PROJEKTDOKUMENTATION

Verbundprojekt

„WASh2Emden – Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden“

Wasserstoff-Anwendungen im Seehafen Emden

WASh2Emden

Projektlaufzeit:

Dezember 2018 – Mai 2020

Schlagwörter:

Wasserstoff, Hafen, CO_2

Gefördert durch:

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

IHATEC Innovative Hafentechnologien

Projektkoordination:

Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG

Projektpartner:

abh INGENIEUR-TECHNIK GmbH

DBI Gastechnologisches Institut gGmbH

MARIKO GmbH

Tyczka Energy GmbH

Assoziierte Partner:

Hochschule Emden-Leer

Ems Port Agency and Stevedoring Beteiligungs GmbH & Co. KG

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 7

Tabellenverzeichnis 10

Abkürzungen 12

1 Ausgangslage und Zielstellung des Projektes 14

1.1 Der Seehafen Emden 14

1.2 Problemdarstellung 17

1.3 Lösungsansatz 19

2 Potenzielle Anwendungsfelder für Wasserstoff im Hafen 21

2.1 Straßenverkehr 21

2.2 Schienenverkehr 24

2.3 Schifffahrt 25

3 Ermittlung des Wasserstoffbedarfs im Seehafen Emden und dessen Umgebung 28

3.1 Systematisierung von Nutzergruppen im Emder Hafen 28

3.2 Umfrage unter Unternehmen des Seehafens Emden 30
3.2.1 Methodik der Umfrage 30
3.2.2 Ergebnisse der Umfrage 30
3.2.3 Umstellungsbereitschaft auf Wasserstoff 39

3.3 Ermittlung des Wasserstoffbedarfs für den Seehafen und der Stadt Emden 40
3.3.1 Methodik zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs und zur Modellierung eines H_2-Leitungsnetzes 40
3.3.2 Wasserstoffbedarf für den Seehafen 43
3.3.3 Wasserstoffbedarf für gesamt Emden 44
3.3.4 Modellierung und Analyse eines H_2-Leitungsnetzes 50

4 Bewertung und Analyse der Umrüstung und Transformation von Bestandsanlagen auf Wasserstoff 55

4.1 Direkte Nutzung von Wasserstoff beim Verbraucher 55

4.1.1 Analyse zu den Möglichkeiten der Umrüstung/ Erneuerung von Maschinen und Anlagen im Hafen auf eine direkte Wasserstoffnutzung 55

4.2 Einsatz von Wasserstoff zur Rückverstromung 57
4.2.1 Kenndatenmatrix eines Wasserstoffblockheizkraftwerks 57
4.2.2 Einsatzmöglichkeiten eines H_2-BHKWs 59

4.3 Analyse einer möglichen Landstromversorgung von Schiffen im Seehafen Emden 62

4.4 Zusammenfassende Bewertung mit einer zeitlichen und technischen Analyse der Transformation für direkte H_2-Nutzung 68

5 Nachhaltige Wasserstoffquellen für den Seehafen Emden 71

5.1 Konzeptvorstellung Power-to-Hydrogen 71

5.2 Analyse der möglichen Wasserstofferzeugungstechnologien 73
5.2.1 Wasserstofferzeugung durch Chlor-Alkali-Elektrolyse 73
5.2.2 Wasserstofferzeugung durch Proton-Exchange-Membrane (PEM) 74
5.2.3 Wasserstofferzeugung durch Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) 75

5.3 Dynamische Prozesssimulation eines PEM-Elektrolyseurs 76
5.3.1 Theoretische Berechnung der Edukt- und Produktströme 76
5.3.2 Berechnung der elektrischen Leistung 78
5.3.3 Thermodynamik der PEM Elektrolyse 78
5.3.4 Berechnung der Zellspannung, der elektrochemischen Verluste und Massenverluste 79
5.3.5 Modellergebnisse 81

5.4 Wasserstoffproduktionsszenarien 83
5.4.1 Aufbau eines Untersuchungsszenario 83

5.5 Wasserstofferzeugung durch Netzstrom 94
5.5.1 Zusätzliche Erträge durch Nutzung der Regelleistung 94
5.5.2 Daten für Szenario 95
5.5.3 Ergebnisse des Szenarios Netzstrom 98

5.6 Wasserstofferzeugung durch Windstrom 101
5.6.1 Nutzung der Ausfallarbeit für die Erzeugung von Wasserstoff 101
5.6.2 Daten für Szenario 101
5.6.3 Ergebnisse des Szenarios Windstrom 104

5.7 Entnahme des Wasserstoffs aus dem Erdgasnetz 107
5.7.1 Potenzielle Wasserstoffmengen im Erdgasnetz durch lokale Erzeugung 108
5.7.2 Diskussion einer Anhebung des H_2-Grenzwertes 113

5.7.3 Analyse von Entnahmestandorten für Wasserstoff im Hafen 115

5.8 Bezug des Wasserstoffs per Schiff im Seehafen Emden 116

5.9 Möglichkeiten einer dezentralen Insellösung zur On-Site Produktion und Nutzung von Wasserstoff am EPAS-Terminal 119

6 Analyse der möglichen Wasserstoffspeicher- technologien 127

6.1 Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) 128

6.2 Gasförmiger Wasserstoff (GH_2) 129
6.2.1 Speicherung von gasförmigem Wasserstoff 129
6.2.2 Förderung von gasförmigem Wasserstoff 131
6.2.3 Leistungskennwerte von Technologien zur H_2-Entnahme aus dem Erdgasnetz 132

6.3 Flüssigwasserstoff (LH2) 137

6.4 Validierung der Wasserstoffspeichertechnologien 138

6.5 Untersuchung der prozesstechnischen Voraussetzungen im Hinblick auf die drei analysierten Wasserstoffspeichertechnologien 138

7 Wasserstoffinfrastruktur im Seehafen Emden 142

7.1 Analyse der Netzinfrastruktur 142
7.1.1 Gasnetzinfrastruktur im Seehafen Emden 142
7.1.2 Erfassung der aktuellen Stromnetzinfrastruktur im Seehafen Emden 143
7.1.3 Analyse des erforderlichen Ausbaus der Gas- und Stromnetzinfrastrukturen im Seehafen Emden im Hinblick auf Wasserstoff-Anwendungen 144

8 Rahmenaspekte für den Wasserstoffeinsatz im Seehafen Emden 148

8.1 Analyse rechtlicher Voraussetzungen 148
8.1.1 Windenergieanlagen 148
8.1.2 Transport mittels LKW 150
8.1.3 Elektrolyseur 150
8.1.4 Speicherung von Wasserstoff 151
8.1.5 Wasserstofftankstelle 151
8.1.6 Nutzer 151

8.2 Analyse energiemarktregulatorischer Rahmenbedingungen 152

8.3 Sondierung von Anreizmodellen für den Einsatz von Wasserstoff in Häfen 156

8.4 Betreibermodell 160

8.5 Schulungserfordernissen für Wasserstoff-Anwendungen in Häfen 161

9 Monitoring, Gesamtbewertung und Übertragung (AP 6) 163

9.1 Wissenschaftliche Gesamtbewertung 163
9.1.1 Technische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung 163
9.1.2 Potentielle Wasserstoffabnehmer 164
9.1.3 Bewertung der Wasserstoffinfrastruktur 165
9.1.4 Bewertung der Rahmenbedingungen 165
9.1.4.1 Zusammenfassung der rechtlichen Voraussetzungen 166
9.1.4.2 Zusammenfassung der energiemarktregulatorischen Rahmenbedingungen 166
9.1.4.3 Zusammenfassung der Schulungserfordernisse 166
9.1.5 Bezug zu anderen Forschungsprojekten 167
9.1.5.1 HORIZON 2020-Projekt „HPEM2GAS“ 167
9.1.5.2 EU-INTERREG-Projekt „Power-To-Flex“ 168

9.2 Wirtschaftliche Gesamtbewertung 168

9.3 Nachhaltigkeits-Bewertung 173
9.3.1 CO_2-Emissionen im Seehafen Emden 173
9.3.2 CO_2-Emissionsreduktion durch Umstellung von Geräten, Anlagen und Fahrzeugen im Hafen 177
9.3.3 Bewertung der weiteren Emissionen 179
9.3.4 Bewertung der Ergebnisse 180

9.4 Übertragungspotenziale auf andere See- und Binnenhäfen 182

10 Zusammenfassung und Ausblick 186

11 Danksagung 188

12 Anhang 189

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Infrastruktur und Güterumschlag im Seehafen Emden (2018).....14
Abbildung 2: Umschlagsstatistik Seehafen Emden (2018).....15
Abbildung 3: Übersicht des Emder Binnenhafens.....16
Abbildung 4: Übersicht der Untersuchungsfelder des Projektes 19
Abbildung 5: Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs 32
Abbildung 6: Bedarf an fossilen Energieträgern [kWh] der Umschlaggeräte und Anteil der einzelnen Geräte.....35
Abbildung 7: Anteil und Energiebedarf [kWh] der Nutzfahrzeuge 38
Abbildung 8: Anteil und Energiebedarf [kWh] der Personenbeförderungsfahrzeuge.....39
Abbildung 9: Hafenbereiche und Stadtteile von Emden.....43
Abbildung 10: Benötigte Infrastruktur und Wasserstoffgestehungskosten für das Minimalszenario S1_30 und das Maximalszenario S2_100 für den Hafen.....44
Abbildung 11: Wasserstoffbedarf für das Szenario S1_30 in GWh/a 45
Abbildung 12: Wasserstoffbedarf für das Szenario S3_50 in GWh/a.....46
Abbildung 13: Wasserstoffbedarf für das Szenario S2_100 in GWh/a.....46
Abbildung 14: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 51
Abbildung 15: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30.....52
Abbildung 16: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 52
Abbildung 17: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100.....53
Abbildung 18: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 53
Abbildung 19: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80.....54
Abbildung 20: WKA-H_2-BHKW Inselnetz 60
Abbildung 21: Verbraucherseite des H_2-BHKW-Netzes 60
Abbildung 22: Möglicher Standort eines BHKWs zur Einspeisung ins MS-Netz.....61
Abbildung 23: Gesamtzahl und Anteil der Schiffe pro Hafenbereich im Jahr 2018.....63
Abbildung 24: Jährliche Aufenthaltsdauer [h] und Anteil der Schiffe pro Hafenbereich im Jahr 2018.....64
Abbildung 25: Verlauf der summierten Spitzenleistung am Beispiel vom Südkai.....66
Abbildung 26: Mögliche Standorte für Wasserstofftankstellen 69
Abbildung 27: In Simulink erstelltes Elektrolysemodell mit Ein- und Ausgangsströmen 76
Abbildung 28: Korrelation zwischen dem Wasserstoffvolumenstrom aus der Überschussenergie zu dem maximal möglichen H2 - Einspeisestrom in das Erdgasnetz [eigene Darstellung] 82
Abbildung 29: Spezifische Investitionskosten je Nenndruck 89
Abbildung 30: Day-ahead Marktpreis – Mittelwert aller Werktage.....95
Abbildung 31: Day-ahead Marktpreis – Mittelwert aller Wochenendtage 96
Abbildung 32: Mittelwert Day-ahead-Marktpreis auf das gesamte Jahr 2018.....96
Abbildung 33: Strompreise je Elektrolysevariante – Szenario Netzstrom.....97
Abbildung 34: Strompreise je Elektrolysevariante (optimiert) – Szenario Netzstrom 97
Abbildung 35: Investitionskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Netzstrom.....98

Abbildung 36: Betriebskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Netzstrom (optimiert).99
Abbildung 37: Produktionsübersicht Szenario Netzstrom ALI_3600_S750 100
Abbildung 38: Strompreise je Elektrolysevariante – Szenario Windstrom 102
Abbildung 39: Strompreise je Elektrolysevariante (optimiert) – Szenario Windstrom 102
Abbildung 40: Gemittelte Ausfallzeiten der WKA an allen Werktagen.....103
Abbildung 41: Gemittelte Ausfallzeiten der WKA an allen Wochenendtagen Quelle: Eigene Darstellung nach WKA Betreiber 2 104
Abbildung 42: Investitionskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Windstrom 105
Abbildung 43: Betriebskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Windstrom (optimiert) 105
Abbildung 44: Produktionsübersicht Szenario Windstrom PEM_3600_S750 106
Abbildung 46: Standorte aller Windkraftanlagen in Emden 108
Abbildung 45: Aufbau des Stromnetzes und Netzebenen in Emden 109
Abbildung 47: Erdgasbedarf und theoretisches Wasserstofferzeugungsprofil im Hafengebiet für 2018.....115
Abbildung 48: Bereitstellungsoptionen von Wasserstoff 116
Abbildung 49: Übersicht über H2-Preise bei Import von grünem und blauem Wasserstoff aus verschiedenen Regionen.....118
Abbildung 50 Energieflussdiagramm 119
Abbildung 51 Flussdiagramm Ablauf 121
Abbildung 52 Weibullverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort Emden 120
Abbildung 53 Leistungskurve einer Beispielanlage mit 5 MW Nennleistung 122
Abbildung 54 Aufsummierte Leistungskurve von 19 Beispielanlagen 123
Abbildung 55 Leistung der Wasserstoff-Rückverstromung in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit.....123
Abbildung 56: Anlagenleistungen Zusammengefasst 124
Abbildung 57 Verhältnis Energieüberschuss und Energiebedarf Elektrolyse 125
Abbildung 58: Weibullverteilung und Leistungskurve.....125
Abbildung 59: Speicherdichte von Wasserstoff in Abhängigkeit von Temperatur und Druck: (1) flüssiger Wasserstoff, (2) gasförmiger Wasserstoff, (3) transkritischer Wasserstoff 127
Abbildung 60: Grundkonzept des LOHCs.....128
Abbildung 61: Verfahrensfließbild des HylyPure-Verfahrens nach.....135
Abbildung 62: Flussdiagramm LOHC Verbraucher 139
Abbildung 63: Flussdiagramm Flüssigwasserstoffverbraucher 140
Abbildung 64: Stromverbrauch in Emden je Netzebene 143
Abbildung 65: Einspeisungen in das MS-Netz der SWE 143
Abbildung 66 Schaltung EPAS Beispiel.....145
Abbildung 67: Übersicht Inselnetz 146
Abbildung 68: Ansatzpunkte entlang einer Wasserstoffversorgungskette zur Förderung von Wasserstoff-Anwendungen – Ergebnisse des Workshops.....158
Abbildung 69: Mögliche Instrumente und Ansätze zur Förderung einer Wasserstoff-Wirtschaft 159
Abbildung 70: Darstellung Betreibermodell; Quelle: Eigene Darstellung Tyczka GmbH.....160
Abbildung 71: Übersicht zu Schulungsbedarfen und –inhalten beim Umgang mit Wasserstoff 161
Abbildung 72: Einsatzpotential von Batterie- und Brennstoffzellentechnologie sowie synthetischen Kraftstoffen 176

Abbildung 73: Emissionsreduktion und Wasserstoffbedarf unter Verwendung von Szenario 1 178
Abbildung 74: Emissionsreduktion und Wasserstoffbedarf unter Verwendung von Szenario 2 und 3 179
Abbildung 75: CO_2-Reduktionsschritte zur Erreichung der CO_2-Neutrlität.....181
Abbildung 76: Kurz- und mittelfristig verfügbare Wasserstoffkomponenten im Emder Hafen 186
Abbildung 77: Beispielhafte Wasserstoffkette für den Emder Hafen 187
Abbildung 78: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 208
Abbildung 79: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 1.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 208
Abbildung 80: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 2.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 209
Abbildung 81: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 3.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 209
Abbildung 82: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 4.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 210
Abbildung 83: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30 210
Abbildung 84: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 211
Abbildung 85: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 1.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 211
Abbildung 86: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 2.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 212
Abbildung 87: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 3.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 212
Abbildung 88: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 4.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 213
Abbildung 89: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100 213
Abbildung 90: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 214
Abbildung 91: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 1.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 214
Abbildung 92: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 2.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 215
Abbildung 93: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 3.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 215
Abbildung 94: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 4.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 216
Abbildung 95: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80 216

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Güterumschlag in den Emder HafenteilenProblemdarstellung 17
Tabelle 2 Auf dem deutschen Markt erhältliche Neuwagen zur Personenbeförderung (Stand 2020).....22
Tabelle 3 Auf dem deutschen Markt erhältliche Neuwagen zur Güterbeförderung (Stand 2020).....23
Tabelle 4: Branchenspezifische Nutzung von mobilen Anlagen/ Fahrzeugen 29
Tabelle 5: Verteilung der Firmen im Hafengebiet (Mehrfachzählung möglich) 31
Tabelle 6: Branchenzugehörigkeit nach Anzahl der Unternehmen (Mehrfachzählung möglich) 31
Tabelle 7: Genutzte Energieträger im Seehafen Emden.....33
Tabelle 8: Anlagen zur Strom- / Wärmeerzeugung im Seehafen Emden 34
Tabelle 9: Daten zu Geräten, Anlagen und Fahrzeugen aus der Umfrage.....36
Tabelle 10: Wirkungsgrade verschiedener Antriebskonzepte 41
Tabelle 11: Wasserstoffbedarf nach Stadtgebieten anhand der Szenarien 1-3.....47
Tabelle 12: Wasserstoffbedarf der Geräte / Anlagen / Fahrzeuge für die einzelnen Szenarien im Hafen.....49
Tabelle 13: Datenzusammenstellung zur Bewertung der Umrüstung/Erneuerung von Geräten auf Wasserstoff 56
Tabelle 14: Kenndatenmatrix eines H_2-BHKWs 58
Tabelle 15: Anzahl der Tage, an denen mindestens ein Schiff der entsprechenden Leistungsklasse in einem Hafenbereich ist 66
Tabelle 16: Höchste Anzahl an Schiffsanmeldungen pro Tag je Leistungsklasse und Hafenbereich.....67
Tabelle 17: Mögliche Landstromanschlüsse 68
Tabelle 18: Ausgewählte Literaturwerte für Elektrolysetechnologien im Jahr 2030 72
Tabelle 19: Stromprofil-ID.....84
Tabelle 20: Angaben zur Erstellung von Stromprofilen 84
Tabelle 21: ELY-Profile.....85
Tabelle 22: Spezifische Investitionskosten je Speichermethode 90
Tabelle 23: Transportkosten von Wasserstoff für verschiedene Technologien 91
Tabelle 24: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für das Szenario Netzstrom (ALI-3,600 MW & 750 kg Speicher) 99
Tabelle 25: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für das Szenario Windstrom (PEM-3,6 MW & 750 kg Speicher) 106
Tabelle 26: Brennwerte der H_2-Erdgas-Mischung für unterschiedliche H_2-Einspeisungen ..107
Tabelle 27: Solarstrahlungsintensitäten für eine horizontale und geneigte Fläche in Emden 111
Tabelle 28: Berechnete jährliche Wasserstoffmengen für das Untersuchungsgebiet basierend auf den Daten von 112
Tabelle 29: Prognose des zukünftigen Wasserstoffpotentials.....113
Tabelle 30: Erdgasverbrauch der SWE von 2009 bis 2018.....114
Tabelle 31: Parameter zur aktuellen und zukünftigen Substitution von Erdgas mit Wasserstoff 114
Tabelle 32: H_2-Entnahme aus Erdgas im Hafengebiet.....115
Tabelle 33::Für die Berechnung ausgewählte Parameter 120
Tabelle 34: Typische Parameter von Druckspeichern.....130

Tabelle 35: Anlagendaten einer DWA zur Abtrennung von H_2 133
Tabelle 36: Spez. Energieverbrauch des HylyPure-Verfahrens in Abhängigkeit der Wasserstoffeingangskonzentration 137
Tabelle 37: Letztverbraucherabgaben Strom (Quelle: BDEW) 152
Tabelle 38 Auswahl weiterer Wasserstoffprojekte in Deutschland 167
Tabelle 39: Akzeptanz für H_2- Mehrpreis (Umfrage) 169
Tabelle 40: Vergleich Dieselpreis/H_2 optional bei Variation des Dieselpreises 170
Tabelle 41: Übersicht der berechneten spezifischen Kraftstoffkosten verschiedener Antriebsaggregate unter Berücksichtigung der Wasserstoffpreise nach Kapitel 5 171
Tabelle 42: Übersicht der berechneten spezifischen Kraftstoffkosten verschiedener Antriebsaggregate unter Berücksichtigung der Wasserstoffpreise bei Wasserstoffimport 171
Tabelle 43: Spezifische Kraftstoffkosten H_2/ Diesel bei unterschiedlichen H_2-Gestehungskosten/ Dieselpreisen 172
Tabelle 44: Spezifische Kraftstoffkosten und äquivalenter Dieselpreis bei η Rechenwert 172
Tabelle 45: Übersicht der Emissionen im Hafen *) dieser Wert ist mit Unsicherheiten behaftet, s. Ausführungen im Text! 173
Tabelle 46: CO_2-Emissionen der genutzten Energieträger im Emder Hafen 174
Tabelle 47: Übersicht der im Emder Seehafen ansässigen Unternehmen und Behörden 190
Tabelle 48: Ergebnisse der Netzberechnung 204

Abkürzungen

BEV	Batterielektrisches Fahrzeug (engl.: Battery Electric Vehicle)
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Investitionsausgaben (engl. Capital Expenditure)
CCS	CO_2-Abtrennung und Einlagerung (engl. Carbon Capture Storage)
CFK	kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
CNG	Komprimiertes Erdgas (engl. Compressed Natural Gas)
DBI	Deutsches Brennstoffinstitut – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg
DBT	Dibenzyltoluol
DSM	Bedarfsgerechte Regelung (engl. Demand-Side Management)
DWD	Deutscher Wetterdienst
CO_2	Kohlenstoffidoxid
DWA	Druckwechseladsorption
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EHC	Elektrochemischer Wasserstoffverdichter (engl. Electrochemical Hydrogen Compressor)
FCEV	Brennstoffzellenelektrisches Fahrzeug (engl.: Fuel Cell Electric Vehicle)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GH2	Gasförmiger Wasserstoff
GtL	Gas zu Flüssigkeit (engl. Gas to Liquid)
HTES	Hochtemperaturelektrolyse (engl. High Temperature Electrolysis of Steam)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LED	Leuchtdioden (engl. Light Emitting Diods)
LH2	Flüssiger Wasserstoff
LHV	Heizwert (engl. Low Heat Value)
LNG	Verflüssigtes Erdgas (engl. Liquified Natural Gas)
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger (engl. Liquid Organic Hydrogen Carriers)
LPG	Flüssiggas (engl. Liquified Petroleum Gas)
MEA	Membranelektrodenanordnung (engl. Membrane Electrode Assembly)

MGO	Marinedieselöl (engl. Marine Gas Oil)
MS	Mittelspannung
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
NS	Niederspannung
NO_x	Stickoxide
OPEX	Betriebskosten (engl. Operational Expenditure)
PEM	Protonenaustauschmembran (engl. Proton Exchange Membrane)
PtG	Elektrische Energie zu Gas (engl. Power-to-Gas)
PtH	Elektrische Energie zu Wasserstoff (engl. Power-to-Hydrogen)
RoRo-Schiff	Kraftfahrzeugschiff (engl. Roll on Roll off Ship)
SMR	Erdgas-Dampfreformierung (engl. Steam Methan Reformer)
SNG	Synthetisches Erdgas (engl. Synthetic Natural Gas)
SOEC	Festoxid-Elektrolyseurzelle (engl. Solid Oxide Electrolyzer Cell)
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle (engl. Solid Oxide Fuel Cell)
SPE	Fester Polymerelektrolyt (engl. Solid Polymer Electrolyte)
SPMT	Modulfahrzeug mit eigenem Antrieb (eng. Self Propelled Modular Transporter)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SWE	Stadtwerke Emden
TWA	Temperaturwechseladsorption
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WKA	Windkraftanlage

1 Ausgangslage und Zielstellung des Projektes

1.1 Der Seehafen Emden

Der am Nordufer der Ems gelegene Emder Universalhafen ist der westlichste Seehafen Deutschlands und zählt zu den sieben größten Häfen an der deutschen Nordseeküste. Der Hafen verfügt auf einer Fläche von 1163 ha über Kaianlage mit einer Gesamtlänge von 5,5 km und einem 23,8 km langen Gleisnetz. Die Kompensationsflächen des Hafens umfassen derzeit etwa 331 ha Land. Zudem stehen rund 600 ha für eine potenzielle Hafenerweiterung zur Verfügung.

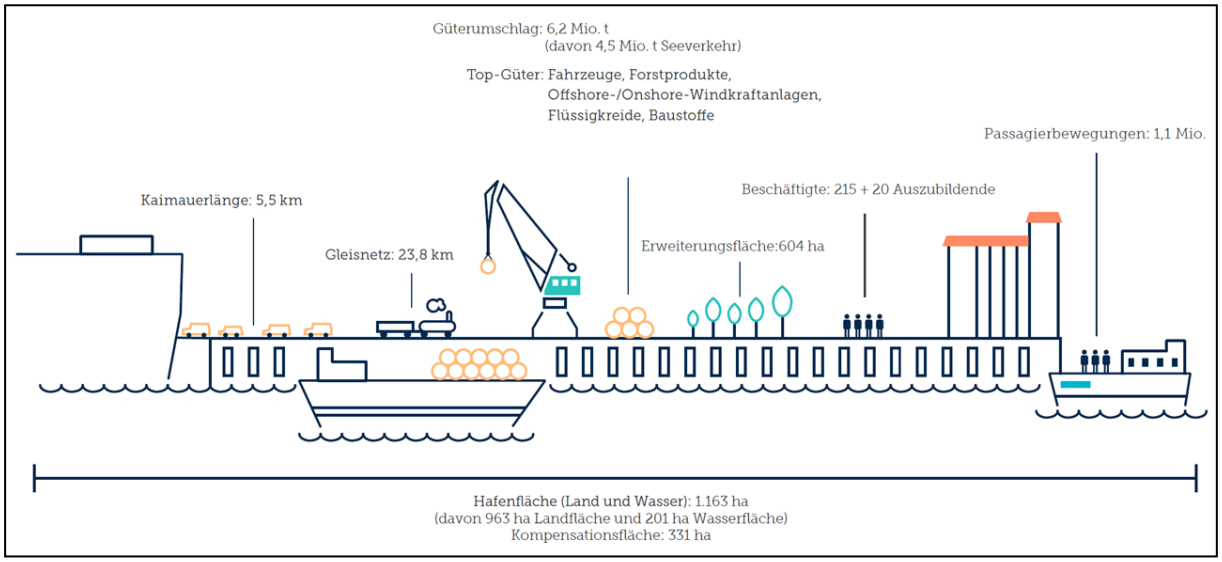

Abbildung 1: Infrastruktur und Güterumschlag im Seehafen Emden (2018)

Die Umschlagshistorie des von Niedersachsen Ports betriebenen Seehafens ist durch wechselnde Industrieansiedlungen geprägt. In der Vergangenheit wurde der Emder Hafen durch den Umschlag großer Mengen Kohle und Erz bzw. den Großschiffbau geprägt. Heute präsentiert sich der Seehafen als RoRo-Drehscheibe für den Kfz-Umschlag und als Umschlagplatz für flüssige und feste Massengüter sowie Forstprodukte. Zudem stellt der Umschlag von Komponenten für den Windkraftanlagenbau einen Schwerpunkt dar.

Der Emder Hafen hat im Jahr 2018 ein Umschlagsergebnis von 6,2 Mio. t erzielt. Der Hauptanteil des Umschlags entfällt auf die folgenden Güter und Gütergruppen:

- Kfz (insbesondere der Volkswagen Gruppe),
- Kreide,
- Baustoffe,
- Forstprodukte (insbesondere Zellstoff) sowie
- Projektladung (insbesondere WKA-Komponenten).

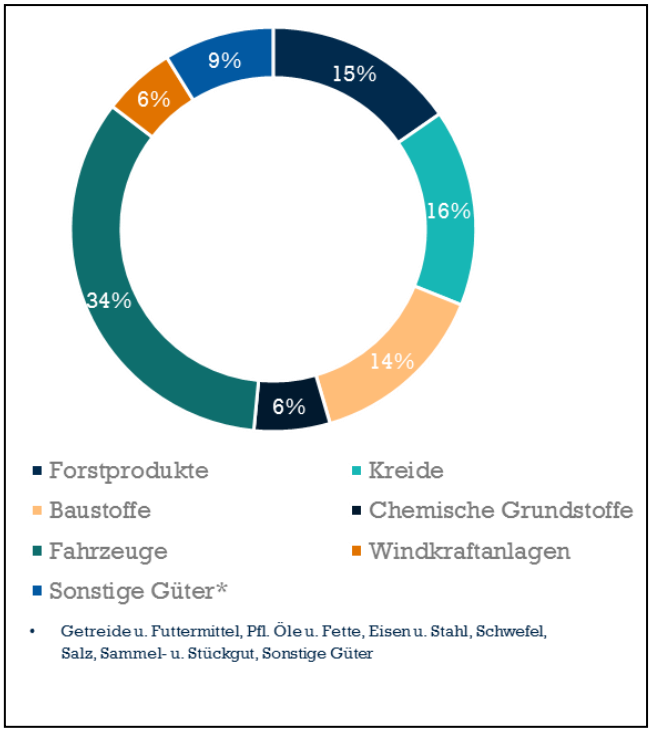

Abbildung 2: Umschlagsstatistik Seehafen Emden (2018)

Mehr als ein Drittel der hier im Jahr 2018 sowohl im See- als auch im Binnenschiffsverkehr umgeschlagenen Güter entfällt auf die Sparte der Kfz. Der Kfz-Umschlag bildet für den Emder Hafen einen Umschlagsschwerpunkt. Ca. 16 % des Umschlags entfallen auf Kreide (flüssige Massengüter und ca. 15 % auf Forstprodukte. Darüber hinaus nimmt der Hafen eine wichtige Rolle im Umschlag von Baustoffen (feste Massengüter) sowie im Windenergiemarkt, inkl. Wartungs- und Reparaturservice, ein. Der Umschlag von WKA-Komponenten zeichnet sich bei relativ geringen Umschlagszahlen durch eine höhere Wertschöpfung und arbeitsintensiven Umschlagsprozessen aus. In Emden werden sowohl Komponenten für On- als auch für Offshore-WKA produziert, montiert und verschifft. Der Hafen dient als Basishafen zur Vormontage, zum Transport und zur Wartung mehrerer Windparks in der Deutschen Bucht. Der Umschlag von Agrarprodukten, Chemikalien und Mineralölprodukten sowie zahlreichen in kleinen Mengen umgeschlagene sonstige Massen- und Stückgüter vervollständigt das Tätigkeitsprofil des Hafens. Zusammen machen diese Güter pro Jahr eine Umschlagsmenge von ca. 1 Mio. t aus. Neben dieser Funktion im Güterumschlag, welcher zu etwa drei Viertel durch den Seehandel bestimmt wird, werden im Emder Hafen jährlich ca. 1,1 Mio. Passagierbewegungen im Inselverkehr mit Borkum gezählt.

Der Hafen besteht aus einem tideoffenen Außenhafen sowie aus dem über die Große Schleuse und die Nesserlander Schleuse erreichbaren tidefreien Binnenbereich. Bei einer Tiefe des Emder Fahrwassers von 8,12 m LAT(Lowest Astronomical Tide) und eines Tidehubs von ca. 3,20 m kann der Emder Hafen von Schiffen mit einem Tiefgang von etwa 10,70 m tideabhängig angelaufen werden.

Der tideunabhängige Innenhafen gliedert sich in mehrere Hafenteile (vgl. Abbildung 3). Die meisten Hafenflächen befinden sich im Besitz von Niedersachsen Ports. Ausnahmen bilden u.a. Bereiche auf der Westseite des Emder Fahrwassers, das Gelände der Nordseewerke sowie der südliche Bereich des Industriehafens. Ein erheblicher Teil der in Eigentum von Niedersachsen Ports befindlichen Flächen ist in Form von Erbbaurechts- oder Mietverträgen Dritten zu Nutzung überlassen.

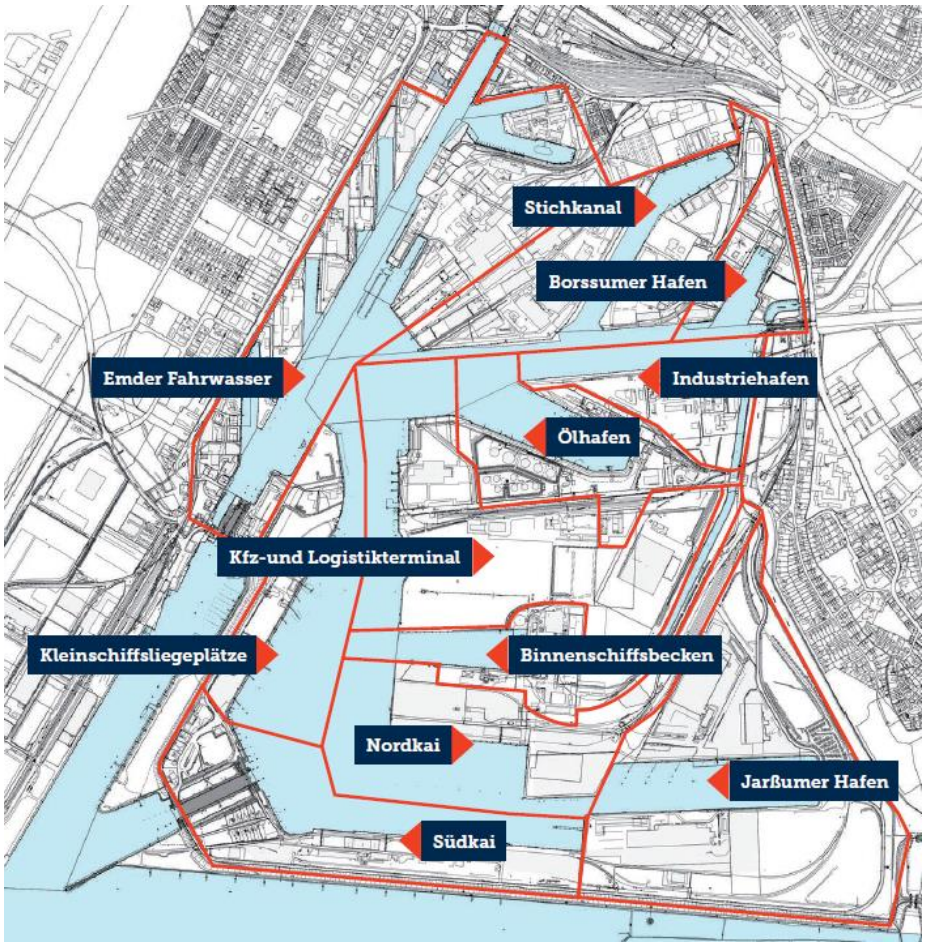

Abbildung 3: Übersicht des Emder Binnenhafens

Die folgende Problemdarstellung

gibt Aufschluss über alle Hafenteile, die in den Zuständigkeitsbereich von Niedersachsen Ports fallen und beschreibt die wesentlichen Umschlagsgüter. Der Umschlag findet sowohl im Binnen- als auch Außenhafen statt. Im bestehenden Hafen gibt es nur kleinere Kompensations- und/oder Hafenerweiterungsflächen, die den Umschlag nicht erheblich beeinträchtigen. Auf den Kompensations- oder Hafenerweiterungsflächen außerhalb des bestehenden Hafens findet kein Güterumschlag statt.

Der Hafenstandort Emden verfügt über eine sehr gute Hinterlandanbindung. Neben einem Anschluss an das Netz der Bundesautobahnen und einer zweigleisig elektrifizierten Schienenanbindung mit der höchsten DB-Lastenklasse verfügt Emden über eine Anbindung an das deutsche und niederländische Binnenwasserstraßennetz. Ergänzend bestehen über den Emder Flugplatz Anbindungen per Flugzeug oder Helikopter.

Der Emder Hafen stellt mit seinen Beschäftigungseffekten eine wesentliche Säule in der Wirtschaftsstruktur der Region dar und ist diesbezüglich einer der bedeutendsten Häfen Niedersachsens. Der Hafenstandort zählt ca. 9.400 direkt und indirekt hafenabhängige Beschäftigte in ca. 70 hafenabhängigen Unternehmen (s. Anhang A).

Tabelle 1 Güterumschlag in den Emder HafenteilenProblemdarstellung

			Wesentliche Umschlagsgüter														
	Hafenteil	Wassertiefe in m (LAT)	KFZ	Mineralölprodukte	Baustoffe	Flüssige Kreide & Schlämme	Windenergieanlagen	Projektladung	Düngemittel	Lose Massengüter	Chloride	Stückgüter	Metalle	Pflanzliche Öle & Biodiesel	Forstprodukte	Getreide & Futtermittel	Gefahrgüter
Binnenhafen	Emder Fahrwasser	4–7			X			X									
	Stichkanal	7		X	X				X	X							
	Borsummer Hafen	5		X	X							X					
	Industriehafen	5–9						X				X	X				
	Ölhafen	5–10.5				X			X		X			X			
	Kfz- und Logistikterminal	10.6	X														
	Binnenschiffsbecken	4.5–8.5	X							X					X		
	Nordkai	10–11.5					X	X				X					X
	Jarßumer Hafen	5			X		X	X				X					
	Südkai	11.9			X		X	X		X			X		X		
	Kleinschiffsliegeplätze	4															
Außenhafen	Außenhafen	4.1–8.1	X												X	X	
	Stromkaje	9.1	X												X	X	X
	Larrelter Polder	–															
	Wybelsumer Polder	–															
	Rysumer Nacken	–															

1.2 Problemdarstellung

Die Schifffahrt bildet zusammen mit den Seehäfen ein vergleichsweise umweltfreundliches Transportsystem, gemessen an der Energieeffizienz und den Emissionen anderer Verkehrsarten pro Tonnenkilometer. Gleichwohl ist die maritime Wirtschaft Verursacher von Umweltbelastungen, die sowohl beim Schiffsverkehr als auch im Hafen entstehen. Vor dem Hintergrund der gefassten COP-23-Klimaziele und der Ziele der Bundesregierung sind dabei die CO_2-Emissionen zu senken. Darüber hinaus sind die

Schadstoffemissionen (insb. Feinstaub, NO_x) im Schiffsbereich weiter deutlich zu vermindern. Für Häfen müssen diesbezüglich zwei Bereiche betrachtet werden, auf die das Projekt „WASh2Emden“ gleichermaßen fokussiert:

a) Emissionsreduktion beim landseitigen Hafenbetrieb und in der Logistik

b) Emissionsreduktion bei den im Hafen liegenden Schiffen

Im Hinblick auf a) den Hafenbetrieb und die Logistikleistungen steht die Hafeninfrastruktur mit Ihren Energieverbrauchern im Blickfeld. Umschlaganlagen und -fahrzeuge werden heute zum Großteil noch auf Basis fossiler Energieträger (i. d. R. Diesel) betrieben. Energieeffizienzverbesserungen im Hafenumschlag werden bisher eher punktuell umgesetzt. Eine Gesamtbetrachtung des „Energienachfragers Hafen“ mit den im Einsatz befindlichen Umschlaggeräten (Gabelstapler, Portalhubwagen, Portalkräne, Mobilkräne etc.) liegt zumeist nicht vor. Das betrifft neben Energieeffizienzanalysen auch die Betrachtung regenerativer Antriebs- und Versorgungsalternativen.

So liegen auch hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff als Energieträger und -speicher im Hafen zwar Basisstudien und allgemeine Betrachtungen über Anwendungsmöglichkeiten vor, jedoch noch keine gesamtheitliche Analyse der tatsächlich im Betrieb befindlichen Hafeninfrastrukturen im Hinblick auf verschiedene Wasserstoffversorgungsstränge. Im Projekt „WASh2Emden“ soll daher für den Hafen Emden die Bereitstellung und Nutzung von „grünem“ Wasserstoff als Beitrag zur CO_2-neutralen Energieversorgung untersucht werden.

Dieses trifft auch für b) die Versorgung von Schiffen im Hafen zu. In den deutschen und internationalen Seehäfen und -städten stellt die Emissionsbelastung durch die Eigenstromversorgung von Schiffen mittels Dieselgeneratoren ein zunehmendes Problem dar. Die zum 01.01.2010 eingeführte Verpflichtung, in europäischen Häfen nur noch Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von maximal 0,1% nutzen zu dürfen, hat dieses Problem nicht gelöst. Feinstäube, NO_x und CO_2 werden durch diese Regelung nicht adressiert und werden in den Häfen weiterhin emittiert. Alternative Lösungen für die so genannte Landstromversorgung von Schiffen in Häfen sind in Deutschland bisher nur in wenigen Fällen erprobt mit mäßigen Ergebnissen, insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Problem und Ausgangspunkt für das Projekt „WASh2Emden“ sind entsprechend die derzeitigen Energieverbrauchs- und Emissionswerte für den Hafen Emden. Allein der Hafeninfrastrukturbetreiber NPorts verbraucht im Emder Hafen pro Jahr rund 5.000.000 kWh Energie und emittiert 1.600 t CO_2. Hinzu kommen die Energieverbräuche der im Hafen tätigen Unternehmen (Umschlag-, Logistik-, Industrieunternehmen etc.).

1.3 Lösungsansatz

Das Projekt „WASh2Emden“ strebt positive Umwelt- und Klimaschutzeffekte für die deutschen Häfen an, zunächst am Beispiel des Seehafens Emden. Mit einer umfassenden Durchführbarkeitsstudie soll geprüft werden, welchen Beitrag Wasserstofftechnologien für den zukünftigen Betrieb von Häfen spielen können, sowohl im Hinblick auf deutliche Umwelteffekte, aber auch in wirtschaftlicher Hinsicht mit Blick auf die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit. Nur wenn zumindest perspektivisch eine ökonomische Vertretbarkeit gegeben ist, werden Investitionen folgen und die gewollten Umwelteffekte eintreten. Dabei werden im vorliegenden Projekt keine „allgemeinen“ Potenziale ermittelt, sondern es wird mit dem Seehafen Emden und speziell mit dem Nordkai eine konkrete Hafen- und Energieverbrauchssituation zugrunde gelegt. Es werden mögliche Wasserstoffanwendungen für verschiedene Verbraucher sowie Bereitstellungs- und Speicheroptionen entwickelt und für verschiedene Optionen „errechnet“. Die ermittelten Energiegestehungskosten werden dann den erwarteten Umwelteffekten gegenübergestellt.

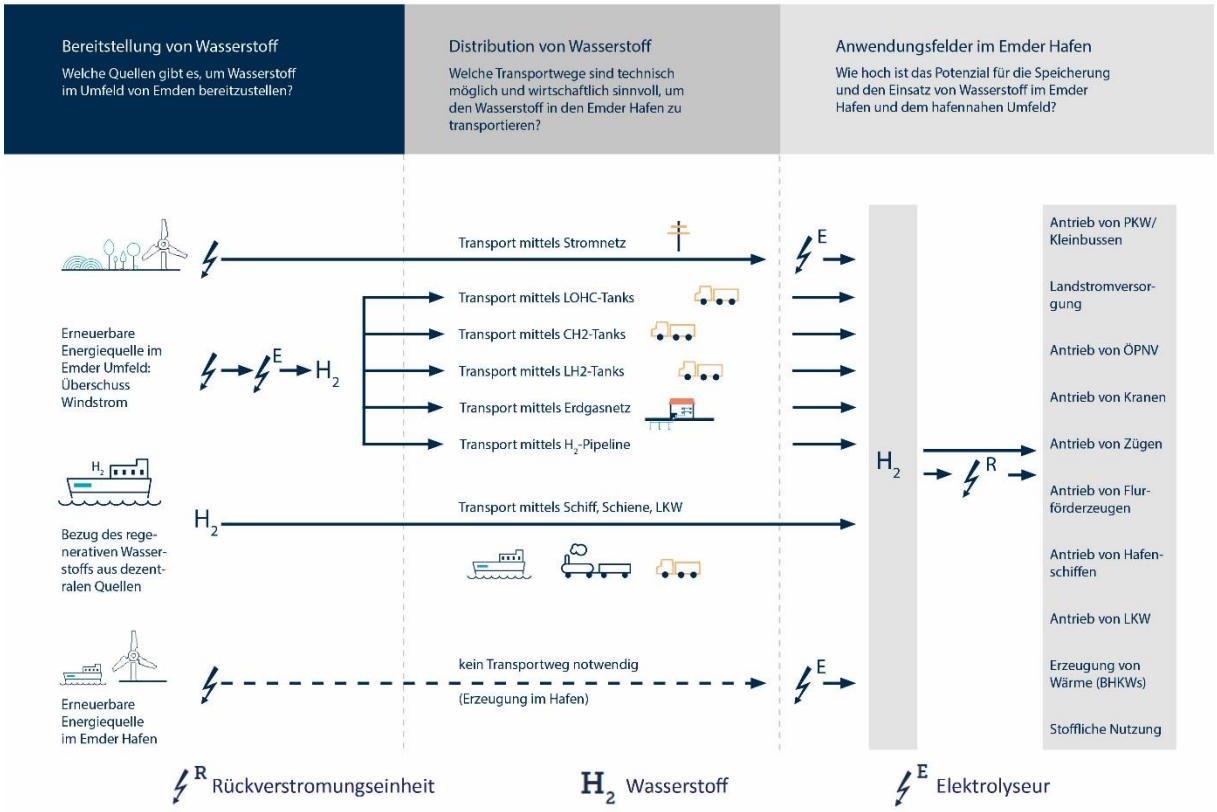

Abbildung 4: Übersicht der Untersuchungsfelder des Projektes

Vor diesem Hintergrund werden die verfügbaren, einzelnen Technologien (Elektrolyse, Speicher, etc.), welche nicht vorrangig für den Hafen entwickelt wurden, getrennt voneinander analysiert und bewertet sowie im Anschluss in eine wirtschaftlich und technisch sinnvolle Kombination unter Berücksichtigung der lokalen hafenspezifischen Rahmenbedingungen gebracht. Die wesentlichen Projektziele lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Untersuchung von unterschiedlichen Wasserstofferzeugungs- bzw. Bereitstellungsvarianten im Hinblick auf Erzeugungsmengen und Gestehungskostenkalkulationen,
- Analyse der potenziellen Abnehmer im Seehafen Emden und Umgebung inklusive der Analyse der Gebäudeversorgung im Hafen,
- Überprüfung der technologischen Machbarkeit des Einsatzes innovativer Wasserstofftransportmöglichkeiten in Verbindung mit verschiedenen Wasserstoffspeichertechnologien,
- Untersuchung der Umrüstbarkeit von Hafenumschlagstechnik/-geräten auf grüne Antriebstechnologie (Batteriesysteme mit grünem Ladestrom, Wasserstoffspeicher mit Brennstoffzelle),
- Untersuchung der Voraussetzungen für ein über Wasserstoff betriebenes Terminal inkl. einer Landstrom-Demonstrationsanlage am Nordkai (EPAS-Terminal),
- Überprüfung der Entwicklung eines Wasserstoffimport-Terminals im Emder Hafen hinsichtlich der technologischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

2 Potenzielle Anwendungsfelder für Wasserstoff im Hafen

Die Potentiale der Wasserstoffnutzung im Bereich Transport und Logistik können differenzierter betrachtet und in einzelne Sektoren oder Bereiche gegliedert werden. Je nach Transportweg, ergeben sich unterschiedliche Ansprüche und Bedingungen an ein Wasserstoff-Fahrzeug. Die Transporte zu Wasser, auf der Schiene und auf den Straßen werden daher differenziert betrachtet. Alle Sektoren vereinen jedoch die beiden Punkte „Tankstrategie“ und „Antrieb“. Eine gut organisierte Tankstrategie ist bei allen wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen aufgrund der geringen Tankstellendichte unablässig. Ende 2020 gibt es für den Sektor Straßenverkehr 86 Wasserstofftankstellen in Deutschland, Tendenz steigend[1]. Im Straßenverkehr mit LKW und PKW lohnt es sich bei weiten, regelmäßigen Strecken die öffentliche Infrastruktur zu nutzen oder je nach Intervall und Anzahl der Fahrzeuge auch in eine werkeigene Wasserstoff-Tankstelle zu investieren. Der Vorteil ist die Standardisierung der Tankstutzen. Während im Straßenverkehr überwiegend Wasserstoff als Druckgas genutzt wird, wird z. B. im Schienenverkehr auf flüssigen Wasserstoff gesetzt. Der Antrieb ist bei wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen auf den Straßen, auf der Schiene und im Wasser in seinen Grundzügen identisch. Das Herzstück ist ein Elektromotor, der durch die Elektrizität einer Brennstoffzelle, die mit Wasserstoff gespeist wird, versorgt wird. Der Elektromotor hat den Vorteil, dass bereits bei der Anfahrtsdrehzahl das maximale Drehmoment erreicht wird. Durch die hohen Drehzahlen ist kein Getriebe notwendig. Ein weiterer wichtiger Bestandteil ist eine Batterie, die meist zwischen Brennstoffzelle und Elektromotor platziert ist. Damit dient diese als Zwischenspeicher für die elektrische Energie und hat den Vorteil, dass auch Rekuperationsenergie genutzt werden kann. Je nach Leistung können die genannten Bestandteile größer oder kleiner dimensioniert werden. Für größere Kapazitäten, werden dann bspw. mehrere Brennstoffzellen zu einem Stack mit der gewünschten Leistung in Reihe geschaltet.

2.1 Straßenverkehr

Im Straßenverkehr wird die Beförderung von Personen und Gütern betrachtet. Bei der Güterbeförderung wird weiter zwischen Flurförderfahrzeugen für die Intralogistik und großen LKW für die Interlogistik, unterschieden.

Personenbeförderung

Die meisten Fahrzeuge für die Personenbeförderung befinden sich in privaten Haushalten. In diesem Bereich gibt es bereits Fahrzeuge verschiedener Hersteller und Klassen zu erwerben. So bietet Toyota als größter Autobauer der Welt mit dem Mirai eine Limousine an, die als Vollserienfahrzeug erhältlich ist. Dieses Fahrzeug soll Strecken von 500 km ohne zwischenzeitliches Nachtanken zurücklegen können. Die Leistung des Fahrzeugs liegt bei 114 kW. Das Tanken ist bei 700 bar H_2-Druck möglich, diese Druckstufe gilt als Standard für die weitere Entwicklung von H_2-Fahrzeugen.

[1] https://h2.live/

Als erster Hersteller brachte allerdings das koreanische Unternehmen Hyundai einen ix35 Fuel Cell auf den Markt. Ab dem Jahr 2015 waren die ersten der SUV für Privatkunden erhältlich und versprachen Reichweiten von fast 600 km. Die folgende Generation wurde bereits vorgestellt, der Nexo ist seit 2020 erhältlich.

Seit 2018 hat Mercedes mit dem GLC F-Cell auch einen SUV mit Wasserstofftechnik auf dem Markt, allerdings ist dieser nur für ausgewählte Kunden im Rahmen einer Full-Service Miete erhältlich. Im Gegensatz zu den restlichen Mitbewerbern ist die Lithium-Ionen-Batterie nicht nur ein kleiner Zwischenspeicher für die Brennstoffzelle, sondern erweitert das Fahrzeug mit einer Kapazität von 13,5 kWh um eine Plug-in Funktion. Dies soll davor schützen bei fehlender Wasserstofftankstelle liegenzubleiben, da die elektrische Ladeinfrastruktur zurzeit besser ausgebaut ist.

Tabelle 2 Auf dem deutschen Markt erhältliche Neuwagen zur Personenbeförderung (Stand 2020)

KFZ	*Basispreis [€]*	*Reichweite NEFZ [km]*	*Verbrauch NEFZ [kg/100km]*
Hyundai Nexo	69.000	756	0,84
Mercedes GLC F-Cell	799 monatl. Miete	478	0,91
Toyota Mirari	78.600	500	0,76

Über die individuelle Personenbeförderung hinaus kann die Brennstoffzelle aber auch eine wichtige Rolle im ÖPNV und Werksverkehr mit Bussen übernehmen. Modelle der 12 und 18 Meter Klasse sind inzwischen von Herstellern wie dem niederländischen van Hool oder dem polnischen Solaris serienreif und zunehmend mehr in deutschen Städten, wie z.B. Köln oder Wuppertal, vertreten. In diesem Segment ist der Unterschied zu batterieelektrischen Antrieben in Bezug auf Reichweite ein großer Vorteil, weil diese meist über den Tagesumläufen der Linienbusse liegt. Somit fällt das Problem einer unzureichenden Tankstelleninfrastruktur nicht so sehr ins Gewicht, da bereits eine einzelne Tankstelle ein komplettes regionales Busnetz versorgen kann. Zusätzlichen bieten diese Fahrzeuge bauartbedingt genug Platz für die Stacks und Tanks, zumeist auf den Dächern der Fabrikate. Auch das zusätzliche Gewicht wirkt sich prozentual, aufgrund des hohen Eigengewichts, nicht so sehr aus. Der Anschaffungspreis liegt bei ca. 650.000 €. Während Neuanschaffungen zurzeit meist über zusätzliche Förderprogramme realisiert werden, zeigt z.B. der Omnibusbetrieb Winzenhöler GmBH & Co. KG die Wirtschaftlichkeit im Realbetrieb. Für den Werksverkehr im Industriepark Höchst setzt das Unternehmen unter anderem auf 8 gebrauchte Mercedes-Benz Citaro FuelCELL-Hybrid, welche sukzessiv aus vorangegangen Mobilitätsprojekten aus der Schweiz und Hamburg aufkauft wurden.

Güterbeförderung (Interlogistik)

Für die Güterbeförderung sind verschiedene Modelle auf dem Markt erhältlich: für Handwerker und Kleinbetriebe sind sogenannte Kastenwagen verfügbar. Im Bereich dieser Kastenwagen hat Renault die ersten Fahrzeuge mit H_2-Nutzung im Angebot.

So sind der Kangoo Z.E. und der Master Z.E. mit einem Range Extender konfigurierbar, der mit Hilfe einer Brennstoffzelle die Reichweite verlängert. Der Basisantrieb dieses Fahrzeugs ist über einen 33 kWh Lithium-Ionen-Akku gegeben und wird beim Kangoo um 29,7 kWh, beim Master um 56 kWh H_2 erweitert. Das sorgt für einen Reichweitenunterschied gegenüber der reinen E-Versionen von ehemals 230 km auf nun 370 km beim Kangoo und 120 km auf nun 350 km beim Master (WLTP). Allerdings verliert der kleinere Kangoo durch die zusätzliche Technik nicht nur 100 Liter Laderaum, sondern auch Nutzlast, die damit auf 540 kg sinkt. Da der größere Master Erhöhung des Gesamtgewichts eingetragen bekommt, bleibt die Nutzlast bei 1.200 kg. Der momentan große Kostenunterschied zur reinen E-Version wird in Frankreich durch Förderprojekte des Staats beglichen und in manchen Regionen mit einem Wasserstoff Netzwerk inklusive neuer Elektrolyseure kombiniert. Der Anschaffungspreis fängt bei ca. 48.300 € an.

Tabelle 3 Auf dem deutschen Markt erhältliche Neuwagen zur Güterbeförderung (Stand 2020)

KFZ	Basispreis [€]	Reichweite [km]	Nutzlast [kg]	Ladevolumen [m³]
Renault Kangoo Z.E.	48.300	370	540	4
Renault Master Z.E.	k.A.	350	1200	k.A.
H_2 Panel Van	k.A.	bis zu 500	Über 800	10

Auch das deutsche Unternehmen StreetScooter, welches sich schon mit selbst entwickelten Elektroautos für die deutsche Post einen Namen machte, möchte in der Klasse der Kastenwagen noch dieses Jahr erste Fahrzeuge in Zusammenarbeit mit der DHL auf die Straße bringen. Der H_2 Panel Van soll eine Reichweite von bis zu 500 km haben und bei einem Gesamtgewicht von 4,25 Tonnen eine Nutzlast von über 800 kg aufweisen. Dabei setzt das Unternehmen auf einen 40 kWh Akku in Zusammenspiel mit 6 kg Wasserstoff. Bis 2021 sollen die ersten 100 Fahrzeuge ausgeliefert sein.

Für große Lasten und weite Strecken ist der Einsatz von LKW ab 7,5 bis zu 40 Tonnen Gesamtlast die aktuell bevorzugte Transportform. Ein Einsatz der Brennstoffzellentechnologie mit H_2 befindet sich hier noch in der Entwicklung, das heißt, es gibt aktuell kein Serienfahrzeug. Vor allem der US-amerikanische Konzern Nikola Motors hat durch eine Zusammenarbeit mit Bosch auf sich aufmerksam gemacht und plant drei verschiedene Modelle mit H_2 als Energieträger. Das für den europäischen Markt vorgesehene Modell Tre soll ab 2023 gebaut werden, mit einer Leistung von bis zu 750 kW soll die Reichweite zwischen 500 und 1200 km liegen. Der Anschaffungspreis beginnt bei ca. 332.000 €.

Einen Gegenentwurf gibt es bereits von dem südkoreanischen Autobauer Hyundai, der gerade mit der Auslieferung der ersten LKW, von rund 50 geplanten in 2020, an Schweizer Kunden beginnt. Die 35 kg Wasserstoff an Bord sollen je nach Nutzungsbedingungen für ca. 400 km Reichweite sorgen. Um den Kunden das finanzielle Risiko eines Umstiegs zu nehmen setzt Hyundai auf ein Pay-per-use-Modell, hierbei werden

alle zu erwartenden Kosten, inkl. Wartung und Betankung, in einer Pauschale pro Kilometer verrechnet. Diese soll auf einem vergleichbaren Niveau wie die aktueller Dieselfahrzeuge liegen.

Güterbeförderung (Intralogistik)

Im Bereich der Gabelstapler ist wiederum Toyota in der Vorreiterrolle. So betreibt das Unternehmen bereits seit 2015 in eigenen Werken erste Stapler mit Brennstoffzelle, welche lokal auf dem Betriebsgelände eingesetzt und auch betankt werden. Andere Unternehmen befassen sich auch bereits mit diesem Thema, in dem Projekt H2IntraDrive, zum Einsatz von Staplern durch die Partner BMW, Linde und der TU München, wurden 2013 für den BMW I Karosseriebau 6 Routenzugschlepper und 5 Gabelstapler von Batterietechnik auf Brennstoffzellen umgerüstet. In über 20.000 Betriebsstunden wurden sowohl ökologische als auch wirtschaftliche Kennzahlen gesammelt um diese anschließend mit konventionellen Flurförderfahrzeugen auf Batteriebasis vergleichen zu können.

Ergebnis ist eine hohe Verfügbarkeit der Fahrzeuge, die während des Forschungsvorhabens durch Linde noch weiter gesteigert werden konnten. Diese ist, im Zusammenspiel mit den kurzen Tankzeiten und dem geringen Flächenbedarf der Betankung im Gegensatz zum Batteriewechsel, für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein wichtiger Faktor, da sie vor allem im Mehrschichtbetrieb die höheren Investitionskosten gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen ausgleicht. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass in bestimmten Anwendungsfällen, vor allem mit hohen Auslastungen und hohen Lohn- und Flächenkosten, Brennstoffzellenantriebe auch ohne Förderung wirtschaftlich konkurrenzfähig sind.

Ähnlich einzelfallabhängig verhält sich die ökologische Betrachtung. Da die Herstellung der Brennstoffzellen Power Unit weniger Emissionen verursacht als die der Batterie, hängen die Gesamtemissionen stark vom verwendeten Strom und Wasserstoff ab. Im Vergleich mit dem deutschen Strom-Mix und Wasserstoff aus Dampfreformierung ist die Gesamtökobilanz der Brennstoffzelle leicht besser. Das Bild ändert sich dann je nachdem wie regenerativ der eine oder der andere Energieträger hergestellt wurde. Insgesamt wurde das Projekt als erfolgreich bewertet, weshalb im Nachfolgeprojekt FFZ70 weitere 70 Routenzugschlepper mit Brennstoffzellen in Betrieb genommen wurden. Fokus dieses Projekts liegt auf der Schaffung von Standards zur Umrüstung von Flurförderfahrzeugen und der weiteren Untersuchung der Lebensdauer der Fahrzeuge.

2.2 Schienenverkehr

Der Transport von Personen und Gütern auf der Schiene ist durch ein besonderes Merkmal geprägt: Die Transportwege sind eher im regionalen und überregionalen Bereich zu sehen als im lokalen Transport von Personen und Gütern. Im Bereich der Logistik sind aufgrund der benötigten Leistung und der übermäßig hohen Reichweiten für den Fernverkehr die Diesel- und Elektroantriebe technologisch vorteilhafter. Die Investitionen in Forschung und Entwicklung seit Beginn der Technik in den 1930er

Jahren haben hohe Wirkungsgrade der Technik zur Folge. Die Umrüstung oder Neuentwicklung für Lokomotiven mit Brennstoffzellen kostet Ressourcen und Kapital, sodass die etablierten Antriebe günstiger und somit effektiver sind. Der Anschaffungspreis von Brennstoffzellenzügen ist ca. 30 % höher als im Vergleich zu Diesellokomotiven. Darüber hinaus ist für die Kraft ein entsprechend dimensionierter Brennstoffzellen-Stack notwendig, und für die Reichweite ein entsprechendes Tankvolumen für den Wasserstoff. Beides birgt Nachteile: Das zusätzliche Gewicht und das entsprechend zusätzliche Volumen für Leistungsgröße und Reichweite erhöht den Verbrauch an Wasserstoff weiter.

Daher ist nur ein lokaler Einsatz von Schienenfahrzeugen mit Wasserstoffantrieb denkbar. Ähnlich wie Flurförderfahrzeuge könnten auf festen Linien Kurierfahrten stattfinden, die in Intervallen pendeln oder in definierten Zyklen rotieren, um beispielsweise Rohstoffe hin- und Erzeugnisse abzutransportieren. Auch für regelmäßig wiederkehrende Fahrten auf immer denselben Strecken (Abfallbeseitigung, Treibstoffversorgung, Mitarbeitertransfer, etc.) bieten sich Brennstoffzellen im Schienenverkehr an.

Auf regionalen nicht elektrifizierten Strecken kann der Einsatz von Brennstoffzellenzügen aber auch heute schon Sinn ergeben, wie Alstom mit dem Corada ILint beweist. Seit 2018 sind zwei Züge, anfangs auf den Strecken Cuxhaven-Bremerhaven und Buxtehude-Bremerhaven, im temporären Testbetrieb. Eine Tankfüllung reicht für 800-1000 km bei einer maximalen Geschwindigkeit von 140 km/h. Wie in den meisten Anwendungen werden auch hier die Leistungsspitzen beim Beschleunigen und Rekuperieren von einem Lithium-Ionen-Akku aufgenommen. Nach einer jährlichen Laufleistung pro Zug von über 130.000 km wurde ein positives Resümee gezogen. Eine hohe Zuverlässigkeit von über 95% und geringere Lärmbelastungen gegenüber den Dieselloks sorgen für weitere Investitionen. Auf der Strecke sollen 14 der neuen Züge in Einsatz kommen, weitere 27 wurden in Hessen bestellt. Die Testloks sind inzwischen als Technologieträger immer wieder kurzfristig in unterschiedlichen Testbetrieben, z.B. auch in den Niederlanden auf der Strecke Groningen-Leeuwarden, unterwegs.

2.3 Schifffahrt

Der Sektor Schifffahrt ist in weitere Bereiche zu gliedern. Im Personentransport sind es Kreuzfahrten, Inselfähren und Hafenrundfahrten, aber auch Übersetzfähren an Flüssen. Im logistischen Bereich sind es vornehmlich der globale Gütertransport mit Containerschiffen und Tankern, der überregionale Transport von Gütern auf Flüssen und Kanälen sowie der hafeninterne Hilfsverkehr. Zunehmend hat sich neben den konventionellen Plattformen durch die Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen ein Transferverkehr zwischen Hafenanlagen und der Versorgungsplattform auf hoher See etabliert. Potentiale für die Etablierung von Wasserstofftechnik sind vor allem in diesen, von der Größe moderaten, Schiffen mit mittleren Reichweiten gegeben.

Pilotprojekte

Im maritimen Sektor sind Brennstoffzellen im Test- und Sonderanwendungen schon längere Zeit im Einsatz. So ist die deutsche U-Boot Klasse 212 A, die bereits 2004 in

Dienst gestellt wurde, mit neun Brennstoffzellen Modulen mit einer Gesamtleistung von 306 kW ausgestattet. Dies sorgt in Verbindung mit dem in Metallhydriden gespeicherten Wasserstoff dafür, dass die U-Boote nahezu lautlos tauchen können.

Die Möglichkeiten Schiffe schon heute komplett erneuerbar und energieautark anzutreiben, zeigt eindrucksvoll das französische Team um die Energy Observer auf. Mit einer Kombination von Segeln, Hydrogenerator und Solarzellen wird Energie bereitgestellt, die entweder direkt genutzt wird oder bei Überproduktion in Akkus, oder mit Hilfe eines Elektrolyseurs in der Form von Wasserstoff gespeichert wird. Für kurzeitigen Energiebedarf liefern die Akkus Strom für den Vortrieb und alle Verbraucher, bei längeren Perioden, etwa nachts oder bei schlechtem Wetter, übernimmt diese Aufgabe die Brennstoffzelle. Ziel des schwimmenden Labors ist es, aktuelle Technik auch in Extremsituationen zu erproben, um sie später skalieren zu können. Dafür, und um zu zeigen was technisch bereits möglich ist, fährt der umgebaute ehemalige Segelkatamaran seit 2017 in den nächsten 7 Jahren, mit 101 Zwischenstopps in 50 Ländern um die Welt. Einer der größten Erfolge der 2017 in Paris gestarteten Tour, war die komplett energieautarke Reise von Sankt Petersburg nach Spitzbergen im August 2019, bis dato einmalig.

Ausblick

Insbesondere auf Grund von immer strengeren Emissionsvorgaben für Schiffe und der gleichzeitig steigenden Produktion von Überschussstrom ist die maritime Industrie auf alternative Antriebe, wie durch Brennstoffzellen, angewiesen. Daraus ergeben sich derzeit weltweit viele Projekte, um erste kommerzielle Schiffe mit dieser neuen Antriebart zu etablieren.

So wird z.B. im Forschungsprojekt HySeas III eine Hochseefähre gebaut, die ab 2021 zwischen den schottischen Orkney Inseln pendeln und ihre Wirtschaftlichkeit unter Beweis stellen soll. Auf der 25-minütigen Fahrt wird das Schiff dann ausschließlich mit regenerativem Wasserstoff betrieben. Die Elektrolyseure zur Herstellung des Wasserstoffs existieren, im Unterschied zu vielen anderen Projekten, schon seit mehreren Jahren auf den Inseln. Zur H_2 Herstellung wird Überschussstrom aus Windkraftanlagen, aber auch Wellen- und Gezeitenkraftwerken verwendet, der durch eine begrenzte Netzkapazität nicht zum Festland transportiert werden kann. Durch diese besondere Situation zeigt die Inselgruppe bereits seit mehreren Jahren, wie eine gute Wasserstoffinfrastruktur vor allem entlegenen Regionen helfen kann.

Ähnlich verhält es sich in Norwegen. Das Land will ab 2026 in den Fjorden nur noch CO_2 neutrale Schiffe erlauben, womit viele Fähr- und Kreuzfahrtverbindungen in Handlungszwang geraten. Vor allem für viele entlegene Verbindungen ist eine Umrüstung auf batterieelektrische Antriebe aber trotz CO_2 neutralem Strom keine Option, da die Netzkapazitäten auch hier nicht ausreichen würden, um die Schiffe in kurzer Zeit zu laden. Daher beschäftigen sich inzwischen mehrere Firmen mit Brennstoffzellen als Antriebsoption, auch für größere Schiffe.

Die Reederei Havyard Group ASA zusammen mit dem Brennstoffzellen Startup Powercell z.B. planen ein Küstenroutenschiff das 2021 zunächst mit einer Kombination

aus Erdgasantrieb und Akkus ausgeliefert wird und später einen Refit mit Brennstoffzellen erhält. Es handelt dabei um mehrere 200 kW Stacks die zusammen 3,2 MW Systemleistung erreichen. Insgesamt sind vier Schiffe geplant, die auf der Route von Bergen nach Kirkenes entlang der Küstenlinie eingesetzt werden.

3 Ermittlung des Wasserstoffbedarfs im Seehafen Emden und dessen Umgebung

3.1 Systematisierung von Nutzergruppen im Emder Hafen

Die in Emden ansässigen Unternehmen und Behörden sind im Anhang im Detail beschrieben. Sie stellen in dieser Studie die potenziellen Abnehmer von Wasserstoff dar. Die Systematisierung der Nutzergruppen für potenzielle Wasserstoff-Anwendungen erfolgt anhand der Branchenzugehörigkeit der betrachten Unternehmen im Bereich des Seehafens Emden. Sie umfasst die Branchen Industrie, Schifffahrt, Hafenumschlag und Logistik sowie Andere. Basierend auf den Ergebnissen der Umfrage WASh2Emden werden den genannten Branchen in Nutzung befindliche Anlagen/ Fahrzeuge zugeordnet. Aufgrund von branchenübergreifenden unternehmerischen Tätigkeiten kann es hierbei zu Mehrfachnennungen bzw. Überschneidungen kommen. Eine Darstellung der Zuordnung erfolgt in Tabelle 4.

Die Darstellung umfasst ausschließlich mobile Anlagen/ Geräte/ Fahrzeuge, die in den jeweiligen Branchen genutzt werden. Immobile Anlagen, wie beispielsweise Klima- und Heizungsanlagen, werden nicht aufgeführt. Diese werden branchenübergreifend genutzt und sind branchenübergreifend in die Betrachtung einzubeziehen. Dies gilt auch für von Dritten betriebenen Fahrzeugen, welche die Hafeninfrastruktur nutzen.

Die Branche Industrie umfasst Unternehmen, welche in den Bereichen der Erzeugung von chemischen Produkten oder dem Bau von Fahrzeugen, Anlagen und Maschinen bzw. dem Schiffbau tätig sind. Schwerpunktmäßig werden neben einigen Nutz- und Personenbeförderungsfahrzeugen hauptsächlich Umschlagsgeräte, wie beispielsweise Flurförderfahrzeuge und Gabelstapler oder auch Portal-/Drehkräne, genutzt. Diese sind im Wesentlichen mit Diesel- bzw. LPG-Antrieben ausgestattet oder werden mit Strom betrieben.

Der Branche Schifffahrt werden vielfältige seeseitige, als auch landseitige Tätigkeiten zugeordnet. Neben dem tatsächlichen Betrieb von verschiedensten Schiffen zählten dazu auch Schiffsagententätigkeiten und sonstige maritime Dienstleistungen. Dementsprechend kommen hier neben einigen wenigen Umschlags-, Nutz- und Personenbeförderungsfahrzeugen hauptsächlich diverse Schiffstypen zum Einsatz, welche zumeist mit Marinediesel/Diesel betrieben werden.

Im Bereich der Hafenumschlags- und Logistikunternehmen kommen vielfältige Geräte/ Maschinen zum Einsatz. Dies ist unter anderem auf das breite Tätigkeitsspektrum dieser Unternehmen zurückzuführen. Neben dem eigentlichen Güterumschlag Schiff/Hafen werden häufig diverse Dienstleistungen im Vor- und Nachlauf durch diese Unternehmen wahrgenommen. Dazu zählt neben der Lagerhaltung auch die Abwicklung diverser Gütertransporte. Je nach unternehmerischer Schwerpunktsetzung kommen insbesondere eine große Anzahl an Gabelstaplern, LKW/ Zugmaschinen oder Personenbeförderungsfahrzeugen zum Einsatz. Der Einsatz von Personenbeförderungsfahrzeugen, wie beispielsweise Transporter oder PKW, ist auf den hohen Anteil an

Fahrzeugumschlägen im Seehafen Emden zurückzuführen. Sie dienen im großen Maße dem Transport von Fahrzeugführern, welche die Fahrzeuge auf die Schiffe verbringen.

