soll eine Verbindung des deutschen- und österreichischen Netzes in Bayern erfolgen. Auch eine Vermaschung des Netzes zwischen Hessen, Baden-Württemberg und Bayern ist in diesem Konzept enthalten.

Die einzelnen Ausbaustufen und der Stand des darin beschriebenen H₂-Fernleitungsnetzes können der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

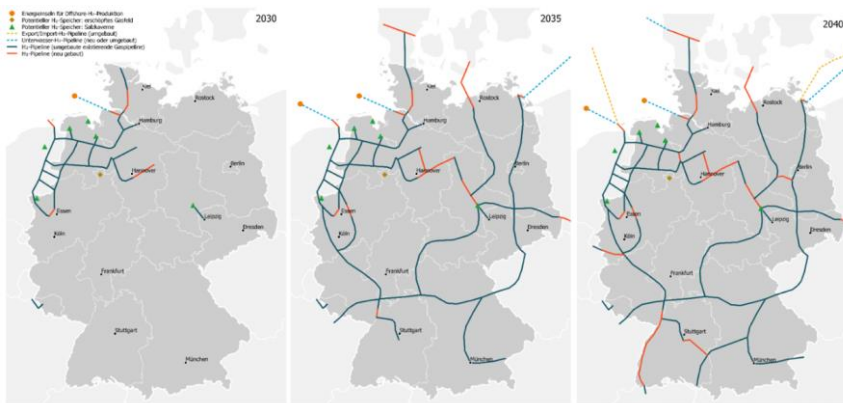


Abbildung 8: Ausbaustufen des Wasserstoff-Fernleitungsnetzes (Jahr 2030, 2035 und 2040) [39]

Die Abbildung zeigt die einzelnen Ausbaustufen des Ausbauszenarios für das Fernleitungsnetz von H₂ in Deutschland. Der Grafik kann der jeweilige Stand des Netzes in den

Jahren 2030, 2035 und 2040 entnommen werden. Neben dem Fernleitungsnetz für Wasserstoff wird aber auch ein Verteilnetz zum Anschluss der Verbraucher benötigt. Dieses soll nun Betrachtung finden. [39]

Wasserstoff-Verteilnetz

Der Plan für ein Verteilnetz von H₂ hängt insbesondere von der zukünftigen Rolle der dezentralen Verbraucher im Bereich der Nieder- und Mitteldrücke ab. Hier spielen vor allem die Verfügbarkeit und die sich einstellenden Bereitstellungskosten eine wichtige Rolle. Das aktuell bestehende Verteilnetz für Erdgas umfasst zum Zeitpunkt der Studie etwa 522.000 km und wird von 665 unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern betrieben.

Für die Nutzung des Verteilnetzes gibt es unterschiedliche Pläne. Die bestehende Infrastruktur kann sowohl zur Teilnutzung als auch zur kompletten Umstellung genutzt werden. Daher ist die Entwicklung des Verteilnetzes bis zum Jahr 2050 von vielen Faktoren abhängig und wirft unterschiedliche Fragen auf. Insbesondere die relevantesten Themen sollen kurz erläutert werden.

Diskussionen um die zukünftige Rolle der Gas-Verteilnetze und die wichtige Frage einer H₂-Beimischung bis hin zur vollständigen Umstellung auf H₂ müssen genau untersucht und festgelegt werden. Zudem bedarf es einer genauen Analyse der sich aus der Gesamtheit aller angeschlossenen Verbraucher ergebenden technischen Restriktionen, mögliche Barrieren, Kipp-Punkte, Anpassungszeiträume sowie die damit einhergehenden tatsächlichen Kosten für die erforderlichen Schritte. Da der wachsende Wasserstoffsektor die heutige Abdeckung und die Kapillarität der Gasnetze in der deutschen Volkswirtschaft verändern wird, stellt sich zudem die Frage nach einem regulatorischen Konzept. Dieses soll entsprechende Wertberichtigungen, die Vermeidung bzw. Begrenzung von „Stranded Assets“ bis hin zu Kompensationsansprüchen und die damit einhergehenden Bedingungen beinhalten. Auch bedarf es indikatorbasierter Orientierungskriterien mit starken räumlichen Komponenten. So soll die spezifische Zukunftsfähigkeit des bestehenden Erdgasverteilnetzes strategisch und regulatorisch nutzbar gemacht werden. [39]

Bereits bewältigte Umstellungs- bzw. Transformationsprozesse innerhalb der deutschen Gaswirtschaft bieten interessante Beispiele für die in Zukunft liegenden Herausforderungen. Die Umstellung der Gasversorgung in den Bereichen der neuen Bundesländer und West-Berlin von Stadtgas auf Erdgas dauerte etwa 5 Jahre. Allerdings umfasste das betroffene Versorgungsgebiet damals einen deutlich geringeren Umfang. Für die aktuell erfolgende Umstellung des Gasnetzes von dem weniger energiereichem Erdgas der

Qualität L auf das der Qualität H, die sogenannte Marktraumumstellung, wurde ein Zeitraum von etwa 15 Jahren veranschlagt. In dieser Zeit sollen alle erforderlichen Arbeitsschritte sowie die Geräteumstellungen der etwa 5 Mio. betroffenen Geräte erfüllt werden. Die Marktraumumstellung soll bis 2030 vollständig umgesetzt sein. [37]

Anhand der Beispiele lässt sich gut der mit der Umstellung des gesamten deutschen Gasnetzes verbundene Aufwand überblicken. Die von der Marktraumumstellung betroffenen Anschlüsse machen in etwa ein Viertel der oben angesprochenen Verbraucher des gesamten deutschen Gasnetzes aus. Somit ist die Realisation dezentraler Wasserstoffanwendungen nur mit Hilfe einer robusten Umbau- und Abbaustrategie für das Gasverteilnetz möglich. Dabei stellt nicht nur der zeitliche Rahmen eine Restriktion dar, sondern das Auftreten von „Stranded Assets“ in bedeutenden Größenordnungen. Deren Implikation in Unternehmensstrategien, Regulierungsansätzen und Finanzen der betroffenen Kommunen bringt große Herausforderungen mit sich. [39]

3.3 Kosten

Nach der Entwicklung der Ausbauszenarien für die benötigten Speicher und das Wasserstoffnetz innerhalb von Deutschland sollen im Nachgang die dadurch entstehenden Kosten beschrieben werden. Auch in diesem Bereich kann auf bereits bestehende Ergebnisse aus Studien zurückgegriffen werden.

Wasserstoffspeicher

Aufgrund der aktuell fehlenden bzw. nur bedingten marktreife der Porenspeicher sollen diese innerhalb der Kostenbetrachtung keine Anwendung finden. Um die Gesamtkosten für die eingesetzten Speicher (Kavernenspeicher) abzuschätzen, wurde innerhalb des Projektes des Fraunhofer ISI ein Beispielkavernenspeicher konstruiert. Dieser besteht aus acht Einzelkavernen und umfasst die durchschnittliche Speicherkapazität von knapp 500 Mio. m³. Somit verfügt dieser über ein energetisches Speichervolumen von etwa 1 TWh für das Einspeichern von H₂ und 5,4 TWh bei der Nutzung von Erdgas als Speichermedium.

Die Kosten für eine Umstellung eines derartigen Speichers von Erdgas auf H₂ belaufen sich bei einer optimistischen Betrachtung auf 46,4 Mio. Euro. Für einen konservativen Ansatz wurden Kosten zur Umstellung in Höhe von 82,6 Mio. Euro veranschlagt. Bei einem Neubau des Speichers werden Kosten in Höhe von 276,8 Mio. Euro kalkuliert.

Demnach kann für die Bereitstellung des Speichervolumens innerhalb des Szenarios

TN-Strom mit Kosten in Höhe von 12,8 Milliarden Euro gerechnet werden. Für das Modell TN-H₂-G veranschlagen die Autoren Kosten von 5,9 Milliarden Euro. Aus Sicht der Auftraggeber ist dieser Aufwand vertretbar bzw. verkraftbar. Im Vergleich zu den Gesamtkosten, die mit der Energiewende einhergehen, fallen diese kaum in Gewicht. Daher solle die Umstellung der Speicher von Erdgas auf H₂ als strategische Komponente der nationalen Wasserstoffstrategie angesehen werden, forderte Sebastian Bleschke, Geschäftsführer der INES. Zudem sprach er in diesem Zug auch über einen erforderlichen Marktrahmen, der die Umstellung erleichtern würde. Laut Herrn Bleschke ist vermutlich eine finanzielle Förderung für die ersten Anlagen erforderlich. [35]

Wasserstoffnetz

Die Studie „Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland“ des Öko-Institutes [39] gibt für die erste Ausbaustufen von 2025-2030 eine Berechnung der Investitionen für die Umstellung sowie den Neubau von Pipelines des H₂-Netzes an. Diese Hochrechnung gewährt einen guten Einblick auf die bevorstehenden Investitionskosten für das notwendige H₂-Netz.

Tabelle 3: Investitionskosten der Ausbaustufen 2025 & 2030 [39]

Parameter	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
Summe der Investitionen	294 Mio. €	662 Mio. €
Umgestellte Erdgasleitung	82 Mio. €	310 Mio. €
Neubau H₂-Leitung	128 Mio. €	220 Mio. €
Neu erforderliche H-Gas-Leitung	84 Mio. €	132 Mio. €

Die Investitionskosten für das H₂-Fernleitungsnetz (Ende 2025) nehmen mit den insgesamt anfallenden Kosten von 294 Mio. Euro etwa 43,5 % der erwarteten Gesamtinvestitionen im Bereich Fernleitungen (Erdgas) ein. Im Jahr 2030 fällt der Anteil trotz steigender Investitionskosten von 662 Mio. Euro für das H₂-Netz auf 33 % zu den Gesamtinvestitionen im Bereich Fernleitungen ab. Dem gegenüber steigt der Anteil für die Umstellungskosten der Erdgasleitungen von knapp 3 % im Jahr 2025 auf fast 47 % im Jahr 2030. [39]

Neben den benötigten Investitionen im Bereich des Fernleitungsnetzes spielen die Investitionen innerhalb des Verteilungsnetzes eine nicht zu unterschätzende, wenn nicht

gar entscheidende Rolle. Laut der gewonnenen Erkenntnisse der Studie des DVGW können die Kosten durch die Nutzung des 550.000 km langen Gasnetzes gegenüber einem ganzheitlichen Neubau der Infrastruktur (etwa 300 Mrd. Euro) deutlich reduziert werden. Die Investitionskosten für den Zu- und Umbau eines 100 % H₂-betriebenen Netzes werden laut DVGW auf etwa 30 Mrd. Euro geschätzt und sind damit volkswirtschaftlich als am sinnvollsten zu betrachten. [37]

4 Flächenpotentiale

Die Auswertung der Strombilanzen zeigt für Deutschland einen stark negativen Saldo, der im Verlauf der betrachteten Jahre bis auf etwa 230 TWh Strom pro Jahr einschließlich der Produktion von Wasserstoff abfällt, der Deutschland bilanziell fehlt. Diese Entwicklung ist sehr problematisch, da der Fehlbetrag auch von Ländern wie Frankreich und Spanien nicht abgefangen werden kann.

Die Strombilanzen beruhen auf den Annahmen für die Entwicklung des Strombedarfes vor dem Hintergrund der Sektorenkopplung, Elektrifizierung und Wasserstoffherzeugung und auf dem Ausbauszenario der einzelnen Kraftwerkskapazitäten. Die Strombilanzen sind also als ein Szenario zu verstehen, dass nicht notwendigerweise so eintreten wird. Etwa das Osterpaket des Erneuerbare-Energien-Gesetzes enthält wesentlich optimistischere Ausbauziele für erneuerbare Energien als im Rahmen dieser Forschungsarbeit angenommen. Die folgende Tabelle stellt die hier angewendeten Annahmen für den Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit den Zielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2023 §4 [41] und des Windenergie-auf-See-Gesetzes §1 [42] gegenüber.

Tabelle 4: Vergleich Annahmen mit Osterpaket [GW]

	Onshore Wind		Offshore Wind		Photovoltaik	
	Forschungsprojekt	EEG 2023	Forschungsprojekt	WindSeeG	Forschungsprojekt	EEG 2023
2030	74	115	26	30	134	215
2035	78	157	37	40	183	309
2040	81	160	46	-	221	400

Die Tabelle zeigt, dass die Ausbauziele des EEG 2023 deutlich über den Annahmen dieser Forschungsarbeit liegen. Würden die Ausbauziele des EEG 2023 in den hier durchgeführten Berechnungen als Grundlage verwendet, würden die Strombilanzen wesentlich positiver ausfallen. Um eine bessere Einordnung der Annahmen des Forschungsprojektes und der Ausbauziele des EEG 2023 zu ermöglichen, soll an dieser Stelle eine Analyse der Flächenpotentiale für Photovoltaik und Windkraft durchgeführt werden.

Wind Onshore

Um das Flächenpotenzial von Windenergie an Land zu quantifizieren wird die Studie „Flächenpotentiale der Windenergie an Land 2022“ des Bundesverbandes Windenergie herangezogen [43]. Im Rahmen dieser Studie wurde eine Datenbank erstellt mit Flächen,

die für die Nutzung durch Windenergie ausgeschlossen sind. Die nicht ausgeschlossenen Flächen wurden mit Konfliktrisikoklassen bewertet. Den Konfliktrisikoklassen wurden Flächenanteile zugeordnet (Konfliktrisikowert 1 – 100 % Flächennutzungspotential, Konfliktrisikowert 3 – 60 % Flächennutzungspotential, Konfliktrisikowert 5 – 0% Flächennutzungspotential) [43]. Auf Grundlage dieser Zuordnungen wurden die Flächenpotentiale für Windenergie an Land berechnet. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 5: Flächenpotential Windenergie an Land [43]

Bundesland	installierbare Leistung Windenergie an Land			zus. Potenzial Repowering	
	installierbare Leistung [GW]	Ertrag [TWh]	Volllaststunden [h/a]	installierbare Leistung [GW]	Ertrag [TWh]
BB	39,6	116,2	2.932	7,3	20,5
BE	0,1	0,3	3.105	0	0
BW	24,2	52,7	2.179	0,9	2
BY	55,8	124,5	2.230	0,8	1,8
HB	0,1	0,2	2.915	0,2	0,5
HE	18,9	47,1	2.490	1	2,6
HH	0,1	0,3	2.830	0,1	0,2
MV	27,9	80,4	2.884	2,8	8,1
NI	68,7	194,7	2.835	7,9	23,3
NW	18,6	51,4	2.757	4,5	11,9
RP	16,8	41,1	2.438	2	4,9
SH	14,3	46	3.224	3,3	11,3
SL	1,3	3,1	2.347	0,1	0,3
SN	16,7	46,7	2.804	1,6	4,4
ST	36,3	99,1	2.732	5,5	14,5
TH	26,5	67,6	2.548	1,1	2,9
DE	365,9	971,3	2.654	39,1	109,3

Die Tabelle zeigt, dass für die Nutzung von Windenergie an Land in Deutschland ein erhebliches Potenzial vorliegt, das die Ausbauziele des EEG 2023 weit übersteigt. Es stehen also ausreichend Flächen zur Verfügung, um der negativen Strombilanz durch den Ausbau der Windenergie entgegenzuwirken. Hier ist jedoch auch zu beachten, dass neben dem Flächenpotential auch weitere restriktive Faktoren eine Rolle spielen, wie etwa lange Genehmigungsverfahren und der Fachkräftemangel.

Wind Offshore

Die Flächenpotentiale von Windenergie auf See werden anhand der Studie „Erzeugung von Wasserstoff durch Windenergie auf See – Potential und Bedarf in Deutschland“ von

der Stiftung Offshore-Windenergie bewertet [44]. Die Studie ermittelt das Flächenpotential anhand der Zuordnung der insgesamt vorhandenen Flächen zu Vorranggebieten, in denen die Nutzung von Windenergie fest vorgesehen ist und Vorbehaltsgebieten, in denen Windenergie bei der Abwägung konkurrierender Raumnutzung besondere Aufmerksamkeit beizumessen ist. [44]

Die Ergebnisse der Studie sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 6: Flächenpotential Windenergie auf See [44]

	Art des Gebietes	Fläche nach ROP [km ²]	korrigierte Fläche (Rand 500 m) [km ²]	installierbare Leistung bei 6 MW/km ² [GW]	installierbare Leistung bei 8 MW/km ² [GW]
Nordsee	Vorranggebiet	3.055	3.455	20,7	27,6
	Vorbehaltsgebiet	1.946	2.335	14,0	18,7
	Summe	5.001	5.790	34,7	46,3
Ostsee	Vorranggebiet	279	345	2,1	2,8
	Vorbehaltsgebiet	55	67	0,4	0,5
	Summe	334	412	2,5	3,3
	Insgesamt	5.335	6.202	37,2	49,6

Das Potential ist hier getrennt unter zwei Annahmen der Bebauungsdichte aufgeführt. Interessant ist hier, dass sowohl die Annahmen des Forschungsprojektes als auch die Ziele des Wind-Energie-auf-See Gesetzes über das Potential bei geringer Bebauungsdichte hinausgehen. Damit die Ziele bzw. die Annahmen des Forschungsprojektes erreicht werden können, ist also eine hohe Bebauungsdichte auf den verfügbaren Flächen notwendig.

Photovoltaik

Um das Potential von Photovoltaikanlagen in Deutschland zu bestimmen, wurden eigene Berechnungen angestellt. Dafür wurden zunächst die nutzbaren Flächen in den Kategorien Dachflächen, Freiflächen, Fassaden und Verkehrswege bestimmt. Dabei wurde berücksichtigt, dass es Flächeneinschränkungen durch Fenster, Solarthermie Nutzung oder andere bauliche Restriktionen gibt. Auf Grundlage der verfügbaren Flächen, der Strahlungsintensität in Deutschland, der Verluste und der Modulwirkungsgrade wurde das technische Leistungspotenzial ermittelt.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Berechnung.

Tabelle 7: Flächenpotential Photovoltaik

Technisch nutzbares Potential				
Parameter	Leistung	Einheit	Fläche	Einheit
Dachfläche	201.452	MW	847	Mio. m ²
Freiflächen	144.000	MW	1.200	Mio. m ²
Fassaden	37.740	MW	200	Mio. m ²
Verkehrswege	5.194	MW	22	Mio. m ²
Gesamtsumme	388.386	MW	2.269	Mio. m²
DE	388	GW	2.269	km²

Man kann der Tabelle entnehmen, dass das Hauptpotential auf Dachflächen und Freiflächen zu verorten ist. Fassaden und Verkehrswege haben einen geringeren Einfluss auf die theoretisch installierbare Kapazität an Photovoltaikanlagen in Deutschland. Insgesamt ergibt sich ein Potenzial von 388 GW. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht für das Jahr 2040 bereits eine installierte Leistung von 400 GW vor. Dieser Wert erscheint vor diesem Hintergrund deutlich zu hoch zu sein. Die im Rahmen des Forschungsprojektes verwendeten Annahmen sind an dieser Stelle wesentlich realistischer.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Annahmen für den Ausbau von erneuerbaren Energien deutlich hinter den Zielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zurückbleiben. Insbesondere mit Hinblick auf die Flächennutzungspotentiale von Windenergie aus See und Photovoltaik ist das in dieser Art auch realistisch. Neben den Flächenpotentialen sind weitere Faktoren zu berücksichtigen, die den Ausbau erneuerbarer Energien einschränken. Es lässt sich jedoch auch festhalten, dass durchaus ein theoretisches Potential gegeben ist, um die Strombilanz auszugleichen. Dafür müssten jedoch umfassende Änderungen von politischer Seite auf den Weg gebracht werden, die die Umsetzung von Projekten und die Erteilung von Genehmigungen beschleunigen, die Investitionen in erneuerbare Energien lukrativer machen und die dem Fachkräftemangel massiv entgegenwirken.

5 Technologiebeschreibung / Verfahrensbeschreibung

5.1 Grauer Wasserstoff

Es gibt verschiedene Verfahren zur Erzeugung von grauem Wasserstoff wie etwa die Dampfreformierung, die partielle Oxidation oder die autotherme Reformierung [45]. Das verbreitetste Verfahren darunter ist die Dampfreformierung [46]. Aus diesem Grund soll dieser Prozess im Rahmen der Forschungsarbeit repräsentativ für die Erzeugung von grauem Wasserstoff näher beleuchtet werden.

Die Dampfreformierung ist ein endothermer Prozess, bei dem aus Kohlenwasserstoffen und Wasserdampf ein Synthesegas erzeugt wird, das aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid besteht. Als Grundstoff kommt meist Erdgas zum Einsatz, es können aber auch andere leichtflüchtige Substanzen wie etwa Naphtha verwendet werden [45]. Der Prozess soll nachfolgend am Beispiel Erdgas erläutert werden. Hierfür wird auf die folgende Abbildung Bezug genommen.

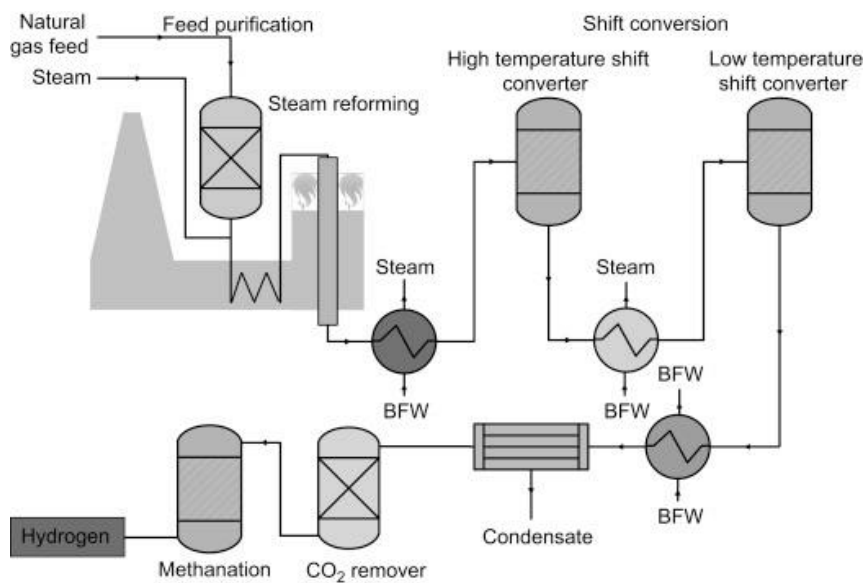


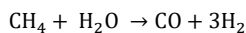
Abbildung 9: Schema Dampfreformierung [47]

Das Erdgas wird aus dem lokalen Netz entnommen und vor dem Beginn des Prozesses gereinigt und entschwefelt (Feed Purification). Die Entschwefelung kann mithilfe von Molekularsieben oder Aktivkohlefiltern geschehen [45]. Das aufbereitete Erdgas wird dann der eigentlichen Dampfreformierungsanlage zugeführt. Parallel wird in einer Dampftrommel überhitzter Wasserdampf erzeugt. Zur Dampferzeugung wird Prozesswärme eingesetzt [45].

Im nächsten Schritt werden das entschwefelte Erdgas und der überhitzte Prozessdampf im benötigten Dampf-Kohlenstoffverhältnis gemischt und zur Reformerkolonie geleitet (Steam Reforming). Diese besteht aus vertikalen mit Katalysator gefüllten Rohren. Das Gemisch wird über eine Feuerung auf bis zu 900 °C aufgeheizt und durchströmt anschließend die Reformerkolonie von oben nach unten. Das Gemisch wird hier katalytisch umgesetzt [48].

Die Feuerung der Reformerkolonie wird über einen separaten Erdgasstrom und angesaugte Verbrennungsluft versorgt. Das durch die Verbrennung entstehende heiße Verbrennungsgas wird in die Dampftrommel geführt, um die Wärme zur Dampferzeugung zu nutzen. Die danach verbliebene Restwärme kann in einem weiteren Wärmeübertrager genutzt werden, um etwa die Verbrennungsluft vorzuwärmen. Anschließend wird das Abgas abgeführt.

Der in der Reformerkolonie stattfindende Dampfreformierungsprozess kann durch die nachfolgende Reaktionsgleichung ausgedrückt werden. Dabei wird die Annahme getroffen, Erdgas bestehe vornehmlich aus Methan.



Die benötigte Reaktionsenthalpie beträgt:

$$\Delta_R h^\ominus = +206 \text{ kJ/mol} \quad [45]$$

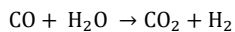
An der positiven Reaktionsenthalpie ist erkennbar, dass die Reaktion endotherm abläuft. Es muss also Energie zugeführt werden, was über die angesprochene Feuerung umgesetzt wird.

Das über die Reaktion entstehende Synthesegas besteht zu etwa 70 Mol-% aus Wasserstoff und 30 Mol-% aus Kohlenstoffmonoxid [45]. Das Gas tritt mit etwa 800 °C aus der Reformerkolonie aus [48]. Es wird durch einen Wärmeübertrager in der Dampftrommel geleitet. Hier wird die in dem Synthesegas gespeicherte Prozesswärme für die Dampferzeugung genutzt.

Um die Wasserstoffausbeute zu erhöhen, kann ein weiterer Reaktionsschritt, die so-

nannte Shiftreaktion, angehängt werden. Dabei wird dem Synthesegas weiterer Wasserdampf beigemischt. Das in dem Synthesegas enthaltene Kohlenstoffmonoxid wird mit dem Wasserdampf katalytisch zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff umgesetzt. Diese Reaktion ist leicht exotherm. Die Shiftreaktion kann in zwei Stufen als Hochtemperatur-Shiftreaktion (High temperature shift converter) bei 300-500°C und anschließend als Niedertemperatur-Shiftreaktion (Low temperature shift converter) bei 140-280°C durchgeführt werden [45].

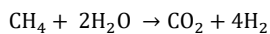
Die Shift-Reaktion ist durch folgende Reaktionsgleichung darstellbar.



Es wird folgende Reaktionsenthalpie frei:

$$\Delta_{\text{R}}h^{\ominus} = -41 \text{ kJ/mol} \quad [45]$$

Die beiden Teilreaktionen können zu einer Gesamtreaktionsgleichung zusammengefasst werden. Es ergibt sich also eine Reaktionsgleichung und eine resultierende einzubringende Reaktionsenthalpie für den gesamten Dampfreformierungsprozess:



$$\Delta_{\text{R}}h^{\ominus} = +165 \text{ kJ/mol} \quad [45]$$

Das nach der Shiftreaktion immer noch heiße Gas kann über einen Wärmeübertrager weitere Prozesswärme abgeben, um etwa das der Dampftrommel zugeführte Wasser vorzuwärmen. Um das Gas dann auf die gewünschte Temperatur zu bringen, wird es über eine Kühlung abgekühlt und anfallendes Kondensat wird abgeführt.

Zuletzt erfolgt noch eine Nachbereitung des Synthesegases. Über eine Druckwechseladsorptionsanlage werden Kohlenstoffdioxid und Restbestandteile bestehend aus Kohlenstoffmonoxid, Methan und Stickstoff abgetrennt (CO₂ remover) [45]. So bleibt Wasserstoff mit hoher Reinheit übrig. Die Druckwechseladsorptionsanlage umfasst mehrere parallel geschaltete Molekularsiebe. Molekularsiebe bestehen aus Stoffen, die für Gase mit bestimmter Molekülgröße ein besonders hohes Adsorptionsvermögen haben. Das bedeutet, Gase mit einer bestimmten Molekülgröße reichern sich an der Oberfläche der Molekularsiebe an. So können Gase entsprechend ihrer Molekülgröße getrennt werden. Die hier verwendeten Molekularsiebe bestehen aus zwei Schichten, die erste Schicht besteht aus Material zur Adsorption von Wasserstoff, die zweite zur Adsorption von Kohlenstoffdioxid [45]. Die parallelen Molekularsiebe werden im Wechsel bei Adsorptionsdruck betrieben. Sobald der betriebene Adsorber gesättigt ist, also keine weiteren Gasmoleküle mehr aufnehmen kann, wird der Gasstrom auf ein freies Molekularsieb umgeleitet. Der gesättigte Adsorber muss nun regeneriert werden. Dafür wird

dieser im Gegenstrom zunächst von Adsorptionsdruck auf ein mittleres Niveau zwischen Adsorptionsdruck und Umgebungsdruck entspannt. In dieser Phase wird zunächst der adsorbierte Wasserstoff frei und kann abgenommen werden. Anschließend erfolgt eine weitere Entspannung bis auf Umgebungsdruck. In dieser Phase wird das Kohlenstoffdioxid und das Restgas frei, welches der Feuerung zugeführt wird. Das Molekularsieb ist nun vollständig regeneriert und kann erneut verwendet werden. Das Verfahren ist technologisch ausgereift und weit verbreitet. Aufgrund der hohen Kohlenstoffdioxidemissionen ist es unter ökologischen Gesichtspunkten jedoch als eindeutig nachteilig einzuordnen.

5.2 Blauer Wasserstoff

Die Erzeugung von blauem Wasserstoff beruht auf den gleichen Verfahren wie die Erzeugung von grauem Wasserstoff. Auch hier fallen also große Mengen Kohlenstoffdioxid an. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass das Kohlenstoffdioxid durch die nachgeschaltete Carbon Capture and Storage Technologie (Kurz: CCS) zu großen Teilen aus dem Abgas herausgetrennt und dauerhaft gespeichert wird. Das Kohlenstoffdioxid wird also nicht in die Atmosphäre emittiert.

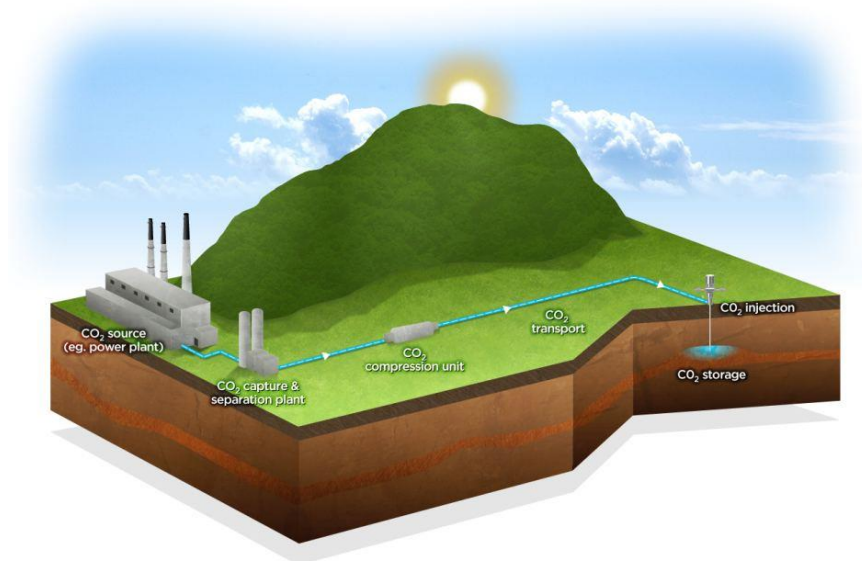


Abbildung 10: Schematische Darstellung CCS [49]

Der CCS-Prozess kann in drei Schritte unterteilt werden, die CO₂-Abscheidung, den CO₂-Transport und die dauerhafte Einspeicherung.

Die Abtrennung des Kohlenstoffdioxids kann an verschiedenen Punkten des Prozesses erfolgen. Möglich ist zum Beispiel die Einbindung hinter der Shift-Stufe der Dampfreformierung. An dieser Stelle ist der Partialdruck des Kohlenstoffdioxids hoch, was technische Vorteile für die Abtrennung mit sich bringt. Die Emissionen aus der Verbrennung werden jedoch nicht miterfasst. Ebenfalls möglich ist die Platzierung der CO₂-Abscheidung im Nebenproduktstrom hinter der Druckwechseladsorption. Hier herrscht zwar ein geringerer Druck, vorteilhaft ist jedoch, dass die CO₂-Konzentration hier am höchsten ist. Die Emissionen aus der Verbrennung werden allerdings auch hier nicht miterfasst. Dies ist nur möglich, wenn die Abscheidung im Abgasstrom eingefügt wird. So kann das Kohlenstoffdioxid aus dem Nebenproduktstrom und aus dem Verbrennungsgas abgetrennt werden. Diese Option verspricht somit die höchsten Abscheidungsraten, ist jedoch technisch anspruchsvoller, da die CO₂-Konzentration aufgrund des enthaltenen Stickstoffs aus der Verbrennungsluft und dem Restsauerstoff geringer ist. Möglich ist hier die Verwendung von Aminwäschen zur Abtrennung des Kohlenstoffdioxids. [48]

Bei der Aminwäsche wird das zu behandelnde Gas mit einer wässrigen Aminlösung in Kontakt gebracht. Das Kohlenstoffdioxid wird durch den Kontakt absorbiert und so vom Restgas getrennt. Die weiteren Gasbestandteile können ausgestoßen werden. Im Anschluss müssen die Aminlösung und das Kohlenstoffdioxid wieder getrennt werden. Dies wird über die CO₂-Stripfung, ein physikalisches Trennverfahren, umgesetzt. Die Aminlösung kann anschließend wiederverwendet werden. Das Kohlenstoffdioxid liegt nun in reiner Form vor und kann zwischengelagert bzw. abtransportiert werden. [50] Aufgrund des zusätzlichen Energieaufwands sinkt der Gesamtwirkungsgrad der Wasserstoffproduktion gegenüber der reinen Dampfreformierung.

Nachdem das CO₂ abgeschieden wurde, kann es in den meisten Fällen nicht vor Ort dauerhaft eingespeichert werden. Es muss also zu dem Standort der Einspeicherung transportiert werden. Es gibt verschiedene Transportoptionen. Die Auswahl der Option erfolgt in Abhängigkeit von der vorhandenen Infrastruktur, der anfallenden Mengen und der geografischen Lage der Anlage. Denkbar ist der Transport über Pipelines, Bahn, LKW oder Schiff. Hierfür muss das CO₂ komprimiert und gegebenenfalls verflüssigt werden. Die Kompression und die Verflüssigung von Kohlenstoffdioxid sind gut erprobt, technisch stellt der Kohlenstoffdioxidtransport also kein Problem dar. Es entstehen jedoch zusätzliche Kosten. [50]

Für die dauerhafte Einspeicherung des Kohlenstoffdioxids sind verschiedene Varianten möglich. Es können etwa Aquifern, Salzkavernen und erschöpfte Erdgas- und Erdölfelder genutzt werden. Das Verpressen von Kohlenstoffdioxid wird bei der Förderung von Erdöl schon viele Jahre durchgeführt, um die Fördermenge zu erhöhen. Auch dieser

Prozess ist damit gut erprobt. Zudem gibt es bereits mehrere Projekte, die die Speicherung von Kohlenstoffdioxid umsetzen wie etwa vor der norwegischen und der schottischen Küste und in einem leeren Erdgasfeld bei Rotterdam. [48]

Die Erzeugung von blauem Wasserstoff setzt insgesamt also deutlich weniger Kohlenstoffdioxid frei als die Erzeugung von grauem Wasserstoff. Diesem Nutzen steht jedoch auch ein gewisses Risiko gegenüber. Risiken für die menschliche Gesundheit können etwa durch Unfälle zu Stande kommen, die ein entweichen des gespeicherten Treibhausgases zur Folge haben. Zudem bestehen durch mögliche Leckagen Risiken für das Grundwasser und die Böden. Freigesetztes Kohlenstoffdioxid kann Schadstoffe freisetzen oder salziges Grundwasser aus tieferen Schichten könnte verdrängt werden und so süße Grund- und Oberflächenwässer versalzen. Es ist also festzuhalten, dass die CCS-Technologie nur dann nützlich und sicher ist, wenn sichergestellt ist, dass auch langfristig kein Kohlenstoffdioxid entweicht. Ein effektives Monitoring ist daher unerlässlich. Bezüglich der Techniken für ein umfassendes Monitoring besteht aktuell noch ein weiterer Forschungsbedarf. [51]

5.3 Türkiser Wasserstoff

Zur Herstellung von türkischem Wasserstoff wird die Methanpyrolyse, auch als Erdgaspyrolyse bezeichnet, genutzt. Bei diesem Verfahren wird Erdgas bei hohen Temperaturen und unter Sauerstoffausschluss gespalten. Es handelt sich dabei um eine endotherme Reaktion, bei der Wasserstoff und fester Kohlenstoff in Form von Ruß (engl.: Carbon Black) entstehen [48].



Durch Nebenreaktionen entstehen weitere Stoffe wie Aromaten oder gesättigte und ungesättigte Kohlenwasserstoffe. Diese Nebenprodukte müssen anschließend entfernt werden, um beispielsweise den Einsatz des Wasserstoffes in der chemischen Industrie zu gewährleisten (siehe Abbildung 11) [48].



Abbildung 11: Schematische Darstellung der Erdgaspyrolyse [48]

Der Prozess der Methanpyrolyse wird bereits seit ca. 100 Jahren zur Produktion von Thermalruß genutzt. Ein Vorteil dieses Verfahrens gegenüber der Dampfreformierung ergibt sich aus der Entstehung von festem Kohlenstoff, welcher einfacher langfristig gespeichert werden kann als gasförmiges Kohlenstoffdioxid. Dieser feste Kohlenstoff kann jedoch auch von Nachteil sein, da es beim Prozessbetrieb zu festen Ablagerungen an den heißen Stellen des Reaktors kommt, was zu Problemen beim kontinuierlichen Betrieb des Prozesses führen kann. Der entstehende Kohlenstoff muss daher abgetrennt werden. Nach der Abtrennung ist es möglich den Kohlenstoff stofflich weiter zu nutzen, sofern dieser technische Anforderungen wie beispielsweise Reinheitsgrad erfüllt. Bei der großtechnischen Umsetzung der Erdgaspyrolyse kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Kohlenstoff teilweise deponiert werden muss [48].

Die Erdgaspyrolyse kann in die drei Verfahren der thermischen Spaltung, der Plasma-Spaltung und der katalytischen Spaltung unterteilt werden (siehe Abbildung 12). Die thermische Spaltung erfolgt durch Einbringung von Prozesswärme mit Temperaturen von über 1.000 °C. Durch die Kohlenstoffbildung wird der Reaktor schnell zugesetzt, wodurch die Gefahr der Verblockung entsteht. Bei der Plasma-Spaltung wird die Prozesswärme genutzt, welche in einer Plasmafackel entsteht. Dieser Prozess erfordert komplexe Regelungen und weist einen hohen Stromverbrauch auf. Die katalytische Spaltung nutzt einen Katalysator zur Erhöhung der Reaktionsgeschwindigkeit bei Temperaturen unter 1.000 °C. Durch die Entstehung von festem Kohlenstoff wird der Katalysator jedoch schnell deaktiviert. Eine Übersicht der Verfahren und der dazu bisher durchgeführten Projekte ist in Tabelle 8 aufgeführt [48].

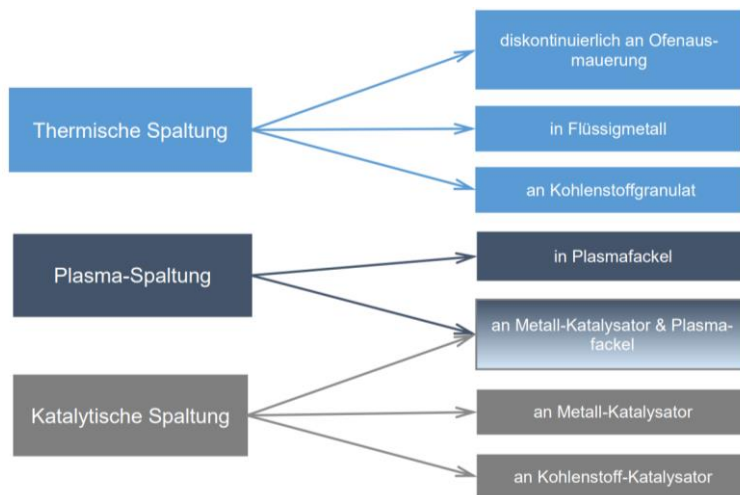


Abbildung 12: Kategorisierung von Erdgaspyrolyse-Verfahren [48]

Tabelle 8: Übersicht Methan-/Erdgas-Pyrolyseverfahren in Anlehnung an [52]

Prinzip	Verfahrensgeber, Anlage	Zielprodukt	Zeitraum	Kurzbeschreibung	Entwicklungsstand	TRL
Thermisch	BASF	H ₂	2012-	Kohlenstoffgranulat im Wanderbett	Technikum, F&E-Projekt für Scale-up	4
Thermisch	KIT / IASS	H ₂	2013-	Blasensäule mit flüssigem Zinn	Labor. F&E-Projekt für Verfahrensverbesserung	3
Plasma	Kvaerner	Industrie-ruß	1992-2003	Plasmafackel	Pilot, mit anschließendem Scale-up (Karbomont Plant)	6
Plasma	Kvaerner, Karbomont Plant	Industrie-ruß	1997-2003	Plasmafackel	Industrieanlage (stillgelegt und rückgebaut)	8
Plasma	Monolith Materials, Seaport Plant	Industrie-ruß	2014-2018	Plasmafackel (ähnlich Kvaerner)	Pilot (rückgebaut), mit anschließendem Scale-up	6
Plasma	Monolith Materials, Olive Creek Plant	Industrie-ruß	2016-	Plasmafackel (ähnlich Kvaerner)	Industrieanlage, IBN 2021	8
Plasma	Atlantic Hydrogen, Carbonsaver	Mischung H ₂ / Erdgas	2005-2015	Plasmafackel	Pilot (nicht in Betrieb gegangen), Entwicklung wegen Konkurs beendet	5
Kat. / Plasma	Tomsker Universitäten / TOMSK-GAZPROM	H ₂	2008-	Mikrowelle, Ni-Katalysatorbett + Plasmafackel	Labor, keine weitere Information zu Scale-up	3
Katalytisch	UOP, Hypro-Prozess	H ₂	1963	2-stufige Wirbelschicht mit Ni-Katalysator	Technikum, Entwicklung wurde abgebrochen	4
Katalytisch	Florida Solar Energy Center	H ₂	2003-2005	2-stufige Wirbelschicht mit C-Katalysator	Labor, keine Information zur Weiterentwicklung	3
Katalytisch	Hazer Group	H ₂	2010-	3-stufige Wirbelschicht mit Fe-Katalysator	Labor, Pilot-Anlage geplant	3

Thermische Spaltung

Bei der thermischen Spaltung an Kohlenstoffgranulat im Wanderbett werden Kohlenstoffpartikel in einem Kreislauf geführt. Im Gegenstrom wird dabei Methan zugeführt, auf das die Wärme der Kohlenstoffpartikel übertragen wird. Das Methan reagiert dabei zu Wasserstoff und festem Kohlenstoff. Der entstehende Kohlenstoff lagert sich beim Durchlaufen des Reaktors auf dem Kohlenstoffgranulat ab, es kommt somit zum Anwachsen der Kohlenstoffgranulat-Partikel, welche anschließend abgetrennt und teilweise zurück in den Feststoffkreislauf gebracht werden. Dieses Verfahrenskonzept wird seit 2012 durch BASF entwickelt und befindet sich derzeit noch im Laborbetrieb mit einem TRL (engl.: Technology Readiness Level) von 4. Eine schematische Darstellung mit Betriebsparametern ist in Abbildung 13 aufgeführt [48, 52].

Ein weiteres Konzept der thermischen Spaltung ist die Nutzung einer Flüssigmetall-Blasensäule. Der Reaktor ist bei diesem Verfahren mit flüssigem Zinn gefüllt ist. Das zugeführte Methan steigt in Form von Blasen auf, während der bei der Reaktion entstehende Kohlenstoff sich als dünne Schicht auf diesen Blasen bildet und mit nach oben steigt. Der Kohlenstoff zerfällt anschließend und lagert sich als Pulver auf der Oberfläche der Flüssigkeit ab, wo dieser anschließend abgetrennt werden kann. Vorteil dieses Verfahrens ist, dass kaum Ablagerungen an der Reaktorwand entstehen, da nur wenig Kontakt zwischen dem Methan und der beheizten Wand besteht. Die Herausforderungen liegen noch im Umgang mit dem Flüssigmetall und im Reinheitsgrad des Kohlenstoffes. Dieses Verfahren wird in Zusammenarbeit des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und des Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS) seit 2013 entwickelt und weist ein TRL von 3 auf [48, 52].