Unter der Bezeichnung Andere werden beispielsweise Hafeninfrastruktur-, Entsorgungsunternehmen- oder Energieerzeuger zusammengefasst. Aufgrund der Breite der Tätigkeiten dieser Unternehmen kommen auch hier diverse Fahrzeuge und Maschinen zum Einsatz. Der Schwerpunkt liegt hier allerdings auf den Nutzfahrzeugen, wie beispielsweise Traktoren und LKW, und Personentransportfahrfahrzeuge, insbesondere PKW. Auch hier werden die Fahrzeuge größtenteils mit Diesel betrieben.

Tabelle 4: Branchenspezifische Nutzung von mobilen Anlagen/ Fahrzeugen

	Industrie	Schifffahrt	Hafenumschlag und Logistik	Andere
Kran	x	x	x	x
Reachstacker			x	
Verladebrücke			x	x
Förderanlage		x		
Gabelstapler	x	x	x	x
Flurförderfahrzeug	x	x	x	
SMTP			x	
Bagger			x	x
Traktor				x
LKW/ Zugmaschine	x	x	x	x
Transporter	x	x	x	x
PKW	x	x	x	x
Kleinbus/ Bus			x	x
Rangierfahrzeug / Lokomotive				x
Schiff	x	x	x	x

3.2 Umfrage unter Unternehmen des Seehafens Emden

Zur Ermittlung des aktuellen und zukünftigen Energiebedarfs wurde eine Umfrage durchgeführt, die sich an alle am Hafen ansässigen Unternehmen richtete. Im Nachfolgenden wird die Methodik vorgestellt sowie die Ergebnisse der Umfrage aus verschiedenen Gesichtspunkten diskutiert.

3.2.1 Methodik der Umfrage

Die Datenerhebung erfolgte Online und durch persönliche Gespräche mit den im Hafen ansässigen Unternehmen. Ziel der Umfrage war es, das Potenzial für eine mögliche Wasserstoffnutzung zu analysieren, einen Überblick über den aktuellen Energiebedarf des Hafens zu bekommen und mögliche Geräte für eine Umstellung auf Wasserstoff zu ermitteln. Ausgehend von den vorhandenen Daten können dann Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden. Befragt wurden alle Hafennutzer, die im Emder Hafen ansässig sind. Dazu zählen sowohl Unternehmen als auch Behörden. Der Befragungszeitraum erstreckte sich vom 14. Mai 2019 bis in den Sommer 2019.

Die Umfrage gliedert sich in fünf Teilbereiche. Im ersten Teil wurden allgemeine Daten zum Unternehmen abgefragt, wie der Unternehmensname und die Branchenzugehörigkeit. Der zweite Teil beschäftigt sich mit energiespezifischen Fragen. So wurde abgefragt, welche Energieträger verwendet werden und wie hoch der Energiebedarf ist. Außerdem wurde ergründet, wieviel erneuerbare Energie im Hafen erzeugt wird. Im dritten Teil wurden die genutzten Anlagen und Geräte im Unternehmen ermittelt. Dabei wurden die Anzahl, Betriebsdauer pro Tag, Treibstoffbedarf und Alter abgefragt. So können in der Auswertung und im Ausblick konkrete Vorschläge für die Umrüstung von Maschinen und Geräten auf Wasserstoff erfolgen. Im vierten Teil wurde der Frage nachgegangen, welchen Einfluss Wasserstoff im Erdgasnetz auf die Prozesse der Unternehmen hat. Im fünften Teil geht es um die Umstellungsbereitschaft der Unternehmen auf Wasserstoff. Die Angaben zum Treibstoffbedarf werden zur besseren Vergleichbarkeit in Wh umgerechnet. Die Umfrageergebnisse werden jeweils für die verschiedenen Hafenbereiche ausgewertet.

3.2.2 Ergebnisse der Umfrage

Es wurden 37 Unternehmen befragt, davon sind drei Unternehmen Tochterunternehmen eines anderen Hafenunternehmens. Diese wurden zusammengefasst und somit werden 34 Unternehmen in der Auswertung betrachtet. 24 Unternehmen haben an der Umfrage teilgenommen und von fünf weiteren Unternehmen konnte durch persönliches Nachfragen, Antworten zur Umfrage erhalten werden. Von fünf Unternehmen mussten die Verbrauchswerte abgeschätzt werden. Alle vorgestellten Umfrageergebnisse schließen die Antworten der Unternehmen und eigene Abschätzungen mit ein.

a.) Standorte und Branchenzugehörigkeit

Die Tabelle 5 zeigt die Verteilung der Unternehmen im Hafengebiet. Ein Unternehmen kann mehrere Standorte im Hafen haben. Diese wurden dann einzeln gezählt. Mit je-

weils 14,9 % sind im Emder Fahrwasser und Außenhafen die meisten Unternehmensstandorte. Gefolgt vom Jarßumer Hafen mit 10,6 % der Unternehmen. Jeweils 8,5 % der Unternehmen sind im Stichkanal, Ölhafen und Kleinschiffsliegeplätze tätig. Die Unternehmen sind am häufigsten in den Branchen Lagerung und Hafenumschlag tätig (Tabelle 6).

Tabelle 5: Verteilung der Firmen im Hafengebiet (Mehrfachzählung möglich)

Hafenbereich	**Anzahl Firmen**	**Anteil [%]**
Emder Fahrwasser	7	14,9
Stichkanal	4	8,5
Borssumer Hafen	1	2,1
Südkai	2	4,3
Ölhafen	4	8,5
KFZ- und Logistikterminal	3	6,4
Binnenschiffsbecken	2	4,3
Nordkai	4	8,5
Jarßumer Hafen	5	10,6
Industriehafen	1	2,1
Kleinschiffsliegeplätze	4	8,5
Außenhafen	7	14,9
Stromkajen an der Ems	1	2,1
Larrelter Polder	2	4,3
Gesamt	**47**	**100**

Tabelle 6: Branchenzugehörigkeit nach Anzahl der Unternehmen (Mehrfachzählung möglich)

Branche	**Anteil [%]**
Lagerung	16,0
Hafenumschlag	16,0
Logistik	13,3
Reederei/Schiffsagent/-makler	12,0
(Maritime) Dienstleistungen	10,7
Anlagen-, Fahrzeug- & Maschinenbau	9,3
Handel	8,0
Behörden	5,3
Chemische Industrie	4,0
Schiffbau	1,3
Energieerzeugung	1,3
Andere	2,7

b.) Energieverbrauch

Der am häufigsten genutzte Energieträger von den Unternehmen ist Strom (alle), gefolgt von dieselbasierten/-ähnlichen Energieträgern und Erdgas (Tabelle 7). Im Stichkanal wird fast nur synthetischer Kraftstoff aus dem Gas-to-Liquids-Verfahren (GtL-Verfahren) (65 GWh) verwendet. Nach dem GtL folgt Marinedieselöl (MGO) mit insgesamt 63 GWh für Emder Fahrwasser, Kleinschiffsliegeplätze, Nordkai und Jarßumer Hafen. Der Dieselbedarf beträgt 51 GWh, welcher zum Antrieb von Fahrzeugen wie Zugmaschinen, LKWs und Schiffen eingesetzt wird. Vor allem im KFZ- und Logistikterminal (21 GWh), Außenhafen (9 GWh) und Emder Fahrwasser (6 GWh) ist der Dieselbedarf hoch. LNG (10 GWh) wird nur im Außenhafen für eine LNG-Fähre verwendet[2].

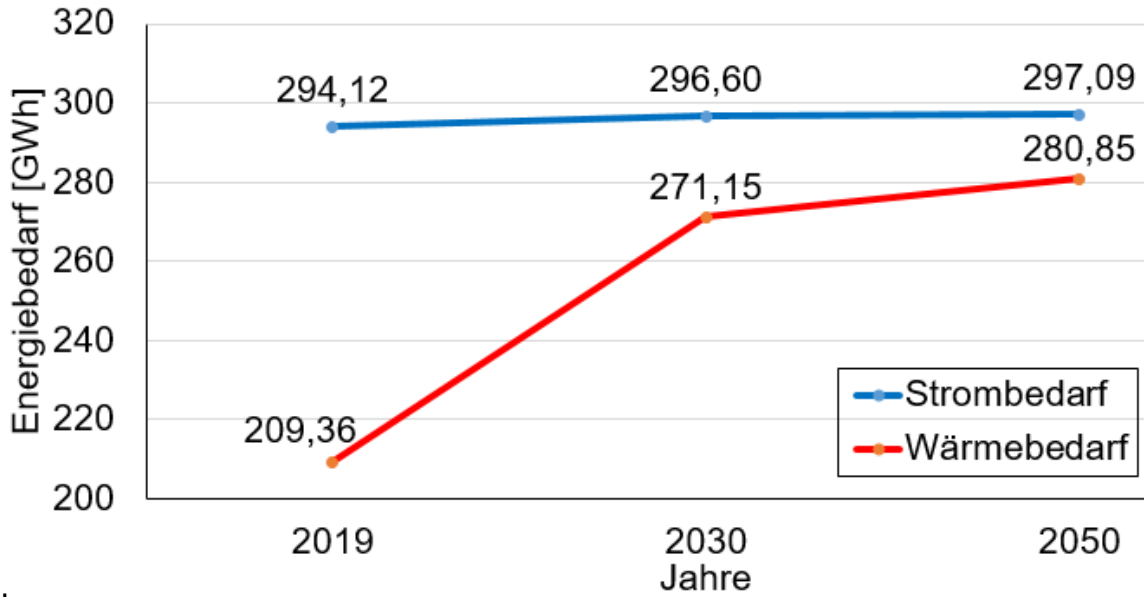

Abbildung 5: Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs

Die Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs bis 2050 ist in Abbildung 5 dargestellt. Im Bereich Stromkajen an der Ems wird kein Strom bzw. Wärme verbraucht, da dort keine Gebäude sind. Der aktuelle gesamte Strombedarf beträgt 294 GWh. Der mit Abstand höchste Strombedarf besteht im Larrelter Polder mit 220 GWh, das sind 75 % des gesamten Strombedarfs des Hafens. Der zweithöchste Strombedarf mit 55,5 GWh wird im Industriehafen verzeichnet, gefolgt vom Emder Fahrwasser mit 7,1 GWh. Die Unternehmen konnten durch zusätzliche Kommentare Veränderungen im Strombedarf erläutern. Dabei gaben einige Unternehmen an, ihren Strombedarf durch Beleuchtung mittels LED, Umstellung der Gabelstapler auf Lithium-Ionen-Akkumulatoren und Geräte mit höherer Effizienz zu senken. Durch die Umstellung der Beleuchtung mittels LED sinkt der Strombedarf der Unternehmen um 43 MWh (2030) und 63 MWh (2050) gegenüber 2019. Durch den Einsatz von Geräten mit höherer Effizienz sinkt der Strombedarf von 2019 bis 2030 um 157 MWh und von 2019 bis 2050 um 457 MWh. Andere Unternehmen hingegen wollen mehr elektrische Fahrzeuge nutzen, dadurch steigt ihr zukünftiger Strombedarf. Dafür ergibt sich eine Steigerung von 540 MWh von 2019 bis

[2] Corina Habben, Raquel Henkelman: „Positive Energiebilanz von MS „Ostfriesland“, Ausguck, 03/2016

2030 im Strombedarf. Daher steigt der geschätzte Strombedarf um 0,84 % von 2019 bis 2030 und um 1,01 % von 2019 bis 2050.

Der aktuelle Wärmeverbrauch (209 GWh) stimmt mit dem errechneten Erdgasverbrauch (206 GWh) vom DBI in guter Näherung überein. Der aktuelle Wärmebedarf im Larrelter Polder macht 76 % (160 GWh) des Hafens aus. Nach dem Larrelter Polder ist im KFZ- und Logistikterminal (17 GWh) und Ölhafen (14 GWh) der aktuelle Wärmebedarf am höchsten. Von 2019 bis 2030 steigt der geschätzte Wärmebedarf um 29,5 % und von 2019 bis 2050 um 34,1 %. Einige Unternehmen wollen ihren zukünftigen Wärmebedarf durch verbesserte Wärmedämmung, ein Temperatur-Zeit-Management und moderne Brennwertthermen senken. Ein Unternehmen will durch verbesserte Wärmedämmung und ein Temperatur-Zeit-Management den Wärmebedarf um 60 MWh (bis 2030) bzw. 150 MWh (bis 2050) senken. Ein weiteres Unternehmen plant einen Neubau, dadurch steigt der zukünftige Wärmebedarf um 20 MWh (2030) und 15 MWh (2050) gegenüber 2019.

Tabelle 7: Genutzte Energieträger im Seehafen Emden

Standort	Strom [MWh]	Diesel [MWh]	GTL [MWh]	MGO [MWh]	Benzin [MWh]	LPG [MWh]	LNG [MWh]
Nähere Umgebung Hafen	1.708	1.438			4		
Emder Fahrwasser	7.130	6.294		36.889		4	
Stichkanal	438	283	64.973			118	
Borssumer Hafen	50	490					
Industriehafen	55.500	4.017			69		
Ölhafen	1.451	1.094					
KFZ- und Logistikterminal	2.241	21.249					
Binnenschiffsbecken	280	160				118	
Nordkai	78	1.449		3.325			
Jarßumer Hafen	2.890	1.832		20.075		18	
Südkai	489	503			5		
Kleinschiffsliegeplätze	488	447		2.358		1	
Außenhafen	1.375	9.111			9	121	9.604
Stromkajen an der Ems		810					
Larrelter Polder	220.000	1.842					

c.) Strom und Wärmeerzeugung

Einen weiteren Schwerpunkt bilden die eigene Strom- und Wärmeerzeugung im Hafen. Sieben Unternehmen erzeugen Strom oder Wärme selbst in ihrem Unternehmen. Zur Stromerzeugung werden Photovoltaik, Windkraft und Biomasse bzw. zur Wärmeerzeugung werden Heizöl, Erdgas, Biomasse und Geothermie genutzt (Tabelle 8). Zwei der Unternehmen planen eine Stilllegung einer Anlage zur Strom- / Wärmeerzeugung. Dabei soll z.B. ein Heizölkessel durch einen effizienten Erdgas-Brennwertkessel ersetzt werden. Drei der Unternehmen planen eine neue Anlage zur Strom- / Wärmeerzeugung und drei weitere Unternehmen planen vielleicht eine neue Anlage. Die Neuplanungen umfassen Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, die Nutzung von Geothermie, Erdgas und Batteriespeicher.

Tabelle 8: Anlagen zur Strom- / Wärmeerzeugung im Seehafen Emden

Energieträger	Strom		Wärme	
	Energiemenge [GWh]	Leistung [kW]	Energiemenge [GWh]	Leistung [kW]
Heizöl			0,06	114
Photovoltaik	1,06	1.480		
Photovoltaik		1.360		
Erdgas			2,80	
Holz	141,03		77,09	60.000
Geothermie				
Windkraft		11.450		

d.) Geräte, Anlagen und Fahrzeuge

- *Umschlaggeräte*

Einen Überblick über die Anzahl und den Verbrauch von im Hafen genutzten Geräten, Anlagen und Fahrzeugen ist in Tabelle 9 gegeben. Bei den Umschlaggeräten besteht der höchste Energiebedarf im Larrelter Polder (16 GWh), Jarßumer Hafen (1,7 GWh) und Nordkai (1,2 GWh). Den höchsten Energiebedarf der Umschlaggeräte haben Gabelstapler mit 16 GWh, wovon 14 GWh auf elektrische Gabelstapler entfallen und der restliche Anteil sich auf Diesel und LPG aufteilt. Die Flurförderfahrzeuge benötigen 2,2 GWh, wobei 2 GWh auf elektrische Flurförderzeuge entfallen und die restlichen mit Diesel betrieben werden. Weiterhin weisen Krane mit insgesamt 1,7 GWh einen hohen Dieselbedarf auf.

Die Abbildung 6 zeigt den Bedarf an fossilen Energieträger [kWh] der Umschlaggeräte je Hafenbereich und in den Diagrammen den Anteil der einzelnen Fahrzeuggruppen. In den Hafenbereichen Borssumer Hafen, Industriehafen und Larrelter Polder werden keine Umschlaggeräte mit fossilen Energieträgern genutzt. Der Bedarf an fossilen Energieträger ist im Jarßumer Hafen mit 1,5 GWh am größten.

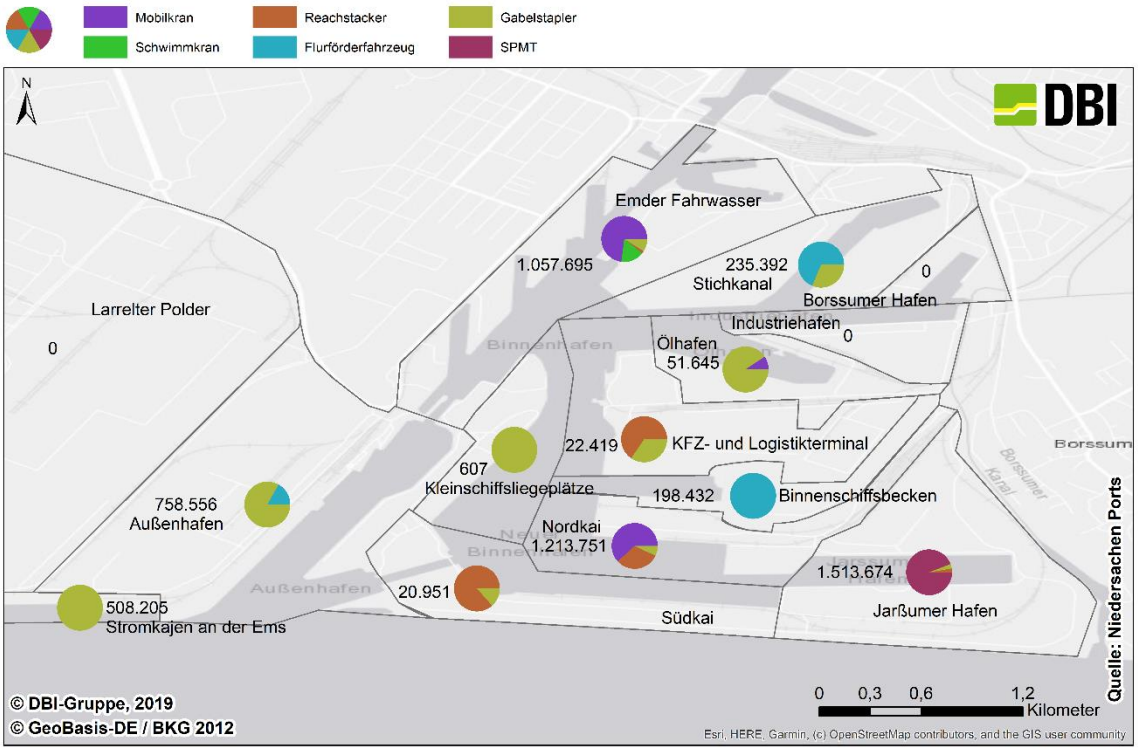

Abbildung 6: Bedarf an fossilen Energieträgern [kWh] der Umschlaggeräte und Anteil der einzelnen Geräte

Tabelle 9: Daten zu Geräten, Anlagen und Fahrzeugen aus der Umfrage

Gerät/Anlage/Fahrzeug		Anzahl	Gesamtverbrauch pro Jahr [MWh]						
			Strom	Diesel	GtL	MGO	Benzin	LNG	LPG
Umschlaggeräte	Mobilkrane	7		1.696					
	Portaldrehkran	36							
	Reachstacker	10		589					
	Verladebrücke	3	180						
	Förderanlage	2							
	Gabelstapler	883	13.909	1.399					375
	Flurförderfahrzeug	527	1.979	269					
Nutzfahrzeuge	Minibagger	7		3					
	Bagger / Radlager	13		714					
	Traktor	28		319					
	LKW	66		2.974	199				
	Zugmaschine	83		21.178					
	Transporter / Kastenwagen	89		4.678	76				
	Hubsteiger	1		20					
Personenbeförderungsfahrzeuge	PKW	197		7.114	119		74		
	Kleinbus	80		1.003					
Schiffe	Behördenschiff	15				9.247			
	Frachtschiff	12		636		3.325			
	Fähren	1						9.604	

Gerät/Anlage/Fahrzeug		Anzahl	Gesamtverbrauch pro Jahr [MWh]						
			Strom	Diesel	GtL	MGO	Benzin	LNG	LPG
	Schlepper	5		7.708					
	Arbeitsschiff	8		384			10		
	Bunkerschiff	3			64.579				
	Sonstige Spezialschiffe	7				50.075			
Anlagen	Industrieofen	2							
	USV-Anlage	20	6						
	Pumpe	56	2.038	313					
	Klimatisierung /Kühlung	21	1.870						
Sonstige Maschinen	Kompressoren	4	356						
	Motor	1					3		
	Hochdruckreiniger	1		1					
	Geräte	1		1					
	Elektrische Begleitheizung	1	500						
	Kehrmaschine	3		20					4

- Nutzfahrzeuge

Eine Übersicht zu den Nutzfahrzeugen ist in Abbildung 7 gegeben. Bei den Nutzfahrzeugen wird nur Diesel und synthetischer Kraftstoff aus dem GtL-Verfahren als Energieträger verwendet. Der höchste Energiebedarf besteht im KFZ- und Logistikterminal mit 19,8 GWh. Dort befindet sich die maximale Anzahl an Nutzfahrzeugen (74 Stück). Im Ölhafen und Stromkajen an der Ems werden keine Nutzfahrzeuge verwendet. Von allen Nutzfahrzeugen kommen Transporter am häufigsten im gesamten Hafen vor (89 Stück), jedoch ist der Energiebedarf mit 4,8 GWh geringer als bei den Zugmaschinen. Es gibt 66 LKWs im Hafen, deren jährlicher Energiebedarf 3,2 GWh beträgt.

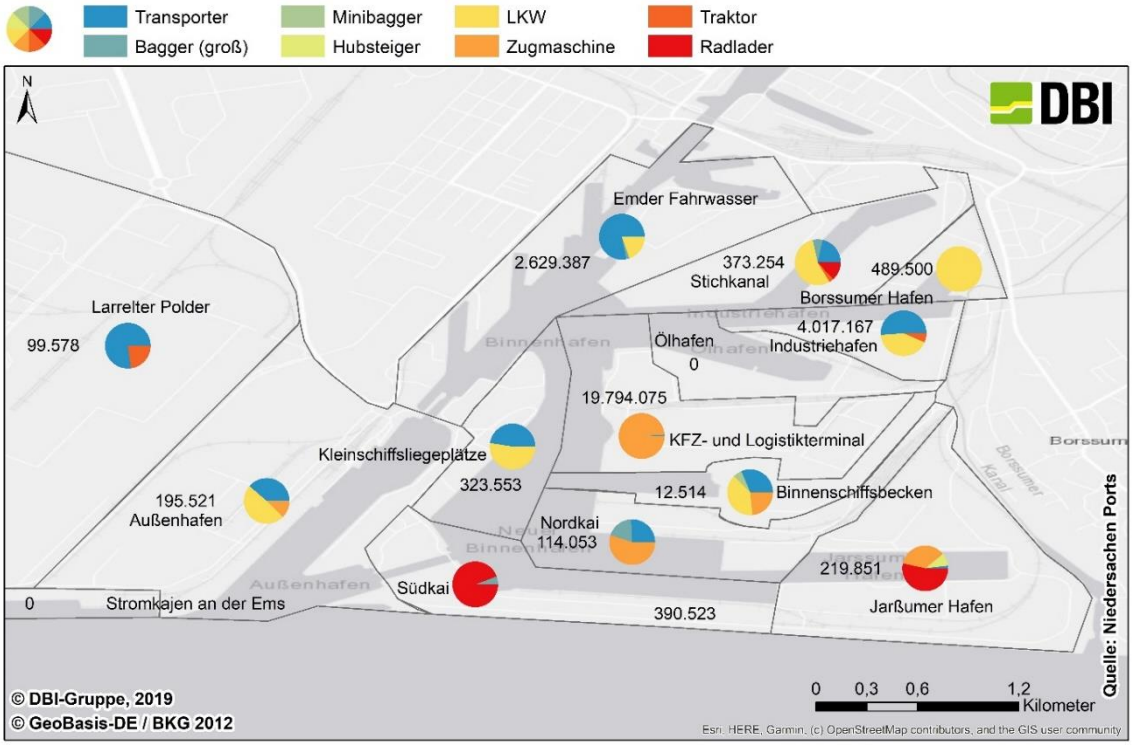

Abbildung 7: Anteil und Energiebedarf [kWh] der Nutzfahrzeuge

- Personenbeförderungsfahrzeuge

Die genutzten Personenbeförderungsfahrzeuge sind PKWs und Kleinbusse (siehe Abbildung 8), welche Diesel, Benzin oder synthetischen Kraftstoff aus dem GtL-Verfahren verwenden. Der höchste Energiebedarf liegt im Emder Fahrwasser mit 2,2 GWh. Die größte Anzahl an Personenbeförderungsfahrzeugen befindet sich im Larrelter Polder (51 Stück). Im Borssumer Hafen werden keine Personenbeförderungsfahrzeuge verwendet.

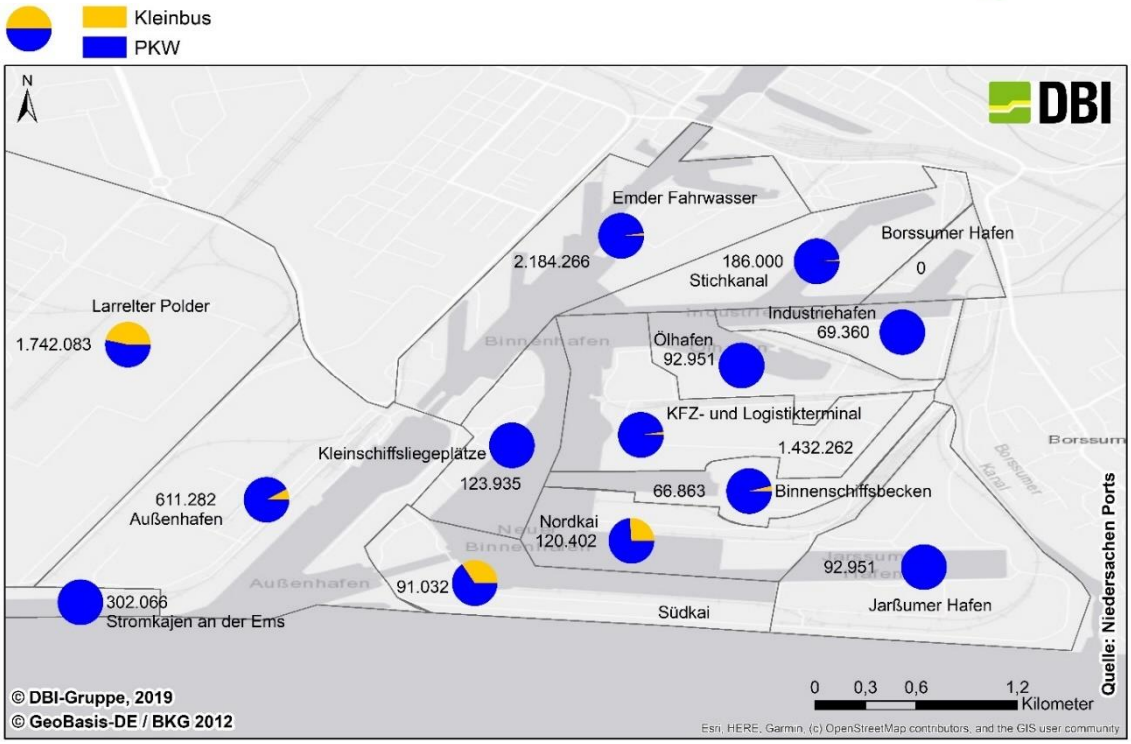

Abbildung 8: Anteil und Energiebedarf [kWh] der Personenbeförderungsfahrzeuge

- Wasserfahrzeuge

Bei den Schiffen kommen Behörden-, Fracht-, Arbeits-, Bunker-, Peil-, Binnenschiffe, Fähren, Schlepper, Offshore-Versorger und Crew Transport Vessels zum Einsatz.

Als Energieträger werden MGO, Diesel, Benzin, LNG und synthetischer Kraftstoff aus dem GtL-Verfahren verwendet. Dabei wird eine Fähre mit LNG betrieben. Die meisten Schiffe gehören zu Unternehmen im Emder Fahrwasser (26 Stück). Von der Anzahl sind Behördenschiffe (15 Stück) und Frachtschiffe (12 Stück) am häufigsten.

- Andere Anlagen

Unter den sonstigen Anlagen befinden sich 56 Pumpen, 21 Anlagen zur Klimatisierung, 20 USV-Anlagen, vier Kompressoren, drei Kehrmaschinen, zwei Industrieöfen, ein Motor, ein Hochdruckreiniger und eine elektrische Begleitheizung. Die Pumpen benötigen 2.038 MWh Strom und 313 MWh Diesel pro Jahr. Die Klimatisierung benötigt 1.870 MWh Strom pro Jahr.

3.2.3 Umstellungsbereitschaft auf Wasserstoff

Bei der Fragestellung, ob Wasserstoff im Erdgas Einfluss auf das Produkt- bzw. Prozessablauf hat, erwarten drei Unternehmen einen Einfluss auf ihr Produkt bzw. Prozessablauf. Demgegenüber stehen fünf Unternehmen die keinen Einfluss erwarten, wobei weitere fünf Unternehmen, die Erdgas nutzten, keine Auskunft gegeben haben.

Bei der Bereitschaft der befragten Unternehmen mehr für grünen Wasserstoff zu bezahlen, haben 13 diesem zugestimmt, vier haben dies abgelehnt und der Rest hat keine Auskunft darüber gegeben. Einen Aufschlag von 5 %, 10 % und 15 % würden jeweils fünf, sieben und ein Unternehmen bezahlen. Wenn der grüne Wasserstoff auf

die CO_2-Bilanz angerechnet würde, würden auch Unternehmen, die keine Angabe gemacht haben mehr für den grünen Wasserstoff bezahlen. Dies bedeutet, dass unter bestimmten Bedingungen noch mehr Unternehmen bereit sind, mehr für grünen Wasserstoff bezahlen. Ein Unternehmen argumentiert, dass eine Umrüstung auf synthetische Kraftstoffe ökonomischer ist.

Falls Wasserstoff kostengünstig bereitgestellt würde, würden die Unternehmen folgende Maschinen auf Wasserstoff umstellen: Flurförderfahrzeuge, Radlader, Personenbeförderungsfahrzeuge, Transporter, Hafenmobilkräne, Arbeitsschiffe, Baggerschiffe und Dieselgeneratoren.

3.3 Ermittlung des Wasserstoffbedarfs für den Seehafen und der Stadt Emden

3.3.1 Methodik zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs und zur Modellierung eines H_2-Leitungsnetzes

Der Wasserstoffbedarf wurde sowohl für den Seehafen, basierend auf der Umfrage, als auch für gesamt Emden ermittelt, da über das Hafengebiet hinaus weitere potenzielle Wasserstoffabnehmer existieren. Durch diese zusätzlichen Wasserstoffabnehmer können neuen Synergien und Wertschöpfungsketten geschaffen werden, welche zu einer Minimierung des Risikos und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffinfrastruktur führen. Für die Ermittlung dieser Abnehmer wurde die DBI-Standortdatenbank hinsichtlich gewerblicher, industrieller und kommunaler Wasserstoffabnehmer ausgewertet. Anhand dieser Daten wurde der aktuelle Verbrauch an fossilen Energieträgern für Fahrzeuge, Anlagen und Geräte ermittelt und andererseits abgeschätzt, wieviel Wasserstoff diese Fahrzeuge, Anlagen und Geräte bei einer Umstellung benötigen. Als weitere Wasserstoffabnehmer, welche nicht im Hafen vorkommen, wurden Züge, Busse, BHKWs und Tankstellen identifiziert.

Für die Ermittlung der Wasserstoffmengen im Hafen und der Stadt Emden wurden drei Szenarien entwickelt:

Szenario S1:
- Umstellung von Flurförderzeugen, PKW, Personenzügen, BHKWs, Linienbussen auf Brennstoffzelle

Szenario S2:
- Umstellung von Flurförderzeugen, PKW, Personenzügen, BHKWs, Linienbussen auf Brennstoffzelle
- Umstellung auf Wasserstoffverbrennungsmotor von verbleibenden Fahrzeugen, Anlagen und Geräten

Szenario S3:
- Umstellung aller Fahrzeuge, Anlagen und Geräte auf Brennstoffzelle

Diese drei Hauptszenarien gliedern sich in vier weitere Unterszenarien, je nachdem ob 30 %, 50 %, 80 % oder 100 % der Geräte auf Wasserstoff umgestellt werden. Daraus wird die Anzahl der Geräte x_{H_2} bestimmt. Dabei wird die Gesamtanzahl x_{ges} der Geräte mit dem Anteil y, der umgestellt werden soll, multipliziert und dann auf eine ganze Zahl gerundet:

$$x_{H_2} = \begin{cases} 0 < frac(x) < 0{,}5: & x_{H_2} = \lfloor x_{ges} * y \rfloor \\ 0{,}5 \leq frac(x) < 1: & x_{H_2} = \lceil x_{ges} * y \rceil \end{cases} \quad (1)$$

Batteriebetriebene Fahrzeuge wie z.B. Flurförderfahrzeuge werden gesondert betrachtet, da diese schon mit Strom aus EE-Anlagen betrieben werden. Daher wird der Wasserstoffbedarf WB anhand des aktuellen fossilen Treibstoffbedarfs TB unter Beachtung des aktuellen Wirkungsgrades η_{bisher} und des Wirkungsgrades des Wasserstoffantriebes η_{H_2} bestimmt (siehe Tabelle 10):

$$WB = \frac{TB * \eta_{bisher}}{\eta_{H_2}} * x_{H_2} \quad (2)$$

Antriebskonzept	Wirkungsgrad (tank-to-wheel)			Quelle
	Optimal	Realistisch	Rechenwert	
Dieselmotor	45 %	25 – 30 %	30 %	[3]
Benzinmotor / Erdgas	35 %	19 – 21 %	20 %	[4]
Elektromotor + Batterie	85 %	50 – 85 %	70 %	[5]
Brennstoffzelle + Elektromotor PKW	50 %	50 %	50 %	[6]
Brennstoffzellentechnologie Gabelstapler		44,6 %	54 %	[7]
Wasserstoffverbrennungsmotor		18 – 22 %	20 %	[8]
Batterietechnologie Gabelstapler		83, 7 %	84 %	[9]

Tabelle 10: Wirkungsgrade verschiedener Antriebskonzepte

Für Tankstellen, Blockheizkraftwerke (BHKW) und Personenzüge wurde der Wasserstoffbedarf wie folgt berechnet. Aus dem Masterplan 100 % Klimaschutz[10] stammt der Treibstoffverbrauch im Bereich Mobilität für Emden. Dabei wird der Energieverbrauch für PKWs und des Güterverkehrs auf der Straße betrachtet. Der berechnete Wasserstoffbedarf wird dann zu gleichen Teilen auf die bestehenden Tankstellen aufgeteilt. Für Einrichtungen oder Unternehmen mit BHKWs oder besonders hohem Strom-,

[3] Klell/ Eichlseder/ Trattner: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik.
[4] Klell/ Eichlseder/ Trattner: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik..
[5] Klell/ Eichlseder/ Trattner: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik..
[6] Klell/ Eichlseder/ Trattner: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik..
[7] Günthner, W. A.; Micheli, R.: H2IntraDrive - Einsatz einer wasserstoffbetriebenen Flurförderzeugflotte unter Produktionsbedingungen. Forschungsbericht zu dem Forschungsvorhaben der Forschungsstelle Lehrstuhl für Fördertechnik Materialfluss Logistik, Technische Universität München : Konsortialpartnern im Forschungsvorhaben sind BMW Group, Linde Material Handling : im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) = H2IntraDrive - Use of hydrogen powered industrial trucks under production conditions, München 2015.
[8] Klell/ Eichlseder/ Trattner: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik.
[9] Günthner/ Micheli: H2IntraDrive - Einsatz einer wasserstoffbetriebenen Flurförderzeugflotte unter Produktionsbedingungen.
[10] Neuwöhner, A.; Vagelpohl, D.; Gerdes, J.: Masterplan 100% Klimaschutz, Emden November 2017.

Wärme- bzw. Kältebedarf wie z.B. das Krankenhaus oder Kühlhäusern werden Berechnungsparameter aus der DBI-Datenbank verwendet. Dabei wird angenommen, dass bei einer Umstellung < 50 % kein BHKW umgestellt wird und bei einer Umstellung von ≥ 50 % die BHKWs zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden.

Weiterhin wurde die Umstellung von Personenzügen auf Wasserstoff in die Betrachtung einbezogen. Die dafür interessanten Regionalbahnlinien sind Norddeich Mole – Hannover und Emden – Münster (Westfalen). Die Regionalbahn nach Hannover fährt alle zwei Stunden und nach Münster (Westfalen) stündlich. Daraus ergibt sich, dass auf beiden Strecken jeweils 4 Züge eingesetzt werden. Somit ergibt sich für die Umstellung von 30 %, 50 %, 80 % und 100 %, dass jeweils 1, 2, 3 oder 4 Züge umgestellt werden. Anhand des bekannten Wasserstoffverbrauchs des brennstoffzellenbetrieben Personenzugs Coradia iLint (18 - 22,5 kg/100 km) wird der Wasserstoffbedarf abgeschätzt.[11].

Um die Ergebnisse übersichtlich darzustellen, wurden diese anhand der folgenden Hafen- und Stadtgebiete zusammengefasst (Abbildung 9). Aufbauend auf diesen Daten wurde ein Wasserstoffleitungsnetz für mehrere H_2-Belegungen (500 kWh/(m a), 1.000 kWh/(m a), 2.000 kWh/(m a), 3.000 kWh/(m a), 4.000 kWh/(m a) und 5.000 kWh/(m a)) unter Berücksichtigung der Infrastruktur (wie z. B. Straßen oder Wasserwege) computergestützt modelliert. Dafür wurde eine interne DBI-Simulation benutzt. Anhand des Masseflusses $\dot{m}_{H_2}$ konnte einerseits der Durchmesser der Leitung D (Gleichung (3)) und andererseits die Investitionskosten (Gleichung (4)) abgeschätzt werden[12].

$$D = \sqrt{\frac{\dot{m}_{H_2} * 4}{\rho_{H_2} * v_{H_2} * \pi}} \tag{3}$$

$$K_{Invest,km} = 3.400.000 * D^2 + 598.600 * D + 329.000 \tag{4}$$

Es wurde weiterhin angenommen, dass der Mindestdurchmesser 0,1 m beträgt. Anhand der Netzlänge aus der Modellierung konnte dann über Gleichung (5) die kompletten Netzinvestitionsausgaben berechnet werden:

$$K_{Invest} = K_{Invest,km} * l_{Netz} \tag{5}$$

[11] NDR: Begeisterung nach Testphase mit Wasserstoff-Zügen, 16.09.2019, https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Begeisterung-nach-Testphase-mit-Wasserstoff-Zuegen-,wasserstoffzug116.html (8. November 2019).
[12] Baufumé, S.; Grüger, F.; Grube, T.; Krieg, D.; Linssen, J.; Weber, M.; Hake, J.-F.; Stolten, D.: GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. In: International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013), S. 3813–3829.

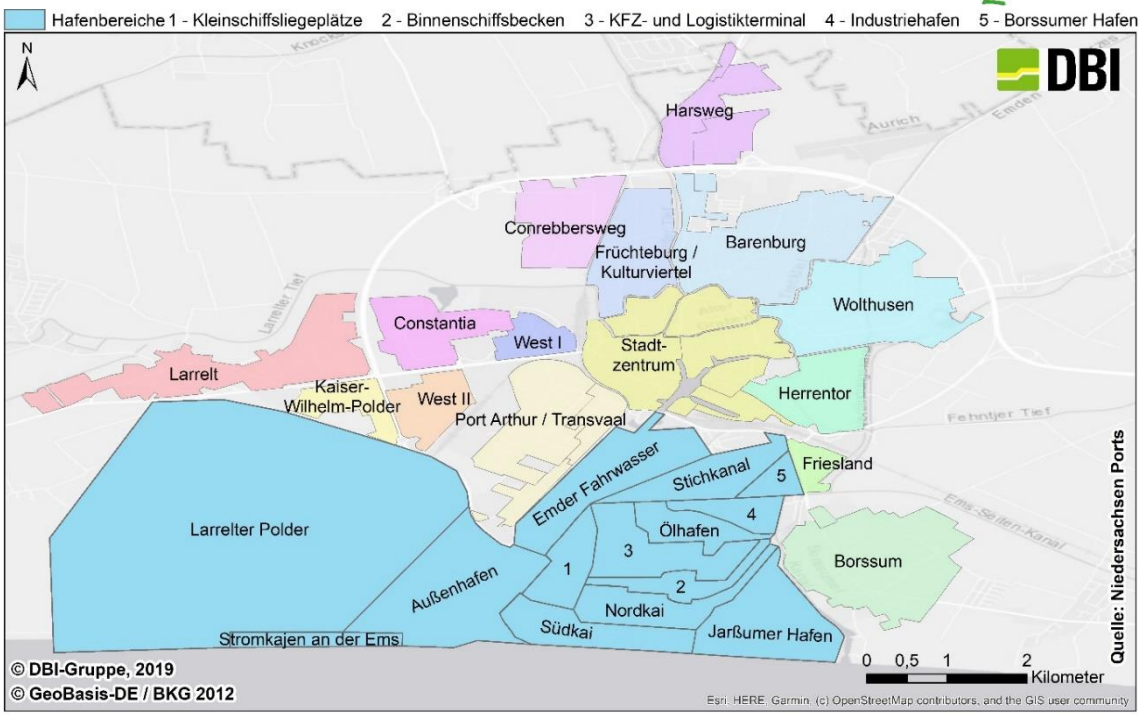

Abbildung 9: Hafenbereiche und Stadtteile von Emden

3.3.2 Wasserstoffbedarf für den Seehafen

Eine Zusammenfassung des Wasserstoffbedarfs der einzelnen Gebiete für die insgesamt 12 Szenarien ist in Tabelle 11 gegeben. In Tabelle 11 kann für einzelne Hafengebiete der Wasserstoffbedarf im Vergleich zu den Umfrageergebnissen abweichen. Dies ist durch die Zusammenführung der DBI-Datenbank mit der Umfrage bedingt, da die Daten immer nur auf den Hauptunternehmensstandort bezogen wurden. In Tabelle 12 ist der errechnete Wasserstoffbedarf für die Umstellung der einzelnen Geräte, Anlagen und Fahrzeuge aufgeführt. Sowohl in Bezug auf die Anzahl als auch auf die Wasserstoffmenge wäre die vollständige Umstellung aller elektrisch (1.310 Stück) und fossil (98 Stück) betriebenen Flurförderfahrzeuge mit insgesamt 30,9 GWh (0,9 kt/a) am lukrativsten. Die Umstellung von 185 Hafen-PKWs ergibt einen Wasserstoffbedarf von 3,7 GWh/a (0,1 kt/a). Weiterhin sind Zugmaschinen (83 Stück), LKWs (66 Stück) und Transporter (88 Stück) für eine Umstellung sowohl bei der Anzahl der Fahrzeuge als auch bei der Wasserstoffmenge interessant. Je nach eingesetzter Technologie würden alleine für Zugmaschinen 12,7 GWh/a (0,4 kt/a) bei Brennstoffzelle und 31,8 GWh/a (0,95 kt/a) bei Wasserstoffverbrennungsmotor benötigt. Für die Hafenkrananlagen (7 Stück) ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von jeweils 2,5 GWh/a (0,08 kt/a) oder 1,0 GWh/a (0,03 kt/a) bei einer Umstellung auf Wasserstoffverbrennungsmotor oder Brennstoffzelle.

Betrachtet man die Szenarien für den Hafen; ergibt sich für das Minimalszenario S1_30, bei einer 30 % Umstellung von fossil betriebenen PKWs und Flurförderfahrzeugen ein Wasserstoffbedarf von 1,5 GWh/a (0,05 kt/a). Die zusätzliche Umstellung von 394 batteriebetriebenen Flurförderfahrzeugen macht 8,9 GWh/a (0,3 kt/a) aus. Im Maximalszenario S2_100 ergibt sich für die Umstellung aller fossil betriebenen Geräte, Anlagen und Fahrzeuge ein Wasserstoffbedarf im Hafen von 52,2 GWh/a (1,6 kt/a).

Für die Umstellung aller batteriebetriebenen Flurförderfahrzeuge würden zusätzlich 29,7 GWh/a (0,9 kt/a) Wasserstoff benötigt.

Um den Hafen mit den aktuell genannten Wasserstoffmengen zu versorgen, wäre für bis zu 900 t/a ein 3,6 MW Elektrolyseur mit einem Wasserstoffspeicher von 750 kg ausreichend (Abbildung 10). Bei größeren Mengen müssen die Leistung des Elektrolyseurs und die Größe des Speichers entsprechend angepasst werden. Mit einem 7,2 MW Elektrolyseur und einem Speicher von 1.500 kg und 2.250 kg könnten entsprechend 1,6 kt/a und 2,5 kt/a Wasserstoff bereitgestellt werden.

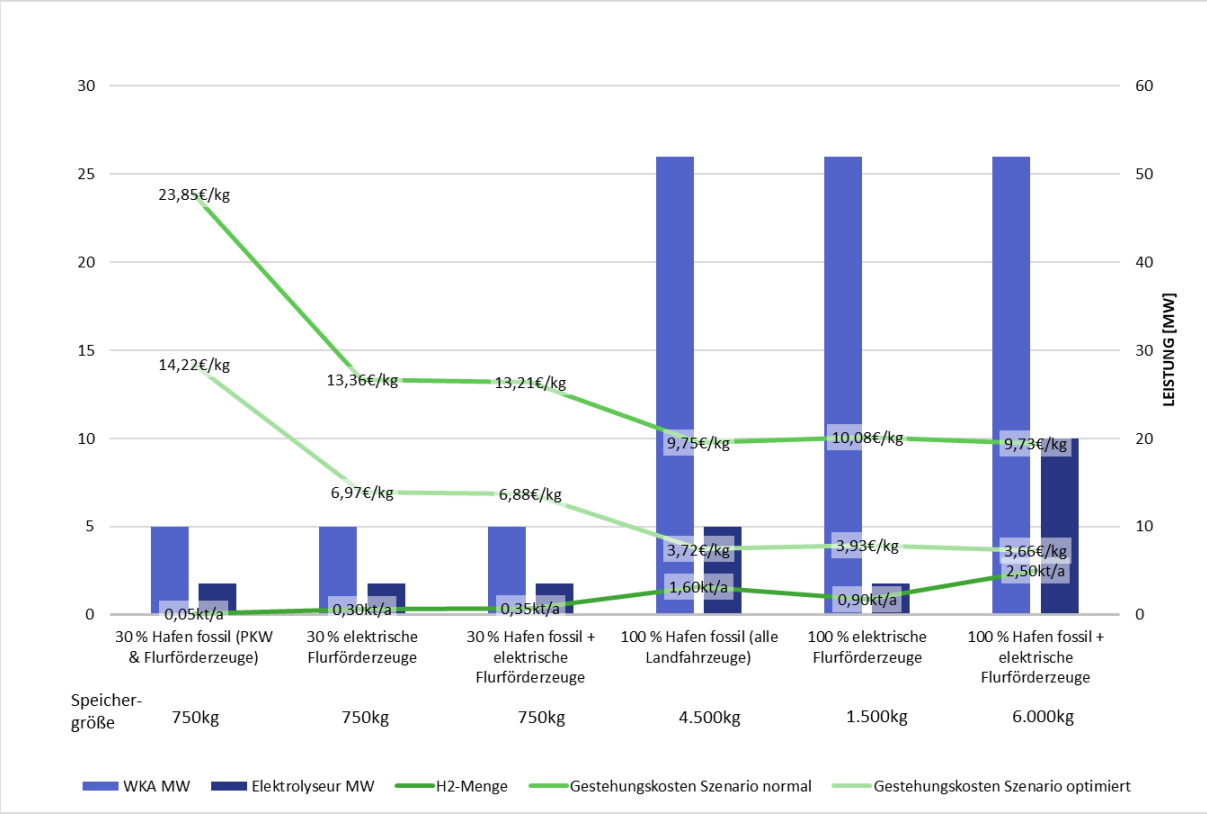

Abbildung 10: Benötigte Infrastruktur und Wasserstoffgestehungskosten für das Minimalszenario S1_30 und das Maximalszenario S2_100 für den Hafen

3.3.3 Wasserstoffbedarf für gesamt Emden

Eine vollständige Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 11 gegeben, wobei eine detaillierte Diskussion aufgrund der Fülle der Daten nur für das Szenario mit dem kleinsten (S1_30), mittleren (S3_50) und größten Wasserstoffbedarf (S2_100) durchgeführt wird. Es fällt auf, dass der Wasserstoffbedarf in der Umgebung des Hafens viel größer ist als im Hafen selbst. Für das Szenario S1_30 ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 58,4 GWh (1,8 kt/a) pro Jahr und ist in Abbildung 11 dargestellt. Durch den Bahnhof und der damit verbunden Bereitstellung von Wasserstoff für einen Zug ist der Wasserstoffbedarf für das Stadtzentrum mit 17,3 GWh/a (0,5 kt/a) am größten. Gefolgt wird dieses von den Gewerbegebieten Harsweg (13,6 GWh oder 0,4 kt/a), Port Arthur / Transvaal (6,8 GWh oder 0,2 kt/a) und dem Larrelter Polder (3,6 GWh oder 0,1 kt/a).

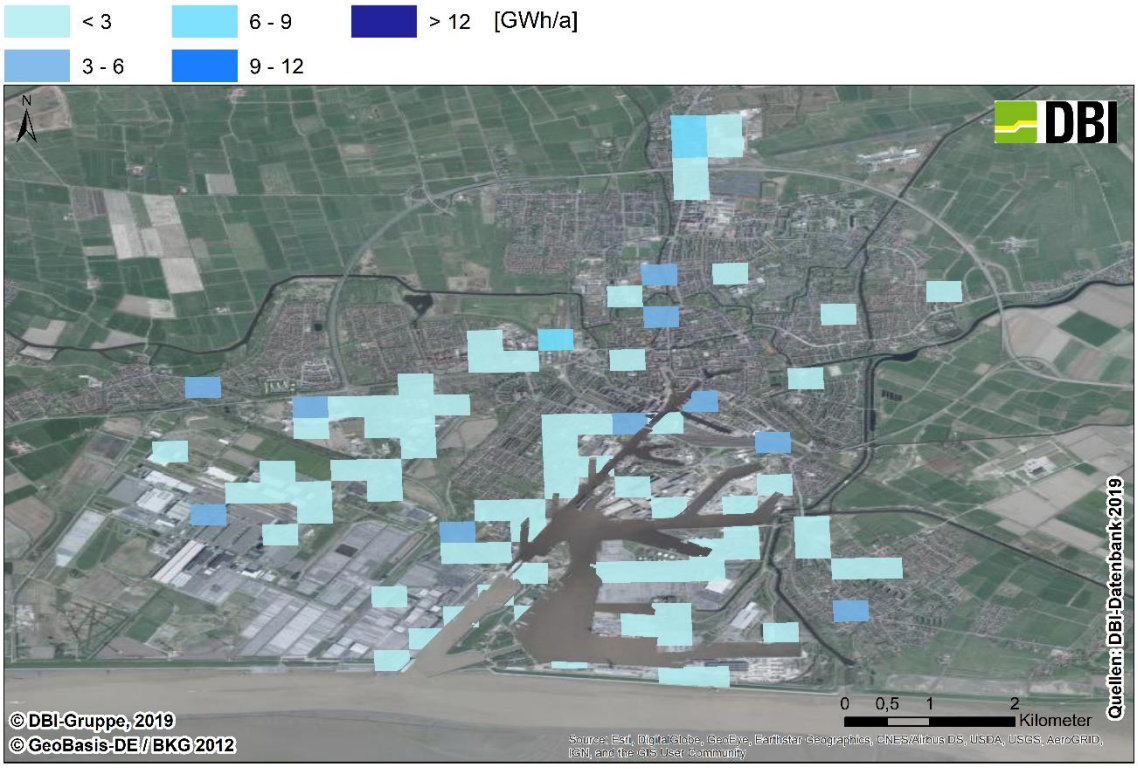

Abbildung 11: Wasserstoffbedarf für das Szenario S1_30 in GWh/a

Der Wasserstoffbedarf für das Szenario S3_50 ist in Abbildung 12 dargestellt und beträgt insgesamt 162,9 GWh/a (4,9 kt/a). Durch den Bahnhof und ein Kühlhaus, wofür ein BHKW angenommen wurde, ist im Stadtzentrum der Bedarf wiederum am höchsten (ca. 34,9 GWh oder 1,0 kt/a). Gefolgt wird dieser vom Gewerbegebiet Harsweg (27 GWh/a oder 0,8 kt/a). Im Stadtteil Barenburg befindet sich das Hans-Susemihl-Krankenhaus, wofür ein BHKW angenommen wurde. Dieses macht den größten Teil des Wasserstoffbedarfs in Barenburg aus, wodurch sich ein Gesamtbedarf für diesen Stadtteil von 19,6 GWh/a (0,6 kt/a) ergibt.

Im Szenario S2_100, dem Maximalszenario, ergibt sich ein Wert von 364 GWh/a (10,9 kt/a). Die Ergebnisse sind in Abbildung 13 dargestellt. Wiederum ist aufgrund der kompletten Umstellung von Regionalzügen der Wasserstoffbedarf im Stadtzentrum mit rund 78,4 GWh/a (2,4 kt/a) am größten. Gefolgt wird der Wasserstoffbedarf vom Gewerbegebiet Harsweg (66,7 GWh/a oder 2,0 kt/a), Port Arthur / Transvaal (34,4 GWh/a oder 1,0 kt/a) und dem KFZ- und Logistikterminal (30,6 GWh/a oder 0,9 kt/a). Für diese Gebiete ergibt sich der Wasserstoffbedarf einerseits durch die dort vorhandenen Tankstellen und andererseits durch ein großes Aufkommen an LKWs und Transportern.

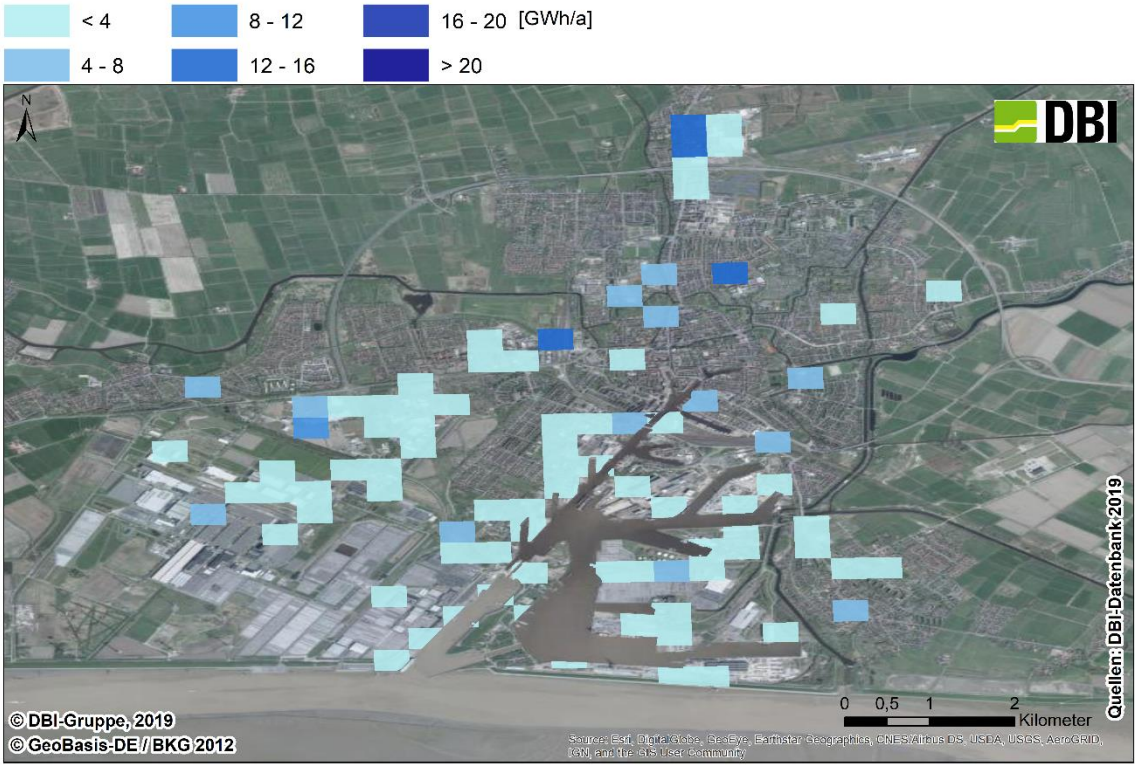

Abbildung 12: Wasserstoffbedarf für das Szenario S3_50 in GWh/a

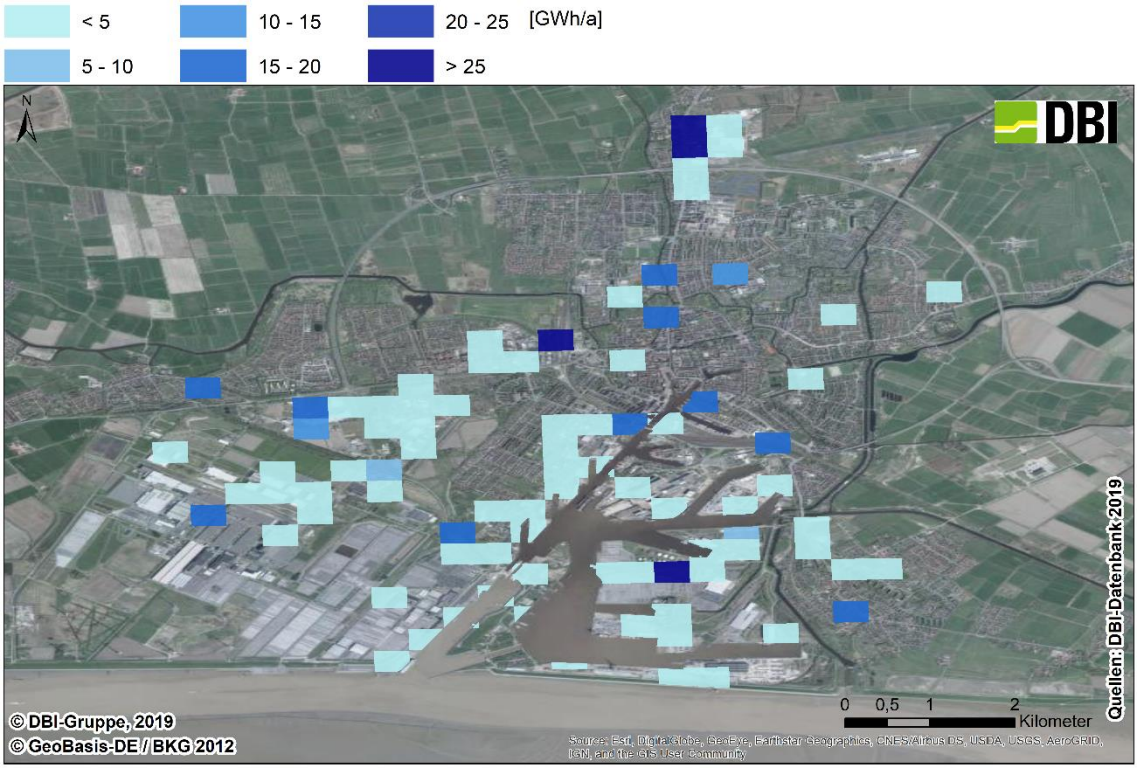

Abbildung 13: Wasserstoffbedarf für das Szenario S2_100 in GWh/a

Tabelle 11: Wasserstoffbedarf nach Stadtgebieten anhand der Szenarien 1-3

Gebiete	**Wasserstoffbedarf der einzelnen Szenarien [MWh]**											
	S1_30	**S1_50**	**S1_80**	**S1_100**	**S2_30**	**S2_50**	**S2_80**	**S2_100**	**S3_30**	**S3_50**	**S3_80**	**S3_100**
Emder Fahrwasser	400	672	1.062	1.333	1.715	2.918	4.332	5.369	926	1.570	2.370	2.947
Stichkanal	98	164	220	262	230	954	1.143	1.259	151	480	589	661
Borssumer Hafen	0	0	0	0	245	490	490	734	98	196	196	294
Industriehafen	8	14	22	28	1.792	3.035	4.810	6.053	721	1.222	1.937	2.438
Ölhafen	31	56	87	87	31	209	240	240	31	117	148	148
KFZ- und Logistikterminal	258	423	681	846	9.230	15.328	24.558	30.606	3.847	6.385	10.232	12.750
Binnenschiffsbecken	57	86	116	143	58	108	138	166	57	95	125	152
Nordkai	35	67	90	111	307	571	721	896	144	269	343	425
Jarßumer Hafen	36	79	97	117	226	2.539	2.688	2.767	112	1.063	1.133	1.177
Südkai	10	27	37	37	24	664	688	697	15	282	297	301
Kleinschiffsliegeplätze	19	37	56	75	204	280	484	560	93	135	227	269
Außenhafen	259	452	640	814	338	710	946	1.180	291	555	763	960
Stromkajen an der Ems	160	280	400	520	160	280	400	520	160	280	400	520
Larrelter Polder	3.642	6.213	9.810	12.222	5.844	10.292	16.090	19.837	4.523	7.844	12.322	15.268
Σ Hafen	**5.013**	**8.571**	**13.319**	**16.595**	**20.403**	**38.378**	**57.727**	**70.884**	**11.169**	**20.494**	**31.082**	**38.311**
Port Arthur /Transvaal	6.799	11.401	18.200	22.712	10.324	17.401	27.725	34.379	8.209	13.801	22.010	27.379
Kaiser-Wilhelm-Polder	3.384	17.066	20.450	22.706	4.930	19.723	24.653	27.939	4.002	18.129	22.131	24.800
West II	2.128	5.227	7.355	8.751	3.435	7.516	10.879	12.853	2.651	6.143	8.765	10.392
Larrelt	3.384	5.640	9.024	11.280	4.930	8.216	13.146	16.432	4.002	6.670	10.673	13.341
West I (Ubierstraße)	0	91	91	91	395	880	1.194	1.508	158	406	532	657
Stadtzentrum	17.311	31.843	49.155	62.978	21.949	39.572	61.521	78.436	19.166	34.935	54.101	69.162

Herrentor	0	4.418	4.418	4.418	0	4.418	4.418	4.418	0	4.418	4.418	4.418
Borssum	3.384	5.753	9.137	11.393	4.930	8.329	13.259	16.545	4.002	6.784	10.786	13.454
Petkum	19	37	37	56	19	95	95	113	19	60	60	79
Wolthusen	0	45	45	45	0	45	45	45	0	45	45	45
Barenburg	3.384	18.502	21.886	24.142	4.930	21.159	26.089	29.375	4.002	19.565	23.567	26.235
Früchteburg / Kulturviertel	0	4.421	4.421	4.421	0	4.421	4.421	4.421	0	4.421	4.421	4.421
Harsweg	13.581	22.741	36.322	45.345	19.989	33.495	53.483	66.701	16.144	27.042	43.186	53.888
Σ Umgebung Hafen	**53.373**	**127.186**	**180.541**	**218.339**	**75.828**	**165.270**	**240.927**	**293.166**	**62.355**	**142.420**	**204.695**	**248.270**
Σ gesamt Emden	**58.386**	**135.757**	**193.860**	**234.934**	**96.232**	**203.648**	**298.654**	**364.050**	**73.524**	**162.914**	**235.777**	**286.580**

Tabelle 12: Wasserstoffbedarf der Geräte / Anlagen / Fahrzeuge für die einzelnen Szenarien im Hafen

Geräte / Anlage / Fahrzeuge	30 % Umstellung			50 % Umstellung			80 % Umstellung			100 % Umstellung		
	Anzahl [-]	H_2-Bedarf [MWh/a]		Anzahl [-]	H_2-Bedarf [MWh/a]		Anzahl [-]	H_2-Bedarf [MWh/a]		Anzahl [-]	H_2-Bedarf [MWh/a]	
		Brennstoffzelle	H_2-Verbrennungsmotor		Brennstoffzelle	H_2-Verbrennungsmotor		Brennstoffzelle	H_2-Verbrennungsmotor		Brennstoffzelle	H_2-Verbrennungsmotor
Flurförderfahrzeuge (elektrisch)	394	8.921		656	14.865		1.049	23.771		1.310	29.710	
Flurförderfahrzeuge (fossil)	33	404		56	692		82	977		98	1.232	
PKW	58	1.135		99	1.900		149	2.933		185	3.654	
Zugmaschine	24	3.562	8.906	45	6.795	16.988	67	10.343	25.858	83	12.707	31.767
LKW	20	605	1.513	37	1.057	2.643	52	1.457	3.644	66	1.903	4.759
Transporter	25	884	2.210	51	1.480	3.699	74	2.346	5.865	88	2.829	7.073
Reachstacker	2	91	227	7	190	475	8	235	589	9	281	702
Minibagger	2	0,5	1	3	0,7	1,7	5	1	3	5	1	3
Bagger	1	44	18	4	59	148	5	77	192	5	77	192
Traktor	9	61	154	15	102	256	23	157	393	28	191	478
Radlader	1	24	59	4	298	744	4	298	744	5	321	803
Hubsteiger	0	-	-	1	12	29	1	12	29	1	12	29
Kleinbus	23	171	427	43	319	798	64	487	1.217	80	602	1.504
Krane	2	366	915	4	510	1.275	6	876	2.191	7	1.017	2.543

3.3.4 Modellierung und Analyse eines H_2-Leitungsnetzes

Die kompletten Ergebnisse der Netzberechnung sind in der Tabelle und den Diagrammen im Anhang B zusammengefasst. Aufgrund der Fülle der Daten erfolgt eine genauere Betrachtung der Wasserstoffnetze für die Szenarien S1_30, S2_100 und S3_80 mit den Wasserstoffbelegungen von 500 und 5000 kWh/a*m. Da sich das Simulationsmodel nach Straßenverläufen richtet und keine Klappbrücken berücksichtigt, kommt es vor, dass z.B. über die Brücke „Am Tonnenhof“ im nördlichen Hafen Leitungen vorgeschlagen werden, obwohl sich dort keine Wasserstoffleitung verlegen lässt. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die Netze bei geringer Mindestwasserstoffbelegung größer sind. Weiterhin haben Tankstellen, BHKWs und die Regionalzüge den größten Einfluss auf den Wasserstoffbedarf außerhalb des Hafens. Je nach Szenario hat jeweils eine Tankstelle einen Wasserstoffbedarf von 4 GWh (0,1 kt/a) bis 16 GWh (0,5 kt/a) pro Jahr. Bei den BHKWs hängt der Bedarf von der Leistung ab und schwankt zwischen 0,03 GWh (0,9 t/a) und 12,8 GWh (0,4 kt/a) pro Jahr. Für einen Regionalzug ergeben sich pro Jahr ca. 3,8 GWh (0,1 kt/a). Die modellierten Wasserstoffnetze haben eine Länge zwischen 0,2 und 34,3 km und die Investitionsausgaben für die Leitung liegen zwischen 0,1 Mio. und 14,84 Mio. €.

Für den geringsten Wasserstoffbedarf (Szenario S1_30) und einer Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) erstreckt sich das 17,9 km lange Netz vom Larrelter Polder über den Kaiser-Wilhelm-Polder bis zur Ostseite des Hafens (Abbildung 14). Vom Stadtzentrum aus verläuft ein Zweig nach Norden bis zum Harsweg. Mit zunehmender Wasserstoffbelegung fallen zuerst kleinere Verzweigungen im Emder Fahrwasser und dem Stadtzentrum weg, bis es ab 2000 kWh/(a*m) zu einer Trennung des Netzes zwischen Larrelter Polder und dem Stadtzentrum kommt. Bei einer weiteren Erhöhung der Mindestwasserstoffbelegung kommt es zu einer weiteren Trennung des Netzes zwischen Stadtzentrum und dem Harsweg, bis nur noch zwei kurze Leitungen im Stadtzentrum und Harsweg übrigbleiben (Abbildung 15).

Für das Szenario mit dem höchsten Wasserstoffbedarf (Szenario S2_100; 364,1 GWh) entsteht für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) ein weitverzweigtes Netz von 34,3 km, welches 356,5 GWh oder 10,7 kt Wasserstoff pro Jahr verteilt (Abbildung 16). Im Westen verläuft es vom Larrelter Polder über den Kaiser-Wilhelm-Polder und die Gebiete West II und West I zum Stadtzentrum. Von dort verzweigt es sich zum Hafen und Harsweg. Im Hafen sind die Bereiche Emder Fahrwasser, Binnenschiffsbecken, Stichkanal, Industriehafen, Ölhafen, KFZ- und Logistikterminal und Jarßumer Hafen angeschlossen. Bei einer Erhöhung der Mindestwasserstoffbelegung kommt es einerseits zum Wegfall von Seitenketten und andererseits zu einer Verlagerung und Verkürzung des Netzes (Abbildung 17). Ab mindestens 2000 kWh/(a*m) verläuft das Netz vom Larrelter Polder nicht mehr über West I & II sondern über das Emdener Fahrwasser. Zwischen den Mindestbelegungen von 3.000 kWh/(a*m) und 5.000 kWh/(a*m) ändert sich die Netzlänge kaum (zwischen 20,6 und 22,4 km), da die tatsächliche Wasserstoffbelegung bei ca. 15.500 kWh/(a*m) liegt.

Zum Vergleich des minimal S1_30 und maximal S2_100 Szenarios wurde als mittleres Szenario S3_80 gewählt. Für die Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) verläuft das Netz im Unterschied zu S2_100 über das Emder Fahrwasser (Abbildung 18). Auch ein paar Abschnitte wie Kleinschiffsliegeplätze und Südkai sind nicht mehr vorhanden oder verlaufen anders als im Fall von Herrentor. Für eine Mindestbelegung von 1.000 kWh/(a*m) entsteht ein Netz von 23,4 km Länge. Im Südosten beginnt das Netz in Borssum und verläuft dann entlang der Hafengrenze nach Norden. Ein Zweig verläuft nach Westen in das KFZ- und Logistikterminal. Oberhalb des Hafens verzweigt sich das Netz nach Norden in das Stadtzentrum und nach Süden entlang des Emder Fahrwassers. Von dort verläuft es nach Westen und verzweigt sich in den Larrelter Polder und in den Kaiser-Wilhelm-Polder bis nach Larrelt. Im Stadtzentrum verzweigt sich das Netz zum Bahnhof, nach Herrentor und zum Harsweg. Bei einer Erhöhung der Mindestwasserstoffbelegung auf 2.000 kWh/(a*m) ändert sich der Verlauf westlich des Hafens und die Länge ändert sich auf 22,9 km. Der Larrelter Polder wird über den Kaiser-Wilhelm-Polder angeschlossen.

Abbildung 14: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

Für eine Mindestbelegung von 3.000 kWh/(a*m) entsteht ein etwas kürzeres Netz von 22,7 km Länge und das Netz verläuft nicht mehr oberhalb des Hafens sondern länger nach Norden, um sich mehr in der Stadtmitte zu verzweigen. Bei einer Erhöhung auf 4.000 kWh/(a*m) wird das Netz 100 m kürzer und der Verlauf zwischen Emder Fahrwasser und Außenhafen ändert sich leicht. Für eine Mindestbelegung von 5.000 kWh/(a*m) entsteht ein 15,1 km langes Netz (Abbildung 19) und der Larrelter Polder, das KFZ- und Logistikterminal und Borssum sind nicht mehr angeschlossen. Zwischen den Mindestbelegungen von 1.000 kWh/(a*m) bis 4.000 kWh/(a*m) ändert sich die Netzlänge kaum (jeweils 22,6 und 23,4 km), da die tatsächliche Wasserstoff-

belegung ca. 9.900 kWh/(a*m) beträgt. In diesem Szenario spielt also die Mindestwasserstoffbelegung eine untergeordnete Rolle, da genügend Unternehmen mit hohem Wasserstoffbedarf vorhanden sind. Die Deckung des Wasserstoffbedarfs liegt zwischen 81 % (für 5.000 kWh/(a*m)) und 98 % (für 500 kWh/(a*m)) und ist somit dem Szenario S2_100 ähnlich.