Betriebsparameter	
Prozesstemperaturen	1000 - 1400 °C
Durchsatz Erdgas	10 m ³ h ⁻¹ (NTP)

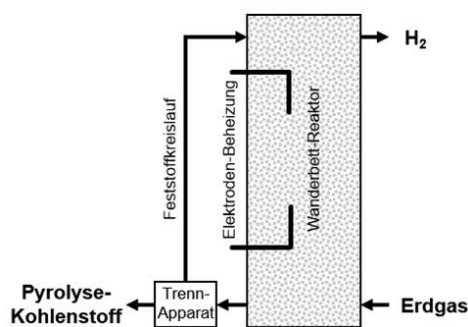


Abbildung 13: Betriebsparameter und schematische Darstellung der thermischen Spaltung an Kohlenstoffgranulat [52]

Plasma-Spaltung

Die Plasma-Spaltung wurde in den 90er Jahren vom norwegischem Unternehmen Kvaerner entwickelt. Bei diesem Verfahren wird Methan in einer Plasmafackel in Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten. Die Plasmafackel wird mit rezirkuliertem Wasserstoff und elektrischem Strom betrieben. Eine Pilotanlage in Schweden (ScanArc HO-FORS Gelände) konnte dabei erfolgreich betrieben werden. Die Karbomont-Anlage wurde als Folgeprojekt entwickelt und wies ein TRL von 8 auf, das Projekt wurde jedoch 2003 aufgrund von mangelnder Rußqualität eingestellt [48].

Auf Basis der Kvaerner-Technologie wurde durch das US-Unternehmen Monolith Materials der Prozess weiterentwickelt. Die Seaport-Plant wurde als Pilotanlage erfolgreich betrieben, diese wurde jedoch 2018 ohne Angabe von Gründen rückgebaut. Parallel dazu wurde die Olive-Creek-Anlage geplant und 2021 in Betrieb genommen. Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 14 aufgeführt, die darin abgebildeten Anlagen besitzen ein TRL von 6 bzw. 8 [52].

Ein weiteres Verfahren wurde vom kanadischen Unternehmen Atlantic Hydrogen entwickelt, bei dem der erzeugte Wasserstoff dem Methan zugeführt wird, um dieses Gemisch in das Erdgasnetz einzuleiten. Der Bau einer großen Pilotanlage wurde geplant, allerdings konnte dies nicht zu Ende geführt werden, da das Unternehmen im Jahr 2015 Insolvenz anmeldete. Dieses Verfahren wies ein TRL von 5 auf [52].

Das deutsche Unternehmen Graforce hat ein Verfahren basierend auf einem nicht-thermischen Plasma entwickelt. Dieses wurde für die Wasserstoffversorgung von Blockheizkraftwerken konzipiert [48].

Betriebsparameter Seaport-Pilotanlage	
Temperatur Reaktionszone	2100 °C
Durchsatz Erdgas	144 m ³ h ⁻¹ (NTP)
Methanumsatz	94 %
Plasmaleistung (elektr.)	0,85 MW
Betriebsparameter Olive-Creek-Anlage (in Bau)	
Produktion Industrieruß	10 - 15 kt a ⁻¹

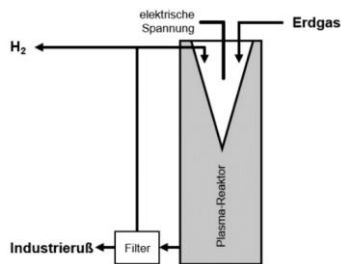


Abbildung 14: Betriebsparameter und schematische Darstellung der Plasma-Spaltung [52]

Katalytische Spaltung

Die katalytische Spaltung wurde in den 1960er Jahren vom Unternehmen Universal Oil Products (UOP) entwickelt und sollte Wasserstoff für Raffinerieprozesse bereitstellen. Bei dem als Hypro-Verfahren bezeichnetem Prozess wird Methan in einer ersten Wirbelschicht an einem Nickel-Katalysator bei Temperaturen zwischen 800 °C und 1.100 °C gespalten. In einer zweiten Wirbelschicht wird der Katalysator anschließend durch Verbrennung des entstandenen Kohlenstoffs regeneriert. Dieses Verfahren wies eine hohe Komplexität und hohe Kosten auf und konnte sich daher nicht gegen die Dampfreformierung durchsetzen [52].

Durch das Florida Solar Energy Center wurde 2003 ein Konzept basierend auf dem Hypro-Prozess entwickelt. Ein Teil der durch Druckwechseladsorption abgetrennten Gase wird zur Regenerierung des Katalysators verbrannt. Eine schematische Darstellung mit Betriebsparametern ist in Abbildung 15 aufgeführt. Die letzte Veröffentlichung zu diesem Konzept stammt aus dem Jahr 2005, unklar ist, ob die Entwicklung weitergeführt wurde. Das Verfahren wies ein TRL von 3 auf [52].

Das australische Unternehmen Hazer verwendet katalytisch aktives Eisenerz zur Spaltung von Methan, wodurch die Wasserstoffausbeute, die Kohlenstoffqualität und die Deaktivierung des Katalysators gesteuert werden können. Der Bau einer Pilot-Anlage ist geplant. Das Verfahren besitzt ein TRL von 3 [52].

Betriebsparameter	
Prozesstemperatur	900 °C
Durchsatz Methan	0,3 m ³ h ⁻¹ (NTP)
Methanumsatz	60 %
Katalysator	Kohlenstoff

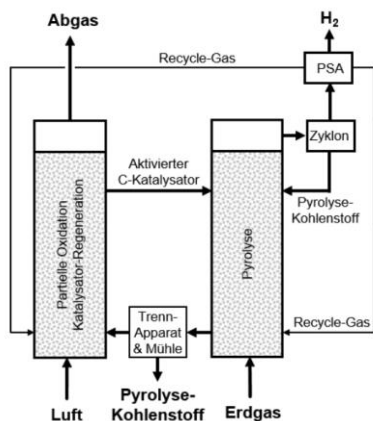


Abbildung 15: Betriebsparameter und schematische Darstellung der katalytischen Spaltung [52]

Kohlenstoff

Obwohl der bei der Methanpyrolyse zur Herstellung von türkischem Wasserstoff anfallende Kohlenstoff als Nebenprodukt gilt, geht aus der Reaktionsgleichung und Massenbilanz hervor, dass massenmäßig ca. dreimal mehr Kohlenstoff als Wasserstoff bei der Pyrolyse entsteht. Der Kohlenstoff sollte daher stofflich weiter genutzt werden, um eine zusätzliche Einnahmequelle darzustellen und die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens zu erhöhen. Damit der durch Methanpyrolyse erzeugte Wasserstoff auch als türkisch gelten darf, muss der Kohlenstoff entweder langfristig gelagert oder, ohne CO₂ zu emittieren, genutzt werden [52].

In Abhängigkeit vom ausgewählten Pyrolyseverfahren kann der Kohlenstoff in Form von großen Primärpartikeln mit einer hohen Dichte und Reinheit vorliegen und würde somit ein wertvolles Industrieprodukt darstellen [52]. Dieser könnte beispielsweise zur Herstellung von Reifen, Kunststoffen oder Tinten genutzt werden [48]. Eine weitere Anwendung könnte die Einbringung des Kohlenstoffs in Form von Koks zum Reduktionsmittelverbrauch in der Roheisenindustrie sein. Die Herstellung von Kohlenstoffanoden für die Aluminiumherstellung stellt eine andere Option dar. Der Kohlenstoff muss dazu eine hohe Reinheit, hohe Dichte und hohe elektrische Leitfähigkeit aufweisen, diese Eigenschaften kann der Pyrolysekohlenstoff mit einer entsprechenden Nachbereitung erreichen [52]. Andere hochwertige Produkte wären die Herstellung von Graphit für Lithium-Ionen-Batterien, Kohlefasern für kohlenstofffaserverstärkte Verbundwerkstoffe, Nanoröhren für Polymere, Plastiken oder Batterien sowie Nadelkoks für Graphitelektroden in Lichtbogenöfen [53]. Ein Überblick möglicher Kohlenstoffprodukte sowie deren Preise und Märkte ist in Tabelle 9 dargestellt.

Bei der großtechnischen Umsetzung der Methanpyrolyse ist bisher unklar, in welchem Umfang der Kohlenstoff benötigt wird, da die Industrie nur einen begrenzten Bedarf aufweist. Des Weiteren kann noch nicht bewertet werden, inwieweit die hohen Anforderungen an die Eigenschaften des Kohlenstoffs bei der großtechnischen Produktion eingehalten werden können. Aus diesen Gründen wird daher davon ausgegangen, dass dieser zumindest anteilig deponiert werden muss [48].

Tabelle 9: Marktanalyse für potenzielle Kohlenstoffprodukte in Anlehnung an [53]

Kohlenstoffart	Anwendungsbereiche	Erwarteter Kohlenstoffpreis	Marktumfang	Wasserstoff-Produktion
Ruß	Reifen, Tinten, High-Performance-Beschichtungen und Kunststoffe	0,4 – 2 US\$/kg (abhängig von Produktanforderungen)	U.S. Markt <ul style="list-style-type: none"> • Ca. 2 mio. t Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 12 mio. t (2014) • 16,4 mio. t (2022) 	U.S. Markt <ul style="list-style-type: none"> • Ca. 0,67 mio. t Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 4 mio. t (2014) • 5,4 mio. t (2022)
Graphit	Lithium-Ionen-Batterien	+ 10 US\$/kg	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 80k t (2015) • 250k t (2020) 	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 27k t (2015) • 83k t (2020)
Kohlefaser	Luft- und Raumfahrt, Fahrzeugbau, Windturbinen, Kohlenfaserverstärkte Verbundwerkstoffe etc.	25 – 113 US\$/kg (abhängig von Produktanforderungen)	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 70k t (2016) • 100k t (2020) 	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 23,3k t (2016) • 33,3k t (2020)
Kohlenstoff-Nanoröhrchen	Polymere, Plastiken, Elektronik, Lithium-Ionen-Batterien	0,1 – 600 US\$/g (abhängig von Produktanforderungen)	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 5k t (2014) • 20k t (2022) 	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • 1,7k t (2014) • 6,7k t (2022)
Nadelkoks	Graphitelektroden für Lichtbogenöfen	Ca. 1,5 US\$/kg	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • Ca. 1,5 mio. t (2014) 	Globaler Markt <ul style="list-style-type: none"> • Ca. 0,5 mio. t (2014)

5.4 Pinker Wasserstoff

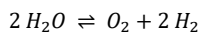
Bei der Herstellung pinken Wasserstoffs, häufig auch als roter Wasserstoff bezeichnet, wird Kernenergie genutzt. Dies kann entweder durch die Nutzung des elektrischen Stroms für Elektrolyse oder durch die Verwendung des Hochtemperatur-Abwassers für ein thermochemisches Wasserspaltungsverfahren (TWS) erfolgen. Neben pinkem Wasserstoff kann die Elektrolyse ebenso für die Herstellung von grünem Wasserstoff genutzt werden, der Unterschied liegt lediglich in der Produktion des Stroms. Das TWS verwendet Temperaturen zwischen 500 °C und 2.000 °C, um eine Reihe an chemischen Reaktionen anzutreiben. Die für das Verfahren verwendeten Chemikalien werden in einem geschlossenen Kreislauf gehalten, sodass lediglich Wasser hinzugegeben werden muss, um Wasserstoff zu erzeugen. Beide Verfahren erzeugen keine direkten CO₂-

Emissionen, das benötigte Uran muss jedoch abgebaut werden und ist somit nicht erneuerbar, wodurch der Gesamtprozess als nicht nachhaltig bezeichnet werden kann [4, 54]. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde lediglich die Erzeugung von pinkem Wasserstoff mittels Elektrolyse betrachtet.

5.5 Grüner Wasserstoff

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff erfolgt durch den Einsatz der Wasserelektrolyse. Für die in diesen Prozess benötigte elektrische Energie werden regenerative Energiequellen genutzt. Somit hebt sich die in diesem Kapitel beschriebene Technologie insbesondere dadurch von den anfangs beschriebenen Wasserstofferzeugungstechnologien ab, da keine fossilen Energieträger zur Gewinnung des zu produzierenden Wasserstoffes benötigt werden und demnach die Produktion frei von prozessbedingten Kohlenstoffdioxid ausstößen ist. Aus den genannten Gründen gilt der Herstellungsprozess des grünen Wasserstoffes als die nachhaltigste Form der Wasserstoffproduktion. [55]

Bei dem elektrochemischen Verfahren der Wasserelektrolyse erzielt man unter Zufuhr von elektrischer Energie die Spaltung des Wassers in molekularen Wasserstoff und molekularen Sauerstoff. [55]



Im Gegenzug zur thermischen Dissoziation kann durch den Einsatz der elektrochemischen Zelle die Reaktion bereits bei niedrigen Temperaturen erfolgen und demnach Energie eingespart werden. Dabei ist die Reaktionsenthalpie abhängig von der Prozess-temperatur. Aus diesem Grund ist nachfolgend die Reaktionsenthalpie in Abhängigkeit zur Temperatur bei Normaldruck ($p_0=1$ bar) angeführt. [56]

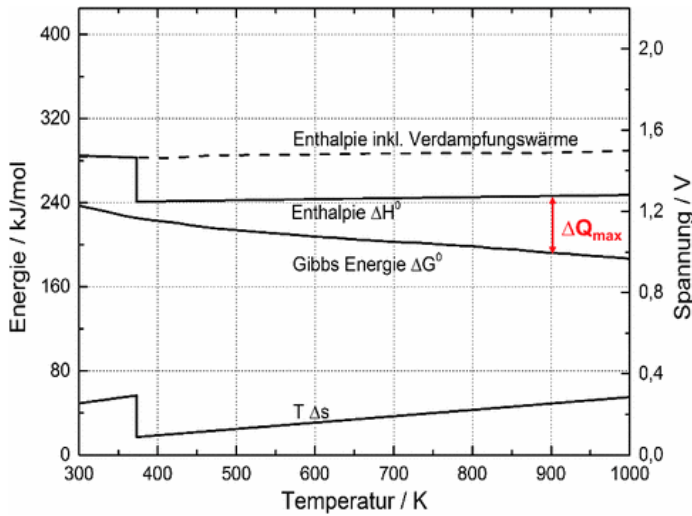


Abbildung 16: Reaktionsenthalpie in Abhängigkeit der Temperatur bei Standarddruck [56]

Die Bruttoreaktion teilt sich während des chemischen Vorganges in zwei Halbzellreaktionen auf. Bei der ersten Halbzellreaktion, die als anodische Reaktion bezeichnet wird, werden Elektronen frei. Die zweite, als katodische Reaktion benannt, umfasst die Aufnahme der Elektronen. Diese beiden Halbzellen werden durch den Elektrolyten getrennt. Der Elektrolyt trägt die Aufgaben, die bei der Halbzellreaktion entstehenden bzw. verbrauchten Ionen zu leiten, dabei isolierend auf die Elektronen zu wirken und die Rekombination zwischen dem erzeugten Wasserstoff und Sauerstoff zu verhindern. [55] Demnach besteht ein Elektrolyseur aus zwei Elektroden, die durch eine Spannungsquelle miteinander verbunden sind und durch einen Elektrolyten umgeben werden. Wird eine entsprechende Spannung angelegt, entsteht an der Anode durch Oxidation Sauerstoff (O_2) und an der Kathode durch Reduktion Wasserstoff (H_2). [48]

Innerhalb der Wasserelektrolyse gibt es verschiedene Verfahren, die sich in Aufbau, Betriebsbedingungen und Entwicklungsstand stark unterscheiden. Die Benennung der entsprechenden Technologien orientiert sich dabei an den eingesetzten Elektrolyten. Zu den heute technisch und wirtschaftsfähig relevantesten Verfahren werden die „Alkalische Elektrolyse“ (kurz AEL), die „Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse“, im englischen „Proton Exchange Membrane“, (kurz PEMEL) und die „Festoxid-Wasserelektrolyse“, im englischen „solid oxide electrolyzer cell“ (kurz SOEL) gezählt. [57]S.319 fff.] Darüber hinaus gewinnt die Mischform der Verfahren AEL und PEMEL, die sogenannte „alkalische Membran Wasserelektrolyse“ (kurz AEM) zunehmend an Bedeutung. [55]

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Bei der AEL handelt es sich um das älteste und demnach auch ausgereifteste und erprobteste Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff mithilfe eines Elektrolyseurs. Es befindet sich bereits seit über 100 Jahren im kommerziellen Einsatz und kann in Anlagengrößen im zweistelligen MW-Bereich realisiert werden. Als Elektrolyt kommt eine 25-30 %-ige KOH-Lösung (Kaliumhydroxid \triangleq Kalilauge) zum Einsatz, die zur Erhöhung der Ionenleitfähigkeit beitragen soll. [56] Für den Werkstoff der Elektroden wird meist Nickel, Eisen oder Kobalt gewählt, die als perforierte Bleche ausgeführt werden. Letzteres soll den Gastransport ermöglichen. Die beiden Halbzellen werden durch ein keramisches Diaphragma separiert, welches nur für OH^- -Ionen, nicht aber für die Produktgase O_2 und H_2 durchlässig ist. Der Aufbau einer AEL-Zelle kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden. [58]

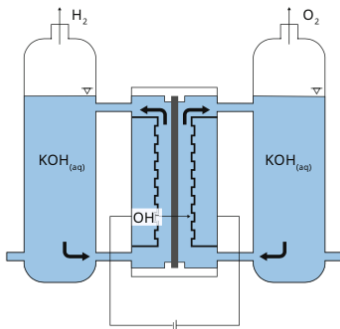


Abbildung 17: Aufbau AEL-Zelle

Durch Anlegen von einer äußeren elektrischen Spannung kann an der Anode Sauerstoff und an der Kathode Wasserstoff produziert werden. Die entsprechenden Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise kann der unten angefügten Abbildung entnommen werden. [55]

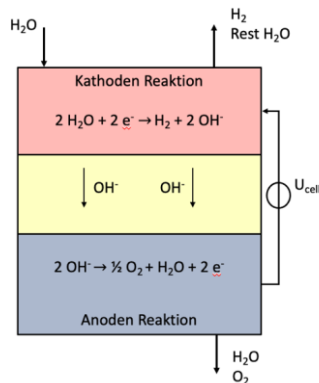


Abbildung 18: Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise AEL-Zelle

Der produzierte Wasserstoff dieses Verfahrens erreicht ohne zusätzliche Reinigungsschritte eine Reinheit von bis zu 99,9 Vol-%. Mit einer anschließenden Trocknung und O_2 -Entfernung kann diese auf bis zu 99,999 Vol-% gesteigert werden. Die angewendeten Betriebstemperaturen des Verfahrens liegen zwischen 40-90 °C. Das AEL-Verfahren kann sowohl unter atmosphärischen Bedingungen ($p_0 = 1 \text{ bar}$), aber auch unter Druck betrieben werden. Für letzteres beträgt der entsprechende Betriebsdruck zwischen 6 und 25 bar. Dadurch kann der Wasserstoff bspw. ohne weitere Verdichtung eingespeichert oder weiterverarbeitet werden. Mit steigender Temperatur nimmt auch der Wirkungsgrad des Verfahrens zu. Dieser liegt in der Praxis zum aktuellen Stand der Technik zwischen 43-69 %. [56]

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

Die PEMEL hat ihren Ursprung in der Brennstoffzellentechnik und basiert folglich auf den inversen Vorgängen in einer Brennstoffzelle. Im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse eignet sich diese Technik auch besser für einen dynamischen Betrieb. [48] Weitere Unterschiede sind der eingesetzte Elektrolyt und der dem Verfahren zugrunde liegende Ladungsaustausch. Als Elektrolyt kommt in der PEMEL eine Protonenaustauschmembran zum Einsatz, der die Anode und Katode voneinander trennt. Wie der Name des eingesetzten Elektrolyten bereits vermuten lässt, beruht der Ladungsaustausch nicht wie bei der AEL auf OH^- -Ionen, sondern auf H^+ -Protonen, die mithilfe der Membran von Pol zu Pol übertragen werden. Die eingesetzten Elektroden bestehen üblicherweise aus kohlegetragerten Edelmetallen, die direkt auf der Membran platziert werden. Auf den Elektroden selbst werden poröse Stromableiter angebracht, die nicht nur dem Transport des Stromes, sondern auch der Produktgase dienen sollen. Der Aufbau einer PEMEL-

Zelle kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden. [57]

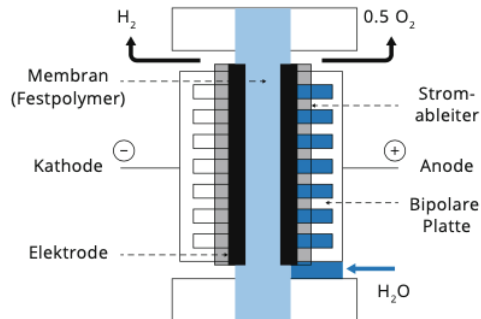


Abbildung 19: Aufbau der PEMEL-Zelle

Durch Anlegen einer äußeren elektrischen Spannung wird auf der Kathodenseite Wasserstoff und auf Anodenseite Sauerstoff erzeugt. Die entsprechenden Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise kann der unten angefügten Abbildung entnommen werden. [55]

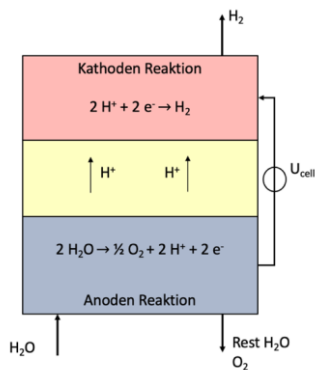


Abbildung 20: Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise der PEMEL-Zelle

Ein wesentlicher Vorteil der PEMEL- gegenüber der AEL-Zelle ist die niedrigere untere Betriebsgrenze in Teillast. Ähnlich der AEL-Technologie wird diese durch die minimale Reinheit des zu produzierenden Wasserstoffes determiniert. Selbst bei einem Betriebspunkt nahe 0 % der Nominallast kommt es zu keiner kritischen Fremdgaskonzentration, jedoch wird durch die Anlagenperipherie die vom Gesamtsystem realisierbare Mindestleistung auf 5 – 10 % festgelegt. Ein Nachteil der Protonenmembran als Elektrolyt liegt

in der geringeren Langzeitbeständigkeit der Membran im Unterschied zu der KOH-Lösung. [57]

Festoxid-Wasserelektrolyse

Die SOEL, auch unter dem Synonym „Hochtemperatur-Elektrolyse“ bekannt [59] setzt ebenfalls auf eine Membran als Elektrolyt. Allerdings ist diese für O_2 -Ionen durchlässig. Die Membran bzw. der Feststoff besteht üblicherweise aus Yttrium (Y_2O_3)-stabilisiertem Zirkoniumoxid (ZrO_2). Als Material für die Elektroden wird zumeist auf keramische Materialien gesetzt, die auch bei den hohen Betriebstemperaturen eingesetzt werden können. Die Reaktion innerhalb der Zelle läuft bei etwa 800-1000 °C ab. Hierdurch wird die endotherme Zersetzung von Wasser gefördert. Somit kann der elektrische Energiebedarf um etwa 25 % gesenkt werden. Im Unterschied zu den anderen Verfahren wird dem Prozess kein Wasser, sondern Wasserdampf als Ausgangsstoff zugeführt. Der Aufbau der Hochtemperaturolektrolysezelle ähnelt der alkalischen Elektrolysezelle. Die Kathode und Anode sind räumlich durch eine Membran voneinander getrennt, wobei ein Feststoffoxid als Elektrolyt genutzt wird. Genauer kann der Aufbau der nachfolgenden Abbildung entnommen werden. [56]

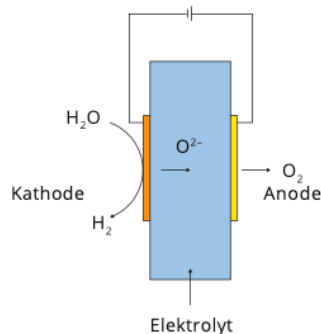


Abbildung 21: Aufbau der SOEL-Zelle

Das Anlegen einer äußeren elektrischen Spannung führt zur Spaltung des Wasserdampfes. Infolgedessen kommt es zur prozessbedingten Wanderung der negativ geladenen Sauerstoffionen (O^{2-}) von der Kathode hin zur Anode. Die entsprechenden Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise kann der unten angefügten Abbildung entnommen werden. [55]

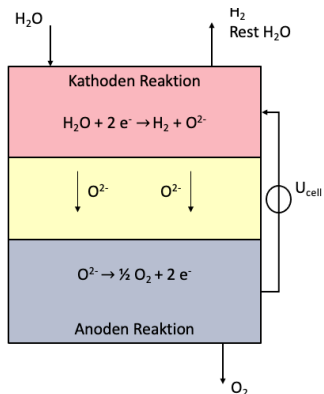


Abbildung 22: Halbzellreaktionen und eine schematische Darstellung der Funktionsweise SOEL-Zelle

Bedingt durch den Einsatz des Wasserdampfes wird die SOEL besonders interessant, wenn Abwärme aus externen Prozessen für das Elektrolyseverfahren zur Verfügung steht. Daher wurde in den 80er Jahren die SOEL als Möglichkeit angesehen, Wasserstoff in Verbindung mit Kernkraft zu produzieren. Das größte Problem dieses Verfahrens ist die geringe Lebensdauer der Zellen. Aufgrund der hohen thermischen Belastung und die dadurch bedingten mechanischen Spannungen, die aus den schwankenden Temperaturen resultieren, erreichen die Zellen im Moment nur etwa 3500 Betriebsstunden. Auch können die Anlagen durch die hohen Betriebstemperaturen nur wenig dynamisch im Teillast betrieben werden. [57]

Alkalische Membran Wasserelektrolyse

Die AEM gilt als Mischform zwischen den Verfahren der PEMEL und der AEL und soll die Vorteile beider Verfahren in sich vereinen. Dabei ähnelt deren Aufbau der AEL mit dem Unterschied des eingesetzten Elektrolyten. Hier kommt gleich der PEMEL eine Membran zum Einsatz. Die AEM gilt als kommende Technologie, die aber aufgrund der aktuell nur bedingt anwendbaren Einsatzmöglichkeiten in dieser Arbeit zwar erwähnt, jedoch nicht weiter ausgeführt werden soll. [55]

Tabelle 10: Vergleich der Verfahren AEL, PEMEL und AEM

	AEL	PEMEL	AEM
Flexibilität	-	X	X
Investitionskosten	X	-	X

H2-Druck	-	X	X
Betriebskosten	-	X	X

Der angeführten Tabelle kann entnommen werden, dass die AEM sowohl die niedrigeren Investitionskosten des AEL-Verfahrens durch ihren Aufbau als auch die Flexibilität und die mit der Membran als Elektrolyt in Verbindung stehenden höheren Betriebs- und Output-Drücke in sich vereinen kann. [60]

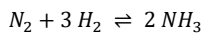
5.6 Grüner Ammoniak

Bei Ammoniak handelt es sich um ein stechend riechendes, giftiges und in Wasser lösliches Gas. Die chemische Verbindung besteht aus Stickstoff (N₂) und Wasserstoff (H₂) mit der Summenformel NH₃. Insbesondere durch den im Vergleich zu Wasserstoff (Siedepunkt Wasserstoff -253 °C) hohen Siedepunkt mit einer Temperatur von -33 °C und einem Dampfdruck von etwa 8 bar bei Umgebungstemperaturen von ca. 20 °C (in der Praxis sind Betriebsdrücke zwischen 16-18 bar im Einsatz) ist Ammoniak eine potentielle Quelle für Energieimporte in der Zukunft. [61] Bedingt durch die vorteilhaften Stoffeigenschaften kann das Gas vergleichsweise einfach verflüssigt, transportiert und gelagert werden. [62] Um grünen Ammoniak als Möglichkeit der Bedarfsdeckung in Deutschland nutzen zu können, bedarf es mehrerer Verfahren. Zum einen gehört zu diesem die Erzeugung des Wasserstoffes in den Erzeugerländern. Weil sich dieses Forschungsprojekt ausschließlich mit dem Import von grünem Ammoniak beschäftigt, erfolgt die Erzeugung des Wasserstoffes mithilfe von erneuerbarer elektrischer Energie durch die Wasserelektrolyse. Nähere Informationen über dieses Verfahren und die entsprechenden Technologien können dem Kapitel 5.5 „Grüner Wasserstoff“ entnommen werden. Nach der Erzeugung von Wasserstoff muss dieser mit Hilfe der „Ammoniaksynthese“ in Ammoniak umgewandelt werden. Der fertige Ammoniak ist nun bereit in das entsprechende Importland verfrachtet zu werden. Alle relevanten Schritte, die für den Transfer zwischen Erzeuger- und Importland erforderlich sind, sollen im Unterpunkt „Transport“ zusammengefasst werden. Nachdem der Ammoniak das gewünschte Importland erreicht hat, ist es im nächsten Schritt wiederum von Nöten, den Ammoniak zurück in Wasserstoff umzuwandeln. Letzteres erfolgt durch das sogenannte „Cracking“. Die soeben aufgezählten Schritte sollen nachgehend einzeln näher erläutert werden.

Ammoniaksynthese

Das konventionell in der Praxis angewendete Verfahren zur Produktion von Ammoniak ist die Ammoniaksynthese nach Haber Bosch. In dieser wird unter Zuhilfenahme von Erdgas der gewünschte Ammoniak produziert. Bei der Produktion von klimaneutralem grünem Ammoniak kommt hingegen die Direktsynthese nach Haber Bosch zum Einsatz. Diese unterscheidet sich im Gegenzug zur konventionellen Synthese in der Bereitstellung des Synthesegases. Bei der konventionellen Erzeugung des Gasgemisches besteht die Wasserstoffquelle aus dem bereits erwähnten Erdgas. Im Verfahren wird mit Hilfe von Wasserdampf (H_2O) das enthaltene Methan (CH_4) in den Primär- und Sekundärreformern in Kohlenstoffdioxid (CO_2) und Wasserstoff (H_2) umgewandelt. Sowohl die Reformer als auch die darauffolgenden nötigen Teilprozesse wie die Wassergas-Shift-Reaktion, die CO_2 -Wäsche und Methanisierung fallen bei dem Einsatz der Direktsynthese weg. [63]

Beide Verfahren gleichen sich jedoch wieder bei der eigentlichen Ammoniaksynthese. Die benötigten Stoffe N_2 und H_2 werden vermischt, verdichtet und zu einem Hochdruckreaktor geführt. In diesem läuft eine exotherme Reaktion des N_2 mit dem H_2 bei Prozessbedingungen von Temperaturen zwischen 300-550 °C (entsprechend des Alters der eingesetzten Anlage) und Betriebsdrücken von 100-350 bar ab. [64] Nachfolgend ist die Reaktionsgleichung der zugrunde liegenden chemischen Reaktion angeführt.



Die Reaktionsenthalpie beträgt dabei [65]:

$$\Delta_R h^\ominus = -92 \text{ kJ/mol} \quad ; \quad \Delta_R h_R^\ominus = -45,90 \text{ kJ/mol}$$

Im Hochdruckreaktor kommt α -Eisen als Katalysator zum Einsatz. Dieses wiederum entsteht innerhalb des Prozesses durch eine Reaktion von Eisenoxidmischstrukturen aus Eisen(II/III)-Oxid (Fe_3O_4), Kaliumoxid (K_2O), Calciumoxid (CaO), Aluminiumoxid (Al_2O_3) und Siliciumdioxid (SiO_2). [66] Der hohe Betriebsdruck kann auf das Prinzip des kleinsten Zwanges nach Le Chatelier zurückgeführt werden. Demnach ist die Reaktion auch bei Normaldruck möglich, jedoch steigt die Ausbeute gleichzeitig mit dem eingesetzten Druck. [67] Somit kann mit höherem Druck auch die Produktion von NH_3 gesteigert werden. Bei der Betriebstemperatur muss zwischen thermodynamischer und kinetischer Sicht abgewägt werden. Thermodynamisch ist eine niedrigere Temperatur von Vorteil, da dadurch Energie eingespart werden kann. Andererseits sind für die Aktivierung des N_2 hohe Temperaturen erforderlich, um nennenswerte Reaktionsraten erzielen zu können. Zudem ist die optimale Betriebstemperatur auch von dem eingesetzten Betriebsdruck abhängig. [63]

Die höchsten Reaktionsraten lassen sich mit der Kombination von einem Druck bei 100 bar und einer Betriebstemperatur von 432 °C oder bei 300 bar und 537 °C erzielen. [64] Bei einem Durchgang reagieren ca. 20-30 % des Synthesegases. Durch anschließendes Abkühlen des Produktgases wird das entstandene NH₃ vom Rest des Synthesegases getrennt, welches im Anschluss mit neuem Synthesegas vermischt und erneut dem Reaktor zurückgeführt wird. [63] Die nachfolgende schematische Darstellung soll den beschriebenen Prozess veranschaulichen.

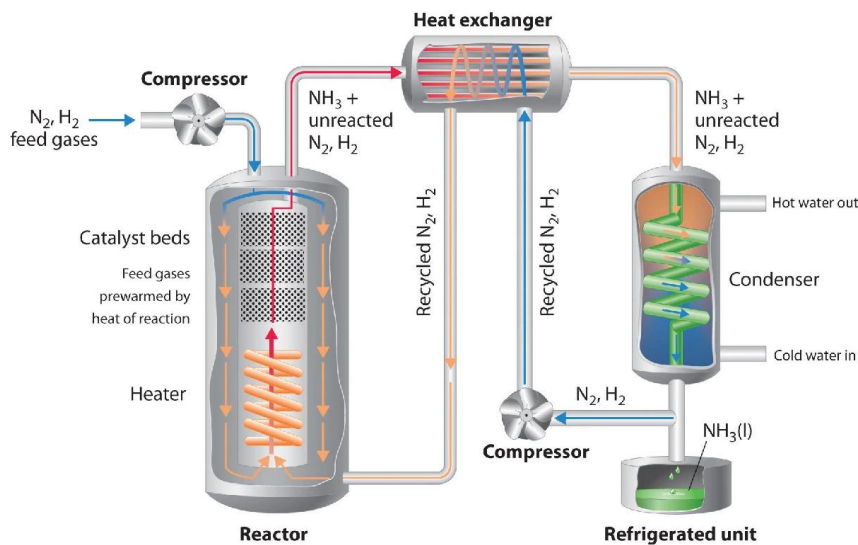


Abbildung 23: Schema der Treibhausgasarmen Ammoniakherstellung [68]

Sowohl die konventionelle - als auch die Direkte- Ammoniaksynthese benötigen für die Reaktion reines N_2 . Bei ersterem wird dieser im Sekundärreformer durch die ohnehin benötigte Zugabe von Luft gewonnen und anschließend der Ammoniaksynthese zugeführt. Da dieser Teilprozess jedoch bei der Herstellung von grünem Ammoniak wegfällt, wird für die Gewinnung des N_2 eine Luftzerlegungsanlage benötigt. Diese wird der Ammoniaksynthese im Reaktor vorgeschaltet. Die Luftzerlegungsanlage zählt zu den aktuell effizientesten angewendeten Verfahren zur Herstellung von N_2 , O_2 und Argon (Ar). Ziel der Anlage ist es, die eingesaugte Luft und damit ihre Bestandteile voneinander zu trennen. Die angeführte Tabelle zeigt die mittlere Zusammensetzung der Luft.

Tabelle 11: Mittlere Zusammensetzung trockener Luft nach Volumenprozent [69]

Bestandteil	Formelzeichen	Volumenanteil in %
Stickstoff	N ₂	78,08
Sauerstoff	O ₂	20,95
Argon	Ar	0,934
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	0,035
Neon	Ne	0,0018
Helium	He	0,0005
Methan	CH ₄	0,00017
Krypton	Kr	0,0001
Wasserstoff	H ₂	0,00005
Distickstoffmonoxid	N ₂ O	0,00003
*Auf die Darstellung von Kohlenstoffmonoxid (hohe zeitliche Fluktuation) und Xenon wurde aufgrund des geringen Anteils abgesehen		

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass N₂ mit einem Anteil von 78,08 % den Hauptanteil der Luft ausmacht. Um diesen in Reinform zu gewinnen, wird im ersten Schritt Luft angesaugt und mithilfe eines Verdichters komprimiert. Anschließend entzieht ein Molekularsieb dem Luftstrom enthaltenes H₂O und CO₂ als Luftvorbehandlung. Diesem Schritt schließt sich ein Wärmetauscher an, mit dem die zugeführte vorgereinigte Luft auf -171 °C abgekühlt und somit verflüssigt wird. Die flüssige Luft wird nun in die Kolonne weitergeleitet, in der die Destillation erfolgt. In diesem Vorgang werden die unterschiedlichen Siedepunkte der Luftbestandteile genutzt, um die Bestandteile zu separieren. Der gewonnene N₂ wird als letzter Schritt zunächst durch den Wärmetauscher und die in die Anlage einströmende vorgereinigte Luft erwärmt und anschließend durch einen zweiten Verdichter auf den gewünschten Druck für die Ammoniaksynthese gebracht. Mit diesem Verfahren werden Reinheitsgrade von bis zu 99,999 % erzielt und der N₂ kann im Mischungsverhältnis von 1:3 mit dem zuvor produzierten H₂ zum Synthesegas vermischt und in den Hochdruckreaktor eingeleitet werden. Der nachfolgenden schematischen Darstellung kann der grobe Aufbau einer Luftzerlegungsanlage entnommen werden. [70]

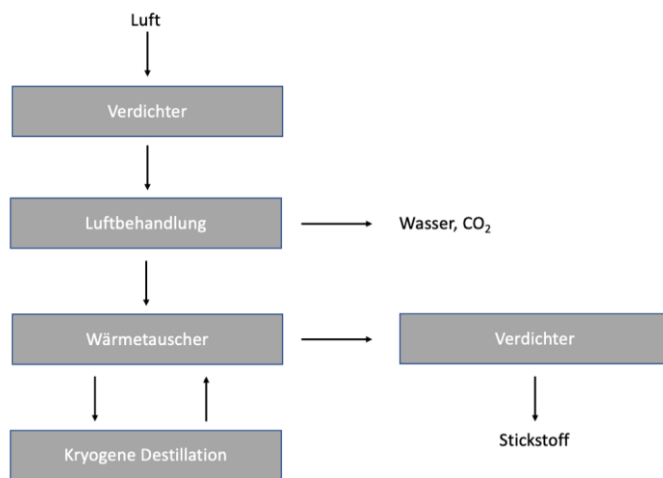


Abbildung 24: Schematisches Blockdiagramm der Teilprozesse einer Luftzerlegungsanlage (Vorlage [63])

Transport

Um den Ammoniak, der in diesem Forschungsprojekt aus den Produktionsländern Saudi-Arabien, Australien und Nordafrika stammt, in das entsprechende Verbraucherland transportieren zu können, sind unterschiedliche Infrastrukturen erforderlich. Zum einen benötigen die Produktionsländer Exportterminals zum Beladen der Schiffe. Zudem sind die entsprechenden Schiffe notwendig. Letztlich müssen in den Importländern passende Ammoniak-Terminals errichtet werden, um die ankommenden Schiffe löschen zu können. Ein Vorteil für den Transport von Ammoniak ist der bereits bestehende Handel mit Ammoniak. Dieser ist ein wichtiger Grundstoff für die Düngemittelindustrie und wird dadurch nicht nur weltweit, sondern auch in Deutschland schon seit mehreren Jahren gehandelt. Somit kann auf bereits langjährig erprobte Kenntnisse und Erfahrungen zu den Transportabläufen für diesen Rohstoff zurückgegriffen werden.

Neben den bestehenden Erfahrungen können auch die Ladungsbedingungen von Ammoniak, die denen von Flüssiggas ähneln, positiv bewertet werden. Sowohl der Studie des DLR [71] als auch des ewi [72] kann entnommen werden, dass die bereits bestehenden LPG-Tanker, neben den Ammoniak-Tankern des betriebenen Ammoniakhandels, zum Transport genutzt werden können. [71] Somit besteht die Möglichkeit für den Import von Ammoniak auf eine bereits bestehende Flotte von Schiffen zurückzugreifen. Weltweit sind aktuell 1500 Gastanker [73, 74] in Betrieb. Abzüglich der 700 LNG-Tanker [75] stehen in etwa 800 LPG-Tanker (Ladevolumen zwischen 30.000-80.000 m³ [76]) zur Verfügung. Zusätzlich sind etwa 200 Gastanker (Ladevolumen zwischen 125.000 bis 147.000 Kubikmeter [77]) im Einsatz, die Ammoniak laden können [78]. Von den 200 Tankern werden allerdings nur 40 zum dauerhaften Handel von Ammoniak eingesetzt. Nachfolgend sind Bilder für Ammoniak- und LPG-Tanker angeführt. [79] [80]



Abbildung 26: Ammoniak-Tanker



Abbildung 25: LPG-Tanker

Damit beläuft sich die bestehende Schiffsflotte auf eine Stärke von 1000 Schiffen mit einem Transportvolumen von 71.200.000 Kubikmetern. Es ist also davon auszugehen, dass die Schifffkapazität den Anforderungen der Ammoniaklieferungen zunächst genügen sollten. Die Schiffe werden in den Erzeugerländern in Export-Terminals beladen. Dabei sind die Terminals ähnlich den Importterminals aufgebaut. Sie vereinen Speicher, Anlagen zur Ammoniaksynthese und die Schiffsbeladungsinfrastruktur.

Die Importterminals für Ammoniak können im Aufbau mit denen für LNG verglichen werden. Sie umfassen Anlagen zur Entladung der Schiffe, Speicher zum Zwischenspeichern des flüssigen Ammoniaks, Verladeanlagen zur Verteilung des Ammoniaks im Inland sowie Cracker zur Wasserstoffgewinnung mit anschließender Einspeisung in den Pipeline-Verbund. [81] Der Aufbau der Verteilnetzstruktur für den entstehenden H₂ kann dem Kapitel 5 „Wasserstoffspeicherung und Verteilnetzstruktur“ entnommen werden. Zur Veranschaulichung der Anlage kann die nachfolgende Grafik eines geplanten Ammoniak-Terminals in Rotterdam genutzt werden. [82]



Abbildung 27: Geplantes Ammoniakterminal in Rotterdam [82]

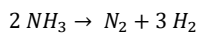
Auch eine Umrüstung bereits bestehender LNG-Terminals ist im Bereich des Möglichen. Die Arbeitsschritte für die Umstellung umfassen den Austausch der LNG-Pumpen sowohl im Tank als auch in der Peripherie (Bedingt durch höhere Temperaturen und stoffliche Unterschiede v.a. höhere Dichte, ...) und gegebenenfalls Anpassungen am Tank, wenn die verbaute Stahlsorte für Ammoniak ungeeignet wäre. Mit die wichtigste Umbaumaßnahme ist die Änderungen des Boil-off Gas (Kurz BOG)-System. Bedingt durch die höheren Boil-Off Temperaturen von Ammoniak und einer höheren Enthalpie (Verdampfungswärme) ist ein Umbau unabdingbar für einen sicheren Betrieb. Demnach ist dieser nur mit einer höheren Zahl und Größe von BOG-Kompressoren möglich. [83] Für alle Umbaumaßnahmen veranschlagen Experten des Fraunhofer ISI Investitionssummen für einen Umbau in Höhe 6-12 % der Anfangsinvestition für das Terminal, wenn die Ammoniakverträglichkeit beim Bau berücksichtigt wurde. Je nach Ausmaß der Umbauten und nachträglicher Umrüstungen können die Kosten auch auf 11-20 % der Anfangsinvestition steigen. [84]

Da der Absatz von Ammoniak auch in Zukunft nicht ausreicht und die zukünftige Versorgung hauptsächlich mit Wasserstoff geplant wird, ist zudem ein bereits vorangehend erwähnter Ammoniakcracker notwendig. Die erheblichen Investitionskosten für diesen sind in dieser Betrachtung noch nicht inbegriffen. [61] Zum aktuellen Stand des Forschungsprojektes (2023) sind Ammoniakcracker noch nicht bzw. nur bedingt in industrieller Größe erhältlich. Die auf dem Markt standartmäßig erhältlichen Anlagen würden nicht ausreichen den Bedarf an Importen zu decken bzw. die gelieferte Menge an Ammoniak

zu verarbeiten. Um Investitionskosten und Umwandlungsverluste zu minimieren ist deshalb auch die direkte Nutzung von Ammoniak anzudenken. Aktuell werden in Deutschland rund 30 TWh Erdgas zur Ammoniaksynthese eingesetzt. Dieser Verbrauch könnte durch Lieferungen von Ammoniak substituiert werden. Neben der Substitution der inländischen Ammoniaksynthese gibt es auch Überlegungen zur Direktverstromung von Ammoniak. Erste größere Pilotprojekte in diesem Bereich finden in Japan Anwendung. [61]

Cracking

Ammoniak- Cracking, auch als Zerlegung oder Dissoziation bezeichnet, ist die gegensätzliche Reaktion zur Synthese. Durch diese wird aus dem Rohstoff Ammoniak reiner H_2 und N_2 gewonnen. Die Reaktion erfolgt im Gegensatz zur Synthese bei hohen Temperaturen und geringem Druck. Nachdem die Synthese und damit das Herstellen von Ammoniak als endotherme Reaktion Wärme freisetzt, erfordert das Cracken externe Wärme, um die Bindung des Ammoniaks aufzubrechen. Es handelt sich folglich um eine endotherme Reaktion. Die entsprechende Reaktionsformel ist nachfolgend dargestellt [65]:



Die Reaktionsenthalpie beträgt dabei:

$$\Delta_R h_R^0 = + 45,90 \text{ kJ/mol}$$

Bei der eingesetzten Betriebstemperatur gibt es unterschiedliche Möglichkeiten. Zum einen können höhere Temperaturen zwischen 950-1050 °C eingesetzt werden, die keinen optimierten Katalysator erfordern. Mit dem Einsatz eines Katalysators, der die Reaktion in Richtung des Gleichgewichtspunktes beschleunigt, können auch niedrigere Betriebstemperaturen erzielt werden. Aktuell kommen sowohl Nickel (Betriebstemperaturen zwischen 600-900 °C) als auch kritische Metalle wie Iridium und Ruthenium (Betriebstemperaturen zwischen 350-600 °C) als Katalysatoren zum Einsatz. In Zukunft plant man mit dem Einsatz von Lithium oder Natrium die Temperaturen auf bis zu 250 °C zu reduzieren. [85]

Aus thermodynamischer Sicht ist es von Vorteil, den eingesetzten Betriebsdruck so niedrig wie möglich zu halten, um den Schlupf zu verringern. Das Optimum läge daher bei atmosphärischem Druck. Je niedriger jedoch der Betriebsdruck ausfällt, desto höher muss im Anschluss der produzierte Wasserstoff verdichtet werden. Daher kommt es in der Praxis üblicherweise zu einem Kompromiss und damit zu einem Betriebsdruck zwischen 20-40 bar. Dieser Druckanstieg ermöglicht es Energie einzusparen, da die Verdichtung auf der Seite des flüssigen Ammoniaks mit Pumpen deutlich energieeffizienter

erfolgen kann als auf Seite des gasförmigen H_2 durch Kompressoren. Des Weiteren kann die H_2 Abtrennung durch das Abfallen von hohen zu niedrigen Druckbedingungen erfolgen. Hierfür wird folglich auch ein Höherer Druck benötigt. [61]

Bei der erfolgten Umwandlung durch den Cracker besteht der Produktstrom zu etwa 75 % aus H_2 . Den übrigen Teil machen N_2 und nicht umgewandelter Ammoniak aus. Eine Abtrennung des Restbestandes des nicht reagierten Ammoniaks vom N_2 ist dabei nicht notwendig, da das entstandene Gas (Mischgas NH_3 und N_2) zum Befeuern des Ammoniakcrackers genutzt werden könnte. Um den gesamten Wärmebedarf des Crackers decken zu können, bedarf es zudem etwa 7% des entstandenen H_2 . Wenn die Nutzung anderer Energiequellen zur Versorgung des Ammoniak-Crackers angewendet wird, gibt es jedoch trotzdem die Möglichkeiten den restlichen Ammoniak vom N_2 mit unterschiedlichen Verfahren zu entziehen. Im Anschluss kann der gewonnene Ammoniak wieder dem Cracker zugeführt werden. Genauere Informationen sind der Quelle IRENA zu entnehmen.