Abbildung 15: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

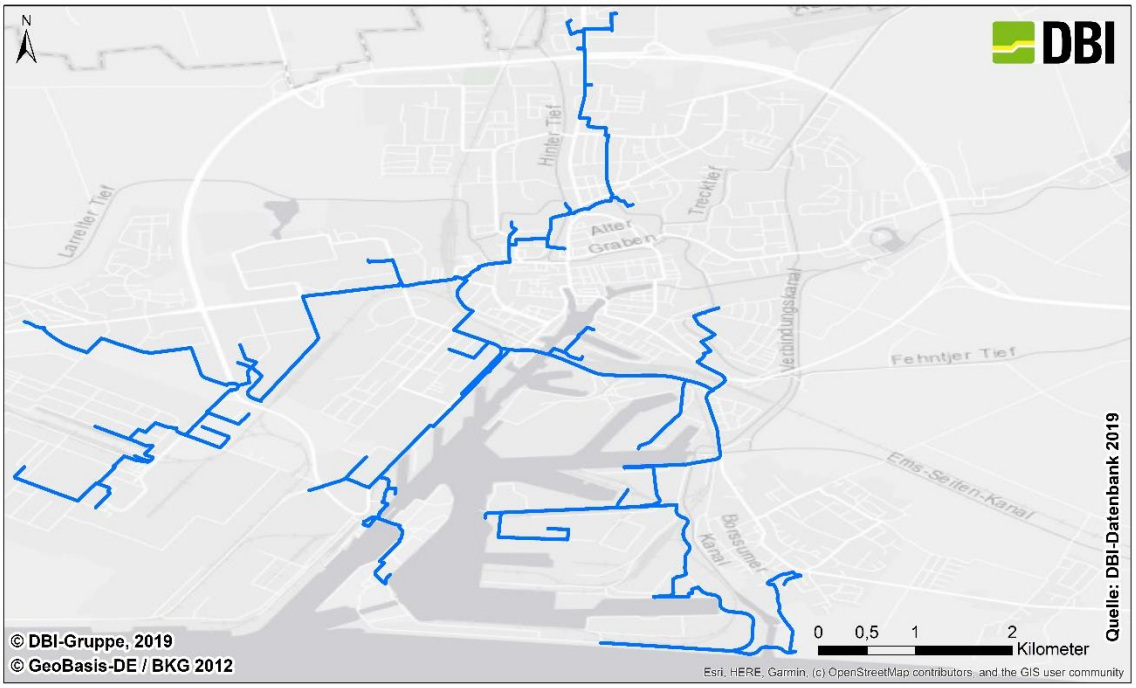

Abbildung 16: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

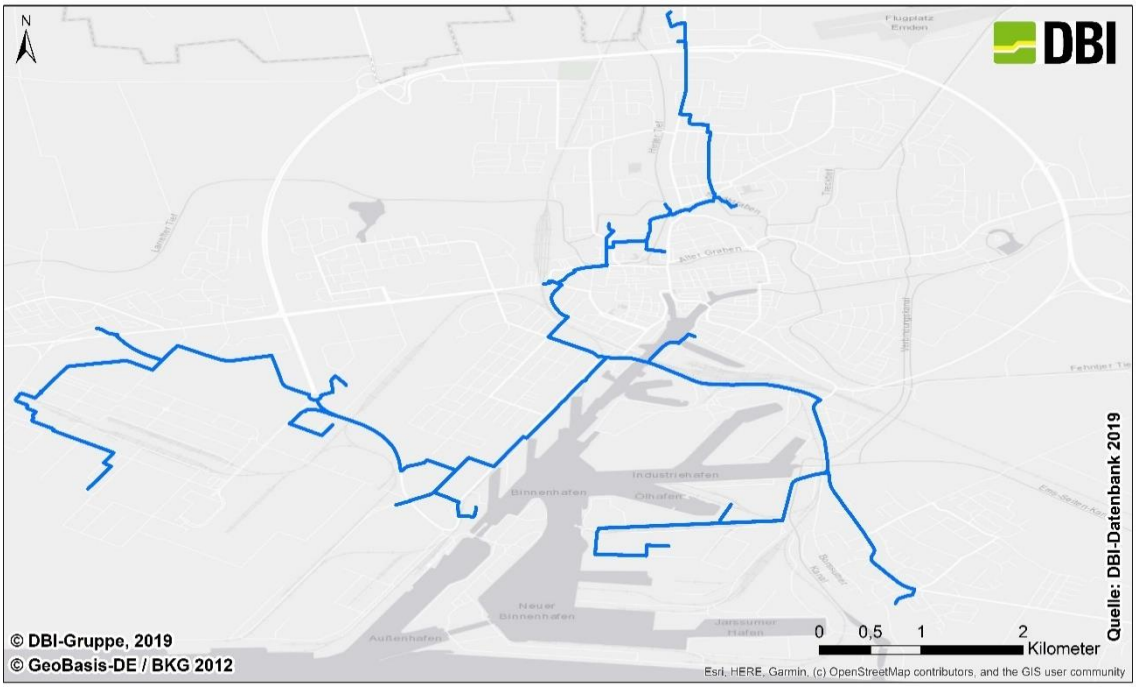

Abbildung 17: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

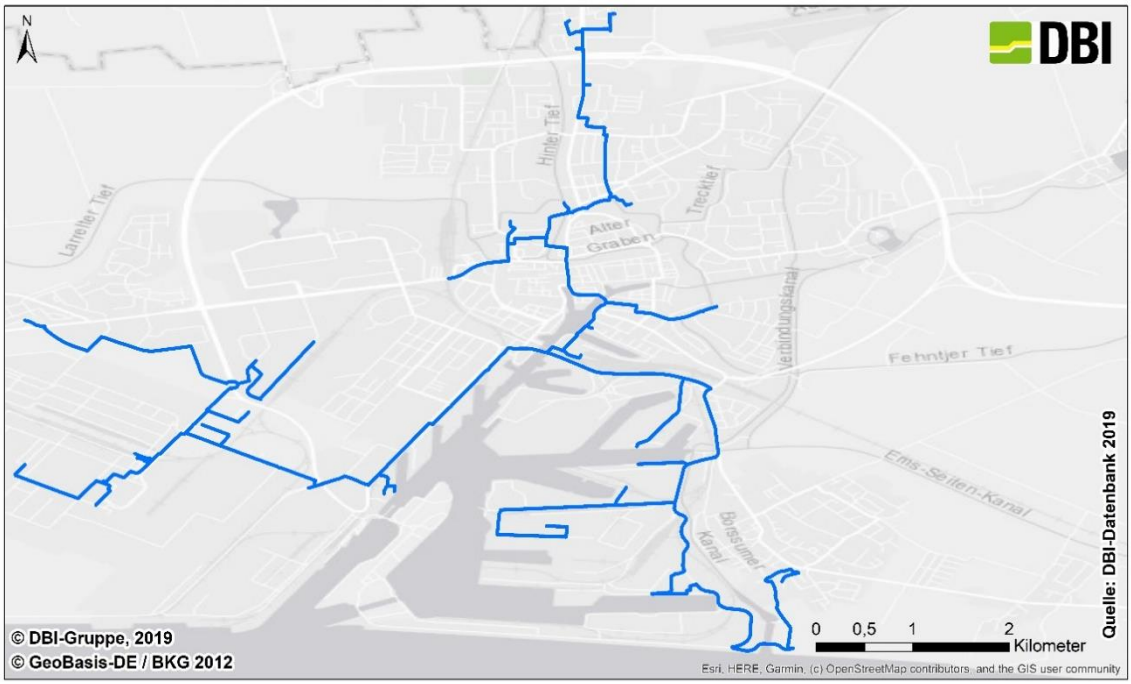

Abbildung 18: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

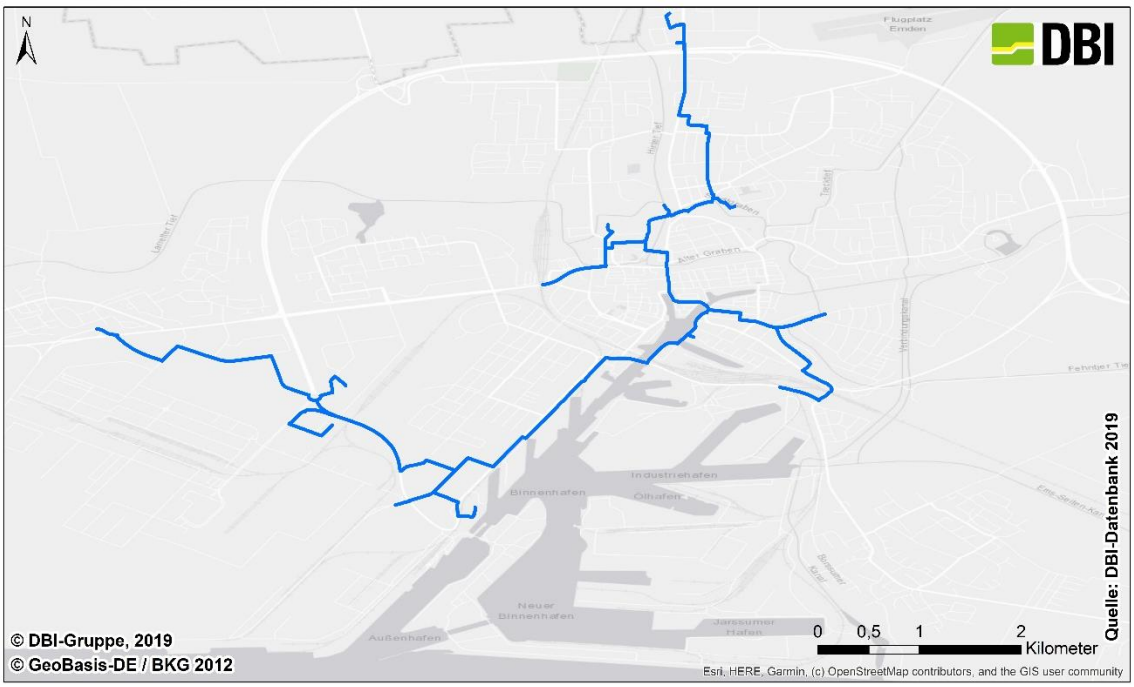

Abbildung 19: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

4 Bewertung und Analyse der Umrüstung und Transformation von Bestandsanlagen auf Wasserstoff

4.1 Direkte Nutzung von Wasserstoff beim Verbraucher

4.1.1 Analyse zu den Möglichkeiten der Umrüstung/ Erneuerung von Maschinen und Anlagen im Hafen auf eine direkte Wasserstoffnutzung

Auf Basis der in Kapitel 3 erstellten Bewertungsergebnisse der Bestandsaufnahme und Datenzusammenstellung, erfolgte eine Analyse zu den Möglichkeiten der Umrüstung / Erneuerung von Maschinen und Anlagen im Hafen, auf eine direkte Wasserstoffnutzung. Hierzu wurden standortgenaue Maschinen- und Anlageninformationen wie Art, Energiebedarf, Energieträger, jährliche Betriebsstunden und Alter eruiert. Als Ergebnis dieser Auswertung wird festgelegt, welche Maschinen und Anlagen als Einheit betrachtet werden können, um im Anschluss eine handhabbare Anzahl an Einzeltransformationsprozessen abzuleiten. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Tabelle 13 gegeben. Bei der Auswahl der Technologien ist zu beachten, dass sich einige Produkte noch im Prototypen-Stadium befinden oder eine Serienfertigung noch nicht aufgebaut worden ist.

Die Anzahl an Gabelstaplern und Flurförderfahrzeugen spiegelt mit 883 und 527 Stück die Struktur als Universalhafen mit Umschlag, Produktion und Logistik wieder. Hier gilt jedoch zu berücksichtigen, dass 793 Gabelstapler und 517 Flurförderfahrzeuge bereits batteriebetrieben sind. Aufgrund des hohen Anteils an EE-Strom in Emden ist eine Umstellung dieser Fahrzeuge auf Wasserstoff in einer kurzfristigen Perspektive eher unwahrscheinlich. Andererseits gestaltet sich speziell bei diesen Geräten eine Umrüstung einfacher, da der Elektroantrieb schon vorhanden ist und die Batterie gegen eine Brennstoffzelle getauscht werden kann. Wie bereits erwähnt, ist die Anzahl der fossil betriebenen Gabelstapler (90) und Flurförderfahrzeug (10) einerseits gering und andererseits sind die Geräte weit über den Hafen verstreut. Daher lohnt sich ein Neukauf nur zusammen mit einer Umstellung von batteriebetriebenen Geräten. Basierend auf den Aussagen von Flurförderfahrzeugherstellern sollten mindesten 35[13] bis 50[14] Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Fahrzeuge mit H_2-Tankstelle und Wartung zu gewährleisten.

Von der Anzahl an Fahrzeugen und deren Verbrauch sind weiterhin die Personenbeförderungsfahrzeuge (8,3 GWh/a) und Nutzfahrzeuge (28,7 GWh/a) interessant. Besonders für PKWs, Kleinbusse und LKWs existieren bereits marktreife Alternativen mit Brennstoffzelle, weshalb diese Fahrzeuge am besten durch eine Neuanschaffung auf Wasserstoff umgestellt werden können. Für alle anderen Nutzfahrzeuge muss im Detail die Möglichkeit geprüft werden, ob eine Umrüstung des Verbrennungsmotors auf Wasserstoff oder eine Neuanschaffung zielbringend ist.

[13] Grünke, Björn: „Brennstoffzellen-Technik Flurförderzeuge STILL GmbH“, 08.01.2020
[14] Rübhagen, Stephan: „Auskunft über Brennstoffzellen Gabelstapler der Linde Material Handling GmbH“, 06.02.2020

Tabelle 13: Datenzusammenstellung zur Bewertung der Umrüstung/Erneuerung von Geräten auf Wasserstoff

Gerät/Anlage/Fahrzeug		Anzahl [-]	Ø-Betriebs-stunden [h/d]	Ø-Alter [y]
Umschlaggeräte	Mobilkran	6	11	10
	Portaldrehkran	36	6	
	Schwimmkran	1		
	Reachstacker	10	14	
	Verladebrücke	3	3	
	Förderanlage	2		
	Gabelstapler	883	8	
	Flurförderfahrzeug	527	8	
	SPMT	1	8	
Nutzfahrzeuge	Minibagger	7		7
	Bagger (groß)	7	2	
	Traktor	28		
	LKW	66	15	
	Zugmaschine	82	11	
	Transporter / Kastenwagen	89	7	
	Radlader	5	6	
	Hubsteiger	1		
Personenbeförde-rungsfahrzeuge	PKW	197	7	4
	Kleinbus	80	17	3
Schiffe	Behördenschiff	15		28
	Frachtschiff	11		
	Fähren	1		
	Schlepper	5	4	
	Arbeitsschiff	7	2	
	Bunkerschiff	3	12	
	Offshore-Versorger	1	22	
	Peilschiff	1		
	Crew-transport vessel	6	12	
	Binnenschiff	1	8	
Anlagen	Industrieanlagen	99	24	14
	Sonstige Maschinen	11	7	11

Für Schiffe gibt es schon erste Ansätze für einen Wasserstoffantrieb, wobei diese noch ein Nischenprodukt sind[15]. Anstatt Brennstoffzellen werden modifizierte Verbrennungsmotoren eingesetzt, da diese eine größere Leistung auf kleinerem Raum bieten. Weiterhin werden aufgrund der Größe, des Gewichts und Sicherheitstechnische Aspekte Brennstoffzellen im maritimen Bereich kaum Anwendung finden. Die aktuelle Antriebsleistung solcher Schiffe beträgt 440 kW, wobei es schon erste Untersuchungen für Leistungen bis 1 MW gibt.

Für alle anderen Anlagen und Geräte kann keine allgemeine Aussage zu einer direkten Nutzung von Wasserstoff getroffen werden. Mit Erdgas betriebene Industrieanlagen können nicht auf Wasserstoff umgestellt werden. Hier bietet sich nur die indirekte Nutzung von Wasserstoff über die Synthese von Methan aus Kohlenstoffdioxid an. Ähnlich verhält sich das für Geräte und Anlagen, die schwer auf Strom umgestellt oder an eine Wasserstoffversorgung angeschlossen werden können. Auch hier besteht nur die Möglichkeit der indirekten Wasserstoffnutzung über synthetische Kraftstoffe.

Weiterhin existieren Geräte, Anlagen und Fahrzeuge, die für eine direkte Nutzung von Wasserstoff geeignet aber aus der Bestandsaufnahme im Hafengebiet nicht hervorgegangen sind. Diese Umfassen Züge und BHKWs, für welche schon marktreife Produkte existieren (Alstom; 2G). Beim Zug kann von einer Brennstoffzellenleistung von 400 kW ausgegangen werden, wohingegen bei BHKWs Verbrennungsmotoren mit thermischen Leistungen bis 370 kW zum Einsatz kommen. Aufgrund der technischen Spezifika kann eine Wasserstoffumstellung nur über einen Neukauf erfolgen.

4.2 Einsatz von Wasserstoff zur Rückverstromung

Nach der Erzeugung des Wasserstoffs kann dieser in einem zentralen BHKW genutzt werden, um seine elektrische Energie direkt in die Mittelspannungsebene des Hafennetzes einzuspeisen und die thermische Energie durch ein Fernwärmenetz zu übertragen. Eine weitere Möglichkeit ist der Weitertransport des Wasserstoffs über ein Wasserstoffgasnetz oder per LKW zu Lokalen BHKWs, die in das Hafennetz einspeisen, oder direkt mit Gebäuden verbunden sind, sowie ein Betrieb in einem Inselnetz das einzelne Terminals versorgt. Im Folgenden werden die nötigen Transformationsprozesse beschrieben.

4.2.1 Kenndatenmatrix eines Wasserstoffblockheizkraftwerks

Der Rückverstromungsprozess soll mittels eines Wasserstoffblockheizkraftwerks untersucht werden, dessen elektrische Kenndaten u.a. durch die gelieferte Spannung und die Frequenz charakterisiert werden. Übliche Ausgangsdaten sind:

- Spannung: 400 V
- Frequenz: 50 Hz

[15] CMB: Wasserstoffschiff Hydroville, http://www.hydroville.be/ (31. März 2020).

Gebäude, Schiffe und Batterieladestationen haben von den genannten Kennwerten eines BHKW abweichende Daten bzgl. Spannung und Frequenz. Entsprechend der bestandsaufgenommenen Verbraucher wird eine Kenndatenmatrix aufgebaut, um die benötigen elektrischen Kennwerte zu analysieren. Die Ausgangsdaten des H_2-BHKW sollen im Rahmen der Studie als unveränderbar angesehen werden.

Tabelle 14: Kenndatenmatrix eines H_2-BHKWs

BHKW	**Transformation**	**Verbraucher**	**Durchschnittliche Leistungen**
Spannung 400 V Frequenz 50 Hz	<u>Gebäudetechnik:</u> Große Verbraucher: -Spannung 400 V -Frequenz 50 Hz Kleine Verbraucher: -Spannung 230 V -Frequenz 50 Hz	<u>Hafengebäude:</u> Werkstätten Bürogebäude Lagerhallen Logistikzentren Werften	
	<u>Batterieladestation:</u> Transformation auf E-Fahrzeug Ladestrom Typ 2 Ladesäule Wechselspannung -Spannung 230 V - 400 V -Frequenz 50 Hz Typ 2 Ladesäule Gleichspannung -Spannung 200 V - 600 V	<u>E- Fahrzeuge:</u> Elektroautos Eletrische Fluhrförderfahrzeuge	Die Leistung beim Laden eines Fahrzeuges liegt zwischen 3 - 22 kW bei Wechselspannung und 36 - 240 kW bei Gleichspannung.
	<u>Landstromversorgung:</u> Transformation zur Übertragung auf das Schiff Große Schiffe: -Spannung 6-20 kV -Frequenz 50/60 Hz Kleine Schiffe: -Spannung 400 V -Frequenz 50 Hz	<u>Schiffe:</u> Große Schiffe: -Frachtschiffe -Fähren -Offshore Service Schiffe Kleine Schiffe: -Crew Vessels -Hafenfähren -Binnenschiffe	Große Schiffe: -ca. 170 - 400 kW Kleine Schiffe: -ca. 0,5 - 1 kW

Ein BHKW verfügt über mehrere Schnittstellen zur Auskopplung der erzeugten Energie. Bei kleineren BHKWs in der Größenordnung bis 400 kW erfolgt die Auskopplung der elektrischen Energie durch einen Netzanschluss mit 400 V bei 50 Hz (EVU Anschluss). Über diese Schnittstelle kann die aus einem BHKW erzeugte Energie direkt an ein Gebäude übergeben oder in ein Niederspannungsnetz eingespeist werden. Als

Standorte für die Versorgung mehrerer Unternehmen und Terminals über BHKWs eigenen sich die Transformatorstationen zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz im Hafen. Die Versorgung von Seeschiffen kann bei größeren Frachtschiffen mit einem elektrischen Leistungsbedarf von bis zu 400 kW über das am Terminal anliegende Netz erfolgen, oder über ein am Terminal stehendes BHKW, dessen Ausgangswerte den Eingangswerten des Bordnetzes entsprechen. Bei der Nutzung der am Terminal liegenden Netze ist zu beachten, dass diese oft nicht auf den hohen Leistungsbedarf größerer Frachtschiffe ausgelegt sind und ein Ausbau des Netzes nötig wäre. Zudem muss die Spannung und Frequenz über ein Landstromterminal an das Bordnetz angepasst werden. Auch Batterieladestationen für E- Autos können über ein BHKW betrieben werden, der in Deutschland verwendete Standard (Typ 2 Ladesäule) arbeitet mit bis zu 43 kW Wechselstrom bei 400 V und 50 Hz. Somit lässt sich eine Ladestation direkt über ein Blockheizkraftwerk oder das Niederspannungsnetz versorgen. Würde der gesamte Hafen aus einem zentralen BHKW gespeist, könnte dieses außerhalb des Hafens in der Nähe der Wasserstofferzeugung, in die Mittelspannungsebene einspeisen. Bei einem solchen BHKW sind die internen Komponenten beginnend beim Generator so angepasst, dass eine Einspeisung in die genannte Netzebene möglich ist.

4.2.2 Einsatzmöglichkeiten eines H_2-BHKWs

Zudem unterliegen die elektrotechnischen Kennwerte i.d.R. einer nationalen Normung oder auch internationalen Standards, denen sich der Stromlieferant, hier das H_2-BHKW, unterordnen muss. Der Transformationsprozess bedingt somit die Anpassung der H_2-BHKW-Ausgangsdaten an die jeweils benötigten Eingangsdaten des elektrischen Verbrauchers. Es wird analysiert, welche elektrotechnischen Komponenten, wie beispielsweise Transformatoren, Frequenzumformer oder Gleichrichter für die Versorgung der elektrischen Verbraucher erforderlich sind.

Bei einer geschlossenen Insellösung ohne ausgleichendem Netz ist eine eigene Schaltanlage zur Regelung des Inselnetzes erforderlich, in der alle nötigen Verbindungen geregelt werden. In einem solchen Szenario werden bestimmte Verbraucher wie ein Elektrolyseur oder Verdichter ausschließlich über eine Windkraftanlage versorgt. Hier muss die von der WKA bereitgestellte Energie auf die geforderten Eingänge des Elektrolyseurs und des Verdichters angepasst werden. Bei vielen Windkraftanlagen wird die Generatorspannung auf 10 kV rauf transformiert, um ins Mittelspannungsnetz eingespeist zu werden, in unserem Beispiel werden jedoch 400 V bei 50 Hz direkt von der Windkraftanlage benötigt. Andere Verbraucher hingegen müssen sowohl durch reinen Windstrom als auch durch rückverstromten Wasserstoff aus einem BHKW gespeist werden können. Im Falle einer Unterversorgung eines solchen Netzes durch mangelnden Windstrom kann dieser durch das hinzuschalten des Blockheizkraftwerks kompensiert werden. Es entsteht ein Strommix aus BHKW- und Windenergie, dessen Anteile und Parameter geregelt und angepasst werden müssen. In der folgenden Abbildung 20 ist ein solches Netz dargestellt und die von der Regelung benötigten Informationen aufgeführt. Für ein solches Konzept ist eine Regelung nötig, die ein BHKW und einen Elektrolyseur in Abhängigkeit zu einer Windkraftanlage steuert.

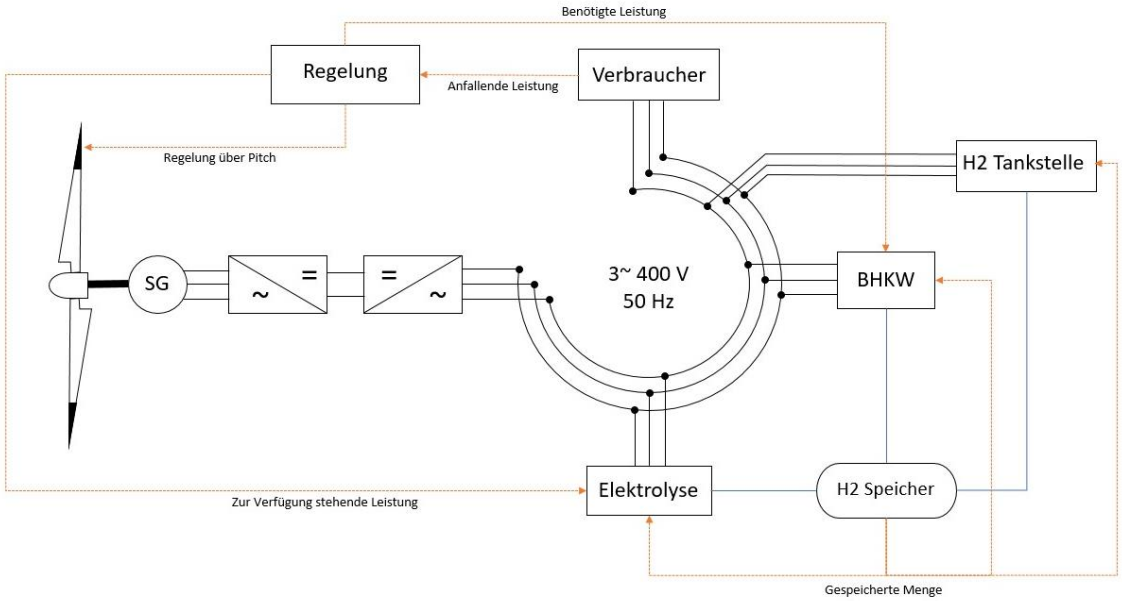

Abbildung 20: WKA-H_2-BHKW Inselnetz

Auf der Verbraucherseite, die in Abbildung 21 dargestellt ist, können sich zu dem Batterieladesäulen sowie Terminals zur Landstromversorgung von Schiffen befinden, die über das Inselnetz versorgt werden. An diesen Stellen finden weitere Anpassungen an die Eingangsparameter der zu versorgenden Verbraucher statt. Bei der Landstromversorgung von Schiffen im Emder Hafen ist bei einem Bordnetz mit einer Frequenz von 50 Hz keine Anpassung nötig. Hat ein Bordnetz eine Frequenz von 60 Hz, welches die gängigere Frequenz ist, müssen Spannung und Frequenz über einen Wechselstromumrichter angepasst werden. Für das Laden von E- Autos gibt es nach dem Standard EN 62196 Typ 2 die Möglichkeit die Akkus mit 3 Phasen Wechselstrom 400 V und 50 Hz zu laden, wo Netz- und Ladeparameter nicht voneinander abweichen. Eine weitere Möglichkeit ist das Schnellladen mit Gleichstrom bei höherer Spannung, in diesem Fall müsste der Strom aus dem Inselnetz gleichgerichtet und die Spannung über einen Spannungswandler angepasst werden.

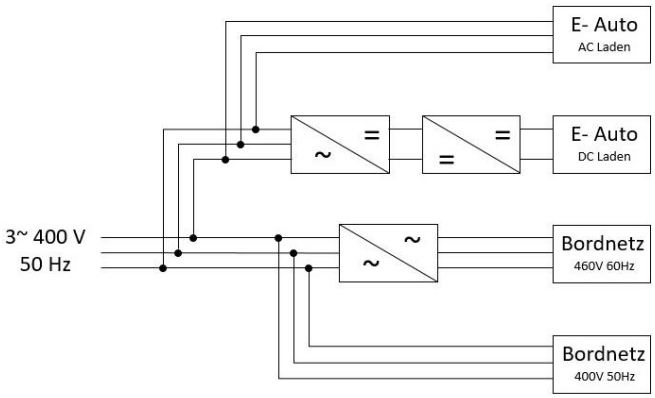

Abbildung 21: Verbraucherseite des H_2-BHKW-Netzes

Bei der Verwendung eines Zentralen BHKWs zur Einspeisung in die Mittelspannungsebene des Hafens müssten die Ausgangsparameter des BHKWs den Netzeingangsparametern angepasst werden. Bei größeren Anlagen dieser Art werden diese Voraussetzungen direkt in der Planung einer solchen Anlage geschaffen. Im folgenden Netzplan wurden das Umspannwerk Ost sowie die dort befindlichen Windkraftanlagen ergänzt, um eine Beispielposition für ein solches BHKW aufzuzeigen (siehe Abbildung 22). An der eingekreisten Position befinden sich am Umspannwerk eine Einspeisemöglichkeit in die Mittelspannungsebene des Hafens, sowie ein direkter Zugang zu grünem Strom aus Windkraft für die Herstellung von grünem Wasserstoff. Bei den hier vorliegenden Gegebenheiten könnte eine Elektrolyse direkt durch die vorhandenen Windkraftanlagen gespeist werden und der so gewonnene Wasserstoff in direkter Nähe des BHKWs, ohne eine aufwendige Infrastruktur, gespeichert werden um diesen bei einem Mangel an Windenergie zu verstromen. Aufgrund dieser Gegebenheiten würde sich dieser Standort für die Errichtung eines Zentralen BHKWs zur Versorgung der Mittelspannungsebene des Emder Hafens eignen.

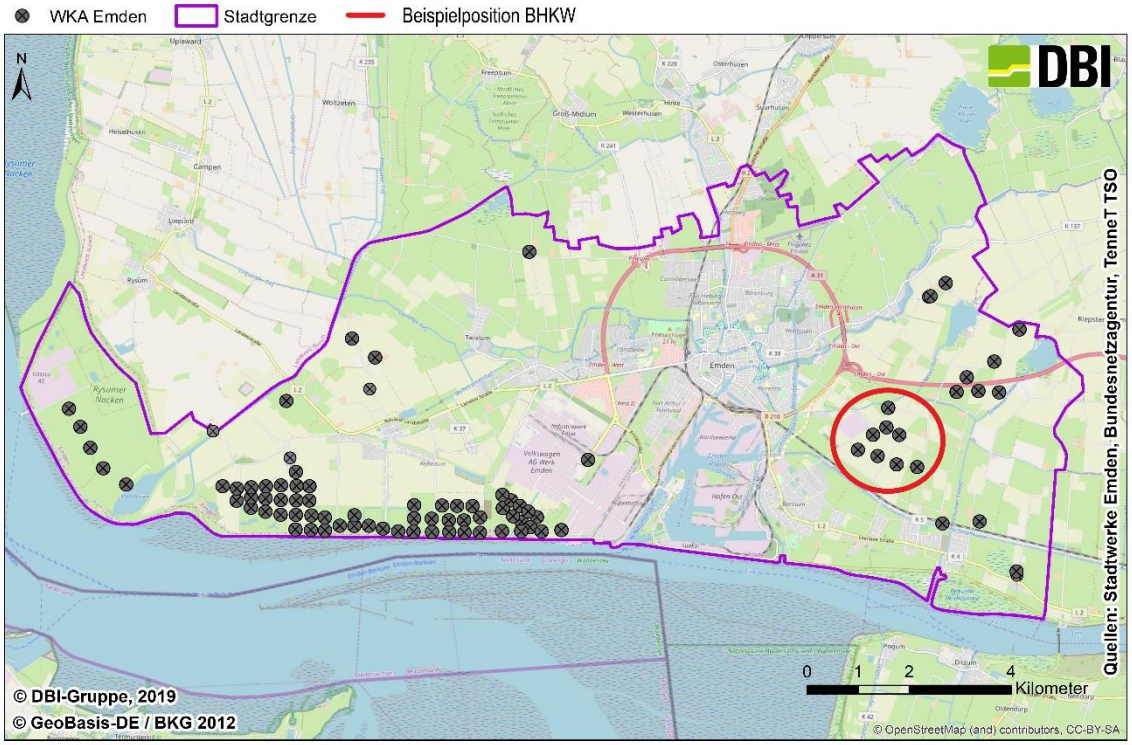

Abbildung 22: Möglicher Standort eines BHKWs zur Einspeisung ins MS-Netz

4.3 Analyse einer möglichen Landstromversorgung von Schiffen im Seehafen Emden

Die Daten zu den Schiffsanmeldungen für 2018 stammen vom Hafenbetreiber Niedersachsen Ports GmbH & Co.KG[16]. Diese geben Auskunft über die Aufenthaltsdauer und Aufenthaltsort der Schiffe. Die benötigte Leistung der Schiffe für einen Landstromanschluss stammen von der abh INGENIEUR-TECHNIK GmbH[17]. Dabei handelt es sich um die Leistung, die benötigt wird, um die Bordstromversorgung im Hafen aufrechtzuerhalten. Schiffe haben meist zwei Energieversorgungssysteme, eines zum Antrieb des Schiffes und eines für den Hotelbetrieb. Im Hafen wird meist ein Dieselaggregat betrieben, um den Hotelbetrieb zu ermöglichen. Durch einen Landstromanschluss kann auf das Aggregat verzichtet und Emissionen im Hafen reduziert werden. Anhand dieser Daten erfolgt zuerst eine allgemeine Auswertung nach der Anzahl und Aufenthaltsdauer der Schiffsanmeldungen je Hafenbereich und im Anschluss eine Betrachtung zur Bordstromversorgung über Landstromanschlüsse. Die Anzahl der Schiffe pro Tag und die summierte Leistung wird nach dem häufigsten Wert, Minimalwert, Mittelwert und Maximalwert ausgewertet. Die Schiffskategorien aus den Rohdaten werden in sieben neue Schiffskategorien zusammengefasst. Die Einteilung in neue Kategorien erfolgte nach der Bruttoraumzahl und der Tragfähigkeit der Schiffe. Die Schiffskategorien und Leistungsklassen sind:

- RoRo-Schiffe (-),
- Binnenschiffe (44 kW),
- Frachtschiffe (200 und 388 kW),
- See Offshore-Fahrzeuge (0 oder 170 kW),
- Schlepper (-),
- Fahrgastschiffe (0 oder 170 kW),
- Sonstige Seeschiffe (200 und 388 kW).

Für jeden Hafenbereich wird die Anzahl und Aufenthaltsdauer der einzelnen Schiffskategorien ausgewertet. Es erfolgt die Berechnung der mittleren Aufenthaltsdauer $\bar{t}$ je Schiffsanmeldung, je Schiffskategorie und Hafenbereich:

$$\bar{t} = \frac{\sum_1^n t_{Schiff}}{\sum_1^n x_{Schiff}} \quad (6)$$

Für eine Landstromversorgung im Hafen werden folgende Annahmen getroffen:

- Der Hafenbereich Emder Fahrwasser kommt nicht für einen Landstromanschluss infrage, da sich dort die Werft befindet und die Schiffe dort instandgesetzt werden.

[16] Niedersachsen Ports GmbH & Co.KG: Schiffsanmeldungen 2018. E-Mail, Emden 10.10.2019.
[17] abh INGENIEUR-TECHNIK GmbH: Geschätzte Leistung der Schiffe im Hafen. E-Mail, Emden 11.2019.

- Der Landstromanschluss soll möglichst oft ausgelastet sein, er soll mindestens in einem Zeitraum von einem halben Jahr (183 Tage) verwendet werden. Dabei ist die Anzahl der Tage pro Leistungsklasse ausschlaggebend und nicht die gesamten belegten Tage.
- Die Auswahl der Anzahl der Leitungen erfolgt nach den Werten der häufigsten Schiffsanzahl im Hafenbereich.
- Jedem Hafenbereich wird nur eine Leistungsklasse zugeordnet, auch wenn Schiffe mit verschiedenen Leistungsklassen in dem Hafenbereich liegen.

In Abbildung 23 ist die Gesamtanzahl der Schiffsanmeldungen pro Hafengebiet und anteilig die Schiffskategorien dargestellt.

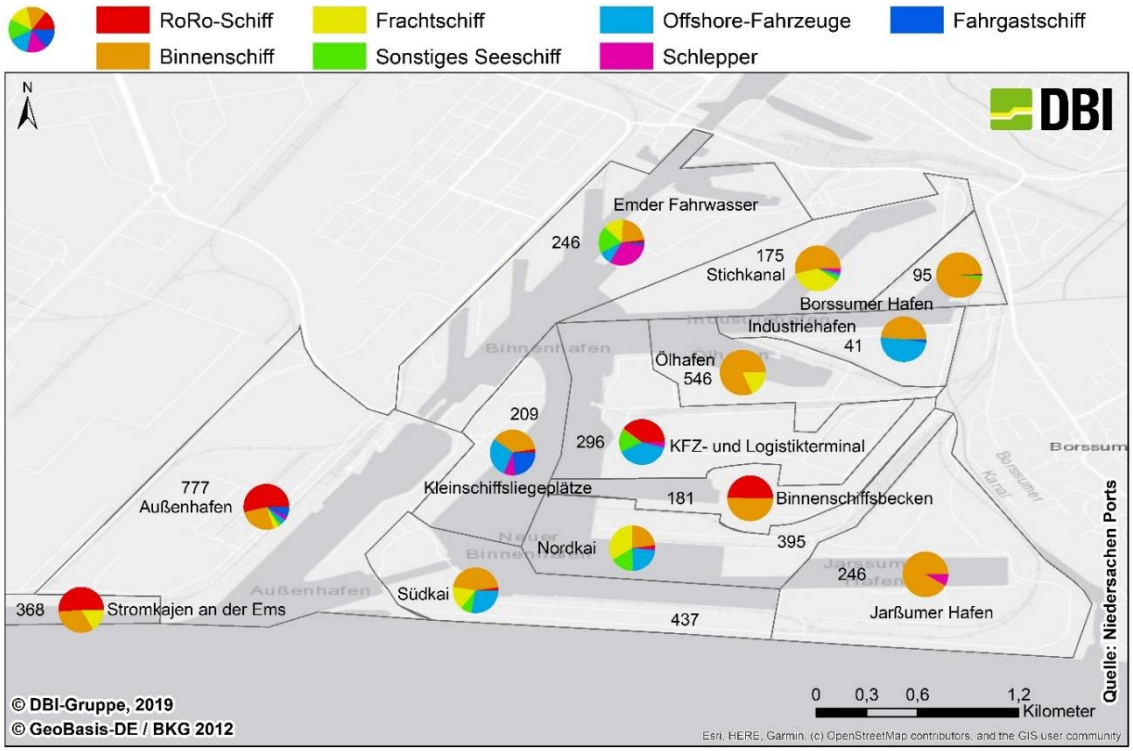

Abbildung 23: Gesamtzahl und Anteil der Schiffe pro Hafenbereich im Jahr 2018

Die meisten Schiffsanmeldungen erfolgen im Außenhafen (777 Stück), Ölhafen (546 Stück), Südkai (437 Stück) und Nordkai (395 Stück). Im Außenhafen sind es hauptsächlich RoRo-Schiffe und Binnenschiffe. Im Ölhafen liegen vor allem Binnenschiffe. Auch am Südkai liegen am häufigsten Binnenschiffe, gefolgt von den See Offshore-Fahrzeugen. Am Nordkai liegen vor allem Frachtschiffe und See Offshore-Fahrzeuge. Die häufigsten Schiffstypen im gesamten Hafen sind Binnenschiffe (1.740 Schiffsanmeldungen), RoRo-Schiffe (840 Schiffsanmeldungen), Frachtschiffe (496 Schiffsanmeldungen) und See Offshore-Fahrzeuge (469 Schiffsanmeldungen). Diese Verteilung spiegelt sich auch in den Hafenbereichen mit den meisten Schiffsanmeldungen wieder. Die Abbildung 24 stellt die gesamte Aufenthaltsdauer pro Hafenbereich und anteilig die Schiffskategorien dar. Bei der Betrachtung der gesamten Aufenthaltsdauer in den Hafenbereichen fällt auf, dass die Schiffe am längsten im Emder Fahrwasser

liegen (50.786 h). Dieser Umstand steht im Zusammenhang mit der Werft. Am längsten liegen dort See Offshore-Fahrzeuge (19.413 h), sonstige Seeschiffe (12.302 h) und Frachtschiffe (11.152 h). Im Hafenbereich Kleinschiffsliegeplätze liegen die Schiffe mit 43.616 h ebenfalls sehr lang. Dort liegen am längsten Fahrgastschiffe (14.057 h), Schlepper (9.261 h) und RoRo-Schiffe (9.126 h). Ein weiterer Hafenbereich mit einer langen Aufenthaltsdauer ist der Außenhafen (30.474 h). In diesem Hafenbereich liegen RoRo-Schiffe (10.994 h), Frachtschiffe (8.149 h) und Fahrgastschiffe (5.590 h) am längsten.

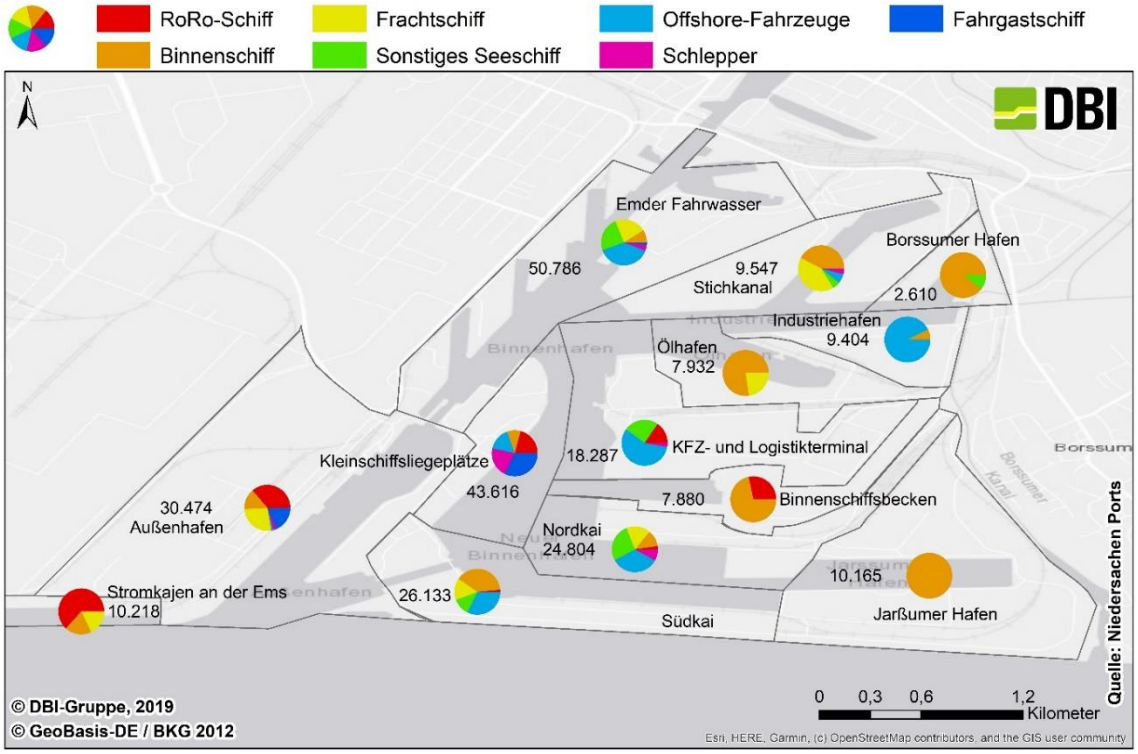

Abbildung 24: Jährliche Aufenthaltsdauer [h] und Anteil der Schiffe pro Hafenbereich im Jahr 2018

Des Weiteren ist die gewichtete mittlere Aufenthaltsdauer je Schiffskategorie für die durchschnittliche Nutzungsdauer der Landstromanschlüsse interessant. Am längsten liegen die RoRo-Schiffe mit 1.825 h gewichteter mittlerer Aufenthaltsdauer in den Kleinschiffsliegeplätzen. Im Emder Fahrwasser haben die See Offshore-Versorger eine gewichtete Aufenthaltsdauer von 844 h, die Frachtschiffe 319 h, sonstige Seeschiffe 262 h und die Binnenschiffe 84 h. Am kürzesten sind die Schlepper am Südkai mit 2 h gewichteter mittlerer Aufenthaltsdauer. Im Jarßumer Hafen verweilen die Schlepper mit 5 h mittlerer Aufenthaltsdauer recht kurz. Allgemein sind die Binnenschiffe am kürzesten im Hafen. Sie haben eine mittlere Aufenthaltsdauer von 32,8 h. Am längsten sind Fahrgastschiffe pro Aufenthalt im Hafen (189,2 h).

Die Hafenbereiche Außenhafen, Ölhafen, Südkai, Nordkai, Emder Fahrwasser und Kleinschiffsliegeplätze sind im Hafen sehr oft frequentiert. Die Schiffstypen Fahrgastschiffe, See Offshore-Fahrzeuge und sonstige Seeschiffe sind im Durchschnitt am längsten pro Aufenthalt im Hafen. Für die Betrachtung von Landstromanschlüssen

werden die einzelnen Leistungsklassen betrachtet, da einige Schiffskategorien mehrere Leistungsklassen beinhalten. Jeder Hafenbereich wird einzeln betrachtet und eine Entscheidung für mögliche Landstromanschlüsse getroffen. In der Tabelle 15 ist die Anzahl der Tage dargestellt an denen es mindestens eine Schiffsanmeldung in dem jeweiligen Hafenbereich gab. Die

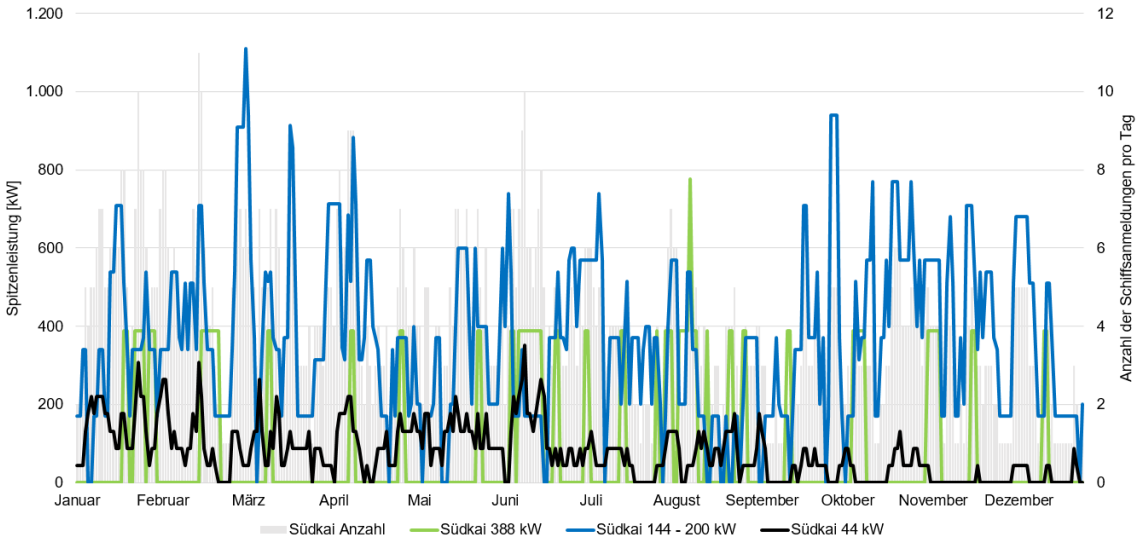

Abbildung 25: Verlauf der summierten Spitzenleistung am Beispiel vom Südkai

Die Ermittlung der Landstromanschlüsse wird am Beispiel vom Südkai in Abbildung 25 näher erläutert. Wenn man nur die Leistungsklasse 44 kW betrachtet, erkennt man einen schwankenden Verlauf mit einer Spitzenleistung von 352 kW. In diesem Fall ist die Leistungsklasse von 44 kW jedoch nicht relevant, da Schiffe mit einer Leistung von 200 kW öfter im Hafen sind. Diese haben eine Spitzenleistung von 1.110 kW und sind kontinuierlich im Hafen. Im August bzw. September sind es jedoch etwas weniger Schiffe. Schiffe mit 388 kW Leistung sind an 73 Tagen im Jahr im Hafen und somit nicht relevant. Allgemein erkennt man, dass am Südkai über das ganze Jahr Schiffe liegen. Dies entspricht auch den Ergebnissen der vorangegangenen Betrachtung, da es im Südkai sehr viele Schiffsanmeldungen gab. Für einen Landstromanschluss werden drei Leitungen mit jeweils 200 kW vorgeschlagen. Da im Südkai zwei Schiffe mit 200 kW und ein Schiff mit 44 kW am häufigsten pro Tag sind und es an 340 Tagen Schiffsanmeldungen mit 200 kW gab.

Tabelle 16 stellt die häufigsten Werte der Schiffsanmeldungen pro Tag dar. Anhand dieser Daten und dem Verlauf der summierten Spitzenleistung werden die möglichen Landstromanschlüsse festgelegt. Die genaue Anzahl der Anschlüsse ist der Tabelle 17 zu entnehmen.

Tabelle 15: Anzahl der Tage, an denen mindestens ein Schiff der entsprechenden Leistungsklasse in einem Hafenbereich ist

Hafenbereich	Anzahl Tage		
	44 kW	200 kW	388 kW
Außenhafen	237	88	5
Binnenschiffsbecken	267	0	0
Borssumer Hafen	169	15	0
Emder Fahrwasser	171	364	62
Industriehafen	36	241	0
Jarßumer Hafen	287	5	0
Kfz- und Logistikterminal	14	189	0
Kleinschiffsliegeplätze	182	135	0
Nordkai	156	328	208
Ölhafen	333	55	106
Stichkanal	169	188	0
Stromkaje	141	86	44
Südkai	271	340	73

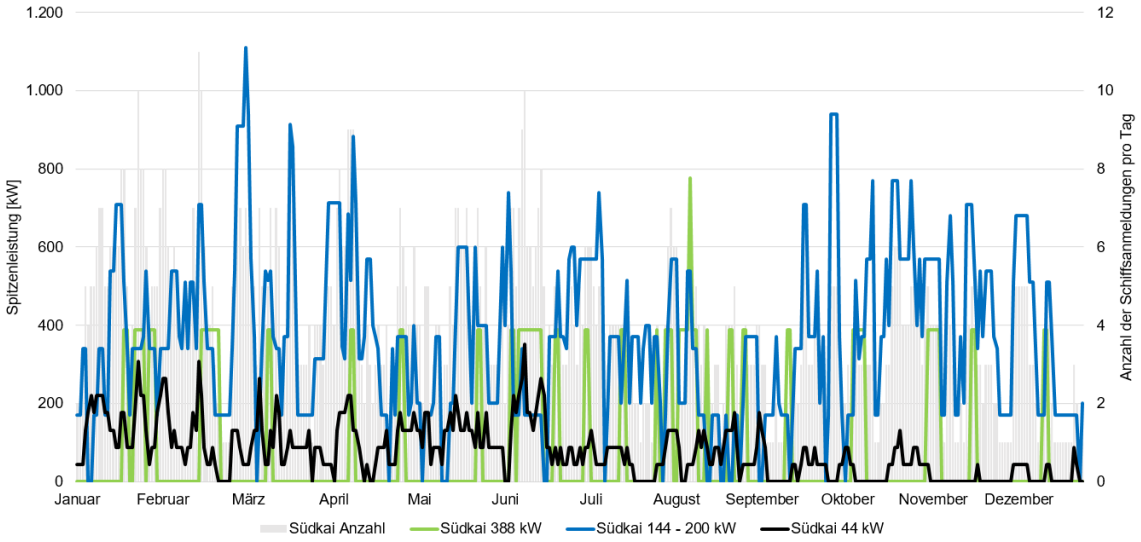

Abbildung 25: Verlauf der summierten Spitzenleistung am Beispiel vom Südkai

Die Ermittlung der Landstromanschlüsse wird am Beispiel vom Südkai in Abbildung 25 näher erläutert. Wenn man nur die Leistungsklasse 44 kW betrachtet, erkennt man einen schwankenden Verlauf mit einer Spitzenleistung von 352 kW. In diesem Fall ist die Leistungsklasse von 44 kW jedoch nicht relevant, da Schiffe mit einer Leistung von 200 kW öfter im Hafen sind. Diese haben eine Spitzenleistung von 1.110 kW und sind kontinuierlich im Hafen. Im August bzw. September sind es jedoch etwas weniger Schiffe. Schiffe mit 388 kW Leistung sind an 73 Tagen im Jahr im Hafen und somit nicht relevant. Allgemein erkennt man, dass am Südkai über das ganze Jahr Schiffe

liegen. Dies entspricht auch den Ergebnissen der vorangegangenen Betrachtung, da es im Südkai sehr viele Schiffsanmeldungen gab. Für einen Landstromanschluss werden drei Leitungen mit jeweils 200 kW vorgeschlagen. Da im Südkai zwei Schiffe mit 200 kW und ein Schiff mit 44 kW am häufigsten pro Tag sind und es an 340 Tagen Schiffsanmeldungen mit 200 kW gab.

Tabelle 16: Höchste Anzahl an Schiffsanmeldungen pro Tag je Leistungsklasse und Hafenbereich

Hafenbereich	Schiffsanmeldungen pro Tag			
	44 – 388 kW	44 kW	200 kW	388 kW
Außenhafen	1	1	1	1
Binnenschiffsbecken	1	1	0	0
Borssumer Hafen	1	1	1	0
Emder Fahrwasser	4	1	4	1
Industriehafen	1	1	1	0
Jarßumer Hafen	1	1	1	0
Kfz- und Logistikterminal	1	1	1	0
Kleinschiffsliegeplätze	1	1	1	0
Nordkai	3	1	2	1
Ölhafen	2	1	1	1
Stichkanal	1	1	1	0
Stromkaje	1	1	1	1
Südkai	4	1	2	1

Im Nordkai gab es auch regelmäßig Schiffsanmeldungen. In der 2. Jahreshälfte ist die Spitzenleistung größer, da vor allem in diesem Zeitraum Schiffe mit 388 kW angemeldet wurden. An 328 Tagen waren Schiffe mit einer Leistung von 200 kW und an 208 Tagen waren Schiffe mit einer Leistung von 388 kW im Hafenbereich. Hier bietet es sich an einen Landstromanschluss mit 388 kW zu legen, da der Nordkai der einzige Hafenbereich mit Schiffsanmeldungen über einem halben Jahr in dieser Leistungsklasse ist. Durch die hohe Leistung können auch Schiffe mit 44 kW und 200 kW versorgt werden. Es werden drei Leitungen vorgeschlagen, da am häufigsten drei Schiffe gleichzeitig am Nordkai liegen.

Für die Hafenbereiche Ölhafen, Außenhafen, Binnenschiffsbecken und Jarßumer Hafen kann ein Landstromanschluss mit 44 kW in Betracht gezogen werden, da Schiffe mit dieser Leistungsklasse an über 183 Tagen im Jahr angemeldet wurden. Landstromanschlüsse mit 200 kW wären für den Stichkanal, Industriehafen und das KFZ-

und Logistikterminal möglich. In den Hafenbereichen Borssumer Hafen, Kleinschiffsliegeplätze und Stromkajen an der Ems sind an zu wenigen Tagen im Jahr Schiffe gemeldet, weshalb sich dort keine Landstromanschlüsse lohnen.

Tabelle 17: Mögliche Landstromanschlüsse

Hafenbereiche	Anzahl Leitungen	Leistung je Leitung [kW]
Außenhafen	1	44
Binnenschiffsbecken	1	44
Industriehafen	1	200
Jarßumer Hafen	1	44
KFZ- und Logistikterminal	1	200
Kleinschiffsliegeplätze	1	44
Nordkai	3	388
Ölhafen	1	44
Stichkanal	1	200
Südkai	3	200

4.4 Zusammenfassende Bewertung mit einer zeitlichen und technischen Analyse der Transformation für direkte H_2-Nutzung

In diesem Kapitel erfolgte die Identifizierung und Analyse potenzieller Abnehmer von Wasserstoff nicht nur für den Seehafen sondern auch für die Stadt Emden. Insbesondere die lokale H_2-Nachfrageseite wurde detailliert untersucht. Dabei wurden mittels Onlineumfrage, Einzelgesprächen und Begehungen von lokalen Akteuren Informationen zusammengetragen, gebündelt und ausgewertet. Ziel war es, einen Weg aufzuzeigen, wie eine stufenweise Umstellung erfolgen kann bzw. wo/ bei welchem Unternehmen diese sinnvoll beginnen und wie diese in den nächsten Jahren voranschreiten kann. Aus den eruierten Daten lassen sich anhand der Marktreife, benötigten Leistung, der Verwendung, des Alters und dem Standort die Geräte, Anlagen und Fahrzeuge in Clustern zusammenfassen, aus welchen sich eine handhabbare Anzahl an Einzeltransformationsprozessen ableiten lässt. Diese Cluster und die Einzeltransformationsprozesse ergeben sich wie folgt. Für die Initiierung einer Wasserstoffwirtschaft benötigt es Wasserstoffabnehmer, welche in regelmäßigen Abständen, lokal gebunden, größere Mengen benötigen. Solche Abnehmer sind Züge, BHKWs und Busse (ÖPNV) mit einem entsprechenden Wasserstoffbedarf von ca. 300 kg/d, 50-1.000 kg/d und 50 kg/d je einzelnem Gerät/Fahrzeug. Anschließend können innerhalb von 5 Jahren schrittweise PKWs, Transporter und Kleinbusse umgestellt werden, da deren durchschnittliche Nutzungsdauer zwischen 6-9 Jahren liegt. Gleichzeitig muss die Elektrolysekapazität und die Wasserstofftankstelleninfrastruktur ausgebaut werden, was unter

optimalen rechtlichen Rahmenbedingungen die weitere Transformation zu einer Wasserstoffwirtschaft katalysiert. Dadurch können auch private Fahrzeughalter angeregt werden, Wasserstoffautos zu kaufen und somit die Wasserstoffwirtschaft weiter stimulieren. Hierauf sollte ab 2025 bis 2040 eine Umstellung von Nutzfahrzeugen wie LKWs, Minibagger, Radlader und Traktoren erfolgen. In diesem Zeitrahmen ist mit serienreifen Modellen und einer größeren Produktion zu rechnen. Geräte und Fahrzeuge mit einer Leistung von > 200 kW (wie z. B. Bagger, Reachstacker, Mobilkran, Schwimmkran) sind als Wasserstoffgerät noch nicht serienreif, weshalb mit einer Umstellung auf Wasserstoff nicht vor 2030 gerechnet werden kann.

Wie bereits erwähnt, ist die Anzahl der fossil betriebenen Gabelstapler (90) und Flurförderfahrzeug (10) einerseits gering und andererseits sind die Geräte weit über den Hafen verstreut. Daher nehmen diese Umschlaggeräte eine Sonderstellung ein. Die Umstellung kann unter Anbetracht des durchschnittlichen Alters und der marktreife innerhalb der nächsten 5 Jahre erfolgen. Jedoch lohnt sich eine Umstellung auf Wasserstoff nur, wenn mindesten 35[18] bis 50[19] Geräte an einem Ort umgestellt werden und der Wasserstoff kostengünstig zur Verfügung steht. Diese Bedingungen sind am besten auf dem Gelände des VW Werks erfüllt, wobei hier batteriebetriebene Gabelstapler gegen Gabelstapler mit Brennstoffzelle ausgetauscht werden müssen.

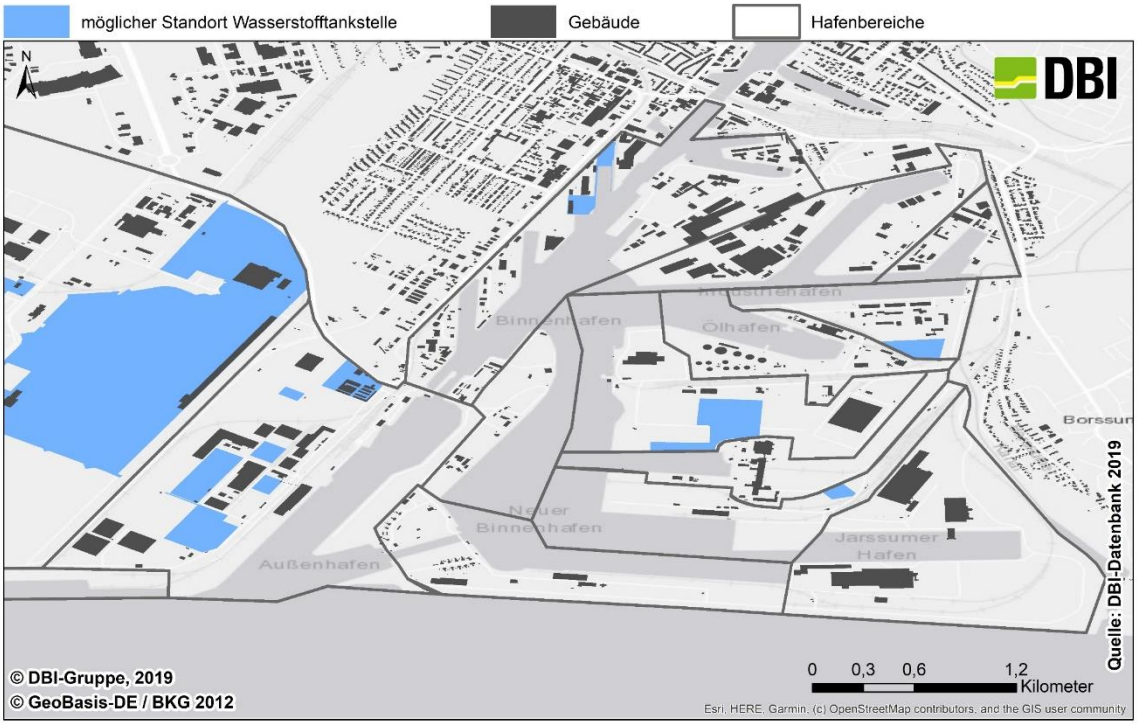

Abbildung 26: Mögliche Standorte für Wasserstofftankstellen

Auch Schiffe nehmen eine Sonderstellung ein. Soll der „Hotelbetrieb“ im Hafen grüner werden, besteht hier die Möglichkeit einer Landstromversorgung. Eine Umstellung auf

[18] Grünke: Brennstoffzellen-Technik Flurförderzeuge STILL GmbH
[19] Rübhagen, S.: Auskunft über Brennstoffzellen Gabelstapler der Linde Material Handling GmbH. Telefonat, Aschaffenburg 06.02.2020.

Wasserstoff kann erst in Betracht gezogen werden, wenn der Wasserstoff günstig in ausreichenden Mengen und an mehreren Häfen bereitgestellt werden kann.

Anhand der ermittelten Wasserstoffmengen und die Kenntnis über die Verteilung der einzelnen Geräte und Fahrzeuge bieten sich folgende Standorte für Wasserstofftankstellen an (Abbildung 26). Je nach Anzahl der zu versorgenden Fahrzeuge und der Abnahmemenge können stationäre oder mobile Tankstellen eingesetzt werden. Besonders interessante Standorte wären der Larrelter Polder, Außenhafen und das KFZ-Logistikterminal.

5 Nachhaltige Wasserstoffquellen für den Seehafen Emden

5.1 Konzeptvorstellung Power-to-Hydrogen

Die Grundidee des Konzeptes Power-to-Hydrogen (PtH) ist die Umwandlung elektrischer Energie in einen chemischen Energieträger in Form von Wasserstoff. Dabei wird Wasserstoff hergestellt, um diesen beispielsweise in der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur zu speichern oder um diesen zeitversetzt oder direkt verschiedenen Nutzungssektoren zuführen zu können. Da sich dieser Wasserstoff chemisch nicht von konventionell hergestelltem unterscheidet, gibt es keine Beschränkung in der Nutzung von Wasserstoff aus dem PtH-Verfahren. Wasserstoff kommt auf der Erde in unbegrenzten Mengen vor, jedoch fast ausschließlich in chemischen Verbindungen (Wasser, Säuren, Kohlenwasserstoffen und anderen organischen Verbindungen). Aus diesem Grund muss zunächst Wasserstoff zurückgewonnen werden. Somit wird es zu einer kohlenstofffreien Sekundärenergiequelle, die vergleichbar mit Strom oder Wärme ist. Wasserstoff zählt nicht als Primärenergie. Wasserstoff muss daher immer mit einem zusätzlichen Energieeinsatz erzeugt werden. Dafür können aber fast alle Arten von Energiequellen genutzt werden. Besondere Vorteile von Wasserstoff sind seine Umweltverträglichkeit bei der Nutzung und Gewinnung aus Wasser, seine Transportfähigkeit und seine hohe gewichtsspezifische Energiedichte (33,33 kWh/kg). Wasserstoff wird heute industriell hauptsächlich in der chemischen und petrochemischen Industrie zur Herstellung von Raffinerieprodukten, Ammoniak und einer Vielzahl von Chemikalien eingesetzt.

Die Bedeutung von Speichertechnologien und flexiblem Energieverbrauchern nimmt eine immer stärkere Rolle in der Energieversorgung ein. Der wichtigste Baustein von Power-to-Hydrogen ist die Wasserelektrolyse. Hier findet die Umwandlung der elektrischen Energie zum chemischen Energieträger statt. Mithilfe elektrischer Energie wird Wasser in seine chemischen Grundbestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Chemisch wird dieser Prozess als Gesamtreaktion folgendermaßen ausgedrückt:

$$2\,H_2O \xrightarrow[Elektrolyse]{} 2\,H_2 + O_2 \qquad (7)$$ [20]

Den dabei nutzbaren chemischen Energieträger stellt der Wasserstoff dar. Eine stoffliche Nutzung des entstehenden Sauerstoffs ist jedoch ebenfalls sinnvoll. Wichtiger Grundgedanke bei allen PtH-Konzepten ist die Nutzung von Energieüberschüssen, vornehmlich aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Der Fokus der Anwendung von PtH liegt demnach darin, einen Beitrag zur Stabilisierung des Energieversorgungssystems zu leisten. Zu Zeiten von Energieüberschüssen im Stromnetz in Folge erhöhter Einspeisung erneuerbarer Energien, wandelt die Elektrolyse die elektrische Energie in Wasserstoff, welcher zu Zeiten von Stromdefiziten rückverstromt wird.

[20] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017

Die Wasser-Elektrolyse mit erneuerbarem Strom ist die meistdiskutierte Option zur Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff. Dabei sind die PEM sowie die alkalische Elektrolyse die Technologien, deren Entwicklung am weitesten fortgeschritten ist und für welche die meiste Betriebserfahrung vorhanden ist. Für H_2-Verarbeitungsprozesse mit relevantem Wärmeüberschuss z.B. Herstellung von Methan ($PtCH_4$) oder flüssigen Kohlenwasserstoffen (PtL) stellt die Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) eine vielversprechende Option dar. Bei der H_2-Erzeugung mittels SOEC kann ein Teil des Energiebedarfs als Wärme (z.B. Abwärme aus einem nachgeschalteten Verarbeitungsprozess) anstelle von Strom bereitgestellt werden. Der Strombedarf wird dadurch geringer als bei den zuerst genannten Technologien[21].

Tabelle 18 zeigt ausgewählte Literaturwerte für die drei erwähnten Elektrolysetechnologien für das Jahr 2030. Es wird deutlich, dass es sowohl bei den spezifischen Investitionskosten, dem Energiebedarf als auch bei der Lebensdauer eine große Bandbreite bei den Parametern gibt. Die Bandbreite ergibt sich u.a. durch unterschiedliche Annahmen bezüglich zukünftiger Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen sowie der kumulierten global installierten Leistung. Weitere relevante Kostendegressionen zwischen 2030 und 2050 werden folgen. Langfristig wird von Investitionskosten von unter 200 €/kW_{el} für alkalische Elektrolyseure ausgegangen[22].

Tabelle 18: Ausgewählte Literaturwerte für Elektrolysetechnologien im Jahr 2030[23]

Parameter	Einheit	Quelle	AEL	PEM	SOEC
Investition[24]	€/kW	A	500 - 750	604 - 1.038	1.886 - 3.000
		B	370 - 800	250 - 1.270	
Strombedarf[25]	kWh_{el}/kg	B	48 - 63	44 - 53	
		C			42
Wärmebedarf	kWh_{th}/kg				8
Lebensdauer	h	A	40.000 - 80.000	40.000 - 100.000	10.000 - 120.000
		B	90.000 - 100.000	60.000 - 90.000	

[21] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Bezug von H2 per Schiff und Gasfernleitung im Seehafen Emden, 2019
[22] Bloomberg: https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef, 26.10.2019
[23] A: Schmidt 2017: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435#!, 14.09.2019, B: Bertuccioli, et al., 2014: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf, 26.09.2019, C: basierend auf Sunfire 2019
[24] Schmidt, 2017: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435#!, 14.09.2019
[25] Bertuccioli, et al., 2014: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf, 26.09.2019

5.2 Analyse der möglichen Wasserstofferzeugungstechnologien

Die Wasserstoffelektrolyse bezeichnet die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff durch den Einsatz von elektrischer Energie. Sie kann sowohl als Niedrigtemperatur- als auch als Hochtemperaturverfahren durchgeführt werden. Bislang werden überwiegend bereits weit entwickelte Verfahren mit niedrigen Temperaturen wie die alkalische Elektrolyse oder die Elektrolyse über Protonen-Austausch-Membranen (engl. „PEM“) eingesetzt. Hochtemperaturverfahren könnten zukünftig an Bedeutung gewinnen. Bei der Festoxid- Elektrolyse (engl. „SOEC“) als Hochtemperaturelektrolyse ist eine hohe Effizienz und damit eine Reduzierung des Strombedarfs der Elektrolyse erreichbar, da die Abwärme anderer Prozesse wie der Methanisierung, der Methanolsynthese oder des Fischer-Tropsch-Verfahrens genutzt werden kann.

5.2.1 Wasserstofferzeugung durch Chlor-Alkali-Elektrolyse

Eine seit vielen Jahren bewährte, erprobte und kommerziell verfügbare Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung stellt die alkalische Elektrolyse dar. Durch den hohen Strom- und Leistungsbedarf bei der Erzeugung des Wasserstoffs entstanden diese Anlagen meist in der Nähe von Großkraftwerken. Das größte drucklose Elektrolysekraftwerk der Welt ist z.B. am Assuan-Staudamm in Ägypten zu finden, mit einer Nennleistung von 156 MW und einer Wasserstoffproduktionsrate von 33.000 m^3/h. Optimierungspotenziale liegen bei dieser Technologie in der Effizienz, im dynamischen Betrieb und für die Anwendung in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Die Funktionsweise dieses Elektrolyseurtyps basiert darauf, dass Wasser, dessen Leitfähigkeit durch Zusatz von 20-40 Gew.-% Kaliumhydroxid (KOH) erhöht wird, in den beiden vorhandenen Halbzellen zirkuliert. Die Halbzellen sind durch eine ionenleitende Membran voneinander getrennt. Dies verringert den Innenwiderstand der Zelle und erhöht dabei den Wirkungsgrad. Auf den porösen Elektroden, die eine vergrößerte Oberfläche aufzeigen und sich nahe der Membrane befinden, wird eine Spannung, die unter idealen Bedingungen gleich oder größer als die Zersetzungsspannung von Wasser bei 1,23 V ist, angelegt. Dadurch teilt sich das kathodenseitige Wasser bei der Kathodenreaktion Formel 2 in atomaren Wasserstoff und Hydroxid-Ionen:

$$2\,H_2O\ +\ 2\,e^-\ \rightarrow\ H_2 + 2OH^- \qquad (8)$$ [26]

Bei diesem Prozess diffundieren die Hydroxid-Ionen durch die Membrane und reagieren in der Anodenreaktion Formel 3 unter Abgabe von Elektronen zu Wasser und atomarem Sauerstoff, während die entstehenden Protonen zu H_2-Moleküle reagieren, aufsteigen und vom Elektrolyten abgeschieden werden:

$$2OH^-\ \rightarrow \frac{1}{2}\,O_2 + H_2O + \ 2\,e^- \qquad (9)$$ [27]

Die entstandenen Sauerstoffmoleküle werden ebenfalls vom Elektrolyten abgeschieden und abgeführt. Das hierbei verbrauchte Wasser wird über Stutzen nachgefüllt. Es

[26] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[27] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017

werden für die Gesamtreaktion Formel 4 in beiden Halbzellen jeweils zwei Elektronen benötigt, die über den geschlossenen Stromkreis samt Stromquelle transportiert werden:

$$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2 \quad (10)$$

[28]

Die Abdichtung der Zelle nach außen hin findet über den Zellrahmen statt, der die Elektroden voneinander isoliert und als Träger für die Membrane dient. Die homogene Ladungsträgerverteilung sowie die Zirkulation des Elektrolyten können bei niedriger Last größtenteils durch die von den aufsteigenden Gasblasen erzeugte Strömung gewährleistet werden. Eine aktive Umwälzung des Elektrolyten mit entsprechendem Energieaufwand ist bei höherer Last erforderlich[29].

5.2.2 Wasserstofferzeugung durch Proton-Exchange-Membrane (PEM)

Die PEM-Elektrolyse hat ihren Ursprung in der Brennstoffzellentechnik und basiert auf den inversen Vorgängen einer Brennstoffzelle. Dies ist ein weiteres elektrochemisches Verfahren zur Wasserstoffherstellung, bei dem eine Kunststofffolie mit eingebundenen Säuregruppen als Membrane zum Einsatz kommt[30]. Eine PEM-Elektrolysezelle besteht aus einer protonenleitenden Membrane die beidseitig meist fest mit den Elektroden zum sogenannten Membrane Electrode Assembly (MEA) verbunden ist. Nafion, ein fester Polymerelektrolyt (Solid Polymer Electrolyte, SPE), liegt dabei auf den Elektroden. Dieser ist hochporös und bewerkstelligt einerseits den Stromfluss von den bipolaren Platten zur Elektrode und andererseits den Transport von Wasser hin zur Elektrode sowie der Produktgase von der Elektrode weg. Die bipolaren Platten leiten über die auf ihnen eingravierten Kanäle das Wasser zur Anode und erlauben den Abtransport der Produktgase. Somit unterscheidet sich in ihrer Funktion die PEM-Elektrolyse grundsätzlich von der alkalischen Elektrolyse. Wasser wird an der Anode zugeführt und dort in der Anodenreaktion Formel 5) unter Zersetzungsspannung des Wassers in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen aufgespalten:

$$H_2O\ (l) \rightarrow \frac{1}{2}\ O_2\ (g) + 2H^+ + 2e^- \quad (11)$$

[31]

Dabei verbindet sich der Sauerstoff zu O_2-Molekülen und wird abgeführt, während die Protonen durch die Membran zur Kathode diffundieren und dort in der Kathodenreaktion Formel 6 mit zwei Elektronen zu Wasserstoff reagieren:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2\ (g) \quad (12)$$

[32]

Daher ist nur die anodenseitige Halbzelle von Wasser umgeben, so dass theoretisch nur in der kathodenseitigen Halbzelle reiner Wasserstoff gebildet wird. Nach [1] ist der

[28] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[29] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[30] Reich & Reppich: Regenerative Energietechnik, Springer Vieweg, 2018
[31] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[32] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017

Prozess tatsächlich immer noch mit hoher Luftfeuchtigkeit versehen. Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse enthält der erzeugte Wasserstoff jedoch weitaus weniger unerwünschte Substanzen.[33]

5.2.3 Wasserstofferzeugung durch Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)

Bei der Hochtemperaturelektrolyse (auch Festoxidelektrolysezelle, SOEC oder High Temperature Electrolysis of Steam - HTES genannt) wird Wasserdampf statt flüssigem Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Dadurch verringert sich der Strombedarf für die Elektrolyse erheblich. Zur Dampferzeugung ist Wärme mit einem Temperaturniveau von mehr als 100°C erforderlich. Daher wird die Energie für den Phasenübergang von Flüssigkeit zu Gas innerhalb der Elektrolyse nicht durch Elektrizität aufgebracht, sondern durch externe Wasserverdampfung. Ein Teil der zur Trennung von Sauerstoff und Wasserstoff erforderlichen Spaltungsenergie wird durch Hochtemperaturwärme bei etwa 850 bis 1000°C bereitgestellt[34]. Somit kann im Vergleich zur PEM und alkalischen Elektrolyse die Zellenspannung um mehr als 0,5 V auf unter 1 V gesenkt und hohe stromabhängige Wirkungsgrade erreicht werden.

Die Funktion der Hochtemperaturelektrolyse basiert auf den Umkehrreaktionen der Festoxidbrennstoffzelle (SOFC). Beide Halbzellen sind von einem O_2-ionenleitenden Festelektrolyten getrennt, auf den die Elektroden beidseitig aufgebracht sind. Kathodenseitig wird überhitzter Dampf zugeführt, der mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O_2-Ionen reagiert. Der Wasserstoff kann entfernt werden, die O_2-Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode, wo sie unter Elektronenabgabe in der Anodenreaktion zu Sauerstoff reagieren:[35]

$$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-} \quad (13)$$

[36]

$$O^{2-} \rightarrow 2e^- + \frac{1}{2} O^{2-} \quad (14)$$

[37]

[33] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[34] Sterner, Michael; Stadler, Ingo, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springer Vieweg, 2017
[35] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[36] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017
[37] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Vieweg, 2017

5.3 Dynamische Prozesssimulation eines PEM-Elektrolyseurs

Die dynamische Prozesssimulation umfasst das Modell eines PEM-Elektrolyseurs um erste Aussagen zur Integration einer PEM-Elektrolyse in das Netz der Stadtwerke Emden treffen zu können. Das Elektrolysemodell wurde während des H2020 Projekts HPEM2Gas auf Grundlage eines Elektrolyse-Teststands im Labormaßstab und eines Elektrolyseur-Prototypen im Feldtest entwickelt und validiert. Der Programmcode des Simulink-Modells kann im Anhang C eingesehen werden. Ziel der Modellierung war eine vereinfachte Abbildung der Erzeugung des realen Produktgases (Wasserstoff) in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung. Das finale Modell ist in Abbildung 27 zu sehen und beinhaltet einen Elektrolyseblock. Der Arbeitsbereich des Elektrolyseblockes liegt zwischen 17-109 % (0,5-3,3 A/cm^2) und der Gesamtwirkungsgrad beträgt 77,2 %. Der Elektrolyseblock wird mit zwei Inputwerten gespeist: der Stromdichte und der elektrischen Leistung. Dabei ist nur ein Inputwert zum gleichen Zeitpunkt variabel, der zweite Wert ist festgesetzt. Mit Hilfe der „Inport“-Funktion können Daten aus Excel-Tabellen eingelesen werden. Als Output werden sechs Ergebnisse berechnet (Stoffmengenstrom H_2, Anteil H_2 an der Kathode, Stoffmengenstrom O_2, reale Zellspannung, realer Volumenstrom und realer Stoffmengenstrom bei Berücksichtigung des Wirkungsgrades). Die wichtigsten Parameter und deren Zusammenhänge werden nachfolgend beschrieben.

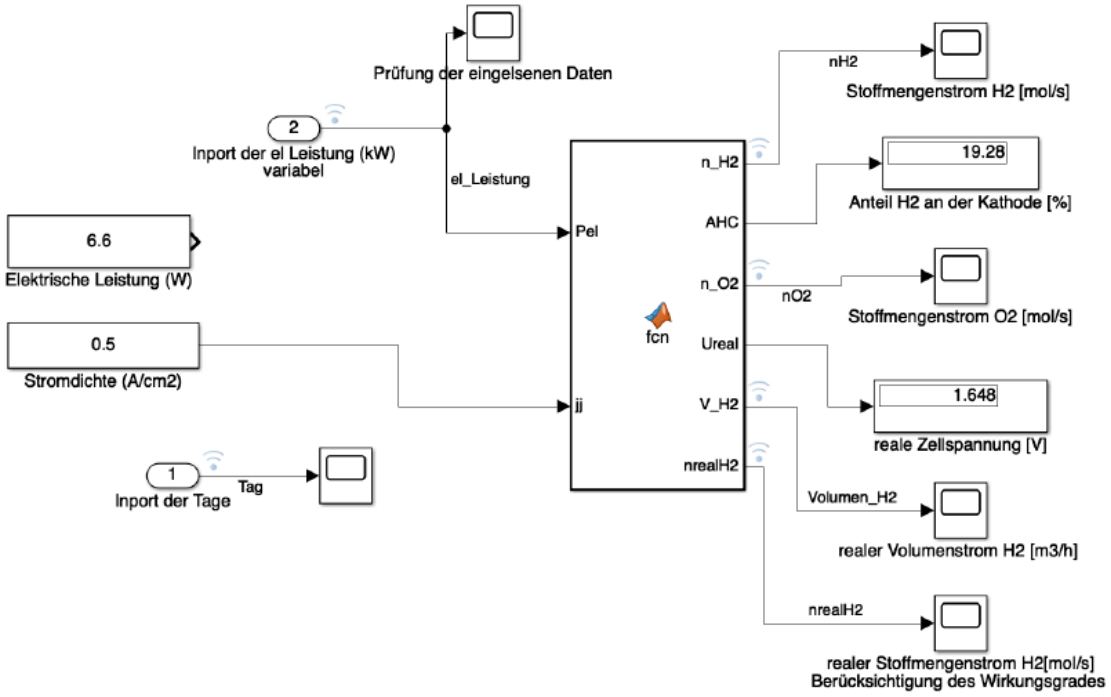

Abbildung 27: In Simulink erstelltes Elektrolysemodell mit Ein- und Ausgangsströmen

5.3.1 Theoretische Berechnung der Edukt- und Produktströme

Als Grundlage für die Berechnung der Stoffmengenströme dient die Zusammenführung beider Faraday’schen Gesetze der Elektrolyse. Diese stellen einen Zusammenhang zwischen der elektrischen Ladung und dem Stoffumsatz bei elektrochemischen

Reaktionen her. Die Berechnung der theoretischen Wasserstoffproduktion lässt sich mit folgender Gleichung beschreiben.

$$\dot{n_{real,H2}} = \frac{I}{z * F} = \frac{P_{el}}{z * F * U_{real}} \quad (15)$$

$\dot{n}_{real,H2}$ Realer Stoffmengenstrom des H_2 [mol/s]

I Stromstärke [A]

z Ladungszahl [-]

F Faraday-Konstante [A*s/mol]

P_{el} Elektrische Leistung [W]

U_{real} Reale Zellspannung [V]

Anhand des Stoffmengenstroms lassen sich über das ideale Gasgesetz bei Normbedingungen die Volumenströme für die beiden gasförmigen Produktströme bestimmen.

$$\dot{V}_{H2} = \dot{n}_{real,H2} * 22{,}41 \frac{L}{mol} \quad (16)$$

Neben dem Wasserstoff wird als zweites Produkt Sauerstoff erzeugt. Es entstehen zwei Volumenteile Wasserstoff und ein Volumenteil Sauerstoff bei der Wasserelektrolyse. Somit entspricht der Sauerstoff-Stoffmengenstrom der Hälfte des H_2-Stoffmengenstroms.

$$\dot{n}_{real,O2} = \frac{\dot{n}_{real,H2}}{2} \quad (17)$$

$\dot{n}_{real,O2}$ Realer Stoffmengenstrom des Sauerstoffs [mol/s]

Der theoretische Wasserstrom ist dem berechneten Wasserstoffstrom äquivalent. Der reale Wasserstrom ist dabei niedriger, da das Wasser nicht komplett umgesetzt wird. Daher wird dieser mithilfe des Faraday'schen Wirkungsgrades berechnet.

$$\dot{n}_{real,H2O} = \frac{\dot{n}_{real,H2}}{\eta_F} \quad (18)$$

$\dot{n}_{real,HO2}$ Realer Stoffmengenstrom des Wassers [mol/s]

η_F Faraday'sche Wirkungsgrade

Der Faraday'sche Wirkungsgrad ist der Quotient des realen H_2-Stoffmengenstromes und des theoretischen Stoffmengenstromes, alternativ ergibt sich dieser aus der reversiblen Zellspannung dividiert durch die reale Zellspannung. Der theoretische Stoffmengenstrom lässt sich über das Faraday'sche Gesetz berechnen, welches mit der reversiblen Zellspannung anstatt der realen Zellspannung berechnet wird.

$$\eta_F = \frac{\dot{n}_{real,H_2}}{\dot{n}_{th,H_2}} \quad (19)$$

$$\dot{n}_{th,H_2} = \frac{P_{el}}{z * F * U_{rev}} \quad (20)$$

$$\eta_F = \frac{U_{rev}}{U_{real}} \quad (21)$$

$\dot{n}_{th,H_2}$ Theoretischer Stoffmengenstrom des H_2 [mol/s]

5.3.2 Berechnung der elektrischen Leistung

Die elektrische Leistung ist eine weitere wichtige Größe bei der elektrolytischen Wasserspaltung. Die Leistung variiert sehr stark nach Größe und Art des verwendeten Elektrolyseurs. Aus diesem Grund wird die elektrische Leistung auf die Elektrodenfläche bezogen und als Stromdichte ausgedrückt. Üblicherweise wird die Stromdichte in Ampere pro Quadratzentimeter angegeben.

$$P_{el} = i * A * U_{real} \quad (22)$$

$$i = \frac{I}{A} = \frac{Pel}{A * U_{real}} \quad (23)$$

i Stromdichte [A/cm^2]

A Aktive Elektrodenfläche [cm^2]

5.3.3 Thermodynamik der PEM Elektrolyse

Die Thermodynamik von chemischen Reaktionen wird von der Gibbs-Helmholtz-Gleichung beschrieben. Bei der Wasserelektrolyse handelt es sich um eine endotherme und endergone Reaktion. In diesem Fall muss die Energie dem Prozess hinzugeführt werden, damit die Reaktion stattfinden kann. Ein Teil der benötigten Energie wird aus elektrischer Energie und der andere Teil aus thermischer Energie bereitgestellt.

$$\Delta G_0 = \Delta H^0 - T * \Delta S^0 \quad (24)$$

$$\Delta G_0 = 286\ \frac{kJ}{mol} - 298{,}15 * 162\ \frac{J}{mol * K} = 237\ \frac{kJ}{mol * K}$$

ΔG_0 Freie Standardreaktionsenthalpie bei Normdruck (1 bar)

ΔH^0 Standardreaktionsenthalpie bei Normdruck (1 bar) und -temperatur (25°C)

ΔS^0 Standardreaktionsentropie bei Normdruck (1 bar) und -temperatur (25°C)

T Temperatur [K]

In der Elektrochemie werden Reaktionsenthalpien (ΔH) und freie Reaktionsenthalpien (ΔG) durch elektrische Potentiale ausgedrückt, da diese direkt gemessen werden können. Die Korrelation zwischen diesen Größen wird mit dem Faraday‘schen Gesetz beschrieben.

5.3.4 Berechnung der Zellspannung, der elektrochemischen Verluste und Massenverluste

Eine weitere wichtige Größe bei der Wasserelektrolyse und somit auch für das Modell ist die Zellspannung. Als Zellspannung wird die anliegende Spannung zwischen der Anode und Kathode bezeichnet. Mit der reversiblen Zellspannung lässt sich die Mindestspannung ausdrücken, mit welcher die elektrochemische Reaktion thermodynamisch stattfinden kann. Durch eine Erhöhung der Temperatur lässt sich die Zellspannung beeinflussen, mit steigender Temperatur sinkt die benötigte reversible Zellspannung. Die Gesamtreaktion lässt sich bei Standardbedingungen über die freie Reaktionsenthalpie berechnen:

$$U_{rev}^{0} = \frac{\Delta G_0}{z * F} \tag{25}$$

$$= \frac{237\,\frac{kJ}{mol}}{2 * 96\,485\,\frac{C}{mol}} \quad = \quad 1{,}23\,V$$

U_{rev}^{0} Reversible Zellspannung bei Normdruck (1 bar) und -temperatur (25°C)

Die Temperaturabhängigkeit der reversiblen Zellspannung lässt sich mit der mit der Näherungsgleichung beschreiben:

$$U_{rev} = U_{rev}^{0} - 0{,}000846\,\frac{V}{K} * T \tag{26}$$

U_{rev} Reversible Zellspannung (Temperaturanhängigkeit) [V]

In der Praxis wird die reversible Zellspannung durch reaktionshemmende Widerstände beeinflusst. Diese Widerstände werden auch als elektrochemische Verluste beschrieben und werden als reale Zellspannung ausgedrückt. Die reale Zellspannung lässt sich über die Addition von Nernstspannung U_{nernst} , Ohm'schen Verluste ΔU_{ohm}, der Aktivierungsverluste ΔU_{akt} und der Konzentrationsüberspannung ΔU_{kon} beschreiben.

$$U_{real} = U_{nernst} + \Delta U_{akt} + \Delta U_{ohm} + \Delta U_{kon} \tag{27}$$

U_{nernst} Nernstspannung [V]

ΔU_{akt} Aktivierungsverluste [V]

ΔU_{ohm} Ohm'sche Verluste [V]

ΔU_{kon} Konzentrationsverluste [V]

Die Nernstspannung lässt sich durch die Nernstgleichung mit Aktivitäten a_k beschreiben.

$$E = E^0 + \frac{RT}{2F} * \ln(\frac{a_{H_2} * a_{O_2}^{0,5}}{a_{H_2}O}) \quad (28)$$

$$a_k = \frac{c_k}{c_k^0} \quad (29)$$

E^0 Standardpotential bei Normdruck (1 bar) und -temperatur (25°C) und der Ionenaktivität 1 mol/l [V]

R Allgemeine Gaskonstante [J/mol*K]

a_k Aktivität der Edukte bzw. Produkte

c_k^0 Referenzkonzentration [mol/l]

Die Aktivitäten verhalten sich für verdünnte Lösungen und ideale Gas linear zu den Konzentrationen der Reaktionskomponenten. Mit c_k^0 wird die Referenzkonzentration bezeichnet.

Der Anstieg der Nernstspannung ergibt sich durch die Erhöhung der Produktgaskonzentration in den Elektrodenschichten bei gleichbleibender Eduktkonzentration. In der Praxis tritt dieser Effekt auf, wenn es zu einer Druckerhöhung des Produktgases kommt. Der Anstieg der Nernstspannung beschreibt die notwendige Volumenänderungsarbeit zur Produktion der Gase. Auch beim lokalen Druckanstieg kommt es zu dieser Erhöhung durch den gehemmten Stofftransport an den Elektroden.

Die Ohm'sche Verluste werden bei einer Elektrolysezelle durch ionische und elektronische Widerstände verursacht. Die ionischen Widerstände R_{ion} sind temperaturabhängig und treten in der Membran und den Elektrodenschichten auf. Die elektrischen Widerstände R_{elekt} sind in den Elektrodenschichten und den Komponenten zu der Kontaktierung der Elektrolysezelle lokalisiert. Zudem müssen bei der Berechnung die Kontaktwiderstände $R_{kontakt}$ zwischen den Komponenten berücksichtig werden. Bei einer konstanten Betriebstemperatur verhalten sich die Ohm'schen Verluste linear mit steigender Stromdichte i. Die Ohm'schen Verluste lassen sich durch das Ohm'sche Gesetz ausdrücken.

$$\Delta U_{ohm} = (R_{ion}(T) + R_{elekt} + R_{kontakt}) * i \quad (30)$$

ΔU_{ohm} Ohm'schen Verluste [V]

R_{ion} Ionischen Widerstand [mΩ/cm²]

R_{elekt} Elektrischen Widerstand [mΩ/cm²]

$R_{kontakt}$ Kontaktwiderstand [mΩ/cm²]

Bei der Produktion von Wasserstoff treten neben den beschriebenen elektrochemischen Verlusten auch Massenverluste auf. Die Massenverluste werden hauptsächlich durch Permeationsvorgänge durch die Membran verursacht. In der PEM-Elektrolyse werden diese als Diffusion bezeichnet. Zur Berechnung der Pemeationsströme wird das Fick'sche Gesetz verwendet.

$$\dot{n}_k^{diff} = \varepsilon_k^{diff} * \frac{\Delta c_k}{d_{membran}} \quad (31)$$

$\dot{n}_k^{diff}$ Diffusionskoeffizient bzw. Permeationstrom nach Fick

ε_k^{diff} Diffusionskoeffizient

Δc_k Konzentrationsdifferenz

$d_{membran}$ Membrandicke

Die Wasserstoffdiffusion durch die Membran stellt einen direkten Massenverlust dar. Die Sauerstoffdiffusion auf der Kathodenseite wird als ein indirekter Massenverlust angesehen, da hier die Annahme getroffen wird, dass der diffundierte Sauerstoff mit dem produzierten Wasserstoff katalytisch abreagiert. Mit der Verwendung des Faraday'schen Gesetzes kann der Verluststrom durch die Diffusion mit der folgenden Gleichung beschrieben werden.

$$i_{loss} = 2F * (\dot{n}_{H_2}^{diff} + 2\dot{n}_{O_2}^{diff}) \quad (32)$$

$\dot{n}_{H_2}^{diff}$ Diffusionskoeffizient des Wasserstoffs nach Fick

$\dot{n}_{O_2}^{diff}$ Diffusionskoeffizient des Sauerstoffs nach Fick

Die Massenverluste, welche durch die Diffusionsvorgänge in der Zelle verursacht werden, lassen sich durch den Spannungswirkungsgrad η_C beschreiben. Das Produkt aus Spannungswirkungsgrad und Faraday'schen Wirkungsgrad ergibt den Zellwirkungsgrad:

$$\eta_{Zelle} = \eta_C * \eta_F = \frac{U_{rev}}{U_{real}} * \frac{i - i_{loss}}{i} \quad (33)$$

η_{Zelle} Zellwirkungsgrad

η_C Spannungswirkungsgrad

5.3.5 Modellergebnisse

Das Simulink-Modell wurde anhand von Labordaten erstellt und mit Hilfe von Daten eines 180 kW PEM-Elektrolyseurs während des HPEM2GAS Projektes validiert. Hierbei wurde darauf geachtet, dass sowohl die Membran-Elektrodeneinheit (MEA) als auch die Betriebsbedingungen (20 bar Kathodendruck und 55°C) im Labor und bei dem Feldtest gleich waren. Die Ergebnisse der Simulation zeigten, dass die Labordaten sehr gut mit dem Feldtest korrelierten. Durch die Simulation können reale Stoffmengen- und Volumenströme, sowie der Bedarf an elektrischer Leistung für den gesamten Leistungsbereich berechnet werden. Somit konnte im nächsten Schritt der Betrieb dieses PEM-Elektrolyseurs mit Ausfallarbeit, welche im Netz der Stadtwerke Emden anfällt, betrachtet werden. Aufgrund der Randbedingungen des Modells und den zum jetzigen Zeitpunkt fehlenden Wasserstoffabnehmern, wurde für die

Modellierung eine Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz betrachtet. Hierbei ist die Wasserstoffkonzentration aufgrund kritischer Erdgasabnehmer auf 2 vol.-% begrenzt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 28 zusammengefasst. Der blaue Graph gibt den Wasserstoffvolumenstrom wieder, welcher durch die Ausfallarbeit mit dem PEM-Elektrolyseur produziert werden könnte. Die orangenen Datenpunkte geben den maximalen Wasserstoffvolumenstrom wieder, welcher bis zum Erreichen des Grenzwerts von 2 vol.-% ins Erdgasnetz eingespeist werden könnte. Anhand der Abbildung kann man sehen, dass z. B. in den Monaten 5, 6 und 7 die produzierte Wasserstoffmenge der maximalen Einspeisung übersteigt. Das heißt hier müsste man mit einem Pufferspeicher arbeiten, um den verbleibenden nicht einspeisbaren Wasserstoff zwischen zu speichern und um diesen z. B. im 10. Monat dem Erdgasnetz zuzuführen.

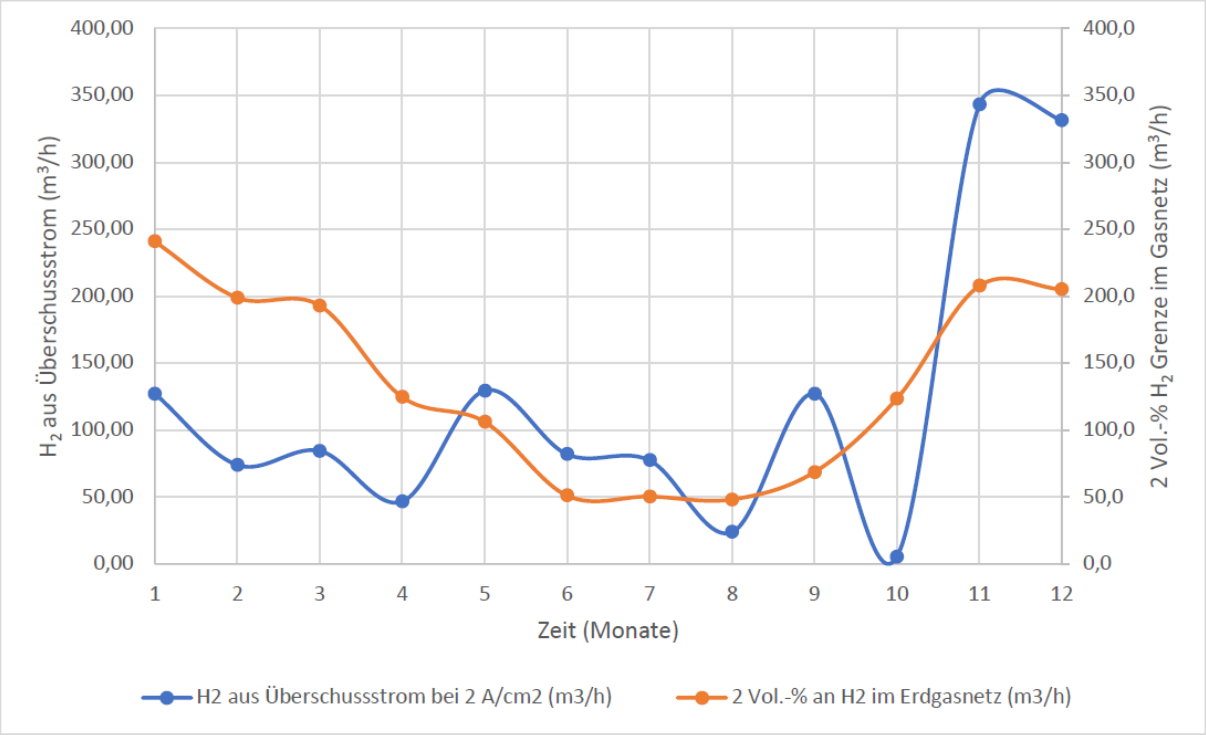

Abbildung 28: Korrelation zwischen dem Wasserstoffvolumenstrom aus der Überschussenergie zu dem maximal möglichen H2 - Einspeisestrom in das Erdgasnetz [eigene Darstellung]

5.4 Wasserstoffproduktionsszenarien

5.4.1 Aufbau eines Untersuchungsszenario

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden verschiedene Szenarien betrachtet, die sich jeweils mit verschiedenen Integrationsmöglichkeiten eines Power-to-Hydrogen-Systems beschäftigen. In dem ersten Szenario in Kapitel 5.5 wird die Power-to-Hydrogen-Anlage durch Nutzung des Stromversorgungssystems des Emder Hafens betrieben. Im darauf folgenden Kapitel 5.6 hingegen wird die Wasserstoffherstellung mittels Stromzufuhr aus Windkraftanlagen analysiert. Für die Untersuchungen wurde ein Berechnungstool erstellt, das mit Auswahl der unterschiedlichen Stromquellen, der Elektrolyseurtypen, -größen sowie Speichertechnologien und -größen die H_2-Gestehungskosten berechnet.

Das Berechnungstool errechnet aus der angeforderten Wasserstoffmenge, die sich aus den Daten der Umfrage aus Kapitel 3 ergibt und den zugrunde liegenden Wirkungsgraden der jeweiligen Elektrolyse, die Energieverbräuche, die stündliche Gasproduktion sowie die Speicherkapazitäten (Speichergrößen und -mengen). Des Weiteren wurden ökonomische Untersuchungen durchgeführt, die von hohem Interesse sind, um die Integrationsmöglichkeit einer Power-to-Hydrogen-Anlage im Emder Hafen zu untersuchen.

Zur Untersuchung der Nutzungsmöglichkeiten eines Power-to-Hydrogen-Systems, wurde im Berechnungstool ein Modell erstellt, das auf Grundlage der benötigten Wasserstoffmenge den Betrieb einer Elektrolyse simuliert. Als Leistungsgrößen der Elektrolyseure wurden jeweils 0,225 MW, 1,250 MW und 3,600 MW gewählt. Die eruierten Wasserstoffgestehungskosten dienen als Vergleichswert für die hier ausgeführten Szenarien der Wasserstoffproduktion über Netzstrom und Windstrom.

Absatzplanung
In der Absatzplanung wird die Jahresmenge an benötigten Wasserstoff, die aus der Umfrage in Kapitel 3 eruiert worden ist, auf eine wöchentliche Menge heruntergebrochen. Diese beträgt ca. 230.000 kg-H_2/Jahr. Dabei wird die Jahresmenge durch die Anzahl der Werktage pro Jahr geteilt, um einen Tagesdurchschnittswert zu erhalten. Diese Menge wird anschließend mit der Anzahl der wöchentlichen Arbeitstage multipliziert, sodass schlussendlich die durchschnittliche wöchentliche H_2-Menge als Resultat erscheint. Bei der Produktions- und Abnahmeplanung wurden Werktage abzüglich der Feiertage des betreffenden Bundeslandes beachtet. In diesem Fall wurden mit einer Arbeitswoche von Montag bis Freitag sowie die Feiertage des Bundeslandes Niedersachsen herangezogen. Die stündliche Abnahmemenge hingegen wird durch die Division der Tagesmenge mit den Tagesproduktionsstunden kalkuliert. Die Tagesproduktionsstunden sind mit einem Wert von 16 Stunden festgelegt, um einen Zweischicht Betrieb von 06:00 Uhr bis 21:00 Uhr abzubilden. Die stündliche Abnahmemenge dient anschließend als Grundlage für die Produktionsprofile.

Spezifischer Energiebedarf

Im Grundlagenkapitel der Elektrolyse (Kapitel 5.2) wurden bereits die unterschiedlichen Eigenschaften der Elektrolyseurvarianten beschrieben. Betriebsdaten von Elektrolyseuren im Megawattbereich, die Zusammenhänge zwischen Betriebstemperatur, Stromdichte und realer Zellspannung bzw. dem spezifischen Energiebedarf beschreiben, sind nicht öffentlich zugänglich. Jedoch wurden im Rahmen der Arbeit Herstellerangaben abgefragt und im Modell hinterlegt.

Stromprofilberechnung

Der Berechnung der jeweiligen Stromprofile liegen Daten aus unterschiedlichen Quellen vor. Für die Kalkulation des Netzstromprofils wurden Daten aus dem Day-ahead Markt des Jahres 2018 gewählt. Für die Berechnung der Windstromprofile hingegen konnten Daten von zwei Windstromversorgern aus Emden genutzt werden. Bei der Berechnung der Stromprofile wurden zunächst unterschiedliche ID's vergeben, die als Hilfestellung bei der Mittelwertbildung des Strompreises dienten:

Tabelle 19: Stromprofil-ID[38]

Stromprofil-ID	Uhrzeiten
Werktag_0 bis Werktag_23	0:00 bis 23:59 Uhr
MoFR_0 bis MoFR_23	0:00 bis 23: 59 Uhr
Di-Do_0 bis Di-Do_23	0:00 bis 23: 59 Uhr
Wochenende_0 bis Wochenende_23	0:00 bis 23: 59 Uhr

Dementsprechend wurden die Daten der jeweiligen Stromprofile um weitere Angaben ergänzt, die die Bildung der durchschnittlichen Strompreise ermöglicht haben:

Tabelle 20: Angaben zur Erstellung von Stromprofilen[39]

Angaben	Werte
Stunde	Vorlaufender Wert
Uhrzeit	0:00 bis 23:59 Uhr
Datum	01.01.2018 bis 31.12.2018
Wochentage	Montag bis Freitag
Tag (1)	Werktag oder Feiertag
Tag (2)	Montag bis Freitag oder Feiertag
Tag (3)	MoFR_0 bis MoFR_23 Di-Do_0 bis Di-Do_23 Wochenende_0 bis Wochenende_23 Feiertag_0 bis Feiertag_23
Tag (4)	Werktag_0 bis Werktag_23 Feiertag_0 bis Feiertag_23
Tag (5)	Werktag_Tag & Werktag_Nacht Feiertag_Tag & Feiertag_Nacht

[38] Eigene Darstellung basierend auf (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[39] Eigene Darstellung basierend auf (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

Wasserstoffproduktion

Die Abrufzeiten der Elektrolyseure sind für jeden äußeren Simulationsschritt, welcher bei den Szenarien zur Betrachtung der Netzstromnutzung und bei den Szenarien zur Ausfallarbeitszeiten der Windenergie simuliert werden, Werte im Stundenformat. Daneben werden die aktuellen Preise für die bezogene elektrische Arbeit während jedes äußeren Simulationsschritts als Parameter in das Modell überführt und enthalten als Variable einen zu definierenden maximalen Strompreis. Des Weiteren wird über einen Parameter festgelegt, welche H_2-Menge in den jeweiligen definierten H_2-Speicher produziert werden soll. Dadurch wird eine Überbelastung des Speichers vermieden.

Als Ausgangsparameter wurden die benötigte Jahresmenge an Wasserstoff, die angenommene Speichergröße und der Strombedarf der jeweiligen Elektrolyse ausgegeben. Hinzu kommt für das Szenario aus Kapitel 5.6 (Strombezug über Windkraftanalagen), die maximale Nutzung der Ausfallstunden der zu betrachtenden Windkraftanlagen. Dieser Parameter stellt für die Produktion der benötigten H_2-Menge eine Begrenzung dar, da die Ausfallzeiten von Windkraftanlagen begrenzt anfallen. Die benötigte Produktionsleistung kann allerdings über eine eingebaute Redundanz des Strombezugs aus dem Netz (Kapitel 5.5) ausgeglichen werden.

Für die unterschiedlichen Szenarien wurden wie bereits erwähnt, sowohl ein Netzprofil mit Daten aus dem Day-ahead Markt 2018, sowie zwei Windstromprofile mit Daten von zwei Windstromversorgern erstellt.

Die Berechnung der Wasserstoffproduktion geschieht über die aktuelle Leistung des Elektrolyseurs und des spezifischen Energiebedarfs zu jeder Stunde. Dazu wurden sechs ELY-Profile aufgebaut, die sich nach Elektrolyseurgröße und Speichergröße unterscheiden:

Tabelle 21: ELY-Profile[40]

ELY-Profile	ELY	Speichergröße	Strompreis max.
PEM_0225_S500	PEM – 0,225 MW	500 kg	100 €/MW
PEM_0225_S750	PEM – 0,225 MW	750 kg	100 €/MW
PEM_1250_S500	PEM – 1,250 MW	500 kg	100 €/MW
PEM_1250_S750	PEM – 1,250 MW	750 kg	100 €/MW
ALI_3600_S500	ALI – 3,600 MW	500 kg	100 €/MW
ALI_3600_S750	ALI – 3,600 MW	750 kg	100 €/MW

Wie bereits erwähnt ist die Einstellung eines maximalen Strompreises als Variable möglich, um ein Kostenmaximum zu gewähren. In der Kalkulation wurde bewusst, um eine maximale H_2-Menge ohne preisliches Maximum zu produzieren, ein überdurchschnittlicher Wert von 100 €/MW gewählt.

Durch die unterschiedlichen Produktionsszenarien Netz- und Windstrom muss bei der Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs auf die jeweilige Quelle geachtet werden. Hierbei wird zwischen ‚Leistungsaufnahme gefordert', ‚Leistungsaufnahme ELY' und ‚Leis-

[40] Eigene Darstellung

tungsaufnahme ELY – Wind‘ unterschieden. Die geforderte Leistungsaufnahme spiegelt die oben erwähnte maximal abrufbare Leistung des Elektrolyseurs wieder, dessen Abruf durch verschiedene Parameter (Strompreis und Speichergröße) gesteuert wird. Die geforderte Leistungsaufnahme wird anschließend je nach Szenario nochmals unterteilt:

Szenario Netzstrom
Beim diesem Szenario wird grundsätzlich der Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Stromnetz durchgeführt. Somit ist die gesamte Leistungsaufnahme des ELY gleich der geforderten Leistungsaufnahme.

Szenario Windkraft
Bei dem Windkraftszenario hingegen ist ein aufgeteilter Strombezug möglich. Primär ruft der Elektrolyseur die aus der WKA maximal in der Stunde zur Verfügung stehenden Leistung ab (Leistungsaufnahme ELY – Wind), die sich im Tool aus der Multiplikation der Ausfallzeit der WKA und der ELY-Leistung zusammenstellt. Gesetz dem Fall, dass eine Leistungslücke zwischen Leistungsaufnahme gefordert und Leistungsaufnahme ELY – Wind vorhanden ist, kann wie bereits erwähnt ein Ausgleich durch eine Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz ausgewählt werden (Netzausgleich). Dadurch wird eine klare Priorisierung auf die Mengenproduktion gelegt, die gleichzeitig eine Bevorzugung auf die Bezugsquelle Windkraft innehat.

Die Speichergröße pro Szenario dient ebenfalls wie das Strompreismaximum als Produktionslimitierung. Nur wenn die bereits in der Stunde zuvor produzierte H_2-Menge im Tank die definierte Speicherfüllstandmindestmenge, die sich aus der Differenz des maximalen Tankspeichervolumens und der benötigten Abnahmemenge pro Stunde zusammensetzt, unterschreitet, wird ein Leistungsabruf durchgeführt. Die max. produzierbare H_2-Menge des ELY, muss dabei kleiner sein als die benötigte Stundenabnahmemenge, da andernfalls die benötigte Stundenabnahmemenge als Maximum eingestellt wird, um keine Überproduktion im Tank zu verursachen.

Wasserstoffentnahme
Bei der Entnahme von Wasserstoff müssen einige Prämissen erfüllt werden. Diese sind zum einen die Betriebszeiten des Verladehofes, die vorab definiert sein müssen. Des Weiteren muss der Speicherfüllstand der vorherigen Stunde sowohl kleiner sein als die maximale H_2-Entnahmemenge, die gleichzeitig als benötigte Stundenabnahmemenge festgelegt ist, als auch geringer sein wie die maximale Speichergröße des Tanks. Falls einer dieser Prämissen erfüllt ist, kann die benötigte Stundenabnahmemenge entnommen werden.

Speicherbeladung
Die Beladung des Speichers hat eine vorgegebene Limitierung implementiert, um eine Überladung dessen zu vermeiden. Dabei wird die Summe aus der aktuell produzierten H_2-Menge und der im Speicher vorhandenen Menge, mit der in dieser Stunde etwaigen Entnahmemenge subtrahiert. Falls nun diese Menge die maximale Tankgröße überschreitet, findet keine Produktion / Beladung statt.

Sauerstoffproduktion
Der entstehende Sauerstoff kann über das stöchiometrische Verhältnis der Elektrolysereaktion berechnet werden. Demnach entsteht bei der Produktion von zwei Wasserstoffmolekülen ein Sauerstoffmolekül. Die entstehende Sauerstoffmenge entspricht demnach der Hälfte des produzierten Wasserstoffs.

Wasserbedarf
Der theoretische Wasserbedarf für die Produktion von einem Nm³ Wasserstoff liegt bei 0,9 Litern. Da es in der Realität jedoch hauptsächlich durch die Wasseraufbereitung zu Verlusten kommt, entsteht ein höherer Wasserbedarf, welcher sich nach mehreren Gesprächen mit unterschiedlichen Herstellern auf ca. 1,5 l/Nm³ beläuft. Dieser Faktor wird im Berechnungstool mit dem produzierten Wasserstoffvolumen multipliziert, um den Wasserverbrauch anzugeben.

Kompressor
Zur Verdichtung des Wasserstoffs wurde ein 4-stufiger Kolbenverdichter der Leobersdorfer Maschinenfabrik GmbH angenommen. Dieser hat einen Saugdruck von 29 bar und einen Ausgangsdruck von 350 bar. Eine Wasserstoffverdichtung wird benötigt, da die Befüllung der Trailer ab dem Speicher mit einem Ausgangsdruck größer 30 bar vollzogen werden muss.

Wasserstofftransport
Der Transport des produzierten Wasserstoffs wird in beiden Szenarien über einen Röhrentrailer mit 20 MPa Bündel durchgeführt. Die Speicherkapazität (netto) des Trailers liegt bei 373 kg-H_2[41] (Tabelle 5).

Wasserstoffnutzung
Die Nutzung des Wasserstoffs wird in Kapitel 3 genauer erläutert. Der hier gewählte Ansatz ist die Direktnutzung des Wasserstoffs, womit die stoffliche und energetische Weiternutzung des Wasserstoffs gemeint ist.

Wasserkosten
Im Hafen Emden betragen laut den Stadtwerke Emden die Wasserpreise K_W für Industriekunden 1,25 €/m³[42] in den Jahren 2018 und 2019. Dieser Preis bezieht sich nur auf den Wasserbezug. Abwasserkosten wurden bei dieser Betrachtung vernachlässigt, da bei der Elektrolyse kein Abwasser anfällt.

Strombezugskosten
Die Kosten für die bezogene elektrische Energie K_E ergeben sich aus der Summe der zu zahlenden Arbeitspreiskosten der elektrischen Arbeit $K_{AP,el}$, den Netznutzungsentgelten bei einer Netzstromentnahme $K_{NN,el}$ und den potenziell zu zahlenden Umlagekosten K_U. Für die Analyse wurde im H_2-Berechnungstool die Möglichkeit implementiert, die nun folgenden Strompreisbestandteile zu optimieren. Dessen Auswirkung ist für die jeweiligen Szenarien in Kapitel 5.5und Kapitel 5.6 aufgezeigt.

[41] (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[42] Stadtwerke Emden GmbH: https://stadtwerke-emden.de/fileadmin/media/dokumente/Produkte/Wasser/Downloads/160601_Wasserpreise-Allg-Tarif_2016.pdf, 28.10.2019

$$K_E = K_{AP,el} + K_{NN,el} + K_U \quad (34)$$

[43]

Netznutzungsentgelte

Für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie, erheben die Netzbetreiber Netznutzungsentgelte, welche ein angeschlossener Verbraucher entsprechend seines Strombezugs bezahlen muss. Geregelt wird die Erhebung der Netznutzungsentgelte durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)[44]. Diese Entgelte können durchaus in beiden Bezugsszenarien entstehen. Demensprechend ist bei der Kalkulation der Strombezugskosten eine Auswahlmöglichkeit integriert, um einen potenziell vorhandenen Netzanschluss auswählen zu können.

EEG-Umlage

Eine vollständige oder teilweise Befreiung der EEG-Umlagen besteht derzeit nur unter engen Voraussetzungen. Lediglich die Rückverstromung ist tatbestandliche Voraussetzung für eine komplette Befreiung nach §§ 61 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2, 61a Nr. 2 oder 3 EEG 2017. Hierbei muss der Strom direkt aus der Erzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien per Direktleitung, in Kapitel 3.3 aus WKA, also außerhalb des öffentlichen Netzes zur Power-to-Hydrogen-Anlage transportiert werden. Der Grund für diese Befreiungsregelung des Gesetzgebers, ist die Vermeidung einer Doppelbelastung des Stroms mit EEG-Umlage, um dadurch die Wirtschaftlichkeit von Speichern für erneuerbare Energie sicherzustellen. Angewandt auf die Power-to-Hydrogen-Nutzungspfade bedeutet dies, dass lediglich im Geschäftsmodell der Rückverstromung eine Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage erfolgen kann. Für stromkostenintensive Industrieunternehmen nach §§ 61 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2, 61b Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 kommt allenfalls eine EEG-Umlagereduzierung nach der besonderen Ausgleichsregelung in Betracht.

Die EEG-Umlage Betrug im Jahr 2018 6,792 Ct./kWh und beträgt im Jahr 2019 6,405 ct/kWh[45]. Für das Jahr 2020 haben die Netzbetreiber gemäß § 5 EEV zum 15. Oktober die EEG-Umlage ermittelt und veröffentlicht. Diese wird 6,756 Ct./kWh betragen und somit leicht niedriger sein als die im Jahr 2019.[46] In den Szenarien wird mit der EEG-Umlage von 6,405 Ct./kWh aus dem Jahr 2019 gerechnet.

Stromsteuer

In Deutschland unterliegt die elektrische Energie dem Stromsteuergesetz. Aus diesem Grund muss auf den elektrischen Energieverbrauch eine Stromsteuer gezahlt werden, die in den hier betrachteten Szenarien entfällt, da nach § 9a des Stromsteuergesetzes Strom, der für die Elektrolyse entnommen wurde, von der Stromsteuer befreit ist. Dies gilt allerdings nur für den unmittelbar für die Elektrolyse genutzten Strom und nur, wenn

[43] Eigene Erstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[44] Bundesnetzagentur: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/%C2%A719_strom_nev_umlage.html, 29.10.2019
[45] Netztransparenz - Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber, 2018
[46] Netztransparenz - Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber, 2019

der Betreiber des Elektrolyseurs ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist. Dies wurde in beiden Szenarien angenommen.

Sonstige Netzentgeltgekoppelte Abgaben

Bei der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes fallen sowohl die Netzentgelte als auch folgende netzentgeltgekoppelte Abgaben an:

- § 2 Konzessionsabgabe[47]: 0,11 ct/kWh
- § 18 AbLaV-Umlage[48]: 0,011 ct/kWh
- §§ 26 ff. KWKG-Umlage[49]: 0,345 ct/kWh
- § 17 Offshore-Haftungsumlage[50]: 0,049 ct/kWh
- § 19 StromNEV-Umlage[51]: 0,050 ct/kWh

Die in den Szenarien angesetzten Werte beziehen sich auf das Jahr 2018 für die Letztverbrauchergruppe B, da eine Stromverbrauchsmenge in beiden Szenarien von 1.000.000 kWh überschritten worden ist.[52]

Speicherkosten

Wie bereits in Kapitel 5.3 aufgezeigt, gibt es für den Energieträger Wasserstoff unterschiedliche Speichermethoden mit unterschiedlichen Speicherkosten $K_{Speicher-Inv.}$.

In der Analyse wurden verschiedene Methoden betrachtet, verglichen und mit Werten versehen. Diese sind in Tabelle 22 dargestellt.

Dementsprechend lassen sich, wie in Abbildung 29 dargestellt, Aussagen über das Verhältnis von Speicherdruck zu den spezifischen Investitionskosten tätigen. Je höher der Nenndruck, desto höher die spez. Investitionskosten.

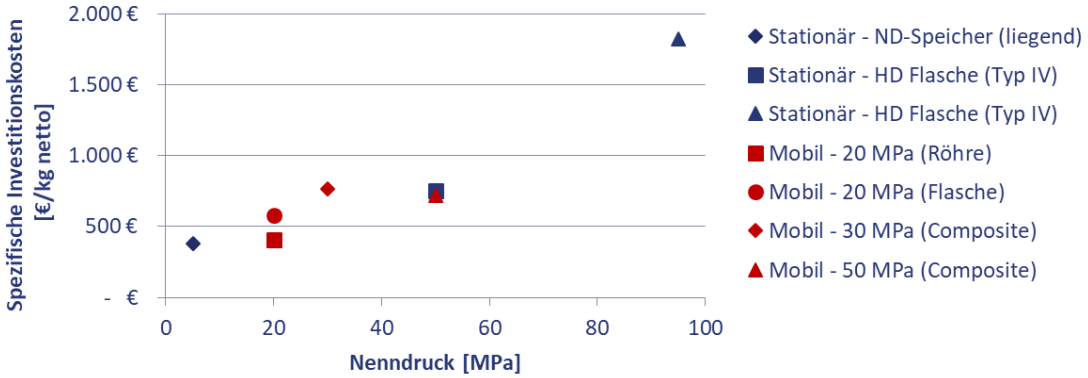

Abbildung 29: Spezifische Investitionskosten je Nenndruck[53]

[47] (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2019)
[48] (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2019)
[49] (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2019)
[50] (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2019)
[51] (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2019)
[52] (Netztransparenz - Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber, 2019)
[53] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

Tabelle 22: Spezifische Investitionskosten je Speichermethode[54]

Speicher-form	Stationär				Mobil			
	ND-Speicher	Flasche (Typ IV)	Flasche (Typ III)	Flasche (Typ II)	Röhre	Flasche	Compo-site 30MPa	Compo-site 50MPa
Speicher-typ	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Minimal-druck [MPa]	2	2	2	2	2	2	2	2
Nenndruck [MPa]	5	50	95	50	20	20	30	50
Volumen [Liter]	110.000	530	255	50	25.000	37.000	40.000	30.000
Speicher-kapazität (brutto) [kg-H2]	446	17	12	2	373	552	847	952
Speicher-kapazität (netto) [kg-H2]	264	16	12	2	331	491	781	903
Investiti-onskosten [€]	100.000	12.000	22.000	850	135.000	285.000	600.000	650.000
AFA Spei-cher [€/kg]	378,49	752,41	1823,69	564,94	407,30	580,98	768,30	720,02
Lebens-dauer [a]	20	20	20	20	20	20	20	20
CAPEX Refurbish-ment [€]	33.000	3.960	7.260	281	44.550	94.050	198.000	214.500
Opex (fix) [%]	4	4	4	4	4	4	4	4
spezifische Investiti-onskosten (brutto) [€/kg]	**224,25**	**713,25**	**1.762,15**	**535,54**	**362,17**	**516,61**	**708,36**	**682,55**

Transportkosten

Zur Kalkulation der Transportkosten $K_{Trans.}$ wurden zunächst unterschiedliche Transportvarianten eruiert. Je nach Transportvariante konnten unterschiedliche Transportkosten definiert werden, die in den einzelnen Szenarien eingepreist wurden:

[54] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

Tabelle 23: Transportkosten von Wasserstoff für verschiedene Technologien[55]

Transportart	Kosten $/(kg·100 km)
Pipeline*	1,0
Flüssig über Straßenverkehr*	0,5
Wasserstoffrohranhänger*	2,0
Gebundener Wasserstoff (LOHC)**	0,4

Für diese Analyse wurde die Transportvariante CH_2 gewählt, da eine Transportentfernung unter 100 km vorliegt und sich demnach keine Verflüssigung in LH_2 oder Hydrierung (LOHC) aus energetischen und ökonomischen Gründen lohnt.[56]

Kapitalkosten

Der Betrachtungszeitraum aller Szenarien beträgt ein Jahr. Um die Investitionskosten im Betrachtungszeitraum zu berücksichtigen, wurde die Annuitätenmethode gewählt. Diese Methode erlaubt es die Investitionskosten gleichmäßig auf die einzelnen Jahre des Abschreibungszeitraums umzulegen. Die Gesamtinvestitionskosten $K_{Gesamt-Inv}$ der Anlage setzen sich zusammen aus den Investitionskosten der Elektrolyse $K_{ELY-Inv.}$, den Investitionskosten des Kompressors $K_{Komp.-Inv.}$, des Speichers $K_{Speicher-Inv.}$, der Trailerbefüllung $K_{Trailer-Inv.}$ und des Detail Engineering inkl. Projektmanagement $K_{DEng.-Inv.}$.

$$K_{\substack{Gesamt-Inv \\ [€]}} = \left(K_{ELY-Inv.} + K_{Komp.-Inv.} + K_{Speicher-Inv.} + K_{Trailer-Inv.} + K_{DEng.-Inv.}\right) - E_{CAPEX-Förderung} \quad (35)$$

[57]

Für die Elektrolyse wurden außerhalb der reinen Gerätekosten K_{ELY} noch Civil works Kosten K_{ELY-CW} sowie elektrische Anbindungskosten inkl. Montage $K_{ELY-Anb.}$ betrachtet:

$$K_{ELY-Inv.}[€] = K_{ELY} + K_{ELY-CW} + K_{ELY-Anb.} \quad (36)$$

[58]

Des Weiteren kommen Investitionskosten für den Kompressor $K_{Komp.-Inv.}$ hinzu, die ebenfalls zu den reinen Gerätekosten $K_{Komp.}$ noch mit Civil works Kosten $K_{Komp.-CW}$ zu versehen sind:

[55] * Singh, et al., 2015: https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v51y2015icp623-633.html, 13.10.2019**; **** Hurskainen & Kärki, 2018: https://www.vtt.fi/sites/lohcness/Documents/LOHCNESS_WP1_Hurskainen_H2seminar_7.11.2018_public.pdf, 30.10.2019

[56] Hurskainen & Kärki, 2018: https://www.vtt.fi/sites/lohcness/Documents/LOHCNESS_WP1_Hurskainen_H2seminar_7.11.2018_public.pdf, 30.10.2019

[57] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

[58] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

$$K_{Komp.-Inv.}[€] = K_{Komp.} + K_{Komp.-CW} \quad (37)$$

[59]

Weitere Bestandteile der Investitionskosten sind wie bereits oben beschrieben die Speicherkosten, die sich ebenfalls aus Gerätekosten $K_{Speicher}$ und Civil works Kosten $K_{Speicher-CW}$ zusammensetzen:

$$K_{Speicher-Inv.}[€] = K_{Speicher} + K_{Speicher-CW} \quad (38)$$

[60]

Bei den Investitionskosten für die Trailerbefüllung kommen noch Kosten für die Montage hinzu:

$$K_{Trailer-Inv.}[€] = K_{Trailer} + K_{Trailer-CW} \quad (39)$$

[61]

Für das Detail Engineering und Projektmanagement wurden noch Kosten für das BoP (Blow Out Preventer) inkl. interconnecting piping und MSR (Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik) K_{BoP}, die Civil works Kosten, TÜV approval $K_{DEng.-CW}$, generelle Projektmanagement-Kosten sowie Interface Management Kosten $K_{PM,Int.Mgn.}$ betrachtet. Abzüglich dieser Investitionskosten können noch etwaige CAPEX-Förderungen $E_{CAPEX-Förderung}$ subtrahiert werden.

$$K_{DEng.-Inv.}[€] = K_{BoP} + K_{DEng.-CW} + K_{PM,Int.Mgn.} \quad (40)$$

[62]

Abschreibungsdauer

Die Abschreibungsdauer τ wurde für jedes Bauteil ermittelt. Für die Kalkulation des Annuitätenfaktors wurde die aus den Komponenten kleinste Dauer mit 19,03 Jahren angenommen. Die 19,03 Jahre sind bei der Elektrolyse wiederzufinden. Hierbei wurde der kleinste Wert im Vergleich zur Division der Stack-Lebensdauer des ELY, mit den Betriebsstunden pro Jahr des ELY und einer Lebensdauer des Stacks von 10 Jahren angenommen. Das Ergebnis von 9,51 Jahren, wurde mit dem Faktor 2 multipliziert, da eine Reinvestition in ein neues Stack nach 9,51 Jahren nötig sein wird. Ebenfalls wurde ein üblicher Zinssatz z von 3 % p.a. angenommen. Aus diesen Werten lässt sich der Annuitätsfaktor wie folgt berechnen:

$$A_F = \frac{\frac{z}{100\%} \cdot \left(1 + \frac{z}{100\%}\right)^{\tau}}{\left(1 + \frac{z}{100\%}\right)^{\tau} - 1} \quad (41)$$

[63]

Aus der Multiplikation von Annuitätsfaktor A_F und Investitionskosten $K_{Gesamt-Inv.}$, lassen sich die jährlichen Kapitalkosten k_{Inv} errechnen.

[59] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[60] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[61] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[62] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[63] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

$$k_{Inv}[€] = K_{Gesamt-Inv.} \cdot A_F \quad (42)$$

[64]

OPEX fix

Die Kosten für die Wartung, den Betrieb und die Versicherung einer Anlage werden üblicherweise als jährlicher Anteil von den Investitionskosten angegeben.

In der Kalkulation wurde für die Elektrolyse ein fixer OPEX Satz z_{ELY} von 2 % angesetzt, der die Wartungs-, -betriebs und -versicherungskosten widerspiegelt. Für den Kompressor hingegen ein Satz $z_{Komp.}$ von 4 %, da dort die Wartungs- und Betriebskosten höher ausfallen.

$$K_{OPEX-fix}[€] = (K_{ELY} \cdot z_{ELY}) + (K_{Komp.} \cdot z_{Komp.}) \quad (43)$$

[65]

OPEX variabel

Variable Kosten die außerhalb von Wartung, Betrieb und Versicherung wiederzufinden sind, wurden als variable OPEX Kosten zusammengefasst. Dazu zählen die Transportkosten $K_{Trans.}$, die Strombezugskosten pro MWh/a K_E, sowie die Wasserkosten K_W. Die Multiplikation dieser Kosten mit dem Stromverbrauch V_E ergibt schlussendlich die Summe der variablen OPEX:

$$K_{OPEX-var.}[€] = (K_{Trans.} + K_E) \cdot V_E + K_W \quad (44)$$

[66]

Bei der Kalkulation der Wasserstoffgestehungskosten müssen schließlich die hier integrierten Transportkosten aus den variablen OPEX subtrahiert und separat angesetzt werden.

Wasserstoffgestehungskosten

Mit den oben genannten fixen und variablen OPEX, sowie den Gesamtinvestitionskosten, die eine etwaige CAPEX-Förderung beinhalten, ist es möglich die Wasserstoffgestehungskosten zu berechnen. Diese setzen sich aus der Summe der einzelnen Kostenarten, dividiert durch die produzierte Wasserstoffmenge [kg] M_{H2}, im Betrachtungszeitraum zusammen.

$$K_{H2}[\frac{€}{kg}] = \frac{K_{Invest} + K_{OPEX-var.} + K_{OPEX-fix}}{M_{H2}} \quad (45)$$

[67]

[64] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[65] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[66] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[67] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

5.5 Wasserstofferzeugung durch Netzstrom

Als mögliche Bereitstellungsoption wird in diesem Kapitel die Erzeugungsmöglichkeit von Wasserstoff mittels einer netzgebundenen Elektrolyse im Emder Hafen analysiert, bei der zwei der drei grundsätzlichen Elektrolyseverfahren, die alkalische Elektrolyse und die Proton-Exchange-Membran (PEM) Elektrolyse, überprüft werden.

In Abhängigkeit vom Strompreis, sowie die jährlichen Betriebszeiten der Elektrolyse, erfolgt eine erste Erhebung der ökologischen und ökonomischen Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff im gesamten Emder Hafengebiet. Dabei wird in diesem Szenario, das als Referenzszenario für das Vergleichsszenario in Kapitel 5.6 dienen soll, der Fokus auf den Strombezug aus dem öffentlichen Netz gelegt. Diese Stromquelle enthält somit die vollen Umlagekosten (z.B. EEG-Umlage) des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz und soll dabei darstellen, welche regulatorischen Parameter für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Elektrolyse angepasst werden müssen.

5.5.1 Zusätzliche Erträge durch Nutzung der Regelleistung

Die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ist mit einem Power-to-Hydrogen-System möglich. Der Vorteil einer Bereitstellung von Regelleistung ist es, durch die Vergütung der Leistungsvorhaltung einen zusätzlichen finanziellen Vorteil zu generieren. Neben den zusätzlichen Einnahmen durch die Leistungsvorhaltung, können bei der Sekundärleistung und Minutenreserve zudem günstige Arbeitspreise erreicht werden.

Je nach Umsetzung des Power-to-Hydrogen-Systems kann eine PtH-Anlage nur negative Regelleistung oder positive und negative Regelleistung zur Verfügung stellen. Da eine PtH-Anlage der Grundidee entsprechend mit Energieüberschüssen betrieben werden soll, ist es nicht vorgesehen positive Regelenergie mithilfe der Elektrolyse bereitzustellen.

Bei der Bereitstellung von Primärregelleistung muss immer gleichzeitig positive und negative Regelleistung in einer Größe von mindestens 1 MW vorgehalten werden. Eine Nutzung von PtH zur Bereitstellung von Primärregelleistung sollte aufgrund der oben genannten Gründe nur stattfinden, wenn eine zusätzliche Erzeugungseinheit vorhanden ist. Als weitere Anforderung muss die volle Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen. Dies muss durch die Elektrolyse und die Erzeugungseinheit gewährleistet werden.

Bei der Sekundärregelleistung werden positive und negative Regelleistung getrennt ausgeschrieben. Es ist also möglich hier nur die negative Regelleistung zu bedienen und damit Energieüberschüsse zu nutzen. Die Mindestleistung bei der Sekundärregelleistung beträgt 5 MW. Diese Leistung kann jedoch auch mithilfe eines Pools aus mehreren Einheiten erreicht werden. Die Mindestleistung einer Einheit im Pool beträgt 1 MW.[68] Die volle Leistung muss innerhalb von 5 Minuten erbracht werden. Neben der Vergütung der Leistungsvorhaltung wird bei der Sekundärregelleistung auch die Arbeit abgerechnet. Bei der negativen Sekundärregelleistung sind dabei sowohl positive als

[68] (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2012)

auch negative Arbeitspreise möglich. Das heißt, im Falle von positiven Arbeitspreisen muss die entnommene Energie für die Elektrolyse dem Netzbetreiber vergütet werden. Bei negativen Arbeitspreisen muss hingegen der Netzbetreiber die entnommene Leistung gegenüber dem Betreiber der Power-to-Hydrogen-Anlage vergüten. Auf diese Weise ergäbe sich neben der Vergütung der Leistungsvorhaltung ein zusätzlicher finanzieller Vorteil durch die zusätzliche Vergütung der entnommenen Arbeit. Die Möglichkeiten eines Power-to-Hydrogen-Systems zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

5.5.2 Daten für Szenario

Strompreise

Um das Szenario mit den dazugehörigen Strompreisen zu generieren, werden grundsätzliche Marktdaten aus dem Day-ahead Markt benötigt. Die Auswertung der Daten ergibt wie bereits in Kapitel 5.4 erläutert, ein Netzprofil, das aufzeigt mit welchen Preisen die Elektrolyse an bestimmten Zeiten produzieren kann. Ein wesentlicher Teil des Handels mit Strom findet auf dem Day-ahead-Markt statt. Dieser Markt ist ein Spotmarkt, an dem jeweils Stromlieferungen für den darauffolgenden Tag gehandelt werden. Dies hat zur Folge, dass Stromerzeuger die Fahrpläne der Kraftwerke für den kommenden Tag planen können.

In Abbildung 30 ist zu erkennen, dass die höchsten Marktpreise in den Werktagen von Montag bis Freitag zwischen 06:00 Uhr und 18:00 Uhr vorhanden sind. In diesem zeitlichen Rahmen wird ebenfalls der Verladehof der Wasserstoffproduktion betrieben, wie in Kapitel 5.4 erläutert. Dies hat zur Folge, dass eine kostengünstige Produktion mit anschließender Speicherung des Wasserstoffs zu Zeiten mit niedrigem Preisniveau (19:00 Uhr bis 06:00 Uhr) zu erreichen ist.

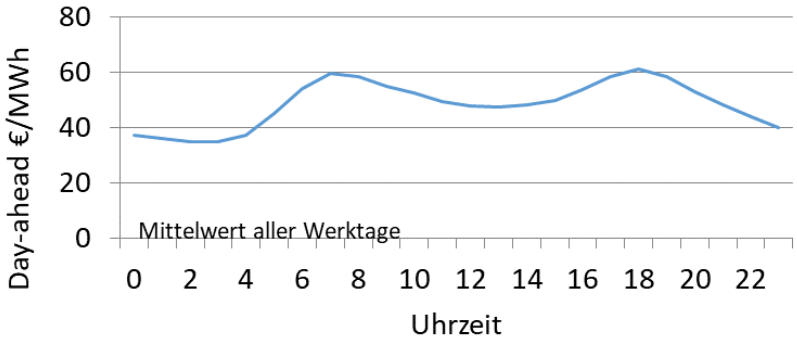

Abbildung 30: Day-ahead Marktpreis – Mittelwert aller Werktage[69]

Anders verhält es sich an den Wochenendtagen, an denen wie aus Abbildung 31 zu erkennen, die Marktpreise im Vergleich zu den Werktagen so gut wie konstant niedrig bleiben. Hier ist eine Produktion mit anschließender Speicherung des Wasserstoffs ebenfalls zu empfehlen.

[69] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

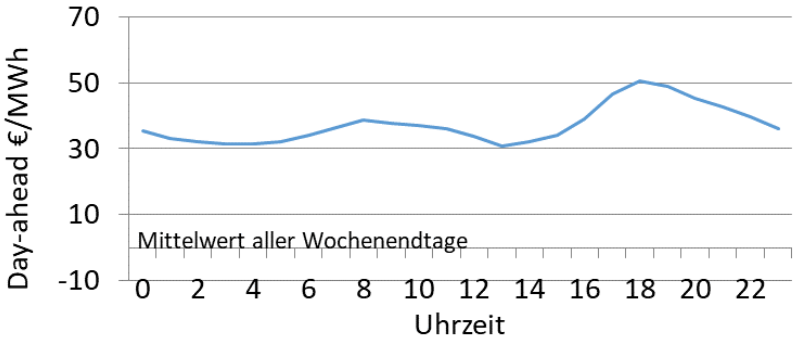

Abbildung 31: Day-ahead Marktpreis – Mittelwert aller Wochenendtage[70]

Bei einer Mittelung der gesamten Day-ahead Marktpreise für das ganze Jahr 2018, ist auf Abbildung 32 zu erkennen, dass eine Produktionsanlage mit ca. 5.000 Betriebsstunden pro Jahr auf einen gemittelten Strompreis von ca. 44,47 €/MWh kommt.

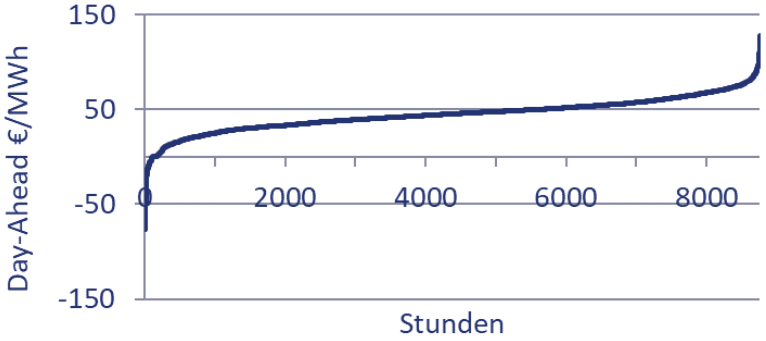

Abbildung 32: Mittelwert Day-ahead-Marktpreis auf das gesamte Jahr 2018[71]

Die Strombezugskosten setzen sich schließlich für dieses Szenario, wie in der Abbildung 33 dargestellt, aus folgenden Bestandteilen zusammen:

[70] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)
[71] Eigene Darstellung nach (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019)

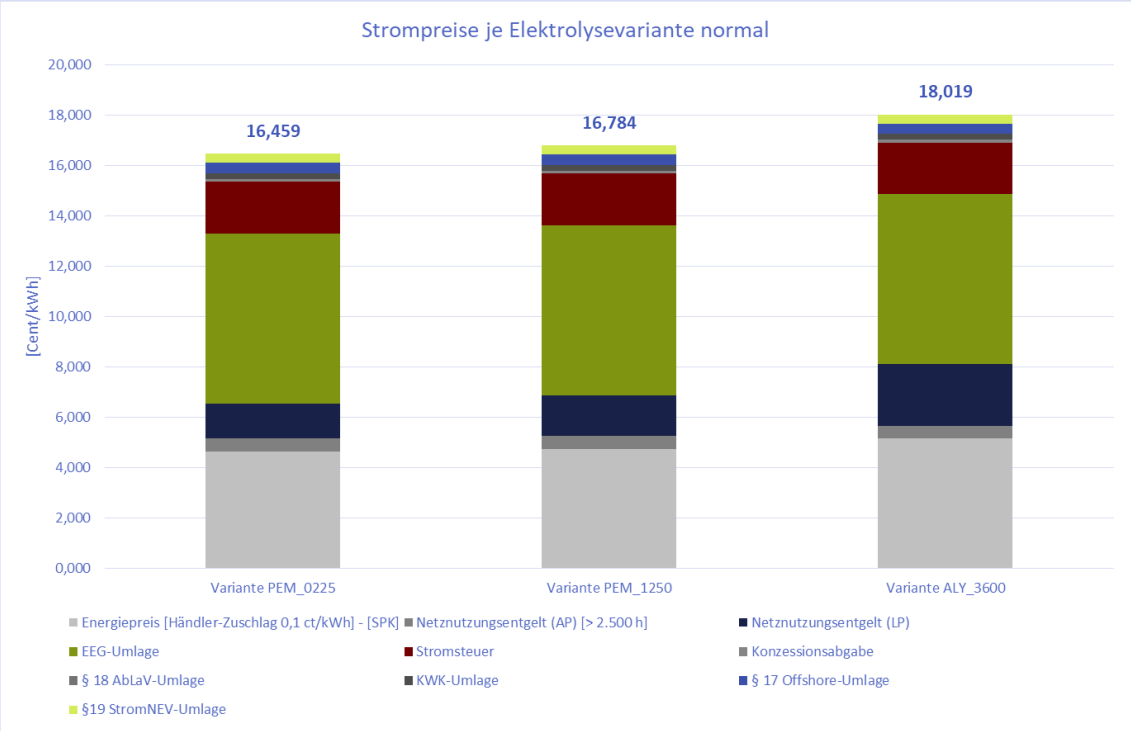

Abbildung 33: Strompreise je Elektrolysevariante – Szenario Netzstrom

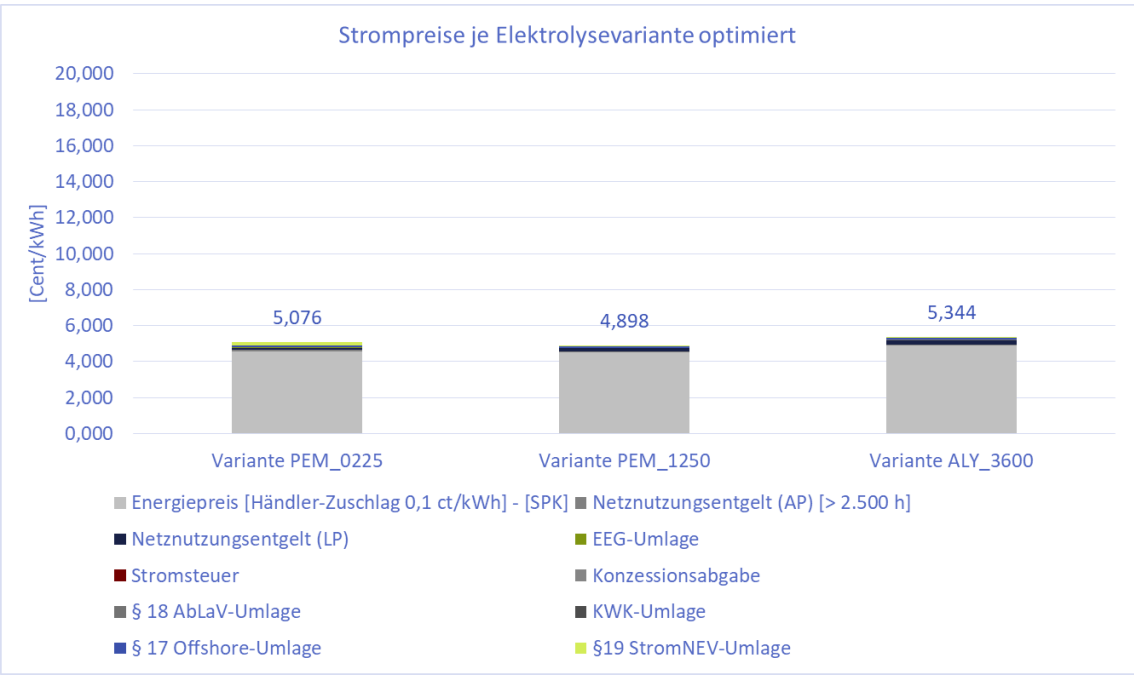

Abbildung 34: Strompreise je Elektrolysevariante (optimiert) – Szenario Netzstrom

Zu beachten ist hierbei, dass ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises der Leistungspreis ist, der hier als Cent/kWh in den Arbeitspreis integriert wurde. Dies ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit mit anderweitigen Szenarien und Elektrolyseurgrößen.