Der Wärmeinput kann zu Teilen durch Wärmerückgewinnung in Form von Dampf zum Antrieb der Verdichtung des erzeugten Wasserstoffes oder der Wasserstoffreinigung genutzt werden. [61] Hierdurch kann Energie eingespart und gleichsam der Wirkungsgrad verbessert werden.

Gepaart mit den Wärmeverlusten und den Energieverbrauch des Crackers ergibt sich ein Wirkungsgrad von etwa 80 % (Mittelwert aus den Quellen IRENA = 86 % [61] und Guidehouse = 76 % [86]). Für die weitere Betrachtung soll dieser arithmetische Mittelwert des Wirkungsgrades genutzt werden. Der Unterschied zwischen den Wirkungsgraden ist auf die Berücksichtigung des Energieverbrauches für die Wasserstoffreinigung nach dem Cracken des Ammoniaks innerhalb der Arbeit der IRENA zurückzuführen.

6 Szenarientwicklung

Innerhalb dieser Forschungsarbeit sollen zwei Szenarien für die Deckung des Wasserstoffbedarfes in Deutschland erarbeitet werden. Die Vorgehensweise sowie die grundlegenden Annahmen beider Szenarien sollen in diesem Kapitel kurz dargestellt werden. Die Basis für die Betrachtungen bilden dabei Rohdaten des Unternehmens „Volue“, die zum Zwecke der angestellten Betrachtungen aufbereitet und erweitert wurden.

Volue ist ein führender Technologieanbieter und Wegbereiter der Energiewende. Das Unternehmen bietet Software und IT-Systeme zur Optimierung von Energieerzeugung, Energiehandel, Energieverbrauch sowie Infrastrukturprojekten an. [87] Die Plattform „Insight by Volue“ bietet unter anderem langfristige Preisprognosen, Analysen von Fundamentaldaten und erwartete Marktentwicklungen. [88]

6.1 Vorgehensweise

Um den jährlichen Wasserstoffermischungsmix in Deutschland bis zum Jahr 2050 zu prognostizieren, soll zunächst die heimische Erzeugung von grünem Wasserstoff als gesetzt angenommen werden. Anschließend wird für jedes Jahr im Zeitraum von 2025 bis 2050 unter den weiteren verfügbaren Wasserstoffermischungsvarianten ein Vergleich der Grenzkosten durchgeführt. Ausgehend von dem günstigsten Verfahren wird der deutsche Wasserstoffbedarf gedeckt. Dabei wird ein Ausbauszenario der einzelnen Wasserstoffermischungsvarianten berücksichtigt, um so die maximal erzeugbare Menge Wasserstoff über das entsprechende Verfahren zu bestimmen. Falls die maximal erzeugbare Menge Wasserstoff des günstigsten Verfahrens nicht ausreicht, um den restlichen Wasserstoffbedarf zu decken, wird das nächstgünstigere Verfahren verwendet. Dieses Vorgehen wird bis zur Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfes in dem entsprechenden Jahr fortgeführt. Auf diese Weise soll ein kostengesteuertes Szenario für die Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfes entwickelt werden.

Als weiterer restriktiver Faktor soll im Rahmen der Forschungsarbeit die angespannte Situation des Erdgasmarktes berücksichtigt werden. Verschiedene Wasserstoffermischungsverfahren benötigen Erdgas als Grundstoff. Es soll die Annahme getroffen werden, dass die Erzeugung von Wasserstoff nicht zu einem erhöhten Erdgasverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vergleichsjahr 2020 führen darf.

Innerhalb dieser Forschungsarbeit muss also zunächst der jährliche Wasserstoffbedarf Deutschlands bis 2050 prognostiziert werden. Anschließend ist es notwendig die verfügbaren Wasserstoffermischungsvarianten zu analysieren und technisch zu beschreiben, um dann aufbauend Ausbauszenarien zu entwickeln und anschließend eine jährliche

Kostenbetrachtung durchzuführen. Auf Grundlage der Ergebnisse können dann die Szenarien für die Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfes entworfen werden.

6.2 Szenario Stromerzeugungsmix

Da für die Erzeugung von grünem Wasserstoff Strom benötigt wird, ist es notwendig, parallel zu einem möglichen Wasserstoffherstellungsmix auch die Strombilanzen zu betrachten, um so beurteilen zu können, ob der Strombedarf des entsprechenden Landes realistisch gedeckt werden kann. Auf diese Weise wird eine ganzheitliche Beurteilung des Energiemarktes unter dem Gesichtspunkt der Einbindung von Wasserstoff möglich. Hierfür wurden erzeugungsseitig Daten von Volue über die installierte Leistung der verschiedenen Kraftwerkstypen in Deutschland, Spanien und Frankreich bis zum Jahr 2040 herangezogen. Diese wurden anschließend bis zum Jahr 2050 erweitert und über prognostizierte Vollbenutzungsstunden verrechnet, sodass für die Jahre bis 2050 die mögliche Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerkstypen dargestellt werden konnte.

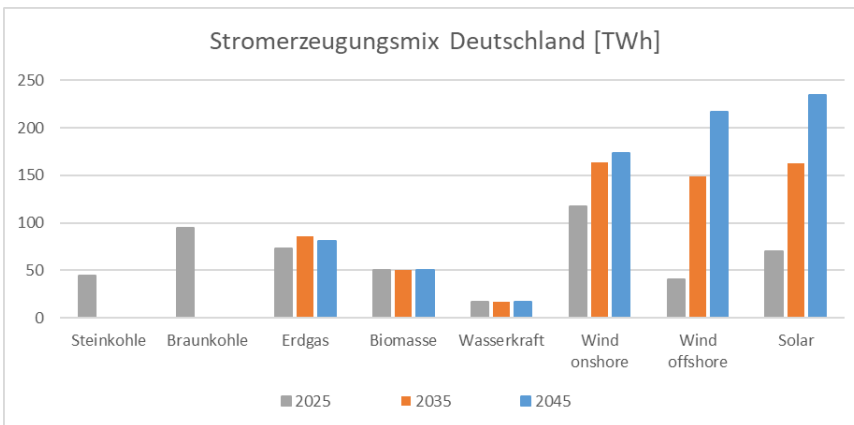


Abbildung 28: Stromerzeugungsmix DE [TWh]

Im Jahr 2025 werden in Deutschland noch große Mengen fossiler Energieträger verstromt. Insbesondere Braun- und Steinkohle haben noch einen bedeutenden Einfluss. Betrachtet man die erneuerbaren Energien ist erkennbar, dass bereits bedeutende Mengen Strom über Onshore-Windkraftanlagen erzeugt werden. Offshore-Windkraftanlagen spielen noch eine eher geringe Rolle. Auch die Erzeugung von Solarstrom hat zwar bereits eine Relevanz, liegt aber noch deutlich hinter der Erzeugung durch Onshore-Windkraftanlagen. Im Jahr 2035 zeigt sich bereits ein deutlich anderes Bild. Erdgas ist der einzige fossile Energieträger, der weiterhin genutzt wird mit einer leicht steigenden Ten-

denz gegenüber 2025. Braun- und Steinkohle sind vollständig ersetzt. Während die Erzeugung von Strom aus Biomasse und Wasserkraft über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt, steigt die Nutzung von Windkraft- und Solaranlagen deutlich an. Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen und Solaranlagen speisen im Jahr 2035 ähnliche Strommengen in das Netz ein. Im Jahr 2045 zeigt sich dann, dass unter den erneuerbaren Energien den Solaranlagen die größte Relevanz zuzuschreiben ist. Zudem speisen die Offshore-Windkraftanlagen in diesem Jahr bereits deutlich mehr Strom ein als die Onshore-Windkraftanlagen. Trotz der großen Mengen erneuerbar erzeugten Stroms wird nach wie vor Erdgas in bedeutendem Maße verstromt. Insgesamt steigt die Stromerzeugung in Deutschland stetig an von 509 TWh im Jahr 2025 über 630 TWh im Jahr 2035 auf 775 TWh im Jahr 2045.

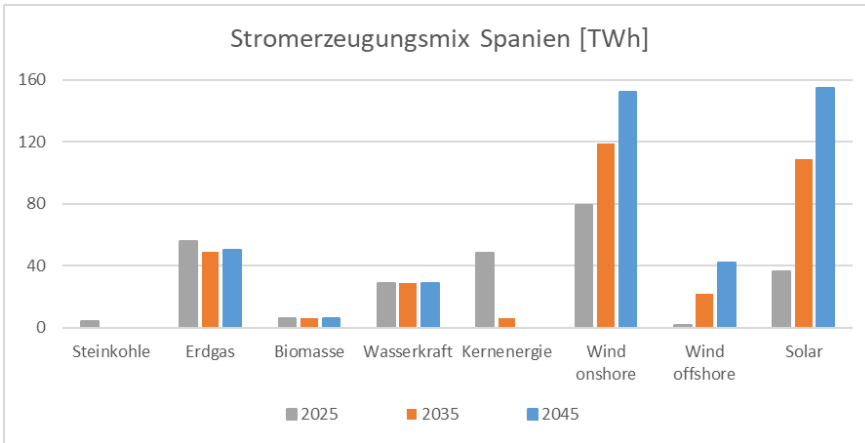


Abbildung 29: Stromerzeugungsmix Spanien [TWh]

In Spanien werden schon im Jahr 2025 geringere Mengen fossiler Energieträger für die Stromerzeugung verwendet. Es kommen ausschließlich Erdgas und wenig relevante Mengen Steinkohle zum Einsatz. Dafür wird hier noch Kernenergie eingesetzt. Das Jahr 2035 ist dem Szenario nach das letzte Jahr, in dem noch Kernkraftwerke genutzt werden. Die wegfallenden Erzeugungsmengen werden durch den Zubau bei Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen substituiert. Insbesondere Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen erfahren einen starken Zubau. Die Erzeugung von Strom aus Erdgas, Biomasse und Wasserkraftanlagen bleibt über den Betrachtungszeitraum konstant. Die gesamte Stromproduktion steigt auch in Spanien kontinuierlich. Im Jahr 2025 liegt diese bei 261 TWh, im Jahr 2035 bereits bei 341 TWh und im Jahr 2045 dann bei 435 TWh.

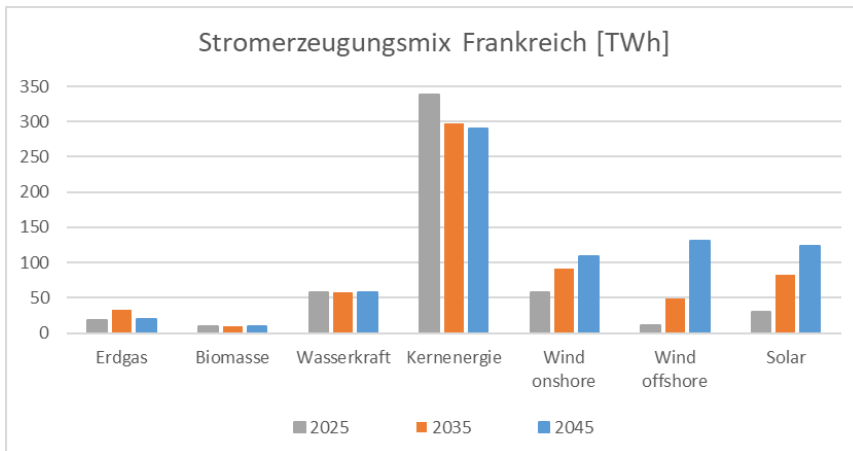


Abbildung 30: Stromerzeugungsmix Frankreich [TWh]

Für Frankreich zeigt sich ein deutlich anderes Bild. Es zeichnet sich die gegenüber Deutschland und Spanien stark abweichende politische Einstellung zur Kernenergie ab. Der Großteil der Stromerzeugung wird über Kernkraftwerke gedeckt. Kohleverstromung ist in Frankreich dadurch schon im Jahr 2025 nicht mehr notwendig. Auch die Verstromung von Erdgas hat eine geringere Relevanz, die in den letzten Jahren der Betrachtung tendenziell weiter sinkt, sodass im Jahr 2050 voraussichtlich überhaupt kein Erdgas mehr verstromt wird. Obwohl der Trend der Nutzung von Kernenergie leicht rückläufig ist und die Nutzung von Windkraftanlagen und Solaranlagen deutlich zunimmt, bleibt Atomkraft auch im Jahr 2045 noch vorherrschend. Insgesamt erzeugt Frankreich dem Szenario entsprechend im Jahr 2025 524 TWh Strom, im Jahr 2035 werden 622 TWh produziert und im Jahr 2045 beläuft sich die Erzeugung auf 740 TWh. Auch hier ist also ein stark steigender Trend erkennbar.

Den Annahmen für die Stromerzeugung soll im Verlauf dieser Forschungsarbeit die Bedarfsseite gegenübergestellt werden. Hierzu soll insbesondere der zusätzliche Strombedarf durch die Elektrolyse und andere Wasserstoffherstellungungsverfahren betrachtet werden.

6.3 Wetterszenarien

Da insbesondere die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und damit auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff wetterabhängig sind, ist es sinnvoll unterschiedliche Wetterszenarien hinzuzuziehen und diese zu vergleichen. Um dies im Rahmen dieser Forschungsarbeit umzusetzen, wurden die Wetterjahre 2007 und 2009 als Grundlage genutzt, um jeweils ein Wetterszenario zu erstellen. Dabei wurden die notwendigen

Daten durch Volue bereitgestellt. Verschiedene Parameter wurden auf stündlicher Basis bis zum Jahr 2040 auf Grundlage des Wetterszenarios prognostiziert. Es lagen stündliche Daten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland, Frankreich und Spanien vor, die neben dem Wetterszenario auch von dem jeweiligen Ausbauszenario der Elektrolyseure abhängig sind. Zudem standen stündliche Strompreise zur Verfügung, sodass durchschnittliche mengengewichtete Bezugspreise der Elektrolyseure im jeweiligen Jahr und Land berechnet werden konnten. Zudem wurden die Stundenwerte für den gesamten Stromverbrauch in Deutschland genutzt, um durchschnittliche Strompreise zu bestimmen. Da alle durch Volue bereitgestellten Daten nur bis zum Jahr 2040 zur Verfügung standen, die Betrachtungen in dieser Forschungsarbeit jedoch die Jahre bis 2050 einschließen sollen, wurden die fehlenden Daten durch das Anlegen eines Trends über die letzten fünf verfügbaren Jahre (2036 bis 2040) bestimmt. Beide Szenarien sollen an dieser Stelle kurz analysiert und gegenübergestellt werden.

Wetterszenario 2007

Das Wetterszenario auf Grundlage des Wetterjahres 2007 ist geprägt von milden und windreichen Wintermonaten und insgesamt hohen Niederschlagsmengen. Insbesondere in den Monaten Januar bis Juli lagen die Temperaturen in Deutschland deutlich oberhalb des langfristigen Mittels. Trotz der vielen Niederschläge wurden in Deutschland 1.500 bis 2.000 Sonnenstunden gemessen. Dieser Wert liegt etwa 200 Stunden über dem Durchschnitt [89]. Aus der Kombination von windreichen Monaten und überdurchschnittlich vielen Sonnenstunden ergibt sich eine hohe Einspeisung aus Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen. Die hohe Einspeisung ermöglicht zum einen hohe Vollbenutzungsstunden der verfügbaren Elektrolyseure und damit eine hohe Erzeugung von grünem Wasserstoff und drückt zum anderen die Strompreise, sodass auch der Strombezug der Elektrolyseure günstiger wird. In der folgenden Grafik sind die Erzeugung von grünem Wasserstoff sowie die durchschnittlichen Strombezugspreise der Elektrolyseure für Deutschland, Spanien und Frankreich aufgeführt.

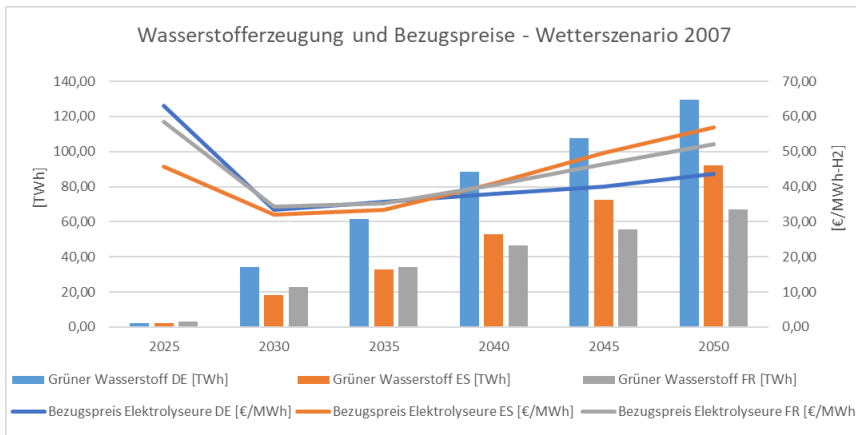


Abbildung 31: Wasserstoffherzeugung und Bezugspreise – Wetterszenario 2007

Aufgrund des Ausbaus der Elektrolyseurkapazitäten ist in allen drei Ländern eine durchgängige Steigung der erzeugten Mengen grünen Wasserstoffs erkennbar. Die produzierten Mengen sind in Deutschland am größten. Während Frankreich bis 2035 mehr grünen Wasserstoff als Spanien produziert, übertrifft Spaniens Produktion die französische in den darauffolgenden Jahren bis 2050. Die Betrachtung der Bezugspreise der Elektrolyseure zeigt zunächst einen fallenden Trend. Ab 2030 kommt es dann in allen drei Ländern zu einer leichten Steigung bis 2050.

Wetterszenario 2009

Das zweite Szenario beruht auf dem Wetterjahr 2009. Das Jahr 2009 begann mit kalten und windarmen Wintermonaten. Im weiteren Verlauf des Jahres lagen die Temperaturen in Deutschland etwas über dem langfristigen Mittel. Insbesondere der Monat November war sehr mild, sodass im gesamten Jahresverlauf überdurchschnittliche Temperaturen herrschten. Das Jahr 2009 war zudem insgesamt trocken und mit durchschnittlich 1.600 Sonnenstunden etwas sonniger als der Durchschnitt. In den Monaten Januar und Februar ist die Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgrund des windarmen und wenig sonnigen Wetters in diesem Szenario sehr gering, sodass kaum grüner Wasserstoff erzeugt werden kann. Erst ab März werden durch steigende Erträge aus Photovoltaikanlagen relevante Mengen grünen Wasserstoffs erzeugt. Insgesamt ist das Wetterszenario 2009 deutlich windärmer. Lediglich im Monat November kommt es zu einem stärkeren Windaufkommen und infolgedessen zu einer höheren Erzeugung von grünem Wasserstoff. In der folgenden Grafik sind auch für das Wetterszenario 2009 die Erzeugung von grünem Wasserstoff sowie die durchschnittlichen Strombezugspreise der Elektrolyseure

für Deutschland, Spanien und Frankreich aufgeführt.

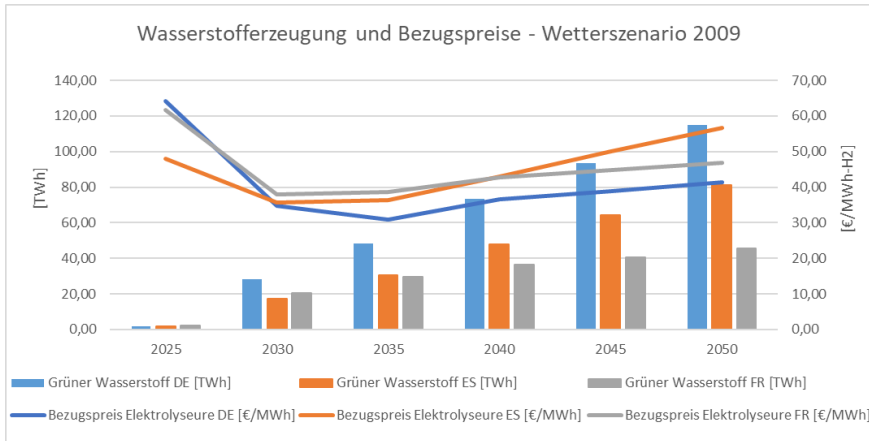


Abbildung 32: Wasserstoffherzeugung und Bezugspreise – Wetterszenario 2009

Aus dem Diagramm geht hervor, dass im Vergleich zu dem Wetterszenario 2007 sowohl in Deutschland als auch in Frankreich und Spanien weniger grüner Wasserstoff erzeugt wird. Die durchschnittlichen Bezugspreise der Elektrolyseure weichen weniger stark ab. Das liegt daran, dass die Elektrolyseure vorwiegend laufen, wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Energien hoch und damit die Strompreise gering sind. Auf Basis dieses Verhaltens lassen sich die geringeren Mengen erzeugten Wasserstoffs und die ähnlichen Strombezugspreise erklären.

7 Forschungsprojekt 2021

In diesem Kapitel soll der Wasserstoffbedarf für Deutschland, Spanien und Frankreich bis zum Jahr 2050 bestimmt werden. Der Wasserstoffbedarf ist die Grundlage für die Angebotsszenarien, die im Rahmen dieser Forschungsarbeit erstellt werden sollen. Der Wasserstoffbedarf bildet die Gesamtmenge, die durch das jeweilige Szenario gedeckt werden muss.

7.1 Ergebnisse Wasserstoffbedarf

Diese Forschungsarbeit verwendet als Grundlage den Wasserstoffbedarf von Deutschland, der in der Forschungsarbeit „Wasserstoffnachfragepotentiale bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union“ der Fachhochschule Erfurt (nachfolgend: Forschungsprojekt 2021) ermittelt wurde. Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt und werden in diesem Kapitel kurz zusammengefasst.

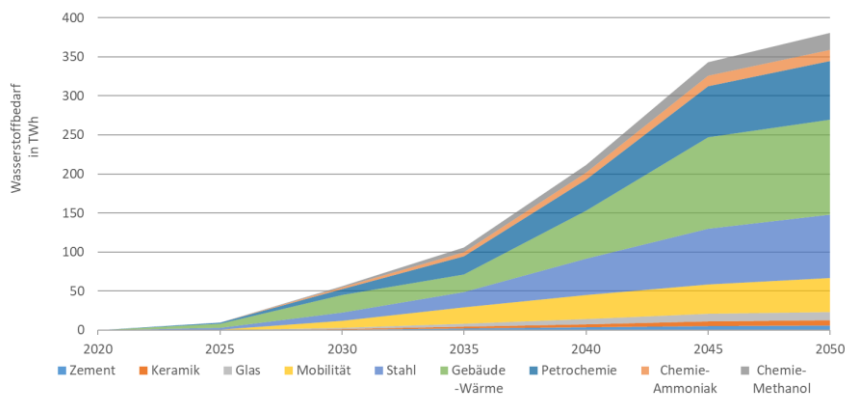


Abbildung 33: Wasserstoffbedarf Deutschland – Forschungsprojekt 2021

Für die Bestimmung des Wasserstoffbedarfs wurden verschiedene Industriesektoren, der Gebäudewärmesektor und der Mobilitätssektor betrachtet. Es ist erkennbar, dass der Wasserstoffbedarf ab 2025 in allen Sektoren deutlich ansteigt. Im Jahr 2025 liegt der Wasserstoffbedarf bei ca. 10 TWh. In den folgenden Jahren kommt es dann zu einer linearen Steigung des Bedarfs bis zum Jahr 2035. Da ab 2035 in allen betrachteten Bereichen von der technischen Reife eines breiten Einsatzes von Wasserstoff ausgegangen wird, kommt es bis zum Jahr 2045 zu einem exponentiellen Anstieg. Im Jahr 2045 liegt das Wasserstoffnachfragepotential bei 343 TWh. Bis 2050 flacht die Steigung dann etwas ab. Der prognostizierte Wasserstoffbedarf in den betrachteten Sektoren liegt im Jahr 2050 bei 380 TWh. [90]

Das größte Nachfragepotential ist dem Sektor der Gebäudewärme zuzuordnen. Allein dieser Sektor kommt auf einen Bedarf von 122 TWh im Jahr 2050. Geringer ist hingegen der Einfluss des Mobilitätssektors. Hier liegt der Bedarf im Jahr 2050 bei 43 TWh. Unter den Industriesektoren haben insbesondere die Sektoren Stahl und Petrochemie ein hohes Wasserstoffnachfragepotential bis 2050. Die Sektoren Chemie-Methanol mit 21 TWh, Chemie-Ammoniak mit 14 TWh, Glasherstellung mit 10 TWh, Keramikerstellung mit 6 TWh und Zement mit 6,2 TWh an möglichem Wasserstoffbedarf haben einen geringeren Einfluss. In der Summe sind die Industriesektoren jedoch der Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage. [90]

Eine identische Betrachtung wurde auch für die gesamte EU durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 12: Wasserstoffbedarf EU – Forschungsprojekt 2021 [90]

Jahr	Mobilität	Betrachtete Industrie	Gebäudewärme	Forschungsprojekt 2021
2025	9,4	14,9	17,3	41,6
2030	71,2	80,9	76,6	228,7
2035	136,7	253,2	133,4	523,3
2040	202,8	454,1	340,7	997,6
2045	243,2	689,2	468,6	1.401,0
2050	270,8	756,2	517,0	1.544,0

Innerhalb dieser Forschungsarbeit sollen auch der Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffherzeugung für Frankreich sowie für Spanien gegenübergestellt werden, um das Potenzial von Wasserstoffimporten aus diesen Ländern zu beurteilen. Die Masterarbeit „Sensitivitätsanalyse verschiedener Entwicklungs- und Wetterszenarien eines europäischen Wasserstoffmarkts bis zum Jahr 2040“ von Steffen Straßburg enthält eine Aufstellung der Wasserstoffbedarfe beider Länder bis 2050, die auf Grundlage der Ergebnisse des Forschungsprojektes 2021 für die EU bestimmt wurden [89]. Es wurde für den Sektor Mobilität der Anteil des Fahrzeugbestandes des jeweiligen Landes gegenüber der gesamten EU verwendet. Der Wasserstoffbedarf der EU in diesem Sektor wurde über diesen Prozentsatz auf die Länder Frankreich und Spanien heruntergebrochen. Für den Sektor Industrie wurde das gleiche vorgehen mit dem Anteil des Endenergiebedarfes der Industrie und für den Sektor Gebäudewärme mit dem Anteil des Endenergiebedarfes für die Gebäudewärmebereitstellung durchgeführt [89]. Die Wasserstoffbedarfe für Frankreich und Spanien sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 13: Wasserstoffbedarf ES und FR [TWh] – Forschungsprojekt 2021 [90] und [89]

Jahr	Mobilität		betrachtete Industrie		Gebäudewärme		Gesamt	
	ES	FR	ES	FR	ES	FR	ES	FR
2025	1,0	1,3	0,9	1,3	0,7	2,2	2,6	4,9
2030	5,4	7,4	6,6	10,1	3,2	9,5	15,1	27,0
2035	18,1	24,8	12,7	19,3	3,2	9,8	34,0	54,0
2040	31,8	43,6	18,8	28,6	8,6	27,2	59,2	99,4
2045	47,7	65,3	22,5	34,3	16,5	54,3	86,7	153,9
2050	51,5	70,5	25,1	38,2	18,4	65,0	94,9	173,7

7.2 Ergänzungen Wasserstoffbedarf

Innerhalb des Forschungsprojektes 2021 wurde der potenzielle Wasserstoffeinsatz für die Erzeugung der Fernwärme nicht betrachtet. Zudem wurden nicht alle Industriesektoren in die Berechnungen eingebunden. Daher ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Wasserstoffbedarf höher ist. Um eine realistische Grundlage für die gesamte Wasserstoffnachfrage bis 2050 zu erhalten, werden diese Bereiche im folgenden Kapitel ergänzend betrachtet.

An dieser Stelle soll zunächst der Wasserstoffeinsatz für die Fernwärmeerzeugung in Deutschland quantifiziert werden. Als Grundlage wurde hierfür das Szenario Klimaneutral 2050 der Studie „Klimaneutrales Deutschland von Agora Energiewende verwendet [91]. Hier wurden der Fernwärmebedarf und die Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung bis zum Jahr 2050 prognostiziert. Da für diese Forschungsarbeit insbesondere der Wasserstoffverbrauch, der Erdgasverbrauch und der Stromverbrauch von Interesse sind, wurden diese Energieträger näher betrachtet. Die einzelnen Werte, die der Studie entnommen wurden, waren als Endenergie Fernwärme angegeben und mussten daher über entsprechende Wirkungsgrade beziehungsweise eine Jahresarbeitszahl für Wärmepumpen umgerechnet werden. Für die Fernwärmeerzeugung über Erdgas und Wasserstoff wurde ein Wirkungsgrad von 0,85 angenommen [92], die Fernwärmeerzeugung über Wärmepumpen wurde mit einer Jahresarbeitszahl von 4 verrechnet [93]. Die Auswertung der Studie lieferte entsprechend die in der folgenden Abbildung dargestellten Werte für den Energieeinsatz der einzelnen Energieträger.

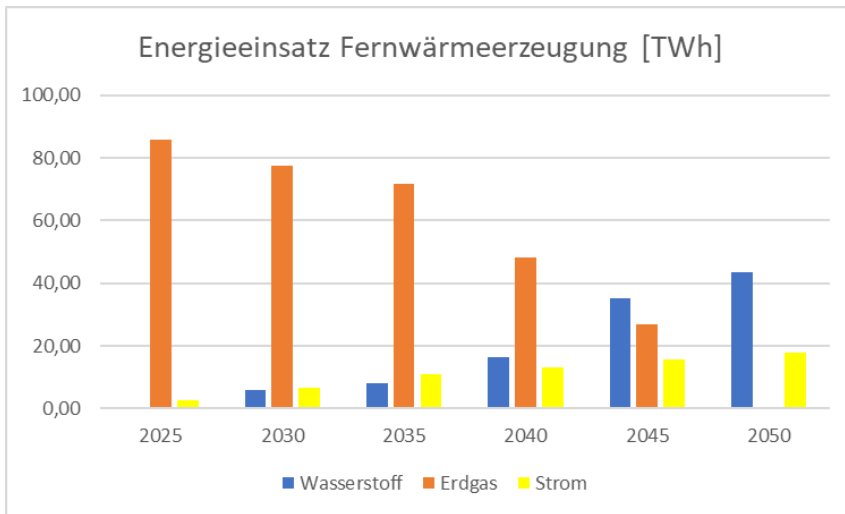


Abbildung 34: Energieeinsatz Fernwärmeerzeugung [TWh]

Der Einsatz von Erdgas wird deutlich zurückgehen und bis 2050 voraussichtlich vollständig eingestellt. Substituiert wird das Erdgas durch die Verwendung von Strom in Elektrokesseln und Wärmepumpen und ab dem Jahr 2030 vor allem auch durch Wasserstoff. Der Einsatz von Wasserstoff wird insbesondere ab 2035 stark ansteigen, sodass bis 2050 von einem Einsatz von über 40 TWh Wasserstoff für die Fernwärmeerzeugung auszugehen ist.

Um nun auch die restlichen Industriesektoren zu berücksichtigen, wurde zunächst deren Erdgasverbrauch bestimmt. Hierfür wurde eine Differenzbildung zwischen dem deutschen Erdgasverbrauch und den in der Forschungsarbeit bereits betrachteten Verbräuchen durchgeführt. Als Bezugsjahr wurde für die Differenzbildung das Jahr 2020 gewählt, es wurde die Annahme getroffen, dass die Differenz aus dem gesamten deutschen Erdgasverbrauch abzüglich der Sektoren Gebäudewärme, Fernwärme, Stromerzeugung und den bereits betrachteten Industriesektoren dem Erdgasverbrauch der restlichen Industriesektoren entspricht. Für die Erdgasverstromung wurde für das Jahr 2020 ein Literaturwert von 94,6 TWh Stromerzeugung angenommen [94], der über einen Wirkungsgrad von 60 % umgerechnet wurde [95], um den Erdgasverbrauch zu bestimmen. Es ergibt sich ein Restverbrauch der nicht betrachteten Industriesektoren von 153,3 TWh Erdgas.

Tabelle 14: Erdgasverbrauch restliche Industriesektoren

Sektor	Erdgasverbrauch [TWh]
Betrachtete Industriesektoren	224,06 [90]
Gebäudewärme	378,00 [90]
Fernwärme	85,88
Stromerzeugung	157,67 [94]
Gesamtverbrauch Erdgas	998,90 [96]
Restliche Industriesektoren	153,29

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass auch der Mineralölverbrauch dieser Industriesektoren durch Wasserstoff substituiert werden kann. Für den Mineralölverbrauch wurden 25 TWh angenommen [97]. Um nun den Wasserstoffbedarf in diesem Bereich zu bestimmen, ist es notwendig die Entwicklung der Energieverbräuche bis 2050 zu prognostizieren und die Entwicklung der Substitutionsraten in diesem Zeitraum abzuschätzen. Da keine genaueren Informationen zu den restlichen Industriesektoren und deren Zusammensetzung bekannt sind, werden hier pauschale Annahmen getroffen. Zunächst wird davon ausgegangen, dass der Energiebedarf bis zum Jahr 2050 konstant bleibt. Für den Erdgasbedarf wird davon ausgegangen, dass dieser bis 2050 vollständig substituiert wird. Die Substitution soll durch 50 % über Wasserstoff und zu 50 % durch Strom gedeckt werden. Dabei wird zwischen den Jahren 2025 und 2050 von einer linearen Substitution ausgegangen. Für Mineralöl wird ebenfalls mit einer vollständigen linearen Substitution von 2025 bis 2050 gerechnet. Die Substitution soll hier jedoch vollständig über Wasserstoff gedeckt werden. Es ergibt sich das folgende Bild für die Zusammensetzung der Substitution von Erdgas und Mineralöl der restlichen Industriesektoren.

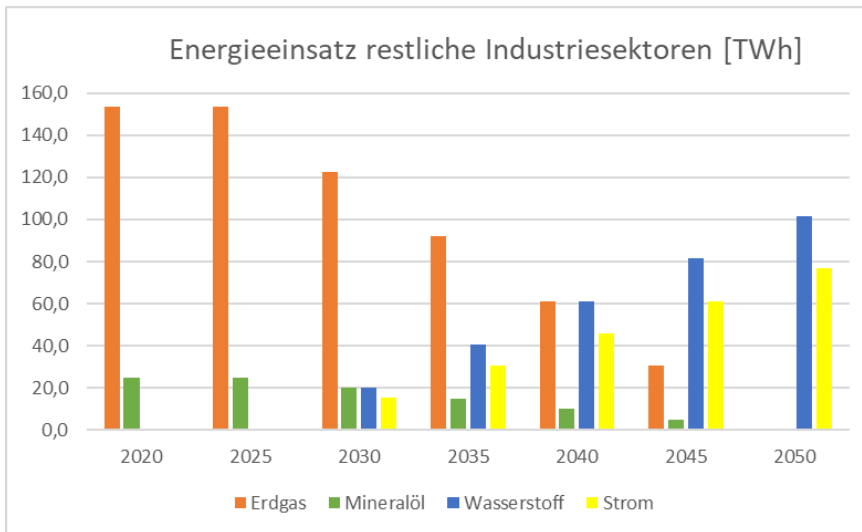


Abbildung 35: Energieeinsatz restliche Industriesektoren [TWh]

Der gesamte deutsche Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2050 setzt sich also aus den Ergebnissen des Forschungsprojektes der Fachhochschule Erfurt, dem Wasserstoffbedarf für die Fernwärmeerzeugung und dem Wasserstoffbedarf der restlichen Sektoren zusammen. Es ergibt sich ein Gesamtbedarf, der im Rahmen dieser Arbeit als Grundlage für weitere Betrachtungen genutzt werden soll. Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung des Wasserstoffbedarfes in Deutschland bis 2050.

Tabelle 15: Gesamter Wasserstoffbedarf Deutschland bis 2050 [TWh]

Jahr	Forschungsprojekt 2021	restliche Industriesektoren	Fernwärme	Gesamter Wasserstoffbedarf
2025	10,0	0,0	0,0	10,0
2030	56,1	20,3	5,0	81,4
2035	105,7	40,7	7,0	153,4
2040	211,8	61,0	14,0	286,8
2045	343,1	81,3	30,0	454,4
2050	380,4	101,6	37,0	519,1

Da auch die Wasserstoffbedarfe von Frankreich und Spanien auf den Ergebnissen des Forschungsprojektes 2021 beruhen, ist auch hier eine Ergänzung um die Fernwärmeerzeugung sowie die nicht betrachteten Industriesektoren notwendig.

Zunächst soll der Wasserstoffbedarf der Fernwärmeerzeugung von Frankreich näher beleuchtet werden. Hierfür wurde die Zusammensetzung der Erzeugung analysiert. Der

gesamte Energieaufwand für die Fernwärmeerzeugung in Frankreich liegt bei 33 TWh [98]. Aktuell wird dieser hauptsächlich durch Erdgas und erneuerbare Energien gedeckt. Erdöl und Kohle spielen eine untergeordnete Rolle. Für die Bestimmung des Wasserstoffbedarfes wird angenommen, dass der Energiebedarf für die Fernwärmebereitstellung in Frankreich konstant bleibt. Zudem wird angenommen, dass eine im Jahr 2025 beginnende Substitution der Nutzung von Erdgas, Kohle und Erdöl zur Fernwärmeerzeugung stattfindet. Im Jahr 2050 sollen diese Energieträger vollständig ersetzt sein. Die entstehende Lücke soll zur Hälfte über Strom und zur Hälfte durch Wasserstoff gedeckt werden, sodass sich die Nutzung dieser Energieträger bis 2050 entsprechend der unten aufgeführten Grafik entwickelt.

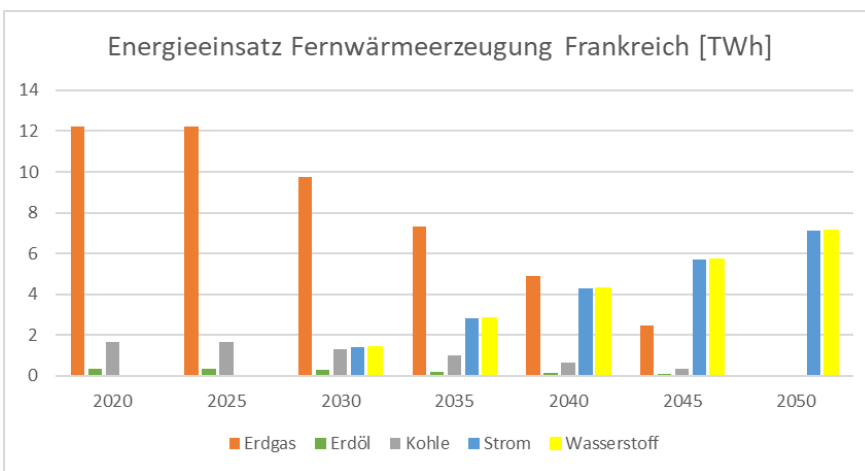


Abbildung 36: Energieeinsatz Fernwärmeerzeugung Frankreich [TWh]

Die gleiche Vorgehensweise wurde auch für Spanien angewendet. Hier ist jedoch zu sagen, dass Fernwärme in Spanien kaum eine relevante Rolle spielt. Zum Zwecke der Vollständigkeit wurde die Betrachtung dennoch durchgeführt. Die Fernwärmeerzeugung in Spanien umfasst einen Energieaufwand von insgesamt 0,41 TWh [99]. Zu 47 % wird dieser durch Erdgas gedeckt. Zudem werden zu 31 % erneuerbare Energien, zu 19 % Strom und zu 3 % Erdöl eingesetzt [100]. Wie auch schon für Frankreich gehandhabt, soll angenommen werden, dass der Energieaufwand zur Fernwärmeerzeugung konstant bleibt. Zwischen 2025 und 2050 soll eine Substitution der Nutzung von Erdgas und Erdöl zu gleichen Teilen durch Wasserstoff und durch Strom stattfinden. Die getroffenen Annahmen führen zu folgendem Bild für die Entwicklung der Energieträger Erdgas, Erdöl, Strom und Wasserstoff für die Fernwärmeerzeugung.

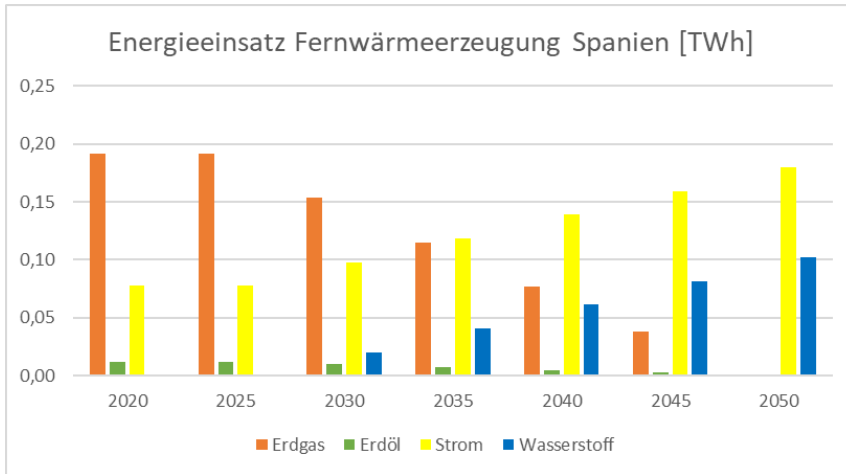


Abbildung 37: Energieeinsatz Fernwärmeerzeugung Spanien [TWh]

Für die restlichen Industriesektoren wurde entsprechend des Vorgehens für Deutschland eine Differenzbildung zwischen dem gesamten Erdgasbedarf der EU und des im Forschungsprojekt 2021 betrachteten Erdgasbedarfes durchgeführt. Das Bezugsjahr hierfür ist das Jahr 2020. Anschließend wurde Spaniens bzw. Frankreichs Anteil am gesamten EU-Erdgasbedarf bestimmt. Über diesen Prozentsatz wurde der nicht betrachtete Erdgasbedarf auf EU-Ebene auf die beiden Länder heruntergerechnet. Anschließend wurde der Erdgasbedarf für die Verstromung und die Fernwärmeerzeugung abgezogen. Es wird angenommen, dass der Restbedarf den nicht betrachteten Industriesektoren zuzuordnen ist. Um den Mineralölverbrauch dieser Sektoren zu quantifizieren, werden Literaturwerte herangezogen. Für Spanien liegt der Wert bei 67,7 TWh [101] und für Frankreich bei 95,1 TWh [102] und setzt sich jeweils aus den Bereichen Fischerei, Landwirtschaft, Industrie und öffentliche Dienstleistungen zusammen.