5.5.3 Ergebnisse des Szenarios Netzstrom

Die Auswertung der Simulationsergebnisse wird in diesem Kapitel in Tabellen und Abbildungen zusammengefasst dargestellt. Dabei werden die Ergebnisse der ALI_3600 Variante mit einer Wasserstoffspeichergröße von 750 kg aufgezeigt.

Das wichtige Kriterium zur Bewertung der unterschiedlichen Szenarien sind die Wasserstoffgestehungskosten, welche das produzierte Wasserstoffvolumen mit den dafür anfallenden Kosten in Verbindung bringen. Allerdings dienen die Wasserstoffgestehungskosten nicht als alleiniges Bewertungskriterium, da dadurch noch keine Aussage über das produzierte Wasserstoffvolumen und die aufgenommene elektrischen Energie stattfindet. Demnach sind auch gleichzeitig diese Werte betrachtet worden. Die nachfolgenden Tabellen geben zunächst die Ergebnisse der Simulationen und der wirtschaftlichen Betrachtungen des Szenarios zur Wasserstoffproduktion durch Nutzung von Netzstrom wieder. Der Untersuchungszeitraum in diesem Kapitel bezieht sich vom 01.01.2018 zum 31.12.2018.

In Tabelle 24 ist zu erkennen, wie unterschiedlich die H2-Gestehungskosten im direkten Vergleich der einzelnen Produktionsvarianten sind. Dabei ist allerdings festzuhalten, dass die gewünschte Produktionsmenge lediglich über die Variante ALI_3600 zu erreichen ist. Des Weiteren wird in Abbildung 35 deutlich, in welchem Rahmen sich die Gesamtinvestitionskosten für eine Wasserstoffproduktion und –transport bis zum Endabnehmer befinden.

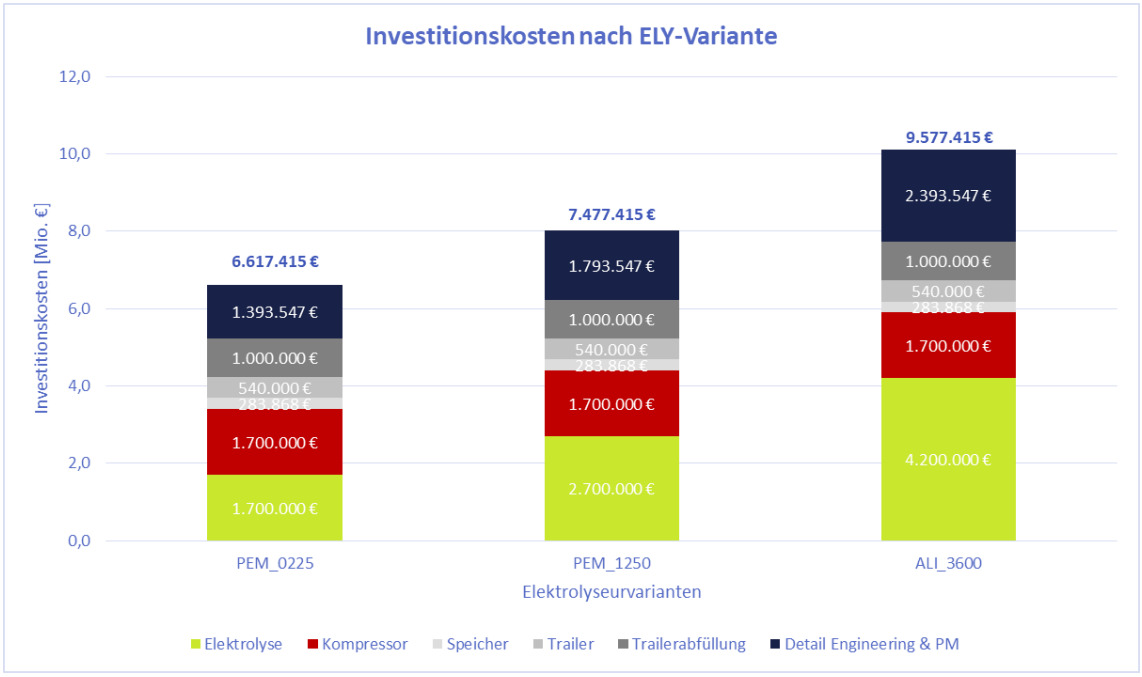

Abbildung 35: Investitionskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Netzstrom

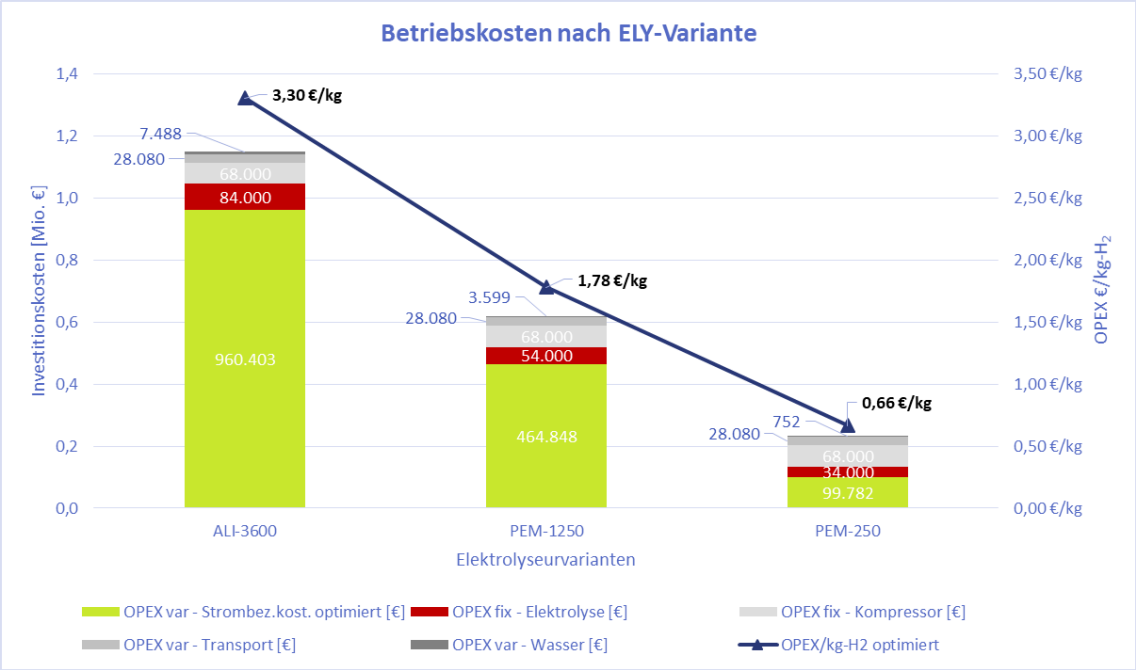

Abbildung 36: Betriebskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Netzstrom (optimiert)

Eine Übersicht der Simulationsergebnisse der Wasserstofferzeugung mit Netzstrombezug und dem Einsatz einer Alkali-Elektrolyse mit 3,6 MW Leistung, einem Kolbenverdichter, dem Wasserstofftransport über einen Röhren-LKW (Kapitel 5.4) und einem H2-Speicher von 750 kg, werden in Abbildung 33, Abbildung 34 und Abbildung 35 sowie in Tabelle 24 aufgezeigt.

Tabelle 24: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für das Szenario Netzstrom (ALI-3,600 MW & 750 kg Speicher)

Simulationsergebnisse	**Variante ALI-3600_S750_KKolben_TRöhre**							
Speichertyp	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Betriebsstunden [h]	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Wasserstoffproduktion [kg]	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975
Sauerstoffproduktion [Nm³]	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907
Wasserverbrauch [m³]	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990
Elektrische Arbeit [kWh]	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200
CAPEX [€]	10.117.415	10.397.857	11.201.314	10.257.250	10.139.022	10.269.284	10.409.774	10.373.560
CAPEX - Elektrolyseur [€]	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000
CAPEX Annuität - Elektrolyseur [€]	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921
CAPEX - Kompressor [€]	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000
CAPEX Annuität - Kompressor [€]	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267
CAPEX - Speicher [€]	283.868	564.310	1.367.767	423.702	305.475	435.737	576.227	540.013
CAPEX Annuität - Speicher [€]	19.080	37.930	91.935	28.479	20.533	29.288	38.731	36.297
CAPEX - Trailer [€]	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000
CAPEX Annuität - Trailer [€]	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296
CAPEX - Trailerbefüllung [€]	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
CAPEX Annuität- Trailerbefüllung [€]	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216
CAPEX - DE & PM [€]	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547
CAPEX Annuität - DE & PM [€]	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933
CAPEX-Förderungsanteil [€]	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX Annuität - Förderungsanteil [€]	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX - Strom normal [€]	3.425.774	3.425.774	3.425.774	3.425.774	3.425.774	3.425.774	3.425.774	3.425.774
OPEX - Strom optimiert [€]	1.147.971	1.147.971	1.147.971	1.147.971	1.147.971	1.147.971	1.147.971	1.147.971
OPEX var - Transport [€]	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080
OPEX var - Strombez.kost. normal [€]	3.238.206	3.238.206	3.238.206	3.238.206	3.238.206	3.238.206	3.238.206	3.238.206
OPEX var - Strombez.kost. optimiert [€]	960.403	960.403	960.403	960.403	960.403	960.403	960.403	960.403
OPEX var - Wasser [€]	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488
OPEX fix - Elektrolyse [€]	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000
OPEX fix - Kompressor [€]	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000
Wasserstoffgestehungskosten (Strom normal) [€/kg]	**11,48**	**11,54**	**11,69**	**11,51**	**11,49**	**11,51**	**11,54**	**11,53**
Wasserstoffgestehungskosten (Strom optimiert) [€/kg]	**5,14**	**5,19**	**5,34**	**5,16**	**5,14**	**5,17**	**5,19**	**5,19**

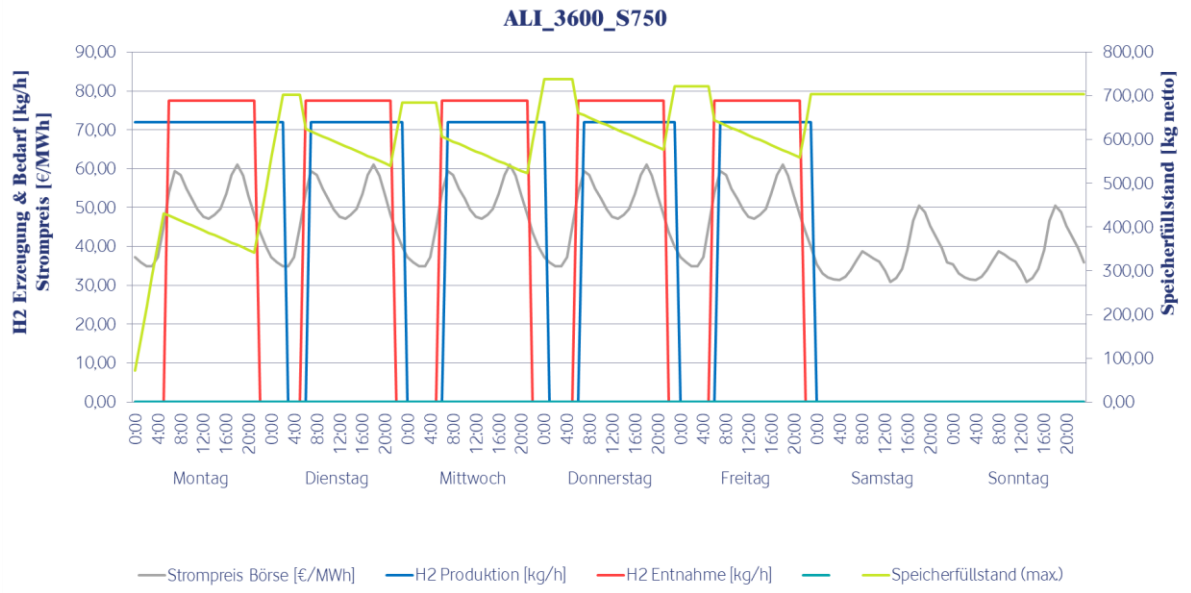

Abbildung 37: Produktionsübersicht Szenario Netzstrom ALI_3600_S750

Aus den Simulationsergebnissen lässt sich feststellen, dass die geforderte Wasserstoffmenge aus Kapitel 3 im Szenario S1_30 von ca. 350.000 kg/Jahr nur mit der ALI_3600 Variante gewährleistet werden kann. Dies hat den Hintergrund, dass die maximal produzierbare Menge durch mehrere Parameter begrenzt wird. Die hierbei produzierbare Wasserstoffmenge beläuft sich auf ca. 358.000 kg pro Jahr, mit einem Jahreswasserbedarf von ca. 5.590 Nm³.

Die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten bei Auswahl des Speichertyps I in der Produktionsvariante ALI_3600, belaufen sich auf 11,48 €/kg bei normalem Strompreis ohne Reduzierungen und bei 5,14 €/kg bei einem optimierten Strompreis.

Es ist festzustellen, dass eine hohe Anlagenauslastung von 8.410 Stunden pro Jahr zur Produktion der geforderten Jahresmenge an Wasserstoff benötigt wird. Diese hohe Auslastung kann sich auf Bauteile der Anlage auswirken und ist bei einer Anlagenplanung zu beachten. Ca. 1.994.000 Nm³ Sauerstoff entstehen in dieser Variante zusätzlich zur der H_2-Produktion, die ebenfalls weitervermarktet oder lokal genutzt werden können.

5.6 Wasserstofferzeugung durch Windstrom

5.6.1 Nutzung der Ausfallarbeit für die Erzeugung von Wasserstoff

Das in Kapitel 5.5 untersuchte Szenario fokussierte den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz im Emder Hafengebiet, der Netzentgelte, Umlagen und Abgaben enthält. Die in diesem Szenario durchgeführte Analyse, betrachtet hingegen eine direkte Anbindung einer Elektrolyse an die in der Stadt Emden bereits vorhandenen Windkraftanlagen ohne vollständige Nutzung der öffentlichen Netze. Dieses führt zu einer überwiegenden Vermeidung der Netzentgelte und somit zu einer Erzielung niedriger Strombezugskosten bei der Erzeugung von Wasserstoff. Hierfür wurde u.a. die direkte Anbindung aus den Windparks eines in Emden ansässigen Windstromversorgers (WKA Betreiber 1) mit einer maximalen Leistung von ca. 50 MW untersucht, die sich in unmittelbarer Nähe (max. 25 km) zum Emder Hafen befinden. Ebenfalls liegen der Untersuchung Daten eines zweiten WKA Betreibers (WKA Betreiber 2) mit einer Leistung von ca. 10 MW zugrunde, die in eine eigenständige Kalkulationsvariante eingeflossen sind. Aus Geheimhaltungsgründen ist die namentliche Nennung der beiden Windstromversorger nicht möglich.

Bei der Analyse wurden Parameter wie Anbindungsmöglichkeiten, jahreszeitliche Stromverfügbarkeit (Überschussstrom) mit der daraus abgeleiteten Ausfallzeit, sowie sicherheitstechnische Betriebsfaktoren analysiert. In der Untersuchung ließen sich neben den Wasserstofferzeugungsmengen ebenfalls Kapazitätsgrößen für den Elektrolyseur ableiten, die als Grundlage für die Kalkulation der H_2-Gestehungskosten dienen.

5.6.2 Daten für Szenario

Strompreise

Da die generelle Datenbeschaffung bei beiden WKA-Betreibern nicht im vollen Umfang möglich war, wurden für die Kalkulation beider Windstromprofile Daten der Einspeisevergütung vom WKA-Betreiber 2 herangezogen.

Die Einspeisevergütung betrug für eine WKA, die im Jahre 2007 in Betrieb gegangen ist, 0,0819 €/kWh und für die zweite WKA 0,0803 €/kWh die im Jahr 2008 in Betrieb genommen wurde.[72] Gemittelt beträgt die in der Kalkulation angenommene Einspeisevergütung 0,0811 €/kWh. Dies bedeutet für den WKA-Betreiber, dass konstante Ertragsmöglichkeiten für eine zukünftige Wasserstoffproduktion möglich sein können. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass niedrigere Strompreise für die Wasserstoffproduktion essenziell sind und eine geringere Vergütung des WKA-Betreibers aus Sicht des Wasserstoffproduzenten angestrebt werden sollten.

Die Strombezugskosten setzen sich schließlich für dieses Szenario, wie in der Abbildung 38 dargestellt, aus folgenden Bestandteilen zusammen:

[72] (Clearingstelle EEG KWKG, 2006)

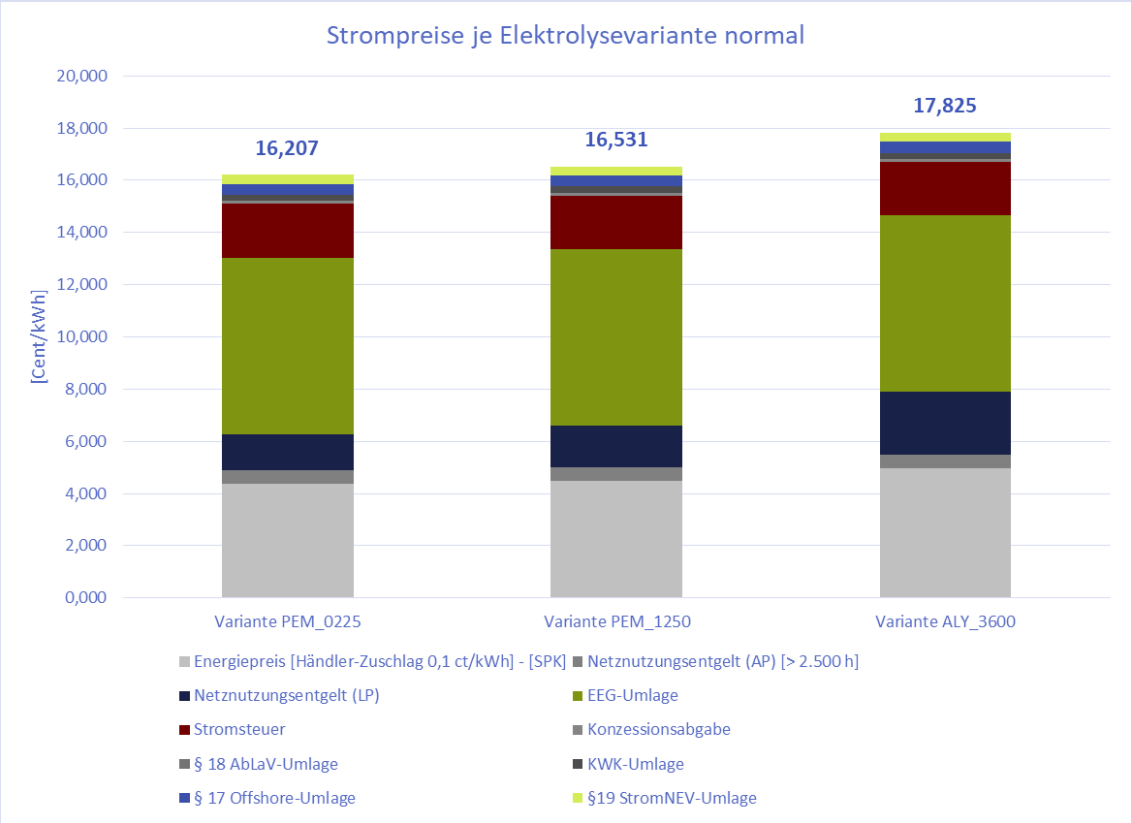

Abbildung 38: Strompreise je Elektrolysevariante – Szenario Windstrom

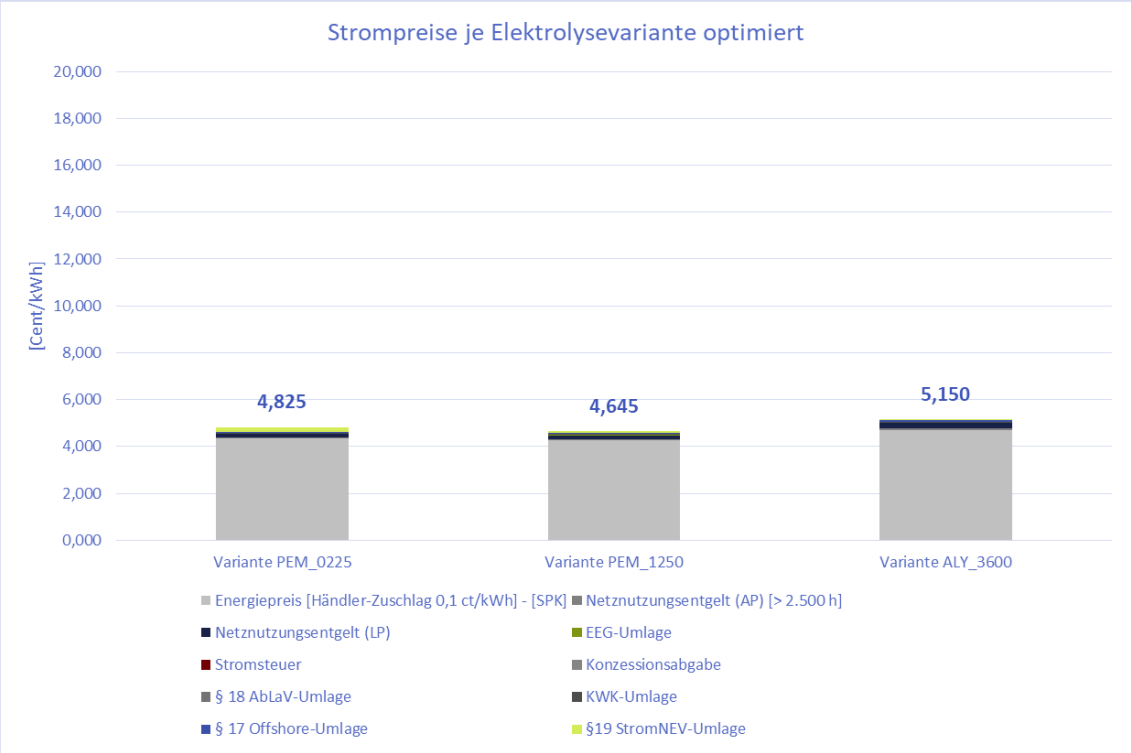

Abbildung 39: Strompreise je Elektrolysevariante (optimiert) – Szenario Windstrom

Zu beachten ist hierbei, dass ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises der Leistungspreis ist, der hier als Cent/kWh in den Arbeitspreis integriert wurde. Dies ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit mit anderweitigen Szenarien und Elektrolyseurgrößen.

Ausfallarbeit

Die Ausfallarbeit beschreibt den entstehenden Energieverlust bei der Abregelung durch das Einspeisemanagement. Die als Ausfallarbeit zusammengefasste Energiemenge ist die, die über die Netznutzungsentgelte entschädigt wird. Nach der [2] haben Anlagenbetreiber gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 EEG, deren Einspeisung aufgrund eines Netzengpasses im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 1 EEG reduziert wird, einen Anspruch auf Entschädigung. Für die Ermittlung der Ausfallarbeit können für die verschiedenen Energieträger unterschiedliche Verfahren zur Anwendung kommen. Dabei wird zwischen einem pauschalen Verfahren, dass die Ermittlung der Ausfallarbeit vereinfachen soll und somit zu einer Minimierung des administrativen Aufwands bei Netzbetreibern und Anlagenbetreibern führt, sowie dem Spitzabrechnungsverfahren unterschieden.

Die Abrufprofile für das Elektrolysemodell beruhen auf Daten der Ausfallarbeit und der daraus ermittelten Ausfallzeiten zur geplanten und tatsächlichen Windenergieeinspeisung. Wie bereits erwähnt konnten aussagekräftige Daten lediglich vom WKA-Betreiber 2 angewendet werden.

In Abbildung 40 und Abbildung 41 sind die Ausfallzeiten des WKA-Betreibers 2 abgebildet, die für die Analyse dieses Szenarios hinzugezogen worden sind:

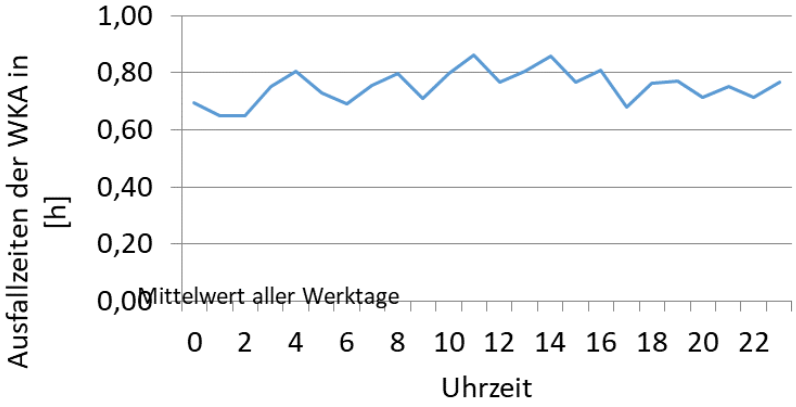

Abbildung 40: Gemittelte Ausfallzeiten der WKA an allen Werktagen[73]

In Abbildung 40 ist zu erkennen, dass die Ausfallzeiten in den Werktagen von Montag bis Freitag relativ konstant verteilt sind. Diese Zeiten gehen demnach nicht mit den Strombörsenpreisen einher, die in Kapitel 5.5.2 aufgezeigt worden sind. Wie auch im Szenario Netzstrom erläutert, sollte im Öffnungszeitraum des Verladehofs die Wasserstoffproduktion betrieben werden, um eine gleichzeitige Produktion und Entnahme zu ermöglichen.

[73] Eigene Darstellung nach WKA Betreiber 2

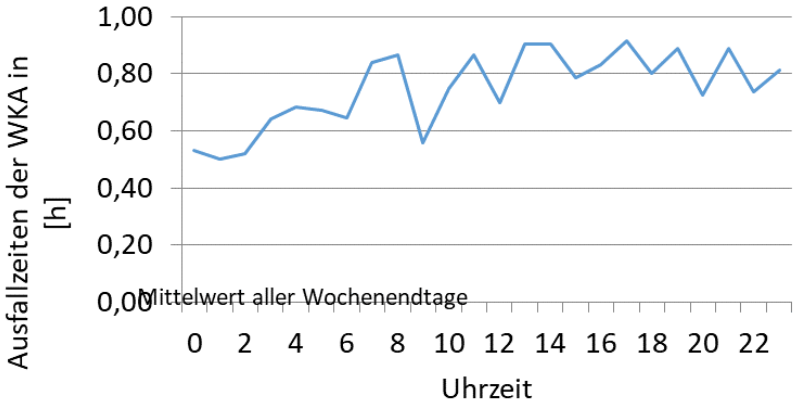

Abbildung 41: Gemittelte Ausfallzeiten der WKA an allen Wochenendtagen
Quelle: Eigene Darstellung nach WKA Betreiber 2

Abweichend zu den Werktagen verhält sich das Aufkommen der Ausfallzeiten an den Wochenendtagen. Hier sind einige Unregelmäßigkeiten in den Morgenstunden zu erkennen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Großteil der Produktion des Wasserstoffs im Rahmen der Ausfallzeiten durchzuführen ist, um einen gleichzeitigen Betrieb des Verladehofs ohne hohe Zwischenspeicherung darzustellen. Dabei müssen die Schwankungen der Ausfallzeiten in Kauf genommen und bestenfalls prognostiziert werden, um eine bestmögliche H_2-Produktion zu gewährleisten.

5.6.3 Ergebnisse des Szenarios Windstrom

Im Vergleich zu dem Szenario der Nutzung von Netzstrom in Kapitel 5.5 wird in diesem Szenario für die Simulation der Elektrolyse der Fokus auf die Nutzung der Ausfallzeiten gesetzt. Es ist zu beachten, dass ein Ausgleich der Differenz zwischen der angefallenen Ausfallarbeit und der benötigten Produktionsleistung, wie in Kapitel 5.4 erläutert, mit dem Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz (Szenario Netzausgleich) angesetzt worden ist.

Die Ergebnisse der Simulationen und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Dabei werden die Ergebnisse der ALI_3600 Variante mit einer Wasserstoffspeichergröße von 750 kg aufgezeigt.

Die in diesem Kapitel beschriebenen Erkenntnisse beziehen sich auf den untersuchten Zeitraum vom 01.01.2018 zum 31.12.2018. Die Ergebnisse sind daher nicht allgemein gültig, sondern können für zukünftige Anwendung lediglich eine Tendenz aufzeigen. In Tabelle 25 ist zu erkennen, wie unterschiedlich die H_2-Gestehungskosten im direkten Vergleich der einzelnen Produktionsvarianten sind. Dabei ist allerdings festzuhalten, dass die gewünschte Produktionsmenge aus Kapitel 3 lediglich über die Variante ALI_3600 zu erreichen ist. In Abbildung 42 wird deutlich, in welchem Rahmen sich die Gesamtinvestitionskosten für eine H_2-Produktion und –transport bis zum Endabnehmer befinden.

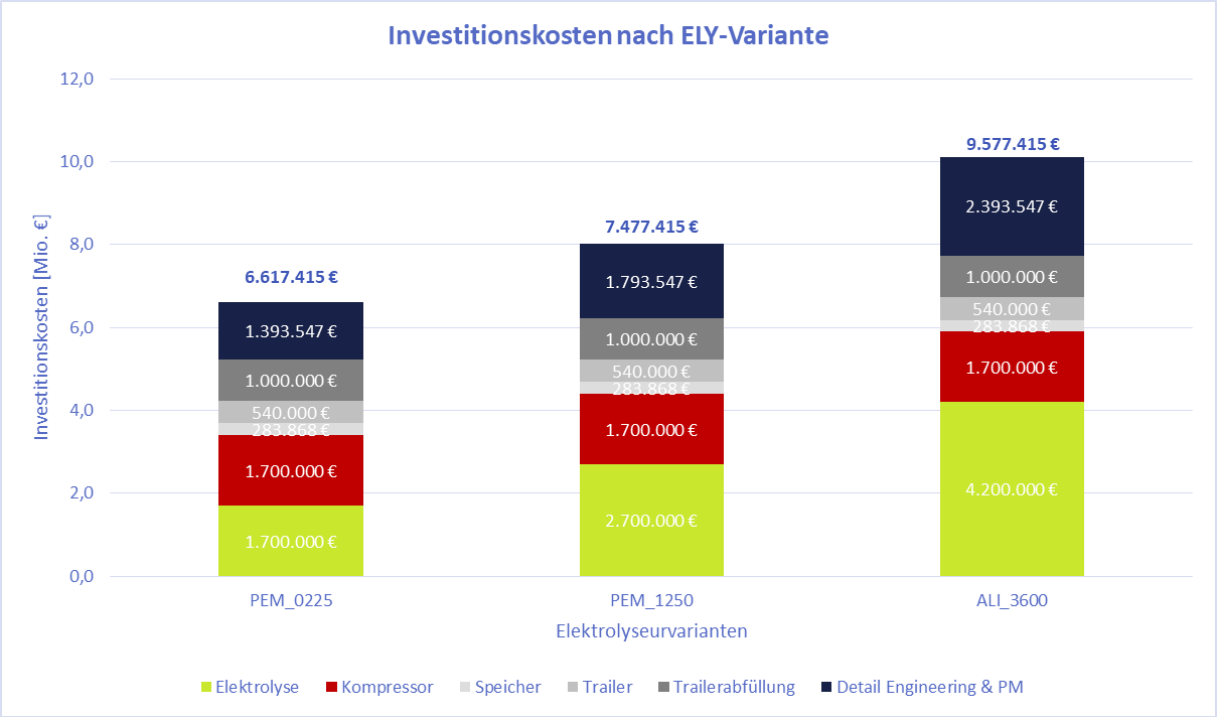

Abbildung 42: Investitionskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Windstrom

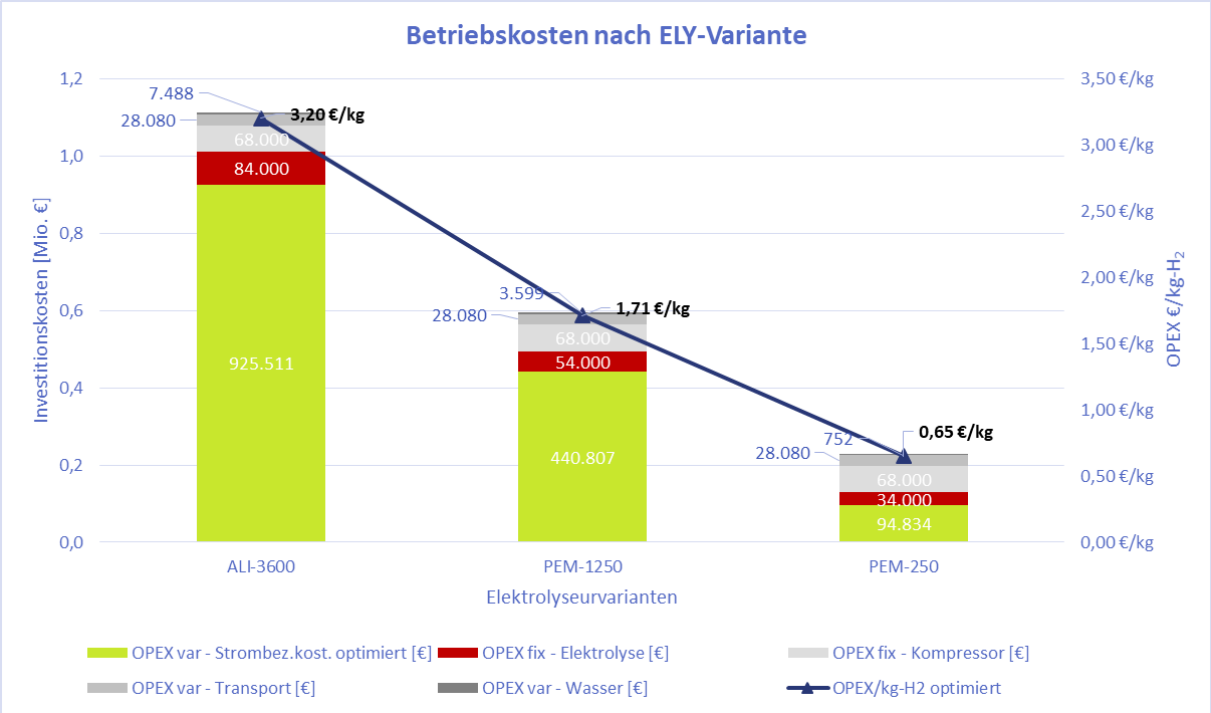

Abbildung 43: Betriebskosten nach Elektrolyseurvariante – Szenario Windstrom (optimiert)

Eine Übersicht der einzelnen Simulationsergebnisse der Wasserstofferzeugung mit Windstrombezug und dem Einsatz einer PEM-Elektrolyse mit 3,6 MW Leistung, sowie denselben Parametern wie in Kapitel 2.4 hingegen beschrieben, sind jeweils in Abbildung 44 und Tabelle 25 aufgezeigt.

Simulationsergebnisse	Variante ALI-3600_S750_KKolben_TRöhre							
Speichertyp	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Betriebsstunden [h]	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Wasserstoffproduktion [kg]	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975	358.975
Sauerstoffproduktion [Nm³]	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907	1.993.907
Wasserverbrauch [m³]	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990
Elektrische Arbeit [kWh]	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200	17.971.200
CAPEX [€]	10.117.415	10.397.857	11.201.314	10.257.250	10.139.022	10.269.284	10.409.774	10.373.560
CAPEX - Elektrolyseur [€]	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000
CAPEX Annuität - Elektrolyseur [€]	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921	292.921
CAPEX - Kompressor [€]	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000	1.700.000
CAPEX Annuität - Kompressor [€]	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267	114.267
CAPEX - Speicher [€]	283.868	564.310	1.367.767	423.702	305.475	435.737	576.227	540.013
CAPEX Annuität - Speicher [€]	19.080	37.930	91.935	28.479	20.533	29.288	38.731	36.297
CAPEX - Trailer [€]	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000	540.000
CAPEX Annuität - Trailer [€]	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296	36.296
CAPEX - Trailerbefüllung [€]	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
CAPEX Annuität- Trailerbefüllung [€]	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216	67.216
CAPEX - DE & PM [€]	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547	2.393.547
CAPEX Annuität - DE & PM [€]	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933	166.933
CAPEX-Förderungsanteil [€]	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX Annuität - Förderungsanteil [€]	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX - Strom normal [€]	3.390.882	3.390.882	3.390.882	3.390.882	3.390.882	3.390.882	3.390.882	3.390.882
OPEX - Strom optimiert [€]	1.113.079	1.113.079	1.113.079	1.113.079	1.113.079	1.113.079	1.113.079	1.113.079
OPEX var - Transport [€]	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080
OPEX var - Strombez.kost. normal [€]	3.203.314	3.203.314	3.203.314	3.203.314	3.203.314	3.203.314	3.203.314	3.203.314
OPEX var - Strombez.kost. optimiert [€]	925.511	925.511	925.511	925.511	925.511	925.511	925.511	925.511
OPEX var - Wasser [€]	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488	7.488
OPEX fix - Elektrolyse [€]	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000	84.000
OPEX fix - Kompressor [€]	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000
Wasserstoffgestehungskosten (Strom normal) [€/kg]	**11,39**	**11,44**	**11,59**	**11,41**	**11,39**	**11,42**	**11,44**	**11,43**
Wasserstoffgestehungskosten (Strom optimiert) [€/kg]	**5,04**	**5,09**	**5,24**	**5,07**	**5,05**	**5,07**	**5,10**	**5,09**

Tabelle 25: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für das Szenario Windstrom (PEM-3,6 MW & 750 kg Speicher)

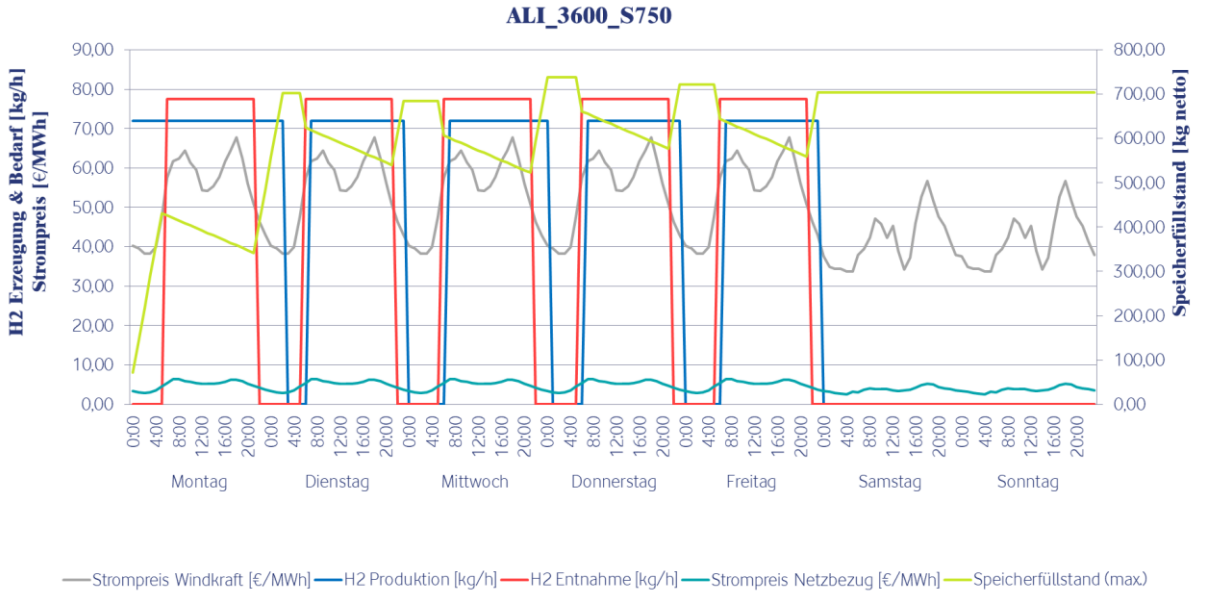

Abbildung 44: Produktionsübersicht Szenario Windstrom PEM_3600_S750

Aus den Simulationsergebnissen lässt sich feststellen, dass zunächst die geforderte Wasserstoffmenge nur mit der ALI_3600 Variante gewährleistet werden kann. Dies hat den Hintergrund, dass die maximal produzierbare Menge wie in Kapitel 3 bereits erläutert, durch mehrere Parameter begrenzt ist. Die hierbei produzierbare Wasserstoffmenge beläuft sich analog zum Szenario Netzstrom auf ca. 350.000kg pro Jahr, mit einem Jahreswasserbedarf von ca. 5.990 Nm³.

Die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten bei Auswahl des Speichertyps I in der Produktionsvariante ALI_3600, belaufen sich auf 11,39 €/kg bei normalem Strompreis ohne Reduzierungen und bei 5,04 €/kg bei einem optimierten Strompreis.

Auch in diesem Szenario ist festzustellen, dass eine hohe Anlagenauslastung von 8.410 Stunden pro Jahr zur Produktion der geforderten Jahresmenge an Wasserstoff benötigt wird. Dabei entsteht dieser hohe Wert nur, da eine konstante Produktion mit Hilfe der Ausgleichenergie aus dem Stromnetz durchgeführt wird. Diese hohe Auslastung kann sich auf Bauteile der Anlage auswirken und ist bei einer Anlagenplanung zu beachten.

Ca. 1.993.000 Nm³ Sauerstoff entstehen in dieser Variante zusätzlich zur der H_2-Produktion, die ebenfalls weitervermarktet oder lokal genutzt werden können.

5.7 Entnahme des Wasserstoffs aus dem Erdgasnetz

Durch die erneuerbare Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen deckt Emden bilanziell schon seit mehreren Jahren seinen Strombedarf. Da die Stromerzeugung durch EE-Anlagen großen Fluktuationen unterworfen ist, wird das vorgelagerte Hochspannungsnetz stützend benötigt. Dadurch kommt es zu Überschussspitzen der Windkraftanlagen, welche gar nicht an das vorgelagerte Netz von Emden abgegeben werden können und daher abgeregelt werden müssen. Diese Ausfallarbeit kann durch Power-to-Gas-Technologien (PtG) zur Wasserstofferzeugung genutzt werden, welcher über Zwischenspeicherung zu den Endverbrauchern transportiert werden muss.

Tabelle 26: Brennwerte der H_2-Erdgas-Mischung für unterschiedliche H_2-Einspeisungen

Wasserstoffanteil φ_{H2} [Vol.-%]	Volumen V_{H2} [m³]	Volumen Erdgas [m³]	Brennwert $H_{O,Gemisch}$ [MJ/m³]
10	0,1	0,9	38,98
15	0,15	0,85	37,53
20	0,2	0,8	36,07
30	0,3	0,7	33,15
50	0,5	0,5	27,32

Eine Möglichkeit ist die Zumischung von Wasserstoff in das bestehende und gut ausgebaute Erdgasnetz. Das wasserstoffangereicherte Erdgas kann entweder direkt energetisch verwendet werden oder der Wasserstoff kann über Abtrennungstechnologien aus dem Erdgas wieder entnommen werden. Das DVGW-Regelwerk, welches die technischen Grundlagen aller Tätigkeiten in der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft umfasst, lässt aktuell einen Wasserstoffanteil im Erdgasnetz bis zu 10 Vol.-% zu (G 260, G 262). Wobei innerhalb des DVGW über eine Anhebung des H_2-Grenzwertes auf 15 Vol.-%, 20 Vol.-%, 30 Vol.-% oder 50 Vol.-% diskutiert wird. Eine Einspeisung

von H_2 und Substitution von Erdgas führt zu einem geringeren volumetrischen Energiegehalt des Gasgemisches, aufgrund des geringeren Brennwerts von H_2. In Tabelle 26 sind die Brennwerte der Wasserstoff-Erdgas-Mischungen für unterschiedliche H_2-Einspeisungen zu sehen. Die Berechnung bezieht sich dabei auf 1 m^3 Gesamtvolumen. Eine Einspeisung von 10 Vol.-% H_2 führt zu einer Verringerung des Brennwerts von 41,9 MJ/m^3 für H-Gas auf 39 MJ/m^3 für das Gemisch. Wird die Hälfte des Erdgasvolumens mit Wasserstoff ersetzt, führt das zu einer Verringerung des Brennwerts um 35 %. In den folgenden Abschnitten wird auf diese Problematik in Bezug auf das Emder Hafengebiet näher eingegangen.

5.7.1 Potenzielle Wasserstoffmengen im Erdgasnetz durch lokale Erzeugung

Aktuell befindet sich im Erdgas des Untersuchungsgebiets kein Wasserstoff[74] und ist durch kritische Abnehmer wie Erdgastankstellen auf maximal 2 Vol.-% begrenzt. Da durch den stetigen Ausbau an EE-Anlagen die Menge an Ausfallarbeit ansteigt, wurde für das Untersuchungsgebiet die Wasserstoffmenge, welche theoretisch im Erdgasnetz auftreten kann, ermittelt. Dafür wurden Wasserstofferzeugungsmengen aus volatilen Wind/PV-Leistungen mittels Power-to-Gas-Technologien (PtG) bestimmt.

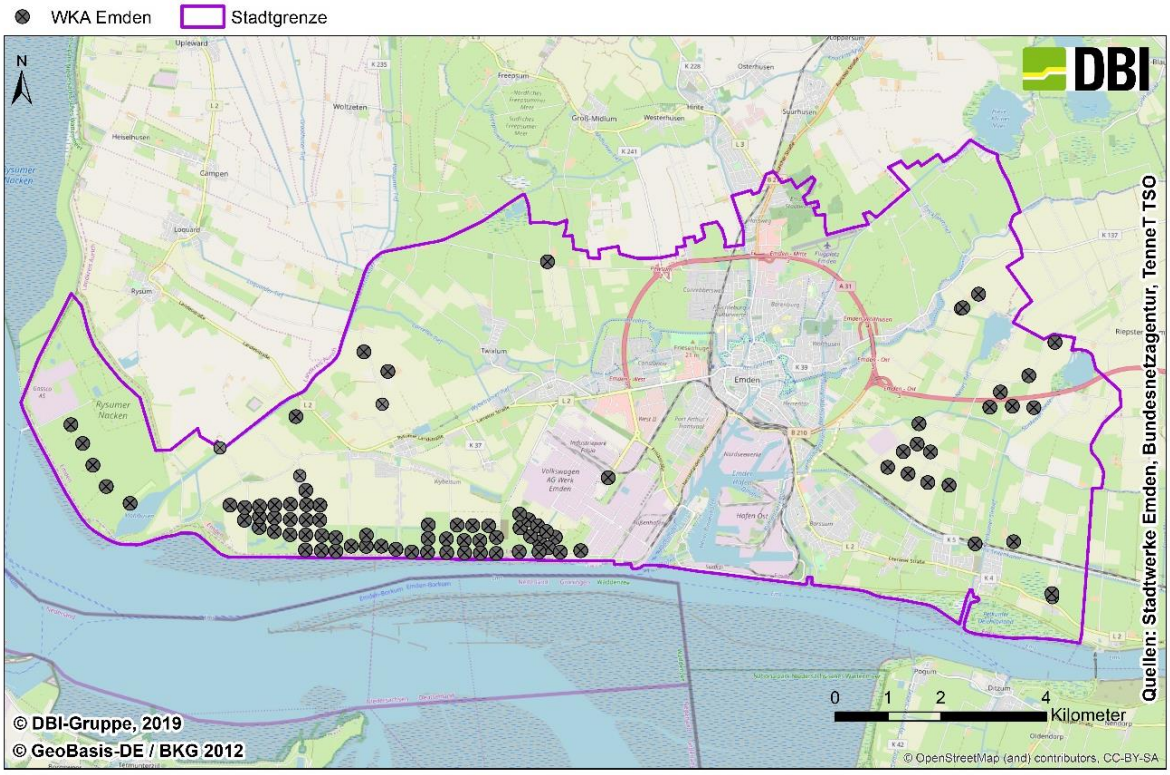

Abbildung 45: Standorte aller Windkraftanlagen in Emden

In Emden befinden sich aktuell 88 Windkraftanlagen (WKA) mit einer installierten Gesamtleistung von 192 MW und über 400 Photovoltaikanlagen mit einer geschätzten Leistung von 12,2 MW, wobei davon der Großteil häusliche PV-Anlagen sind[75]. Die

[74] EWE Netz GmbH: Erdgasbeschaffenheit Emden. Analysebericht Erdgas, https://www.ewe-netz.de/geschaeftskunden/erdgas/erdgasqualitaet (24. Juni 2019).
[75] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Marktstammdatenregister, 03.07.2019; TenneT TSO GmbH: Anlagenstammdaten 2018, 02.08.2019.

Energieversorgung im Strombereich erfolgt in Emden durch die EWE AG und Stadtwerke (SWE). Für die Bilanzierung der Erneuerbare-Energien-Anlagen wurden sowohl deren räumliche Lage zum Hafengebiet als auch deren Anschluss ans Energieversorgungsnetz berücksichtigt (Abbildung 46 und Abbildung 45). Daher wurden für die Berechnung des Wasserstoffpotentials nur EE-Anlagen betrachtet, die für das Hafengebiet relevant sind und in das Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Emden einspeisen. Die Berechnungen sind für die letzten 10 Jahre erfolgt und basieren auf den Daten der SWE[76], des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für die Messstation 05839[77] und weiteren Standortdaten[78]. Für die Windverhältnisse wurden eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4,2 m/s und ein Modalwert von 3,3 m/s ermittelt. Der Formparameter aus der Weibullverteilung wurde mit 2,0 angenommen, was eine gute Verteilung der Windgeschwindigkeiten übers Jahr ergibt.

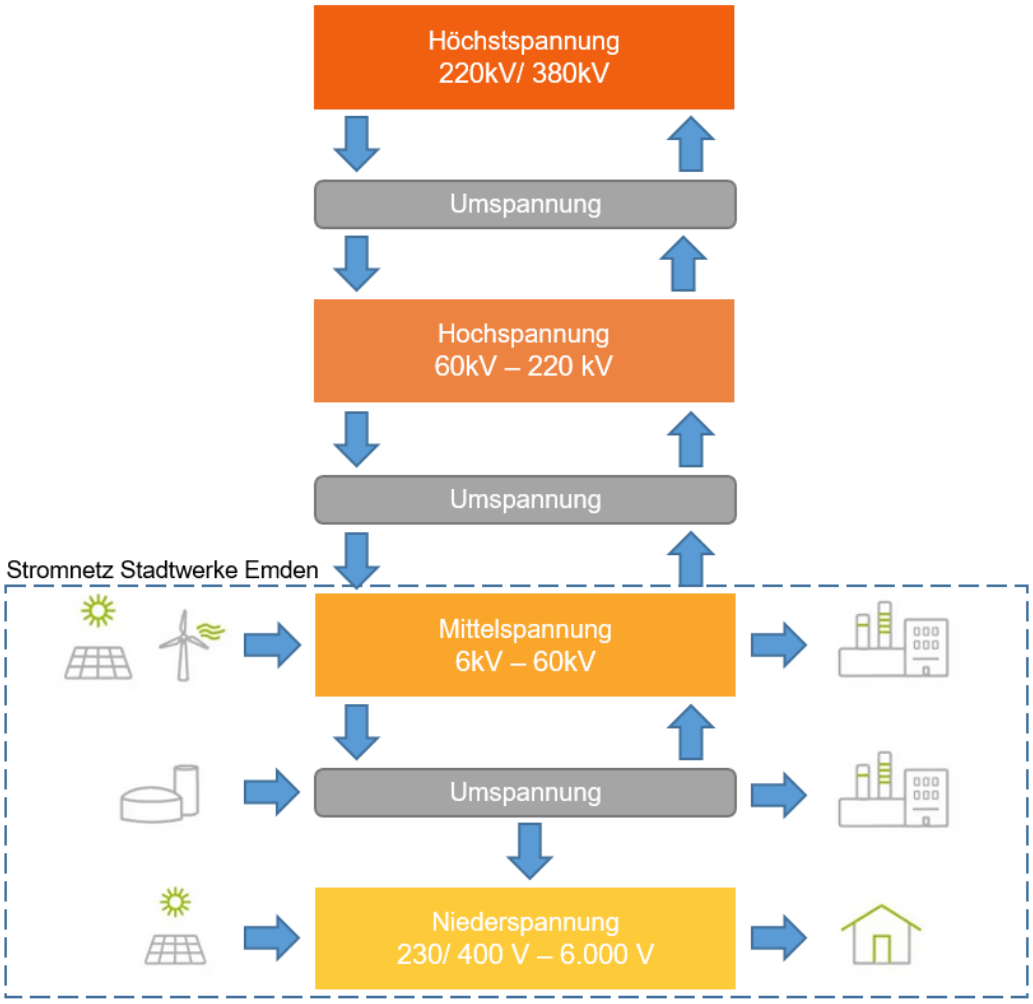

Abbildung 46: Aufbau des Stromnetzes und Netzebenen in Emden

[76] Stadtwerke Emden GmbH: Veröffentlichungsdaten nach StromNEV §27 und StromNZV §17. E-Mail, 12.08.2019.
[77] Deutscher Wetterdienst: Klimadaten des Climate Data Centers, ftp://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate (13. August 2019).
[78] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Marktstammdatenregister; Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: Energieatlas Niedersachsen, https://sla.niedersachsen.de/Energieatlas/ (29. August 2019); TenneT TSO GmbH: Anlagenstammdaten 2018; Stadtwerke Emden GmbH: Windkraftanlagen SWE-Netz 31.12.2018. E-Mail.

Das Windstrompotenzial wurde mittels der typenspezifischen Leistungskennlinie der WKA ($f_{WKA}(w)$)[79]anhand der zehnminütigen Leistungswerte (P_{10min}) und unter Beachtung der Ein- und Ausschaltwindgeschwindigkeit (w_{ein}; w_{aus}) berechnet (siehe Gleichung (46)).

$$P_{10min} = \begin{cases} 0 & \text{für } w < w_{ein} \\ f_{WKA}(w) & \text{für } w_{ein} < w < w_{aus} \\ 0 & \text{für } w > w_{aus} \end{cases} \quad (46)$$

Die Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe w_N wurden dafür über ein logarithmisches Windprofil anhand der Windgeschwindigkeit auf Bezugshöhe w_B, der Nabenhöhe H_N, der Bezugshöhe H_B sowie der mittlere Rauigkeitslänge am Standort z_0 (0,383 m)[80]bestimmt.

$$w_N = w_B \cdot \frac{ln\frac{H_N}{z_0}}{ln\frac{H_B}{z_0}} \quad (47)$$

Das stündliche Windstrompotenzial je WKA-Typ ($W_{WKA,Typ}$) wird mit den 10-min-Leistungswerten P_{10min} berechnet.

$$W_{WKA,Typ} = \sum_{1}^{6} P_{10min} \cdot \frac{1}{6} h \quad (48)$$

Das Windstrompotenzial eines Anlagentyps für das gesamte Jahr $W_{WKA,Jahr}$ wird durch aufsummieren der stündlichen Summenwerte $W_{WKA,Typ}$ (für 8760 h), multipliziert mit der entsprechenden Anzahl der WKA je Anlagentyp (N_{Typ}), erhalten:

$$W_{WKA,Jahr} = \sum_{1}^{8760} (N_{Typ} \cdot W_{WKA,Typ}) \quad (49)$$

Die Summe der Potenziale aus Gl. (49) bildet dann das gesamte Windstrompotenzial W_{WKA} für alle relevanten WKA.

$$W_{WKA} = \sum W_{WKA,Jahr} \quad (50)$$

Für die Ermittlung des Strompotentials aus PV-Anlagen W_{PV} wurde die Berechnungsvorschrift der DIN 5034 genutzt und es wurde angenommen, dass keine Abregelung der PV-Anlagen stattfindet. Für Emden typische Strahlungsintensitäten einer horizontalen und geneigten Fläche sind in Tabelle 27 gegeben.

[79] Bauer, L.: wind-turbine-models.com, https://www.wind-turbine-models.com/ (29. August 2019).
[80] Ganske, A.; Rosenhagen, G.; Schmidt, H.: Der Windatlas für deutsche Küstengebiete der Nordsee.

Tabelle 27: Solarstrahlungsintensitäten für eine horizontale und geneigte Fläche in Emden

Ausrichtung	Direktstrahlung	Diffuse Strahlung	Reflexionsstrahlung	Summe
Horizontal	207.997 J/cm2	196.824 J/cm2	-	404.821 J/cm2
	51 %	49 %	-	100 %
36,9°	266.169 J/cm2	177.110 J/cm2	8.109 J/cm2	451.388 J/cm2
	59 %	39 %	2 %	100 %

Somit ergibt sich ein theoretische Einspeisestrompotenzial W_{TP} der EE-Anlagen in die Mittelspannungsebene:

$$W_{TP} = W_{WKA} + W_{PV} \tag{51}$$

Tabelle 27: Solarstrahlungsintensitäten für eine horizontale und geneigte Fläche in Emden

Ausrichtung	Direktstrahlung	Diffuse Strahlung	Reflexionsstrahlung	Summe
Horizontal	207.997 J/cm²	196.824 J/cm²	-	404.821 J/cm²
	51 %	49 %	-	100 %
36,9°	266.169 J/cm²	177.110 J/cm²	8.109 J/cm²	451.388 J/cm²
	59 %	39 %	2 %	100 %

Die Strommenge, die aufgrund von Abregelung der WKA nicht produziert wird, wird als Ausfallarbeit W_A bezeichnet und berechnet sich aus dem theoretischen Einspeisestrompotenzial W_{TP} und der tatsächlich eingespeisten Strommenge der betrachteten Anlagen W_{real}. Da das theoretische Einspeisestrompotenzial W_{TP} aus Wetterdaten berechnet wurde, sollte dieser Wert nicht kleiner als W_{real} sein. Somit ergibt sich für die Ausfallarbeit:

$$W_A = \begin{cases} 0 & \text{für } W_{TP} \leq W_{real} \\ W_{TP} - W_{real} & \text{für } W_{TP} > W_{real} \end{cases} \tag{52}$$

Zusätzlich zur Ausfallarbeit wurde der rückgespeiste Strom vom Mittelspannungsnetz zum Hochspannungsnetz W_{HS} in die Berechnung des Power-to-Gas-Potentials W_{PtG} einbezogen, um einerseits den erzeugten „grünen“ Strom lokal zu nutzen und andererseits dadurch eine Entlastung des Hoch-/Höchstspannungsnetzes genüge zu tragen. Diese Entlastung des Netzes wird als notwendig erachtet, da Emden ein Knotenpunkt für die Anlandung und Verteilung von Offshore-Strom ist.

$$W_{PtG} = W_A + W_{HS} \tag{53}$$

Unter der Annahme, dass der Wirkungsgrad der PtG-Anlage η_{PtG} 70 % beträgt, wurden das Wasserstoffpotential W_{H_2} und die theoretisch möglichen Wasserstoffmengen der letzten 10 Jahre berechnet (Tabelle 28). Der Wirkungsgrad η_{PtG} basiert auf den Erfahrungen aus dem Pilotprojekt Energiepark Mainz und ist für den Siemens PEM-Elektrolyseur SILYZER 200 ein realer Wert für den Teillastbereich[81].

[81] Mainzer Stadtwerke AG: Power-to-Gas im Energiepark Mainz. Mehr als 2 Jahre Betriebserfahrung mit der weltgrößten PEM-Power-to-Gas-Anlage (6 MW) im Energiepark Mainz, https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=2ahUKEwirzsqtkOnkAhUC_KQKHQ3QAssQF-

$$W_{H_2} = W_{PtG} \cdot \eta_{PtG} \quad (54)$$

Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 28 zusammengefasst. Seit 2014 lässt sich ein hoher Zuwachs an PtG-Potential verzeichnen, was sich besonders auf den Ausbau der Windkraft zurückführen lässt. Von 2009 bis 2018 ist das PtG-Potential von 16 GWh/a auf über 60 GWh/a angestiegen. In 2018 hätten somit ca. 12,9 Mio. m³ i.N. Wasserstoff erzeugt werden können.

Tabelle 28: Berechnete jährliche Wasserstoffmengen für das Untersuchungsgebiet basierend auf den Daten von[82]

Jahr [-]	Ausfallarbeit [GWh]	Rückspeisung [GWh]	PtG [GWh]	H_2-Mengen [Mio. m³ i.N.]
2009	15,99	0,51	16,46	3,26
2010	26,32	1,24	27,47	5,43
2011	22,49	4,55	26,83	5,30
2012	20,80	3,96	24,59	4,86
2013	21,30	4,77	25,89	5,12
2014	21,56	5,21	26,60	5,26
2015	27,23	5,12	32,11	6,35
2016	36,80	3,64	40,29	7,97
2017	44,08	4,64	48,50	9,59
2018	49,27	16,20	65,12	12,88

Um den zukünftigen Stromverbrauch und den Zubau von EE-Anlagen im Gebiet der SWE abzuschätzen und das Wasserstoffpotential zu ermitteln, wurden drei Szenarien aufgestellt. Alle drei Szenarien berücksichtigen die Entwicklung des Strombedarfs der letzten 10 Jahre[83] und übernehmen Annahmen aus dem „Masterplan 100% Klimaschutz“[84]. Szenario 1 (Trend) nutzt die Annahmen des TREND-Szenario:

- Einsparung des Strombedarfs für die Landwirtschaft, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie von 10 % bis 2050,
- geringe Verkehrsvermeidung und –verlagerung mit geringem Anteil E-Mobile, und
- durchschnittliche Windkraftanlagengröße von 3 MW und Repowering von 5 Anlagen.

Das Szenario 2 (DBI) übernimmt die Grundannahmen des Szenario 1, wobei durch die Nutzung von Wasserstoff der Strombedarf von E-Mobilen in 2050 nur auf 13 GWh/a geschätzt wird. Szenario 3 (Master) basiert auf den Annahmen des Masterplanszenarios:

jACegQIBRAC&url=; https%3A%2F%2Fwww.m-r-n.com%2Fneuigkeiten%2F2017%2F20171019-Regionalkonferenz%2520Energie%2520-%2520Umwelt%2FF3_Aichinger_Mainz%2520E-Park.pdf&usg=AOvVaw3Nf8STn8wt6cbwQsEvkv6W.

[82] Stadtwerke Emden GmbH: Veröffentlichungsdaten nach StromNEV §27 und StromNZV §17.

[83] Stadtwerke Emden GmbH: Veröffentlichungsdaten nach StromNEV §27 und StromNZV §17.

[84] Neuwöhner, A.; Vagelpohl, D.; Gerdes, J.: Masterplan 100% Klimaschutz, Emden November 2017.

- Einsparung des Strombedarfs für die Landwirtschaft, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie von 20 % bis 2050,
- starke Verkehrsvermeidung und –verlagerung mit hohem Anteil an E-Mobile, und
- durchschnittliche Windkraftanlagengröße von 3 MW und Repowering von allen Anlagen bei Erreichen von 30 Jahren Standzeit.

Tabelle 29: Prognose des zukünftigen Wasserstoffpotentials

Jahr [-]	Installierte Leistung EE [MW]	Strombedarf [GWh/a]	PtG-Potential [GWh/a]	H_2-Potential [Mio. m^3 i.N.]
Szenario 1 (Trend)				
2020	48,6	180,5	67,6	13,4
2030	59,0	181,8	80,4	15,9
2040	59,0	183,0	79,7	15,8
2050	59,0	184,2	79,0	15,6
Szenario 2 (DBI)				
2020	48,6	179,7	68,1	13,5
2030	59,0	176,3	83,6	16,5
2040	59,0	173,0	85,6	16,9
2050	59,0	169,7	87,5	17,3
Szenario 3 (Master)				
2020	48,6	181,7	67,1	13,3
2030	71,0	188,8	88,5	17,5
2040	71,0	195,9	83,7	16,6
2050	71,0	203,0	78,9	15,6

Aus den Prognosedaten (Tabelle 29) ist ersichtlich, dass besonders die Entwicklung der E-Mobilität einen großen Einfluss auf das zukünftige Wasserstoffpotential hat. Bei einem starken Ausbau der E-Mobilität (Szenario 3) ist der Ladestrombedarf größer als im privaten und gewerblichen Bereich eingespart werden kann. Sowohl im Masterszenario als auch bei der Trendfortschreibung (Szenario 1) ist ein H_2-Potential von 15,6 Mio. m^3 i.N. im Jahr 2050 zu erwarten. Kommt es nur zu einem schwachen Ausbau der E-Mobilität (Szenario 2) ist mit einem Anstieg des H_2-Potentials von 13,5 Mio. m^3 i.N. im Jahr 2020 auf 17,3 Mio. m^3 i.N. im Jahr 2050 zu rechnen.

5.7.2 Diskussion einer Anhebung des H_2-Grenzwertes

Anhand der vorherigen bestimmten Wasserstoffmengen wurde untersucht, bis zu welchen Volumenanteilen Wasserstoff unter Beachtung des realen Erdgasverbrauchs in das Erdgasnetz der Stadt Emden und des Hafengebiets eingespeist werden kann[85]. Als Berechnungsjahr wurde 2018 genutzt, welches mit einem Jahreserdgasverbrauch von 602,7 GWh sehr gut den mittleren jährlichen Erdgasverbrauch der letzten 10 Jahre von 610 GWh entspricht (siehe Tabelle 30). Da für 2023 in Emden die Umstellung von niedrig kalorischem L-Gas (low caloric gas) auf hochkalorisches H-Gas (high caloric

[85] Stadtwerke Emden GmbH: Infrastrukturdaten. Datenübergabe, Emden 26.03.2019.

gas) stattfindet[86], wurde Nordsee H-Gas mit einem Brennwert von 41,9 MJ/m³ i.N. für die Berechnungen angenommen[87].

Die Berechnung der notwendigen Wasserstoffspeichergröße bezieht sich auf das aktuelle PtG-Potential von 65,12 GWh/a. Aktuell kann ausreichend Wasserstoff erzeugt werden, um diesen bis zu einem Volumenanteil von 10 % ins Erdgasnetz der SWE einzuspeisen (Tabelle 31). Dafür wäre ein Elektrolyseur von mindestens 13 MW notwendig. Die theoretische Grenze der Wasserstoffeinspeisung liegt bei 18,38 Vol.-%, was eine Wasserstoffmenge von 12,87 Mio. m³ i.N. pro Jahr ergibt und wofür ein Wasserstoffspeicher mit einer Größe von 2,3 Mio. m³ i.N. benötigt würde.

Tabelle 30: Erdgasverbrauch der SWE von 2009 bis 2018[88]

Jahr	Erdgasverbrauch [GWh]
2009	585,91
2010	729,42
2011	613,43
2012	638,12
2013	653,03
2014	527,28
2015	571,45
2016	600,67
2017	584,07
2018	602,75

Aus dem Vergleich der Daten in Tabelle 29 und Tabelle 31 ist ersichtlich, dass Volumenanteile von bis zu 20 % Wasserstoff im Erdgas möglich sind, wohingegen Volumenanteile von 30 % oder 50 % nur durch eine Stromentnahme aus dem vorgelagerten Stromnetz realisiert werden kann.

Tabelle 31: Parameter zur aktuellen und zukünftigen Substitution von Erdgas mit Wasserstoff

H_2-Anteil im Erdgas [Vol.-%]	Jährliche H_2-Menge [Mio. m³ i. N./a]	Speichergröße [Mio. m³ i. N.]	Elektrolyseur [MW]
10	6,6	0,25	13
15	10,3	1,10	20
17	11,8	1,75	23
20	14,2	-	28
30	22,9	-	46
50	45,4	-	91

[86] Dass.: Marktraumumstellung. Umstellung von L- auf H-Gas, https://stadtwerke-emden.de/netz/marktraumumstellung/ (20. September 2019).
[87] G 260 Druckdatei interaktiv.pdf.
[88] Stadtwerke Emden GmbH: Veröffentlichung verfahrensspezifische Parameter Gas (ab 01.01.2017), https://www.gipsprojekt.de/featureGips/SW-Emden/EnwgTool/Gasnetz/Vertraege_und_Verfahren/Verfahrensbeschreibung/190620-Verfahrensspezifische-Parameter-CS.EL-Gas-Internetseite.xlsx (16. September 2019).

5.7.3 Analyse von Entnahmestandorten für Wasserstoff im Hafen

Neben der bilanziellen Untersuchung erfolgte eine Analyse zur Entnahme von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz im Hafengebiet. Mit Hilfe der DBI internen Datenbank zu standortgenauen Daten von Wärmeabnehmern in Emden, Standartlastprofilen und den realen Erdgaseinspeisemengen im Netzgebiet der SWE[89] wurde für das Erdgasnetz im Hafen ein Erdgasverbrauchsprofil erstellt (Abbildung 47).

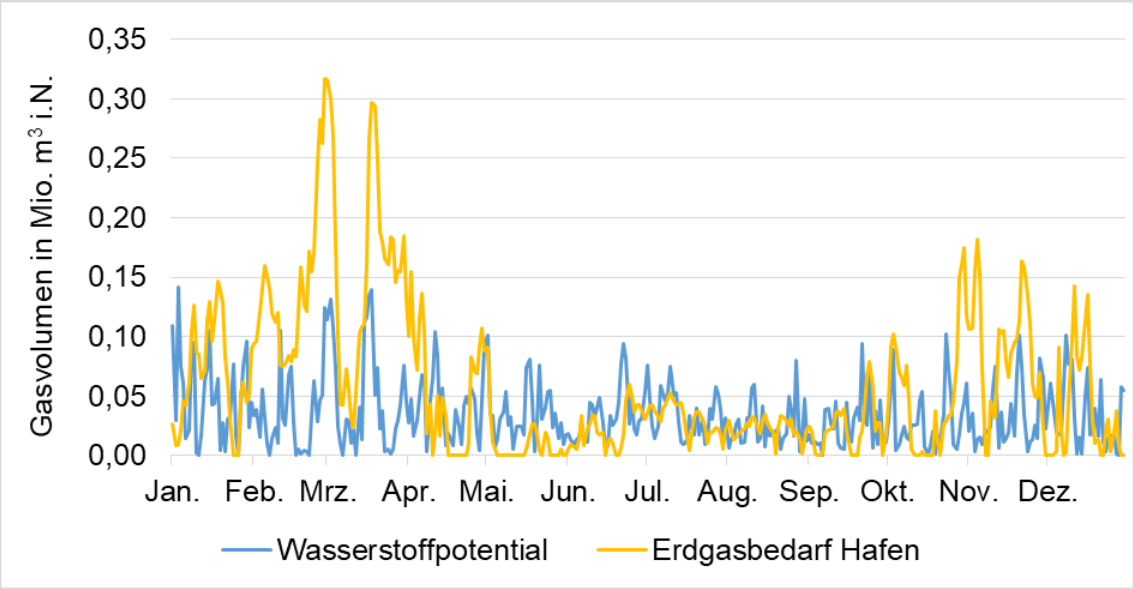

Abbildung 47: Erdgasbedarf und theoretisches Wasserstofferzeugungsprofil im Hafengebiet für 2018

Im Hafen werden jährlich ca. 205,7 GWh Erdgas entnommen, wobei für den Heizbedarf der Großteil des Erdgases in den Wintermonaten entnommen wird. Vergleicht man den tatsächlichen Erdgasverbrauch mit dem theoretischen Wasserstofferzeugungsprofil wird ersichtlich, dass besonders im Sommer der Anteil des H_2-Potenzials zum Erdgasverbrauch höher ausfällt als in den Wintermonaten und an einigen Tagen sogar die Erdgaseinspeisung übersteigt. Somit schwankt der Wasserstoffanteil bezogen auf die eingespeiste Erdgasmenge zwischen 0 und 100 Vol.-%.