Wie schon für Deutschland durchgeführt, müssen auch hier pauschale Annahmen bezüglich des Energiebedarfes der nicht betrachteten Sektoren und der Substitution des Erdgas- und Mineralölbedarfes getroffen werden, da keine genaueren Informationen über die restlichen Industriesektoren vorliegen. Für Frankreich und Spanien werden hier die gleichen Annahmen wie schon für Deutschland getroffen. Es wird von einem gleichbleibenden Energiebedarf ausgegangen. Der Erdgasbedarf soll zwischen 2025 und 2050 zu gleichen Teilen durch Strom und Wasserstoff substituiert werden. Der Mineralölbedarf wird im gleichen Zeitraum vollständig durch Wasserstoff ersetzt. Die Zusam-

mensetzung des Energieeinsatzes der nicht betrachteten Sektoren für Frankreich entwickelt sich dementsprechend wie in der folgenden Grafik dargestellt.

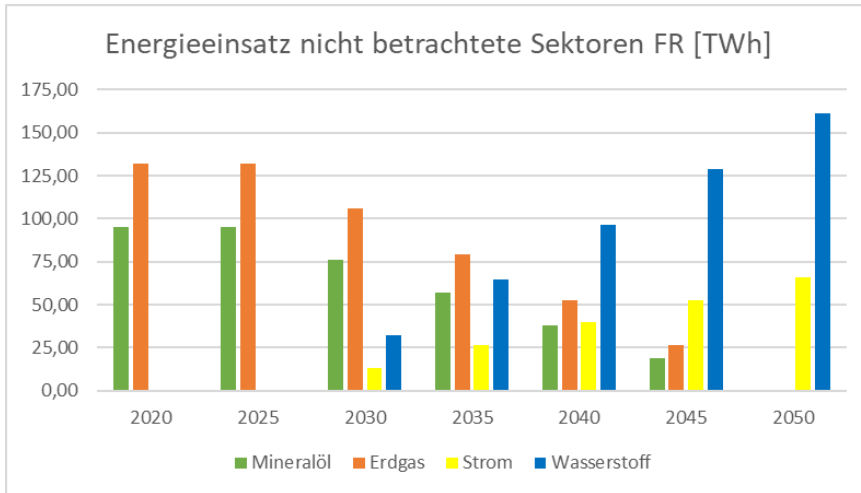


Abbildung 38: Energieeinsatz nicht betrachtete Sektoren FR [TWh]

Bis zum Jahr 2025 bleiben der Mineralölbedarf und der Erdgasbedarf konstant. In den darauffolgenden Jahren werden die beiden Energieträger linear durch Strom und Wasserstoff substituiert, bis sie im Jahr 2050 vollständig ersetzt sind. Ab dem Jahr 2030 steigen der Wasserstoffbedarf und der Strombedarf deutlich an. Dabei zeigt sich, dass im Vergleich zu Strom eine höhere Bedeutung von Wasserstoff angenommen wurde. Bis zum Jahr 2050 steigt der Wasserstoffbedarf der im Forschungsprojekt 2021 nicht betrachteten Industriesektoren für Frankreich auf über 150 TWh, während der Strombedarf bei knapp 70 TWh liegt.

Für Spanien ergibt sich aufgrund der gleichen Annahmen ein ähnliches Bild, dass in der folgenden Grafik dargestellt ist. Auch beginnt die Substitution der fossilen Energieträger erst in den auf 2025 folgenden Jahren. Der Wasserstoffbedarf liegt im Jahr 2050 bei knapp 100 TWh und der Strombedarf etwa bei 30 TWh.

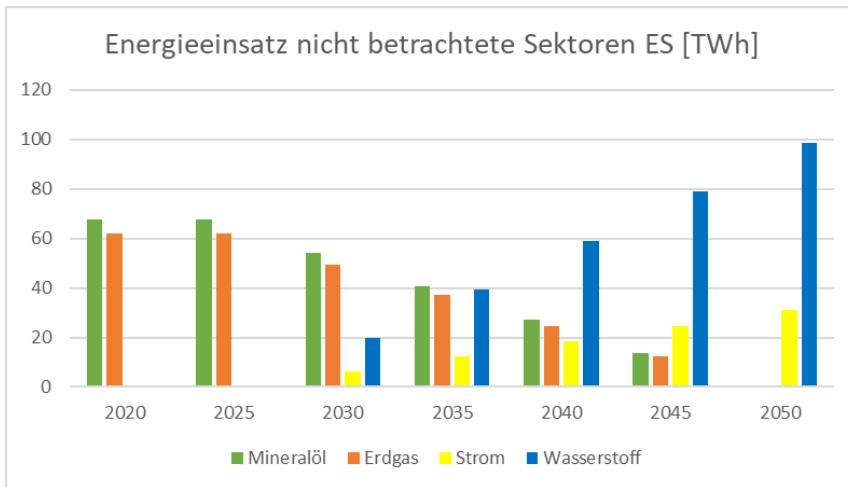


Abbildung 39: Energieeinsatz nicht betrachtete Sektoren ES [TWh]

Nachdem der Wasserstoffbedarf der Fernwärmeerzeugung und der nicht betrachteten Industriesektoren nun auch für Frankreich und Spanien ergänzend betrachtet wurde, kann ein vollständiger Wasserstoffbedarf für beide Länder bis 2050 prognostiziert werden. Der hier aufgeführte gesamte Wasserstoffbedarf soll als Grundlage für die weiteren Betrachtungen verwendet werden.

Tabelle 16: Gesamter Wasserstoffbedarf FR und ES [TWh]

Jahr	Forschungsprojekt 2021		restliche Industriesektoren		Fernwärme		Gesamt	
	FR	ES	FR	ES	FR	ES	FR	ES
2025	4,9	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	2,6
2030	27,0	15,1	32,2	19,7	1,4	0,0	60,6	34,9
2035	54,0	34,0	64,5	39,4	2,8	0,0	121,3	73,5
2040	99,4	59,2	96,7	59,2	4,3	0,1	200,4	118,4
2045	153,9	86,7	129,0	78,9	5,7	0,1	288,5	165,7
2050	173,7	94,9	161,2	98,6	7,1	0,1	342,0	193,6

7.3 Verfügbares Erdgas

Da der Erdgasverbrauch als limitierender Faktor für die Wasserstofferzeugung berücksichtigt werden soll, muss dieser bis zum Jahr 2050 näher betrachtet werden. Der Erdgasverbrauch soll gegenüber dem Vergleichsjahr 2020 durch die Erzeugung von Wasserstoff nicht steigen. Insgesamt ist in Zukunft mit einem sinkenden Erdgasverbrauch ausgelöst durch die Substitution durch Wasserstoff, die Elektrifizierung aber auch die

Effizienzsteigerung und Sanierung etwa im Gebäudebereich, zu rechnen. In diesem Kapitel soll die Einsparung von Erdgas gegenüber dem Jahr 2020 abgeschätzt werden, um so die Kapazität an Erdgas zu bestimmen, die für die Wasserstoffherzeugung zur Verfügung steht. Im Forschungsprojekt 2021 wurde für alle betrachteten Bereiche die Entwicklung des Erdgasbedarfes dargestellt. Für die nicht betrachteten Industriesektoren und die Erzeugung von Fernwärme in Deutschland geht die Entwicklung des Erdgasbedarfes bis 2050 ebenfalls aus den beschriebenen Berechnungen und Aufstellungen hervor. Um das jährlich verfügbare Erdgas zu bestimmen, wurden also lediglich die einzelnen Bereiche addiert. Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis dieses Vorgehens.

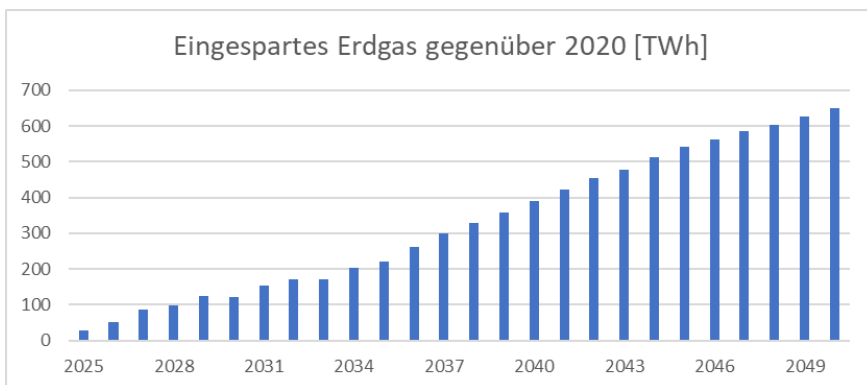


Abbildung 40: Eingespartes Erdgas gegenüber 2020 [TWh]

Es ist erkennbar, dass die Menge eingesparten Erdgases stetig ansteigt. Der deutsche Erdgasbedarf wird voraussichtlich schon im Jahr 2029 über 100 TWh geringer sein als im Jahr 2020. Bis zum Jahr 2050 werden über 600 TWh Erdgas eingespart. Es liegen also erhebliche Kapazitäten vor, um Wasserstoff zu erzeugen, ohne dass der Erdgasbedarf in Deutschland steigt.

8 Ausbauszenarien / erzeugbare Mengen Wasserstoff

8.1 Grauer Wasserstoff

Die Dampfreformierung ist aktuell das am weitesten verbreitete Verfahren, um Wasserstoff zu erzeugen. Somit ist auch in Deutschland zum jetzigen Zeitpunkt eine gewisse Erzeugungsleistung installiert. Pro Jahr werden in Deutschland etwa 18 TWh Wasserstoff über die Dampfreformierung erzeugt [46]. Das entspricht unter der Annahme von 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr [48] einer installierten Wasserstofferzeugungsleistung von 2.250 MW_{H₂} in Deutschland (Stand 2022). Aufgrund der hohen Treibhausgasemissionen, die durch die Dampfreformierung ausgelöst werden, soll dieses Erzeugungsverfahren zunehmend durch klimafreundlichere Verfahren substituiert werden. Vor diesem Hintergrund ist nicht von einem zusätzlichen Neubau von Dampfreformierungsanlagen ohne CCS-Erweiterung auszugehen. Demgegenüber steht ein Rückbau der zum einen bedingt ist durch die Substitution und zum anderen durch das Erreichen der erwarteten Lebensdauer. Diese liegt für Dampfreformierungsanlagen bei 20 Jahren [48]. Unter diesen Annahmen ergibt sich, dass die installierte Wasserstofferzeugungsleistung der Dampfreformierungsanlagen in Deutschland spätestens im Jahr 2042 auf null absinkt. Um nun in jährlichen Schritten die installierte Leistung zu prognostizieren, wurde zwischen den Punkten 2022 und 2042 linear interpoliert. Es ergibt sich ein Bild für ein erwartbares Ausbauszenario. Dieses ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

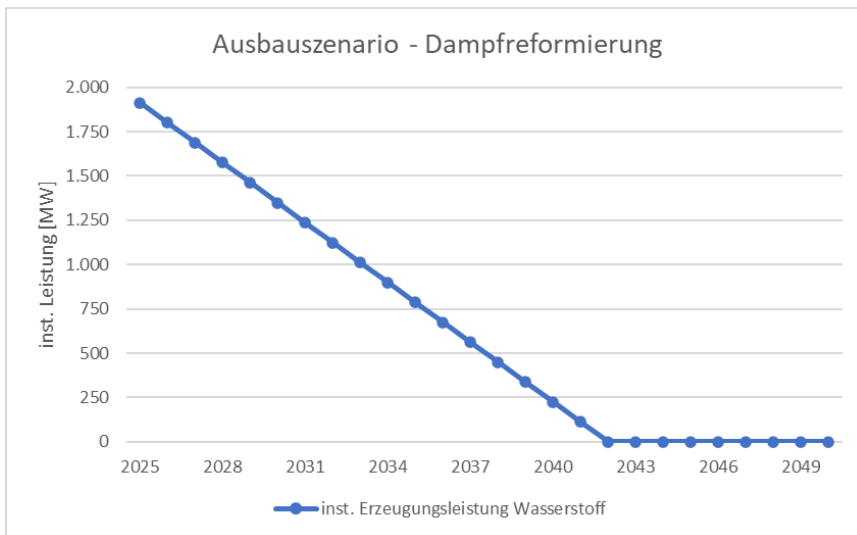


Abbildung 41: Ausbauszenario - Dampfreformierung

Aus der Abbildung geht hervor, dass die Wasserstoffmengen, die über die Dampfreformierung erzeugt werden, kontinuierlich zurückgehen werden. Ab 2042 steht kein Wasserstoff mehr aus der Dampfreformierung zur Verfügung. Demgegenüber steht der stark ansteigende Wasserstoffbedarf. Grauer Wasserstoff findet langfristig also keine Berücksichtigung. Die Betrachtung im Rahmen einer Kostenbetrachtung ist dennoch interessant, um einen Vergleichswert zu anderen Verfahren herstellen zu können.

8.2 Blauer Wasserstoff

Eine grundlegend andere Entwicklung dürfte der Erzeugung von blauem Wasserstoff bevorstehen. Zunächst einmal wäre hier die Erweiterung von bestehenden Dampfreformierungsanlagen um eine CO₂-Abscheidung naheliegend. Aufgrund der häufig großen Entfernung zu potenziellen Speicherorten und der vielfach sehr geringen Anlagengröße ist dies jedoch in den meisten Fällen kaum wirtschaftlich. Daher soll diese Möglichkeit im Rahmen dieser Forschungsarbeit nicht berücksichtigt werden. Stattdessen wird angenommen, die Dampfreformierungsanlagen würden ausschließlich neu errichtet.

Da alle Bestandteile der Prozesskette technisch ausgereift sind, könnte theoretisch unmittelbar ein umfangreicher Ausbau starten. Auch potenzielle Speicherstätten für das anfallende Kohlenstoffdioxid gibt es ausreichend. In der EU liegt das geschätzte Lagerstättenpotenzial bei 300 Gt_{CO₂}, wovon etwa 50 Gt_{CO₂} in Deutschland vorhanden sind [103]. Der gesamte Kohlenstoffdioxidausstoß Europas liegt im Vergleich dazu bei 3,6 Gt_{CO₂} pro Jahr [103]. Gebremst wird der Ausbau der Technologie insbesondere in Deutschland durch politische Restriktionen. Die Erstellung eines Ausbauszenarios ist daher eher eine Abschätzung des zukünftigen politischen Willens [103].

Ende des Jahres 2022 wurde bekannt gegeben, dass die Bundesregierung ein neues Förderprogramm plane. Das Programm beinhaltet sogenannte „Klimaschutzverträge“ zwischen Staat und Unternehmen. Große Industrieunternehmen sollen Zuschüsse erhalten, wenn sie auf klimafreundliche Verfahren umstellen. Explizit enthalten ist hier auch die Förderung von blauem Wasserstoff. [104] Damit scheint die politische Einstellung gegenüber blauem Wasserstoff offener zu werden. Somit ist in den nächsten Jahren von einer zunehmenden Nutzung von blauem Wasserstoff in Deutschland auszugehen. Es ist jedoch zu erwarten, dass aufgrund von Akzeptanzproblemen innerhalb von Deutschland, eine Einspeicherung des Kohlenstoffdioxids vornehmlich in Ländern wie Norwegen oder den Niederlanden stattfinden wird. Es wäre auch denkbar, dass in diesen Ländern erzeugter blauer Wasserstoff nach Deutschland importiert wird.

Obwohl ein starker Anstieg der Nutzung von blauem Wasserstoff in den kommenden

Jahren erwartbar ist, ist dieses Verfahren lediglich als Brückentechnologie einzuordnen. Im Gegensatz zu anderen Verfahren wird hier mit Erdgas ein fossiler Energieträger als Grundstoff benötigt. Bei der Förderung von Erdgas kommt es zu Treibhausgasemissionen, die kaum zu quantifizieren sind. Weiterhin können nur etwa 90 % des im Dampfreformierungsprozess entstehenden Kohlenstoffdioxids abgeschieden werden [39] [105] [106]. Der Prozess ist also nicht vollständig frei von Emissionen. Zudem birgt die dauerhafte Speicherung des Kohlenstoffdioxids gewisse ökologische Risiken als auch Risiken für die menschliche Gesundheit. Daher sind Verfahren zu präferieren, bei denen gar kein Kohlenstoffdioxid anfällt.

Der DVGW hat in der Veröffentlichung „Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045“ ein Basisszenario für die Bereitstellung von blauem Wasserstoff in Deutschland durch eigene Produktion und Importe für die Jahre 2030 und 2045 entwickelt.

Tabelle 17: Basisszenario Bereitstellung Blauer Wasserstoff [103]

Jahr	Erzeugte Menge [TWh]	Installierte Leistung [MW]
2030	150	18.750
2045	150	18.750

Die installierte Leistung wurde unter der Annahme von 8.000 Vollbenutzungsstunden und 20 Lebensjahren berechnet [48]. Auf Grundlage dieser Anhaltspunkte und der zuvor erläuterten Zusammenhänge und Annahmen wurde ein erwartbares Ausbauszenario modelliert. Dieses ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

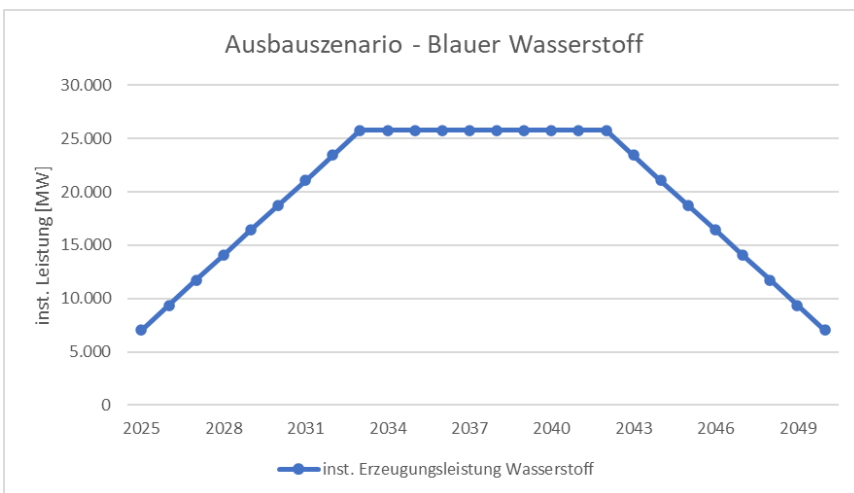


Abbildung 42: Ausbauszenario - Blauer Wasserstoff

Erkennbar ist ein starker Anstieg in den kommenden Jahren, der durch die hohe Technologiereife und die offenere Gesinnung der Politik gegenüber der Technologie zustande kommt. Der Ausbau kommt jedoch zum Erliegen, was durch die geschilderten Nachteile gegenüber anderen Technologien und deren Preisabfall und technologischen Fortschritt ausgelöst wird. Ab 2042 ist dann mit einer abnehmenden Erzeugungsleistung zu rechnen, da die ersten Anlagen die erwartete Lebensdauer erreichen.

8.3 Türkiser Wasserstoff

Nur wenige der betrachteten Pyrolyseverfahren weisen einen ausreichenden technologischen Reifegrad auf, um diese zur Produktion von türkischem Wasserstoff zu nutzen [52]. Das Verfahren der thermischen Spaltung an Kohlenstoffgranulat scheint allerdings besonders geeignet zu sein. Grund dafür ist zum einen eine bessere Wärmeintegration und damit einhergehend können höhere Effizienzen erreicht werden. Zudem weist das Verfahren ein geringeres Risiko für Verblockungen auf und Verunreinigungen durch Metalle sind gegenüber der Spaltung in Flüssigmetall nicht vorhanden. Trotz des geringen TRL von nur vier weist das Verfahren bereits gute Entwicklungsaktivitäten auf. Laut BASF ist erst bis zum Jahr 2030 mit der industriellen Reife dieses Verfahrens zu rechnen. Das Unternehmen besitzt eine Methanpyrolyse-Testanlage in Ludwigshafen [103, 107].

Methanpyrolyse: Der Weg zur Großanlage

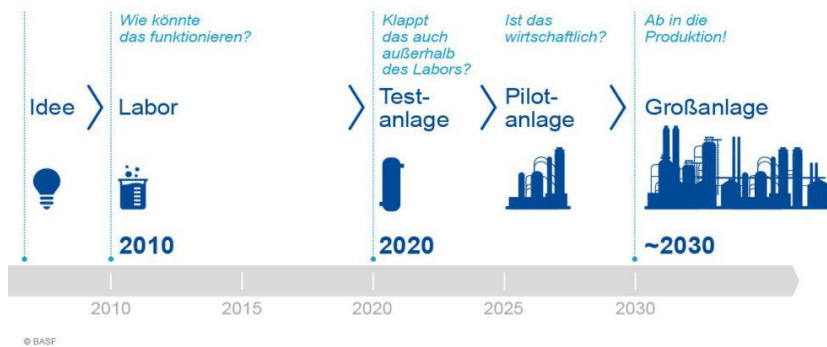


Abbildung 43: Zeitpfad - Verfügbarkeit der Methanpyrolyse [107]

In der Veröffentlichung „Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045“ hat der DVGW zwei Szenarien für den Ausbau des türkischen Wasserstoffes in Deutschland erstellt. Das erste Szenario ist der

Base-Case und stellt ein disruptives Szenario dar, bei dem eine neue Technologie hochgefahren wird. Bei diesem Szenario werden die vor mehreren Jahren formulierten Wasserstoffstrategien hochkorrigiert, Pipelines werden umgerüstet oder neu erbaut. Das zweite Szenario ist das optimistische. Dabei wird von einem noch schnelleren Ausbau und geringeren Restriktionen bezüglich türkischem Wasserstoff ausgegangen [103].

Tabelle 18: Szenarien Bereitstellung Türkiser Wasserstoff [103]

Jahr	Base-Case		Optimistisch	
	Erzeugte Menge [TWh]	Installierte Leistung [MW]	Erzeugte Menge [TWh]	Installierte Leistung [MW]
2030	50	6.250	100	12.500
2045	50	6.250	100	12.500

Die installierte Leistung wurde, wie der blaue Wasserstoff, unter einer Annahme von 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr und einer Lebensdauer von 20 Jahren berechnet [48].

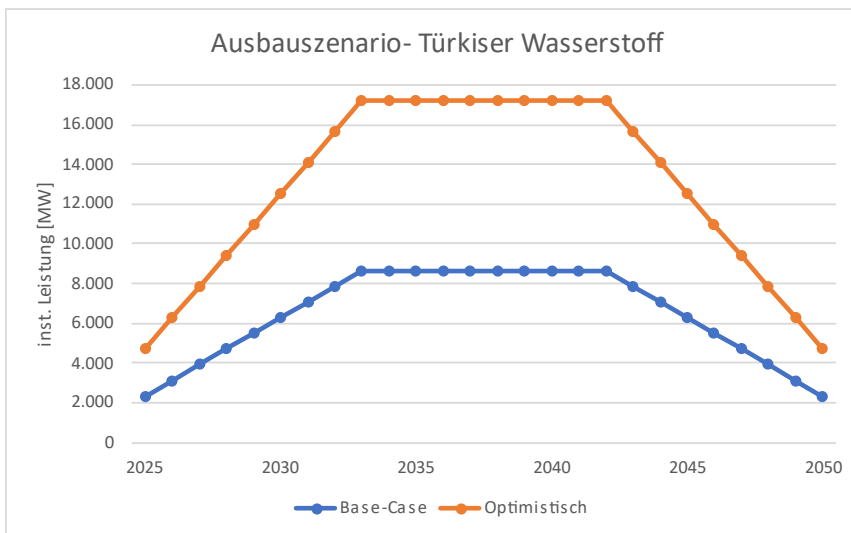


Abbildung 44: Ausbauszenarien - Türkiser Wasserstoff

Aus Abbildung 44 ist zu erkennen, dass es bis zum Jahr 2033 zum Zubau von Erdgaspyrolyse-Anlagen kommt. Gründe dafür sind der wachsende Markt für türkisen Wasserstoff und dessen zunehmende technologische Reife. Ab dem Jahr 2034 findet kein Zubau neuer Anlagen aufgrund des Preisabfalls und des technologischen Fortschritts anderer Verfahren statt. Ab dem Jahr 2042 erreichen die ersten Anlagen ihre Lebensdauer von zwanzig Jahren, wodurch es zum Abfall der installierten Leistung kommt.

8.4 Pinker Wasserstoff

Für die Betrachtung der Entwicklung des pinken Wasserstoffs wurde kein zusätzliches Ausbauszenario entwickelt. Stattdessen wird angenommen, dass die in Frankreich installierten Elektrolyseure pro Jahr weiter genutzt werden, um zusätzlich pinken Wasserstoff zu produzieren. Frankreich weist aufgrund des hohen Anteils an Kernenergie in dessen Strommix eine gute Voraussetzung zur Erzeugung von pinkem Wasserstoff auf. Da Elektrolyseure in der Regel recht geringe Vollbenutzungsstunden aufweisen, wurde angenommen, dass diese, sofern möglich, weitere 2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr betrieben werden. Das Ausbauszenario für pinken Wasserstoff ist somit direkt an das Ausbauszenario für grünen Wasserstoff gekoppelt. Die Summen der erzeugten Mengen an pinken und grünen Wasserstoff werden anschließend mit dem französischen Wasserstoffbedarf verrechnet, um so den möglichen Wasserstoffexport Frankreichs zu ermitteln.

8.5 Grüner Wasserstoff

Um Betrachtungen über die Entwicklung der Erzeugung von grünem Wasserstoff anstellen zu können, wird ein Ausbauszenario der installierten Leistung von Elektrolyseuren in Deutschland, Spanien und Frankreich benötigt. Unter Berücksichtigung der jeweiligen politischen Ausbauziele wurde ein solches Szenario für die drei Länder erstellt. Das Ausbauszenario prognostiziert die elektrische Elektrolyseurleistung in den betrachteten Ländern. Um die Wasserstoffherzeugung zu quantifizieren, muss zusätzlich die Effizienz der Elektrolyseure betrachtet werden. Hierbei ist es anzunehmen, dass diese in den kommenden Jahren nicht konstant bleibt. Durch die Weiterentwicklung der bestehenden Technologien bzw. durch den Einsatz von neuen Verfahren ist mit einer Verbesserung des Wirkungsgrades über die Jahre hinweg zu rechnen. Um die Entwicklung der Wirkungsgrade zu berücksichtigen, wurde auf die Annahmen des Forschungsprojektes 2021 zurückgegriffen. [90]

Tabelle 19: Ausbauszenarien el. Leistung Elektrolyseure - DE, ES, FR

Jahr	Wirkungsgrad [90]	el. Leistung Elektrolyseure DE	el. Leistung Elektrolyseure ES	el. Leistung Elektrolyseure FR
2025	0,672	1,0	1,1	1,2
2030	0,679	13,0	6,6	8,5
2035	0,697	23,0	12,0	13,0
2040	0,715	33,0	19,5	17,5
2045	0,715	43,0	27,0	22,0
2050	0,715	53,0	34,5	26,5

Interessant ist, dass im Jahr 2025 Deutschland über die geringste installierte Leistung an Elektrolyseuren verfügt. Bis zum Jahr 2030 kommt es dann jedoch zu einem starken Zubau, sodass Deutschland fortan die größte Elektrolyseurkapazität aufweist.

Vergleicht man die Ausbauszenarien von Frankreich und Spanien wird ersichtlich, dass in den Jahren bis 2035 die höhere Kapazität in Frankreich zu verorten ist. Da der Ausbau in Frankreich jedoch mäßig bleibt, wird die Elektrolyseurkapazität in Spanien in den Jahren bis 2050 deutlich über der von Frankreich liegen. Im Hinblick auf die Strombilanzen, insbesondere für Frankreich, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die politisch vorgegebenen Ausbauziele bis zum Jahr 2050 überarbeitet werden. Es ist zudem zu beachten, dass Frankreich zwar einen hohen Stromüberschuss vorzuweisen hat, jedoch durch die geringe installierte Elektrolyseurleistung stark auf Importe von Wasserstoff angewiesen ist. Auch aus diesem Grund ist eine Erhöhung der Ausbauraten in Frankreich in Zukunft im Bereich des Möglichen. Aufgrund der kaum vorherzusagenden Entwicklung wurde diese Annahme nicht in der vorliegenden Arbeit berücksichtigt. Trotzdem soll darauf hingewiesen werden, dass in Zukunft auf Änderungen der politischen Ausbauziele für die Elektrolyse in den betrachteten Ländern geachtet werden sollte.

Die ausgearbeiteten Elektrolyseur-Ausbauszenarien für Frankreich, Spanien und Deutschland sollen in der nachfolgenden Abbildung grafisch dargestellt werden.

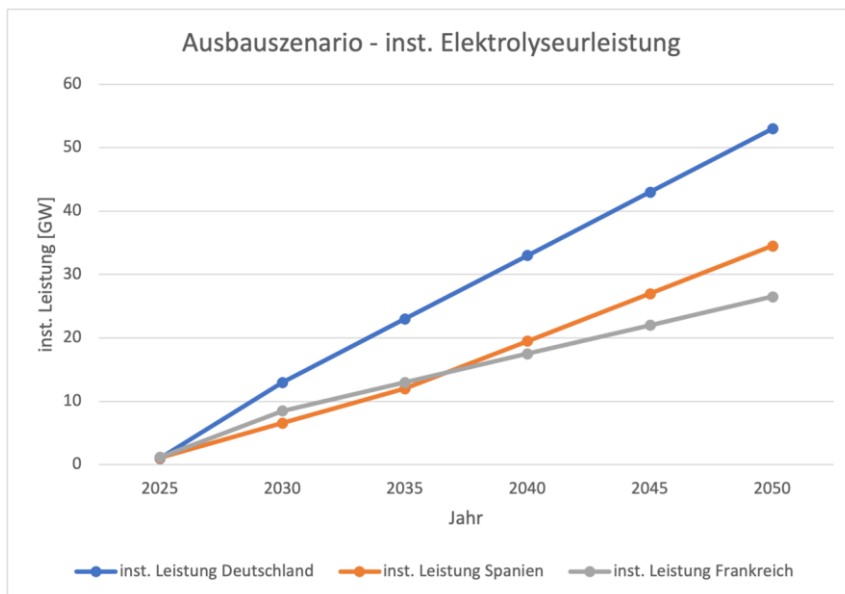


Abbildung 45: Ausbauszenario für die el. Leistung der Elektrolyseure in Deutschland, Spanien und Frankreich

Bei allen Ausbauszenarien der berücksichtigten Länder ist ein kontinuierlicher Ausbau der installierten elektrischen Leistung an Elektrolyseuren zu erkennen. Die größte Ausbaurate verzeichnet Deutschland über den gesamten Zeitraum. Von 2025-2035 kann Frankreich den zweit größten Zubau pro Jahr für sich beanspruchen, wird jedoch dann ab 2035 von Spanien überholt.

8.6 Grüner Ammoniak

Der limitierende Faktor für die Betrachtung des grünen Ammoniaks als Quelle für Wasserstoff in Deutschland bildet die installierte Kapazität der Importterminals. Diese soll für die Entwicklung eines entsprechenden Ausbauszenarios als Leitwert dienen. Zum Beginn des betrachteten Zeitraumes der vorliegenden Arbeit steht noch keine Infrastruktur für den Import von grünem Ammoniak in Deutschland bereit. Aktuell sind zwei Terminals in Planung, die im Jahr 2026 zur Verfügung stehen sollen. [108]Die an den Standorten Wilhelmshaven und Brunsbüttel geplanten Anlagen sollen gemeinsam ein jährliche Importkapazität von 5 Mt ermöglichen. [108] Später sollen sowohl die Kapazitäten erweitert als auch neue Standorte hinzukommen. Ein weiterer relevanter Standort für die Importe dürfte in Zukunft Rotterdam sein. Dieser verfügt zwar bereit 2026, ähnlich den deutschen Terminals, über Importmöglichkeiten in Höhe von 1,2 Mt [108], soll aber in dieser Arbeit in den Anfangsjahren aufgrund der fehlenden oder nur sehr komplizierten Transportmöglichkeiten nach Deutschland nicht berücksichtigt werden. Durch Erweiterungen der deutschen Infrastruktur zuzüglich der europäischen Terminals soll 2050 ein nahezu unlimitiertes Potential an Importen durch grünen Ammoniak möglich sein. [109]

Wie bereits erwähnt wirken sich im Falle von grünem Ammoniak die zur Verfügung stehenden Ammoniak-Terminals in den Importländern begrenzend auf das Ausbauszenario aus. Das Potential zur Produktion von grünem Ammoniak im Ausland ist annähernd unbegrenzt. [109] Hierbei ist der limitierende Faktor die Nachfrage und damit zusammenhängend die Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen, Ammoniaksynthese-Reaktoren und Export-Terminals. Diese sollen zwar Teil der späteren Kostenbetrachtung sein, spielen aber für das Ausbauszenario selbst eine nur untergeordnete Rolle. Daher sollen sie in der Betrachtung des Ausbauszenarios der Nachfrage entsprechen und in ausreichender Form zur Verfügung stehen. Somit richtet sich das in der Arbeit entwickelte Ausbauszenario ausschließlich nach der Verfügbarkeit von Importterminals um die ankommenden Schiffsladungen an Ammoniak löschen, gegebenenfalls umwandeln und verteilen zu können.

Eine weitere Einschränkung stellt die Marktreife von Ammoniakcrackern von ausreichender Größe dar. Die zurzeit typischen Größen (700 t_{H₂} pro Jahr) auf dem Markt reichen

nicht aus, die gelieferten Mengen zu verarbeiten und damit die Nachfrage zu decken. Größere Anlagen sind bei der Herstellung von schwerem Wasser für Kernkraftwerke im Einsatz. Hier sind bereits Anlagen (z.B. in Argentinien, Arroyito) mit einer Kapazität von 1400 t pro Tag im Einsatz. [61] Folglich wäre die Errichtung eines entsprechenden Crackers mit ausreichender Größe potenziell möglich.

Auch die deutsche Politik hat großen Einfluss auf den Ausbau der Infrastruktur. Gerade durch die Bemühungen zum Einhalten des 1,5 °C Zieles sind die Importe von grünem Ammoniak unabdingbar. Das große Interesse der Politik am Vorantreiben des Ausbaus der Importinfrastruktur zeigt sich an den letzten Monaten. Sowohl die abgeschlossenen Wasserstoffabkommen [110] als auch die persönliche Verkündung eines geplanten Ammoniak-Terminals im Hamburger Hafen durch Bundeswirtschafts- und Klimaschutzminister Robert Habeck gemeinsam mit dem ersten Bürgermeister der Freien und Hansestadt Hamburg Peter Tschentscher und dem CEO und Präsidenten von Air Products Seifi Ghasemi sowie dem CEO der Mabanafit GmbH & Co. KG Jonathan Perkins [111] zeigen die große Relevanz für die Regierung.

Nachdem wie anfänglich bereits beschrieben 2050 durch die Erschließung mehrerer Terminals die verfügbaren Importmöglichkeiten beinahe unbegrenzt zur Verfügung stehen, wurde die benötigte Importkapazität an den noch ungedeckten Energiebedarf durch Wasserstoff angepasst. Somit ergeben sich die folgenden Anhaltspunkte für das Ausbauszenario für grünen Ammoniak.

Tabelle 20: Anhaltspunkte für den Ausbau der Ammoniak-Terminals bis 2050

Jahr	Verfügbare Importmenge [in TWh]	Installierte el. Leistung der Erzeugungsanlagen [in MW]
2026	2,96	1.796
2050	330	200.437

Mithilfe der Lebensdauer der Terminals von 20 [61] Jahren und auf Grundlage der Anhaltspunkte für den Ausbau sowie der zuvor erläuterten Zusammenhänge und Annahmen wurde ein erwartbares Ausbauszenario erstellt. Dabei wurde eine lineare Verteilung des Ausbaus auf die Jahre des Betrachtungszeitraumes zur Vereinfachung der späteren

Kostenberechnung gewählt. Dieses Ausbauszenario ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

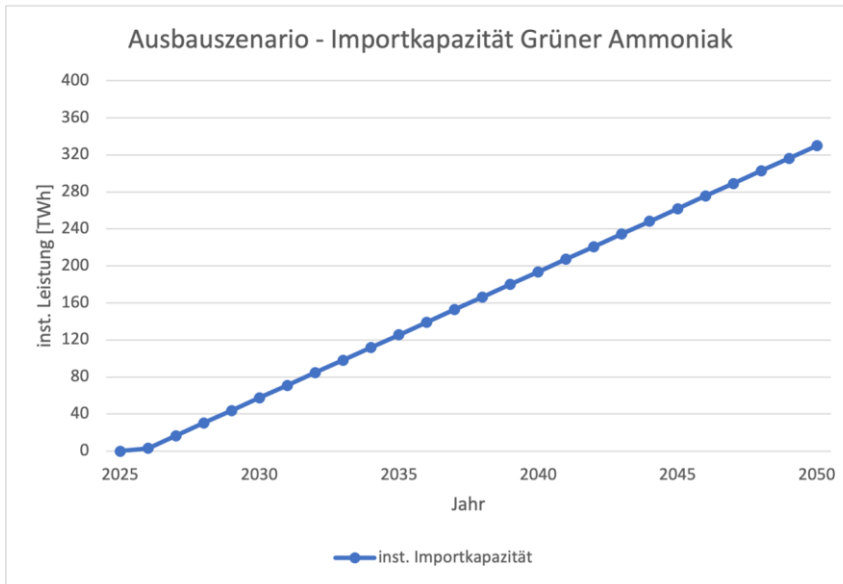


Abbildung 46: Ausbauszenario der Importkapazität für grünen Ammoniak

Zu erkennen ist, dass die 2026 entstehenden Terminals für grünen Ammoniak mit einer installierten Importkapazität von 2,96 TWh in Deutschland beständig über den Betrachtungszeitraum auf eine installierte Importkapazität von 330 TWh (unter Zuhilfenahme der Terminals in der EU) ausgebaut werden muss.

Zudem wurde auch ein Ausbauszenario für die benötigten Erzeugungsanlagen erstellt, die zur Bereitstellung der benötigten elektrischen Energie zum Herstellen des Ammoniaks benötigt werden. Dabei wurden sowohl die Verluste durch die Umwandlung der elektrischen Energie in Ammoniak und die anschließende Dissoziation des Ammoniaks als auch die dem Land entsprechenden Vollbenutzungsstunden der Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Dieses Ausbauszenario kann der nachfolgenden Grafik entnommen werden.

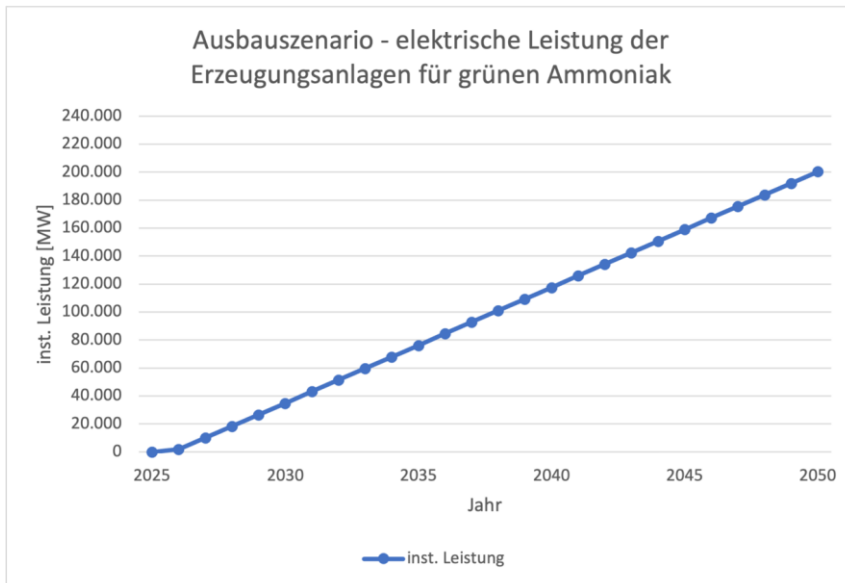


Abbildung 47: Ausbauszenario der el. Erzeugungsanlagen für grünen Ammoniak

Die Grafik zeigt die gleiche Steigung zum Ausbauszenario der Importkapazität an. Folglich zeigt auch diese Abbildung die relevante kontinuierliche Steigerung der verfügbaren Kapazität zum Decken des deutschen Energiebedarfes deutlich.

9 Kostenbetrachtung

9.1 Grauer Wasserstoff

Zunächst sollen die Grenzkosten der Erzeugung einer Megawattstunde Wasserstoff über die Dampfreformierung betrachtet werden. Hierfür müssen zunächst die einzelnen Kostenbestandteile analysiert werden.

Entsprechend der Reaktionsgleichung der Dampfreformierung werden für den Prozess Wasser und Erdgas benötigt. Zudem wird eine Feuerung eingesetzt, die zusätzliches Erdgas bezieht. Weiterhin wird ein geringer Stromverbrauch etwa für Pumpen angenommen. Es müssen dementsprechend also Bezugskosten für Wasser, Erdgas und Strom gedeckt werden. Neben den Bezugskosten liegen Emissionskosten vor. Sowohl durch die Feuerung als auch durch den Dampfreformierungsprozess selbst kommt es zu Kohlenstoffdioxidemissionen. Diese müssen über den Emissionshandel gedeckt werden.

Nachdem die Kostenbestandteile nun bekannt sind, müssen diese quantifiziert werden. Die folgende Tabelle fasst die relevanten Parameter zusammen.

Tabelle 21: Parameter Grenzkosten - Grauer Wasserstoff

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Nutzungsgrad		0,760	[48] [106]
Erdgasbedarf gesamt	[MWh _{CH₄} /MWh _{H₂}]	1,316	
emittiertes Kohlenstoffdioxid	[t _{CO₂} /MWh _{H₂}]	0,260	
Wasserbedarf	[t _{H₂O} /MWh _{H₂}]	0,135	
Strombedarf	[MWh _{el} /MWh _{H₂}]	0,059	[48]

Auf Grundlage des Nutzungsgrades der Anlage, der Reaktionsgleichung der Dampfreformierung, der Verbrennungsgleichung von Methan (Feuerung) und der Stoffeigenschaften der beteiligten Stoffe konnten der Erdgasbedarf, der Wasserbedarf und die Kohlenstoffdioxidemission pro Megawattstunde Wasserstoff berechnet werden. Für den Strombedarf wurde ein Literaturwert herangezogen. Da die Technologie als ausgereift gilt, ist in Zukunft nicht mit einer Effizienzsteigerung zu rechnen. Daher wird angenommen, dass der Nutzungsgrad über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt.

Um nun die Grenzkosten bis zum Jahr 2050 zu bestimmen, wurden die Bedarfe bzw. Emissionen mit den durch Volue bereitgestellten Prognosen der durchschnittlichen Jahrespreise für Strom, Erdgas und Kohlenstoffdioxidemissionen verrechnet. Für den Wasserpreis wurden gleichbleibend 2 €/m³ angenommen [48]. Die folgende Grafik zeigt, wie sich die Grenzkosten zukünftig entwickeln werden und wie sich die Grenzkosten auf die

einzelnen Kostenbestandteile aufteilen. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen dem Wetterszenario 2009. Da die Ergebnisse des Wetterszenarios 2007 nur minimal abweichen, wird hier keine getrennte Betrachtung dargestellt.

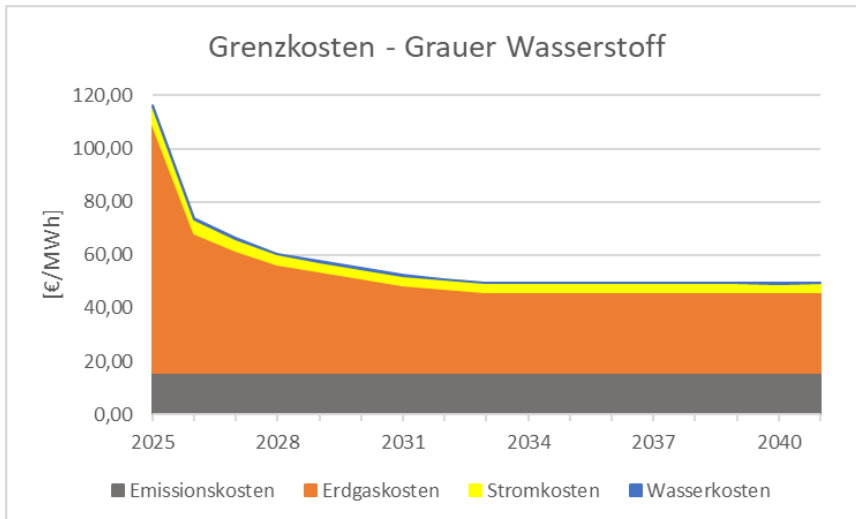


Abbildung 48: Grenzkosten – Grauer Wasserstoff

Nach dem entwickelten Ausbauszenario für Dampfreformierungsanlagen in Deutschland wird über dieses Verfahren ab 2042 kein Wasserstoff mehr erzeugt, weshalb die Kosten hier nur bis 2041 aufgeführt sind. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die Grenzkosten in den kommenden Jahren voraussichtlich stark sinken werden. Während die Grenzkosten im Jahr 2025 noch bei 116,29 €/MWh liegen, fallen diese bis zum Jahr 2026 bereits auf 73,77 €/MWh ab. In den darauffolgenden Jahren bis 2033 sinken die Kosten dann weniger stark bis auf 49,57 €/MWh und bleiben dann konstant auf einem Niveau von knapp 50 €/MWh. Zudem ist erkennbar, dass der Abfall der Grenzkosten primär auf die Entwicklung des Erdgaspreises zurückzuführen ist. Die Erdgaskosten sind der Hauptbestandteil der Grenzkosten. Von ebenfalls hoher Relevanz sind die Emissionskosten. Hier ist im Gegensatz zu den Erdgaskosten jedoch mit einer konstanten Entwicklung zu rechnen. Die Stromkosten und insbesondere die Wasserkosten, haben einen geringen Einfluss auf die Grenzkosten der Dampfreformierung.

Aufbauend auf den Grenzkosten, sollen nun die Vollkosten der Dampfreformierung bestimmt werden. Hierfür müssen die zusätzlichen Investitionskosten und die Wartungs- & Instandhaltungskosten abgeschätzt werden. Es wurde kein weiterer Zubau von Dampfreformierungsanlagen angenommen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Be-

standsanlagen nicht vollständig abgeschrieben sind. Die Investitionskosten der installierten Bestandsleistung werden daher mit einem Annuitätenfaktor verrechnet und anschließend durch die erzeugte Wasserstoffmenge im entsprechenden Jahr geteilt, um so die Investitionskosten pro erzeugter Megawattstunde Wasserstoff zu erhalten. Die für die Berechnung verwendeten Parameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 22: Wirtschaftlichkeitsparameter - Dampfreformierung

Wirtschaftlichkeitsparameter	Einheit	Wert
Annuitätenfaktor	[1/a]	0,102
Investitionskosten	[€/kW _{H2}]	339,00 [106]
Kosten W&I	[% _{Invest} /a]	2
Kosten W&I	[€/MWh _{H2}]	0,85
Teuerung W&I	[%/a]	2

Für die Investitionskosten einer Dampfreformierungsanlage wurde der Literaturwert von 339 €/kW_{H2} verwendet. Dieser Wert wurde als Grundlage für die Wartungs- & Instandhaltungskosten genutzt. Diese wurden mit jährlich 2 % der Investitionskosten veranschlagt. Bezogen auf die erzeugte Megawattstunde Wasserstoff ergeben sich damit Kosten in Höhe von 0,8475 €/MWh_{H2}. Zudem wurde hier eine Teuerung von 2 % pro Jahr einbezogen. Von einer Teuerung ist aufgrund von steigenden Personal- und Materialkosten auszugehen. Um die Vollkosten zu bestimmen, müssen diese Kosten auf die bereits bestimmten Grenzkosten aufgeschlagen werden. Die Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Vollkosten, der Grenzkosten sowie der erzeugbaren Mengen Wasserstoff über die Dampfreformierung in Deutschland.

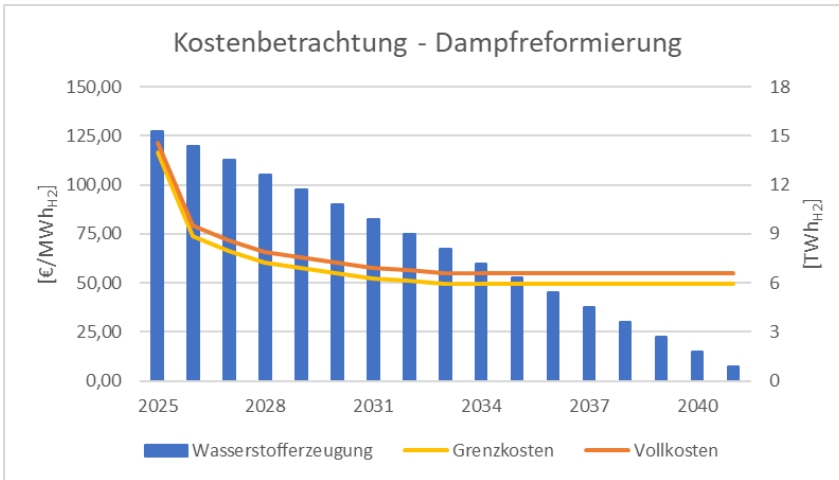


Abbildung 49: Kostenbetrachtung - Dampfreformierung

Die Abbildung zeigt, dass die Vollkosten und Grenzkosten nahezu identische Werte haben. Das liegt daran, dass die Investitionskosten und auch die Wartungs- & Instandhaltungskosten von Dampfreformierungsanlagen verhältnismäßig gering sind. Zudem produzieren Dampfreformierungsanlagen aufgrund der hohen Vollbenutzungsstunden große Mengen Wasserstoff pro installierter Leistung. Dadurch sinkt der Einfluss der Investitionskosten und der Wartungs- & Instandhaltungskosten auf die Vollkosten. Die Vollkosten werden daher nahezu ausschließlich durch die Grenzkosten bestimmt. Dementsprechend gleicht die Entwicklung der Vollkosten annähernd der Entwicklung der Grenzkosten.

Zudem wurden in der Abbildung die erzeugbaren Mengen Wasserstoff gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass die Wasserstoffherzeugung gleichmäßig sinkt. Diese Entwicklung beruht auf dem betrachteten Ausbauszenario für Dampfreformierungsanlagen in Deutschland. Aus dem anzunehmenden Trend geht hervor, dass große Mengen Wasserstoff über die Dampfreformierung in den Jahren erzeugt werden, in denen mit hohen Kosten zu rechnen ist. In den Zeiträumen, in denen voraussichtlich niedrige Kosten anfallen, nimmt die Relevanz der Dampfreformierung zunehmend ab.

9.2 Blauer Wasserstoff

In dem folgenden Abschnitt sollen nun die Grenz- und Vollkosten für die Erzeugung von blauem Wasserstoff betrachtet werden. Zunächst werden die Grenzkosten bestimmt. Da

das Verfahren ebenfalls auf der Dampfreformierung beruht ähneln sich auch die zu betrachtenden Kostenbestandteile. So kommt es auch bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff zu Erdgaskosten, Stromkosten, Wasserkosten und Emissionskosten. Da ein Großteil des entstehenden Kohlenstoffdioxids abgeschieden wird, sind die Emissionskosten deutlich geringer. Das abgeschiedene Kohlenstoffdioxid muss jedoch eingespeichert transportiert und eingespeichert werden. Dadurch entstehen ebenfalls Kosten. Die folgende Tabelle fasst die für die Betrachtung relevanten Parameter zusammen.

Tabelle 23: Parameter Grenzkosten - Blauer Wasserstoff

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Nutzungsgrad DR	-	0,683	[48] [103] [106]
Erdgasbedarf	[MWh _{CH4} /MWh _{H2}]	1,463	
Entstehendes Kohlenstoffdioxid	[t _{CO2} /MWh _{H2}]	0,289	
Abscheidungsquote	-	0,9	[39] [105] [106]
Einzuspeicherndes Kohlenstoffdioxid	[t _{CO2} /MWh _{H2}]	0,260	
Emittiertes Kohlenstoffdioxid	[t _{CO2} /MWh _{H2}]	0,029	
Wasserbedarf	[t _{H2O} /MWh _{H2}]	0,135	
Grenzkosten CO ₂ -Einspeicherung	[€/t _{CO2}]	35,4	[103] [39] [106]
Strombedarf	[MWh _{el} /MWh _{H2}]	0,059	[48]

Im Gegensatz zur reinen Dampfreformierung ist der Nutzungsgrad hier etwas geringer. Das ist auf die Kohlenstoffdioxidabscheidung zurückzuführen. Durch den zusätzlichen Energiebedarf sinkt der Nutzungsgrad. Die weitere Berechnung erfolgte auf Grundlage der Reaktionsgleichungen der Dampfreformierung und der Verbrennung von Methan sowie der Stoffeigenschaften der beteiligten Stoffe. Es wurde die Annahme getroffen, dass 90% des entstehenden Kohlenstoffdioxids abgeschieden werden können. Auf diese Weise konnten der Wasserbedarf, der Erdgasbedarf, die einzuspeichernde Menge Kohlenstoffdioxid und die emittierte Menge Kohlenstoffdioxid pro Megawattstunde Wasserstoff bestimmt werden. Der Strombedarf ist ein Literaturwert.

Auch hier ist aufgrund der hohen Technologiereife nicht mit einer Weiterentwicklung zu rechnen. Um aufbauend auf den bestimmten Werten die Grenzkosten zu berechnen, wurden der Strombedarf, der Erdgasbedarf und die Menge emittierten Kohlenstoffdioxids mit den durch Volue prognostizierten Preisen bis 2050 verrechnet. Für den Wasserpreis wurde auch hier mit 2 €/m³ gerechnet [48]. Für das einzuspeichernde Kohlenstoffdioxid wurden Kosten in Höhe von 35,4 €/ t_{CO2} angenommen [103] [39] [106]. Dieser Wert ist das arithmetische Mittel verschiedener Literaturwerte.

Die Grenzkosten, die sich bis zum Jahr 2050 unter dem Wetterszenario 2009 ergeben, sind in der folgenden Grafik dargestellt. Auf einen Vergleich zu dem Wetterszenario 2007 wird aufgrund der großen Ähnlichkeit auch hier verzichtet. Zudem ist erkennbar, wie sich

die Kosten auf die einzelnen Kostenbestandteile verteilen.

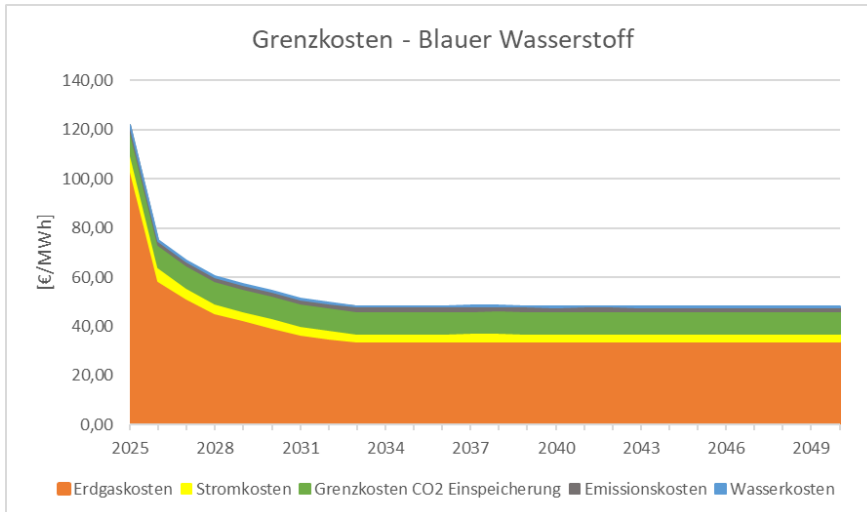


Abbildung 50: Grenzkosten - Blauer Wasserstoff

Auch bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff werden die Grenzkosten primär durch die Erdgaskosten beeinflusst. Daher ist die erwartete Kostenentwicklung in den kommenden Jahren hier ebenfalls stark fallend. Im Jahr 2025 liegen die prognostizierten Grenzkosten für blauen Wasserstoff noch bei 122,02 €/MWh_{H₂}, im Jahr 2026 hingegen nur noch bei 74,93 €/MWh. Ab dem Jahr 2033 liegen die Grenzkosten konstant bei etwa 48 €/MWh_{H₂} und damit knapp unter den Grenzkosten von grauem Wasserstoff. Gegenüber der Betrachtung von grauem Wasserstoff kommt es hier nur zu deutlich geringeren Kohlenstoffdioxidemissionen. Die Emissionskosten haben daher keinen relevanten Einfluss. Hier ist der zweitgrößte Kostenbestandteil hingegen die Einspeicherung des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids. Einen geringeren Einfluss haben die Stromkosten. Die Wasserkosten sind auch hier kaum relevant.

Nun sollen aufbauend auf den Grenzkosten die Vollkosten der Erzeugung von blauem Wasserstoff bestimmt werden. Hierfür müssen die Investitionskosten und die Wartungs- und Instandhaltungskosten bestimmt werden. Die Investitionskosten werden über den Annuitätenfaktor auf die einzelnen Lebensjahre der Anlage umgelegt und auf die in dem entsprechenden Jahr erzeugte Menge Wasserstoff bezogen. Auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden auf die Erzeugung einer Megawattstunde Wasserstoff heruntergerechnet. Die folgende Tabelle fasst die verwendeten Werte zusammen.

Tabelle 24: Wirtschaftlichkeitsparameter - Blauer Wasserstoff

Wirtschaftlichkeitsparameter	Einheit	Wert	Quelle
Annuitätenfaktor	[1/a]	0,102	
Lebensdauer	[a]	20	[48]
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	8000	[48]
Investitionskosten	[€/kW _{H2}]	897,86	[48] [106] [112]
Kosten W&I	[% _{Invest} /a]	2%	
Teuerung Investition	[%]	1%	
Teuerung W&I	[%]	2%	

Die spezifischen Investitionskosten liegen bei 897,86 €/kW_{H2}, was sich als arithmetisches Mittel aus verschiedenen Literaturwerten ergibt. Für die Wartungs- & Instandhaltungskosten werden 2% der Investitionskosten veranschlagt. Für die Investitionskosten wurde eine Teuerung von 1 % pro Jahr und für die Wartungs- & Instandhaltungskosten von 2 % pro Jahr angenommen. Auf Grundlage dieser Werte wurden die Vollkosten ermittelt. Diese sind in der folgenden Grafik gemeinsam mit den Grenzkosten zusammengefasst. Zudem wurden die erzeugbaren Wasserstoffmengen gegenübergestellt.

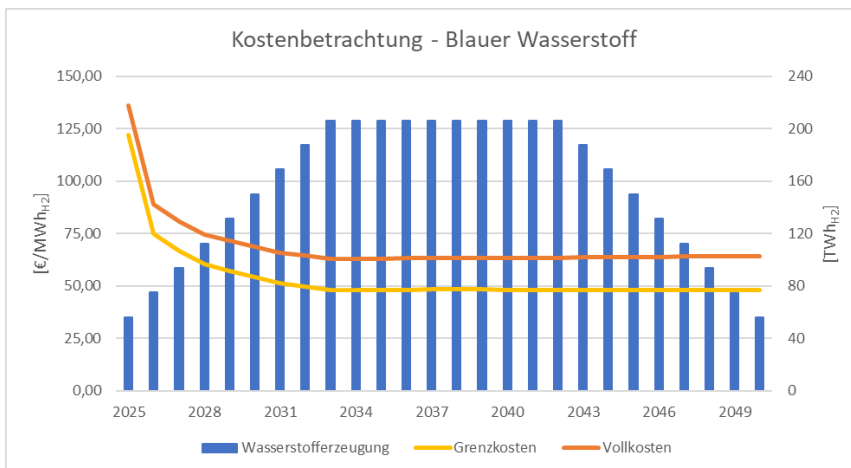


Abbildung 51: Kostenbetrachtung - Blauer Wasserstoff

Erkennbar ist hier die im Vergleich zur reinen Dampferformierung deutlich größere Differenz zwischen Grenzkosten und Vollkosten. Dies ist dadurch begründet, dass die spezifischen Investitionskosten deutlich höher sind. Es muss also eine größere Investition getätigt werden, die auf die Wasserstoffherzeugung umgelegt wird. Relativ zu den gesamten Vollkosten ist die Differenz zwischen Vollkosten und Grenzkosten jedoch gering.

Das bedeutet, dass die Investitionskosten und die Wartungs- & Instandhaltungskosten einen eher geringen Einfluss haben. Das liegt insbesondere an den hohen Vollbenutzungsstunden und der dementsprechend großen Mengen Wasserstoff, die pro Kilowatt installierter Leistung erzeugt werden können. Haupttreiber für die Vollkosten bleiben somit die Bezugskosten des Erdgases. Aufgrund des starken Einflusses ähnelt die Entwicklung der Vollkosten der Entwicklung der Grenzkosten. Die Vollkosten liegen im Jahr 2025 voraussichtlich bei 135,90 €/MWh_{H2} und sinken dann stark ab bis auf 62,97 €/MWh_{H2} im Jahr 2033. In den folgenden Jahren kommt es dann zu einem leichten Anstieg bedingt durch die Teuerung der Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungskosten bis auf 64,34 €/MWh_{H2} im Jahr 2050.

9.3 Türkiser Wasserstoff

Zur Bestimmung der Grenzkosten des türkisen Wasserstoffs, müssen die einzelnen Kostenbestandteile ermittelt und quantifiziert werden. Aus der Reaktionsgleichung der Methanpyrolyse geht hervor, dass nur Methan bzw. Erdgas benötigt wird, um türkisen Wasserstoff zu erzeugen. Zum Betrieb der Anlagen wird außerdem Strom benötigt. Des Weiteren fällt bei der Reaktion fester Kohlenstoff an, welcher entweder wiederverkauft werden kann oder deponiert werden muss. Da jedoch unklar ist mit welcher Reinheit der feste Kohlenstoff bereitgestellt werden kann und in welchem Umfang dieser benötigt wird, werden diese Einnahmen und Kosten nicht betrachtet.

Um die genannten Kosten nun zu quantifizieren, werden die in folgender Tabelle aufgeführten Parameter genutzt.

Tabelle 25: Parameter Grenzkosten - Türkiser Wasserstoff

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Nutzungsgrad		0,540	[48]
Erdgasbedarf gesamt	[MWh _{CH4} /MWh _{H2}]	1,660	
Entstehender Kohlenstoff	[t _C /MWh _{H2}]	0,089	
Strombedarf	[MWh _{el} /MWh _{H2}]	0,290	[48]

Der Nutzungsgrad der Erdgaspyrolyse ist deutlich geringer als die Werte des grauen oder blauen Wasserstoffs. Grund dafür ist, dass neben Wasserstoff auch Kohlenstoff produziert wird und somit ein Nebenproduktstrom mit hohem Heizwert entsteht, welcher nicht mit im energetischen Ausnutzungsgrad berücksichtigt wird [48]. Auf Basis dieses Nutzungsgrades, der Reaktionsgleichung und der Stoffeigenschaften wurden der Erdgasbedarf, der entstehende Kohlenstoff und der Strombedarf pro Megawattstunde Wasserstoff berechnet.

Zur Berechnung der Grenzkosten bis zum Jahr 2050 wurden die Bedarfe mit den durch Volue bereitgestellten Prognosen der durchschnittlichen Jahrespreise für Strom und Erdgas verrechnet. Leiblein et al. (2020) [48] beschreibt, dass durch die Vermarktung des produzierten Kohlenstoffs Erlöse erzielt werden können, sofern die benötigten Kohlenstoffqualitäten erreicht werden. Bei der großtechnischen Umsetzung der Methanpyrolyse wird von einem Überangebot an Kohlenstoff ausgegangen, was Kosten für die anteilige Deponierung des Kohlenstoffs mit sich bringt. Aus diesem Grund wurden diese Erlöse und Kosten nicht in den Berechnungen berücksichtigt. Diese Annahme wurde für die Kostenbetrachtung von türkischem Wasserstoff in dieser Forschungsarbeit übernommen. Die folgende Abbildung zeigt, wie sich die Grenzkosten zukünftig entwickeln werden und wie sich die Grenzkosten auf die einzelnen Kostenbestandteile aufteilen. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen dem Wetterszenario 2009. Da die Ergebnisse des Wetterszenarios 2007 auch in diesem Fall nur minimal abweichen, wird erneut keine getrennte Betrachtung durchgeführt.

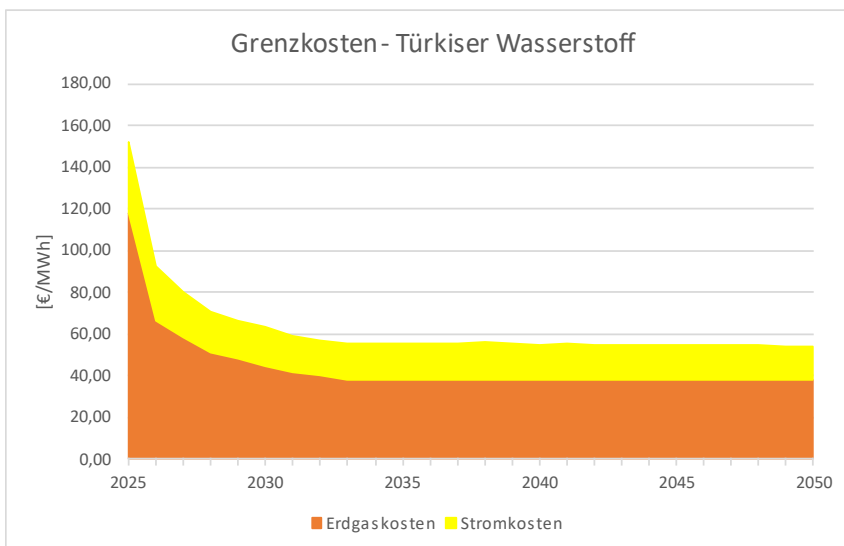


Abbildung 52: Grenzkosten - Türkiser Wasserstoff

In der Abbildung ist festzustellen, dass die Grenzkosten in den kommenden Jahren voraussichtlich stark sinken werden. Diese liegen im Jahr 2025 noch bei 152,54 €/MWh, fallen bis zum Jahr 2026 bereits auf 92,56 €/MWh ab. In den darauffolgenden Jahren bis 2033 sinken die Kosten dann weniger stark bis auf 55,28 €/MWh und bleiben dann konstant auf einem Niveau von rund 55 €/MWh. Es ist außerdem festzustellen, dass die

Kommentiert [KL1]: Was ist mit den Kosten / Erlösen für den Kohlenstoff?

Erdgaskosten den Hauptbestandteil der Grenzkosten darstellen und somit auch die Abnahme der Grenzkosten überwiegend auf die Entwicklung des Erdgaspreises zurückzuführen ist.

Auf Basis der Grenzkosten werden anschließend die Vollkosten der Erdgaspyrolyse berechnet. Dazu müssen die Investitionskosten sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten bestimmt werden. Die Investitionskosten werden dafür mit dem Annuitätenfaktor, den erwarteten Lebensdauern der Anlagen und der erzeugten Menge Wasserstoff im jeweiligen Jahr verrechnet. Anschließend werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten ebenfalls auf die Produktion einer Megawattstunde Wasserstoff heruntergerechnet. In folgender Tabelle sind die Wirtschaftlichkeitsparameter zur Berechnung der Vollkosten aufgeführt.

Tabelle 26: Wirtschaftlichkeitsparameter - Türkiser Wasserstoff

Wirtschaftlichkeitsparameter	Einheit	Wert	Quelle
Annuitätenfaktor	[1/a]	0,102	
Lebensdauer	[a]	20	[48]
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	8.000	[48] [112]
Investitionskosten	[€/kW _{H2}]	958,26	[48] [32]
Kosten W&I	[% _{invest} /a]	2%	
Teuerung Investition	[%]	1%	
Teuerung W&I	[%]	2%	

Die spezifischen Investitionskosten liegen bei 958,26 €/kW_{H2}. Für die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden pro Jahr 2% der Investitionskosten angenommen. Es wird zudem von einer Teuerungsrate der Investitionskosten von 1% und einer Teuerungsrate der Wartungs- und Instandhaltungskosten von 2% ausgegangen. Anhand dieser Werte wurden die Vollkosten berechnet. Diese sind zusammen mit der erzeugten Menge Wasserstoff und den Grenzkosten in folgender Abbildung dargestellt.

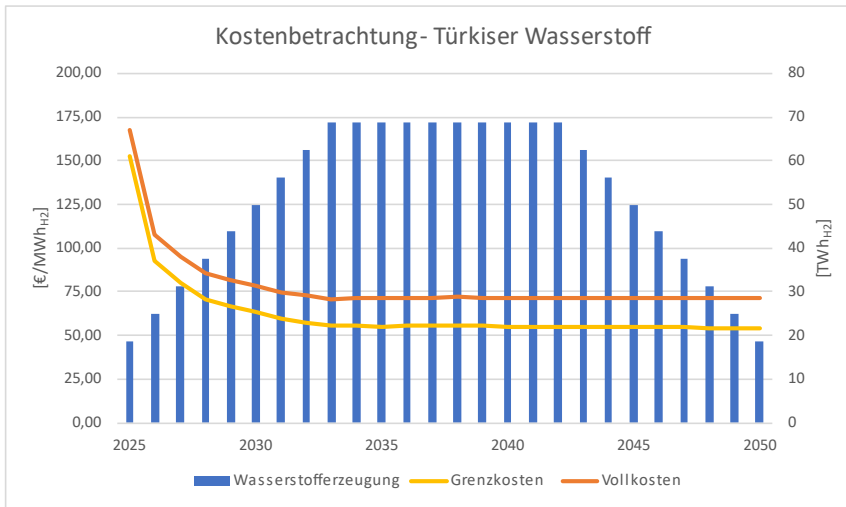


Abbildung 53: Kostenbetrachtung - Türkiser Wasserstoff

In der Abbildung ist zu erkennen, dass die Differenz zwischen Vollkosten und Grenzkosten maximal ca. 15 €/MWh_{H2} beträgt. Im Vergleich zu den gesamten Vollkosten ist diese Differenz recht gering, zusätzliche Kosten für Investition, Wartung und Instandhaltung haben somit eher einen geringen Einfluss auf die Vollkosten. Grund dafür sind die hohen Vollbenutzungsstunden der Pyrolyse sowie die hohen Mengen an Wasserstoff die pro installierter Leistung erzeugt werden können. Hauptbestandteil und größter Treiber der Kostenentwicklung scheint somit weiterhin das Erdgas zu sein. Dementsprechend ist die Entwicklung der Vollkosten ähnlich zur Entwicklung der Grenzkosten. Im Jahr 2025 liegen die Vollkosten von türkischem Wasserstoff noch bei 167,36 €/MWh_{H2}, fallen im nächsten Jahr jedoch schon auf 107,48 €/MWh_{H2}. Bis zum Jahr 2033 sinken die Vollkosten weniger stark ab auf 71,03 €/MWh_{H2}. Auf diesem Niveau bleiben die Kosten bis zum Jahr 2050, wo sich die Vollkosten auf 71,65 €/MWh_{H2} belaufen.

9.4 Pinker Wasserstoff

Für den pinken Wasserstoff wurde im Rahmen des Forschungsprojektes keine Kostenbetrachtung durchgeführt. Grund dafür ist, dass keine zusätzlichen, eigens zur Produktion von pinken Wasserstoff benötigten Elektrolyseure installiert werden, sondern stattdessen bereits installierte Elektrolyseurkapazitäten weitergenutzt werden.

9.5 Grüner Wasserstoff

Für die Kostenbetrachtung des grünen Wasserstoffes sollen die Erzeugungsländer Deutschland, Frankreich und Spanien im nachfolgenden Abschnitt einzeln betrachtet werden. Gleichbleibend zu den vorrangend beschriebenen Verfahren werden dabei die Grenz- und Vollkosten ermittelt. Die Kostenbestimmung soll dabei mit den Grenzkosten beginnen.

Für die Bestimmung der Grenzkosten im Bereich des grünen Wasserstoffs müssen die Kostenbestandteile Wasser- und Stromkosten berücksichtigt werden. Zudem finden sich in den Ländern Frankreich und Spanien die Kosten für den Transport des Wasserstoffes von den Erzeugungsländern nach Deutschland durch dafür eigens errichtete Pipelines. Die für die H₂ - Produktion notwendigen Rohstoffe wurden der Reaktionsgleichung für die Wasserelektrolyse entnommen. Die entsprechenden Parameter zur Bestimmung der Wasserkosten können der unten angeführten Tabelle entnommen werden.

Tabelle 27: Parameter Grenzkosten - Grüner Wasserstoff

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Wasserpreis	[€/m ³]	2	[48]
Wasserbedarf	[m ³ /MWh]	0,269	

Die sich ergebenden Wasserkosten in Höhe von 0,54 €/MWh_{H₂} konnten durch den mithilfe der Reaktionsgleichung bestimmten Wasserbedarf je MWh_{H₂} und einem mittleren Wasserpreis von 2 €/m³ [48] berechnet werden. Zur Vereinfachung der Berechnung und aufgrund des geringen Einflusses der Wasserkosten auf die Gesamthöhe der Grenzkosten wurde davon abgesehen, die Wasserkosten differenziert je Erzeugungsland zu berechnen.

Da sich der Wirkungsgrad der Elektrolyseure im Lauf der Jahre verändert, ist auch der Strombedarf der Elektrolyseure nicht gleichbleibend. Der genaue Verlauf der Wirkungsgrade kann dem Kapitel 8.5 „Ausbauszenario Grüner Wasserstoff“ entnommen werden. Aus dieser Entwicklung ergibt sich die nachfolgende Abbildung des Strombedarfes der Elektrolyseure, der sich technologiebedingt nicht zwischen den Erzeugungsländern ändert.

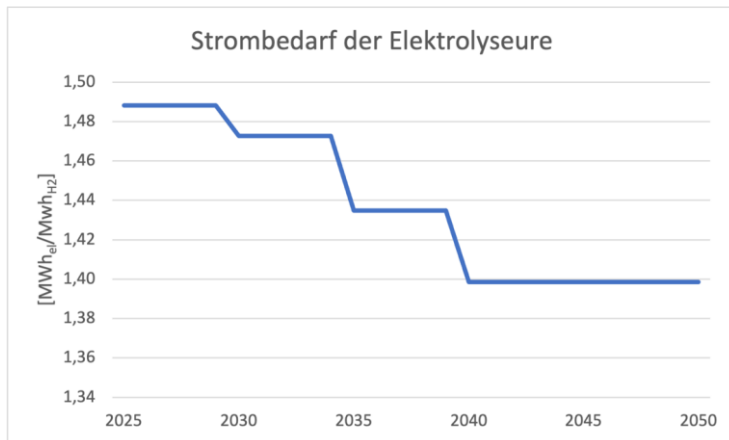


Abbildung 54: Strombedarf der Elektrolyseure abhängig der Veränderungen des Wirkungsgrades über den Betrachtungszeitraum

Der Abbildung 54 ist zu entnehmen, dass sich der Strombedarf für die Elektrolyseure über den Betrachtungszeitraum stark reduziert. Dies kann wie bereits erwähnt, zum einen auf die Weiterentwicklung der bestehenden Verfahren und zum anderen durch Einführung von neuen Technologien zurückgeführt werden. Im nächsten Schritt soll es zur Bestimmung der Grenzkosten für die einzelnen Erzeugungsländer kommen.

Deutschland

Zu den bereits bestimmten Wasserkosten in Höhe von 0,54 €/MWh_{H₂} kommen die Stromkosten zur Erzeugung des H₂ in Deutschland hinzu. Hierfür wurde der ermittelte Strombedarf mit den durch Volue bereitgestellten Prognosen der durchschnittlichen Jahrespreise für Strom in Deutschland verrechnet. Die folgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung der Grenzkosten für grünen Wasserstoff in Deutschland und die zukünftige Entwicklung der Kosten über den Betrachtungszeitraum hinweg.

Die dargestellten Ergebnisse entsprechen wie bei den zuvor betrachteten Verfahren dem Wetterszenario 2009. Da der Verlauf des Wetterszenarios 2007 auch im Fall von grünem Wasserstoff aus Deutschland nur minimal abweicht, soll keine erneute Betrachtung für dieses durchgeführt werden. Die sich einstellenden Grenzkosten für das Wetterszenario 2007 können der Erläuterung der Abbildung im Folgenden entnommen werden.

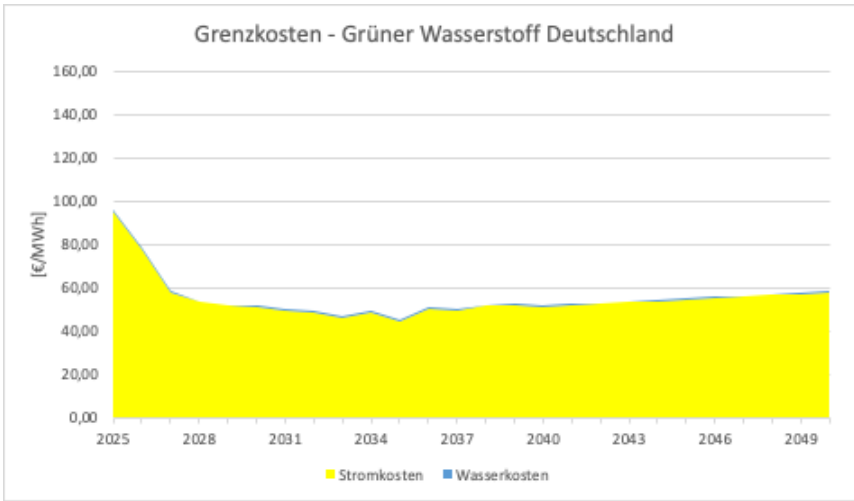


Abbildung 55: Grenzkosten - Grüner Wasserstoff in Deutschland (Wetterszenario 2009)

Die grafische Darstellung der Grenzkosten für grünen Wasserstoff in Deutschland zeigt zunächst eine starke Reduktion der Preise in den ersten Jahren. Im Anschluss steigen diese zwar wieder bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes geringfügig auf 58,41 €/MWh_{H₂} an, erreichen jedoch dennoch bei weitem nicht den anfänglichen Preis von 95,91 €/MWh_{H₂}. Diese Entwicklung ist vor allem den Strompreisen geschuldet. Deren Verlauf ergibt sich beispielsweise aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage aber auch durch andere Einflüsse, die Volue zu der Bestimmung der Strompreisprognosen mitberücksichtigt. Zu Beginn sind die Grenzkosten in Deutschland trotz der dazukommenden Transportkosten für spanischen und französischen grünen Wasserstoff höher als die konkurrierenden Quellen aus dem Ausland. Durch die sich über den Betrachtungszeitraum ändernden prognostizierten Strompreise kommt es aber im Verlauf der Betrachtung zu einem Wechsel. Die Erzeugung in Deutschland kann ab dem Jahr 2027 geringere Grenzkosten als die spanischen und französischen Anlagen verzeichnen, da diese zusätzlich Importkosten enthalten.

Die Grenzkosten für das Wetterszenario 2007 in Deutschland belaufen sich zum Startpunkt 2025 auf 94,48 €/MWh_{H₂} und sinken bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2050 auf 61,52 €/MWh_{H₂}. Die Kostenunterschiede sind insbesondere auf die sich verändernden Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure in Deutschland zwischen den ausgewählten Wetterszenarien zurückzuführen. Durch günstige Wetterbedingungen im Wetterszenario 2007 lassen sich hier höhere Vollbenutzungsstunden für die Elektrolyseure erzielen. Abgesehen von der sich einstellenden Höhe gleichen sich die charakteristischen Verläufe der Grenzkosten - Graphen der Wetterszenarien 2007 und 2009 für

Deutschland.

Frankreich

Zusätzlich zu den einheitlich bestimmten Wasserkosten und den Stromkosten, die mithilfe des gleichen Vorgehens zu den deutschen Grenzkosten unter Berücksichtigung der von Volue zur Verfügung gestellten prognostizierten jährlichen Stromkosten für Frankreich bestimmt werden konnten, müssen für die Grenzkostenbetrachtung in Frankreich auch die Kosten für den Transport nach Deutschland berücksichtigt werden. Bei diesen Kosten handelt es sich um Vollkosten für den Transport. Die entsprechenden Parameter können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 28: Parameter für die Transportkosten von grünem Wasserstoff aus Frankreich

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Spezifische Transportkosten	[€/kg je 1000 km]	0,160	[113] [114]
Distanz Deutschland Frankreich	km	600,00	[115]

Die angeführten spezifischen Transportkosten in Höhe von 0,16 €/kg je 1000 km beinhalten sowohl die Errichtung als auch den Betrieb der für den Transport benötigten, noch nicht verfügbaren Pipeline. Für die Nutzung müsste diese jedoch erst errichtet werden. Zum Teil könnten in diesem Fall auch bestehende Pipelines in Frankreich und Deutschland genutzt werden. Genauere Informationen können dem Kapitel 5 „Wasserstoffspeicherung und Verteilnetze“ entnommen werden. Neben den spezifischen Transportkosten wird zur Ermittlung der Transportkosten auch die mittlere Entfernung zwischen Deutschland und Frankreich benötigt. Zu diesem Zweck wurde nach Vorlage der Quelle [115] die Gemeinde Saint-Maurice-la-Souterraine in der Region Nouvelle-Aquitaine gewählt. Damit ergibt sich eine durchschnittliche Distanz zwischen Deutschland und Frankreich von 600,00 km. Aus den unterschiedlichen Bestandteilen lassen sich die Transportkosten für grünen Wasserstoff aus Frankreich in Höhe von 2,88 €/MWh_{H₂} berechnen.

Daraus lässt sich die nachfolgende Abbildung mit der Zusammensetzung der Grenzkosten für grünen Wasserstoff in Frankreich entwickeln. Zudem ist der Grafik die zukünftige Entwicklung der Kosten über den Betrachtungszeitraum hinweg zu entnehmen. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen wie auch bei der deutschen Betrachtung dem Wetterszenario 2009. Da sich der Verlauf des Wetterszenarios 2007 nur minimal ändert, wird keine erneute Betrachtung für dieses durchgeführt. Die sich einstellenden Grenzkosten für das Wetterszenario 2007 können der Erläuterung der Abbildung im Folgenden entnommen werden.

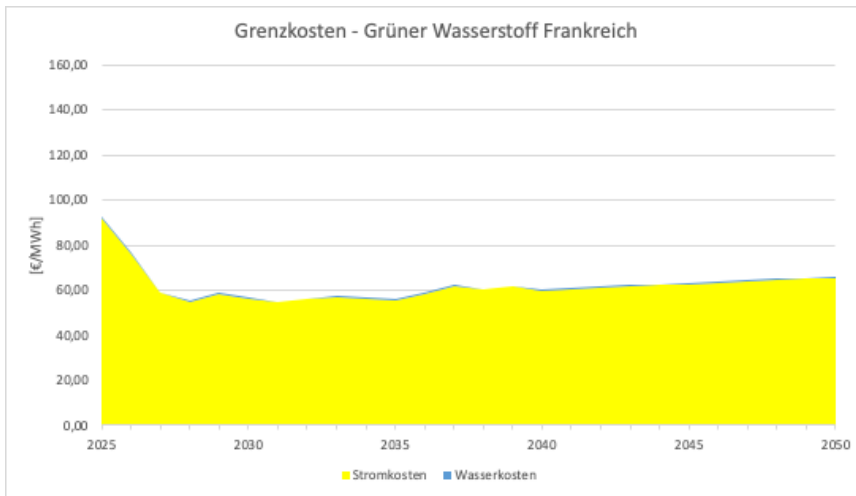


Abbildung 56: Grenzkosten - Grüner Wasserstoff in Frankreich (Wetterszenario 2009)

In der Abbildung ist ein ähnlicher Verlauf zu den Grenzkosten für die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland zu erkennen. Auch hier wird der charakteristische Verlauf durch die prognostizierten Strompreise bedingt. Zudem ähnelt auch die Verteilung der Teilkosten denen der deutschen Anlagen. Jedoch fallen die Grenzkosten für grünen Wasserstoff in Frankreich zu fast jedem Zeitpunkt teurer aus als in Deutschland. Zum Anfang belaufen sich diese auf 95,32 €/MWh_{H₂} und fallen über den Betrachtungszeitraum hinweg bis zum Ende hin auf 68,87 €/MWh_{H₂}. Einer der Ursachen für die teureren Grenzkosten sind die erforderlichen Transportkosten für den Import nach Deutschland. Diese führen zwar zu einer Teuerung gegenüber deutschen Erzeugern, fallen aber aufgrund der geringeren Distanz zum Abnahmeort kleiner als die Transportkosten für spanische Anlagen aus.

Die Grenzkosten für das Wetterszenario 2007 entwickeln sich von Startwert 2025 in Höhe von 90,37 €/MWh_{H₂} auf 76,34 €/MWh_{H₂} am Ende des Betrachtungszeitraumes 2050. Die Kostenunterschiede sind insbesondere auf die sich verändernden Vollbenutzungsstunden für die Elektrolyseure in Frankreich zwischen den ausgewählten Wetterszenarien zurückzuführen. Abgesehen von der sich einstellenden Höhe gleichen sich auch für Frankreich die charakteristischen Verläufe der Grenzkosten - Graphen für die Wetterszenarien.

Spanien

In Spanien können die Grenzkosten zu den zuvor beschriebenen Mustern aus den Bestandteilen von Wasserkosten, Stromkosten und Transportkosten errechnet werden. Dabei soll im Bereich der Stromkosten auf die durch Volue bereitgestellten Prognosen der durchschnittlichen Jahrespreise für Strom in Spanien zurückgegriffen werden. Die Berechnung der Transportkosten erfolgt ähnlich den französischen Kosten. Jedoch ändert sich ein Teil der Parameter für die Bestimmung der entstehenden Transportkosten in Spanien. Die Veränderungen der Parameter können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 29: Parameter für die Transportkosten von grünem Wasserstoff aus Spanien

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Spezifische Transportkosten	[€/kg je 1000 km]	0,160	[113] [114]
Distanz Deutschland Spanien	km	1400,00	[115]

Die spezifischen Transportkosten nach den Quellen ändern sich in der Kostenbetrachtung für den Transport des spanischen Wasserstoffes nicht. Dem gegenüber steigt die mittlere Distanz zwischen Deutschland und Spanien geografisch bedingt auf eine Entfernung von 1400 km und ist damit deutlich höher als die mittlere Entfernung zwischen Frankreich und Deutschland. Als Referenzpunkt wurde in diesem Fall Madrid gewählt. Somit ergeben sich Transportkosten für den Import von grünem Wasserstoff aus Spanien in Höhe von 6,72 €/MWh_{H2}.

Hieraus lässt sich die nachfolgende Abbildung mit der Zusammensetzung der Grenzkosten für grünen Wasserstoff in Spanien erstellen. Zudem kann der Grafik die zukünftige Entwicklung der Kosten über den Betrachtungszeitraum hinweg entnommen werden. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen wie auch bei der deutschen und französischen Betrachtung der Grenzkosten des Wetterszenarios 2009. Da der Verlauf des Wetterszenarios 2007 nur minimal abweicht, wird von einer erneuten Betrachtung der Grenzkosten über den Betrachtungszeitraums abgesehen. Die sich einstellenden Grenzkosten für das Wetterszenario 2007 können zum Vergleich der Grafikbeschreibung entnommen werden.