Tabelle 32: H_2-Entnahme aus Erdgas im Hafengebiet

H_2-Entnahme	10 Vol.-%	15 Vol.-%	20 Vol.-%
Gesamt pro Jahr [Mio. m³ i.N./a]	2,3	3,7	5,3
Maximal pro Tag [m³ i.N./d]	35.200	55.900	79.200
Mittel pro Tag [m³ i.N./d]	6.400	10.200	14.500
Median pro Tag [m³ i.N./d]	3.800	6.000	8.500
Anzahl Tage ohne Entnahme	58		

[89] Stadtwerke Emden GmbH: Infrastrukturdaten.

Die durchschnittliche Wasserstoffkonzentration beträgt 38 Vol.-%. Dies bedeutet, dass die Kapazität des Erdgasnetzes im Hafen grundlegend nicht ausreicht, um den gesamten Wasserstoff, ohne Überschreitung des aktuell zulässigen Wasserstoffanteils von 10 Vol.-%, aufzunehmen. Würde der zulässige Wasserstoffanteil im Erdgas angehoben werden, wären folgende Parameter wie in Tabelle 32 möglich. In Abhängigkeit des Wasserstoffanteils von 10 Vol.-% bis 20 Vol.-% könnten somit im Hafen zwischen 2,3 und 5,3 Mio. m^3 i.N. Wasserstoff aus dem Erdgas entnommen werden. Aufgrund der saisonalen Schwankungen des Gasdurchflusses, den geringen mittleren Durchsatzmengen und der Notwendigkeit einer Methanrückführung ins Erdgasnetz ist die Entnahme von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz zum jetzigen Zeitpunkt keine Option.

5.8 Bezug des Wasserstoffs per Schiff im Seehafen Emden

Im Rahmen des Projekts wurde der Import von Wasserstoff nach Norddeutschland bezüglich Technologieverfügbarkeit, möglicher Dimension des Importvektors sowie hinsichtlich der zu erwartenden Importkosten im Jahr 2030 untersucht. Dafür wurde der Import von gasförmigem Wasserstoff (CGH2 – Compressed Gas H2) via Gasfernleitung, von verflüssigtem Wasserstoff (LH_2 – Liquid H_2) via Schiff sowie von Wasserstoff eingebunden in ein Trägermedium (LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carrier), welcher ebenfalls via Schiff transportiert wird, betrachtet. Das für die Betrachtung ausgewählte Trägermedium ist das derzeit häufig diskutierte Dibenzyltoluol (DBT).

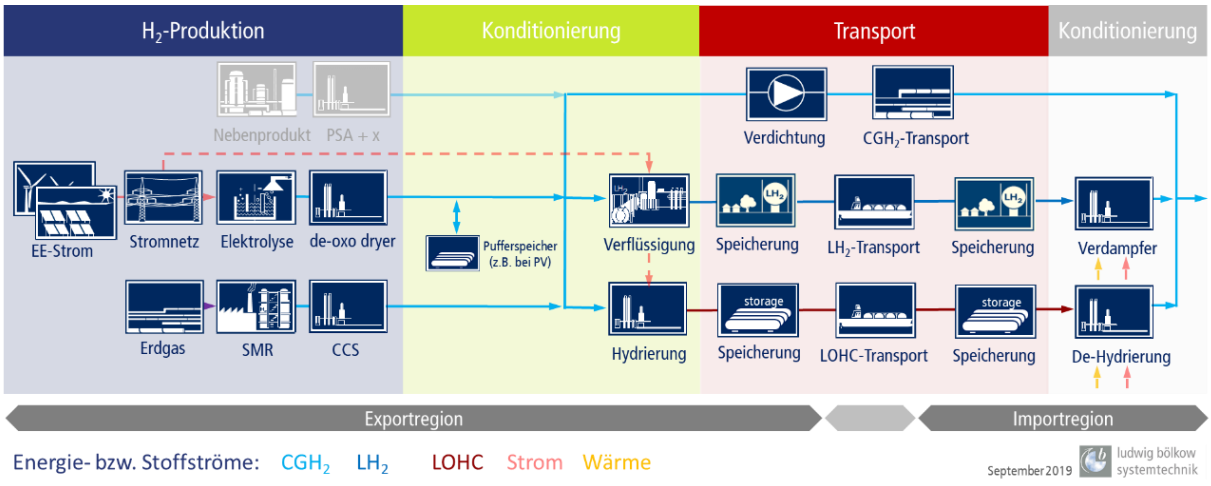

Abbildung 48: Bereitstellungsoptionen von Wasserstoff

Neben der Produktion von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom („grüner“ Wasserstoff) wird vor allem für Regionen mit fossilen Erdgasvorkommen die Produktion von Wasserstoff mittels Erdgas-Dampfreformierung (SMR – Steam Methan Reformer) und anschließender CO_2-Abtrennung und Einlagerung (CCS) diskutiert („blauer“ Wasserstoff). Während die Produktion von grünem Wasserstoff als treibhausgas-neutral angesehen werden kann, werden bei der Produktion von blauem Wasserstoff Treibhausgase in Höhe von ca. 40 g_{CO2}/kWh_{H2} emittiert. Dies liegt an der unvollständigen CO_2-

Abtrennung aus dem Abgas, welche in der Regel bei ca. 85 % bis 90 % liegt. Die Nutzung von Wasserstoff, welcher als Nebenprodukt industrieller Prozesse entsteht, wurde ebenfalls betrachtet, jedoch im Kontext des H_2-Exports als nicht relevant eingestuft.

Als mögliche zukünftige Exportregionen wurden Norwegen, Russland, Marokko, Saudi-Arabien und die Niederlande zur Analyse ausgewählt. Die Auswahl erfolgte auf Basis der geographischen Lage (Transportentfernung), den Potenzialen für erneuerbare Energien (Strom- und H_2-Gestehungskosten) sowie verfügbarer Erdgasvorkommen und der Potenziale für CO_2-Einlagerung. Eine kritische Auseinandersetzung mit der CCS-Technologie inklusive der Zuverlässigkeit einer dauerhaften CO_2-Einlagerung ist nicht Teil der Betrachtung.

Technologieverfügbarkeit

Die Analyse der Technologieverfügbarkeit der Hauptkomponenten der Transportvektoren zeigt ein gemischtes Bild. Einige der erforderlichen Anlagen werden bereits heute eingesetzt und es bestehen bereits weitreichende Betriebserfahrungen. Für andere Anlagen gibt es bisher lediglich Konzepte oder prototypähnliche Kleinanlagen ohne relevante Technologie- oder Betriebserfahrung.

Langjährige Erfahrungen bestehen beispielsweise für LH_2-Verflüssiger (auch wenn hier eine weitere Erhöhung der Kapazität sowie Effizienzsteigerungen erforderlich werden), stationäre LH_2-Speicher, stationäre Speicher und Transportschiffe für Ölprodukte, die auch für LOHC eingesetzt werden können, sowie für Gasfernleitungen, die im regionalen Maßstab bereits heute für den Transport von Wasserstoff eingesetzt werden. Lediglich als Konzept existieren z.B. Transportschiffe für LH_2. Die Nutzung von DBT als LOHC wird erst seit einigen Jahren intensiver erforscht und an entsprechender Anlagentechnik entwickelt. Hier bestehen nur begrenzte Betriebserfahrungen für einzelne Anlagen im vergleichsweise sehr kleinen Maßstab.

Für keinen der betrachteten Transportvektoren ist die vollständige Anlagentechnik in der für den Import/Export benötigten Größenordnung durchgehend verfügbar und/oder langjährig erprobt.

Mögliche Dimension eines Import- / Exportvektors

Die Dimension eines Export- / Importvektors kann als durchschnittliche Dauerleistung ($GW_{H2,\,LHV}$) angegeben werden, hängt u.a. von der eingesetzten Transporttechnologie ab und ist in gewissen Leistungsbereichen skalierbar.

Die Investitionskosten für Gasfernleitungen zeigen i.d.R. deutliche Skaleneffekte bei steigendem Rohrdurchmesser und damit bei steigender Transportkapazität. Eine Verdoppelung der Transportkapazität verursacht damit eine deutlich unterproportionale Steigerung der benötigten Investitionen. Eine Halbierung der Transportkapazität hat jedoch auch nur einen geringen Rückgang der Investitionen zur Folge. Im Rahmen der Studie wurde von einer installierten Transportkapazität der Gasfernleitung von 10 $GW_{H2,\,LHV}$ ausgegangen. Wird diese zum Import von grünem Wasserstoff genutzt, beträgt (bei 4.000 Volllaststunden der Elektrolyse) die durchschnittliche Importleistung

ca. 4,6 $GW_{H2, LHV}$. Im Vergleich dazu beträgt die Kapazität der beiden Nord Stream Gasleitungen zusammen ca. 70 GW_{Methan}. Für die Export- / Importvektoren LH_2 und LOHC wurde angenommen, dass im Durchschnitt ein Transportschiff pro Woche den Exporthafen verlässt. Die durchschnittlichen Exportleistungen betragen dann ca. 1,6 $GW_{H2, LHV}$ (LH2) bzw. 0,8 $GW_{H2, LHV}$ (LOHC). Im Gegensatz zum CGH_2-Vektor kann die exportierte Wasserstoffmenge jedoch auf mehrere Importhäfen verteilt und damit die Importleistung bei Bedarf deutlich reduziert werden. Wird die halbe Transportkapazität eines Schiffs alle 14 Tage an einem von mehreren Importhäfen angeliefert, beträgt die durchschnittliche Importleistung 0,4 $GW_{H2, LHV}$ (LH2) bzw. 0,2 $GW_{H2, LHV}$ (LOHC) je Hafen. Geringere Importmengen pro Standort können vor allem in der Phase, in der sich der Wasserstoffimportbedarf erst entwickelt, von Vorteil sein.

H_2-Importkosten

Die Importkosten wurden auf Basis von Literaturwerten für das Jahr 2030 ermittelt. Steuern, Zölle, Umlagen etc. wurden in der Kostenrechnung nicht berücksichtigt. Die Investitionskosten für technische Anlagen wurden über die jeweiligen Nutzungsdauern abgeschrieben.

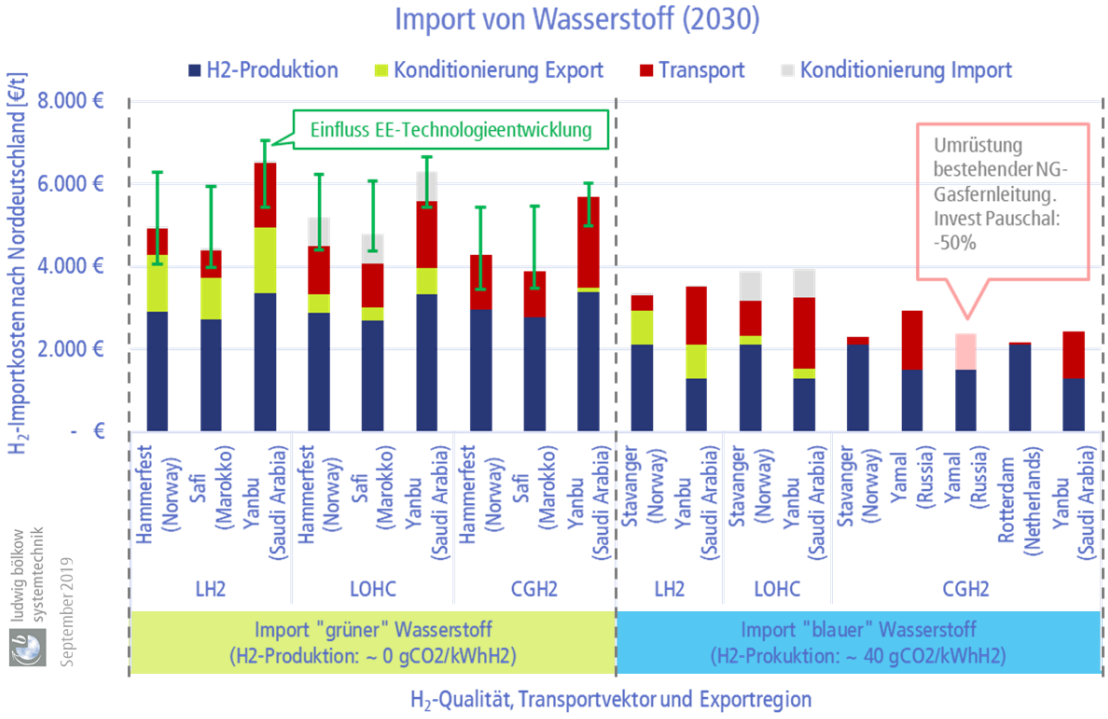

Abbildung 49: Übersicht über H2-Preise bei Import von grünem und blauem Wasserstoff aus verschiedenen Regionen

Die ermittelten Importkosten für grünen Wasserstoff liegen zwischen 4.000 bis 6.000 €/t_{H2}. Die Kosten hängen dabei vor allem von der Standortgüte für die erneuerbare Stromerzeugung, der zukünftigen Technologieentwicklung bei Windkraft- und Solaranlagen, der Transportentfernung sowie der Transporttechnologie ab. Die geringsten Importkosten sind für Wasserstoff aus Marokko zu erwarten. Dort sind sowohl gute Solar- als auch Windkraftpotenziale verfügbar, die in Kombination geringe H_2-Gestehungskosten ermöglichen. Etwas höhere H_2-Importkosten sind bei der Nutzung der

Windkraftpotenziale im nördlichen Norwegen zu erzielen. Die ausschließliche Nutzung von Windkraft führt hier jedoch zu einer geringeren Auslastung der Infrastruktur (z.B. Elektrolyse, Verflüssiger), was zu etwas höheren Gesamtkosten je Tonne Wasserstoff führt. Höhere H_2-Gestehungskosten führen in Kombination mit einer längeren Transportentfernung zu vergleichsweise hohen Kosten für Wasserstoffimporte aus Saudi-Arabien. Für alle betrachteten Fälle machen die H_2-Produktionskosten zwischen 50 %und 70% der Gesamtkosten aus.

Ein Vergleich der Transporttechnologien zeigt Kostenvorteile für die Gasfernleitung. Hier ist jedoch zu beachten, dass die Importleistung des CGH2-Vektors um den Faktor 10 bis 20 höher ist als bei den beiden Alternativen. Eine Halbierung der Transportleistung des CGH2-Vektors hätte aufgrund der Skaleneffekte bei der Gasfernleitung ca. 5 % höhere Importkosten zur Folge.

Die Importkosten für blauen Wasserstoff liegen zwischen 2.000 und 4.000 €/t_{H2}, abhängig vom Transportaufwand und den H_2-Produktionskosten. Die Unterschiede bei den H_2-Produktionskosten ergeben sich durch die regional unterschiedlichen Kosten für fossiles Erdgas. Diese sind auf der arabischen Halbinsel und in Russland deutlich geringer als in Europa. Der Kostenvorteil bei der H_2-Produktion wird jedoch durch höhere Transportkosten nach Norddeutschland ausgeglichen. Insgesamt zeigen sich auch für blauen Wasserstoff deutliche Kostenvorteile für den Transport via Gasfernleitung, weitgehend unabhängig vom H_2-Produktionsstandort.

5.9 Möglichkeiten einer dezentralen Insellösung zur On-Site Produktion und Nutzung von Wasserstoff am EPAS-Terminal

Im Folgenden wird gezeigt, wie eine autarke Strom- und Wasserstoffversorgung im Emder Hafen realisiert werden könnte.

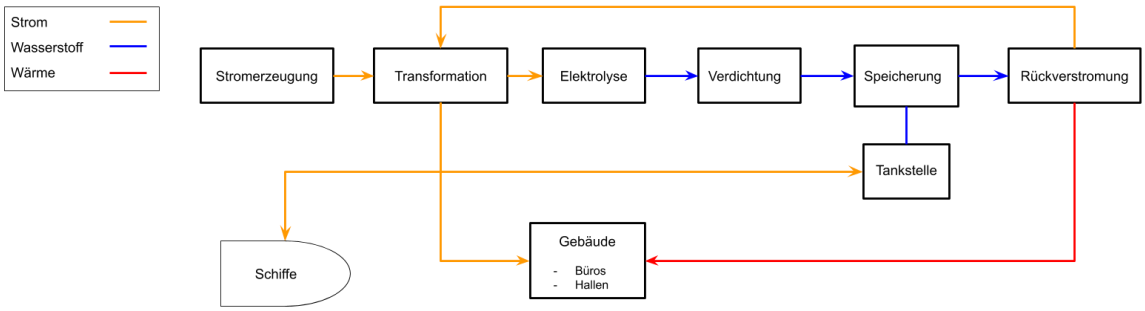

Abbildung 50 Energieflussdiagramm

Für die Energieversorgung des Emder Hafens werden laut der, im Rahmen des Projektes durchgeführten und in Kapitel 3.2 zusammengefassten Befragung der im Hafen ansässigen Unternehmen, 294,12 GWh elektrische- und 209,36 GWh thermische Arbeit geleistet. Des Weiteren fallen ca. 93 GWh Energie in Form von verschiedenen Kraftstoffen für Fahrzeuge und Umschlagsgeräte an. Abbildung 50 stellt ein Energieflussbild dar, wie das Konzept einer dezentralen hybriden Stromerzeugung aussehen

kann. Anhand der Daten aus der Befragung können die einzelnen Anlagen und Komponenten dimensioniert werden. Das in Abbildung 52 dargestellte Flussdiagramm zeigt den Ablauf eines solchen Systems.

Für die Energieerzeugung mithilfe von On-Shore-Windenergieanlagen wird zunächst ermittelt, wie hoch die benötigte installierte Leistung der Windenergieanlagen sein muss, um den Hafen versorgen zu können. Diese Näherung erfolgt auf Basis der Daten des Deutschen Wetterdienstes „Winddaten für Windenergienutzer“. Es lassen sich folgende Daten für Emden aus dem Bericht entnehmen.

Bei der Auswahl der Daten wird von einer Normrauigkeitslänge von 0,1 m ausgegangen, diese beschreibt die Beschaffenheit eines landwirtschaftlichen Geländes mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 500 Meter. Für die Nabenhöhe werden 100 m angenommen.

Daraus resultieren folgende Daten:

Tabelle 33::Für die Berechnung ausgewählte Parameter

Weibulparameter A	8,27	m/s
Weibulparameter k	2,41	
mittlere Windgeschwindigkeit	7,33	m/s
mittleres Windenergiepotenzial	391	W/m^2

Mithilfe der Weibullverteilung kann eine Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Emden bei entsprechender Nabenhöhe ermittelt werden.

$$df(V) = \frac{k}{A}\left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{A}\right)^{k}\right) \tag{55}$$

$$df(V) = \frac{2{,}41}{8{,}27}\left(\frac{V}{8{,}27}\right)^{2{,}41-1} exp\left(-\left(\frac{V}{8{,}27}\right)^{2{,}41}\right) \tag{56}$$

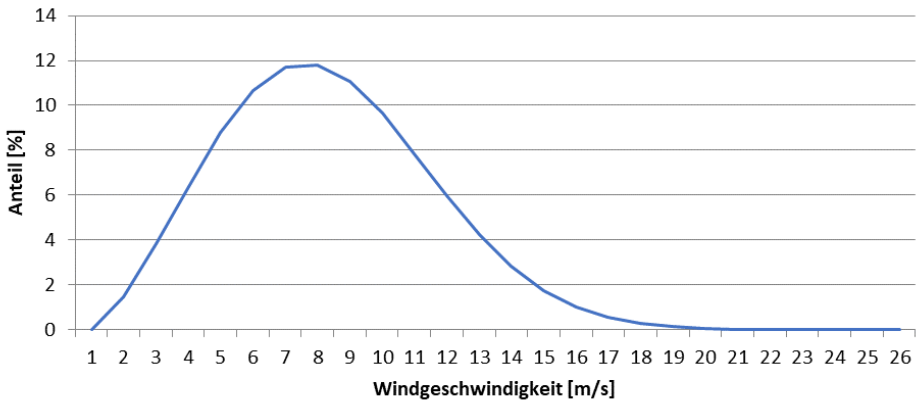

Abbildung 51 Weibullverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort Emden

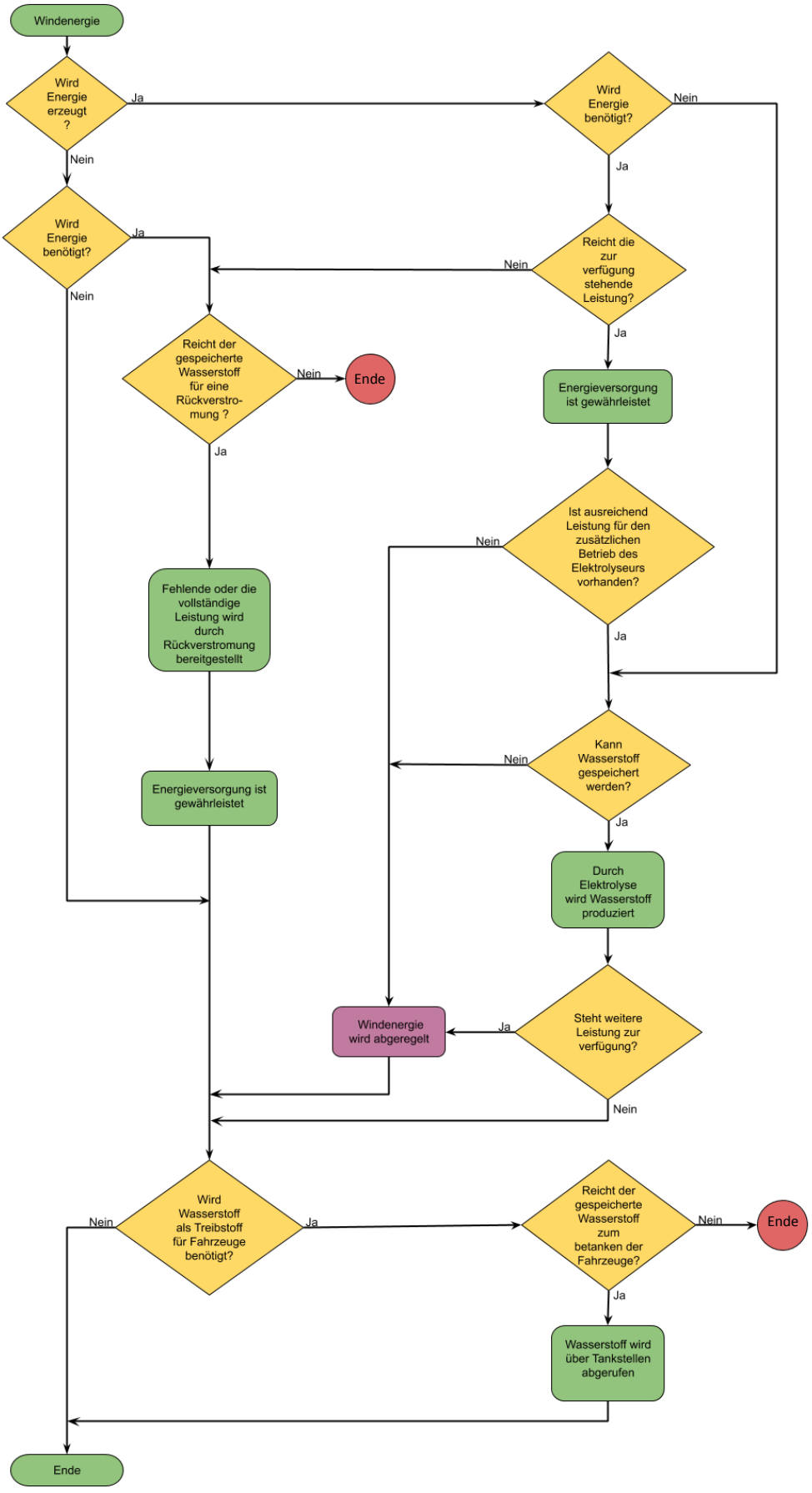

Abbildung 52 Flussdiagramm Ablauf

Um mit Hilfe dieser Daten abschätzen zu können wie groß die zu installierende Leistung in Windkraft sein muss, wird die Leistungskurve einer Beispielanlage, in diesem Fall einer Gamesa G128-5,0 MW gewählt, um eine Ertragsrechnung für den Zeitraum von einem Jahr zu erstellen.

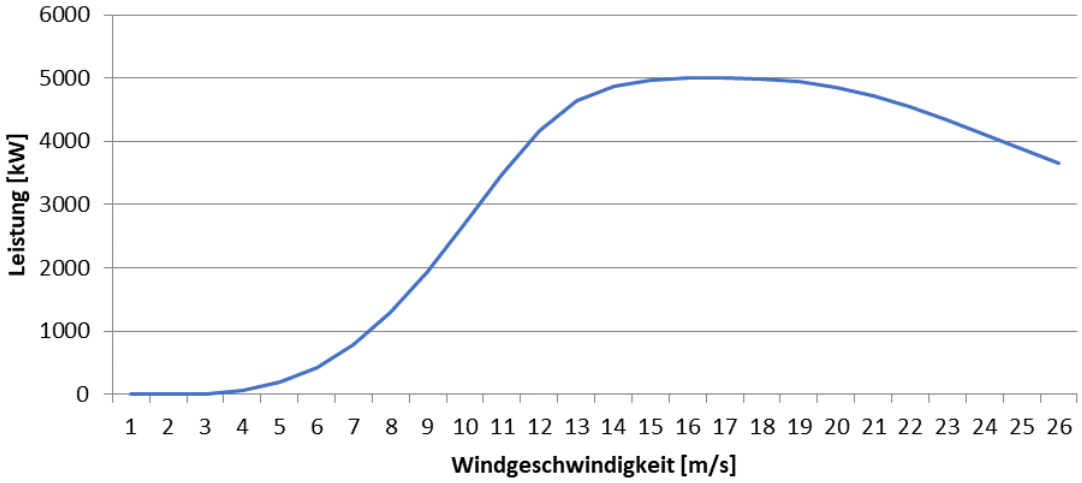

Abbildung 53 Leistungskurve einer Beispielanlage mit 5 MW Nennleistung

Durch folgende Berechnung ergibt sich für den Ertrag einer Anlage.

$$E = \sum_{V=0}^{25} df(V) * P(V) * T \tag{57}$$

$$E = \sum_{V=0}^{25} df(V) * P(V) * 8760\ h$$

$$E = 16.036.017{,}32\ kWh \approx 16\ GWh$$

$$E_{Windpark} = 19 * E = 304\ GWh$$

Daraus resultiert das ca. 19 Anlagen dieses Typs (95 MW installierte Leistung) nötig sind um den elektrischen Energiebedarf von 294,12 GWh, des Hafens zu decken. Jedoch ist zu beachten, dass in dieser ersten Berechnung noch keine Verluste durch Energiespeicherung in Form von Wasserstoff mit Rückverstromung berücksichtigt wurden. Um die Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff als Back-up Lösung zu modellieren, wird anhand der Weibullverteilung und der im Hafen durchschnittlich abgerufenen Leistung ermittelt, in wie vielen Stunden im Jahr mit einer Unterdeckung des Strombedarfs zu rechnen ist.

$$\emptyset P_{el} = \frac{E_{Verbrauch}}{T} \tag{58}$$

$$\emptyset P_{el} = \frac{294{,}12 GWh}{8760h}$$

$$\emptyset P_{el} = 0{,}033575342\ GW \mathrel{\widehat{=}} 33{,}58\ MW$$

Aus der für die angenommenen 19 Anlagen zusammengefassten Leistungskurve (Abbildung 54) lässt sich eine Unterdeckung des Strombedarfs bei Windgeschwindigkeiten geringer als 7,87 m/s ablesen. Mithilfe der Weibullverteilung lässt sich ermitteln, in wie vielen Stunden des Jahres eine Unterdeckung des Strombedarfs auftritt und wie viel Leistung durch Rückverstromung bereitgestellt werden muss.

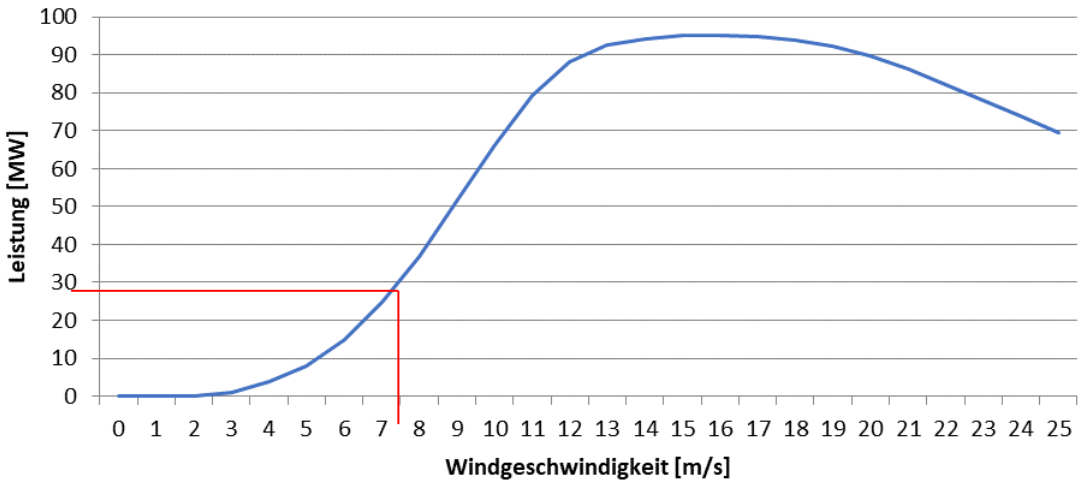

Abbildung 54 Aufsummierte Leistungskurve von 19 Beispielanlagen

$$T_{Unterdeckung} = \sum_{V=0}^{8} df(V) * T \tag{59}$$

$$T_{Unterdeckung} = 4783\ h$$

Die Rückverstromung muss jedoch nicht immer bei Windgeschwindigkeiten < 7,87 m/s die vollen 33,58 MW bereitstellen. Auch für die Rückverstromung ergibt sich eine Leistungsverteilung, die in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit angibt wie viel Leistung durch Rückverstromung bereitgestellt werden muss (Abbildung 55). In Kombination mit der Weibullverteilung lässt sich errechnen, welche Energiemenge im Jahr durch rückverstromten Wasserstoff erzeugt werden muss.

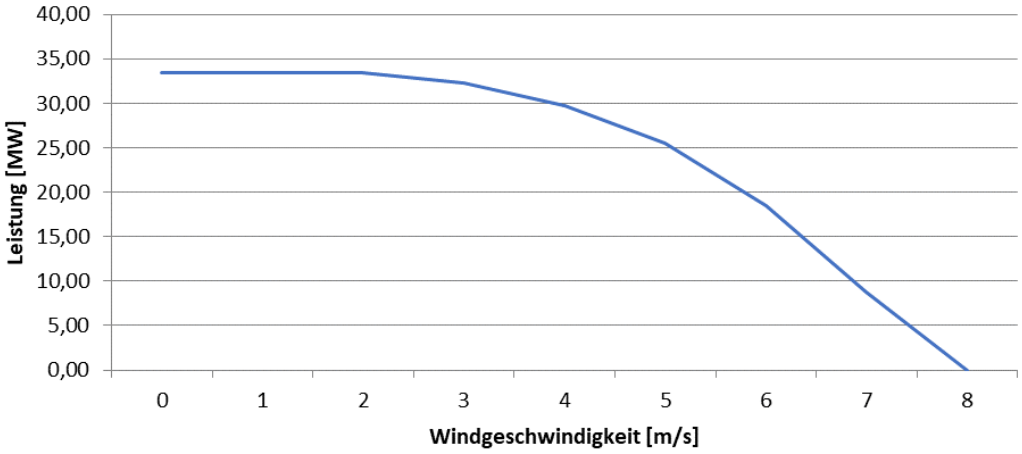

Abbildung 55 Leistung der Wasserstoff-Rückverstromung in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit

Für die weitere Berechnung des Wasserstoffbedarfs werden für den Wirkungsgrad eines Blockheizkraftwerkes (BHKW) 40 % und einen Energieverbrauch von 4,9 kWh/m³ bzw. 58,26 kWh/kg für die Elektrolyse angenommen. Des Weiteren gilt für Wasserstoff ein Energiegehalt von 33,33 kWh/kg. Anhand des Wirkungsgrades lässt sich ermitteln, wie viel Wasserstoff nötig ist, um mit mithilfe von BHKWs die geforderte Energiemenge zu erzeugen. Des Weiteren lässt sich die nötige Energiemenge zur Herstellung des Wasserstoffs berechnen. Um das Funktionieren des Systems zu garantieren ergibt sich folgendes Verhältnis, die linke Seite der Gleichung gibt den Energiegehalt des Wasserstoffs an, der für die Rückverstromung benötigt wird, die rechte Seite den Energiegehalt des Wasserstoffs der erzeugt werden kann.

$$\left(\sum_{v=0}^{8} df(v) * P_{Rückverstromt} * T\right) * \frac{1}{0{,}4} \leq \left(\sum_{v=8}^{25} df(v) * P(v) * T - \sum_{v=8}^{25} df(v) * \emptyset P_{el} * T\right) * \frac{58{,}26\ kWh/kg}{33{,}33\ kWh/kg}$$

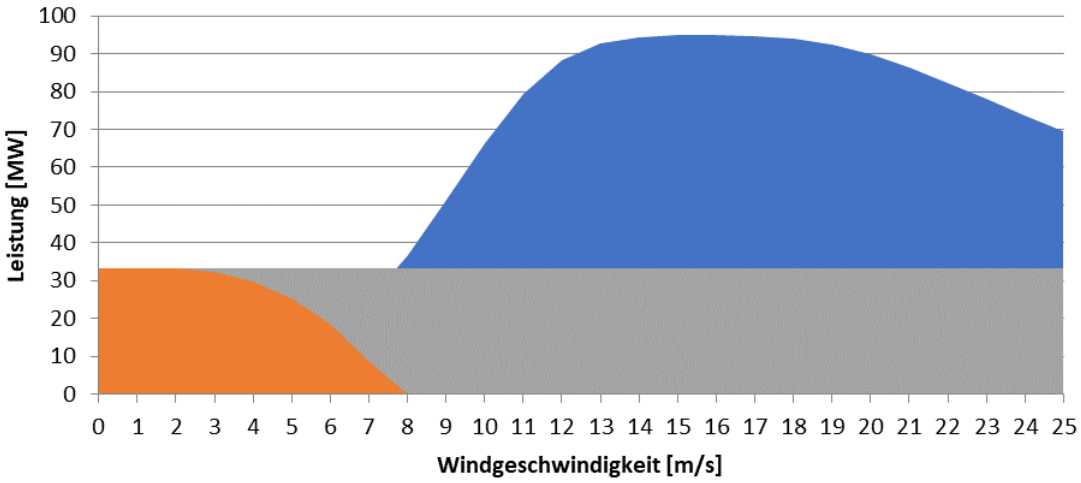

Abbildung 56: Anlagenleistungen Zusammengefasst

$$108\ GWh * \frac{1}{0{,}4} \leq 120\ GWh\ * \frac{33{,}33\ kWh/kg}{58{,}26\ kWh/kg}$$

$$270\ GWh \leq 69\ GWh\ \lightning$$

Es wird klar, dass die zur Verfügung stehende Energie nicht für die Produktion des benötigten Wasserstoffs ausreicht. Um zu ermitteln, bei welcher Anlagenkonfiguration das System autark funktioniert und ausreichend Energie für den Hafen und die Wasserstoffproduktion bereitstellt, wird durch das schrittweise Erhöhen der Leistung des Windparks eine Annäherung an die nötigen Anlagenparameter des Systems erzeugt. Das System, verhält sich beim Erhöhen der installierten Leistung so, dass der Bedarf an rückverstromtem Wasserstoff sinkt und der Energieanteil, der aufgrund von zu niedriger oder zu hoher Leistung nicht direkt im Hafen genutzt werden kann (Energieüberschuss), steigt. Entscheidend ist ab welcher installierten Leistung der produzierte Wasserstoff (Abbildung 7, blaue Line) den Wasserstoffbedarf (Abbildung 7, orange Line) abdeckt. Aus dieser Näherung ergibt sich eine zu Installierende Windkraftleistung von ca. 180 MW, was 36 Exemplaren der gewählten Beispielanlage entspräche und erfüllt die Bedingung.

$$\left(\sum_{v=0}^{8} df(v) * P_{Rückverstromt} * T\right) * \frac{1}{0{,}4} \leq \left(\sum_{v=8}^{25} df(v) * P(v) * T - \sum_{v=8}^{25} df(v) * \emptyset P_{el} * T\right) * \frac{33{,}33\ kWh/kg}{58{,}26\ kWh/kg}$$

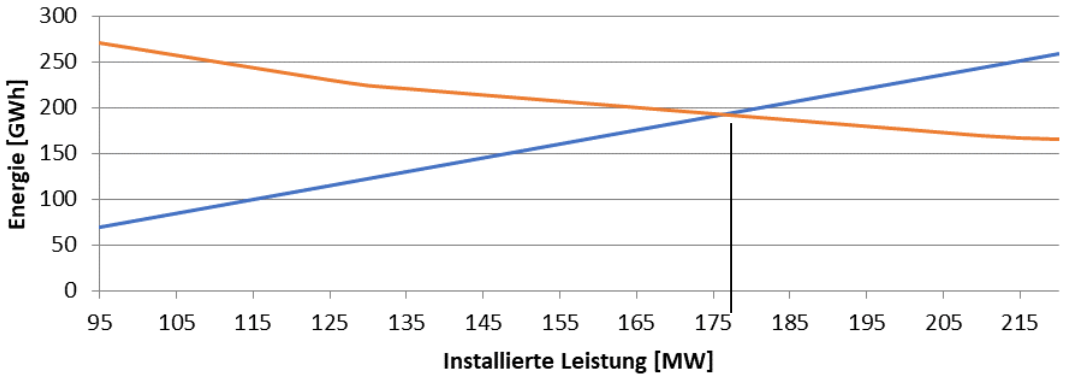

Abbildung 57 Verhältnis Energieüberschuss und Energiebedarf Elektrolyse

Durch die Festlegung der zu Installierenden Leistung, um ein Funktionieren des Systems als autarke Energieversorgung zu garantieren, verändern sich die Parameter.

$$189\ GWh \leq 198\ GWh$$

Das bedeutet bei 180 MW installierter Leistung beträgt der Energiegehalt des produzierten Wasserstoffs 198 GWh und der Energiegehalt des Wasserstoffs, der für die Rückverstromung benötigt wird 189 GWh. Für die weitere Berechnung werden die Energiemengen in Wasserstoff umgerechnet.

$$\frac{189.000.000\ kWh}{33{,}33\ kWh/kg} \leq \frac{198.000.000\ kWh}{33{,}33\ kWh/kg}$$

$$5.670.567\ kg_{H_2} \leq 5.940.594\ kg_{H_2}$$

Anhand dieser Mengen und der für die Elektrolyse nutzbaren Zeit, die mithilfe der Weibullverteilung (Abbildung 58, Grau) und Leistungskurve des Windparks (Abbildung 58, Blau) ermittelt wird, kann die zu installierende Leistung für die Elektrolyse ermittelt werden.

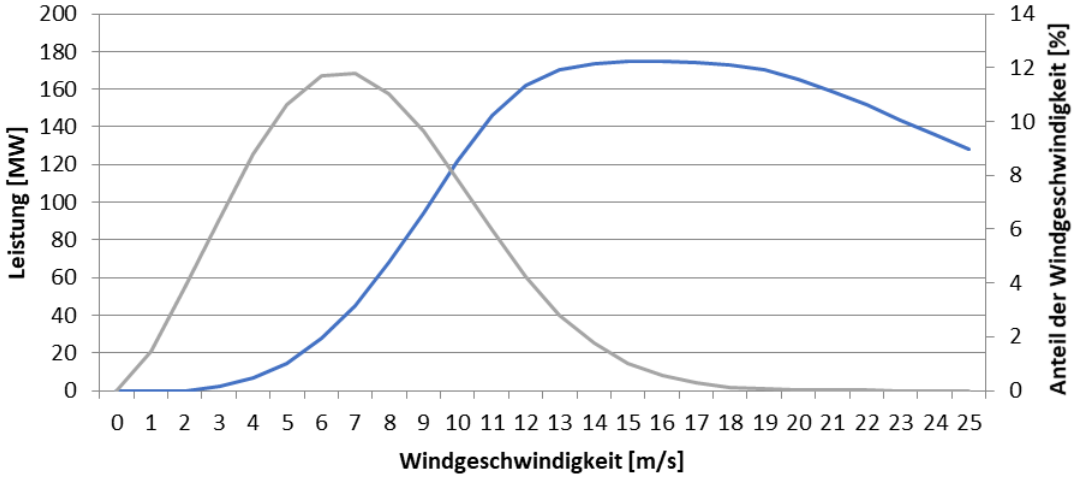

Abbildung 58: Weibullverteilung und Leistungskurve

$$T_{Elektrolyse} = \sum_{V=8}^{25} df(V) * T \tag{60}$$

$$T_{Elektrolyse} = \sum_{V=8}^{25} df(V) * 8760 = 3.972\ h$$

Für die Erzeugung des Wasserstoffs stehen $T_{Elektrolyse} = 3.972\ h$ zur Verfügung. Die zu installierende Leistung der Elektrolyse wird anhand der zur Verfügung stehenden Zeit und dem Bedarf errechnet.

$$P_{Elektrolyse} = \frac{m_{Wasserstoff} * 58{,}26\ kWh/kg}{T_{Elektrolyse}} \tag{61}$$

$$P_{Elektrolyse} = \frac{5.940.594\ kg * 58{,}26\ kWh/kg}{3.972\ h}$$

$$P_{Elektrolyse} = 87.135\ kW$$

Um eine Vorstellung der Wasserstoffspeicherkapazität zu erhalten, wird die im Monat durchschnittlich zu speichernde Menge $m_{Speicher}$ errechnet.

$$m_{Wasserstoff} = 5.940.594\ kg$$

$$m_{Speicher} = \frac{m_{Wasserstoff}}{12}$$

$$m_{Speicher} = \frac{5.940.594\ kg}{12}$$

$$m_{Speicher} = 495.050\ kg$$

Schlussendlich ergeben sich für eine Autarke Versorgung des Emder Hafens mithilfe von Windstrom und Wasserstoff als Energiespeicherung folgende Anlagengrößen. Die zu installierende Leistung der Windkraftanlagen beträgt 180 MW was bei unserer gewählten Beispielanlage einem Windpark mit 36 Windkraftanlagen entsprechen würde. Die zu installierende Leistung für einen Elektrolyseur beträgt 87 MW um ausreichend Wasserstoff für Zeiten einer Unterdeckung des Energiebedarfes produzieren zu können.

6 Analyse der möglichen Wasserstoffspeicher-technologien

Wasserstoff ist das Element mit der geringsten Dichte und dem kleinsten Molekülquerschnitt, wodurch sich besondere chemische und physikalische Eigenschaften ergeben, die bei der Speicherung beachtet werden müssen (Abbildung 59). Besonders die geringe Molekülgröße und ein großer Diffusionskoeffizient bedingen, dass Wasserstoff relativ gut durch eine Vielzahl von Materialien diffundiert oder zu einer Versprödung dieser führt. Eine weitere Besonderheit von Wasserstoff ist, dass es sich schon ab Drücken von 10 bar wie ein reales Gas verhält, wodurch es eine geringere Dichte besitzt als im Vergleich zu einem idealen Gas bei gleichem Druck und gleicher Temperatur. Der Siedepunkt von molekularem Wasserstoff liegt bei -252,8°C. Bei Raumtemperatur zeigt Wasserstoff einen negativen Joule-Thomson-Effekt, was bedeutet, dass es sich bei der Entspannung von hohen zu niedrigen Drücken erhitzt.

Der massenbezogene Brennwert beträgt 141,8 MJ/kg. Somit enthält Wasserstoff die meiste Energie pro Gewichtseinheit unter allen chemischen Brennstoffen. Betrachtet man hingegen den Energiegehalt pro Volumen, ist dieser relativ gering und erreicht im flüssigen Zustand nur 10 MJ/L. Dadurch sind bei der Speicherung größere Behältnisse im Vergleich zu anderen Energieträgern für die gleiche Energiemenge nötig.

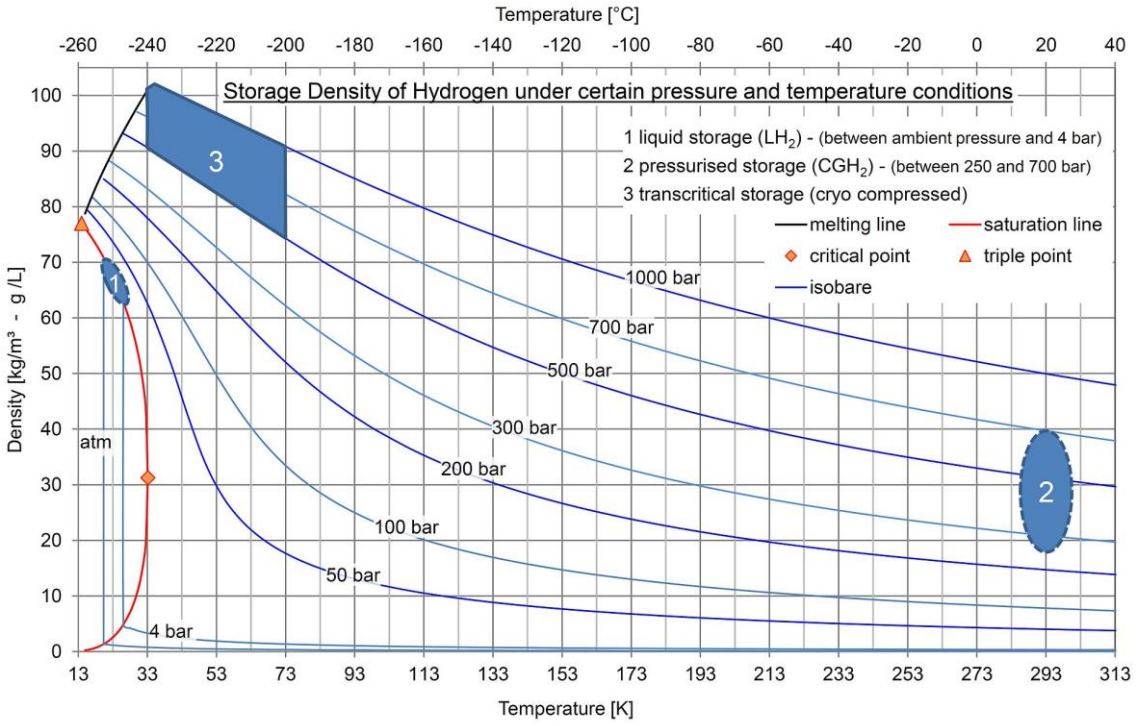

Abbildung 59: Speicherdichte von Wasserstoff in Abhängigkeit von Temperatur und Druck: (1) flüssiger Wasserstoff, (2) gasförmiger Wasserstoff, (3) transkritischer Wasserstoff [90]

Im Folgenden Abschnitt werden unterschiedliche Wasserstoffspeichermöglichkeiten näher betrachtet.

[90] M. Kuhn, Storage Density of Hydrogen under certain pressure and temperature conditions 2015.

6.1 Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Als ein flüssiger organischer Wasserstoffträger (engl. liquid organic hydrogen carriers – LOHC) wird ein Stoffsystem bezeichnet, das zur Speicherung von Wasserstoff eingesetzt werden kann. Die Trägersubstanz des Wasserstoffs wird dabei selbst nicht verbraucht und somit einem Versorgungskreislauf zugeführt (Abbildung 60). Das Kernelement dieses Verfahrens ist demnach die Trägersubstanz, die in einem chemischen Verfahren den Wasserstoff an sich bindet. Dabei kommt es bei der Hydrierung thermodynamisch zu einer Wärmefreisetzung (exotherme Reaktion) und bei der Dehydrierung, der Wiederfreisetzung des Wasserstoffs, zu einer endothermen Reaktion.

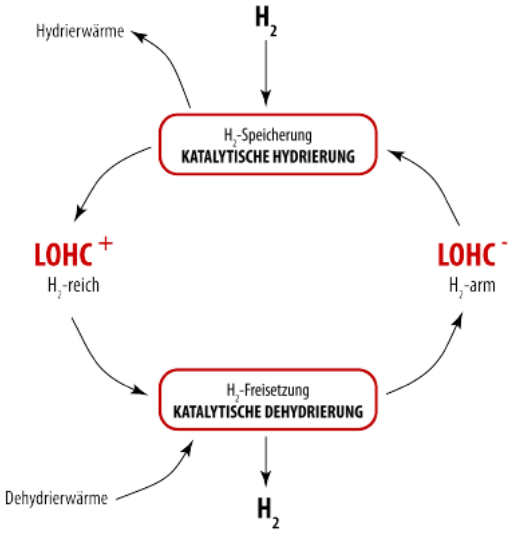

Abbildung 60: Grundkonzept des LOHCs[91]

Eines der zurzeit am besten erforschten LOHC ist N-Ethylcarbazol (H_0NEC). Die Dehydrierung des beladenen Systems, Dodecahydro-N-Ethylcarbazol (H_{12}NEC), erfolgt bereits bei 150°C. Jedoch erfüllt es nicht alle Anforderungen an einen geeigneten Wasserstoffträger. So besteht zum einen eine schlechte technische Verfügbarkeit und zum anderen besitzt N-Ethylcarbazol einen zu hohen Schmelzpunkt (69,9°C), um bei Umgebungsbedingungen im gewünschten flüssigen Zustand vorzuliegen[92]. Am vielversprechendsten scheint aktuell Dibenzyltoluol zu sein. Es wird in der Industrie als Wärmeträgeröl verwendet und kostet ca. 4 €/kg, wodurch die Verfügbarkeit bereits jetzt kein Problem darstellen würde[93]. Die Dehydrierung findet bei Temperaturen über 310°C statt. Der Energiebedarf für die Wasserstofffreisetzung liegt bei 65,4 kJ/mol Wasserstoff. Somit wäre eine Wärmeintegration von evtl. nachfolgenden Wasserstoffnutzungen mit anfallender Abwärme in den Dehydrierungsprozess sinnvoll.

[91] Arlt, W.; Obermeier, J.: Machbarkeitsstudie - Wasserstoff und Speicherung im Schwerlastverkehr. Förderkennzeichen 03B108001, 2018.
[92] Mueller, M.: Entwicklung und Betrieb einer Anlage zur kontinuierlichen Hydrierung von flüssigen organischen Wasserstoffträgern im Technikumsmaßstab. Dissertation, Erlangen-Nürnberg 16.10.2018 16.10.2018.
[93] Mueller: Entwicklung und Betrieb einer Anlage zur kontinuierlichen Hydrierung von flüssigen organischen Wasserstoffträgern im Technikumsmaßstab

Für die Förderung von (LOHC) können normale Standardpumpen eingesetzt werden. Auch wenn LOHC nicht siedekritisch ist, muss auf eine ausreichende Zulaufhöhe geachtet werden. Da von einer sauberen Flüssigkeit ausgegangen werden kann, ist es zu empfehlen, dass mit dichtungslosen hermetisch dichten Pumpen gearbeitet wird. Das gängigste Pumpenverfahren sind Kreiselpumpen, welche in Abhängigkeit vom notwendigen Förderdruck auch mehrstufig ausgeführt werden können. Die Standard magnetgekuppelten Pumpen, aber auch Standard Pumpen mit Gleitringdichtung (etwas günstiger) arbeiten mit Gleitlagern und produktgeschmierten Dichtungen und müssen gegen Trockenlauf abgesichert werden.[94]

6.2 Gasförmiger Wasserstoff (GH_2)

6.2.1 Speicherung von gasförmigem Wasserstoff

Die ersten Erfahrungen mit der Speicherung von wasserstoffreichen Gasen in sogenannten Gasometern wurden Mitte des 19. Jahrhunderts mit Stadtgas gesammelt. Für die Speicherung von gasförmigen Wassersstoff stehen zwei grundlegende Technologien zur Verfügung, dies ist einerseits die oberirdische Speicherung in Gasbehältern oder die Nutzung von Untertagespeichern. Welche Speicherform eingesetzt wird, hängt von der benötigten Speicherkapazität ab. Oberirdische Gasbehälter eignen sich, wenn Wasserstoff über mehrere Stunden oder Tage in kleinen Mengen bereitgestellt werden muss, wobei Untertagespeicher für große Speichermengen über längere Zeiträume geeignet sind. Zu den Untertagespeichern zählen Salzkavernen, aufgebrauchte Erdgas-/Erdöllagerstätten und Aquifere. Das Fassungsvermögen von Salzkavernen liegt zwischen 1-30 kt H_2 und die Speicherkosten betragen ca. 0,6 USD/kg H_2[95]. Ob ein Untertagespeicher für die Speicherung von Wasserstoff geeignet ist, muss individuell durch die Analyse der geomechanischen und geochemischen Gegebenheiten bestimmt werden. Im Forschungsvorhaben wird die Nutzung von Wasserstoff im Hafengebiet von Emden untersucht, daher wird auf Untergrundspeichern nicht weiter eingegangen. Jedoch gilt es zu erwähnen, dass im Umkreis von 20 km mehrere Untertagespeicher für Erdgas existieren. Dies sind die Kavernenspeicher Krummhörn, Nüttermoor und Jemgum, wobei Krummhörn seit dem 01.04.2017 nicht mehr vermarktet wird[96].

Die oberirdischen Wasserstoffspeicher lassen sich in Konstantdruckspeicher und Speicher mit konstantem Volumen einteilen. Konstantdruckspeicher sind Großspeicher und arbeiten bei geringem Überdruck (23 – 92 mbar) und mit variablem Volumen. Typische Bauarten sind Glocken-, Teleskop- und Scheibengasbehälter, deren Speichermengen bei ca. 100.000 m^3 liegen. Weil bei nur geringen Überdrücken gearbeitet wird, hängt die Speicherkapazität von dem zur Verfügung stehenden Volumen ab,

[94] Meusel, S.: Konzeption von Pumpen / Verdichtern für Wasserstoffanwendungen, Freiberg 2020.
[95] International Energy Agency: The Future of Hydrogen.
[96] Lohmann, H.: Speicher Krummhörn wird nicht mehr vermarktet, https://www.energate-messenger.de/news/172644/speicher-krummhoern-wird-nicht-mehr-vermarktet (4. Juli 2019).

wodurch die Konstantdruckspeicher durch den zur Verfügung stehenden Platz limitiert werden.

Bei den Druckspeichern ist das Volumen konstant und die Speicherkapazität hängt von dem eingesetzten Druck ab. Die Druckspeicher lassen sich in drei Druckstufen einteilen: Niederdruckspeicher, Mitteldruckspeicher und Hochdruckspeicher (siehe Tabelle 34). Je nach Einsatzzweck bestehen die Behälter vollständig aus Metall (Type I), aus einem lasttragenden metallischen Liner umwickelt mit glasfaserverstärktem (GFK) oder kohlenstofffaserverstärkten (CFK) Kunststoff (Typ II), aus einem metallischen Liner als Diffusionsbarriere und lasttragenden CFK-Außenschicht (Typ III) oder aus einem Kunststoffliner mit CFK-Außenschicht (Typ IV)[97]. Besonders durch den Einsatz neuartiger Materialien, wie z.B. GFK und CFK, sind Probleme mit der Diffusion von Wasserstoff und die Versprödung des Materials hinreichend gelöst. Bei der Bauform lassen sich Kugelgasbehälter, zylinderförmige Gasbehälter und Röhrenspeicher unterschieden. Kugelgasbehälter weisen den geringsten spezifischen Materialverbrauch in Bezug zum Volumen auf, wobei bisher keine großtechnische Anwendungen dieser Bauform für die Speicherung von reinem Wasserstoff bekannt ist[98]. Eine typische Größe von Kugelgasbehältern ist: 40 m Durchmesser, 10 bar maximaler Druck und 335‘000 Nm^3 Speicherkapazität[99].

Zylinderförmige Wasserstoffbehälter stehen für Drücke zwischen 200 bar und 500 bar in Form von Standardgasflaschen von vielen Herstellern zur Verfügung[100]. Eine Stahlflasche mit 50 L Volumen fasst bei 200 bar ca. 8,86 m^3 Wasserstoff, was ca. 0,7 kg entspricht. Diese Art von Wasserstoffbehältern wird meist dann genutzt, wenn damit Laborgeräte oder Versuchsstände betrieben werden. Im Verkehrssektor werden spezielle zylinderförmige Hochdruckbehälter aus GFK/CFK-Verbundmaterialien eingesetzt, da es hier besonders auf hohe Energiedichten und geringem Gewicht des Tanksystems ankommt. Diese Wasserstoffbehälter sind Spezialanfertigungen und werden nur von wenigen Herstellern angeboten, wie z. B.: CirComp GmbH, ULLIT, Faber Industrie SpA, Quantum, Zoz GmbH, MAHYTEC, Hexagon Purus GmbH oder NPROXX Jülich GmbH.

Tabelle 34: Typische Parameter von Druckspeichern[101]

	Niederdruck	Mitteldruck	Hochdruck
Druck [bar]	10 - 50	200 - 500	700 - 1000
H_2 –Inhalt [kg]	200	0,7 – 16,5	1,4 – 12,4
Bauform	Kugel, Zylinder	Röhren, Flaschenbündel	Zylinder

[97] Jordan, T.: Skript zur Vorlesung über Wasserstofftechnologie, 2007.
[98] Sterner, M.; Stadler, I.: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin, Heidelberg 2014.
[99] Ebd.
[100] Smolinka, T.; Voglstätter, C.: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität. Entwicklungsstand und Forschungsbedarf, 2013.
[101] Smolinka/ Voglstätter: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität; Hexagon Composites Group: Hydrogen Storage and Transportation Systems, 2018.

Ein Röhrenspeicher eignet sich, wenn keine Konkurrenz zu Untertagespeichern existiert. Dieser wird in geringer Tiefe von ca. 2 m mäanderförmig verlegt und besteht aus einem bis zu mehreren Kilometer langen Stahlrohr mit einem Durmesser von bis zu 1,6 m[102]. Der Betriebsdruck beträgt bis zu 100 bar. Durch die untererdige Verlegung müssen die Rohre einerseits mit einem kathodischen Korrosionsschutz ausgestattet werden, andererseits ergeben sich durch den Wärmeaustausch zwischen Rohr und Erde Einsparungen bei Pumpenergie, da es beim Be- und Entladen zu einem Druckwechsel und damit zu Temperaturänderungen des Gases kommt.

6.2.2 Förderung von gasförmigem Wasserstoff

Abseits der Speicher, müssen bei gasförmigen Wasserstoff auch die peripheren Anlagen bedacht werden. Für den Transport und die Speicherung sind hier besonders die fluiddynamischen Geräte wie z. B. Verdichter relevant. Hier lassen sich folgende Anlagen unterscheiden: Kolbenverdichter, Membrankolbenverdichter, ionischer Verdichter, elektrochemischer Verdichter und Turboverdichter.[103]

Ein Turboverdichter arbeitet wie eine Turbine, deren Wirkungsprinzip umgekehrt wurde. Mehrere Schaufelräder komprimieren das Arbeitsgas durch Rotation. Es existieren axiale und radiale Turboverdichter. Axiale fördern höhere Volumenströme bei geringer Druckerhöhung, während radiale geringere Volumenströme bei etwas größerer Druckerhöhung fördern. Allen Turboverdichtern ist gemein, dass sie einen Mindeststrom brauchen, um einen Strömungsabriss zu vermeiden. Dieser variiert je nach Bauart und Hersteller und liegt bei > 50 m³/h.

Kolbenverdichter bestehen stets aus einem oder mehreren Arbeitskolben, die zyklisch Gas in einen Zylinder saugen, es dort komprimieren und es danach durch ein weiteres Ventil weiterfördern. Allen Kolbenverdichtern ist gemein, dass sie über weite Bereiche (5 %-100 % der Maximalleistung) gut regelbar sind. Wenn sie im Unterlastbereich laufen, ist ihr Verschleiß und die Blindstromerzeugung aber bedeutend höher. Daher sollte man sie nach Möglichkeit nicht dauerhaft im Unterlastbereich betreiben. Da die Übersetzung (Verhältnis von Ausgangs- zu Eingangsdruck) bei Kolbenverdichtern recht klein ist, müssen für die meisten Anwendungen mindestens zwei Verdichterstufen hintereinandergeschaltet werden. Da die Kolbenkompressoren trockenen Wasserstoff benötigen, muss je nach Elektrolyseverfahren eine Vortrocknung realisiert werden. Die meisten Verdichterhersteller produzieren ebenfalls Gastrockner, sodass man diese häufig zusammen anfragen kann.

Bei Membrankolbenverdichtern ist der Kolben räumlich von dem Arbeitsgas durch eine Membran getrennt. Für hochkomprimierten Wasserstoff werden meist Metallmembranen verwendet. Membrankolbenverdichter sind in der Anschaffung teurer. Da das Arbeitsgas nicht direkt mit dem Kolben in Kontakt steht, können solche Verdichter technisch dicht konstruiert werden, somit wird eine Inertgasspülung wie bei herkömmlichen Kolbenverdichtern unnötig, was die Betriebskosten deutlich senkt. Der Verschleiß,

[102] Sterner/ Stadler: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration.
[103] Meusel: Konzeption von Pumpen / Verdichtern für Wasserstoffanwendungen.

speziell der Membranen, ist aber bedeutend höher als bei den herkömmlichen Verdichtern. Es sind dementsprechend deutlich häufiger Wartungen notwendig.

Ionische Verdichter haben als Arbeitskolben eine Flüssigkeitssäule, die einen festen Kolben ersetzt. Die Anschaffungskosten sind bedeutend höher, aber die Betriebskosten sind laut Hersteller deutlich geringer, da deutlich weniger Verschleißteile verbaut sind. Dadurch werden auch die Wartungszyklen länger als bei herkömmlichen Verdichtern.

Eine weitere Möglichkeit speziell für die Wasserstoffverdichtung, die in bisherigen technischen Anwendungen wenig Beachtung fand, aber großes Potential birgt, ist der elektrochemische Verdichter (EHC - electrochemical hydrogen compressor). Das Hauptbauteil dieses Kompressors ist eine protonendurchlässige Membran. Auf der Saugseite wird der Wasserstoff durch Gleichspannung in Wasserstoffionen und Elektronen gespalten. Die Ionen wandern entgegen dem Druckgradienten durch die Membran, wo sie wieder durch elektrischen Strom zu Wasserstoff reduziert werden. Die Druckübersetzung ist beinahe unbegrenzt, weshalb diese Verdichter die größte einstufige Druckerhöhung aufweisen. Da die Membran tatsächlich nur für Wasserstoff durchlässig ist, ist eine Vortrocknung nicht notwendig. Die Technologie verspricht sehr geringe Betriebskosten, da der Wartungsaufwand dank des Fehlens beweglicher Teile extrem gering und der Wirkungsgrad höher als bei mechanischen Verdichtern ist. Anders als bei mechanischen Verdichtern wird nicht nur ein, sondern viele einzelne Zellenverwendet, da die aktuellen Versionen nur sehr kleine Volumenströme fördern können.

6.2.3 Leistungskennwerte von Technologien zur H_2-Entnahme aus dem Erdgasnetz

Die Integrierbarkeit des produzierten Wasserstoffs in das bestehende Erdgasnetz, ermöglicht neben der Speicherung auch gleichzeitig eine Distribution des Energieträgers. Zum einen besitzen die über 500.000 km langen Gasleitungen in Deutschland eine Kapazität von 130 TWh und zum anderen bieten Gasspeicher eine zusätzliche Speicherkapazität von 230 TWh[104]. Somit würden bei einer Speicherung im Erdgasnetz hohe Investitionskosten für den Bau eines Pipelinesystems entfallen. Dennoch würden Kosten für Verdichter- und Einspeisestationen entstehen. Je nach Wasserstoffanteil im Gasnetz sinkt der volumetrische Energiegehalt, weshalb größere Mengen an Gas transportiert werden müssen, womit eine höhere Leistung für die Zwischenverdichtungen notwendig ist.

Für die Entnahme von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz können je nach gewünschtem Reinheitsgrad und benötigter Wasserstoffmenge folgende Technologien in Betracht gezogen werden:

1) Druckwechseladsorption (DWA),
2) Membranabtrennung,

[104] DIN, DKE, DVGW, VDI: Deutsche Normungsroadmap Energiespeicher, Februar 2016.

3) Abtrennung mittels Metallhydriden.

Es existieren weitere Prozesse, die für die Abtrennung von Wasserstoff genutzt werden, welche aber aufgrund der Betriebsbedingungen (z. B. Temperatur, niedrige Eingangskonzentration von Wasserstoff) für eine Anwendung mit Erdgas nicht in Betracht kommen. Solche Verfahren sind[105]: Absorption, eisenbasierte Redoxprozesse, Zentrifugation oder kryogene Destillation.

Druckwechseladsorption

Das am häufigsten genutzte Verfahren zur Abtrennung von Wasserstoff aus Gasgemischen ist die Druckwechseladsorption (DWA)[106]. Das Gasgemisch wird unter Druck durch individuell ausgewählte Adsorbentien (z. B. Aktivkohle, aktiviertes Aluminium, Zeolithe) geleitet[107]. Der Wasserstoff passiert den Adsorber und alle anderen Bestandteile werden physikalisch an der Oberfläche des Adsorbens gebunden. Die Beladung des Adsorbens hängt von Druck und Temperatur ab. Daher wird durch Minderung des Drucks eine Regenerierung des Adsorbens erzielt. Um eine quasikontinuierliche Abtrennung von Wasserstoff zu gewährleisten, sind mindestens zwei Adsorber notwendig, wobei in technischen Anlagen 4 bis 6 Adsorber gängig sind. Hersteller von DWA-Anlagen sind zum Beispiel: AirLiquide, Mahler, Caloric Anlagenbau GmbH oder Linde. Typische Anlagenparameter sind in der Tabelle 35 zusammengefasst.

Tabelle 35: Anlagendaten einer DWA zur Abtrennung von H_2[108]

Parameter	Wert
Wasserstoffkapazität	100 – 20.000 Nm^3/h
Eingangsdruck	6 - 40 bar(abs)
Wasserstoffreinheit	bis 6.0 (99,9999 Vol.-%)

Membranabtrennung

Bei der Trennung von Gasgemischen mit Membranen wird das Gas als Feed in einen Reaktor eingeführt. Gängig sind Kaskadenschaltungen von mehreren Trennstufen bei hohen Betriebsdrücken mit Gegenstrom- oder Kreuzstromführung[109]. Durch die Membran erhält man zwei Produktströme. Alle Gase, welche die Membran durchdringen, werden als Permeat bezeichnet, wohingegen die Gase, welche die Membran nicht permeieren, den Reaktor als Retentat verlassen. Die Triebkraft für die Separation ist der Druckunterschied zwischen der Retentat- und Permeatseite. Die wichtigsten Kenngrößen von Membranen sind die Selektivität und die Permeabilität, wobei die Permeabilität die Durchlässigkeit der Membran für ein bestimmtes Gas bezeichnet. Es

[105] Liemberger, W.; Groß, M.; Miltner, M.; Harasek, M.: Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas. In: Journal of Cleaner Production 167 (2017), S. 896–907; Acha, E.; Requies, J. M.; Cambra, J. F.: 13 - Hydrogen purification methods: Iron-based redox processes, adsorption, and metal hydrides. In: Subramani, V.; Basile, A.; Veziroğlu, T. N. (Hrsg.): Hydrogen production and purification, Amsterdam u. a. 2015, S. 395–417.
[106] Klell, M.; Eichlseder, H.; Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik, Wiesbaden 2018; Liemberger, W.; Halmschlager, D.; Miltner, M.; Harasek, M.: Efficient extraction of hydrogen transported as co-stream in the natural gas grid – The importance of process design. In: Applied Energy 233-234 (2019), S. 747–763.
[107] Harasek, M.; Miltner, M.; Liemberger, W.; Groß, M.; Zibuschka, S.; Prazak-Reisinger, H.; Paulnsteiner, R.; Schöffl, P.: HylyPure - Rückgewinnung und Aufbereitung von erneuerbarem Wasserstoff aus der Mischung mit Erdgas, 2017.
[108] Mahler AGS: Wasserstoffgewinnung durch Druckwechseladsorption (DWA / PSA-Anlage) - HYDROSWING, https://www.mahler-ags.com/de/wasserstoff/hydroswing/ (18. Juli 2019).
[109] Gas-Trennung mit Membranen.

existieren in der technischen Wasserstoffabtrennung poröse und dichte Membrantypen[110]. Aufgrund des geringen kinetischen Durchmessers des Wasserstoffs von 0,289 nm werden poröse Membranen seltener eingesetzt[111]. Weiterhin lassen sich Membranen nach ihrer chemischen Zusammensetzung unterteilen in[112]:

I. Anorganische Membranen (keramische Oxide, Kohlenstoffmolekülsiebe, Zeolithe, Metalle, Metalllegierungen),

II. Polymermembranen und

III. Verbundwerkstoffmembranen.

Anorganische Membranen sind korrosionsbeständig, temperaturfest, spröde und besitzen eine hohe H_2-Selektivität aber eine niedrige H_2-Permeabilität. Speziell metallische Membranen (Pd und Pd-Legierungen) müssen wegen der Wasserstoffversprödung bei Temperaturen von > 300°C und bei niedrigen Drücken (1-5 bar) betrieben werden[113]. Für die Abtrennung von Wasserstoff aus Erdgas sind daher kohlenstoffbasierte Membranen besser geeignet, da diese bei Temperaturen zwischen 24°C – 90°C betrieben werden[114], wobei deren Produktionskosten noch 1 – 3 Größenordnungen über den von Polymermembranen liegen[115].

Polymermembranen sind kommerziell verfügbar und können bei niedrigeren Temperaturen und höheren Drücken arbeiten. Typische Polymere ,aus denen die Membranen bestehen, sind: Cellulose Acetat, Ethyl Cellulose, Polydimethylsiloxan, Polyimid, Polymethylpenten, Polyphenyleneoxid oder Polysulfon[116]. Anbieter von Membranabscheidersystemen sind z. B.[117]: Air Products, Air Liquide und Ube.