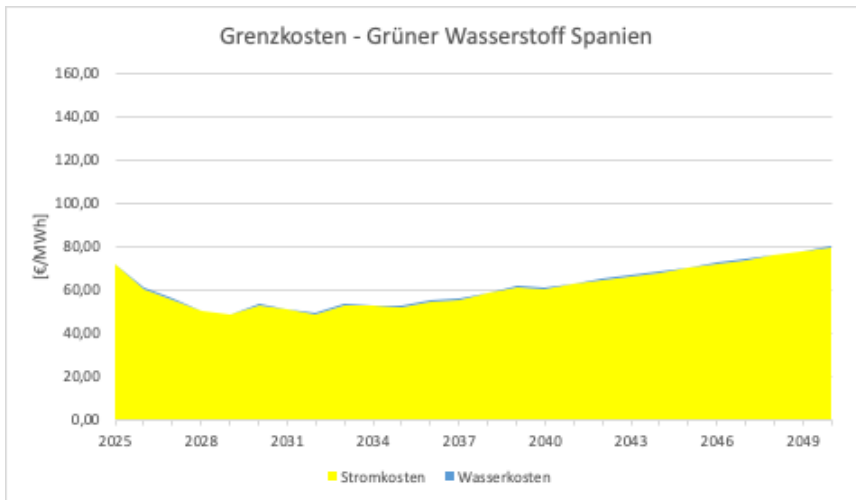


Abbildung 57: Grenzkosten - Grüner Wasserstoff in Spanien (Wetterszenario 2009)

Der Grafik ist zu entnehmen, dass auch der Verlauf und die Zusammensetzung der Grenzkosten in Spanien dem der beiden zuvor betrachteten Länder entspricht. Jedoch ist anzumerken, dass in diesem Fall die Grenzkosten in Höhe von 76,12 €/MWh_{H₂} zu Beginn deutlich niedriger sind als zum Vergleich der Kosten in Deutschland oder Frankreich. Dies könnte auf die Tatsache zurückzuführen sein, dass in Spanien aufgrund der fehlenden großen Anzahl an Schwerindustrie die Kosten für Strom nicht so hoch ausfallen wie im Vergleich zu den anderen zwei Ländern. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes belaufen sich die Grenzkosten für den spanischen grünen Wasserstoff auf die höchsten aller drei mit einem Wert von 86,60 €/MWh_{H₂}. Dies ist vor allem den höheren Transportkosten geschuldet.

Die Grenzkosten für das Wetterszenario 2007 ändern sich vom Startwert 2025 in Höhe von 75,31 €/MWh_{H₂} auf 86,77 €/MWh_{H₂} am Ende des Betrachtungszeitraumes 2050. Die Kostenunterschiede sind insbesondere auf die sich verändernden Vollbenutzungsstunden für die Elektrolyseure zwischen den ausgewählten Wetterszenarien zurückzuführen. Abgesehen von der sich einstellenden Höhe gleichen sich die charakteristischen Verläufe der Graphen der Grenzkosten für die Wetterszenarien.

Aufbauend auf die Betrachtung der Grenzkosten sollen für die Länder nachfolgend die Vollkosten ermittelt werden. Das entsprechende Vorgehen gleicht den zuvor beschriebenen Verfahren mit Ausnahme bestimmter Unterschiede. Für die Bestimmung müssen

neben den Grenzkosten auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die Investitionskosten berücksichtigt werden. Um eine jährliche Investitionssumme zu erhalten, werden die Investitionen mithilfe eines Annuitätenfaktors auf die Lebensdauer umgelegt. Im Anschluss daran können sowohl die sich ergebenden jährlichen Investitionskosten als auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten durch die Verrechnung mit der im Land produzierten H_2 -Menge die Vollkosten für eine MWh_{H_2} bestimmt werden. Für diesen Schritt müssen zunächst die in den Ländern produzierten Mengen an grünem Wasserstoff ermittelt werden. Dies erfolgt mit Hilfe des entwickelten Ausbauszenarios und den prognostizierten Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure, die für die Arbeit durch das Unternehmen Volue zur Verfügung gestellt wurden. Die genauen Verläufe der erzeugten Mengen werden durch die angefügten Abbildungen je Land graphisch dargestellt. Die für die Berechnung erforderlichen Parameter können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 30: Wirtschaftlichkeitsparameter - Grüner Wasserstoff

Wirtschaftlichkeitsparameter	Einheit	Wert	Quelle
Annuitätenfaktor	[€/a]	0,102	
Lebensdauer	[a]	20	[48]
Kosten W&I	[€/a]	2%	
Teuerung W&I	[%]	2%	

Da im Bereich der Elektrolyseure mit einem sich weiterentwickelndem Markt, steigender Effizienz der Anlagen und dem Einsatz von neuen Technologien zu rechnen ist, sind auch die spezifischen Investitionskosten im Gegenzug zu den vorher erläuterten Verfahren nicht konstant. Die mittleren Investitionskosten für Elektrolyseure sollen nach der Quelle „Raod Map Power to Gas“ von 1.281,25 €/kW_{el} im Jahr 2025 auf 500,00 €/kW_{el} im Jahr 2050 abfallen. Damit lässt sich die folgende Grafik zur Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure über den Betrachtungszeitraum entwickeln.

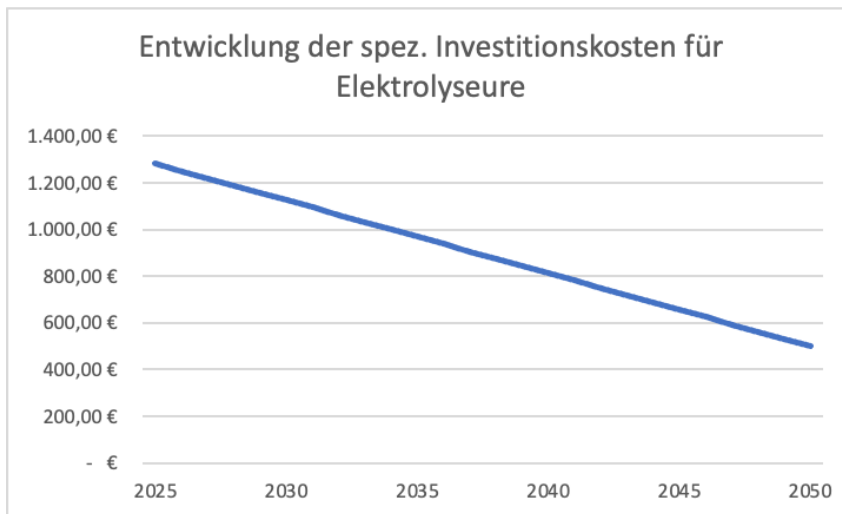


Abbildung 58: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure

Für die Wartungs- & Instandhaltungskosten werden ähnlich zu den anderen Verfahren 2% der Investitionskosten veranschlagt. Zudem wurde eine Teuerung von 1 % pro Jahr für diese angenommen. Auf Grundlage der beschriebenen Vorgehensweise und den angeführten Parametern wurden die Vollkosten ermittelt. Diese sind in der folgenden Grafik gemeinsam mit den Grenzkosten und den Erzeugungsmengen für H₂ je Betrachtungsland zusammengefasst.

Deutschland

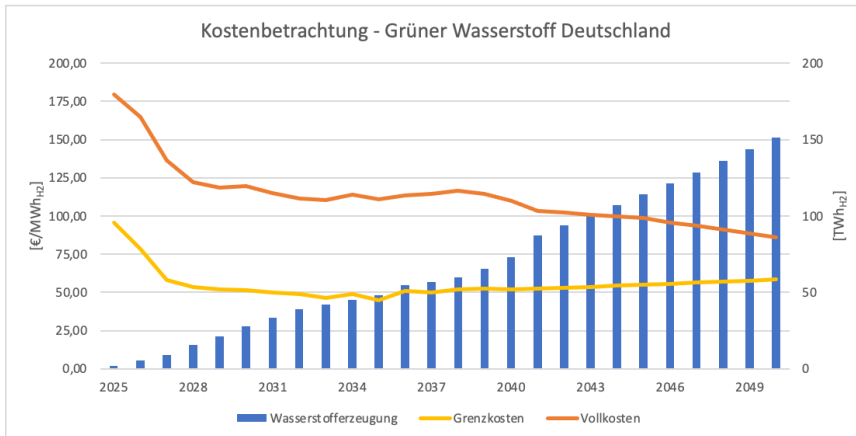


Abbildung 59: Kostenbetrachtung -Grüner Wasserstoff Deutschland (Wetterszenario 2009)

Aus der Grafik ist zu entnehmen, dass die Erzeugung des H₂ in Deutschland stark wächst. Sie steigert sich von anfänglich unter einer TWh auf ca.150 TWh zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2050. Zudem ist eine im Verhältnis zu den anderen Verfahren größere Differenz zwischen Grenzkosten und Vollkosten zu erkennen. Dieser große Unterschied lässt sich durch die spezifischen Investitionskosten begründen, die im Gegensatz zu den vorangehenden Verfahren deutlich höher ausfallen. Damit kommt es folglich auch zu höheren Investitionskosten sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten, die auf die produzierte Wasserstoffmenge bezogen werden müssen.

Zu den im Vergleich erhöhten spezifischen Investitionskosten und deren Auswirkungen zeigt sich auch ein deutlicher Einfluss der Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure auf die sich am Ende einstellenden Vollkosten. Ein Grund für deren Einfluss ist die geringere Laufzeit der Elektrolyseure und damit die sich ergebenden Vollbenutzungsstunden (deutlich niedriger als die Vollbenutzungsstunden der zuvor betrachteten Verfahren). Würden die installierten Elektrolyseure besser ausgenutzt werden, könnte der Einfluss der spezifischen Investitionskosten minimiert und damit auch die Vollkosten selbst reduziert werden. Zum Ende der Betrachtung ist eine Annäherung der Voll- und Grenzkosten zu erkennen. Die Annäherung kann durch die in Abbildung 55 (Kapitel 8.5) gezeigte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure begründet werden.

Damit kommt es zur Reduktion der Vollkosten von 179,28 €/MWh_{H₂} zu Beginn der Betrachtung 2025 auf 85,81€/MWh_{H₂} im Jahr 2050. Für das Wetterszenario 2007 stellt sich eine Minderung der Vollkosten von 161,23 €/MWh_{H₂} auf 83,82 €/MWh_{H₂} ein. Auch im

Fall der Vollkosten lässt sich damit der Einfluss der höheren Vollbenutzungsstunden für die Elektrolyseure im Wetterszenario 2007 erkennen.

Frankreich

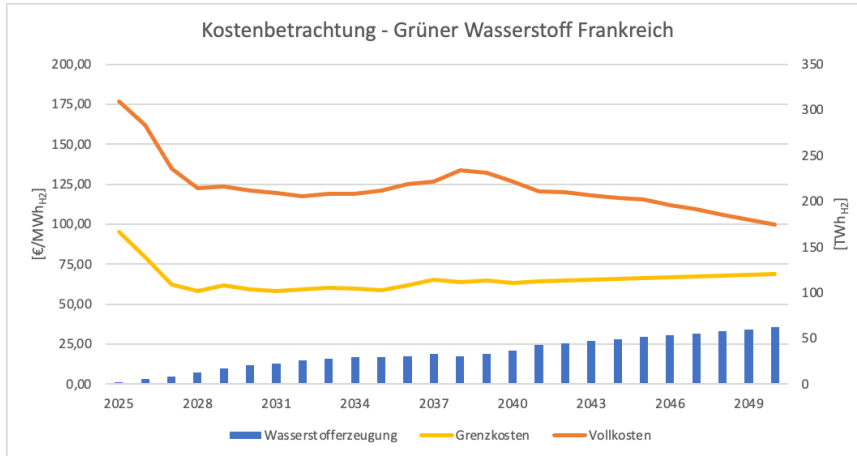


Abbildung 60: Kostenbetrachtung -Grüner Wasserstoff Frankreich (Wetterszenario 2009)

Auch der Grafik der französischen Kostenbetrachtung ist ähnlich zu der Grafik der deutschen Kostenbetrachtung eine große Differenz der Grenz- und Vollkosten zu entnehmen. Die Beschreibung des Verlaufes der deutschen Kosten kann nahezu unverändert auch auf die Veränderungen der Kosten in Frankreich über den Betrachtungszeitraum angewendet werden. Auch hier kommt es zu einer langsamen Annäherung beider Graphen bedingt durch die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der Elektrolyseure (Abbildung 55; Kapitel 8.5). Hingegen zu Deutschland steigt die Menge an produziertem H₂ in Frankreich jedoch nicht so stark. Sowohl die Entwicklung als auch die Endmenge sind deutlich niedriger. Die Erzeugungsmenge mit einer Höhe von etwa einer TWh ist zwar zu Beginn des Betrachtungszeitraumes geringfügig höher als die Erzeugungsmenge in Deutschland, allerdings ist dafür die Jahreserzeugung im Jahr 2050 mit etwa 60 TWh mit deutlichem Unterschied kleiner.

Durch die beschriebenen Entwicklungen kommt es in Frankreich zu einer Reduktion der Vollkosten von 176,67 €/MWh_{H2} zu Beginn der Betrachtung 2025 auf 99,70 €/MWh_{H2} im Jahr 2050. Für das Wetterszenario 2007 stellt sich eine Minderung der Vollkosten von 155,99 €/MWh_{H2} auf 102,54 €/MWh_{H2} ein. Den Vollkosten für grünen Wasserstoff aus Frankreich ist zu entnehmen, dass diese ein Mittelmaß der Kosten zwischen der Erzeugung in Spanien und der in Deutschland bilden. Dies ist vor allem den erforderlichen

Kosten für den Transport des Wasserstoffes nach Deutschland zuzurechnen. Die Transportkosten führen zwar zu höheren Vollkosten als die der deutschen Anlagen, können sich jedoch durch die geringere Entfernung zu dem Abnahmeort gegenüber den spanischen Erzeugern durchsetzen.

Spanien

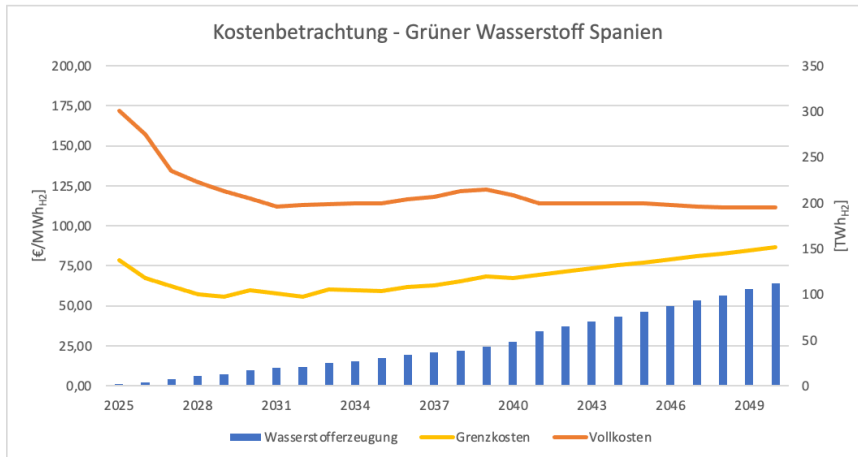


Abbildung 61: Kostenbetrachtung -Grüner Wasserstoff Spanien (Wetterszenario 2009)

Der Grafik der Kostenbetrachtung von spanischem grünem Wasserstoff kann gleichbleibend zu den Analysen der deutschen und französischen Kostenbetrachtung eine ähnliche Entwicklung der Kostengraphen zugeschrieben werden. Die H₂-Erzeugung kann sich zwar durch eine höhere Steigerung der Mengen gegenüber der französischen auszeichnen, kommt aber dennoch nicht an Anstieg und Endmenge der deutschen Erzeugung heran. Die Erzeugung Spaniens steigt von etwa einer halben TWh im ersten Jahr der Betrachtung auf ungefähr 85 TWh im Jahr 2050.

Die Vollkosten in Spanien entwickeln sich über den Betrachtungszeitraum von 171,72 €/MWh_{H₂} zu Beginn der Betrachtung 2025 auf 111,64 €/MWh_{H₂} im Jahr 2050. Für das Wetterszenario 2007 stellt sich eine Minderung der Vollkosten von 158,36 €/MWh_{H₂} auf 109,98 €/MWh_{H₂} ein. An den Vollkosten ist zu erkennen, dass der spanische grün erzeugte Wasserstoff in beiden Wetterszenarien zum Ende der Betrachtung im Jahr 2050 der teuerste aller drei grünen Wasserstoffe ist. Dies ist insbesondere den am höchsten ausfallenden Transportkosten geschuldet.

9.6 Grüner Ammoniak

In diesem Abschnitt sollen die Grenz- und Vollkosten für Wasserstoff ermittelt werden, welcher durch Importe von grünem Ammoniak bereitgestellt wird. Zunächst sollen auch bei der Untersuchung der Kosten für Wasserstoff, gewonnen aus grünem Ammoniak, die Grenzkosten bestimmt werden. Diese setzen sich ähnlich der Betrachtung der Kosten für grünen Wasserstoff aus den Teilkosten für Strom, Wasser und Transport zusammen. Zu Beginn des Herstellungsprozesses steht zunächst die Produktion von H₂ durch die Wasserelektrolyse. Folglich findet sich daher auch das in der Kostenbetrachtung für grünem Wasserstoff ausgearbeitete Vorgehen zur Ermittlung der Kosten für Strom und Wasser in der Betrachtung Ihren Platz. Die Kosten des Wassers, welches für die Reaktion benötigt wird, gleichen durch dieselben Parameter den Wasserkosten in der Grenzkostenbetrachtung des grünen Wasserstoffes. Die genaue Ermittlung der Wasserkosten in Höhe von 0,54 €/MWh_{H₂} können im Detail im Kapitel 8.5 Grüner Wasserstoff nachvollzogen werden.

Der benötigte Strom für die Herstellung des Ammoniaks ergibt sich zum einen durch den Strombedarf der Elektrolyseure und zum anderen aus dem Energiebedarf der Ammoniaksynthese und deren Hilfsprozesse. Der Strombedarf der Elektrolyseure ist technologiebedingt identisch zu den bereits in Kapitel 9.5 „Grüner Wasserstoff“ betrachteten Elektrolyseuren (Abbildung 54; Kapitel 9.5): Strombedarf der Elektrolyseure abhängig der Veränderungen des Wirkungsgrades über den Betrachtungszeitraum). Die benötigten Parameter zur Bestimmung des Energiebedarfes der Ammoniaksynthese können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 31: Energiebedarfsparameter - Ammoniaksynthese nach Haber Bosch

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Energiebedarf Kompression & Verdichtung	MWh/t _{NH₃}	1,44	[63]
Luftzerlegungseinheit	MWh _{el} /t _{NH₃}	0,33	[116]
Kompensation des fehlenden Dampfstromes	MWh _{el} /t _{NH₃}	1,19	[116]
Gesamtenergiebedarf der Ammoniaksynthese nach Haber Bosch	MWh _{el} /t _{NH₃}	2,97	
	MWh _{el} /MWh _{NH₃}	0,57	

Der Energieverbrauch einer Ammoniaksynthese-Anlage in Kombination mit einem Elektrolyseur beläuft sich nach DECHEMA [116] auf einem gesamten Energieverbrauch von 13,72 MWh_{el}/t_{NH₃} (bzw. 12,53 MWh_{el}/t_{NH₃} ohne Kompensation des fehlenden Dampfstromes). Weitere berücksichtigten Quellen wie die Energiebetrachtung der Fachquelle [117]

ergaben ebenfalls einen Energiebedarf von etwa $12 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{NH}_3}$. Die Studie des Öko-Institutes [39] trifft eine Annahme von $10 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{NH}_3}$ für Wasserstoffbereitstellung inkl. Kompression und Luftzerlegungseinheit. Jedoch wurde die benötigte Energie mithilfe des idealen Wasserstoffbedarfs für die Herstellung einer Tonne Ammoniak berechnet. Da die Kostenbestimmung für grünen Ammoniak durch einen konservativen Ansatz erfolgen soll, bezieht sich die weitere Betrachtung im Detail auf die erste angeführte Quelle der DECHEMA [116].

Die Studie setzt den Gesamtenergiebedarf der benötigten Schritte zur Herstellung des gewünschten Ammoniaks durch die Synthese nach Haber Bosch auf einen Wert von $2,97 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{NH}_3}$. Dieser ergibt sich aus der Summe der Verbräuche für die Kompression und Verdichtung, der Luftzerlegungseinheit und der Kompensation des fehlenden Dampfstromes, der durch die nicht benötigten Schritte innerhalb der Reformer wegfällt. Mithilfe der Normdichte und des Heizwertes für Ammoniak kann dieser Gesamtenergiebedarf der Ammoniaksynthese nach Haber Bosch in die benötigte Einheit umgerechnet werden. Damit ergibt sich ein Energiebedarf von $0,57 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{MWh}_{\text{NH}_3}$. Um den tatsächlichen Strombedarf für die in Deutschland benötigten Importe des Wasserstoffes über Ammoniak ermitteln zu können, muss auch der Wirkungsgrad der späteren Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff, das Cracken berücksichtigt werden. Hierfür wurde ebenfalls ein arithmetischer Mittelwert aus unterschiedlichen Literaturquellen zum Bestimmen genutzt. Der mittlere Wirkungsgrad, der in dieser Arbeit für die Cracker angewendet werden soll, beläuft sich auf 80 %. [61, 86]

Somit kann der gesamte Strombedarf aus der Summe des Elektrolyseurverbrauches und des Verbrauches der Ammoniaksynthese unter Berücksichtigung des Crackerwirkungsgrades ermittelt werden. Da auch in diesem Fall der sich ergebende Strombedarf über den Betrachtungszeitraum aufgrund von Technologie-Weiterentwicklungen im Bereich der Elektrolyseurtechnik verändert, wurde dieser in nachfolgender Abbildung graphisch dargestellt.

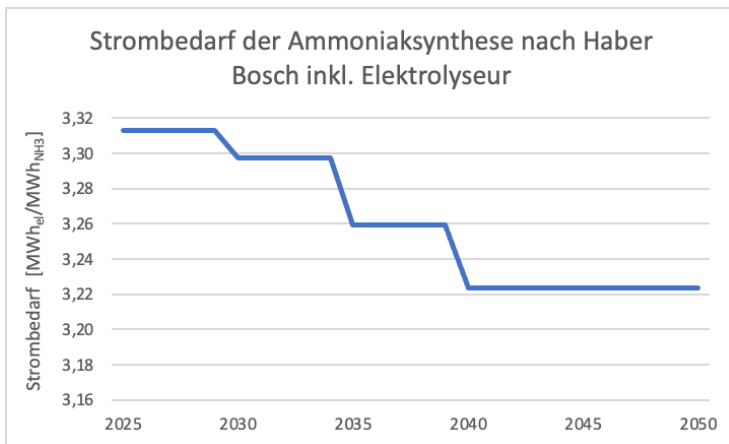


Abbildung 62: Strombedarf der Ammoniaksynthese nach Haber Bosch inkl. Elektrolyseur abhängig der Veränderungen über den Betrachtungszeitraum

Um die Stromkosten bestimmen zu können, werden neben dem Strombedarf auch die Strompreise benötigt. Für die Herstellung von grünem Ammoniak sollen hierfür die in den Erzeugungsländern/Regionen auftretenden Stromgestehungskosten der verwendeten PV-Anlagen genutzt werden. Diese wurden dem Working Paper zur Analyse des weltweiten Potenzials erneuerbarer Energien von Mitarbeitern des Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEG und Fraunhofer ISE unter Zuhilfenahme unterschiedlicher Unternehmen entnommen. [118] Die spezifischen Stromgestehungskosten wurden in dieser Untersuchung auf Grundlage von techno-ökonomischen Annahmen für die Jahre 2030 und 2050 berechnet. Zudem wurden länder-spezifische Zinssätze für die Jahre 2030 und 2050 zur Bestimmung der Kosten genutzt. Für die Nutzung der Stromgestehungskosten in dieser Arbeit wurden diese nachträglich für den Zwischenraum jährlich interpoliert, sowie von 2030 bis 2025 extrapoliert. Die Stromgestehungskosten wurden in der Quelle in zwei unterschiedlichen Szenarien angegeben. Das Worst-Case-Szenario beschreibt die obere und das Best-Case-Szenario die untere Grenze der angegebenen Gestehungskosten für das jeweilige Land/ Region. Die in dieser Arbeit genutzten Stromgestehungskosten beruhen auf der Bildung eines arithmetischen Mittelwertes beider Kosten und werden als Trendszenario bezeichnet. Diese Entscheidung wurde aufgrund eines konservativen Ansatzes zur Ermittlung der Kosten für grünen Ammoniak getroffen

Die Stromgestehungskosten des Trendszenarios für die unterschiedlichen Erzeugerländer können der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

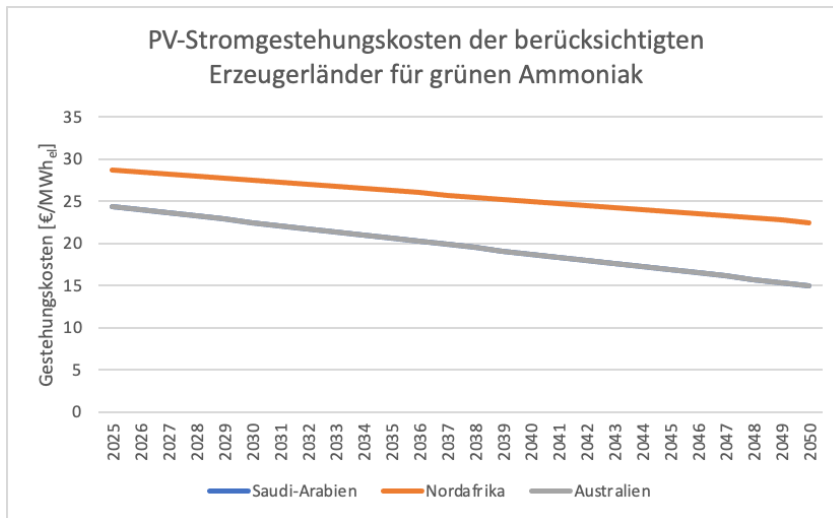


Abbildung 63: Photovoltaik Stromgestehungskosten der berücksichtigten Erzeugungsländer für grünen Ammoniak über den Betrachtungszeitraum hinweg

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass sich die Stromgestehungskosten in den Erzeugerländern für grünen Ammoniak über den Betrachtungszeitraum hinweg deutlich reduzieren. Dabei fällt insbesondere auf, dass sich die Kosten in Saudi-Arabien und Australien gleichen. Die Kurve für Saudi-Arabien wird dabei von der australischen verdeckt. Die Stromgestehungskosten entwickeln sich für die beiden Länder vom Startpunkt 2025 in Höhe von 24,38 €/MWh_{el} auf 15,00 €/MWh_{el} bis zum Jahr 2050. In der Region Nordafrika hingegen starten die Gestehungskosten in Höhe von 28,75 €/MWh_{el} und fallen bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 22,50 €/MWh_{el} ab.

Als letzter Kostenbestandteil der Grenzkosten müssen die Transportkosten der unterschiedlichen Länder berücksichtigt werden. Die hier zum Einsatz kommenden Schiffe wurden bereits in der Technologiebeschreibung „Grüner Ammoniak“ (Kapitel 5.6) beschrieben. Da bei der durchgeführten Untersuchung der bestehenden Flotte eine zunächst ausreichende Transportkapazität festgestellt wurde, handelt es sich bei den bestimmten Transportkosten um Grenzkosten. Die für die Bestimmung der Kosten relevanten Parameter können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 32: Parameter Grenzkosten - Grüner Ammoniak

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Charterpreis	€/d	120.000	[119]
Durchschnittliche Geschwindigkeit der Schiffe	Knoten	19,5	[119]
Transportkapazität der Schiffe (inkl. Crackingverluste)	m ³	330.000	[86]

Mithilfe der in der Masterarbeit Strassburg [89] bestimmten Entfernungen aller berücksichtigten Erzeugerländer zum Abnahmeort Deutschland und der durchschnittlichen Geschwindigkeit der Schiffe von 19,5 Knoten, was umgerechnet in etwa einer Geschwindigkeit von 36,11 km/h entspricht, konnte die Anzahl der Tage für die Überfahrt bestimmt werden. Mit dieser Anzahl wurde durch Verrechnung mit dem zur Zeit der Ausarbeitung dieser Arbeit üblichen Charterpreises für Transportschiffe die Kosten bestimmt. Durch die Ladekapazität, in der auch die Verluste des Crackens berücksichtigt wurden, können diese Kosten auf eine MWh_{H2} umgelegt werden. Damit lassen sich für die Länder die entsprechenden Transportkosten ermitteln, die nachfolgend in der Bestimmung der Grenzkosten Anwendung finden. Für Australien stellen sich aufgrund der größten Entfernung auch die höchsten Transportkosten von 10,07 €/MWh_{H2} ein. Gefolgt von den Kosten für Saudi-Arabien mit 5,37 €/MWh_{H2}. Die geringsten Transportkosten konnten für Nordafrika in Höhe von 2,73 €/MWh_{H2} bestimmt werden.

Die Grenzkosten, die sich bis zum Jahr 2050 ergeben, sind in den folgenden Grafiken je Erzeugerland dargestellt. Die entwickelten Wetterszenarien können aufgrund ihres Bezuges auf Europa nicht in der Betrachtung angewendet werden.

Australien

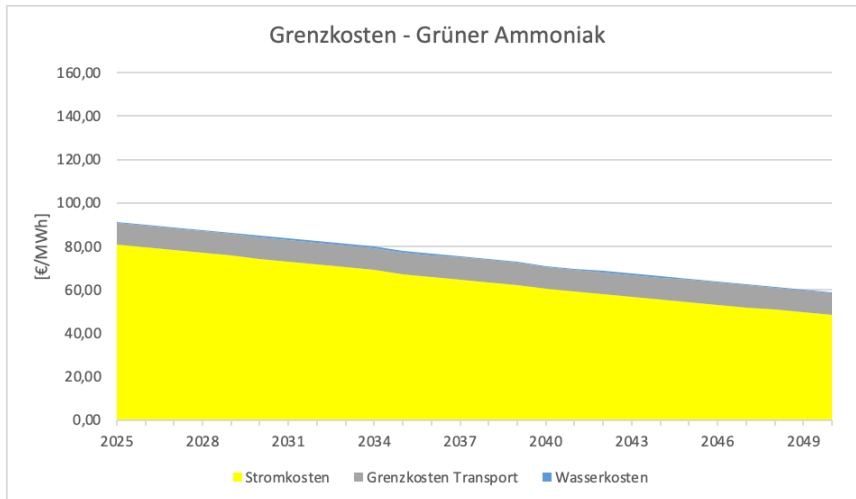


Abbildung 64: Grenzkosten - Grüner Ammoniak Australien

Auch bei der Erzeugung von grünem Ammoniak und der späteren Gewinnung von Wasserstoff bilden die Stromkosten ähnlich zu der direkten Produktion von grünem Wasserstoff die größten Teilkosten. Dabei unterscheiden sich die beiden Verfahren jedoch im Einfluss der Transportkosten. Diese haben in der Betrachtung der Grenzkosten des grünen Ammoniaks deutlich größeren Anteil als die des grünen Wasserstoffes. Mit der geringen Größe haben die Wasserkosten nur einen kleinen Anteil an den Grenzkosten und können in der Grafik kaum erkannt werden. Die zu erwartende Kostenentwicklung ist auch in diesem Verfahren in den kommenden Jahren fallend. Im Jahr 2025 liegen die prognostizierten Grenzkosten für Wasserstoff gewonnen aus australischem grünem Ammoniak noch bei 91,36 €/MWh_{H2}. Über die nachfolgenden Jahre kommt es zu einer nahezu linearen Reduktion der Kosten. 2050 erreichen die prognostizierten Grenzkosten den Tiefpunkt von 58,96 €/MWh_{H2}. Damit sind diese nur minimal größer als die Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland. Die Wasserstoffgrenzkosten für Spanien und Frankreich können sie sogar hinter sich lassen.

Saudi-Arabien

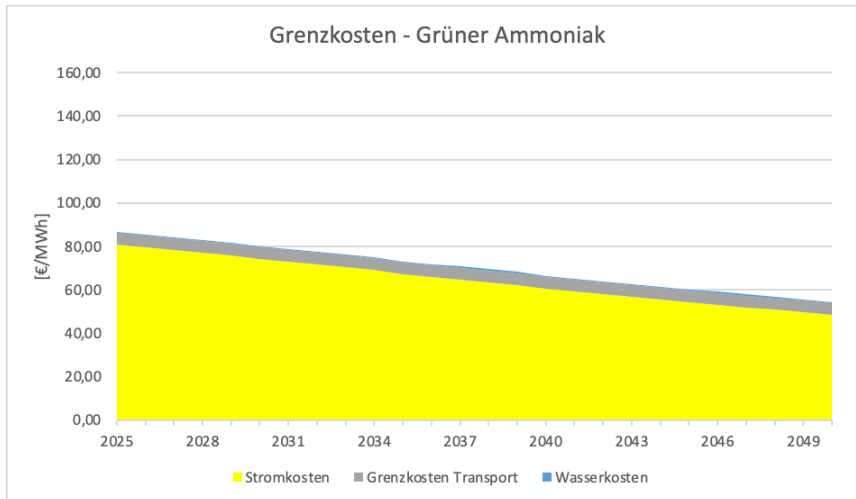
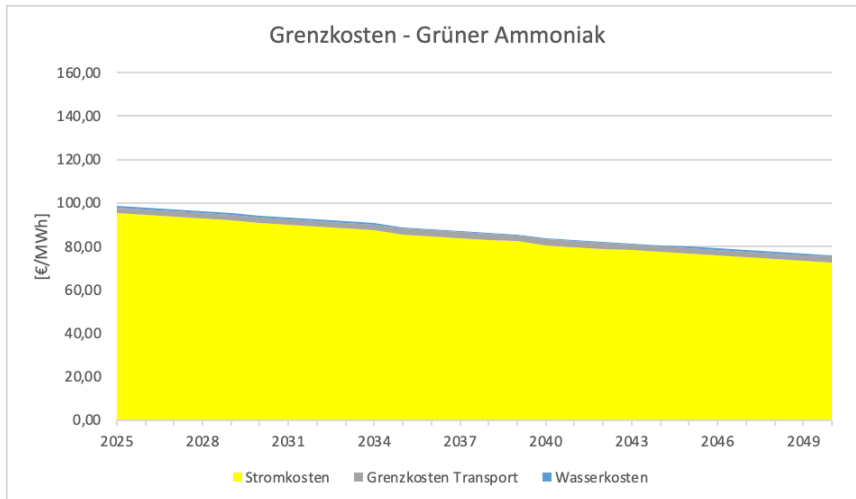


Abbildung 65: Grenzkosten - Grüner Ammoniak Saudi-Arabien

Gleichbleibend zu der Betrachtung der Grenzkosten für Wasserstoff, gewonnen aus australischem Ammoniak, bilden die Stromkosten auch für den Wasserstoff mit Ursprung aus saudi-arabischem Ammoniak die höchsten Teilkosten. Durch die geringeren Kosten für den Transport des grünen Ammoniaks haben diese eine etwas kleinere Gewichtung gegenüber Australien, bilden jedoch auch hier die zweitgrößten Teilkosten. Die Wasserkosten haben gleichbleibend zu der australischen Grenzkostenbetrachtung nur einen geringen Einfluss auf die sich einstellende Gesamtsumme. Bei genauerer Betrachtung der Grafik ist zu erkennen, dass sich nicht nur die Zusammensetzung, sondern auch der prognostizierte Verlauf der saudi-arabischen Grenzkosten denen der australischen ähnelt. Die Grenzkosten starten 2025 mit Kosten in Höhe von 86,66 €/MWh_{H2}. Dabei entwickeln sich diese auch in Saudi-Arabien nahezu linear bis zum Jahr 2050 auf 54,26 €/MWh_{H2} und sind ab 2048 bereits billiger als die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland.

Nordafrika

**Abbildung 66: Grenzkosten - Grüner Ammoniak Nordafrika**

Die Grenzkosten für Wasserstoff gewonnen aus grünem Ammoniak aus Nordafrika sind die höchsten aller drei betrachteten Länder. Ein Grund für die erhöhten Grenzkosten sind die ebenfalls hoch ausfallenden Stromgestehungskosten (höchste Gestehungskosten der betrachteten Erzeugerländer). Auch bei der Betrachtung der nord-afrikanischen Grenzkosten spiegelt sich die vorangehend beschriebene Verteilung der Teilkosten wider. Die Transportkosten haben aufgrund des geringsten Ausmaßes der Entfernung auch den kleinsten Anteil der drei Grenzkostenbetrachtungen. Aus denselben Gründen wie bei den vorangehenden Grenzkostenuntersuchungen sind auch für die Grenzkosten in Nordafrika annähernd linear sinkende prognostizierte Werte zu erkennen. Die Grenzkosten fallen hier von anfänglich 98,51 €/MWh_{H₂} im Jahr 2025 auf 75,79 €/MWh_{H₂} zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2050. Damit kann sich der Wasserstoff mit Ursprung aus nord-afrikanischem Ammoniak ausschließlich gegenüber der Produktion des spanischen grünen Wasserstoffes behaupten. Die Produktionen von grünem Wasserstoff aus Deutschland und Frankreich sind bei der Betrachtung der Grenzkosten billiger zu bewerten.

Anschließend soll aufbauend auf der Entwicklung der Grenzkosten für den Wasserstoff, gewonnen aus grünem Ammoniak, die Vollkosten für diesen errechnet werden. Hierfür müssen sowohl die Investitionskosten als auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Erzeugungsanlagen sowie die Import- und Exportterminals bestimmt werden.

Die Investitionskosten werden über den Annuitätenfaktor auf die einzelnen Lebensjahre der Anlage umgelegt und im Anschluss daran auf die in dem entsprechenden Jahr erzeugte Menge Wasserstoff bezogen. Auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden auf die Erzeugung einer Megawattstunde Wasserstoff heruntergerechnet. Die entsprechenden Parameter zur Bestimmung der Vollkosten können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Wirtschaftlichkeitsparameter	Einheit	Wert	Quelle
Annuitätenfaktor	[€/a]	0,102	
Kosten W&I	[%]	3	[120]
Teuerung W&I	[%]	2	
Lebensdauer Import-Terminal	a	20	[121]

Tabelle 33: Wirtschaftlichkeitsparameter - Grüner Ammoniak

Für die Entwicklung der Vollkosten werden zudem die spezifischen Investitionskosten und die Vollbenutzungsstunden benötigt. Die spezifischen Investitionskosten ergeben sich aus der Summe der erforderlichen spezifischen Investitionen für die Elektrolyseure, die Importterminals mit den entsprechenden Cracker-Anlagen und die Exportterminals mit den Ammoniaksynthese-Anlagen [61]. Die sich ergebenden spezifischen Investitionskosten können der folgenden Abbildung entnommen werden.

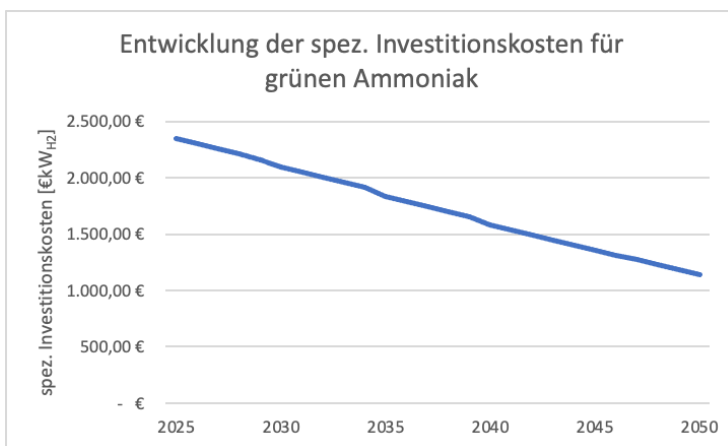


Abbildung 67: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für grünen Ammoniak

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass ähnlich zum grünen Wasserstoff (Kapitel 8.5) auch beim grünen Ammoniak die spezifischen Investitionskosten über den Betrachtungszeitraum hinweg fallen. Zum Beginn der Betrachtung belaufen diese sich auf 2.348,21 €/kW_{H₂} und reduzieren sich kontinuierlich über die nachfolgenden Jahre auf 1.140,89 €/kW_{H₂} zum Ende der Betrachtung 2050.

Die Volllaststunden sind insbesondere von dem Standort der Elektrolyseure abhängig, da dieser auch die entsprechenden Betriebsstunden beeinflusst. Die sich einstellenden Vollbenutzungsstunden für die Elektrolyseure werden anhand der Vollbenutzungsstunden der Erzeugungsanlagen, im Fall dieser Arbeit Photovoltaikanlagen, bestimmt. Diese Annahme kann dahingehend begründet werden, dass die Elektrolyseure ausschließlich zur Produktion von Wasserstoff für die Herstellung von Ammoniak aus dem durch die Photovoltaik-Anlagen bereitgestellten Strom errichtet wurden. Daher können die Elektrolyseure nur dann H₂ produzieren, wenn auch die Erzeugungsanlagen Strom liefern und sind folglich mit den Vollbenutzungsstunden der Erzeuger verknüpft. Für die Vollbenutzungsstunden der Photovoltaikanlagen in den Erzeugungsländern kann auf drei unterschiedliche Szenarien zurückgegriffen werden. Diese können der folgenden Grafik entnommen werden.

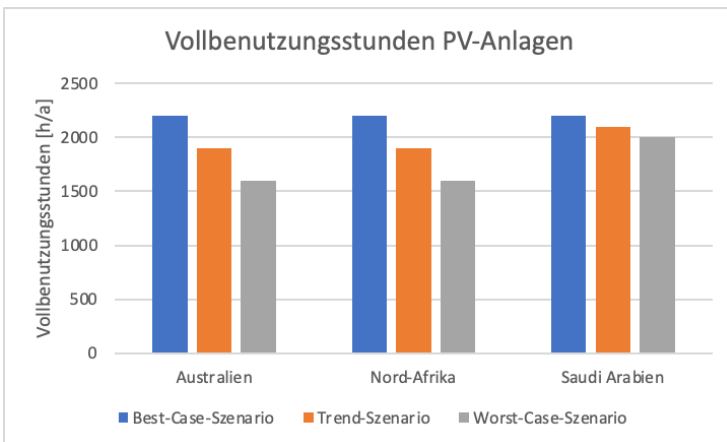


Abbildung 68: Vollbenutzungsstunden für Photovoltaikanlagen in den Erzeugerländern

Der Abbildung können die Vollbenutzungsstunden für PV-Anlagen in den einzelnen Erzeugungsländern entnommen werden. Das Best-Case-Szenario und das Worst-Case-Szenario wurden dem bereits zur Ermittlung der Stromgestehungskosten genutzten Working Paper zur Analyse des weltweiten Potenzials erneuerbarer Energien von Mitarbeitern des Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEG und Fraunhofer ISE unter Zuhilfenahme unterschiedlicher Unternehmen entnommen [118]. Die oben angeführte Grafik zeigt die

sich einstellenden Vollbenutzungsstunden der Erzeugungsländer bis zum Jahr 2050. Das Trendszenario wurde aus den Werten der Quelle durch die Anwendung eines arithmetischen Mittelwertes gebildet und soll in dieser Arbeit Anwendung finden. Diese Entscheidung wurde aufgrund eines konservativen Ansatzes zur Ermittlung der Kosten für grünen Ammoniak getroffen. Zu erkennen ist, dass sich die Vollbenutzungsstunden der Erzeugerländer zum Großteil ähneln. Für das Best-Case-Szenario weisen alle drei Regionen mit 2200 h/a dieselben Stunden auf. Im Worst-Case-Szenario teilen sich Australien und Nord Afrika mit 1600 h/a denselben Wert, einzig Saudi-Arabien weicht mit 2000 h/a ab. Das für die Berechnungen erstellte Trendszenario weist für Australien und Nord Afrika Vollbenutzungsstunden von 1900 h/a auf. Saudi-Arabien weicht mit Vollbenutzungsstunden in Höhe 2100 h/a leicht von diesen ab.

Für die Wartungs- & Instandhaltungskosten werden 3% (Mittelwert unterschiedlicher Quellen) der Investitionskosten veranschlagt. Die Instandhaltungskosten wurden zusätzlich mit einer Teuerung von 2 % pro Jahr versehen. Auf Grundlage dieser Werte wurden die Vollkosten ermittelt. Diese sind in den folgenden Grafiken gemeinsam mit den Grenzkosten und den potentiellen Bezugs- Erzeugungsmengen für jedes Erzeugerland separat zusammengefasst.