Metallhydride

Bisher sind Metallhydride vorwiegend für die Speicherung von Wasserstoff betrachtet worden, wobei diese sich auch für die Abtrennung von Wasserstoff aus Gasgemischen eignen[118]. Durch die irreversible Chemisorption von Gasverunreinigungen wie O_2, CO_2, CO. SO_2, CH_4, H_2O werden Wasserstoffreinheiten von bis zu 99,9999 Vol.-% erreicht[119]. Elemente wie Lithium, Bor, Natrium oder Aluminium bilden stabile ionische Verbindungen mit Wasserstoff. Durch eine Temperaturerhöhung kann der Wasserstoff wieder freigesetzt werden, wobei die Dehydrierungstemperatur je nach Verbindung zwischen 80°C und 600°C liegt[120]. Den höchsten Wasserstoffgehalt besitzen Boranate

[110] Leimert, J.; Karl, J.: Herstellung von Wasserstoff auf Basis der Heatpipe Reformer Technologie. In: Beiträge zur DGMK-Fachbereichstagung "Konversion von Biomassen" : 12. - 14. Mai 2014 in Rotenburg a.d. Fulda ; [(Autorenmanuskripte)], Hamburg 2014, S. 259–267.
[111] Ebd.; Zornoza, B.; Casado, C.; Navajas, A.: Chapter 11 - Advances in Hydrogen Separation and Purification with Membrane Technology. In: Gandía, L. M. (Hrsg.): Renewable hydrogen technologies. Production, purification, storage, applications and safety, Amsterdam 2013, S. 245–268.
[112] Zornoza/ Casado/ Navajas: Chapter 11 - Advances in Hydrogen Separation and Purification with Membrane Technology.
[113] Liemberger/ Groß/ Miltner/ Harasek: Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas; Leimert/ Karl: Herstellung von Wasserstoff auf Basis der Heatpipe Reformer Technologie.
[114] Lie, J. A.: Final report on low temperature carbon molecular sieve membranes, 2010.
[115] Liemberger/ Groß/ Miltner/ Harasek: Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas.
[116] Harasek/ Miltner/ Liemberger/ Groß/ Zibuschka/ Prazak-Reisinger/ Paulnsteiner/ Schöffl: HylyPure - Rückgewinnung und Aufbereitung von erneuerbarem Wasserstoff aus der Mischung mit Erdgas.
[117] Zornoza/ Casado/ Navajas: Chapter 11 - Advances in Hydrogen Separation and Purification with Membrane Technology.
[118] Acha/ Requies/ Cambra: 13 - Hydrogen purification methods: Iron-based redox processes, adsorption, and metal hydrides.
[119] Klein, H.-P.: Betriebsverhalten einer zweistufigen Metallhydrid-Sorptionsanlage zur Kälteerzeugung, 2007 2007.
[120] Acha/ Requies/ Cambra: 13 - Hydrogen purification methods: Iron-based redox processes, adsorption, and metal hydrides.

wie $LiBH_4$ und $NaBH_4$ mit 18 %(m/m) und 15 %(m/m), deren Dehydrierungstemperatur jedoch mehr als 400°C beträgt. Durch eine Modifizierung der Zusammensetzung kann die Lebensdauer, Korrosionsbeständigkeit, Dehydrierungstemperatur, Wasserstoffkapazität und die Vergiftungsresistenz beeinflusst werden. Vielversprechend sind Metallhydride basierend auf Seltenerden. Bei dem Einsatz von Metallhydriden für die Wasserstoffabtrennung muss besonders auf Begleitgase wie O_2, H_2S und CO geachtet werden, weil diese zu einer irreversiblen Deaktivierung des Materials führen.

Temperaturwechseladsorption

Eine weitere Adsorptionsmethode ist die Temperaturwechseladsorption (TWA). Die Desorption des beladenen Adsorbats erfolgt über eine Temperaturänderung. Bei der TWA unterliegt das Adsorbens einer thermischen Alterung und es wird in der Regel mehr benötigt, als bei der DWA[121]. Mit der TWA ist die Entfernung von weiteren Verunreinigungen wie Schwefelwasserstoff oder Ammoniak möglich. Das energieintensive Verfahren eignet sich daher für besondere Reinheitsanforderungen. Da das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch im Erdgasnetz bereits den technischen Anforderungen des DVGW genügt, erweist sich die DWA oder Membrantrennung als praktikabler.

Beispiele für die Abtrennung von Wasserstoff aus Erdgas

Die Entnahme von Wasserstoff aus Gemischen mit Erdgas ist bisher nur in Labortechnischen Anlagen erprobt worden. Im Projekt HylyPure wurde ein Verfahren bestehend aus Membrantrennung und Druckwechseladsorption (DWA) entwickelt (siehe Abbildung 61)[122]. Der Vorteil des Verfahrens ist, dass durch die Membran aus einem Rohgas mit niedrigem H_2-Anteil von bis zu 10 % (v/v) ein Gas mit hohem H_2-Anteil erzeugt wird, was zu längeren Standzeiten der DWA führt. Sowohl das Retentat aus der Membranstufe als auch das Desorbat und die Spülgase der DWA werden zur Erdgasleitung zurückgeführt.

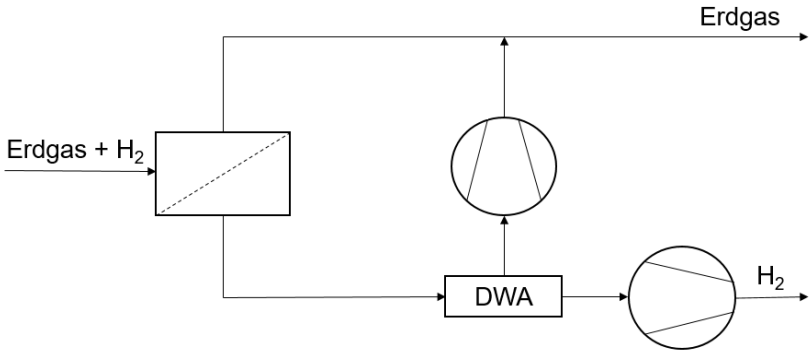

Abbildung 61: Verfahrensfließbild des HylyPure-Verfahrens nach[123]

Als Membranmaterial wurde ein dichtes Polyimid gewählt, welches eine optimale H_2/CH_4 Selektivität und H_2-Permeabilität aufweist und zudem kommerziell Verfügbar

[121] Figoli, A.; Cassano, A.; Basile, Angelo (Hrsg.): Membrane Technologies for Biorefining, 2016.
[122] Harasek/ Miltner/ Liemberger/ Groß/ Zibuschka/ Prazak-Reisinger/ Paulnsteiner/ Schöffl: HylyPure - Rückgewinnung und Aufbereitung von erneuerbarem Wasserstoff aus der Mischung mit Erdgas.
[123] Liemberger/ Halmschlager/ Miltner/ Harasek: Efficient extraction of hydrogen transported as co-stream in the natural gas grid – The importance of process design.

und robust ist. Der Rohgasdruck vor der Membran betrug zwischen 21 und 52 bar(abs) und die Wasserstoffanteile wurden zwischen 1 % (v/v) und 70 % (v/v) variiert. Der Permeatdruck wurde zwischen 1 und 6 bar(abs) untersucht. Niedrige Feeddrücke bedingen eine höhere H_2-Konzentration im Permeat aber einen geringeren Stage-cut (Permeatvolumenstrom bezogen auf Feedvolumenstrom), was zu niedrigeren Ausbeuten des Trennschritts führt. Ein hoher Permeatdruck ist anzustreben, um eine zusätzliche Verdichtung vor der Adsorptionsstufe zu vermeiden, wobei ein hoher Permeatdruck eine niedrigere H_2-Konzentration im Permeat bedingt. Für Permeatdrücke zwischen 5 und 6 bar(abs) und ein Stage-cut von 0,15 bis 0,25 kann eine H_2-Anreicherung von 4 % (v/v) im Feed auf 15 % bis 20 % (v/v) im Permeat erzielt werden. Bei Permeatdrücken von 1-2 bar(abs) kann eine Anreicherung auf über 30 % (v/v) erreicht werden. Im Vergleich zu Methan weisen die Erdgasbegleitstoffe wie C2+-Kohlenwasserstoffe und Stickstoff eine geringere Permeabilität auf und reichern sich daher im Retentat an. Anders verhält sich dies bei Kohlenstoffdioxid, welches eine gute Permeabilität besitzt und daher durch die Membran von 1 % (v/v) auf ca. ca. 3 % (v/v) angereichert wird. Bei Versuchen mit Realgas sind Erdgasbegleitstoffe wie höhere Kohlenwasserstoffe und Stickstoff im Permeat nachweisbar und müssen bei der zweiten Trennstoffe, bestehend aus DWA, berücksichtigt werden. Diese Begleitstoffe können das Adsorbens deaktivieren und müssen durch eine Kombination von Adsorbermaterialien entfernt werden. Daher werden in dem HylyPure-Verfahren folgende Adsorbentien in der beschriebenen Reihenfolge eingesetzt:

1. Silica-Gel (Entfeuchtung und Adsorption von Kohlenwasserstoffen >C1)
2. Aktivkohle (Entfeuchtung, Adsorption von CO_2 und CH_4)
3. Zeolithe (Adsorption von CO, CH_4 und N_2)

Bei einer adiabatischen Fahrweise der Druckwechseladsorption wird ein fortschreitender Temperaturpeak durch die Schüttung beobachtet. Kurz vor einem Durchbruch müssen die Adsorbentien regeneriert werden. Dies erfolgt durch eine Druckerniedrigung. Wird der Adsorber nach der Entspannung mit Wasserstoff (z. B. Raffinat) gespült, kann die verbleibende Menge an Methan weiter abgesenkt werden, was eine bessere Regenerierung der Adsorbentien bewirkt. Die Betriebsweise (Druck, Einsatz von Spülgasen) und die Zusammensetzung des Feedgases haben einen starken Einfluss auf die Produktgasqualität und die Wasserstoffausbeute, wobei eine hohe Produktgasreinheit zu niedrigen Wasserstoffausbeuten führt. Produktwasserstoffgehalte von 80 % (v/v) ergeben Ausbeuten von ca. 65 %, während die Ausbeute von Produktreinheiten über 90 % (v/v) bei ca. 50 % liegt. Bei Realgasversuchen wurde ermittelt, dass bei einem Stage-cut von 0,1 bis 0,15 der Membranfeedgasstrom etwa das 7- bis 10-fache des Adsorberfeedgasstromes beträgt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit dem HylyPure-Verfahren Wasserstoff von einem Erdgasgemisch mit 4 % (v/v) auf eine brennstoffzellentaugliche Konzentration von >99,97 Vol.-% angereichert werden kann. Der spezifische Energieverbrauch wurde mit ca. 1 kWh/m^3 ermittelt, wobei dieser besonders von der Wasserstoffein-

gangskonzentration abhängt (Tabelle 36). Bei 10 % (v/v) H_2 beträgt der Energieverbrauch 0,4 kWh/m³, wohingegen für niedrigere Eingangskonzentrationen von 1 % (v/v) ein Anstieg auf 2,2 kWh/m³ zu verzeichnen ist[124]. Bei weiterer Optimierung ist ein Energieverbrauch von 0,29-0,4 kWh/m³ zu erwarten. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse hat gezeigt, dass bei einer vierjährigen Investitionsphase der break-even-point nach 6 Jahren erreicht wird.

Es kann festgehalten werden, dass die Entnahme und Extrahierung des Wasserstoffes aus dem Erdgasnetz prinzipiell möglich ist. Je nach Wasserstoffkonzentration im Erdgas kann entweder ein Kombiverfahren aus Membran und Druckwechseladsorption (für geringe H_2-Konzentrationen bis ca. 10 % (v/v)) oder ein Einzelverfahren eingesetzt werden. Als Einzelverfahren sind die Druck- oder Temperaturwechselverfahren technisch ausgereift, wobei die Extrahierungsanlage eine Mindestentnahme von Wasserstoff im einstelligen kg/h-Bereich aufweisen sollte.

Tabelle 36: Spez. Energieverbrauch des HylyPure-Verfahrens in Abhängigkeit der Wasserstoffeingangskonzentration[125]

Wasserstoffeingangs-konzentration [Vol.-%]	Spez. Energieverbrauch [kWh/m³ i.N.]
1	2,2
4	1
10	0,4

6.3 Flüssigwasserstoff (LH2)

Mit flüssigem Wasserstoff ist die Lagerung des Energieträgers in verflüssigter Form in Kryo-speichern gemeint. Nach Kurzweil & Dietlmeier wird LH_2 tiefkalt unter Umgebungsdruck bei Temperaturen unterhalb des Siedepunktes (-252;8 °C = 20,4 K) in speziellen thermoskannenartigen Isoliergefäßen (DEWAR-Gefäßen) mit Flüssigstickstoffmantel gelagert. Der große Vorteil dieser Lagerungsform bei -252;8 °C, ist die 800-fache Dichte von Wasserstoffgas bei Umgebungsdruck. Der Wasserstoff erreicht dabei eine Energiedichte von 2,4 kWh/L. Durch die Kondensation, Kühlung und Verdampfung kommt es im Vergleich zur Druckgasspeicherung zu Effizienzeinbußen. Allein für die Verflüssigung bedarf es ca. 36 MJ/kg, was ca. einem Drittel der gespeicherten Energie entspricht.[126]

Trotz einer sehr guten Isolation der Tanks ist ein Wärmeeintrag nicht gänzlich zu vermeiden. Der daraus resultierende unkontrollierbare Druckanstieg, kann durch eine Abdampföffnung entweichen, sodass Abdampfverluste in der Größenordnung von bis zu

[124] Liemberger/ Halmschlager/ Miltner/ Harasek: Efficient extraction of hydrogen transported as co-stream in the natural gas grid – The importance of process design.
[125] Liemberger/ Halmschlager/ Miltner/ Harasek: Efficient extraction of hydrogen transported as co-stream in the natural gas grid – The importance of process design.
[126] Kurzweil, P.; Dietlmeier, O. K.: Elektrochemische Speicher, Wiesbaden 2018.

einigen Prozenten pro Tag anfallen. Somit sind kryogene Speicher nicht als Langzeitspeicher zu empfehlen.[127]

Ein besonderes Augenmerk muss hier auf die kryogene Pumpentechnologie gerichtet werden, da diese nur von wenigen Herstellern weltweit angeboten wird. In der Kryotechnik werden vornehmlich zwei Arten von Pumpen eingesetzt – Kreiselpumpen oder Kolbenpumpen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass bei kleinen Volumenströmen bis ca. 1,3 t/h und hohen Drücken (ab ca. 14 bar) Kolbenmaschinen zum Einsatz kommen, bei größeren Volumenströmen ab 1,3 t/h und niedrigeren Drücken (< 14 bar) kommen eher Kreiselpumpen zum Einsatz. Sollten höhere Drücke und höhere Volumenströme benötigt werden, handelt es sich um Sonderkonstruktionen.

6.4 Validierung der Wasserstoffspeichertechnologien

Wie sich schon bei der Betrachtung der einzelnen Wasserstoffspeichertechnologien gezeigt hat, hängt deren technische Umsetzbarkeit von den Ausgangsparametern und Einsatzbereichen ab. LOHC hat den Vorteil, dass eine energieintensive Verdichtung oder Verflüssigung zur Speicherung umgangen wird. Andererseits müssen ca. 33 % des Energiegehaltes von Wasserstoff für die endothermen Dehydrierung aufgewendet werden, somit beträgt die Energiekapazität nur ca. 1 kWh/kg. Weiterhin muss das dehydrierte LOHC beim Endverbraucher zwischengespeichert und der Hydrierung zurückgeführt werden. Bei der Flüssigwasserstoffspeicherung (LH_2) hingegen wird der Vorteil einer erhöhten gravimetrischen Speicherdichte durch die energieintensive Verflüssigung und die Abdampfverluste bei der Lagerung aufgehoben. Ca. 30 % der im Wasserstoff gespeicherten chemischen Energie wird für die Verflüssigung nötig. Bei einer Verdichtung auf 350 bar oder 700 bar wird entsprechend nur 12% und 15% der im Wasserstoff enthaltenen Energie nötig.

6.5 Untersuchung der prozesstechnischen Voraussetzungen im Hinblick auf die drei analysierten Wasserstoffspeichertechnologien

Für die Speicherung des Wasserstoffs wurden für die unterschiedlichen Verteilungskonzepte verschiedene Speichermöglichkeiten betrachtet. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff ist wegen der hohen Energiedichte die attraktivste Form der Speicherung, jedoch aufgrund der Größenordnung in der wir uns im Projekt Wash2Emden bewegen wenig sinnvoll, da Verflüssigungsanlagen nur in bestimmten Größenordnungen wirtschaftlich betrieben werden können und zu dem mit Stickstoff versorgt werden müssen, für den in Emden keine Quelle vorliegt. Die Speicherung von Wasserstoff in LOHC ist wegen der leichten Handhabung und Speicherdichte ebenfalls eine interessante Möglichkeit, nur bringt die Entnahme des Wasserstoffs aus solch einem Spei-

[127] Reich, G.; Reppich, M.: Regenerative Energietechnik. Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung, 2. Aufl., Wiesbaden 2018.

chermedium einen Energieaufwand mit sich, der oft nur in Verbindung mit einer Wärmequelle aus einer Wasserstoffanwendung ohne größere Verluste betrieben werden kann. Eine Speicherung in Druckbehältern ist gerade bei kleineren Anwendungen und einem flexiblen Einsatz sinnvoll. Alle Speichertechniken sind in containerbasierten Systemen erhältlich, die eine leichte Erweiterung von Speicherkapazitäten und einen leichten Transport ermöglichen.

Der Einsatz einer Speichertechnologie ist abhängig von den benötigten Wasserstoffmengen und den Gegebenheiten vor Ort. In Bezug auf die Anwendungen im Hafen, wo Wasserstoff als alternativer Treibstoff für Fahrzeuge genutzt werden soll, ist eine Speicherung unter Druck bei 45 - 700 bar die interessanteste Lösung.

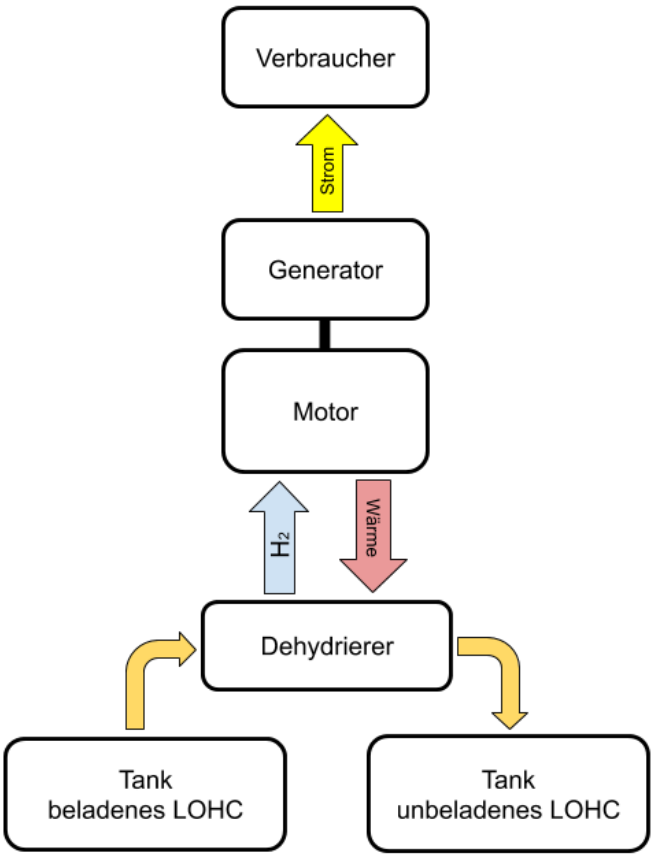

Abbildung 62: Flussdiagramm LOHC Verbraucher

Die technischen Vorrausetzungen für den Einsatz von LOHC sind je nach Anwendung unterschiedlich, generell ist der Transport im Vergleich zu den anderen Möglichkeiten am einfachsten. Jedoch ist beim LOHC zu beachten, dass trotz der hohen Speicherdichte das doppelte Tankvolumen sowohl beim Hydrieren als auch beim Dehydrieren vorhanden sein muss, da der Trägerstoff beim Hydrieren unbeladen vorgelagert werden muss und nach dem Dehydrieren ebenfalls wieder bis zur Abholung zwischengelagert wird. Für unser Beispiel (EPAS-Terminal) liegt je nach Grad der Umrüstung, die Produktionsrate von Wasserstoff, der gewählten Anlage bei 66 Nm^3/h. Diese Menge an Wasserstoff ließe sich mit einer Hydriereinheit in der Größe eines 20”-Containers hydrieren. Für die Dehydrierung wird die Anlage nach den Kenndaten des BHKWs ausgelegt. Das bedeutet bei einem BHKW mit einer Ausgangsleistung von 400 kW,

welche in der Größenordnung der im EPAS Beispiel verwendeten Anlage entspricht, werden bei einem Wirkungsgrad von 40 % 1.000 kW Eingangsleistung benötigt, welche einer Wasserstoffzufuhr von 30 kg/h oder 356 Nm^3/h entspricht. Eine Anlage, die einen solchen Volumenstrom bei der Dehydrierung erzeugt, wäre eine Spezialanfertigung, die vom Raumbedarf ca. drei 40”-Containern entsprechen würde, mit einem ungefähren Leistungsbedarf von 390 kW thermischer Leistung. Die Versorgung der Anlage mit thermischer Energie wäre so hoch, dass die thermische Leistung des BHKWs mit 371 kW nicht für die Dehydrierung ausreichen würde und zusätzliche Energie aus anderer Quelle benötigt würde. Für unser Beispiel EPAS Terminal wurde für einen Inselbetrieb eine Speichergröße von 2.100 bis 2.500 kg ermittelt. Bei einer Speicherung in LOHC entspricht dies 37 bis 44 m^3 LOHC.

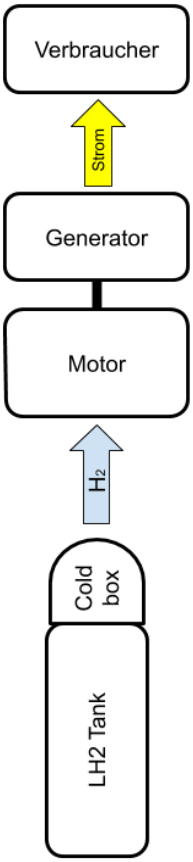

Abbildung 63: Flussdiagramm Flüssigwasserstoffverbraucher

Die technischen Voraussetzungen für den Einsatz von flüssigem Wasserstoff sind beim Transport und der Lagerung aufwändiger als beim LOHC. Ein LKW-Auflieger fasst 3.500 kg flüssigen Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 116.655 kWh womit sich ein BHKW mit 400 kW Leistung ca. 116 Stunden unter Volllast betreiben lässt. Eine Speicherung vor Ort ist mit Flüssiggasspeichern möglich, nur wäre eine Onsite Elektrolyse aufgrund der Größenordnung dann nicht mehr sinnvoll. Für die Wasserstoffanwendungen liegt die Verdampfungsrate bei unserem Beispiel, BHKW am EPAS

Terminal, bei ca. 30 kg/h. Da es sich bei diesem Massenstrom nur um die Spitzenlasten des BHKWs handelt, kann die Verdampfer Station bei Verwendung einer Wasserstoff Druckspeicherung für den Zwischenspeicher auch kleiner dimensioniert werden.

Die technischen Voraussetzungen für den Einsatz von gasförmigen Wasserstoff sind beim Transport und der Speicherung technisch am einfachsten, ein LKW-Auflieger mit Tube Trailer fasst ca. 500 kg bei 250 bar, bei einem Container Trailer sind es 1.000 kg bei 500 bar. Bei der für das EPAS-Terminal zu speichernden Menge entspricht dies vier bis fünf 40” Containern, jedoch entfallen bei dieser Speichertechnologie Komponenten wie Dehydrierer bei der LOHC Speicherung oder Verdampfer wie bei der LH_2 Speicherung. Gasregelstrecken sind bei allen Speichertechnologin notwendig. Daraus resultiert, dass beim Speichern von Wasserstoff in komprimierter Form, die Transportmengen sehr klein sind und diese Art der Speicherung interessant für Anwendungen mit Onsite Elektrolyse ist.

Die Wahl der Speichertechnologie und Art der Distribution ist abhängig von der benötigten Menge und Art der Anwendung. Für unser Beispiel EPAS Terminal ist eine Speicherung in Druckwasserstoff zu bevorzugen. Es folgt ein weiteres Beispiel anhand dessen sich aus den im Rahmen der Studie gesammelten Daten zeigen lässt, wie eine Flurförderfahrzeugflotte versorgt werden kann.

Umstellung von Flurförderfahrzeugen:

Bei der Umstellung einer Flotte aus Flurförderfahrzeugen bestehend aus acht Fahrzeugen, entsprechend der Fuhrparkgröße des EPAS Terminals, mit einem Energiebedarf von 104.728 kWh/a, welcher einer Wasserstoffmenge von ca. 3.200 kg/a entspricht. Um diese Fahrzeuge zu versorgen, ist bei einer größeren Entfernung zur Wasserstofferzeugung keine Wasserstoffleitungen nötig. Eine solche Anwendung ließe sich mit einer Tankstelle realisieren, die aus Wasserstoffgasflaschen gespeist wird. Bei einer Bündelbatterie mit einer Kapazität von 180 kg müssten die Flaschenbündelbatterien bei einem wöchentlichen Bedarf von ca. 65 kg alle zwei Wochen ausgetauscht werden. Bei einem solchen Konzept besteht die Möglichkeit den Speicher aufgrund der Modulbauweise, leicht um den Bedarf zu erweitern, sodass der Speicherbedarf erst bei Flottenerweiterung sukzessive angepasst werden kann. Für ein solches Konzept wird vorausgesetzt, dass auf der Erzeugerseite eine Abfüllstation für Wasserstoff in Druckflaschen vorhanden ist.

7 Wasserstoffinfrastruktur im Seehafen Emden

Neben der Herstellung und Nutzung von Wasserstoff ist die Wasserstoffinfrastruktur auf der Bereitstellungsseite von entscheidender Bedeutung. In diesem Abschnitt werden die verschiedenen Möglichkeiten aufgezeigt, über die Wasserstoff im Hafen verteilt werden kann. Dazu zählen verschiedene Speichermöglichkeiten von Wasserstoff, die Nutzung des vorhandenen Erdgasnetzes sowie das Stromnetz als Quelle grünen Stromes zur lokalen bedarfsgerechten Erzeugung von Wasserstoff.

7.1 Analyse der Netzinfrastruktur

7.1.1 Gasnetzinfrastruktur im Seehafen Emden

Aufbauend auf den allgemein vorhandenen Gasnetzinformationen erfolgte eine Erfassung der aktuellen Gasnetzinfrastruktur. Hierfür wurde das komplette Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetz sowohl vom Hafen als auch von Emden erfasst. Eine Hochdruckleitung erstreckt sich bis zum Jarßumer Hafen und eine zweite Leitung verläuft parallel zum Emder Fahrwasser. Über ein verzweigtes Mitteldrucknetz gelangt anschließend das Erdgas zum Endverbraucher. Aus dem Abgleich der aktuellen Bebauung ergibt sich, dass alle relevanten Abnehmer und Gebäude ans Erdgasnetz angeschlossen sind. Somit besteht zum jetzigen Zeitpunkt kein Ausbaubedarf der Erdgasinfrastruktur.

In Anbetracht einer Anhebung des Wasserstoffanteils im Erdgas kommt es nicht nur zu einer brennwerttechnischen Veränderung des Gases, sondern auch anlagen-, werkstoff- und sicherheitsrelevante Fragen müssen dafür berücksichtigt werden. Einerseits spielt die chemische Beständigkeit von Bauteilen in Wechselwirkung mit Wasserstoff unter sich verändernden Temperatur- und Druckbedingungen eine Rolle. Andererseits müssen alle eingesetzten Materialien dahingehend dicht sein, dass keine Gefahr durch Wasserstoffpermeation besteht. Zum jetzigen Zeitpunkt sind sowohl Stahl als auch Kunststoffleitungen für Wasserstoffkonzentrationen bis 25 Vol.-% geeignet. Für einzelne Elemente, wie Dichtungen, Membranen, Gasströmungswächter oder Prozessgaschromatographen muss eine Einzelprüfung auf Wasserstoffverträglichkeit und eine nötige Umrüstung durchgeführt werden.

Eine Umwidmung der Erdgasleitungen auf reinen Wasserstoff ist unter den jetzigen Bedingungen nicht möglich, da aufgrund der Netzstruktur alle Akteure einer Umstellung auf Wasserstoff zustimmen müssen. Weiterhin reichen die ermittelten Wasserstoffmengen von 8 bis 49 Tonnen pro Tag nicht aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb einer solchen Leitung zu gewährleisten. Aus der Erfahrung schon bestehender Wasserstoffnetze, sind Wasserstoffleitungen erst ab einer Menge von 500 t/d rentabel[128].

[128] International Energy Agency: The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities, 2019.

7.1.2 Erfassung der aktuellen Stromnetzinfrastruktur im Seehafen Emden

Sowohl die Stromnetzinfrastruktur der Stadt als auch des Seehafens Emden wurden erfasst. Hierfür wurden Daten vom lokalen Netzbetreiber SWE[129] um die von NPorts erweitert. Ein Teil des Stromnetzes im Hafen wird von der EWE betrieben, welches nur teilweise analysiert werden konnte. Anhand der zugänglichen Daten nach der Strom-NZV §17[130] wurde das relevante Netz der SWE bilanziert.

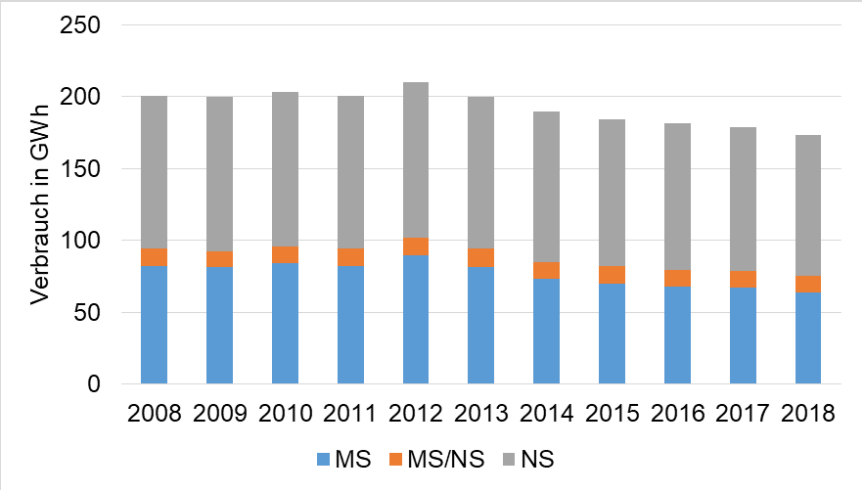

Abbildung 64: Stromverbrauch in Emden je Netzebene

Nach der Bilanzierung des Stromnetzes der SWE lässt sich festhalten, dass die Stromnutzung durch Endverbraucher seit 2012 stetig gesunken ist (Abbildung 64). In 2008 lag der gesamte Endverbrauch bei 200,5 GWh. In 2012 gab es eine Spitze von 210,1 GWh und liegt für 2018 bei 173,3 GWh. Andererseits ist durch den Ausbau von Windkraft und PV der Anteil an dezentral eingespeisten Strom stetig gestiegen (Abbildung 65). 2008 kamen 142,6 GWh aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz, wohingegen in 2018 104,7 GWh aus lokalen EE-Anlagen ins Mittelspannungsnetz eingespeist wurden.

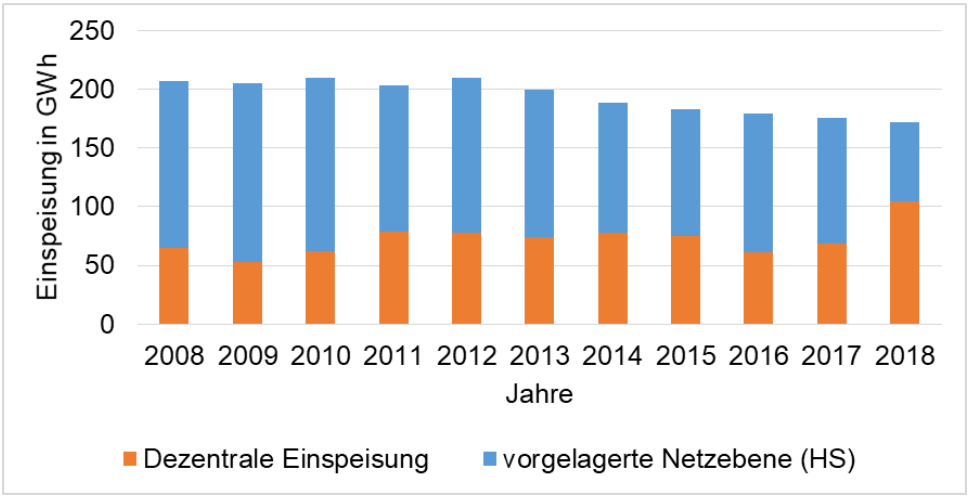

Abbildung 65: Einspeisungen in das MS-Netz der SWE

[129] Stadtwerke Emden GmbH: Infrastrukturdaten.
[130] Stadtwerke Emden GmbH: Veröffentlichungsdaten nach StromNEV §27 und StromNZV §17.

7.1.3 Analyse des erforderlichen Ausbaus der Gas- und Stromnetzinfrastrukturen im Seehafen Emden im Hinblick auf Wasserstoff-Anwendungen

Für reine Wasserstoffanwendungen ist eine Verwendung des vorhandenen Erdgasnetzes nicht sinnvoll, da nach einer Anreicherung des Erdgases mit Wasserstoff sich dieser nur mit großem Aufwand durch Druckwechselabsorption wieder separieren lässt. Solche Anlagen sind erst ab einem Wasserstoffanteil sinnvoll, der im Hafennetz aus technischen Gründen nicht möglich ist. Für reine Wasserstoffanwendung sind separate Wasserstoffleitungen vom Speicher zu den Anwendungen nötig. In wie weit, ein Komplettes, den ganzen Hafen umspannendes Wasserstoffnetz nötig ist hängt vom Wasserstoffbedarf der Anwendungen ab. Durch die Umfrage und Sondierung der Anwendungsprozesse im Emder Hafen können für verschiedene Anwendungen Wasserstoffmengen angenommen werden. Für die Betankung einer PKW- oder Flurförderfahrzeugflotte kann auch beim Anwender ein Speicher installiert werden, der mit LKWs betankt wird und direkt an eine Tankstelle angeschlossen ist, dies kann je nach geforderter Menge ein Druckbehälter oder eine Flaschenbündelbatterie sein. Bei größeren Mengen, die durch beispielsweise Rückverstromung in einem BHKW anfallen können, wäre eine direkte Verbindung mit der Erzeugeranlage sinnvoll. Bei hohem Wasserstoffbedarf und der Verfügbarkeit von grünem Strom in der direkten Umgebung der Wasserstoffanwendung kann auch durch eine Onsite-Elektrolyse der Wasserstoff am Anwendungsort erzeugt werden. Ein Ausbau des vorhandenen Gasnetzes ist demnach nicht nötig, die Installation eines Wasserstoffnetzes ist erst ab einer gewissen Abnahme von Wasserstoff sinnvoll. Beim Stromnetz können je nach Anwendung Ausbauten nötig sein. Aktuell werden die einzelnen Betriebe und Terminals im Hafen ausreichend über das vorhandene Netz versorgt, doch sobald neue Anwendungen mit hohem Energiebedarf wie die Versorgung von Schiffen mit Landstrom, oder ein Elektrolyseur zusätzlich installiert werden, kann ein Ausbau des Stromnetzes benötigt werden. Auch die Umstellung eines einzelnen Betriebes oder Terminals auf ein Inselnetz, um autark als Selbstversorger zu funktionieren, würde Anpassungen am Stromnetz erfordern. In unserem Beispiel, Autarker Betrieb des EPAS-Terminals mit Onsite Elektrolyse und eigener Windkraftanlage, wäre für die Wasserstoffverteilung ein eigenes Netz zwischen Elektrolyse, Speicher, Tankstelle und Rückverstromung nötig. In unserem Beispiel beginnend an der ersten Hauptkomponente, dem Transformator wird eine 3-Phasen-Versorgung mit einer Spannung von 690 V / 50 Hz der WKA bereitgestellt. Die Kosten für einen solchen Transformator liegen nach Anfrage bei 120.000 €. Sekundär wird eine Speisung aus einem Blockheizkraftwerk bereitgestellt. Die Leistung beträgt 360 kW / 50 Hz. Die Mehrzahl der Verbraucher hat eine Versorgungsspannung von 400 V / 50 Hz. Das Landstromterminal hat eine Versorgungsspannung von 460 VAC / 60 Hz. Die entsprechende Anpassung der Versorgungsspannung wird mit einem Transformator mit zwei sekundären Spannungen [400 V und 460 V] realisiert. Die Kosten für einen solchen Transformator liegen bei 140.000 €.

Die zweite Hauptkomponente ist eine Schaltanlage bestehend aus drei Stromschienensystemen

- 400 V / 50 Hz Stromschiene als Sekundärausgang aus dem der Windkraftanlage nachgeschaltetem Transformator.
- 360 kW / 50 Hz Stromschiene am Sekundärausgang des BHKWs
- 460 V / 50 Hz Stromschiene am Sekundärausgang 460 V / 50 Hz von dem WKA nachgeschalteten Transformator für die Versorgung des Landstromterminals.

Die jeweiligen Abgänge werden mit einem der Last entsprechendem Schütz geschaltet. Die Schütze sind mit einem Hilfskontakt ausgerüstet, der zur Stellungsauswertung genutzt wird. Der Abgang zum jeweiligen Verbraucher ist durch einen NH-Lasttrennschalter ausgeführt. Als externe Schnittstelle dient eine Hochstrom-Reihenklemme. Die Schaltanlage ist in einem entsprechenden Schaltschrank montiert. Die Anpassung der Frequenz 50Hz / 60Hz für das Landstromterminal erfolgt durch einen Frequenzumrichter, der im Schaltschrank der Schaltanlage montiert wird. Als Schnittstelle dient hier eine Klemmreihe in der Schaltanlage. Es wird eine Last von 360kW angenommen. Die Kosten für eine solche Schaltanlage liegen bei ca. 330.000 €.

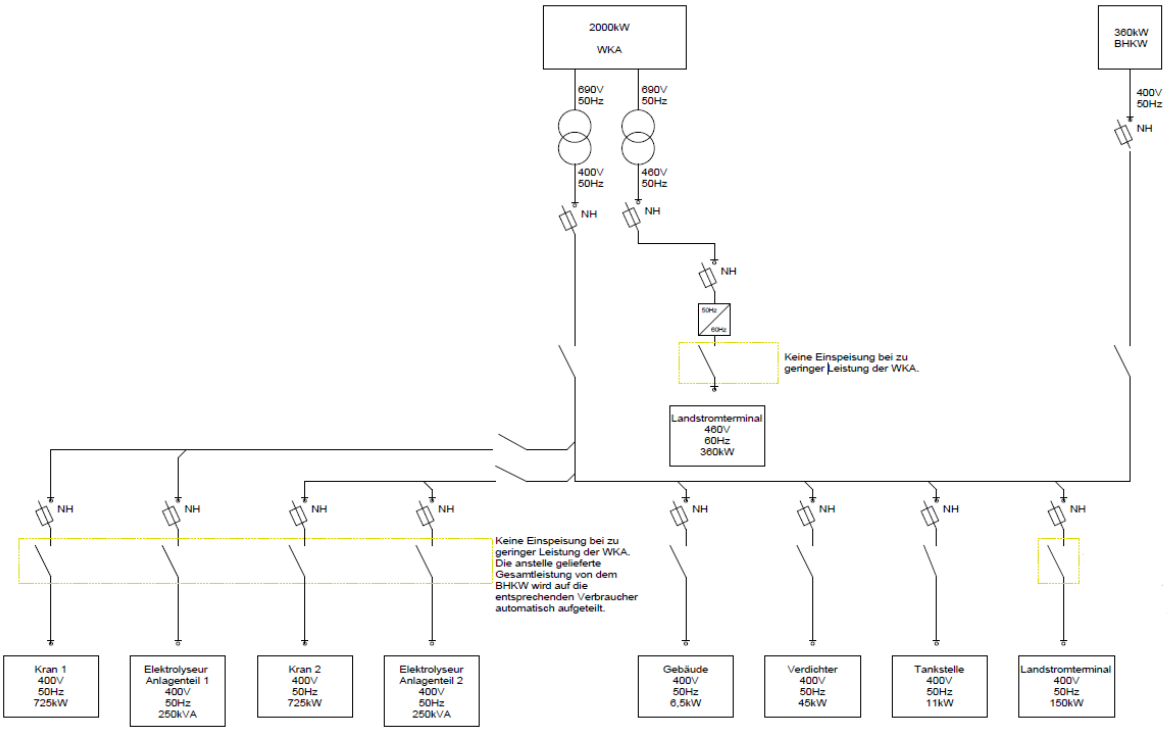

Abbildung 66 Schaltung EPAS Beispiel

Der Elektrolyseur besteht aus zwei Anlagenteilen. Als Schnittstelle dienen hier zwei Klemmreihen in der Schaltanlage mit einer Versorgungsspannung von 400 V / 50 Hz. Es wird eine Last von je 250kVA angenommen. Zur Versorgung der Krananlage dient eine Klemmreihe in der Schaltanlage mit einer Versorgungsspannung von 400 V / 50 Hz. Es wird eine Last von 725 kW angenommen. Um die Tankstelle zu versorgen ist eine Klemmreihe in der Schaltanlage mit einer Versorgungsspannung von 400 V / 50 Hz. Es wird eine Last von 11 kW angenommen. Als Schnittstelle zum Verdichter dient hier eine Klemmreihe in der Schaltanlage mit einer Versorgungsspannung von 400 V / 50 Hz. Es wird eine Last von 45 kW angenommen.

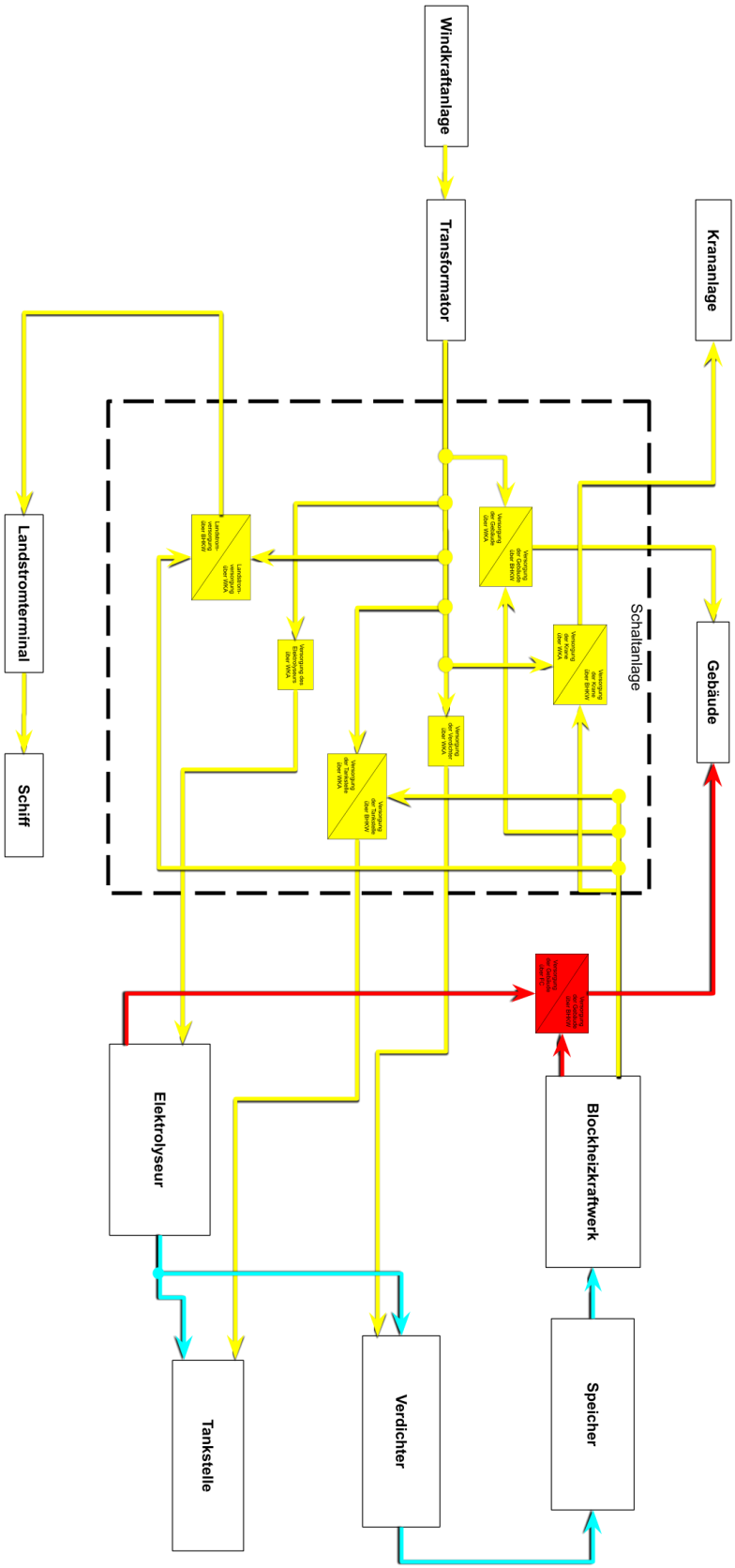

Abbildung 67: Übersicht Inselnetz

Der Schaltschrank und der Frequenzumrichter werden in einem Isolierten Container mit entsprechenden Kabelverschraubungen montiert. Abmessungen B: 2470 / H: 2950 / Länge: 6050. Die Steuerung erfolgt durch ein modulares I/O-System und dient zur Zustandsabfrage und Schaltung der Schütze sowie des Frequenzumrichters. Es wird seitens der WKA eine Schnittstelle zur Verfügung gestellt, die Angaben über Produktionsleistung und Betriebsstatus enthält. Zusätzlich erhält die WKA von der Schaltanlage einen Kontakt, um die Anlagenleistung herunterzufahren, falls die erzeugte Leistung von den Verbrauchern nicht abgerufen werden kann. Die Steuerung ist mit den aktuellen Leistungsabgaben der WKA und dem Blockheizkraftwerk gekoppelt. Die Logik entscheidet über die Zuschaltung der jeweiligen Energielieferanten. Die Zuschaltung der jeweiligen Stromquelle (WKA / Blockheizkraftwerk) erfolgt nach der Berechnung des aktuellen Verbrauchswertes der Verbraucher. Die aktuell benötigten Verbrauchswerte werden bauseits als Schnittstelle zur Verfügung gestellt. Sollte die Produktion der WKA nicht ausreichend sein, stellen wir einen Kontakt zum Start des Blockheizkraftwerks zur Verfügung. Die Anlaufzeit wird berücksichtigt. Die Programmierung der Steuerung ist so ausgeführt, dass keine Zusammenschaltung von Schützen gegeneinander erfolgen kann. In den folgenden Bildern sind die in unserem Beispiel angenommene Schaltung und ein entsprechendes Fließbild dargestellt. Das ganze System funktioniert als Inselnetz und ist vom restlichen Hafennetz getrennt. Für eine Landstromversorgung von Schiffen wären zudem neue Leitungen entlang der Kaianlage nötig.

8 Rahmenaspekte für den Wasserstoffeinsatz im Seehafen Emden

8.1 Analyse rechtlicher Voraussetzungen

Die Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen basiert auf den technischen Eckdaten der Planung einer möglichen Demonstrationsanlage, soweit sie zum jetzigen Zeitpunkt schon bekannt sind. Für diese Zusammenfassung wird der Schwerpunkt auf die Energieerzeugung per Windenergieanlage (WKA), den Elektrolyseur sowie die Speicherung des Wasserstoffs und dessen Transport zu einer Wasserstofftankstelle beleuchtet. Die rechtliche Analyse mobiler Anwendungsfelder schließt das Kapitel ab.

8.1.1 Windenergieanlagen

a) WKA im Emder Umfeld

Am 25.2.2016 sind für die Planung und Genehmigung von WKA an Land die „Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen an Land in Niedersachsen und Hinweise zur Zielsetzung und Anwendung“ und der „Leitfaden Umsetzung des Artenschutzes bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen in Niedersachsen“ in Kraft getreten („Windenergieerlass“). Aus ihm ergeben sich die relevanten Genehmigungsvoraussetzungen, die nachfolgend zusammengefasst und verkürzt dargestellt werden:

WKA sind bauliche Anlagen im Sinne des § 2 Abs. 1 NBauO sowie Anlagen im Sinne des § 3 Abs. 5 BImSchG. Das konkrete Genehmigungsverfahren für deren Errichtung und Betrieb hängt von der Gesamthöhe des konkreten Vorhabens ab. Zunächst sind höhenabhängige Genehmigungserfordernisse nach dem Bauordnungsrecht einzuhalten, denn in Niedersachen ist nach § 60 Abs. 1 NBauO derzeit keine WKA verfahrensfrei gestellt. Hat die WKA eine Gesamthöhe von maximal 30 Metern kann sie a) in Gewerbe- und Industriegebieten nach § 62 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 oder 3 NBauO ein Teil genehmigungsfrei gestellt sein oder b) über ein vereinfachtes Verfahren nach § 63 NBauO genehmigt werden. Hat die WKA eine Gesamthöhe von mehr als 30 Metern, so handelt es sich um Sonderbauten im Sinne des § 2 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 NBauO mit der Folge, dass ein umfangreiches Baugenehmigungsverfahren nach § 64 NBauO durchzuführen ist.

Ab einer Gesamthöhe des Vorhabens von mehr als 50 Metern ist immer eine Genehmigung nach dem BImSchG erforderlich. In der Regel ist lediglich ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 19 BImSchG durchzuführen. Ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung findet hingegen statt, wenn auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach UVPG durchzuführen ist. Diese kann als Ergebnis einer allgemeinen oder standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalles (vgl. Nummern 1.6.2 und 1.6.3. der Anlage 1 UVPG) oder weil ein Windpark mit 20 oder mehr WKA errichtet werden soll (Nummer 1.6.1 des Anhangs 1 der 4. BImSchV, Nummer 1.6.1 der Anlage 1 UVPG), erforderlich werden.

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach dem BImSchG schließt gem. § 13 BImSchG andere, die Anlage betreffende, behördliche Entscheidungen mit ein (sog. Konzentrationswirkung). Zu betonen ist, dass die einzuhaltenden materiell-rechtlichen Anforderungen jedoch nicht entfallen, sondern diese innerhalb des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens zu prüfen sind. Zu den im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens zu prüfenden Vorschriften zählen bspw. die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit und die Einhaltung der bauordnungsrechtlichen Anforderungen, an bspw. Grenzabstände des § 5 NBauO. Daneben sind auch Lärm- und Schallemissionen auf Grundlage der TA-Lärm zu beurteilen sowie der Schutz von bestimmten Teilen von Natur und Landschaft sowie Tierarten und Wasserstraßen zu gewährleisten. Auch das niedersächsische Deichrecht und, je nach Standort, Anlagen zur Wetterbeobachtung durch den Deutschen Wetterdienst sind zu beachten. Für die Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sind abhängig von Gesamthöhe und Anzahl der WKA die Stadt Emden oder das Gewerbeaufsichtsamt Emden zuständig. Weitere rechtliche Aspekte in Bezug auf WKA in Niedersachsen sind dem Windenergieatlas zu entnehmen[131] .

b) WKA im Emder Hafen

Für die Errichtung einer WKA im Gebiet des Emder Hafens gelten grundsätzlich die zuvor unter a) dargestellten Genehmigungsvoraussetzungen.

In diesem Szenario ist davon auszugehen, dass die WKA in einem nach § 11 Abs. 2 BauNVO festgesetzten Sondergebiet (Hafengebiet) errichtet wird. Demnach würde es sich bei dem Hafengebiet Emden um ein im Bebauungsplan als solches festgesetztes Gewerbe- bzw. Industriegebiet handeln. Hätte die WKA weiterhin eine Höhe von weniger als 30 Metern, so wäre ein Teil der Errichtung gemäß § 62 NBauO genehmigungsfrei, stets vorausgesetzt, die übrigen dort genannten Voraussetzungen sind ebenfalls erfüllt.

Bei einer Errichtung der WKA im Hafengebiet dürften weiter die Vorschriften des niedersächsischen Hafensicherheitsgesetztes (NHafenSG) zu beachten sein. So enthalten §§ 2-15 NHafenSG Vorschriften zur Ausführung und Umsetzung von Sicherheitsbestimmungen für Hafenanlagen. §§ 16-24 NHafenSG legen Bedingungen zur Ausführung und Umsetzung von Sicherheitsbestimmungen für die Häfen fest. Diese sollten frühzeitig mit dem für Häfen zuständigen Ministerium (Fachministerium) abgestimmt werden. Weitergehende Einschränkungen durch bspw. die niedersächsische Hafenordnung oder die besondere Hafenordnung Emden sind derzeit nicht ersichtlich.

[131] https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/energie/erneuerbare_energien/windenergie/windenergieerlass/windenergieerlass-133444.html

8.1.2 Transport mittels LKW

a) Druckbehälter

Mobile Betankungsanlagen unterfallen dem Regelwerk für Betankungsanlagen mit einer Lagerkapazität von weniger als 3 Tonnen Wasserstoff. Insofern wird auf die entsprechenden Ausführungen unter 5.1.5. verwiesen. Relevanz hat daneben die Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung (ODV), die Umsetzung der „Richtlinie 2010/35/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Juni 2010 über ortsbewegliche Druckgeräte und zur Aufhebung der Richtlinien des Rates 76/767/EWG, 84/525/EWG, 84/526/EWG, 84/527/EWG und 1999/36/EG“ ins nationale deutsche Recht. Daneben dürften technische Regeln und Standards (bspw. die von der ISO/TC 197 erarbeiteten) Anhaltspunkte für die Konstruktion des Druckbehälters bieten.

b) Wasserstoffbetriebener LKW

Die GGVSEB (Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern (Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt)) ist insbesondere bei der Verwendung von mobilen Tankwagen zu beachten. Nach § 2 Nr. 7 GGVSEB sind gefährliche Güter die Stoffe und Gegenstände, deren Beförderung nach Teil 2, Kapitel 3.2 Tabelle A und Kapitel 3.3 ADR/RID/ADN verboten oder nach den vorgesehenen Bedingungen des ADR/RID/ADN gestattet ist, sowie zusätzlich für innerstaatliche Beförderungen die in der Anlage 2 Gliederungsnummer 1.1 und 1.2 genannten Güter. Das ADR (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße) enthält in Ziffer 1.1.3.2. Ausnahmen für Wasserstoff, der zum Antrieb des Fahrzeuges dient. Demnach ist das ADR nicht auf den wasserstoffbetriebenen LKW selbst anzuwenden, wenn diese Bestimmungen eingehalten werden. Komprimierter Wasserstoff wird in Tabelle A, Ziffer 1049 des ADR aber als Gefahrstoff gelistet. Gase fallen generell in Gefahrstoffklasse 2. Es sind demnach beim Transport besondere Anforderungen an die Kennzeichnung, zu befördernde Menge und Druckbehälter einzuhalten.

Auch hier dürften die Vorschriften des NHafenSG relevant sein, denn sowohl der Transport von Wasserstoffdruckbehältern als auch der Verkehr mit wasserstoffbetriebenen LKW wird in den jeweiligen Sicherheitsbestimmungen zu berücksichtigen und diese entsprechend anzupassen sein.

8.1.3 Elektrolyseur

Bei dem Elektrolyseur handelt es sich um eine nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlage. Zum einen, weil es sich um eine Anlage zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang (Anhang 1 zur 4. BImSchV, Nr. 4.1.12) handelt. Zum Anderen erstreckt sich das Genehmigungserfordernis des § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV auch auf alle vorgesehenen Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb notwendig sind, und Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten nach

Nummer 1 in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen und die für schädliche Umwelteinwirkungen von Bedeutung sein können – also das Zusammenspiel der diversen Einrichtungen (WKA, wenn höher als 50 Meter; Speicher, Elektrolyseur, Wasserstofftankstelle). Das Genehmigungsverfahren richtet sich nach § 10 BImSchG. In dessen Rahmen ist auch die baurechtliche Zulässigkeit des Elektrolyseurs (s.o.) zu prüfen. Je nach erzeugten bzw. gelagerten Mengen sind auch die Pflichten der StörfallVO zu beachten (12. BImSchV). Auch die Bestimmungen des NHafenSG sind zu beachten. Daneben haben auch Arbeitsschutz, Technische Standards, Prüfungs- und Überwachungspflichten Relevanz.

8.1.4 Speicherung von Wasserstoff

Ab einer Lagerkapazität von 3 Tonnen ist ein Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG durchzuführen; bis zu einer Lagerkapazität von 30 Tonnen kann ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren durchgeführt werden. Erst ab einer Lagerung von mehr als 30 Tonnen ist das BImSchG-Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Maßgeblich für die Bestimmung des Fassungsvermögens sind alle betriebsnotwendigen Anlagenteile und Nebeneinrichtungen, die in einem räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen und für das Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen von Bedeutung sein könnten (§ 1 Abs. 3 der 4. BImSchV). Auch an dieser Stelle wird auf die Erstreckung des Genehmigungserfordernisses nach BImSchG aus § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV auf Nebeneinrichtungen verwiesen. Zu dem Inhalt des Genehmigungsverfahrens sei auf die Ausführungen unter 5.1.1.a) und den weiteren relevanten Bestimmungen auf Ziffer 5.1.3. verwiesen.

8.1.5 Wasserstofftankstelle

Für Wasserstofftankstellen im Straßenverkehr wurde bereits ein Zulassungsverfahren entwickelt. Die Zulassungsvoraussetzungen richten sich dort nach der Menge des gelagerten Wasserstoffs: bis zu einer Lagerkapazität von 3 Tonnen wäre lediglich eine Zulassung nach § 18 Abs. 1 Nr. 3 Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) sowie eine Baugenehmigung erforderlich. Der Länderausschuss für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik hat zu diesem Verfahren Erläuterungen und Hinweise veröffentlicht (LASI LV 49, Antragsunterlagen für Füllanlagen für Druckgase). Sobald die Mengengrenze von 3 Tonnen überschritten wird, bedarf es eines Genehmigungsverfahrens nach BImSchG (s.o. unter 5.1.4.). Vorliegend dürfte sich das Genehmigungserfordernis nach BImSchG auch aus § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV ergeben (s.o.). Zu dem Inhalt des Genehmigungsverfahrens sei auf die Ausführungen unter 5.1.1.a) und hinsichtlich der weiteren relevanten Bestimmungen auf Ziffer 5.1.3. verwiesen.

8.1.6 Nutzer

Am Ende der Wasserstoffversorgungskette sollen verschiedene, im Emder Hafen ansässige, Nutzer den lokal erzeugten Wasserstoff für den Betrieb diverser Fahrzeuge wie bspw. Gabelstapler, PKW und Kleinbusse nutzen (zum wasserstoffbetriebenen

LKW siehe oben unter 5.1.2. b)). Solange die Zulassungsvoraussetzungen der jeweiligen Fahrzeuge erfüllt sind, bestehen keine grundsätzlichen Bedenken gegen einen Einsatz bei Nutzern im Emder Hafen. Gleichwohl könnten auch hier die Vorgaben des NHafenSG zur Risikobewertung, Ausführung und Umsetzung von Sicherheitsbestimmungen sowie Erstellung eines Gefahrenabwehrplanes zu beachten sein. Entsprechend sollte eine frühzeitige Abstimmung mit dem Fachministerium und ggf. dem Hafenkapitän erfolgen.

8.2 Analyse energiemarktregulatorischer Rahmenbedingungen

Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff fordert neben den hafenrechtlichen Voraussetzungen auch die Beachtung der energiemarktregulatorischen Rahmenbedingungen, wenn dieser mittels Strom aus dem öffentlichen Netz erzeugt werden soll. Die bereits beschriebenen Power-to-Gas-Prinzipien haben jedoch zum Nachteil, dass der Strom des öffentlichen deutschen Netzes mit einigen staatlich induzierten Preisbestandteilen beaufschlagt ist. Diese Preisbestandteile sorgen dafür, dass der Wasserstoffpreis im Vergleich zu konventionellen am Markt verfügbaren Kraftstoffen nicht wettbewerbsfähig erzeugt werden kann. In der aktuellen Diskussion wird das Prinzip der staatliche induzierten Preisbestandteile gerne auch mit STAU bezeichnet: Steuern, Abgaben und Umlagen.

Tabelle 37: Letztverbraucherabgaben Strom (Quelle: BDEW[132])

Letztverbraucherabgaben Strom 2019 (Stand: 01/2019)		
Zusammensetzung	Kosten (Cent/kWh)	Bezug PtG
Energiebeschaffung, Vertrieb	4-6	fällt an
Netzentgelt (Bezug aus Mittelspannung für Abnahmefall 24 Mio. kWh/a)	2,33 (Ø 2018)	für 20 Jahre ab Inbetriebnahme befreit (EnWG § 118 Abs. 6)
EEG	6,405	befreit bei Rückverstromung (EEG § 61k Abs. 2)
KWKG	0,28	befreit bei Rückverstromung (KWKG § 27b)
§ 19 Strom-NEV	0,305	fällt an, ggf. reduziert auf 0,05 über 1 GW
Offshore Netzumlage (§ 17f EnWG)	0,416	ab 01.01.2019 befreit (§ 175f Abs. 5 EnWG i. V. m. Nemog Art. 1 Abs. 8)
§ 18 AbLaV	0,005	fällt an
Energiesteuer	2,05	Elektrolyse im Produzierenden Gewerbe befreit (§ 9a Abs. 1 StromStG)
Konzessionsabgabe	0,11	fällt an
Umsatzsteuer	≈ 3,3	fällt an

Dieses grundsätzliche Problem ist kein hafenspezifisches sondern vor allem ein deutsches Problem, das den Energiemarktgesetzen geschuldet ist. So ist insbesondere die EEG-Umlage (Erneuerbare Energien Gesetz) ein Preisbestandteil, der zu deutlichen

[132] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Positionspapier: Power-to-Gas – eine Schlüsseltechnologie der Sektorenkopplung“, 28.05.2019

Kostensteigerungen führt. Tabelle 37 gibt einen Überblick über die anfallenden Kosten, die für die Nutzung des Stroms des öffentlichen Netzes entrichtet werden müssen. Der Preis setzt sich aus insgesamt zehn Einzelbestandteilen zusammen, die aufgrund ihrer Höhe unterschiedlich bei den Gestehungskosten des Wasserstoffs ins Gewicht fallen.

Die letzte Spalte gibt Auskunft darüber, welche Bestandteile für den Strombezug zur Verwendung in einem Power-to-Gas Verfahren anfallen. Aufgrund der vielen Einzelbestandteile und möglicher Ausnahmen davon ist bereits ersichtlich, welche Komplexität sich hinter der Preisgestaltung für den öffentlich beziehbaren Strom verbirgt. Einige der Preisbestandteile lassen sich durch Sonder- oder Ausnahmegenehmigungen reduzieren. Hierzu sei auch auf 5.5 verwiesen, in dem die Kostenbestandteile im Detail erklärt und für die Produktion von Wasserstoff eingerechnet werden und auch ein reduzierter Strompreis einbezogen wird, der auf der Genehmigung verschiedenster Ausnahmen und Sonderregelungen beruht.

Ein möglicher Ausweg aus dem Entrichten hoher Abgaben besteht darin, die Produktion von Wasserstoff im sogenannten Inselbetrieb zu gestalten. Hierbei gibt es keine Anbindung der stromproduzierenden erneuerbaren Energiequelle an das Stromnetz, sondern eine direkte Verbindung zu einem Elektrolyseur. Der so erzeugte Wasserstoff wird also nicht mit den üblichen Entgelten belastet und stellt damit eine eindeutig wettbewerbsfähige Lösung gegenüber konventionellen Kraftstoffen dar. Problematisch hierbei ist, dass derzeitige Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen immer ans öffentliche Stromnetz angeschlossen sind, da sie so die Bezuschussung durch das EEG nutzen können. In den kommenden Jahren werden jedoch verstärkt Anlagen aus der Förderung herausfallen, da sie dann 20 Jahre lang in Betrieb waren. Für die Betreiber dieser Anlagen stellt sich dann die Frage, wohin sie ihren Strom verkaufen sollen. Eine sehr gute Möglichkeit stellt hier der Inselbetrieb mit Elektrolyseur dar, um so die erzeugte Energie umwandeln und nutzen zu können.

Der Inselbetrieb von ganzen Windparks lässt sich auch für Offshore-Anlagen in Betracht ziehen, die gar nicht erst an das Landnetz angeschlossen werden. Hierdurch entfällt zum einen der Aufwand für den Netzanschluss und zum anderen lässt sich zu jeder Zeit der produzierte Strom zur Erzeugung von Wasserstoff nutzen. Ein Konsortium rund um den niederländischen Stromnetzbetreiber TenneT plant ein solches Projekt bereits für die Nordsee, bei dem ganze Inseln aufgespült werden sollen, um dort den in den Windparks erzeugten Strom zur Produktion von Wasserstoff zu nutzen[133]. Dieser kann dann mit Schiffen an Land gebracht oder von wasserstoffbetriebenen Schiffen direkt gebunkert werden.

Die öffentliche Diskussion zum Thema Wasserstoff hat seit Projektbeginn deutlich zugenommen. So sind neben einzelnen lokalen Initiativen schon komplette Bundesländer aktiv damit beschäftigt, Wasserstoffstrategien zu entwickeln und Handlungsempfehlungen und Forderungen an den Bund aufzustellen. So haben sich die fünf norddeutschen Bundesländer Niedersachsen, Bremen, Hamburg, Schleswig-Holstein so-

[133] North Sea Wind Power Hub (NSWPH): https://northseawindpowerhub.eu/

wie Mecklenburg-Vorpommern zur Ausarbeitung einer norddeutschen Wasserstoffstrategie zusammengetan. Im Bundesland Niedersachsen gibt es einige sehr starke Befürworter des Wasserstoffs auf politischer Ebene, von denen der Umweltminister Olaf Lies, der Wirtschaftsminister Dr. Bernd Althusmann sowie der Ministerpräsident Stephan Weil die Spitze bilden. Sie alle eint die Forderung nach einer umgehenden Änderung der Preispolitik für erneuerbare Energien, um der Sektorenkopplung mittels Wasserstofferzeugung den Weg in die Profitabilität und damit der breiten Anwendung zu ebnen. Des Weiteren arbeiten verschiedene Bundesländer eigene Wasserstoffstrategien aus, ebenso die Bundesregierung für die Bundesebene, die bis Ende des Jahres 2019 fertig gestellt sein sollte, deren Beschluss jedoch vertagt wurde.

In diesem Kontext wurden im Laufe des Jahres 2019 verschiedene Positionspapiere zum Thema Wasserstoff, Power-to-Gas, Sektorenkopplung und Netzentgelte von unterschiedlichen Institutionen verfasst:

- Strategierat maritime Wirtschaft Weser-Ems: „Stillstand der Energiewende und die Auswirkung auf die maritime Wirtschaft“,
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Power-to-Gas – Eine Schlüsseltechnologie der Sektorenkopplung“,
- IHK Nord: „Positionspapier zu den Eckpunkten einer norddeutschen Wasserstoff-Strategie vom 2. Mai 2019“.

Die Kernforderungen in diesen Papieren sind im Folgenden aufgelistet und kurz die Bedeutung für das Projekt WASh2Emden erläutert:

- Anhebung des Ausbaudeckels für die Windenergie
    - Die Erreichung der Klimaziele ist mit den derzeitigen Mitteln nicht gegeben. Derzeit wird nur eine Stromwende vollzogen, zusätzliche Kapazitäten für erneuerbaren Strom werden jedoch für die Sektorenkopplung benötigt.
    - Ohne weiteren Ausbau der Wind- aber auch Solarenergie können auch Häfen nicht vollumfänglich auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Gerade Industriebetriebe benötigen die Sektorenkopplung, um Prozesstechnik aber auch Infrastruktur weiter zu betreiben.
- wettbewerbsneutrale Internalisierung externer Kosten
    - Derzeit sind erneuerbare Energien durch die EEG-Umlage belastet, was sie deutlich teurer macht als konventionelle Energien. Eine Umkehr der Preisgestaltung führt dazu, dass Wasserstoff kostengünstig und vor allem wettbewerbsfähig herstellbar ist und dadurch für die Anwendung in Häfen geeignet ist.
    - Eine höhere CO_2-Bepreisung würde dafür sorgen, dass erneuerbare Energien günstiger und damit stärker ausgebaut werden, was indirekt möglichen Geschäftsmodellen für die Einführung von Wasserstoff in der Hafenanwendung zugutekommt.

- Erschließung von Perspektiven für die bestehende deutsche maritime und Windindustrie durch Sektorenkopplung
    - Nutzung des regenerativ erzeugten Stromes zur Herstellung von Wasserstoff, der wiederum in weiteren Sektoren, Industriebetriebe oder Hafeninfrastruktur eingesetzt werden kann.
- Erhöhung der Fördermittel für Wasserstoffanwendungen
    - Schnellere Umsetzungschancen einer möglichen Demonstrationsphase im Anschluss an die Durchführbarkeitsstudie durch bessere Investitionszuschüsse
- Anpassung des regulatorischen Umfelds an die neuen Erfordernisse der Energiewende
    - Überarbeitung des STAU-Prinzips: Steuern, Abgaben und Umlagen so gestalten, dass Wasserstoffanwendungen für den Erzeuger und Anwender attraktiv sind.

Neben den Positionspapieren wurde das Thema Wasserstoff und dessen hoher Stellenwert in der zukünftigen maritimen Energieversorgung auch auf verschiedenen Veranstaltungen thematisiert. Auf diesen Veranstaltungen wurde auch von verschiedenen politischen Vertretern auf die nötigen Umstrukturierungen im Energiesektor hingewiesen, um grünen Wasserstoff für die Sektorenkopplung wirtschaftlich erzeugen zu können. Hier sei dazu nur ein kleiner Ausschnitt der Veranstaltungen genannt, die im Laufe des Jahres 2019 in Niedersachsen und Bremen stattgefunden haben und von den Projektpartnern besucht oder mit veranstaltet wurden:

- 21.05.2019: Energie vernetzt Weser-Ems – Parlamentarischer Abend des Strategierats Energie Weser-Ems
    - Organisation: Oldenburger Energie Cluster (OLEC)
    - Veranstaltungsort: Hannover
    - Ministerielle Beteiligung durch den niedersächsischen Umweltminister Olaf Lies
- 18.06.2019: Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft – Projekte aus und für die Region stellen sich vor
    - Organisation: Nordwesthäfen (bremen ports, NPorts)
    - Veranstaltungsort: Bremerhaven
- 25.06.2019: Wasserstoff treibt uns an
    - Organisation: OLEC, EWE, DLR, ALSTOM
    - Veranstaltungsort: Oldenburg
- 26.08.2019: Expertengespräch – Grüner Wasserstoff und Offshore Windenergie: Perspektiven und Potentiale

  - Organisation: Cluster Erneuerbare Energien Hamburg (EEHH) und Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
  - Veranstaltungsort: Cuxhaven
- 21.11.2019: Wasserstofftechnologien – Entwicklung und Perspektiven
  - Organisation: Nordwesthäfen (Niedersachsen Ports, bremen ports)
  - Veranstaltungsort: Leer

8.3 Sondierung von Anreizmodellen für den Einsatz von Wasserstoff in Häfen

Wasserstofftechnologien, insbesondere in Bereichen der Industrie und des Verkehrs, stellen als vielfältig einsetzbare Energieträger ein Schlüsselelement der Energiewende dar. Mit dessen Hilfe sollen insbesondere in Branchen, welche sich bereits nahe an der Wirtschaftlichkeit befinden oder die sich nicht anders dekarbonisieren lassen, die CO_2-Emissionen deutlich verringert werden. Damit nimmt Wasserstoff als Energiespeicher, neben der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau von erneuerbaren Energien, eine wichtige Rolle ein. Dies ist dann der Fall, wenn der Wasserstoff mithilfe von abgeregelter regenerativer Energie (Ausfallarbeit) und somit als sogenannter grüner Wasserstoff gewonnen werden kann.