Australien

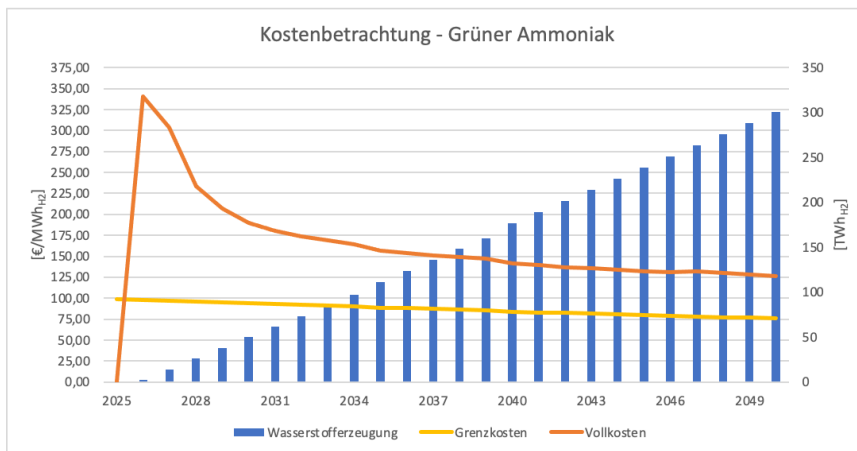


Abbildung 69: Kostenbetrachtung -Grüner Ammoniak Australien

Die Grafik zeigt die sich ergebenden Vollkosten gemeinsam mit den Grenzkosten und Erzeugungsmengen an Wasserstoff. Erkennbar ist eine sehr große Differenz zwischen Grenz- und Vollkosten im Vergleich zu den zuvor betrachteten Verfahren. Diese über-treffen sogar bei weitem die Differenz zwischen den Grenz- und Vollkosten des grünen

Wasserstoffes. Der Import von grünem Ammoniak und damit auch des Wasserstoffes, der durch Cracking aus dem Ammoniak gewonnen wird, ist mit hohen Investitionen verbunden. Ursächlich hierfür sind die hohen spezifischen Investitionskosten, die sich durch die lange Kette an Infrastruktur ergeben. Sie bilden die teuersten spezifischen Investitionskosten aller zuvor betrachteten Verfahren. Die daraus resultierenden Investments müssen auf den produzierten Wasserstoff umgelegt werden. Somit kommt es für die Technologie zu hohen Investitions- sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten, die wiederum Einfluss auf die entstehenden Vollkosten nehmen. Angesichts der steigenden Effizienz der eingesetzten Technologien und die fallenden spezifischen Investitionskosten verringert sich jedoch die Differenz zwischen den prognostizierten Grenz- und Vollkosten durch die fallenden Vollkosten. Die Spitze zu Beginn der Vollkosten kann durch das Fertigstellen der ersten Importterminals und die damit verbundenen hohen Anfangsinvestitionskosten begründet werden. Die Haupttreiber für die Vollkosten bleiben jedoch über den kompletten Betrachtungszeitraum die Investitions- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten der benötigten Anlagen. Somit liegen die Vollkosten im Jahr 2026 voraussichtlich bei 333,02 €/MWh_{H₂} und sinken dann im Jahr 2031 stark bis auf 170,90 €/MWh_{H₂} ab. In den folgenden Jahren kommt es dann zu einer leichteren Reduktion bis auf 109,10 €/MWh_{H₂} im Jahr 2050. Bei Betrachtung der beziehbaren Mengen an Wasserstoff ist zum einen zu erkennen, dass diese erst mit Inbetriebnahme der ersten Importterminals 2026 beginnt. Die mögliche Importmenge in diesem ersten Jahr liegt bei etwa 2,5 TWh. Über die Jahre hinweg steigt die für Importe zu Verfügung stehende Menge an H₂ durch grünen Ammoniak kontinuierlich an und erreicht 2050 mit einem Wert von etwa 300 TWh ihren Höchststand.

Saudi-Arabien

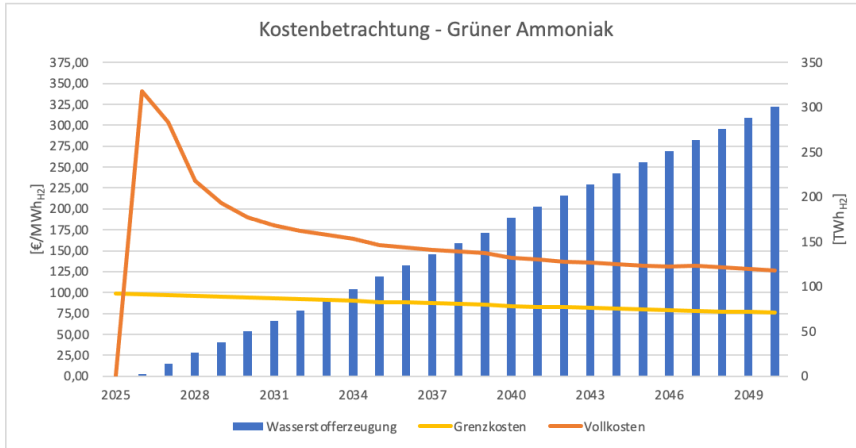


Abbildung 70: Kostenbetrachtung -Grüner Ammoniak Saudi-Arabien

Der Verlauf der Grafik ähnelt stark dem der Abbildung der Vollkosten für Australien. Die potentiell beziehbare Menge an Wasserstoff bleibt die gleiche. Auch die Investitions- sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten bleiben unverändert. Da diese den größten Einfluss auf die Vollkosten ausmachen, ist die Veränderungen zwischen den Erzeugerländern einzig durch die Grenzkosten bedingt.

Die Vollkosten liegen im Jahr 2026 für Saudi-Arabien voraussichtlich bei 305,37 €/MWh_{H2} und sinken dann bis zum Jahr 2031 stark auf 157,92 €/MWh_{H2} ab. In den folgenden Jahren kommt es dann zu einer leichteren Reduktion bis auf 99,63 €/MWh_{H2} im Jahr 2050. Damit ist die Produktion von H₂ aus grünem Ammoniak mit der Herkunft aus Saudi-Arabien die billigste der drei Erzeugerländer, gefolgt von Australien.

Nordafrika

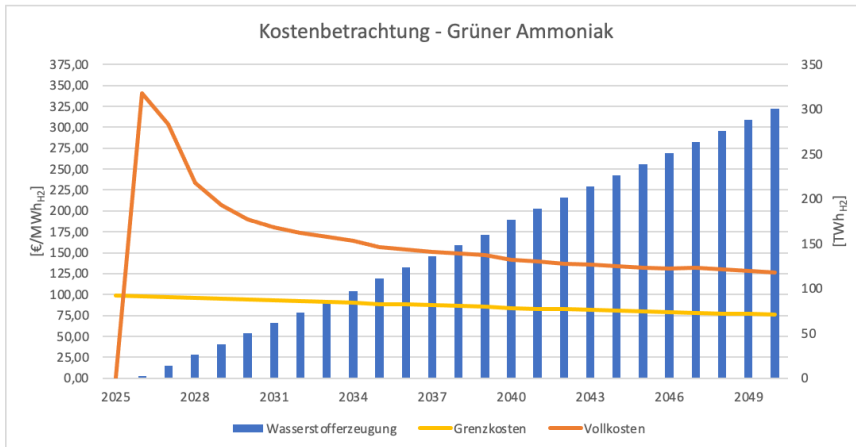


Abbildung 71: Kostenbetrachtung -Grüner Ammoniak Nordafrika

Wie vorgehen bei Saudi-Arabien beschrieben, ändern sich die Grafiken nur durch die unterschiedlichen Grenzkosten. Bedingt daher kommt es auch zu unterschiedlichen Vollkosten.

Diese liegen im Jahr 2026 für Nordafrika voraussichtlich bei 340,59 €/MWh_{H2} und sinken dann stark bis auf 180,46 €/MWh_{H2} im Jahr 2031 ab. In den folgenden Jahren kommt es zu einer leichteren Reduktion bis auf 125,93 €/MWh_{H2} im Jahr 2050. Damit sind die Vollkosten für die Produktion Wasserstoff aus grünem Ammoniak mit der Herkunft aus Nordafrika gleich zu den Grenzkosten die teuersten der drei betrachteten Erzeugerländer für grünen Ammoniak.

10 Entwicklung eines deutschen Erzeugungsmixes bis 2050

10.1 Kostenvergleich der Verfahren

Im vorherigen Kapitel wurden die Kostenbetrachtungen der einzelnen Wasserstofferzeugungsverfahren durchgeführt. Auf Basis dessen sollen in diesem Teil der Arbeit die Kosten der Verfahren miteinander verglichen werden. Dadurch soll es möglich sein, zu jedem verwendeten Wetterszenario und Jahr bis 2050 stets das kostengünstigste Verfahren zur Herstellung einer Megawattstunde Wasserstoff zu ermitteln.

Grenzkosten

Die Grenzkosten der einzelnen Verfahren am Abnahmeort Deutschland für das Wetterszenario 2007 sind in Abbildung 72: Grenzkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2007 zusammengefasst. Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass die höchsten Grenzkosten zu Beginn des Betrachtungszeitraumes der türkise Wasserstoff mit Kosten von ca. 150 €/MWh_{H2} im Jahr 2025 aufweist. Auch der blaue und graue Wasserstoff gehören mit Grenzkosten von ca. 120 €/MWh_{H2} bzw. ca. 115 €/MWh_{H2} im Jahr 2025 zu den teuersten Verfahren. Die mit Abstand geringsten Grenzkosten weist der grüne Wasserstoff aus Spanien mit ca. 75 €/MWh_{H2} auf, gefolgt vom grünem Ammoniak mit ca. 85 €/MWh_{H2} und dem grünem Wasserstoff aus Frankreich mit Grenzkosten von ca. 90 €/MWh_{H2}. Grüner Wasserstoff aus Deutschland stellt mit Grenzkosten von ca. 95 €/MWh_{H2} im Jahr 2025 den Median der betrachteten Verfahren dar. Aus der Grafik ist zu erkennen, dass alle Verfahren in den ersten fünf Jahren des Betrachtungszeitraumes einen starken Abfall der Grenzkosten erfahren. Den höchsten Kostenrückgang weist der türkise Wasserstoff auf, bis zum Jahr 2030 sinken dessen Grenzkosten auf einen Wert von ca. 60 €/MWh_{H2}. Auch der blaue und graue Wasserstoff erfahren einen starken Rückgang der Grenzkosten bis zum Jahr 2030. Diese erreichen Grenzkosten von ca. 54 €/MWh_{H2} bzw. ca. 55 €/MWh_{H2}. Einen geringen Rückgang weist der grüne Wasserstoff aus Deutschland, Frankreich und Spanien auf. Diese erreichen bis zum Jahr 2030 Grenzkosten von ca. 50 €/MWh_{H2}, 54 €/MWh_{H2} bzw. ca. 55 €/MWh_{H2}. Diese Verfahren liegen somit im Jahr 2030 voraussichtlich auf einem ähnlichen Grenzkostenniveau. Grund für den Rückgang der Grenzkosten liegt zum einen den stark sinkenden Strompreisen bis zum Jahr 2030. Grüner Wasserstoff erfährt zudem Verbesserungen des Wirkungsgrades und Strombedarfes sowie einer Erhöhung der Vollbenutzungsstunden. Der starke Rückgang der erdgasbasierten Wasserstoffherstellungsverfahren lässt sich neben den sinkenden Strompreisen überwiegend auf die stark sinkenden Erdgaspreise bis zum Jahr 2030 zurückführen. Die höchsten Grenzkosten im Jahr 2030 weist der grüne Ammoniak auf,

dessen Grenzkosten sinken auf einen Wert von ca. 80 €/MWh_{H2} ab. Der Grenzkostenverlauf des grünen Ammoniaks ist im Vergleich zu den anderen Verfahren konstanter, da statt eines Strompreises die Stromgestehungskosten in den jeweiligen Ländern verwendet werden. Bis zum Jahr 2050 sinken die Grenzkosten des grünen Ammoniaks auf einen Wert von ca. 54 €/MWh_{H2} und das Verfahren stellt somit eines der kostengünstigsten dar. Lediglich blauer und türkiser Wasserstoff besitzen mit ca. 48 €/MWh_{H2} bzw. ca. 53 €/MWh_{H2} geringere Grenzkosten im Jahr 2050. Die Grenzkosten des grauen Wasserstoffs entfallen ab dem Jahr 2041 aufgrund des Ausbauszenarios. Grüner Wasserstoff erfährt ab dem Jahr 2031 einen Anstieg der Grenzkosten, der sich auf steigende Strompreise zurückführen lässt. Da der Strombedarf für dieses Verfahren deutlich höher ist als für die erdgasbasierten Verfahren, wirkt sich der Anstieg des Strompreises auch deutlich stärker auf dessen Grenzkosten aus. Der grüne Wasserstoff aus Deutschland, Frankreich und Spanien erreicht somit bis zum Jahr 2050 Werte von ca. 62 €/MWh_{H2}, 76 €/MWh_{H2} bzw. ca. 87 €/MWh_{H2}.

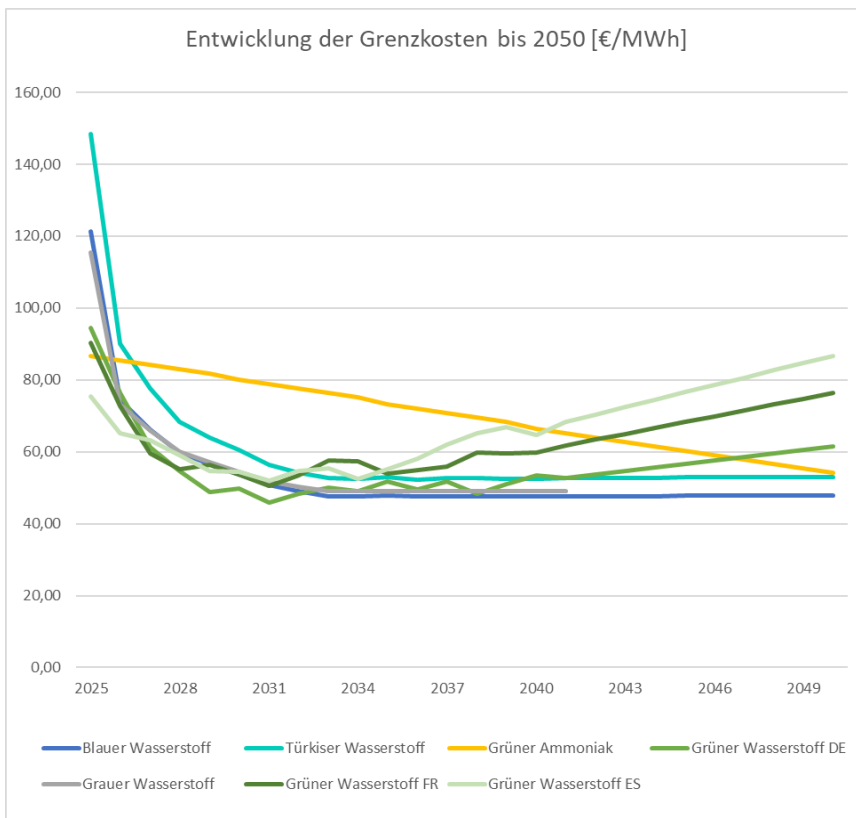


Abbildung 72: Grenzkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2007

Ähnliche Grenzkosten wie im oben betrachteten Szenario 2007 sind auch im Szenario 2009 zu erkennen. Dazu ist in folgender Abbildung der Grenzkostenverlauf für das Wetterszenario 2009 dargestellt. Im Vergleich zum Szenario 2007 liegen die Grenzkosten je nach Verfahren um bis zu 5 €/MWh_{H₂} höher. Da die zugrundeliegenden Effekte bereits für das Szenario 2007 umfangreich erläutert wurden und sich die Szenarien vom Verlauf ähneln, wird daher auf eine erneute detaillierte Beschreibung des Grenzkostenverlaufs an dieser Stelle verzichtet.

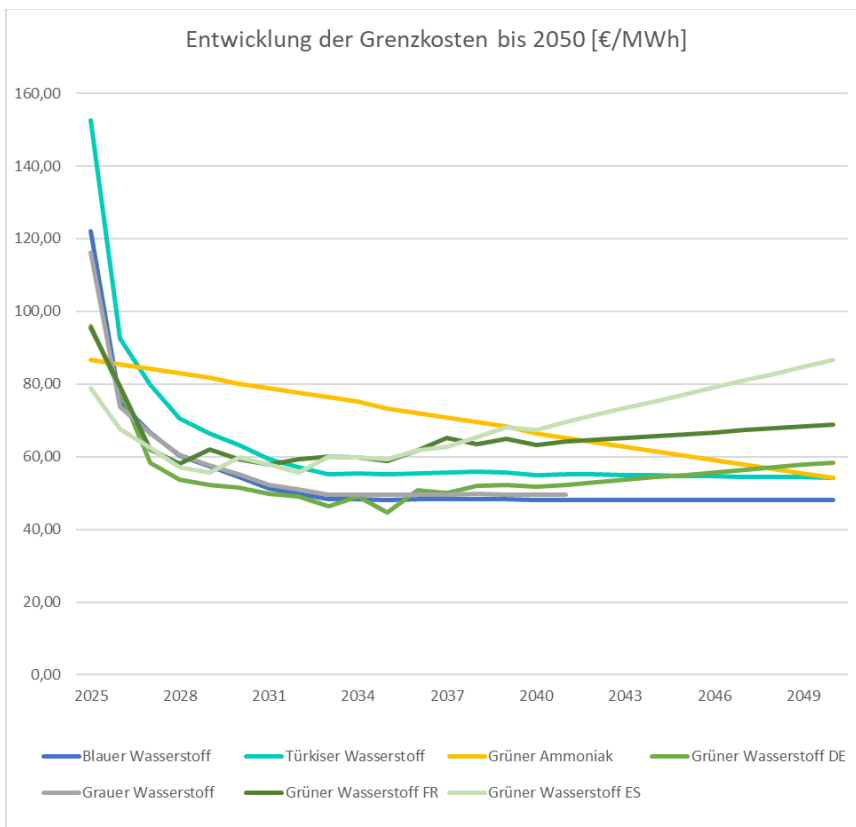


Abbildung 73: Grenzkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2009

Vollkosten

Neben der Betrachtung der Grenzkosten ist auch eine Betrachtung der Vollkosten notwendig, um die verschiedenen Wasserstofferzeugungsverfahren zu vergleichen. Dazu sind in folgender Abbildung die Vollkosten der verschiedenen Verfahren am Abnahmeort Deutschland für das Wetterszenario 2007 zusammengefasst. Darin ist zu erkennen, dass sich der Verlauf der Vollkosten deutlich von dem der Grenzkosten unterscheidet.

Während im Jahr 2025 die Grenzkosten für blauen und grauen Wasserstoff mit am höchsten liegen, weisen diese Verfahren im selben Jahr die geringsten Vollkosten auf. Diese liegen für grauen Wasserstoff bei ca. 120 €/MWh_{H2} und für blauen Wasserstoff bei ca. 135 €/MWh_{H2}. Bei der Betrachtung des türkisen Wasserstoffes fällt auf, dass dieser mit ca. 163 €/MWh_{H2} die höchsten Vollkosten im Jahr 2025 aufweist, jedoch ist der Abstand zu den anderen Verfahren im Vergleich zu den Grenzkosten deutlich geringer. So liegen die Vollkosten für den grünen Wasserstoff aus Deutschland, Frankreich und Spanien bei ca. 161 €/MWh_{H2}, 156 €/MWh_{H2} bzw. ca. 158 €/MWh_{H2}. Werte für die Vollkosten des grünen Ammoniaks sind erst ab dem Jahr 2026 verfügbar, diese liegen zu diesem Zeitpunkt noch bei ca. 305 €/MWh_{H2}, wodurch grüner Ammoniak zu Beginn des Betrachtungszeitraumes die deutlich höchsten Vollkosten aller Verfahren aufweist. Grund dafür sind die sehr hohen Investitionskosten des Verfahrens, welche jedoch bis zum Jahr 2050 deutlich sinken. Bis zum Jahr 2030 lässt sich bei allen Verfahren ein Rückgang der Vollkosten feststellen. Grund dafür sind erneut die sinkenden Strom- und Erdgaspreise, wodurch die erdgasbasierten Wasserstofferzeugungsverfahren einen deutlicheren Rückgang der Vollkosten erfahren als die erneuerbaren Verfahren. Allgemein lässt sich auf Grundlage des Vollkostenverlaufs auch darauf schließen, dass die Vollkosten für diese Verfahren weniger von den Investitionskosten abhängig sind als der grüne Wasserstoff. Ab dem Jahr 2030 erreichen der blaue, graue und türkise Wasserstoff ein Vollkostenniveau von ca. 68 €/MWh_{H2}, 60 €/MWh_{H2} bzw. ca. 76 €/MWh_{H2}, welches die Verfahren bis zum Jahr 2050, für den grauen Wasserstoff bis zum Jahr 2041, nahezu konstant halten. Der grüne Wasserstoff weist bis zum Jahr 2030 einen geringeren Rückgang der Vollkosten auf und erreicht für Deutschland einen Wert von ca. 105 €/MWh_{H2} und für Frankreich und Spanien je ca. 109 €/MWh_{H2}. Der Vollkostenverlauf des grünen Wasserstoffs ist bis zum Jahr 2050 weniger konstant als die erdgasbasierten Verfahren und erreicht für die Länder Deutschland, Frankreich und Spanien Werte von ca. 87 €/MWh_{H2}, 105 €/MWh_{H2} bzw. ca. 109 €/MWh_{H2}. Die Vollkosten des grünen Ammoniaks fallen bis zum Jahr 2030 stark auf ca. 167 €/MWh_{H2} ab und bis zum Jahr 2050 weniger stark auf einen Wert von ca. 104 €/MWh_{H2} ab.

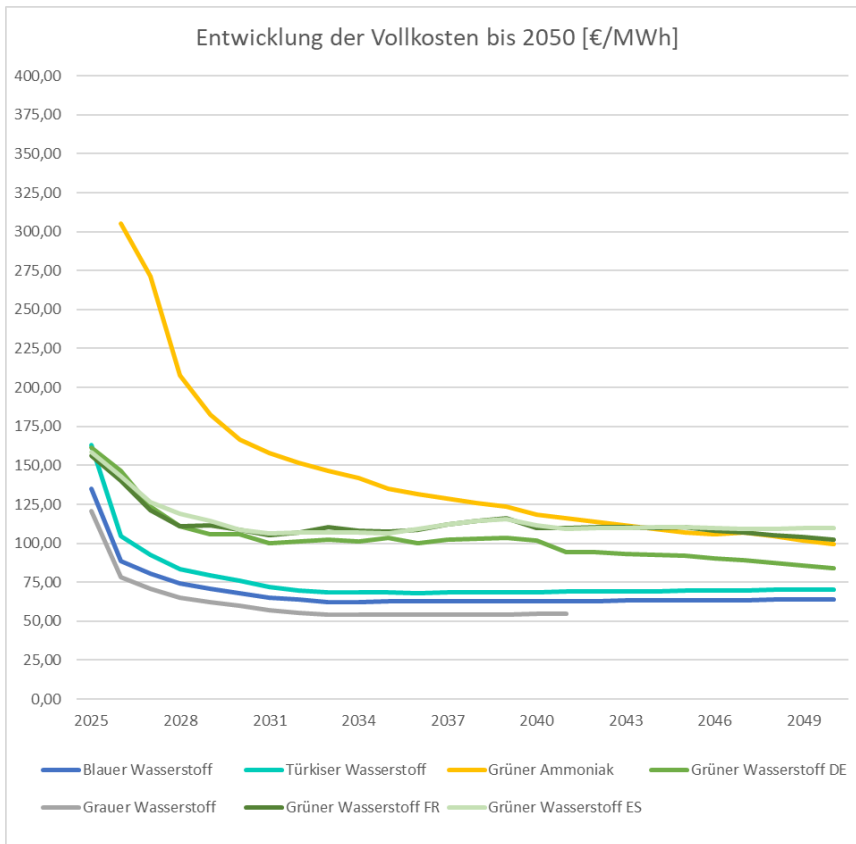


Abbildung 74: Vollkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2007

In Abbildung 75 wurden die Vollkosten für das Wetterszenario 2009 dargestellt. Der Verlauf der Vollkosten für das Szenario 2009 ähnelt der Entwicklung des oben betrachteten Szenarios 2007. Dabei fällt jedoch auf, dass die Vollkosten des grünen Wasserstoffs zwischen den Jahren 2034 und 2038 deutlich ansteigen, Grund dafür liegt im Anstieg der Grenzkosten dieses Verfahrens. Erst ab dem Jahr 2039 sinken die Vollkosten aufgrund der sinkenden Investitionskosten, sowie der Verbesserung des Wirkungsgrades und der höheren Vollbenutzungsstunden. Der Verlauf der anderen Verfahren ähnelt weiterhin dem des Szenarios 2007 und die zugrundeliegenden Effekte wurden bereits umfangreich erläutert, daher wird auf eine erneute detaillierte Beschreibung des Vollkostenverlaufs an dieser Stelle verzichtet.

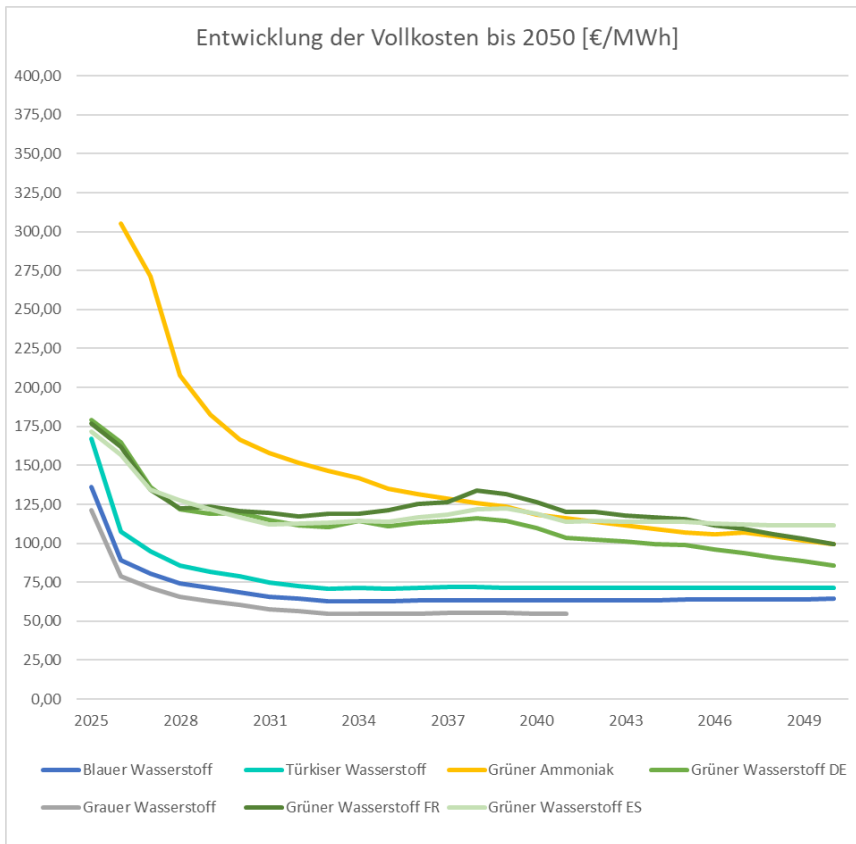


Abbildung 75: Vollkostenvergleich der Verfahren - Szenario 2009

10.2 Wasserstofferzeugungsmix Deutschland

Um den jährlichen Wasserstofferzeugungsmix in Deutschland bis zum Jahr 2050 zu prognostizieren, wurde zunächst die heimische Erzeugung von grünem Wasserstoff als gesetzt angenommen. Anschließend wurde für jedes Jahr im Zeitraum von 2025 bis 2050 unter den weiteren verfügbaren Wasserstofferzeugungsvarianten ein Vergleich der Grenzkosten durchgeführt. Ausgehend von dem günstigsten Verfahren wurde der deutsche Wasserstoffbedarf gedeckt. Dabei wurde das entsprechende Ausbauszenario berücksichtigt. Falls die maximal erzeugbare Menge Wasserstoff des günstigsten Verfahrens nicht ausreichte, um den restlichen Wasserstoffbedarf zu decken, wurde das nächstgünstigere Verfahren verwendet. Dieses Vorgehen wurde bis zur Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfes in dem entsprechenden Jahr fortgeführt. Auf diese

Weise wurde für das Wetterszenario 2007 und 2009 jeweils ein kostengesteuertes Szenario für die Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfes entwickelt.

Wetterszenario 2007

Die Ergebnisse für das Wetterszenario 2007 sollen an dieser Stelle kurz dargestellt werden. Zunächst soll die prozentuale Deckung des Wasserstoffbedarfes über die einzelnen Verfahren betrachtet werden.

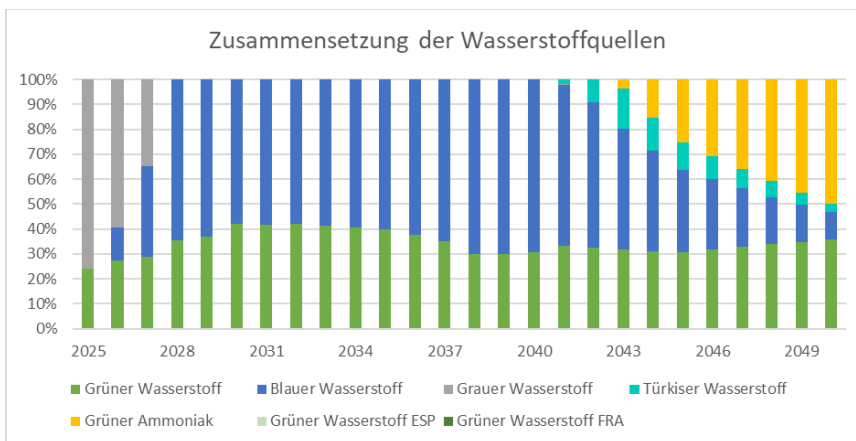


Abbildung 76: Zusammensetzung der Wasserstoffquellen DE - Szenario 2007

Es ist erkennbar, dass der Anteil von in Deutschland erzeugtem grünem Wasserstoff konstant bleibt. Der Anteil der Deckung liegt in den meisten Jahren zwischen 30 und 40 %, nur in den Jahren 2030 bis 2035 können etwas über 40 % durch grünen Wasserstoff gedeckt werden. Das lässt darauf schließen, dass die Erzeugung von grünem Wasserstoff in einem ähnlichen Verhältnis steigt wie der deutsche Wasserstoffbedarf. In den ersten Jahren der Betrachtung wird neben dem gesetzten Anteil an grünem Wasserstoff noch vor allem grauer Wasserstoff eingesetzt. Dieser wird jedoch bereits im Jahr 2028 vollständig durch blauen Wasserstoff ersetzt. Bis zum Jahr 2040 wird dann ausschließlich heimischer grüner Wasserstoff und blauer Wasserstoff genutzt. In den darauffolgenden Jahren nimmt der Anteil von blauem Wasserstoff rapide ab und wird durch geringe Mengen türkisen Wasserstoff und einen stark steigenden Anteil von grünem Ammoniak gedeckt. Blauer Wasserstoff kann aufgrund des rückläufigen Ausbauszenarios in diesen Jahren den Restbedarf nicht mehr decken, weshalb teurere Erzeugungsvarianten genutzt werden müssen. Importierter Wasserstoff aus Frankreich oder Spanien wird über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht verwendet.

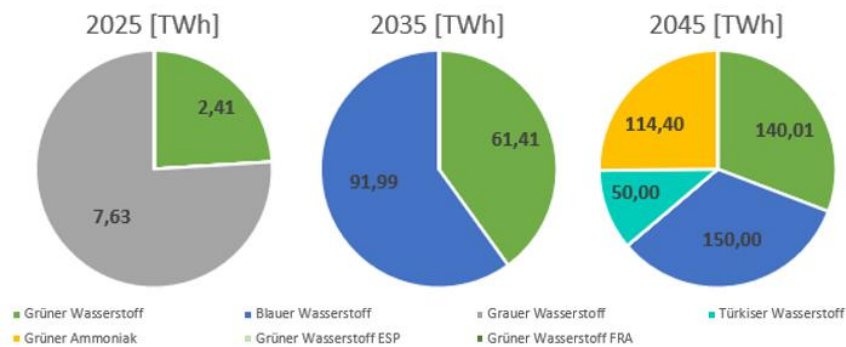


Abbildung 77: Wasserstoffherzeugung 2025, 2035 und 2045 - Szenario 2007

Die obenstehende Abbildung betrachtet die Jahre 2025, 2035 und 2045 noch einmal im Detail und stellt diese gegenüber. Im Jahr 2025 wird ein großer Anteil durch grauen Wasserstoff gedeckt. Der Gesamtbedarf ist jedoch marginal. Weshalb die graue Wasserstoffherzeugung nur 7,63 TWh decken muss. Im Jahr 2035 ist der Bedarf bedeutend höher. Ein großer Anteil wird durch grünen Wasserstoff gedeckt. Mit etwa 92 TWh nimmt blauer Wasserstoff jedoch den Hauptteil der Bedarfsdeckung ein. Im Jahr 2045 sind die Anteile von blauem Wasserstoff und grünem Wasserstoff gegenüber 2035 gesunken, obwohl die absolute Erzeugung deutlich gestiegen ist. Es werden im Jahr 2045 150 TWh blauer Wasserstoff und 140 TWh grüner Wasserstoff erzeugt. Aufgrund des hohen Bedarfs sind jedoch weitere 50 TWh türkiser Wasserstoff und 114,4 TWh grüner Ammoniak nötig.

Die folgende Abbildung drückt die Ergebnisse in Form von absoluten Zahlen aus. Das gesamte Wasserstoffangebot entspricht dem bestimmten Wasserstoffbedarf von Deutschland in dem jeweiligen Jahr. Diese Grafik visualisiert also auch die Entwicklung des deutschen Wasserstoffbedarfes.

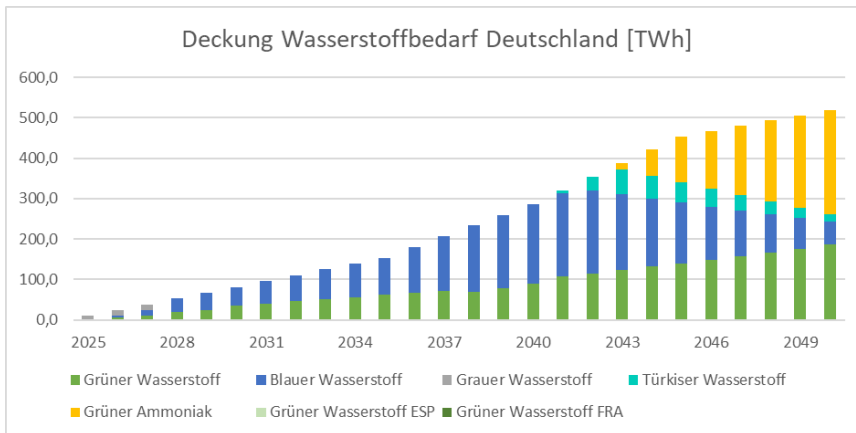


Abbildung 78: Deckung des Wasserstoffbedarfes DE [TWh] – Szenario 2007

In dieser Grafik wird deutlich, dass der Einfluss der Nutzung von grauem Wasserstoff in den ersten Jahren minimal ist. Im gesamten Verlauf der Betrachtung werden erhebliche Mengen blauen Wasserstoffs benötigt. Zudem ist hier auch der steigende Trend des verfügbaren grünen Wasserstoffs deutlich erkennbar. Die steigende Tendenz hält bis 2050 an, sodass erwartbar ist, dass diese auch in den dem Betrachtungszeitraum folgenden Jahren anhält. Interessant ist insbesondere der Blick auf die Nutzung von grünem Ammoniak. Obwohl die Nutzung erst in den letzten zehn betrachteten Jahren beginnt, sind die benötigten Mengen enorm. Im Jahr 2050 werden bereits 258 TWh grüner Ammoniak benötigt, mit stark steigender Tendenz. Im weiteren Verlauf werden der türkise sowie der blaue Wasserstoff voraussichtlich vollständig durch grünen Ammoniak und grünen Wasserstoff ersetzt. Bei beiden Varianten zeigt sich eine steigende Nutzungstendenz, während sich die Grenzkosten gleichzeitig annähern. Hier stellt sich die Frage, ob grüner Ammoniak die heimische Produktion ab einem gewissen Zeitpunkt sukzessive ersetzen wird oder ob sich die heimische Produktion durchsetzt.

Wetterszenario 2009

Auch für das Wetterszenario 2009 soll nun ein Angebotsszenario erstellt werden. Hierfür wurde das identische zuvor beschriebene Vorgehen angewendet, wie es bereits für das Wetterszenario 2007 durchgeführt wurde.

Wie unter der Betrachtung der Wetterszenarien analysiert wurde, ist in diesem Szenario die Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgrund der windarmen Gegebenheiten deutlich geringer. Dies spiegelt sich auch in den Ergebnissen wider.

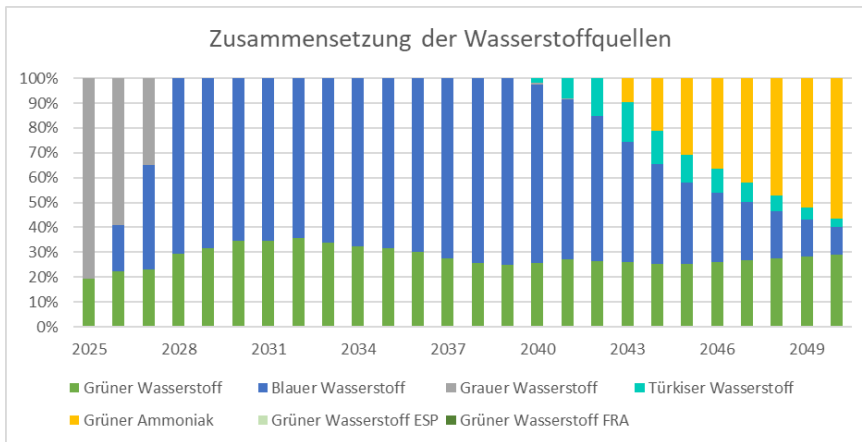


Abbildung 79: Zusammensetzung der Wasserstoffquellen DE - Szenario 2009

Die Abbildung zeigt, dass der Anteil der Bedarfsdeckung durch in Deutschland produzierten grünen Wasserstoff in diesem Szenario in den meisten Jahren zwischen 20 und 30 % liegt und damit deutlich unter dem Wetterszenario 2007. Begründet ist dies in dem geringeren Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien und den dementsprechend höheren Strompreisen. Das Gesamtbild ähnelt dennoch sehr stark dem ersten betrachteten Szenario. Die Grenzkosten von grauem, blauem und türkischem Wasserstoff sowie von grünem Ammoniak sind weniger stark abhängig von dem gewählten Wetterszenario. Dementsprechend verändert sich die Reihenfolge der Bedarfsdeckung in den einzelnen Jahren nicht. Auch hier wird in den ersten Jahren grauer Wasserstoff genutzt und in den kommenden Jahren ausschließlich blauer Wasserstoff. In diesem Szenario wird bereits im Jahr 2040 türkiser Wasserstoff genutzt und damit etwas früher gegenüber dem Szenario 2007. Die Nutzung von grünem Ammoniak in den letzten Jahren der Betrachtung ist in hier noch vorherrschender, da die geringeren produzierten Mengen grünen Wasserstoffs gedeckt werden müssen. Auch hier kommt es nicht zu Importen von grünem Wasserstoff aus Spanien oder Frankreich.

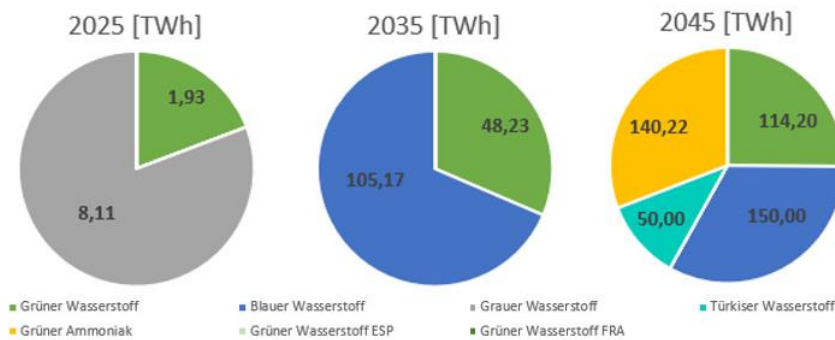


Abbildung 80: Wasserstoffherzeugung 2025, 2035 und 2045 - Szenario 2009

Etwas deutlicher werden die Unterschiede zwischen beiden Szenarien bei der Detailbeachtung der Jahre 2025, 2035 und 2045. Bereits im Jahr 2025 ist ersichtlich, dass der Anteil an grünem Wasserstoff deutlich geringer ist. Im Jahr 2025 wird die Differenz vollständig durch grauen Wasserstoff gedeckt. Im Jahr 2035 hingegen wird die geringere Produktion von grünem Wasserstoff durch blauen Wasserstoff gedeckt, sodass in diesem Jahr 105,17 TWh blauer Wasserstoff und nur 48,23 TWh grüner Wasserstoff verwendet werden. Anders sieht die Situation im Jahr 2045 aus. Hier werden nur 114,2 TWh grüner Wasserstoff produziert und damit deutlich weniger als im Szenario 2007. Die Produktion von blauem und türkischem Wasserstoff hat bereits im Szenario 2007 das jeweilige Ausbauszenario voll ausgeschöpft, weshalb der Bezug hier identisch ist. Dementsprechend muss die Fehlmenge an grünem Wasserstoff in diesem Jahr durch grünen Ammoniak aufgebracht werden. Ammoniakimporte sind in dem Szenario auf Grundlage des Wetterjahres 2009 in den letzten Betrachtungsjahren also noch wichtiger.

Vertiefend analysiert werden, können diese Aussagen bei Betrachtung der absoluten produzierten Mengen.

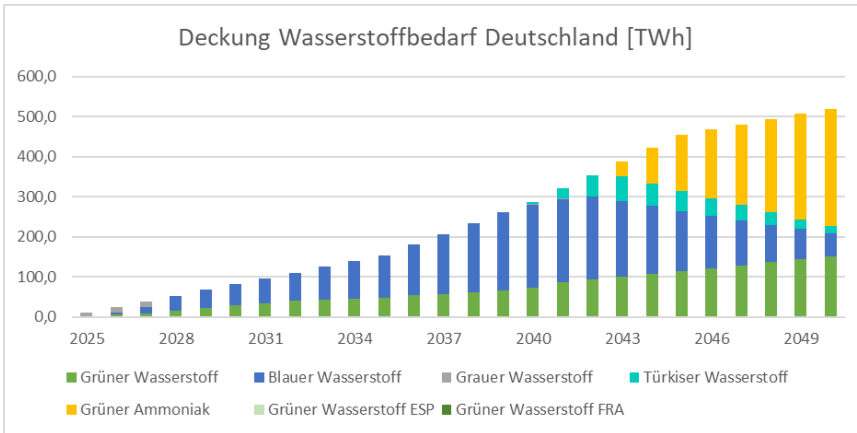


Abbildung 81: Deckung des Wasserstoffbedarfes DE [TWh] – Szenario 2009

Es wird ersichtlich, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in diesem Szenario langsamer ansteigt. Dementsprechend ist die Verwendung von blauem Wasserstoff hier noch bedeutender. Bereits im Jahr 2040 limitiert das Ausbauszenario für blauen Wasserstoff dessen Nutzung, sodass minimale Mengen grauen Wasserstoffs und geringe Mengen türkisen Wasserstoffs benötigt werden, um den Restbedarf zu decken. Ab dem Jahr 2043 wird zudem grüner Ammoniak benötigt. Die importierte Menge grünen Ammoniaks steigt rasant, sodass im Jahr 2050 in diesem Szenario bereits 293 TWh genutzt werden.

10.3 Bedarfsdeckung Frankreich

Um die Bedarfsdeckung in Frankreich betrachten zu können, wurde zunächst die Erzeugung des grünen Wasserstoffes durch die Elektrolyseure als gesetzt angenommen. Die verfügbaren Elektrolyseure wurden dabei den politischen Ausbauzielen Frankreichs entnommen. Gemeinsam mit den durch die Wetterszenarien vorgegebenen Vollbenutzungsstunden ergibt sich daraus die produzierte Menge an grünem Wasserstoff. Zu diesem kann des Weiteren die Erzeugungsmenge des pinken Wasserstoffes zuaddiert werden. Die Erzeugung von pinkem Wasserstoff wird dazu genutzt, die Vollbenutzungsstunden der verbauten Elektrolyseure zu steigern und dadurch die verbaute Infrastruktur besser auszunutzen. Zur Vereinfachung der Berechnung des produzierten pinken Wasserstoffes wurde die Annahme getroffen, weitere 2.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure durch Atomstrom pro Jahr zu gewährleisten. Diese können nur dann erzielt werden, wenn die Elektrolyseure nicht schon durch die Produktion von grünem Wasser-

stoff voll vereinnahmt wurden. Die zusätzliche Nutzung hat nicht nur positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure, sondern stellt auch regelbaren Wasserstoff zu billigen Grenzkosten zur Verfügung. Aus der Summe der Produktionen von grünem- und pinkem Wasserstoff ergibt sich die in Frankreich erzeugte Gesamtmenge an Wasserstoff. Um die Bedarfsdeckung in Frankreich untersuchen zu können, muss diese dem Wasserstoffbedarf gegenübergestellt werden. Daraus ergibt sich die folgende Abbildung.

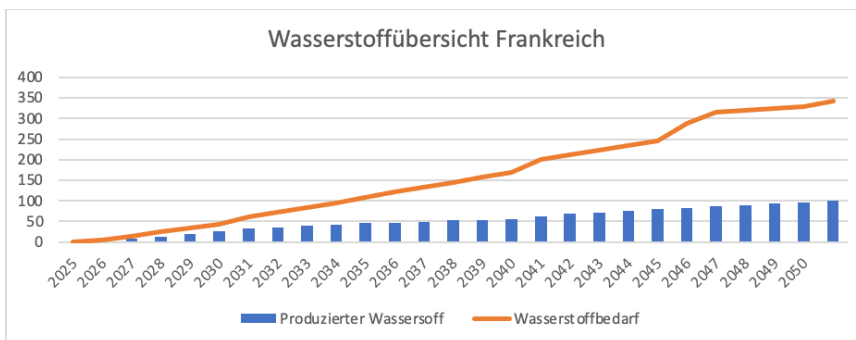


Abbildung 82: Wasserstoffübersicht- Gegenüberstellung der Produktion und des Bedarfs an Wasserstoff FR [TWh]- Wetterszenario 2009

Die Gegenüberstellung der Produktion und des Bedarfes in Frankreich zeigt, dass zu keinem Zeitpunkt der Betrachtung der Bedarf an Wasserstoff in Frankreich durch die eigene Erzeugung gedeckt werden kann. Da sich die Grafik für das Wetterszenario 2007 nur geringfügig ändert, wird auf die erneute Darstellung verzichtet. Die Veränderungen der Wasserstoffproduktion zwischen den Wetterszenarien sind auf die sich unterscheidenden Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure innerhalb der Wetterszenarien zurückzuführen und betreffen die Produktion des grünen Wasserstoffes.

Zur genaueren Betrachtung der Anteile der Bedarfsdeckung soll im Nachgang eine weitere grafische Darstellung des Wasserstoffbedarfs Frankreichs und deren Deckung angeführt werden.

diesem Grund ist davon auszugehen, dass beim Eintreten dieser Werte die Ausbauziele für Elektrolyseure in Frankreich überarbeitet und gegebenenfalls angehoben werden. Somit könnte ein größerer Anteil der Bedarfsdeckung erzielt werden. Auch die Nutzung anderer Wasserstoffproduktionen wie grauer-, blauer- und türkiser Wasserstoff wurden für Frankreich nicht näher betrachtet, könnten jedoch auch hier Anwendung finden. Daher ist eine genauere Betrachtung der Erzeugungsstruktur für Frankreich notwendig, um eine detailliertere Aussage über die benötigten Importe an Wasserstoff treffen zu können. Diese soll jedoch in der vorliegenden Arbeit keine Anwendung finden.

10.4 Bedarfsdeckung Spanien

Um die Bedarfsdeckung in Spanien betrachten zu können, wurde zunächst die Erzeugung des grünen Wasserstoffes durch die Elektrolyseure als gesetzt angenommen. Die verfügbaren Elektrolyseure wurden dabei den politischen Ausbauzielen Spaniens entnommen. Gemeinsam mit den durch die Wetterszenarien vorgegebenen Vollbenutzungsstunden ergibt sich daraus die produzierte Menge an grünem Wasserstoff. Um die Bedarfsdeckung in Spanien untersuchen zu können, muss diese dem Wasserstoffbedarf gegenübergestellt werden. Daraus ergibt sich die folgende Abbildung.

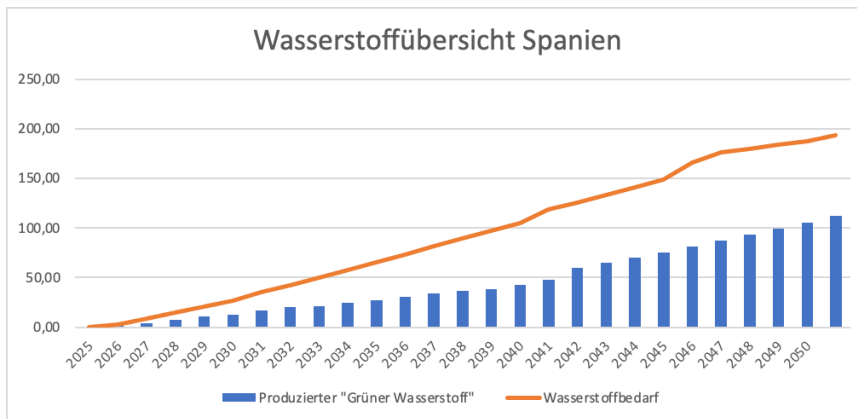


Abbildung 84: Wasserstoffübersicht- Gegenüberstellung der Produktion und des Bedarfs an Wasserstoff ESP [TWh]- Wetterszenario 2009

Die Gegenüberstellung der Produktion und des Bedarfes in Spanien zeigt, dass zu keinem Zeitpunkt der Betrachtung der Bedarf an Wasserstoff in Spanien durch die eigene Erzeugung gedeckt werden kann. Da sich die Grafik für das Wetterszenario 2007 nur geringfügig ändert, wird auf die erneute Darstellung verzichtet. Die sich einstellenden Änderungen der prognostizierten Erzeugungsmengen können auf die sich unterschei-

denden Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure innerhalb der Wetterszenarien zurückgeführt werden und betreffen die Produktion des grünen Wasserstoffes.

Zur genaueren Betrachtung der Anteile der Bedarfsdeckung soll im Nachgang eine weitere grafische Darstellung des Wasserstoffbedarfs Spaniens und deren Deckung angeführt werden.

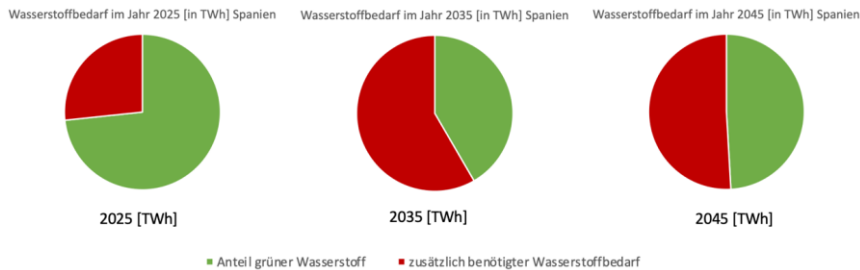


Abbildung 85: Bedarfsdeckung des Wasserstoffes in Spanien in den Jahren 2025, 2035 und 2045- Wetterszenario 2009

Die Abbildung zeigt die Deckung des Wasserstoffbedarfs für Spanien in den Jahren 2025, 2035 und 2045. Es ist zu erkennen, dass Spanien im Verlauf des Betrachtungszeitraumes zunächst immer mehr von ausländischen Wasserstoffexporten abhängig wird, jedoch zum Ende durch einen höheren Ausbau an Elektrolyseuren den Anteil wieder reduzieren kann. Zu Beginn des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2025 können noch etwa 73 % des Wasserstoffbedarfs in Spanien durch die Produktion von grünem Wasserstoff gedeckt werden. Der Bedarf an Wasserstoff in Höhe von etwa 2,6 TWh steht einer Produktion von 1,9 TWh Wasserstoff gegenüber. Im Jahr 2035 beträgt der Deckungsgrad der Wasserstoffproduktion in Spanien nur noch 42 % des Wasserstoffbedarfs. Der Bedarf in Höhe von 73,5 TWh kann lediglich durch 30,6 TWh grünem Wasserstoff gedeckt werden. 2045 steigt der durch die Wasserstoffproduktion zu deckende Teil am Gesamtbedarf von Spanien wieder auf 49 %. Der prognostizierte Bedarf in Höhe von 165,7 TWh steht einer Produktion von 81,3 TWh (grüner Wasserstoff) gegenüber. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2050 steigt der prognostizierte Anteil der Produktion weiter an und erreicht einen Wert von 58 %. Somit wird der in Spanien benötigte Gesamtbedarf von etwa 193,6 TWh durch eine Gesamtproduktion von ca. 112 TWh bedient. Der sich ergebende Restbedarf in Spanien muss durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden. Hierbei ist auf ähnliche Quellen wie Deutschland zurückzugreifen. Zu diesen zählt sowohl der Import von Ammoniak (Schiff) sowie von Wasserstoff mittels Pipeline aus der Mena-Region. Eine detaillierte Betrachtung der benötigten Importe für Spanien wurde in dieser Arbeit nicht durchgeführt. Die angeführte Grafik beinhaltet die

Ergebnisse des Wetterszenarios 2009. Die Ergebnisse zum Wetterszenario 2007 weichen grafisch nur geringfügig ab, wodurch davon abgesehen wurde die Ergebnisse separat anzuführen.

Spanien verfügt über große Flächen auf dem Land, die sich gut für die PV-Stromerzeugung eignen. Zudem sind die Atlantikküsten auch für die Produktion von Windenergie nutzbar. Mithilfe neuer Technologien zur Realisierung von Offshore-Anlagen trotz hoher Meerestiefen können auch die schnell abfallenden Küstenregionen vor dem spanischen Festland zur Stromproduktion durch Windkraftanlagen genutzt werden. Die aufgezeigten Potentiale für die Erzeugung von regenerativem Strom werden jedoch kaum von den politischen Ausbauzielen der Regierung ausgenutzt. Dies ist unter anderem auf die langen Genehmigungszeiten und große Bürokratiehürden zurückzuführen. Spanien beherbergt ein riesiges Potential für die Erzeugung von Wasserstoff und könnte eine zentrale Rolle in der Wasserstoffversorgung von Europa einnehmen. Neben den sehr guten Bedingungen für die Produktion von erneuerbarer Energie sind auch die Salzvorkommen zur Speicherung von Wasserstoff auf der iberischen Halbinsel gegeben. Um dieses große Potential nutzen zu können, müssen jedoch sowohl die Ausbauziele für erneuerbare Energien und Speicherkapazitäten angepasst und erhöht als auch die Genehmigungsverfahren verbessert werden.

10.5 Strombilanzen

In diesem Kapitel sollen die Strombilanzen der Länder Deutschland, Frankreich und Spanien bis zum Jahr 2050 dargestellt und diskutiert werden. Diese Bilanzen sind entscheidend bei der Beurteilung, ob die Länder in der Lage sind ihren Strombedarf eigenständig zu decken. Die Strombilanz ergibt sich aus der jährlichen Differenz der gesamten Stromerzeugung und des gesamten Stromverbrauchs der jeweiligen Länder. Eine negative Strombilanz bedeutet, dass in dem Jahr der Stromverbrauch eines Landes höher ist als die eigene Stromerzeugung. In diesem Fall ist das Land im Verlauf des Jahres auf mehr Stromimporte aus anderen Ländern angewiesen, als es selbst exportiert. Bei einer positiven Strombilanz würde das Land über eine Überproduktion an Strom verfügen, was es diesem ermöglicht, mehr Strom in andere Länder zu exportieren als es selbst importiert.

Zur Berechnung der Strombilanzen wurden von Volue Daten über die Stromerzeugung und Stromverbräuche in Deutschland, Frankreich und Spanien bis zum Jahr 2040 zur Verfügung gestellt. Diese beinhalteten die gesamten installierten Leistungen unterschiedlicher Kraftwerkstypen sowie die Stromverbräuche ohne Betrachtung der Wasserstoffproduktion der einzelnen Länder. Wie bereits in 6.2 beschrieben, wurden die Daten

Kommentiert [KL2]: So wirklich verstehe ich dieses Kapitel nicht

zunächst bis zum Jahr 2050 erweitert und die gesamte Stromerzeugung aus den Erzeugungspotentialen der einzelnen Kraftwerkstypen berechnet. Die Daten zum Stromverbrauch wurden um den zusätzlichen Stromverbrauch durch die Wasserstoffherzeugung erweitert, indem die Menge an erzeugtem grünem Wasserstoff mit dem jeweiligen Wirkungsgrad der Elektrolyse verrechnet wurde. Für Deutschland wurden zusätzlich die erzeugten Mengen an grauem, blauem und türkischem Wasserstoff bis zum Jahr 2050 mit den jeweiligen Wirkungsgraden der Verfahren verrechnet. Das Ergebnis ist der gesamte Strombedarf mit Betrachtung der Wasserstoffproduktion, um so eine ganzheitliche Beurteilung zu ermöglichen. Aus der Differenz von gesamter Stromerzeugung und gesamtem Strombedarf wurden die Strombilanzen für die Länder Deutschland, Frankreich und Spanien bis zum Jahr 2050 ermittelt. Die Ergebnisse für das Wetterszenario 2007 sind in folgender Grafik dargestellt.

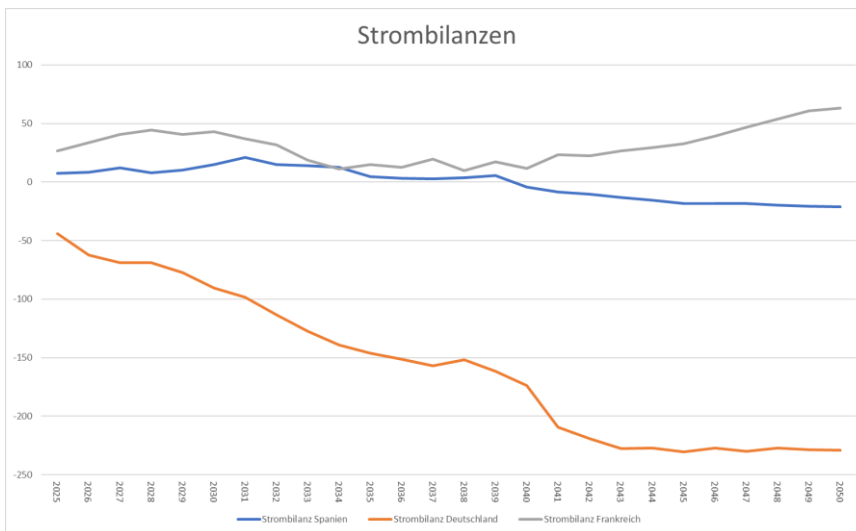


Abbildung 86: Strombilanzen der Länder [TWh] – Szenario 2007

In Abbildung 86 ist zu erkennen, dass Deutschland zwischen den Jahren 2025 und 2050 stets eine negative Strombilanz aufweist. Diese liegt im Jahr 2025 noch bei ca. - 50 TWh, sinkt bis zum Jahr 2050 jedoch auf ca. - 230 TWh ab. Grund dafür ist der schnellere Anstieg des Stromverbrauchs im Vergleich zur Stromerzeugung. Es lässt sich somit darauf schließen, dass Deutschland in diesem Szenario zunehmend auf Stromimporte angewiesen sein wird. Im Gegensatz dazu weist Frankreich eine durchgehend positive Strombilanz zwischen den Jahren 2025 und 2050 auf. Diese liegt im Jahr 2025 noch bei ca. 30 TWh, sinkt zwischen den Jahren 2032 und 2041 auf ein Niveau von ca. 20 TWh und steigt anschließend bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von ca. 60 TWh. Spanien

weist zwischen den Jahren 2025 und 2039 eine positive Strombilanz von ca. 10 TWh auf, sinkt jedoch zwischen den Jahren 2040 und 2050 auf einen Wert von ca. - 20 TWh.

Ähnliche Ergebnisse wie im oben betrachteten Szenario 2007 sind auch im Szenario 2009 zu erwarten. Dabei weist Deutschland ebenso eine dauerhaft negative Strombilanz zwischen den Jahren 2025 und 2050 auf. Im Jahr 2025 liegt die Bilanz bei einem Wert von ca. - 45 TWh, sinkt in dem Szenario bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von ca. - 180 TWh ab. Frankreich weist weiterhin eine durchgehend positive Bilanz auf, 2025 liegt der Wert bei ca. 40 TWh und steigt bis 2050 auf einen Wert von ca. 80 TWh an. Spanien weist bis zum Jahr 2040 eine positive Bilanz von zwischen 10 bis 20 TWh auf und ab dem Jahr 2041 eine negative Bilanz von ca. - 10 TWh. Die Ergebnisse des Szenarios 2009 sind in folgender Abbildung dargestellt.

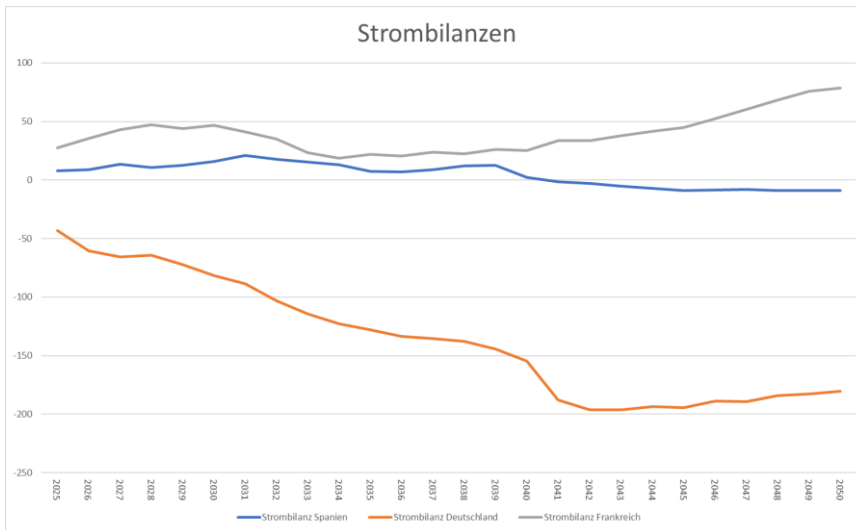


Abbildung 87: Strombilanzen der Länder [TWh] – Szenario 2009

11 Fazit

In dieser Forschungsarbeit wurden unterschiedliche Wasserstoffherstellungsverfahren verglichen mit dem Ziel der Erstellung eines grenzkostenbasierten Szenarios der Deckung der deutschen Wasserstoffnachfrage bis 2050.

Bei der Betrachtung der Grenzkosten dieser Verfahren, waren in beiden Wetterszenarien ähnliche Entwicklungen zu erkennen. Die erdgasbasierten Verfahren weisen in den ersten fünf Jahren des Betrachtungszeitraumes einen starken Rückgang der Grenzkosten auf. Grund dafür sind insbesondere die hohen Erdgaspreise, welche den Großteil der Grenzkosten darstellen. Für die Erzeugung grünen Wasserstoffs ist in diesem Zeitraum ebenso ein Rückgang der Grenzkosten zu erkennen. Die Ursache dessen lässt sich auf sinkende Stromkosten sowie verbesserte Wirkungsgrade und erhöhte Vollbenutzungsstunden zurückführen. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums weist grüner Wasserstoff aus Deutschland in beiden Szenarien die geringsten Grenzkosten auf. Erst ab der Mitte der 2030er Jahre erreicht blauer Wasserstoff, gefolgt von den anderen erdgasbasierten Verfahren, günstigere Grenzkosten. Dies lässt sich auf steigende Strompreise zurückführen, welche einen geringeren Einfluss auf die Grenzkosten der erdgasbasierten Verfahren haben. Bei der Betrachtung des grünen Ammoniaks aus dem Ausland ist von konstant sinkenden Grenzkosten auszugehen, diese erreichen allerdings erst in den letzten fünf Jahren des Betrachtungszeitraums ein wettbewerbsfähiges Niveau im Vergleich zu den erdgasbasierten Verfahren. Die günstigsten Grenzkosten können ab dem Jahr 2030 erreicht werden und belaufen sich in beiden Szenarien auf ca. 50 € pro Megawattstunde Wasserstoff.

Der Vergleich der Vollkosten zeigt auf, dass in den ersten fünf Jahren des Betrachtungszeitraums auch mit einem starken Rückgang der Vollkosten aller Verfahren zu rechnen ist. Ab dem Jahr 2030 sind die Vollkosten bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nahezu konstant, lediglich grüner Wasserstoff weist zwischen 2030 und 2040 einen Anstieg und zwischen 2040 und 2050 einen Rückgang der Vollkosten auf. Die erdgasbasierten Verfahren besitzen zu jedem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums günstigere Vollkosten als grüner Wasserstoff. Die Vollkosten dieser Verfahren scheinen somit weniger abhängig von den Investitionskosten zu sein. Grauer Wasserstoff stellt durchgehend das günstigste Verfahren dar, erst ab dem Jahr 2041 wird blauer Wasserstoff, durch den Wegfall des grauen Wasserstoffs, das günstigste Verfahren. Grüner Ammoniak weist den größten Rückgang der Vollkosten auf, erreicht allerdings erst in den letzten fünf Jahren des Betrachtungszeitraums ein wettbewerbsfähiges Niveau im Vergleich zu grünem Wasserstoff. Die günstigsten Vollkosten können zwischen den Jahren 2030

und 2041 erreicht werden und belaufen sich in beiden Szenarien auf ca. 60 € pro Megawattstunde Wasserstoff. Ab dem Jahr 2041 liegen die geringsten Vollkosten bei ca. 68 € pro Megawattstunde Wasserstoff.

Anhand der Grenzkosten wurde ein Wasserstofferzeugungsmix für Deutschland erstellt. Dessen Ergebnisse zeigen, dass sich der Wasserstoffbedarf Deutschlands nur zu etwa 20 – 40 % aus grünem Wasserstoff decken lassen. Dieser Anteil bleibt im gesamten Betrachtungszeitraum nahezu konstant, weshalb sich darauf schließen lässt, dass der Anstieg an Elektrolyseleistung und Wasserstoffbedarf ähnlich verläuft. Der übrige Bedarf wird zum Großteil aus blauem Wasserstoff gedeckt. Ab dem Jahr 2040 werden geringe Anteile an türkischem Wasserstoff zur Bedarfsdeckung genutzt. Ab dem Jahr 2043 wird grüner Ammoniak importiert, welcher in den nächsten Jahren zunehmend den türkischen und blauen Wasserstoff ersetzt und den Großteil des Wasserstoffbedarfs abdeckt. Dies ist nicht auf geringere Grenzkosten, sondern auf den Wegfall des türkischen und blauen Wasserstoffs zurückzuführen.

Bei der Betrachtung des Wasserstoffbedarfs der Länder Frankreich und Spanien konnte festgestellt werden, dass diese in keinem der betrachteten Jahre in der Lage sind ihren eigenen Bedarf durch grünen Wasserstoff zu decken. Demnach wird es nicht möglich sein Wasserstoff aus diesen Ländern zu importieren, stattdessen muss dieser aus dem außereuropäischen Ausland bezogen werden.

Bedenklich ist zudem die Betrachtung der Strombilanzen bis zum Jahr 2050. Dabei stellte sich heraus, dass für Deutschland, unabhängig vom Wetterszenario, neben den Wasserstoffimporten auch ein erheblicher Bedarf an Stromimporten besteht. Die Bilanz Deutschlands sinkt im Betrachtungszeitraum zunehmend ab und erreicht gegen Ende ein Niveau von ca. - 230 TWh. Dieses negative Saldo kann nicht durch Stromimporte aus Frankreich oder Spanien gedeckt werden, obwohl diese eine deutlich bessere Bilanz ausweisen.

In dieser Forschungsarbeit konnten zahlreiche Erkenntnisse errungen werden und sie bietet einen Ansatz zur Beantwortung einiger wesentlicher Fragen der Wasserstoffwirtschaft. Es ist wichtig zu beachten, dass die Ergebnisse lediglich ein mögliches Szenario darstellen. Die tatsächliche Entwicklung kann von verschiedenen Faktoren beeinflusst werden, insbesondere von politischen Entscheidungen, welche einen erheblichen Einfluss unter anderem auf den Ausbau der Technologien oder die Entwicklung des Wasserstoffmarktes haben können.

Literaturangaben

- [1] Klimawandel: Ursachen, Folgen und Handlungsmöglichkeiten, Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina, 2021
- [2] Bundesregierung: Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045 | Bundesregierung, 2023. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, abgerufen am: 14.05.2023
- [3] Fraunhofer-Gesellschaft: Wasserstofftechnologien, 2023. <https://www.fraunhofer.de/de/forschung/aktuelles-aus-der-forschung/wasserstoff.html>, abgerufen am: 14.05.2023
- [4] Horng u. Kalis: Wasserstoff - Farbenlehre Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie, 2020. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf, abgerufen am: 08.02.2023
- [5] Cerbe, G. u. Lendt, B. (Hrsg.): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung. München: Hanser 2017
- [6] Kohlenstoff, 2023. <https://www.chemie.de/lexikon/Kohlenstoff.html>, abgerufen am: 29.04.2023
- [7] Wasserstoff, 2023. https://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html#Physikalische_Eigenschaften, abgerufen am: 29.04.2023
- [8] Stickstoff, 2023. <https://www.chemie.de/lexikon/Stickstoff.html#Eigenschaften>, abgerufen am: 29.04.2023
- [9] Sauerstoff, 2023. https://www.chemie.de/lexikon/Sauerstoff.html#Physikalische_Eigenschaften, abgerufen am: 29.04.2023
- [10] Methan, 2023. <https://www.chemie.de/lexikon/Methan.html>, abgerufen am: 29.04.2023
- [11] Wasser, 2023. <https://www.chemie.de/lexikon/Wasser.html>, abgerufen am: 29.04.2023
- [12] Kohlenstoffdioxid, 2023. <https://www.chemie.de/lexikon/Kohlenstoffdioxid.html>, abgerufen am: 29.04.2023
- [13] Kröll, S.: CO₂ - Alles über Kohlenstoffdioxid, 2023. <https://www.net4energy.com/wiki/co2>, abgerufen am: 29.04.2023
- [14] Ammoniak, 2023. <https://www.chemie.de/lexikon/Ammoniak.html>, abgerufen am:

29.04.2023

- [15] Schneider, C.: Der Energie-Impuls: Zum Entwurf des Delegated Act der EU-Kommission für den Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor – Geht dem Wasserstoffhochlauf in Deutschland die Luft aus?, 2022. <https://www.oppenhoff.eu/de/news/detail/der-energie-impuls-zum-entwurf-des-delegated-act-der-eu-kommission-fuer-den-wasserstoffeinsatz-im-verkehrssektor-geht-dem-wasserstoffhochlauf-in-deutschland-die-luft-aus/>, abgerufen am: 28.04.2023
- [16] Schmidt-Achert, T.: Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert? - FfE, 2023. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/>, abgerufen am: 28.04.2023
- [17] Willuhn, M.: EU-Kommission definiert grünen Wasserstoff – Bedingungen in Frankreich leicht zu erfüllen, 2023. https://www.pv-magazine.de/2023/02/14/eu-kommission-definiert-gruenen-wasserstoff-bedingungen-in-frankreich-leicht-zu-erfuellen/?xing_share=news, abgerufen am: 27.02.2023
- [18] Kurmayer, N. J.: LEAK: France wins recognition for nuclear in EU's green hydrogen rules (2023)
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: One-Stop-Shop - Wasserstoff - „One-Stop-Shop“ - Wasserstoff, 2023. <https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/home.html>, abgerufen am: 15.05.2023
- [20] DIHK: Wasserstoff-Förderprogramme im Überblick, 2022. <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/wasserstoff/h2-foerderprogramme-67860>, abgerufen am: 15.05.2023
- [21] Bundesministerium der Finanzen: Förderung von Wasserstoffprojekten, 2023. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Europa/DARP/Leuchtturm-Projekte/foerderung-wasserstoffprojekte.html>, abgerufen am: 15.05.2023
- [22] Linnemann, M. u. Peltzer, J.: Wasserstoffwirtschaft kompakt. Klimaschutz, Regulierung und Perspektiven für die Energiewirtschaft. Wiesbaden: Springer Vieweg 2022
- [23] Linnemann, M.: Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger. Einmaleins der Stromwirtschaft. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg 2021
- [24] Europäische Kommission: Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in

- hydrogen, 2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0803>, abgerufen am: 20.06.2023
- [25] Warnecke, M. u. Röhling, S.: Underground hydrogen storage – Status quo. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften (2021) 4, S. 641–659
- [26] Bültmeier, H., et al: 20220610_DBI-Studie_H2-speichern-soviel-ist-sicher (2022)
- [27] Vergleich verschiedener Methoden zur Speicherung von Wasserstoff, Schill, j., 2018
- [28] Herrmann, A. G. u. Röthemeyer, H.: Langfristig sichere Deponien. Situation, Grundlagen, Realisierung. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg 1998
- [29] Geitmann, S.: Energiewende 3.0. Mit Wasserstoff und Brennstoffzellen. Oberkrämer-Schwante: H2ydrogeit 2012
- [30] Donadei, S., Fleig, S., Gast, S., Goerne, G., Hölzner, M. u. Horváth, P.-L.: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft) : InSpEE : Sachbericht. Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft)
- [31] Michalski, J., Bünger, U., Crotogino, F., Donadei, S., Schneider, G.-S., Pregger, T., Cao, K.-K. u. Heide, D.: Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 19, S. 13427–13443
- [32] Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A. u. Stolten, D.: Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy 45 (2020) 11, S. 6793–6805
- [33] RAG Austria AG, et. all: UNDERGROUND SUN STORAGE. Chemical storage of renewable energy in --Final Report - porous subsurface reservoirs with exemplary testbed
- [34] Juez-Larre, J., van Gessel, S. F., Dalman, R., Remmelts, G. u. Groenenberg, R. M.: Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands. 2019

- [35] Sensfuss, F., Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C., Pfluger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea, Pia, M., Neuwirth, M., Wietschel, M., Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Mellwig, P., Blöhmer, S., Tersteegen, B., Maurer, C., Ladermann, A., Dröscher, T., Willemsen, S., Müller-Kirchenbauer, J., Giehl, J., Hilaire, M., Schöngart, S., Kurre, A., Hollnagel, J. u. Mikulicz-Radecki, F. von: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien
- [36] Matthes, F. C., Braungardt, S., Bürger, V., Göckeler, K., Heinemann, C., Hermann, H., Kasten, P., Mendelevitch, R., Mottschall, M., Seebach, D. u. Cook, V.: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland
- [37] DVGW: Deutschlands Gasnetze können Wasserstoff! Die verbauten Rohrleitungen und Pipelines aus Stahl sind für Wasserstoff geeignet März 2023
- [38] Dr. Steiner, Michael, Dr. Marewski, Dr. Sicher, Horst: DVGW-Projekt SyWeSt H2. Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewerkstelligung zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit Januar 2022
- [39] Matthes et al.: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland, 2021.
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf>,
abgerufen am: 08.02.2023
- [40] Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás: European Hydrogen Backbone. A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES (2022)
- [41] Bundesamt für Justiz: EEG 2023 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, 2023. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, abgerufen am: 14.05.2023
- [42] Bundesamt für Justiz: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG), 2023. https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/inhalts_bersicht.html, abgerufen am: 14.05.2023
- [43] Pape, C.: Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022
- [44] Borrmann, R.: Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergie auf See - Potential und Bedarf in Deutschland
- [45] Schmidt: Wasserstofftechnik. Grundlagen, Systeme, Anwendung, Wirtschaft. München: Hanser 2020

- [46] Statista: Herstellung von Wasserstoff nach Produktionsprozess in Deutschland im Jahr 2020, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1194793/umfrage/produktion-von-wasserstoff-nach-prozess/>, abgerufen am: 08.02.2023
- [47] Figoli, A., Cassano, A. u. Basile, A. (Hrsg.): Membrane technologies for biorefining. Woodhead Publishing series in energy, Bd. 96. Amsterdam [u.a.]: Elsevier Woodhead Publications 2016
- [48] Leiblein et al.: Roadmap Gas 2050. Deliverable D1.1. Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂., 2020. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-abschlussbericht-d1.1-rmg2050-h2-Bereitstellung.pdf>, abgerufen am: 08.02.2023
- [49] Green City Times: Carbon capture and storage (CCS); IGCC. <https://www.greencitytimes.com/carbon-capture-and-igcc/>, abgerufen am: 08.02.2023
- [50] Zach et al.: Analyse von CCU-Technologien im Kontext konventioneller Energieeffizienz- und Klimaschutzmaßnahmen in Österreich, 2022. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe/schriftenreihe-2022-34-ccu-in-oesterreich.pdf, abgerufen am: 08.02.2023
- [51] Umweltbundesamt: Carbon Capture and Storage, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>, abgerufen am: 08.02.2023
- [52] Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F. u. Kolb, T.: Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. Chemie - Ingenieur - Technik 92 (2020) 8, S. 1023–1032
- [53] An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products. Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States) PNNL-26726; ANL-17/11, Dagle, R. A., Dagle, V., Bearden, M. D., Holladay, J. D., Krause, T. R. u. Ahmed, S., 2017
- [54] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: Hydrogen Production: Thermochemical Water Splitting, 2023. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-thermochemical-water-splitting>, abgerufen am: 18.04.2023
- [55] Marquardt, T.: Prozesskettenanalyse der Wasserstofferzeugung mittels Methanpyrolyse und Festoxid-Wasserelektrolyse. = Process Chain Analysis of Hydrogen Production by Methane Pyrolysis and Solid Oxide Electrolysis. Hochschulschrift, 2022

- [56] Töpler, J. u. Lehmann, J.: Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg 2017
- [57] Stadler, I. u. Sterner, M. (Hrsg.): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Vieweg 2017
- [58] Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F. u. Genoese, F. (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. SpringerLink Bücher. Wiesbaden: Springer Vieweg 2015
- [59] Oliver Lösch, Gregor Zesch, Eberhard Prof. Dr. Jochem, Ulrich Schmoch u. Natalia Ashley-Belbin: Bewertung der Hochtemperaturelektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff für die Anwendung in der Grundstoffindustrie. Unpublished 2020
- [60] Die AEM-Elektrolyse vereint die Vorteile der PEM-Elektrolyse und der AEL. - Evonik Industries, 2022. <https://www.creavis.com/de/erfolgsgeschichten/aktuelle-projekte/duraion/aem-technologie/die-aem-elektrolyse-vereint-die-vorteile-der-pem-elektrolyse-und-der-ael-163155.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [61] IRENA: Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal. technology reviw of hydrogen carriers. IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022 (2022)
- [62] Scheuermann, A.: Was ist grünes Ammoniak? CHEMIE TECHNIK (2021)
- [63] Herbel, M.: Power to Ammoniak. Möglichkeiten zur erneuerbaren Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Ammoniakindustrie. Masterarbeit (2017)
- [64] Giddey, S., Badwal, S. u. Kulkarni, A.: Review of electrochemical ammonia production technologies and materials. International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 34, S. 14576–14594
- [65] Nigbur, F. E.: Ammoniak-Cracker zur Brenngasversorgung von Brennstoffzellen. Experimentelle und simulative Untersuchungen. Göttingen: Cuvillier Verlag 2021
- [66] Kandemir, T., Schuster, M. E., Senyshyn, A., Behrens, M. u. Schlögl, R.: The Haber-Bosch process revisited: on the real structure and stability of "ammonia iron" under working conditions. Angewandte Chemie (International ed. in English) (2013) 48, S. 12723–12726
- [67] Beerbühl, S. S., Kolbe, B., Roosen, C. u. Schultmann, F.: Ammoniaksynthese als Beispiel einer stofflichen Nutzung von intermittierend erzeugtem Wasserstoff. Chemie Ingenieur Technik 86 (2014) 5, S. 649–657
- [68] Ammonia, 2023. https://dieselnet.com/tech/fuel_ammonia.php, abgerufen am:

20.06.2023

- [69] TU Braunschweig: Bestandteile der Luft, 2018. http://www.pci.tu-bs.de/aggericke/PC5/Kap_IV/Bestandteile.htm, abgerufen am: 20.06.2023
- [70] Smith, A. u. Klosek, J.: A review of air separation technologies and their integration with energy conversion processes. *Fuel Processing Technology* 70 (2001) 2, S. 115–134
- [71] DLR: Zukünftige maritime Treibstoffe und deren möglichen Importkonzepte. *kurzstudie-maritime-treibstoffe* (2022)
- [72] Amelie Sitzmann | EWI: Grünes Ammoniak: Bezugsoptionen für Deutschland. Kostenvergleich von importiertem und Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak. *EWI Policy Brief* (2021)
- [73] Petzold, E.: SCHIFFSLEXIKON.COM - Begriffe aus der Welt der Seeschifffahrt, 2023. <https://www.schiffslexikon.com/lpg-24.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [74] iain: Liquefied Gas Carriers - Ship Types (2007)
- [75] Statista: Global LNG tanker fleet 2021 | Statista, 2023. <https://www.statista.com/statistics/468412/global-lng-tanker-fleet/>, abgerufen am: 20.06.2023
- [76] Liquefied Gas Carrier.com: Fully refrigerated tankers that carry LPG, Ammonia & Vinyl chloride, 2016. <http://www.liquefiedgascarrier.com/Fully-Refrigerated-Ships.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [77] Scharffetter, N.: *Gastankerschiffe*. Marvest GmbH (2019)
- [78] Brinks, H. u. Chryssakis, C.: *Harnessing ammonia as ship fuel* - DNV, 2023. <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Harnessing-ammonia-as-ship-fuel.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [79] Selzer, F.: *NYK will größere Ammoniak-Tanker*. Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG (2022)
- [80] Liquefied Gas Carrier: *Safety & operational matters*, 2017. <http://www.liquefiedgascarrier.com/LPG.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [81] flüssiggas.de: *LNG: Herstellung, Kosten, LNG-Anlage und mehr*, 2023. <https://fluessiggas.de/wissen/gewerbe/was-ist-lng/>, abgerufen am: 20.06.2023
- [82] *Täglicher Hafenbericht: ammoniak-terminal-in-rotterdam*- THB, 2023. https://www.thb.info/login.html?redirect_url=/rubriken/haefen/detail/news/ammoniak-terminal-in-rotterdam-geplant.html, abgerufen am: 20.06.2023

- [83] Dr. Steffen Bukold (EnergyComment) im Auftrag von Greenpeace e.V.: LNG-Terminals in Deutschland (2022)
- [84] Florian Schreiner, Matia Riemer, Jakob Wachsmuth: Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Fraunhofer ISI
- [85] Camel, M.: Ammonia As Hydrogen Carrier to Unlock the Full Potential of Green Renewables (2020)
- [86] German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action: Covering Germany's green hydrogen demand: Transport options for enabling imports
- [87] Volue: Who we are, 2023. <https://www.volue.com/who-we-are>, abgerufen am: 12.02.2023
- [88] Volue: Insight, 2023. <https://www.volue.com/de/insight#langfristige-marktanalysen>, abgerufen am: 12.02.2023
- [89] Sensitivitätsanalyse verschiedener Entwicklungs- und Wetterszenarien eines europäischen Wasserstoffmarkts bis zum Jahr 2040, Steffen Straßburg, 2022
- [90] Wasserstoffnachfragepotentiale bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union, Schlichtmann et al., 2022
- [91] Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals, 2020. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf, abgerufen am: 08.02.2023
- [92] Schmidt: Fernwärme wird attraktiver. FAZ 2008
- [93] Bosch: Die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen und der COP. <https://www.bosch-thermotechnology.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/jahresarbeitszahl-waermepumpe/>, abgerufen am: 08.02.2023
- [94] Statista: Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland bis 2022 | Statista, 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/180859/umfrage/stromerzeugung-aus-erdgas-in-deutschland-seit-1990/>, abgerufen am: 10.02.2023
- [95] EnBW: Gasturbinenkraftwerk | EnBW, 2023. <https://www.enbw.com/energie-entdecken/energieerzeugung/konventionelle-erzeugung/>, abgerufen am: 10.02.2023
- [96] Monitoringbericht 2022, Bundesnetzagentur, 2022

- [97] Umweltbundesamt: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energie-traegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>, abgerufen am: 08.02.2023
- [98] Müller-Lohse: Wärmenetze in Deutschland und Frankreich: Bestandsentwicklung, Förderprogramme, Planung und Akteure, 2020. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjDjqvVI_78AhWyQvEDHVvcATQQFnoECAgQAQ&url=https%3A%2F%2Fenergie-fr-de.eu%2Fde%2Feffizienz-waerme%2Fnachrichten%2Fleser%2Fwaer-menetze-in-deutschland-und-frankreich.html%3Ffile%3Dfiles%2Fofaenr%2F04-notes-de-synthese%2F02-acces-libre%2F05-efficacite-chaleur%2F2020%2FDF-BEW_Waermenetze_2001.pdf&usg=AOvVaw1sl9OezC0WCvleilKD2-nt, abgerufen am: 08.02.2023
- [99] Eurostat: Fernwärmenetze - Kapazitäten, Erzeugung und Verluste nach Netztyp und Anlagentyp, 2022. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_dhdc_cpl/default/table?lang=de, abgerufen am: 09.02.2023
- [100] Wasmeier: SPANIEN Nahwärme- und Kältenetze mit erneuerbaren Energien Zielmarktanalyse 2017 mit Profilen der Marktakteure, 2017. https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2017/zma_spanien_2017_nahwaerme-kaeltenetze.pdf?__blob=publication-File&v=4
- [101] IEA: Spain Oil Security Policy – Analysis - IEA, 2022. <https://www.iea.org/articles/spain-oil-security-policy>, abgerufen am: 09.02.2023
- [102] IEA: France Oil Security Policy – Analysis - IEA, 2023. <https://www.iea.org/articles/france-oil-security-policy>, abgerufen am: 09.02.2023
- [103] Gatzten u. Reger: Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045, 2022. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf>, abgerufen am: 08.02.2023
- [104] Theurer: Habeck macht Milliarden für blauen Wasserstoff und CO₂-Speicherung locker. FAZ 2022 (2022)
- [105] Concepts for Large Scale Hydrogen Production, Jakobsen u. Atland, 2016
- [106] Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO₂ price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany,

- George et al., 2022
- [107] Kempkens, W.: Blauer Wasserstoff als Brückenlösung?, 2021. <https://edison.media/blauer-wasserstoff-als-brueckenloesung/25216105/>, abgerufen am: 22.02.2023
- [108] Zahw, T., Jaap, P. u. Schimmel, M.: Facilitating_hydrogen_imports_from_non-EU_countries. Guidehouse; GAS For Climat (2022)
- [109] Husarek, D., Schmugge, J. u. Niessen, S.: Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multi-modal energy system. International Journal of Hydrogen Energy 46 (2021) 76, S. 38008–38025
- [110] Bundesministerium für Bildung und Forschung - BMBF: Grüner Wasserstoff: Welche internationalen Projekte fördert das BMBF?, 2023. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [111] Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK - Bundesministerium für: Habeck: „Erstes Importterminal für grünen Ammoniak kommt nach Hamburg - Standortentscheidung ist Wegmarke für Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“, 2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/11/20221117-habeck-erstes-importterminal-fur-grunen-ammoniak-kommt-nach-hamburg-wegmarke-fur-hochlauf-der-wasserstoffwirtschaft.html>, abgerufen am: 20.06.2023
- [112] Bär et al.: Erste Ergebnisse des DVGWLeitprojektes „Roadmap Gas 2050“ – Teil 1: Vergleich von H₂-Bereitlungsoptionen, 2021. <https://www.dvgw.de/media/dvgw/forschung/berichte/2104baer.pdf>, abgerufen am: 08.02.2023
- [113] Göbelbecker, J.: Pläne für ein Wasserstoffnetz in Deutschland und Europa. CHEMIE TECHNIK (2021)
- [114] Nationaler Wasserstoffrat: Wasserstofftransport (2021)
- [115] Brändle Gregor, Schönfisch Max, Dr. Schulte Simon: Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen — EWI, 2020. <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/estimating-long-term-global-supply-costs-for-low-carbon-hydrogen/>, abgerufen am: 21.06.2023
- [116] Bazzanella, A. M. u. Ausfelder, F.: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V

- [117] Amar, I. A., Lan, R., Petit, C. T. G. u. Tao, S.: Solid-state electrochemical synthesis of ammonia: a review. *Journal of Solid State Electrochemistry* 15 (2011) 9, S. 1845–1860
- [118] Fragoso García, J., Kleinschmitt Christoph u. Franke Katja: Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien. HYPAT Working Paper 03/2022 (2022)
- [119] KfW: Maritime Industrie – LNG-Tanker (2018)
- [120] Göbelbecker, J.: RWE errichtet Ammoniak-Terminal in Brunsbüttel, 2023.
<https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel-622.html>, abgerufen am: 21.06.2023
- [121] NDR: Hamburg bekommt Importterminal für erneuerbare Energie. NDR (2022)