Trotz des großen Einsatzpotentials von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende erweist sich die Umsetzung von Wasserstoff-Anwendungen bzw. ihre Markteinführung unter den derzeitigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen als schwierig. Neben mangelnden regulatorischen Voraussetzungen erweist sich die Umsetzung der Technologien als kostenintensiv. Zudem besteht die Problematik, dass sowohl auf Seiten potenzieller Wasserstoff-Produzenten als auch auf Seiten potenzieller Abnehmer Unsicherheiten bezüglich der Wirtschaftlichkeit bzw. der Versorgungssicherheit bestehen, da sich ein flächendeckender Markt für Wasserstoff noch nicht entwickelt hat.

Auf dem Netzwerktreffen der Nordwesthäfen im November 2019 wurden unter den Teilnehmern verschiedene Maßnahmen zur Überwindung dieser Hemmnisse diskutiert. Dabei wurden sowohl Maßnahmen entlang der Wasserstoffversorgungskette, als auch kettenübergreifende Ansatzpunkte/ Instrumente identifiziert.

Übergreifende Ansatzpunkte bzw. Instrumente zielen vor allem auf die a.) Schaffung von einheitlichen Rahmenbedingungen innerhalb eines Wirtschaftsraumes und auf b.) die Errichtung einer Förderungsstruktur, welche Anreize zur Entwicklung und Einführung von Wasserstofftechnologien schafft und die Aktivierung eines Wasserstoff-Marktes unterstützt. Diese Förderung sollte dabei aber nicht ausschließlich auf reine Wasserstofftechnologien ausgerichtet werden, sondern auch Technologiekombination im Sinne von beispielsweise hybriden Antrieben zulassen. Im Bereich der Ausgestaltung einer Förderungsstruktur ist neben einem öffentlichen Förderträger, welcher im Sinne der Erreichung politischer Ziele agiert, auch die Einbeziehung von privaten Investoren

vorstellbar. Eine solche Möglichkeit stellt das Aufsetzen eines nationalen Förderfonds dar, durch dessen finanzielle Mittel zielgerichtet Zukunftstechnologien und –projekte nach Maßgabe der Investoren unterstützt werden könnten.

Neben den versorgungskettenübergreifenden Maßnahmen wurden zahlreiche Einzelmaßnahmen entlang einer beispielhaften Wasserstoffversorgungskette vorgeschlagen, um die Einführungshemmnisse von Wasserstoff-Technologien zu überwinden. Die Vorschläge umfassen im Wesentlichen direkte finanzielle Fördermaßnahmen bzw. die Berücksichtigung von verringerten CO_2-Emissionen in der Besteuerung als auch Bepreisung von Wasserstoffanwendungen. Insbesondere die derzeitige Umsetzung der EEG-Umlage, die Bepreisung von CO_2 und die Kfz-Steuer bieten aus Sicht der Teilnehmer des Netzwerktreffens Anpassungspotenzial, um Wasserstoff-Technologien und –Anwendungen für den Markt attraktiver zu gestalten. Die Abbildung 68 stellt die wichtigsten Ergebnisse des Workshops dar.

Die Beseitigung der Markthemmnisse ist dabei eng an die konsequente Umsetzung der umweltpolitischen Ziele und folgerichtig an ihre Berücksichtigung in der Ausgestaltung von EEG-Umlage, CO_2-Bepreisung und Kfz-Steuer gekoppelt. Hier gilt es umweltfreundliche bzw. emissionsarme Technologien und Anwendungen von den Steuerungsinstrumenten für klassische Energieträger zu entkoppeln bzw. diese verursachungsgerecht anzuwenden. Daneben bietet der Herstellungsprozess von grünem Wasserstoff selbst strukturelle und treibhausgasreduzierende Ansätze, deren positiver Einfluss im Verbund eines für Emissionen verursachungsgerechten Besteuerungssystems vergütet werden kann. Beispielhaft wären an dieser Stelle die Entlastung der Stromnetze durch Entnahme von regenerativem Strom oder die Nutzung des Treibhausgases CO_2 zur Herstellung von Methan oder höherwertigen Kohlenwasserstoffen unter Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff.

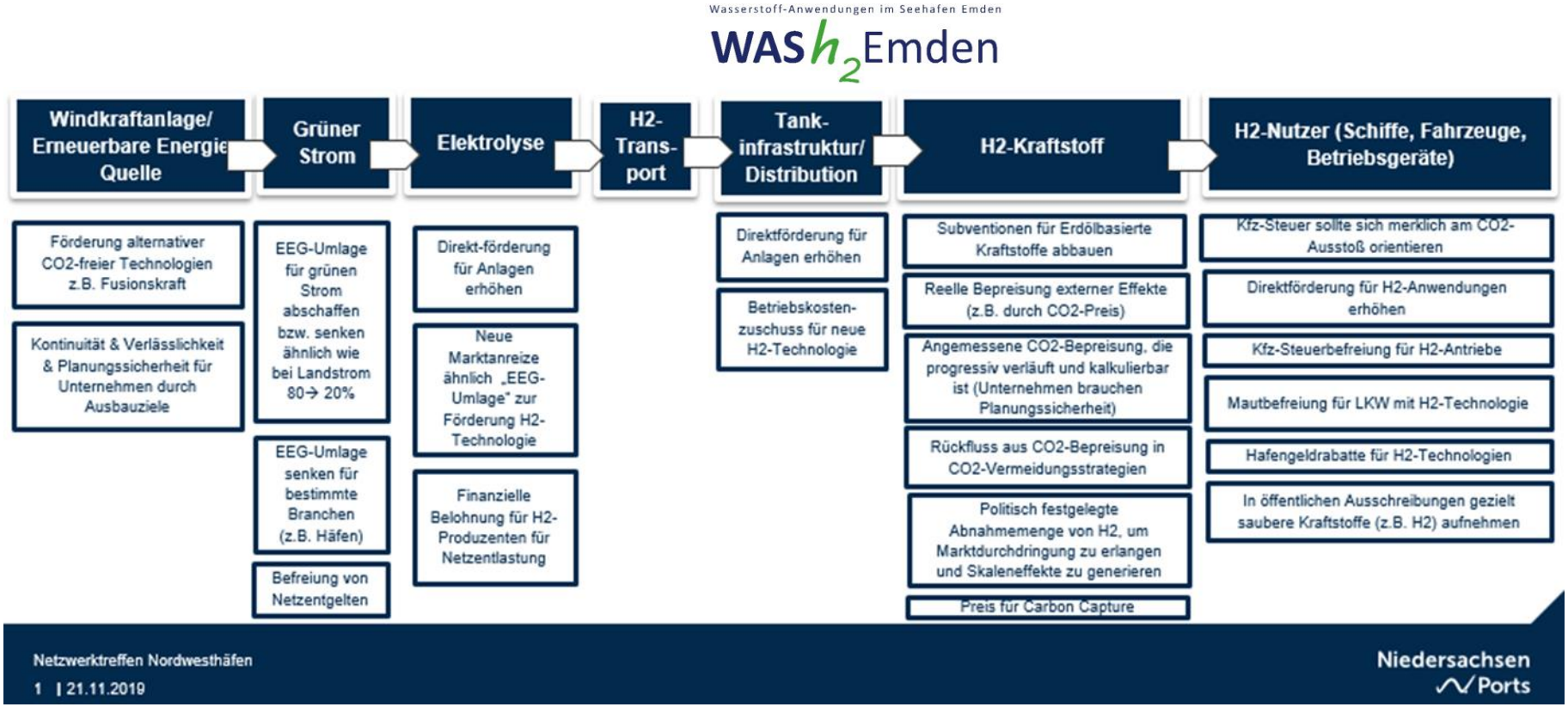

Abbildung 68: Ansatzpunkte entlang einer Wasserstoffversorgungskette zur Förderung von Wasserstoff-Anwendungen – Ergebnisse des Workshops

Um die langfristige Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur zu fördern, bieten sich diverse finanzielle und nicht-finanzielle Instrumente an. Essenziell ist, dass sowohl auf der Bereitstellungsseite von Wasserstoff als auch auf der Nutzerseite von wasserstoffbetriebenen Anwendungen parallel anzusetzen ist. Zusammenfassend sind in Abbildung 69 unterschiedliche Instrumente aufgeführt, um eine Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen.

I. Schaffung übergreifender politischer Rahmenbedingungen	
- Förderung einer anwendungsorientierten Forschung zur Reduzierung von H2-Herstellungskosten - Schaffung eines integrierten Fördersystems für Wasserstoff (Förderung unbürokratisch und aus einer Hand) - Förderung von kombinierten Technologien - Einführung politisch festgelegter garantierter Abnahmemengen für Wasserstoff zu festgelegten Preisen - Berücksichtigung sauberer Antriebstechnologien in öffentlichen Ausschreibungen - Schaffung von Planungssicherheit für Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien durch Kontinuität und Verlässlichkeit in den Ausbauzielen	
II. Schaffung finanzieller Entlastungen	
...für Bereitsteller von Wasserstoff	...für Nutzer von Wasserstofftechnologien
- Senkung bzw. Abschaffung der EEG-Umlage für grünen Wasserstoff - Senkung bzw. Abschaffung von Netzentgelten für die Produktion von Wasserstoff aus Netzstrom	- Maßgebliche Ausrichtung der Kfz-Steuer an CO_2-Ausstoß - Vorübergehende Kfz-Steuerbefreiung für H_2-betrieben Fahrzeuge - Mautbefreiung von LKW mit H_2-Antrieb - Reduktion von Hafengebühren für CO_2-freundliche Schiffe
III. Finanzielle Belohnung	
...für Bereitsteller von Wasserstoff	...für Nutzer von Wasserstofftechnologien
- Einführung einer Umlage, die H_2-Produzenten zugutekommt, sobald sie das Stromnetz damit entlasten - Direktförderung für Investitionen und Betrieb in H_2-Erzeugungsanlagen sowie H_2-Tankstellen - Einführung eines Preises für die Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre bzw. fossiler Energieversorgungsanlagen, aus Industrieanlagen oder aus dem Einsatz von Biomasse zur Energieerzeugung sowie seine Speicherung	- Direktförderung für Investitionen und Betrieb von H_2-betriebenen Fahrzeugen, Betriebsgeräten und sonstiger Anlagen - Verursachergerechte Monetisierung externer Effekte z.B. durch den Abbau von Subventionen für erdölbasierte Kraftstoffe oder die Einführung einer progressiven CO_2-Steuer

Abbildung 69: Mögliche Instrumente und Ansätze zur Förderung einer Wasserstoff-Wirtschaft

Erst wenn perspektivisch eine Wirtschaftlichkeit - im Vergleich zu fossilen Energieträgern - darstellbar ist und wenn risikobehaftete Investitionen mit verlässlichen Vorgaben und Sicherheiten für Akteure auf der Seite der H_2-Bereitstellung sowie der H_2-Nutzung gestützt sind, wird es gelingen, die Wasserstofftechnologie dauerhaft auf dem Markt zu etablieren und die Akzeptanz zu steigern.

8.4 Betreibermodell

Um ein Geschäftsmodell aus den eruierten Wasserstoffproduktions- und Absatzmöglichkeiten aufzubauen, ist ein Betreibermodell entwickelt worden. Ein Betreibermodell ist so aufgebaut, dass der potenzielle Kunde für die Nutzung des Produkts zahlt, er kauft das Produkt nicht. Beim Betreibermodell verbleibt das Produkt im Eigentum des spezialisierten Dienstleisters. Er definiert Leistung oder Nutzen, also den Output als Stückzahl, Stundenzahl oder Kilometerzahl und rechnet diese mit dem Kunden ab. Der Kunde bezahlt diese Leistung als nutzungsabhängigen Aufwand im Rahmen seiner Gewinn-und-Verlust-Rechnung.

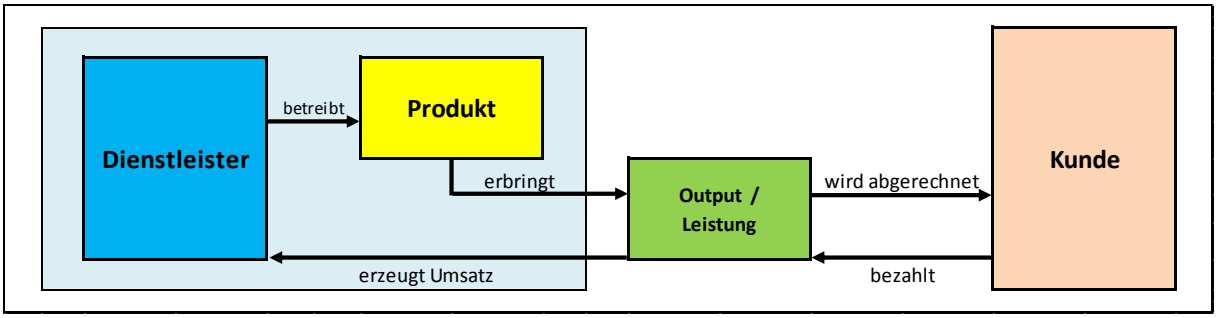

Abbildung 70: Darstellung Betreibermodell; Quelle: Eigene Darstellung Tyczka GmbH

Dabei entstehen Vorteile sowohl für den Kunden als auch für den Betreiber.

- Der Kunde überträgt eine Aufgabe an einen externen Dienstleister, weil der das als Spezialist kostengünstiger anbieten kann. Dabei spart der Kunde Geld.
- Der Kunde kann seine Kosten besser kalkulieren und seine Bilanz entlasten, indem er die Anlagen nicht aktivieren muss. Durch die nutzungsabhängige Bezahlung führt das Investitionsgut nur zu variablen, aber nicht zu Fixkosten.
- Oft bekommt der Kunde dafür sogar eine bessere und für seine Anforderungen maßgeschneiderte Leistung.
- Der Dienstleister kann Bedarfe mehrerer Kunden bündeln, sein besonderes Know-how nutzen und Leistungen zu einem geringeren Preis und mit höherer Rendite anbieten.

Mit dem Betreibermodell entstehen für den Dienstleister als Betreiber und für den Kunden als Nutzer neue Entscheidungskalküle: Der Dienstleister kann die Produkte so optimieren, dass die Betriebskosten möglichst gering sind, denn er muss diese selbst tragen. Er sorgt also für eine lange Lebensdauer, geringen Energieverbrauch und hohe Auslastung. Der Kunde ist bestrebt, nur die Leistung zu kaufen, die er wirklich braucht. Dazu müssen beide festlegen, wie der Leistungsverbrauch gemessen wird.

Bei einer Wasserstoffnutzung kann das Betreibermodell u.a. in der Intralogistik zum Einsatz kommen. Hier gehören die Tankstelle und die gesamte Peripherie bis hin zur Zapfpistole dem Betreiber der Anlage. Der Kunde braucht demnach keine Investition in eine Wasserstofftankstelle zu tätigen und muss sich lediglich auf die Beschaffung oder Umrüstung der eingesetzten Maschinen bemühen. Auch hier kann der Betreiber

gewisse unterstützende Dienstleistungen anbieten, die im Kapitel 5.3 näher beschrieben werden.

Abrechnungstechnisch bezahlt der Kunde nur für den verbrauchten Wasserstoff ab Zapfpistole und trägt ggf. je nach Modell über einen Grundpreis zur Anlagenwartung und Installation einen Teil bei.

8.5 Schulungserfordernissen für Wasserstoff-Anwendungen in Häfen

Wasserstoff kann auf verschiedene Weisen transportiert und eingesetzt werden. Zur Gefahrenabwehr und Gesundheitsvorsorge für das Personal, das mit Wasserstoff in Kontakt kommt, sind einige Kenntnisse zum korrekten Umgang mit Wasserstoff und in Gefahrensituationen notwendig. Diese können in verschiedenen Schulungen oder Unterweisungen vermittelt werden.

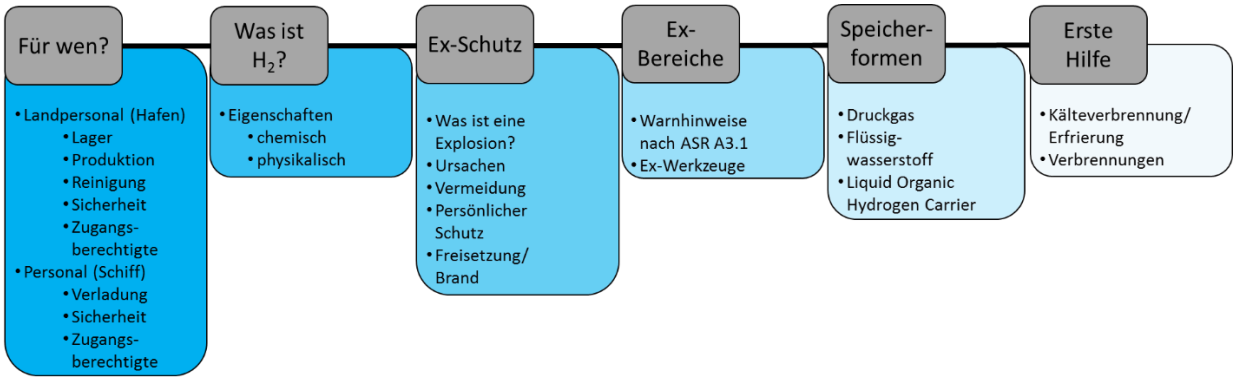

Abbildung 71: Übersicht zu Schulungsbedarfen und –inhalten beim Umgang mit Wasserstoff

Abbildung 71 gibt eine Übersicht über mögliche Schulungsbedarfe und –inhalte, die Personal zum korrekten und sicheren Umgang mit Wasserstoff übermittelt werden sollten. Relevant sind Schulungsinhalte im Hafenbereich sowohl für Landpersonal als auch Personen auf Schiffen, wenn dort Wasserstoff zum Einsatz kommt.

Grundsätzlich ist Wissen darüber zu vermitteln, welche chemischen und physikalischen Eigenschaften Wasserstoff aufweist und welche Besonderheiten sich daraus beim Umgang mit diesem ergeben. Ein weiteres Themenfeld, das allen Anwendern vermittelt werden sollte, ist der Explosionsschutz im Allgemeinen und worauf hierbei zu achten ist. Ein weiteres Thema, das allen Anwendern vermittelt werden sollte, sind erste Hilfe Maßnahmen, um richtige und schnelle Hilfe vor Ort leisten zu können.

Etwas differenzierter müssen die unterschiedlichen Speicherformen für Wasserstoff vermittelt werden. Ein grundsätzliches Wissen über die verschiedenen Möglichkeiten sollte jeder Anwender aufweisen, jedoch birgt jede Speicherform, sei es Druckgas, kryogene Flüssigkeit oder ein Trägermedium wie LOHC, spezielle Gefahren, auf die gesondert hingewiesen werden muss und die auch abhängig von der Installation und damit Anwendung sind. Geschult werden muss als Basis für alle Speicherformen das Grundsatzwissen über:

- persönliche Schutzmaßnahmen beim Umgang mit Wasserstoff wie Körperschutz, Atemschutz, Augenschutz, Handschutz, Arbeitshygiene,
- Maßnahmen bei unbeabsichtigter Freisetzung von Wasserstoff,
- Maßnahmen im Brandfall.

Auf die Speicherformen kann in jedem Bereich individuell eingegangen werden, da beispielsweise unter Druck stehende Gasflaschen im Brandfall zu einer großen Gefahr werden können. Kryogener Wasserstoff hingegen birgt besondere Gefahr, wenn dieser unbeabsichtigt ausläuft, da aufgrund der tiefen Temperatur des flüssigen Wasserstoffs die Gase aus der Umgebungsluft an heruntergekühlten Oberflächen kondensieren können. Ausgenommen ist hiervon Helium, da dessen Siedepunkt noch tiefer liegt als der von Wasserstoff. Flüssiger Wasserstoff kann die Bestandteile der Luft kondensieren oder sogar verfestigen (Wasser). Die Kombination aus flüssigem Wasserstoff und verfestigter Luft weist sprengstoffähnliches Verhalten auf, was entsprechende Vorsichtsmaßnahmen mit sich zieht.

Der spezielle Anwendungsfall, für den Personal individuell geschult werden muss, sollte ebenfalls betrachtet werden, um die örtlichen Gegebenheiten mit einzubeziehen. Eine Installation beispielsweise einer kleinen Wasserstofftankstelle in einem Betrieb wird in einer betriebsinternen Gefährdungsbeurteilung dahingehend untersucht, welche Gefahren für Mensch und Leben von der Installation ausgehen und welche Elemente in Betriebsanweisungen für den sicheren Umgang aufzunehmen sind. Anhand dieser Betriebsanweisung wird dann sämtliches Personal unterwiesen, das sich im Gefahrenbereich aufhält oder arbeitet. So ist weiterhin ein Wissen über Explosionsbereiche zu vermitteln und welche Verhaltensregeln in diesen Bereichen gelten. Dieser Themenbereich ist bei der Arbeitssicherheit der einzelnen Unternehmen anzusiedeln, da jeder Anwendungsfall auch von den örtlichen Gegebenheiten abhängig ist und jeder Betrieb seine eigenen Sicherheitsvorkehrungen zur Gefahrenabwehr hat, die nicht in allgemeinen Schulungen abgedeckt werden können.

Es ist also beim Schulungsbedarf eine Unterscheidung dahingehend zu machen, welche allgemeinen Informationen dem Personal zu vermitteln sind und welche speziellen, anwendungsspezifischen Inhalte darüber hinaus notwendig sind. Diese ergeben sich erst aus der Wasserstoffanwendung und der damit verbundenen Gefahren und Risiken selbst und sind im Rahmen von innerbetrieblichem Arbeitsschutz zu betreuen.

9 Monitoring, Gesamtbewertung und Übertragung (AP 6)

9.1 Wissenschaftliche Gesamtbewertung

9.1.1 Technische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung

Zur Analyse der optimalen Wasserstoffbereitstellung, wurde ein Simulationstool entwickelt, dass auf Grundlage vieler Parameter für die OPEX und CAPEX Berechnung, Wasserstoffgestehungskosten kalkuliert. Die Bereitstellung der benötigten 350.000 kg Wasserstoff pro Jahr (s. Szenario S1_30) durch Elektrolyse aus Strom des öffentlichen Netzes ist aufgrund der Mengen nur mit der Produktionsvariante ALI_3600, einem Chlor-Alkali Elektrolyseur mit 3,6 MW Leistung, möglich. Es wird aufgezeigt, dass sich die Gestehungskosten zwischen 11,48 €/kg bei einem normalen Strompreis und 5,14 € /kg, bei einem optimierten Strompreis belaufen würden. Außerdem wird auf die hohe Auslastung der Anlage von 96 % des Jahres verwiesen, was sich negativ auf die Bauteile auswirken kann.

Anschließend wird die gleiche Betrachtung mit Strom von direkt verbundenen Windkraftanlagen gemacht, was vor allem zur Vermeidung von Netzentgelten führen würde. Zusätzlich sollen die Ausfallzeiten der Windkraftanlagen genutzt werden, um Strom für die Elektrolyse bereitzustellen. Grundsätzlich bleiben die zentralen Aussagen der Simulation bestehen, lediglich die Entstehungskosten sinken auf 11,39 €/kg bzw. 5,04 €/kg für den optimierten Strompreis.

Bei der Betrachtung der Entnahme des Wasserstoffs aus dem Erdgasnetz müssen einige Annahmen getroffen werden, da dieses im Untersuchungsgebiet derzeit keinen Wasserstoff enthält. Daher wird untersucht wo die Potentiale einer Wasserstoffproduktion durch Power-to-Gas-Technologien aus Ausfallarbeit und Rückspeisung in der Region liegen, bzw. in den vergangenen Jahren lagen. Es werden mit verschiedenen Szenarien Prognosen erstellt, wie viel Wasserstoff potenziell in den nächsten Jahrzenten hergestellt werden kann. Die Diskussion einer Anhebung des H_2-Grenzwertes kommt zu dem Schluss, dass die derzeit bestehende Grenze von maximal 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgasnetz der SWE mit einem 13 MW Elektrolyseur erreichbar wäre. Die Analyse von Entnahmestandorten für Wasserstoff im Hafen allerdings zeigt auf, dass eine Extrahierung auf Grund von saisonalen Schwankungen des Gasdurchflusses und des technischen Aufwandes derzeit nicht sinnvoll ist. Schlussendlich werden verschiedene Technologien zur H_2-Entnahme erklärt, verglichen und bewertet.

Wenn der benötigte Wasserstoff importiert werden soll, sind die Kosten stark vom Ursprung des Wasserstoffs und der Technologie des Transports abhängig. Sogenannter „grüner“ Wasserstoff, welcher aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, hat gegenüber „blauen“ Wasserstoff aus Erdgas-Dampferformierung und anschließender CO_2 Abtrennung und Einlagerung einen großen Kostennachteil. Beim Transport muss nach Transportvolumen entschieden werden, denn bei großen Mengen haben Gasfernlei-

tungen Kostenvorteile, diese werden aber mit kleiner werdenden Importmengen zunehmend geringer. Bei allen Transportarten gilt zu beachten, dass die nötigen Größenordnungen heute noch nicht Stand der Technik sind.

Abschließend für dieses Kapitel wird untersucht, wie eine autarke Strom- und Wasserstoffversorgung im Emder Hafen realisiert werden könnte. Um nur den Strombedarf bilanziell zu decken wären 19 Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 5 MW nötig. Wenn das Gebiet allerdings autark sein soll, sind 36 Exemplare notwendig, um aus Überschussstrom Wasserstoff zu generieren, der anschließend in einem BHKW rückverstromt wird.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es sich bei der Wasserstoffbereitstellung in den einzelnen Sektoren größtenteils um bereits etablierte Technik handelt, die auch am Seehafen Emden umsetzbar wäre. Mit einer Vielzahl an möglichen Optionen, welche flexibel und sich untereinander ergänzend eingesetzt werden können, ist die technische Seite der Bereitstellung der entsprechenden Mengen Wasserstoff als positiv zu bewerten.

9.1.2 Potentielle Wasserstoffabnehmer

Die umfassende Auswertung der Umfrageergebnisse aus Kapitel 3 gibt einen guten Überblick zu potentiellen Wasserstoffabnehmern am Seehafen Emden. Theoretisch könnte jedes Gerät, welches auch mit einem Elektromotor betrieben werden kann, mit Wasserstoff betrieben werden. Da der Anteil erneuerbarer Energien im Emder Stadtnetz relativ hoch ausfällt, ist ein solches Vorgehen bei bisher batteriebetriebenen Fahrzeugen aber sehr unwahrscheinlich. Fahrzeuge oder Geräte, die bisher komplett auf fossilen Kraftstoffen laufen, sind umso interessanter und wahrscheinlicher als potenzielle Wasserstoffabnehmer. Fasst man die Personenbeförderungs- und Nutzfahrzeuge zusammen, die mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden, ergibt sich dafür ein Potential von 37 GWh/a. Trotzdem sollte stets im Einzelfall untersucht werden, ob eine Neuanschaffung oder Umrüstung sinnvoll ist. Nach ökologischen und ökonomischen Standpunkten ergibt sich ein H_2-Potential von 15,08 GWh/a. Da für Schiffe bisher noch keine ausreichenden und marktreifen Entwicklungen existieren, kann dieses Potential nicht mit einbezogen werden. Bei Industrieanlagen, die mit Erdgas betrieben werden, ist eine Umstellung auf Wasserstoff nicht möglich. Hier wäre denkbar Erdgas mit höherem Wasserstoffanteil zu nutzen, sofern dieser keine negativen Auswirkungen auf den Prozess zeigt, oder synthetisches Erdgas aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid herzustellen und zu nutzen.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass nicht nur die Geräte und Prozesse aus der Umfrage potenzielle Wasserstoffabnehmer darstellen, sondern auch jene, die im Stadtgebiet Emden verteilt sind. Dazu gehören Züge, BHKWs und Busse. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die Potentiale optimal ausgeschöpft werden können, wenn die Umstellung auf Wasserstoff mehrstufig verläuft. So könnten im ersten Schritt, alle Geräte umgestellt werden, die aufgrund ihrer Betriebsweise und ihres Alters gut in das Raster passen, sowie die Fahrzeuge des öffentlichen Nahverkehrs. Damit garantiert man eine gut kalkulierbare und wenig fluktuierende Nachfrage. Im nächsten Schritt

können dann weitere Fahrzeuge für den Personenindividualverkehr umgestellt werden und in diesem Zuge die Kapazitäten der Produktions- und Speichereinheit für Wasserstoff modular erweitert werden.

9.1.3 Bewertung der Wasserstoffinfrastruktur

In Kapitel 6 wurden die unterschiedlichen Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung aufgezeigt und diskutiert. Da alle Hafenakteure Zugang zum Erdgasnetz haben, besteht die Möglichkeit den Wasserstoff in die bestehende Erdgasleitung einzuspeisen. Das DVGW-Regelwerk erlaubt eine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz von bis zu 10 Vol.-%. Hierbei gilt jedoch zu beachten, dass es einerseits kritische Erdgasabnehmer mit niedrigeren H_2-Toleranzen gibt (z. B. Erdgastankstelle 2 Vol.-%, Gasturbinen, Industrieanlagen) und andererseits der Wasserstoff die Brenneigenschaften des Erdgases verändert. Somit ist diese Möglichkeit der Wasserstoffspeicherung für den Seehafen Emden eine unwahrscheinliche Option. Viele Betriebe operieren in Abhängigkeit der derzeitigen Erdgasqualität und sind zum Teil nicht gewillt von Erdgas komplett auf Wasserstoff umzusteigen. Damit entfällt auch die theoretische Alternative die komplette Erdgasleitung auf eine Wasserstoffleitung umzustellen. Die Option ist zudem erst bei höheren Mengen interessant (Steigerung Wasserstoffbedarf um ca. Faktor 35).

Als weitere Speichermöglichkeiten kommen die LOHC-, Druckgas- und Flüssigwasserstoff- Speicherung in Frage. Jede Speichervariante benötigt wiederum eine passende Peripherie für Transport und Speicherung. Da flüssiger Wasserstoff die größte Energiedichte hat, ist diese Variante sehr attraktiv, doch für die berechneten Mengen ist die Anschaffung von Verflüssigungsanlagen nicht rentabel. Ähnliches gilt für die LOHC Technologie. Hier müsste der Endverbraucher Energie aufwenden, um den Wasserstoff aus dem Carrier zu lösen und nutzbar zu machen. Am leichtesten realisierbar und zurzeit auch am ökonomischsten ist die Druckgasspeicherung von Wasserstoff. Hier kann je nach Endverbraucher zwischen 45 und 700 bar gespeichert und transportiert werden, ohne das größere Anschaffungen getätigt und mehr Infrastruktur geschaffen werden muss (lediglich Verdichter und Trailer zum Transport sinnvoll). Auch die eigentliche Betankung mit komprimierten Wasserstoff ist leicht zu realisieren. Bei Endverbrauchern mit kleinem bis mittleren Energiebedarf könnte eine Tankanlage direkt mit einem Druckgasflaschenbündel ausgestattet werden. Durch die modulare Bauweise kann die Tankanlage stets erweitert oder verkleinert werden.

9.1.4 Bewertung der Rahmenbedingungen

Die Gesamtbetrachtung bezieht sich auf das folgende Szenario: Eine Windenergieanlage wird errichtet, um Wasserstoff in einem Elektrolyseur zu produzieren, anschließend zu speichern und zu einer Wasserstofftankstelle zu transportieren.

9.1.4.1 Zusammenfassung der rechtlichen Voraussetzungen

Das Genehmigungsverfahren für WKA ist Landessache. In Niedersachsen gibt es keine sog. Bagatellregelung, nach der kleine WKA (Gesamthöhe bis 10 m) ohne Baugenehmigung aufgestellt werden dürfen. Die Komplexität des Genehmigungsverfahrens gliedert sich nach der Höhe der Anlage und dem gewünschten Standort. Würde eine WKA im Emder Hafengebiet errichtet, wären zusätzlich die Vorschriften des niedersächsischen Hafensicherheitsgesetzes zu beachten. Dies beträfe vor allem die Regelungen zu Sicherheitsbestimmungen im Hafengebiet.

Bei einem Elektrolyseur handelt es sich um eine genehmigungspflichtige Anlage nach dem BImSchG und richtet sich verfahrenstechnisch nach § 10 BImSchG. Ebenso erfordern alle Komponenten, die mit dem Elektrolyseur in Verbindung stehen (Stromquelle, Speicher, etc.) eine Genehmigung. Je nachdem welche Wasserstoffmengen erzeugt werden, müssen weitere Verordnungen beachtet werden (StörfallVO). In jedem Fall müssen auch Arbeitsschutz, Technische Standards, Prüfungs- und Überwachungspflichten Beachtung finden.

Die Speicherung von Wasserstoff ist ab einer Menge von 3 Tonnen und bis zu einer Menge von 30 Tonnen vereinfacht nach dem BImSchG genehmigungspflichtig. Bei mehr als 30 Tonnen muss das Verfahren unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt werden.

Auch bei den Wasserstofftankstellen existieren mengenabhängige Zulassungsverfahren. Kleinere Tankstellen (bis zu 3 Tonnen Lagerkapazität) sind nicht nach dem BImSchG geregelt. Erst bei höheren Lagerkapazitäten tritt dieses in Kraft.

9.1.4.2 Zusammenfassung der energiemarktregulatorischen Rahmenbedingungen

Bei der Herstellung von Wasserstoff durch eine Wasserelektrolyse, die mit Netzstrom versorgt wird, fallen die staatlich induzierten Kosten für den Letztverbraucher an. Diese können sich auf bis zu 10 verschiedenen Posten verteilen (EEG, Netzumlage Offshore, KWKG, usw.). Wenn die Wasserelektrolyse mit erneuerbaren Strom läuft, der onsite installiert ist und keine Bindung an das öffentliche Stromnetz erfolgt, kann sie von einigen Kosten befreit werden und eine wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion ermöglichen.

9.1.4.3 Zusammenfassung der Schulungserfordernisse

Grundsätzlich sollte jegliches Personal, dass in Kontakt mit dem Gefahrenstoff kommen kann ausreichend über mögliche Gefahrensituationen und den richtigen Umgang mit diesen geschult werden. Im Hafenbereich betrifft das neben den Personen auf den Schiffen, auch das Personal auf der Landseite, wenn dort Wasserstoff zum Einsatz kommt. Wichtig dabei sind die Schulungsinhalte: persönliche Schutzmaßnahmen beim Umgang mit Wasserstoff (I.), Maßnahmen bei unbeabsichtigter Freisetzung von Wasserstoff (II.) und Maßnahmen im Brandfall (III.). Dabei können die Schulungsinhalte je nach verwendeter Speicherform des Wasserstoffs spezifiziert werden.

9.1.5 Bezug zu anderen Forschungsprojekten

Die Projektlaufzeit von WASh2Emden überschnitt sich mit weiteren Forschungsprojekten zum Thema Wasserstoff. Nachfolgend werden zwei der Projekte kurz beschrieben und die spezifischen Synergien näher ausgeführt. Weitere Wasserstoff-Projekte sind in Tabelle 38 zu finden. Neben den großen Projekten in der Region (Raum Lingen und Raum Oldenburg) sind größere Projekte im industriellen Maßstab vor allem in Mainz und Salzgitter zu finden.

Tabelle 38 Auswahl weiterer Wasserstoffprojekte in Deutschland

Projekt	Kurzbeschreibung	Projektstart	Förderprogramm	Beteiligt
H2Watt	Erzeugung, Lagerung und Anwendung von Wasserstoff im Real-Labor	2020	INTERREG	MARIKO GmbH mit 9 Partnern aus Wissenschaft und KMU
Hyways for Future	Aufbau einer lokalen Wasserstoffwirtschaft mit geplanten Investitionen in Höhe von 90 Mio. € (Fördergelder inkl.)	2020	BMVI	EWE, swb mit insgesamt 90 Partnern aus Industrie und Politik
Hybridge	Errichtung eines Elektrolyseurs mit 100 MW Leistung in Lingen	ab 2023 in Betrieb	-	Amprion und Open Grid Europe
Energiepark Mainz	Umwandlung überschüssiger Energie in Wasserstoff mit 6 MW Elektrolyseur	Seit 2017 Regelbetrieb	BMWI	Stadtwerke Mainz AG mit drei Partners aus Wissenschaft und Industrie
GrInHy und GrinHy 2.0	Hochtemperatur-Elektrolyse im industriellen Stil	2016	FCHJU	Salzgitter AG und Partner aus Industrie
WindH2 und Salcos	Errichtung von WKA mit 30 MW Leistung und Erprobung der Vor-Ort-Produktion von Wasserstoff (WindH2) in Verbindung mit CO_2 Reduktion in der Stahlindustrie durch Einsatz von Wasserstoff und Integration einer Direktreduktionsanlage	2019	-	Salzgitter AG und Partner aus Industrie

9.1.5.1 HORIZON 2020-Projekt „HPEM2GAS“

Im Rahmen des EU-Forschungsprojektes HPEM2GAS – High Performance PEM – Electrolyzer for Cost-effectiv Grid Balancing Applications wurde ein neuartiger Elektrolyseur entwickelt. An dem Projekt haben sieben Partner aus fünf europäischen Ländern gearbeitet. Das Konsortium bestand aus Consiglio Nazionale delle Richerche (CNR-ITEA, Italien), ITM Power (ITM, Großbritannien), Solvay Specialty Polymers (Italien), IRD Fuel Cells (Dänemark), Stadtwerke Emden (SWE, Deutschland) und der Hochschule Emden/Leer (HSEL, Deutschland). Der entwickelte Elektrolyseur sollte ein Proof-of-Concept darstellen. Es wurden mehrere Strategien angewendet, um die Gesamtkosten zu senken und so eine breite Nutzung der Technologie zu ermöglichen. Diese betrafen in erster Linie die Erhöhung der Stromdichte von 1 A/cm^2 (Stand der

Technik) auf 3 A/cm^2 bei gleichbleibender Effizienz. Ein weiterer Ansatz war die Minimierung des Materialeinsatzes in Form einer reduzierten Membrandicke bei gleichzeitig geringer Gasdurchlässigkeit und einer Reduzierung der Edelmetallbelastung. Darüber hinaus wurde die Lebensdauer des neuentwickelten Stacks verbessert. Alle diese Lösungen tragen wesentlich dazu bei, die Investitions- und Betriebskosten zu reduzieren.

9.1.5.2 EU-INTERREG-Projekt „Power-To-Flex“

Im INTERREG-Projekt Power-to-Flex haben insgesamt 18 Partner anwendungsorientierte Lösungen zur Speicherung und Nutzung von erneuerbaren Energien erforscht. Erstens wurde eine Kleinanlage für Einzelhaushalte und Kleinbetriebe geschaffen, die Wasserstoff, Wärme und Strom speichert; zweitens entstand eine Wasserstofftankstelle, die zum Ausgleich des Stromnetzes beiträgt, also den Unterschied zwischen Produktion bzw. Angebot von Strom und Nachfrage ausgleichen kann und drittens wurde eine mittelgroße Versuchsanlage als Energiespeicher für Wohnblocks und mittelgroße Unternehmen konzipiert. Neben Wasserstoff und Wärme wird ebenfalls Methanol als Speichermedium untersucht.

In dem Projekt wurde eine Wasserstofftankstelle in Groningen gebaut und eröffnet. Aufgrund anderer Vorschriften und Regularien in den Niederlanden, sind die Ergebnisse nur teilweise übertragbar. Für die dritte Ebene (Wohnblocks und mittelgroße Unternehmen) wurde ein Energie-Container konzipiert und gebaut. Da dieser eine PV-Anlage und zwei kleine WKA enthält, konnten die Erfahrungen bezüglich des Genehmigungsverfahrens mit in das Projekt eingebracht werden.

9.2 Wirtschaftliche Gesamtbewertung

Als Basis zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Wasserstoffnutzung im Emder Hafen wurden in Kapitel 5 Analysen durchgeführt, die neben den Stromgestehungskosten auch die weiteren Glieder der Wasserstoffversorgungskette wie:

- Elektrolyseur,
- Verdichter,
- Speicher,
- Logistik

betrachten. Neben den Investitionskosten, CAPEX, wurden auch die „operational costs“ – OPEX – ermittelt.

Hinsichtlich der Stromgestehungskosten wurden zwei Szenarien aufgebaut,

- Szenario „normal“, Strompreis inkl. Steuern, Umlagen und Abgaben
- Szenario „optimiert“, Strompreis weitestgehend ohne Steuern, Umlagen und Abgaben.

Für beide Szenarien wurden Simulationen durchgeführt, die unterschiedliche Elektrolyseurtypen und Speichergrößen umfassen. Das unter betriebswirtschaftlichen und technischen Aspekten ermittelte Konzept basiert auf einer alkalischen Elektrolyse mit einem 750 kg Speicher, der Elektrolyseur hat eine Größe von 3,6 MW. Bei dieser Anlagenkonfiguration ließe sich der Wasserstoffgesamtbedarf von 230.000 kg/a gewährleisten.

Die Simulationen zu diesem Konzept resultieren in Wasserstoffgestehungskosten für und Netzstrom das Szenario „normal“ in Höhe von 11,48 € je kg H_2 und für das Szenario „optimiert“ in Höhe von 5,14 € je kg H_2.

Wasserstoff hat einen gravimetrischen spezifischen Energieinhalt von H_u= 33,33 kWh/kg. Mit den Werten aus beiden Szenarien ergeben sich somit folgende Preise je kWh:

- „normal“ : 34,44 ct/kWh
- „optimiert“: 15,42 ct/kWh.

Das größte Potential für die Neuanschaffung/ Umrüstung von strom- bzw. dieselbetriebenen Einheiten zeigt sich entsprechend der im Emder Hafen ansässigen und befragten Unternehmen in folgenden Bereichen:

- Umschlaggeräte
- Nutzfahrzeuge
- Personalbeförderungsfahrzeuge.

Die Nennungen der an der Umfrage teilgenommenen Unternehmen summieren sich auf insgesamt 2031 Fahrzeuge aus den o.a. Gruppen.

Für einzelne Anwendungsfelder liegen bereits Betriebserfahrungen anderer Unternehmen vor, so z.B. für PKWs, Kleinbusse, LKW oder Flurförderzeuge, womit die Praxistauglichkeit wasserstoffgetriebener Einheiten bestätigt ist. Bestandteil der Umfrage war zudem, ob die Unternehmen bereit wären für Wasserstoff als Kraftstoff einen Mehrpreis zu akzeptieren. Die diesbezüglichen Antworten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Tabelle 39: Akzeptanz für H_2- Mehrpreis (Umfrage)

Mehrpreis für Wasserstoff als Kraftstoff	Nennungen der Unternehmen
0%	4
5%	5
10%	7
15%	1

Ein Vergleich mit Diesel als Kraftstoff zeigt folgendes Bild. Der volumetrische untere Heizwert von Diesel beträgt H_u=9,7 kWh/l.

Tabelle 40: Vergleich Dieselpreis/H_2 optional bei Variation des Dieselpreises

Dieselpreis [€/l]	Dieselpreis [ct/kWh]	H_2-Preis, optimiert [ct/kWh]
1,00	10,31	15,42
1,10	11,34	
1,20	12,37	
1,30	13,40	
1,40	14,43	
1,50	15,46	
1,60	16,50	
1,70	17,53	
1,80	18,55	

Aus der Aufstellung lässt sich ableiten, dass eine Preisgleichheit der Kraftstoffe für Wasserstoff „optimiert“ und Diesel bei einem Literpreis für Diesel von 1,49 €/l eintritt. Dieser Dieselpreis liegt nah am historischen Höchstwert von 1,554 €/l Diesel vom 26. August 2012.

Für den Betrieb wasserstoffbetriebener Geräte und Fahrzeuge ist der Kraftstoffpreis zwar ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit, alleine aber nicht hinreichend aussagefähig. Zur Bewertung sollen im Folgenden die Kraftstoffkosten je Betriebsstunde unter Berücksichtigung des jeweiligen Wirkungsgrades, der in die Kennzahl „effektiver spezifischer Brennstoffverbrauch“ einfließt, verglichen werden.

Als Bezugsgröße wird die Leistung von P=1 kW gewählt, die Wirkungsgrade Bezugsgröße ist der jeweilige Rechenwert und die H_u- Werte für Wasserstoff und Diesel. Die sich auf der Basis P= 1 kW ergebenden Ergebnisse mit der Einheit [€/l] sind linear für andere Leistungen bei konstant gehaltenem Wirkungsgrad skalierbar. Wirkungsgradvariationen entsprechend der jeweiligen Betriebspunkte führen zu anderen der spezifischen Kosten.

In der nachfolgenden Tabelle 41 sind die resultierenden spezifischen Kraftstoffkosten in der Einheit [€/l] für die analysierten Varianten

- Netzstrom, normal
- Netzstrom, optimiert
- Windenergie, normal
- Windenergie, optimiert
- Wasserstoffimport

sowie für die Variante Dieselkraftstoff als Vergleichsbasis aufgeführt.

Tabelle 41: Übersicht der berechneten spezifischen Kraftstoffkosten verschiedener Antriebsaggregate unter Berücksichtigung der Wasserstoffpreise nach Kapitel 5

P	Antriebsaggregat	Wirkungsgrad η	H_u	b_e	Kraftstoffpreis	spez. Kraftstoffkosten
1 kW	Wasserstoffverbrennungsmotor	0,2	33,3 kWh/kg	0,1502 kg/h	5,04 €/kg - "optimiert" Windenergie	0,7570 €/h
	H2- Brennstoffzelle	0,54	33,3 kWh/kg	0,0556 kg/h	5,04 €/kg - "optimiert" Windenergie	0,2802 €/h
	Wasserstoffverbrennungsmotor	0,2	33,3 kWh/kg	0,1502 kg/h	11,39 €/kg - "normal" Windenergie	1,7108 €/h
	H2- Brennstoffzelle	0,54	33,3 kWh/kg	0,0556 kg/h	11,39 €/kg - "normal" Windenergie	0,6333 €/h
1 kW	Wasserstoffverbrennungsmotor	0,2	33,3 kWh/kg	0,1502 kg/h	5,14 €/kg - "optimiert" Netz	0,7720 €/h
	H2- Brennstoffzelle	0,54	33,3 kWh/kg	0,0556 kg/h	5,14 €/kg - "optimiert" Netz	0,2858 €/h
	Wasserstoffverbrennungsmotor	0,2	33,3 kWh/kg	0,1502 kg/h	11,48 €/kg - "normal" Netz	1,7243 €/h
	H2- Brennstoffzelle	0,54	33,3 kWh/kg	0,0556 kg/h	11,48 €/kg - "normal" Netz	0,6383 €/h

Tabelle 42: Übersicht der berechneten spezifischen Kraftstoffkosten verschiedener Antriebsaggregate unter Berücksichtigung der Wasserstoffpreise bei Wasserstoffimport

1 kW	Wasserstoffverbrennungsmotor	0,2	33,3 kWh/kg	0,1502 kg/h	Wasserstoffimport	4 €/kg	0,6008 €/h
	H2- Brennstoffzelle	0,54	33,3 kWh/kg	0,0556 kg/h		4 €/kg	0,2224 €/h
	Wasserstoffverbrennungsmotor	0,2	33,3 kWh/kg	0,1502 kg/h		6 €/kg	0,9012 €/h
	H2- Brennstoffzelle	0,54	33,3 kWh/kg	0,0556 kg/h		6 €/kg	0,3336 €/h

Tabelle 43: Spezifische Kraftstoffkosten H_2/ Diesel bei unterschiedlichen H_2- Gestehungskosten/ Dieselpreisen

P	Antriebs-aggregat	Rechenwert ŋ	Hu	be	Kraftstoffpreis	spez. Kraftstoffkosten
1 kW	Diesel	0,3	9,7 kWh/h	0,3436 l/h	1,00 €/l	0,3436 €/h
					1,10 €/l	0,3779 €/l
					1,20 €/l	0,4123 €/l
					1,30 €/l	0,4467 €/l
					1,40 €/l	0,4810 €/l
					1,50 €/l	0,5154 €/l
					1,60 €/l	0,5497 €/l
					1,70 €/l	0,5841 €/l

In der folgenden Tabelle sind für die resultierenden spezifischen Wasserstoffkosten in die äquivalenten spezifischen Dieselpreise umgerechnet.

Tabelle 44: Spezifische Kraftstoffkosten und äquivalenter Dieselpreis bei ŋ Rechenwert

	Antriebsaggregat	H_2- Kraftstoffpreis	spez. H_2- Kraftstoffkosten	äquivalenter Dieselpreis
Netz opti-miert	H_2- Verbrennungsmotor	5,14 €/kg	0,7720 €/h	2,247 €/l
	H_2- Brennstoffzelle	5,14 €/kg	0,2858 €/h	0,832 €/l
Netz normal	H_2- Verbrennungsmotor	11,48 €/kg	1,7243 €/h	5,018 €/l
	H_2- Brennstoffzelle	11,48 €/kg	0,6383 €/h	1,858 €/l
Windener-gie optimiert	H_2- Verbrennungsmotor	5,04 €/kg	0,7570 €/h	2,203 €/l
	H_2- Brennstoffzelle	5,04 €/kg	0,2802 €/h	0,816 €/l
Windenergie normal	H_2- Verbrennungsmotor	11,39 €/kg	1,7108 €/h	4,979 €/l
	H_2- Brennstoffzelle	11,39 €/kg	0,6333 €/h	1,843 €/l
Wasser-stoff-import	H_2- Verbrennungsmotor	4 €/kg	0,6008 €/h	1,748 €/l
	H_2- Brennstoffzelle	4 €/kg	0,2224 €/h	0,647 €/l
Wasserstoff-import	H_2- Verbrennungsmotor	6 €/kg	0,9012 €/h	2,623 €/l
	H_2- Brennstoffzelle	6 €/kg	0,3336 €/h	0,971 €/l

Als Fazit lässt sich aus der Tabelle 44 entnehmen, dass nur Geräte mit einem Brennstoffzellenantriebsaggregat im Vergleich zum Dieselantriebsstrang unter Berücksichtigung des derzeitigen Dieselpreisniveaus wettbewerbsfähig sind.

Diese Aussage gilt für die in Kapitel 5 untersuchten Szenarien

- Netzstrom, optimiert
- Windenergie, optimiert
- Wasserstoffimport, für beide ermittelten Eckpunkte der Preisspanne 4 €/kg und 6 €/kg.

9.3 Nachhaltigkeits-Bewertung

9.3.1 CO_2-Emissionen im Seehafen Emden

Die in diesem Abschnitt berechneten CO_2-Emissionen basieren auf den Daten aus der Hafenumfrage zu den eingesetzten Energieträgern. Hierzu zählen Diesel, GtL-Diesel, Benzin, MGO, LNG, LPG und Strom für Geräte und weitere. Die Emissionen im Emder Hafen ergeben sich aus den eingesetzten Geräten, Anlagen und Fahrzeugen (GAF), dem Stromverbrauch in Gebäuden und Prozessen sowie dem Erdgasverbrauch zur Wärmeerzeugung:

Tabelle 45: Übersicht der Emissionen im Hafen
***) dieser Wert ist mit Unsicherheiten behaftet, s. Ausführungen im Text!**

Alle Fahrzeuge (fossile Kraftstoffe und stromgebunden):	54.102t CO_2 *)
Stromnutzung (2019):	44.412t CO_2
Wärmeerzeugung (2019):	42.057t CO_2
Gesamt	**140.571t CO_2**
Davon Umschlaggeräte, Nutzfahrzeuge, Personenbeförderungsfahrzeuge (fossil, strombetrieben)	12.941t CO_2

Die Emissionen, die durch die Nutzung von Strom verursacht werden, sind relativ gering. Der gelieferte Strom der Emder Stadtwerke erzeugte im Jahr nur 151 g CO_2/kWh Strom, was deutlich unter dem bundesweiten Durchschnitt liegt. Dieser Wert wurde für die Berechnung der strombasierten Emissionen angenommen, da er den hohen Anteil an erneuerbaren Energien im Emder Stromnetz, verursacht durch die vielen Windparks, wiedergibt. Ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit einhergehende Senkung der spezifischen CO_2-Emissionen bei der Stromproduktion werden die Emissionen bei der Stromnutzung ebenfalls weiter reduzieren können. Aufgrund des hohen EE-Anteils im Strom ist es eher unwahrscheinlich, dass entsprechende Verbräuche auf Wasserstoffanwendungen umgestellt werden. Das Potential

zur Reduktion der Emissionen liegt zunächst in der Umstellung von GAFs, die Emissionen von ca. 13.000 t CO_2 durch den Einsatz fossiler Energieträger wie Diesel, Benzin oder Gasen sowie durch Strombezug erzeugen, worauf im folgenden Abschnitt genauer eingegangen wird.

Im Hinblick auf die Emissionen aller Fahrzeuge und Anlagen im Hafen von 54.102 t CO_2 ist festzuhalten, dass hiervon die meisten Emissionen auf die Nutzung von Diesel entfallen. In Tabelle 46 ist eine Übersicht über die anfallenden Emissionen durch die verschiedenen eingesetzten Energieträger im Hafen dargestellt. Besonders hoch sind die Emissionen durch den Einsatz von GTL im Stichkanal, Diesel im KFZ- und Logistikterminal sowie MGO im Emder Fahrwasser und im Jarßumer Hafen.

Tabelle 46: CO_2-Emissionen der genutzten Energieträger im Emder Hafen

	CO_2-Emissionen der genutzten Energieträger [t]							
Standort	Gesamt	Diesel	Benzin	GTL	MGO	LPG	LNG	Strom (Geräte etc.)
Umgebung Hafen	384	383	1	0	0	0	0	0
Emder Fahrwasser	12.304	1.675	0	0	10.624	1	0	4
Stichkanal	17.401	75	0	17.289	0	28	0	9
Borssumer Hafen	135	130	0	0	0	0	0	5
Industriehafen	1.087	1.069	18	0	0	0	0	0
Ölhafen	656	291	0	0	0	0	0	365
KFZ- und Logistikterminal	6.001	5.654	0	0	0	0	0	347
Binnenschiffsbecken	79	43	0	0	0	28	0	9
Nordkai	1.343	386	0	0	958	0	0	0
Jarßumer Hafen	6.312	487	0	0	5.782	4	0	38
Südkai	136	134	1	0	0	0	0	1
Kleinschiffsliegeplätze	798	119	0	0	679	0	0	0
Außenhafen	4.392	2.424	2	0	0	29	1.936	0
Stromkajen an der Ems	216	216	0	0	0	0	0	0
Larrelter Polder	2.858	490	0	0	0	0	0	2.368
Summe	**54.102**	**13.576**	**23**	**17.289**	**18.042**	**89**	**1.936**	**3.147**

Insbesondere die Emissionen durch GTL im Stichkanal fallen ins Auge. Sie entstehen beim Einsatz von Bunkerschiffen, wobei hier davon ausgegangen wird, dass dies nicht der Eigenverbrauch der Bunkerschiffe ist, sondern die Menge an GTL, die anderen Schiffen zur Verfügung gestellt oder als Fracht verschifft wird.

Die CO_2-Emissionen durch den Einsatz von MGO im Emder Fahrwasser und im Jarßumer Hafen lassen sich auf Schiffe zurückführen, die zwar im Hafen bunkern, jedoch den meisten Verbrauch und damit die meisten Emissionen während ihrer Fahrten außerhalb des Hafens aufweisen. Eine exaktere Aufschlüsselung, zu welchen Zeiten und Orten die Emissionen entstehen, lässt die Datenbasis nicht zu. Hier müssten je Schiff ganzjährige Fahrprofile zugrunde liegen, die entsprechend ausgewertet werden müssten.

Die hohen Emissionen im KFZ- und Logistikterminal entstehen durch den Einsatz von dieselbetriebenen Zugmaschinen. Es wird davon ausgegangen, dass in der Umfrage angegeben wurde, wie viel diese Zugmaschinen über das Jahr tanken. Wie auch beim Einsatz des MGOs sind hier genauere Rückschlüsse auf den Entstehungsort der Emissionen aufgrund der Datenlage nicht möglich, da bei den Zugmaschinen auch davon ausgegangen werden kann, dass die Emissionen während der Fahrten auch außerhalb des Hafens entstehen. Hierfür müssten ebenfalls Fahrprofile ausgewertet werden, was nicht Bestandteil dieser Potentialstudie ist.

Grundsätzlich ist damit der Wert der CO_2-Emissionen aller Fahrzeuge (54.102 t) im Hafen mit großen Unsicherheiten behaftet, da hier aufgrund der fehlenden Fahrtprofile von Zugmaschinen und Schiffen nicht gesagt werden kann, ob diese im Hafen oder außerhalb entstehen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ein wesentlicher Teil dieser Emissionen nicht dem Hafen selbst zuzuordnen ist, da gerade Schiffe wie Offshore-Versorger, Crew-Transfer-Vessel oder Frachtschiffe nicht dauerhaft im Hafen sind und wenn, dann nur geringe Verbräuche durch Hilfsdiesel haben. Da diese Fahrzeuge jedoch allesamt im Hafen ansässigen Unternehmen zuzuordnen sind, sind sie bilanziell dem Hafen zuzuordnen. Ein Ansatz, die hierbei entstehenden Emissionen zu reduzieren, ist bereits in Abschnitt 4.3 für eine mögliche Integration von Landstromanschlüssen aufgezeigt. Hierbei ist eine direkte Nutzung von erneuerbarem Strom dem Weg über Wasserstoff jedoch vorzuziehen, um die Umwandlungsverluste zu reduzieren.

In diesen Emissionen sind jedoch Geräte, Anlagen und Fahrzeuge enthalten, die dem Hafenbetrieb recht genau zuzuordnen sind. Diese Emissionen belaufen sich auf 12.941 t, beinhalten aber auch stromgebundene GAFs. Das Reduktionspotential ist im folgenden Abschnitt näher erläutert.

CO_2-Emissionen durch Strom und Wärme

Die durch die Stromnutzung im Hafen erzeugten CO_2-Emissionen von 44.412 t sind durch den Einsatz von Wasserstoff nicht zu reduzieren. Die Erzeugung von Wasserstoff ist mit Verlusten behaftet und die direkte Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom ist ökologisch die sinnvollste Variante. Der Weg über den Wasserstoff wird durch die auszugleichenden Verluste dafür sorgen, dass der Bedarf an sauberem

Strom weiter anwächst, als es für den Zweck dienlich wäre. Durch den weiteren Ausbau an EE-Anlagen wird sich der Anteil an grünem Strom im Emder Netz weiter erhöhen, sodass die Emissionen hier weiter sinken werden. So haben sich zwischen 2016 und 2018 die spezifischen CO_2-Emissionen des lokalen Energieversorgers Stadtwerke Emden von 214 g/kWh auf 151 g/kWh verbessert, was einer Reduktion von ca. 30 % entspricht.

In Abschnitt 5.9 wurde berechnet, dass ein komplett stromautarker Hafen 36 Windkraftanlagen des Typs Gamesa G128 - 5,0 MW mit einer Elektrolysekapazität von 87 MW und einem Speicher von 500 t benötigen würde, um Flautenzeiten zu überbrücken. Alleine die Speicherkapazität würde auf einen Röhrentrailer mit 200 bar Druck und einem Transportgewicht von 330 kg bedeuten, dass ca. 1.500 solcher Trailer gefüllt werden. Grundsätzlich wäre gerade die Hälfte der Anlagen notwendig, um den Hafenbedarf abzudecken. Hier macht es aus netztechnischer Sicht eher Sinn, den Speichereffekt des Stromnetzes auszunutzen und an anderen Stellen über Wasserstoffspeicherungen in Kavernen nachzudenken.

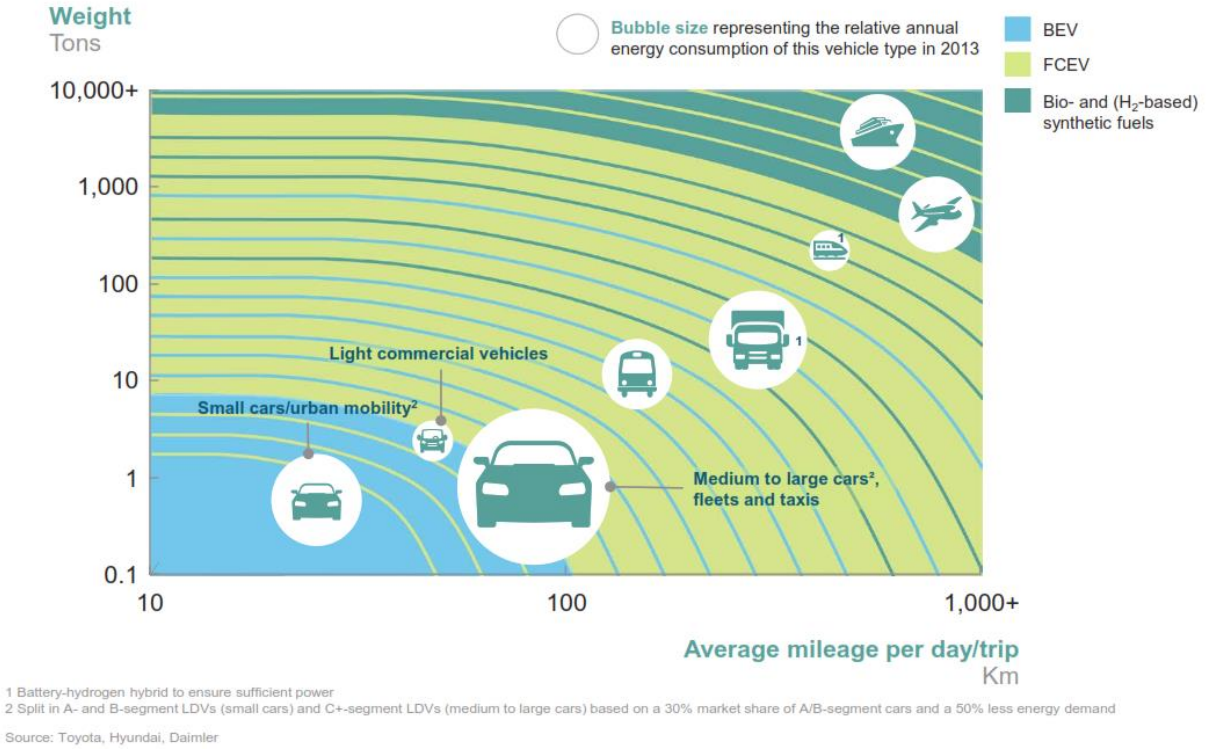

Abbildung 72: Einsatzpotential von Batterie- und Brennstoffzellentechnologie sowie synthetischen Kraftstoffen[134]

Eine Umstellung sämtlicher GAFs auf Strombetrieb ist kritisch zu sehen, da für mobile Anwendungen entsprechende Akkumulatoren benötigt werden, deren Energiegehalt gerade für Langstreckenlogistik viel zu gering ist und das Gewicht die Ladekapazität der Fahrzeuge erheblich reduziert. Abbildung 72 gibt einen Überblick über den Einsatzbereich von batterieelektrischen (BEV) sowie Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV)

[134] Hydrogen Council: How hydrogen empowers the energy transition, Januar 2017

und Fahrzeugen, die mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden sollten. In Abhängigkeit vom Fahrzeuggewicht und der täglichen Fahrstrecke sind die verschiedenen Fahrzeugtypen in die entsprechenden drei Kategorien eingeteilt.

So sind leichte Kleinstadtwagen mit geringer Anforderung an die Reichweite als batterieelektrische Fahrzeuge vorteilhaft, Mittelklassewagen und Flottenfahrzeugen mit entsprechend höherer täglicher Reichweite sind dagegen im Übergangsbereich, dass sich Brennstoffzellenantriebe lohnen. Busse, LKW und Züge sind klar als Brennstoffzellenfahrzeuge gekennzeichnet, die Schwerlast- und Hochleistungsanwendungen wie Schiffe und Flugzeuge dagegen können am besten mit Bio- und synthetischen Kraftstoffen betrieben werden. Hieraus lässt sich ableiten, dass der Großteil des im Hafen stattfindenden Verkehrs überwiegend mit Wasserstoffbrennstoffzellen realisiert werden kann.

In der Intralogistik ist die Entscheidung für den Einsatz von Wasserstoff etwas anders geartet. Hier kommt es vor allem auf Verfügbarkeiten, Betriebsdauer und Praktikabilität an. Das schnelle Nachfüllen von Wasserstoff geht deutlich kostensparender vonstatten als das umständliche Austauschen gesamter Batteriepacks. Aus ökologischer Sicht ist zu beachten, dass in Li-Ion-Akkus Verbindungen wie Kobalt, Kupfer, Aluminium und Silizium eingesetzt werden und deren Produktion mit einem gewissen Energieaufwand verbunden ist. Aber auch Brennstoffzellenstacks bestehen aus knappen und wertvollen Bestandteilen wie z.B. Platin, die es schonend einzusetzen gilt.

Im Rahmen der Untersuchungen kann keine detaillierte Aussage getroffen werden, welche Option aus ökologischer Sicht die beste ist, da es nicht nur um die Emissionen bei der Nutzung der Geräte geht, sondern auch um die bei der Herstellung und der Entsorgung. Gerade im Hinblick auf die eingesetzten Seltenen Erden muss ein Wertstoffkreislauf sichergestellt werden, um diese auch in Zukunft nutzen zu können. Das hier zu Grunde liegende Cradle-to-Cradle Prinzip bedarf einer eigenständigen und sehr aufwändigen Analyse, um konkret sagen zu können, ob ein Produkt nachhaltiger ist als das andere. Denn Nachhaltigkeit bedeutet vor allem, dass Wertstoffkreisläufe rund um ein Produkt so weit wie möglich vorhanden sind, sodass diese nahezu endlos einsetzbar sind.

Die Erzeugung von Wärme aus Wasserstoff bildet ein großes Potential zur Emissionsreduktion, jedoch bedeutet dies, dass Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden müsste. In Abschnitt 5.7.3 wurde dargelegt, dass aufgrund der saisonalen Schwankungen und der gegebenen oberen Grenzwerte des Wasserstoffanteils die Einspeisung von Wasserstoff derzeit keine Option für das Erdgasnetz im Emder Hafen ist.

9.3.2 CO_2-Emissionsreduktion durch Umstellung von Geräten, Anlagen und Fahrzeugen im Hafen

Das Projekt hat unter anderem das Ziel, das Reduktionspotential der CO_2-Emissionen des Hafens durch den Einsatz von grünem Wasserstoff zu bestimmen. Basis der dazu durchgeführten Berechnungen sind die in Abschnitt 3.3 aufgestellten Szenarien für die mögliche Umstellung von Geräten, Anlagen und Fahrzeugen auf Wasserstoff. In den

Szenarien wurden für die eingesetzten Energiewandler ebenfalls die Wirkungsgrade mit einbezogen, um Rückschlüsse auf die benötigten Wasserstoffmengen zu erhalten. Die für die CO_2-Emissionen einbezogenen Daten beziehen sich nur auf den Hafen (Tabelle 12). Aufgrund der Verschneidung der Umfrageergebnisse mit Unternehmensdaten aus der DBI-Datenbank und mehreren Standorten für verschiedene Unternehmen, gibt es kleinere Abweichungen beim Energiebedarf im Vergleich zur Umfrage.

Die folgende Abbildung 73 gibt eine Übersicht über die Emissionen und den damit verbundenen Wasserstoffbedarf, basierend auf dem bereits erläuterten Szenario 1, bei dem davon ausgegangen wird, dass bereits jetzt am Markt verfügbare Flurförderzeuge und PKW auf Wasserstoff mit Brennstoffzellenantrieb umgestellt werden. Ebenfalls angegeben ist der jeweilige Wasserstoffbedarf zu den prozentualen Anteilen der Umrüstung der bestehenden Flotten. Bei 100% Umstellung der genannten GAFs ist eine Reduktion von ca. 2.100 t CO_2 bei einem Wasserstoffbedarf von knapp 4.900 MWh pro Jahr möglich.

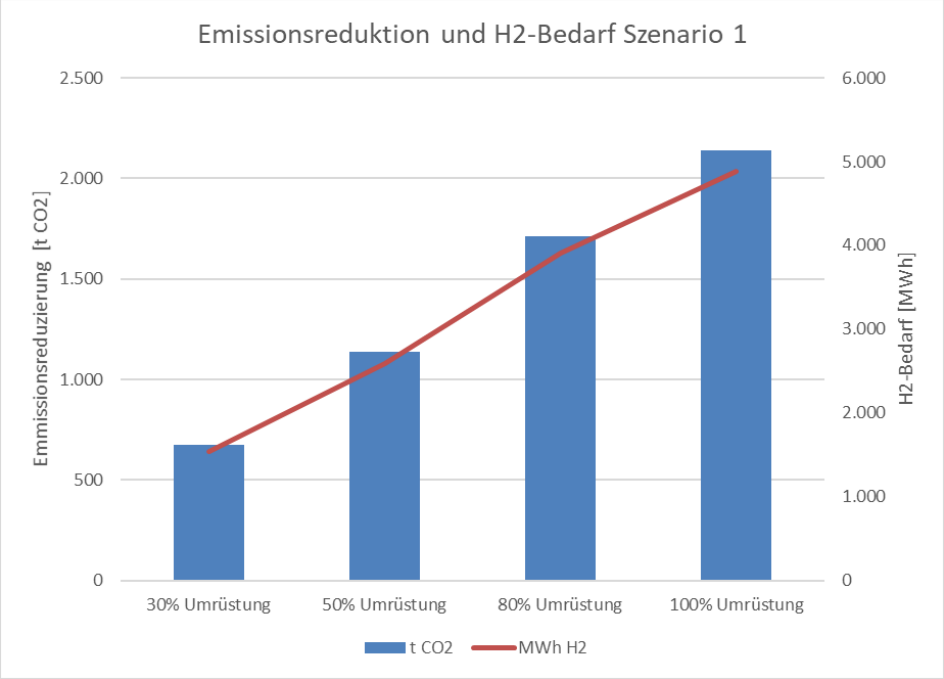

Abbildung 73: Emissionsreduktion und Wasserstoffbedarf unter Verwendung von Szenario 1

Abbildung 74 gibt die Emissionsreduktion der Szenarien 2 und 3 wieder, die bei beiden gleich ausfällt. Basis des Szenarios 2 ist die Umstellung von Flurförderzeugen, PKW und BHWK auf Brennstoffzellenantrieb sowie die Umstellung auf Wasserstoffverbrennungsmotoren von Zugmaschinen, LKW, Transportern, Baggern (groß), Minibaggern, Reachstacker, Traktoren, Radladern, Hubsteigern, SPMT und Kleinbussen. In Szenario 3 dagegen werden alle Fahrzeuge, Anlagen und Geräte auf Brennstoffzellenantrieb umgestellt. Da in beiden Fällen der gleiche Bedarfsanteil fossiler Energie durch Wasserstoff gedeckt wird, fällt die Reduktion der Emissionen entsprechend gleich aus.

Der Unterschied liegt jedoch in der benötigten Wasserstoffmenge, da die Wirkungsgrade von Verbrennungsmotoren und den Brennstoffzellen unterschiedlich sind. So ist bei Umstellung aller GAFs eine Emissionsreduktion von ca. 10.500 t CO_2 pro Jahr

möglich. Bei Szenario 2 liegt der Wasserstoffbedarf bei knapp 53.000 MWh pro Jahr im Vergleich zu gerade mal 23.800 MWh bei Szenario 3.

Das zuvor genannte Reduktionspotential aller GAFs von 12.941 t CO_2 pro Jahr wird in den Berechnungen nicht erreicht, da davon ausgegangen wird, das strombetriebene GAFs nicht auf Wasserstoff umgestellt werden. Die Umwandlungsverluste in der Kette von der stromgebundenen Wasserstofferzeugung über reinen Wasserstoff hin zum aus Wasserstoff erzeugten Strom wären zu groß, als dass dieser Schritt Sinn macht.

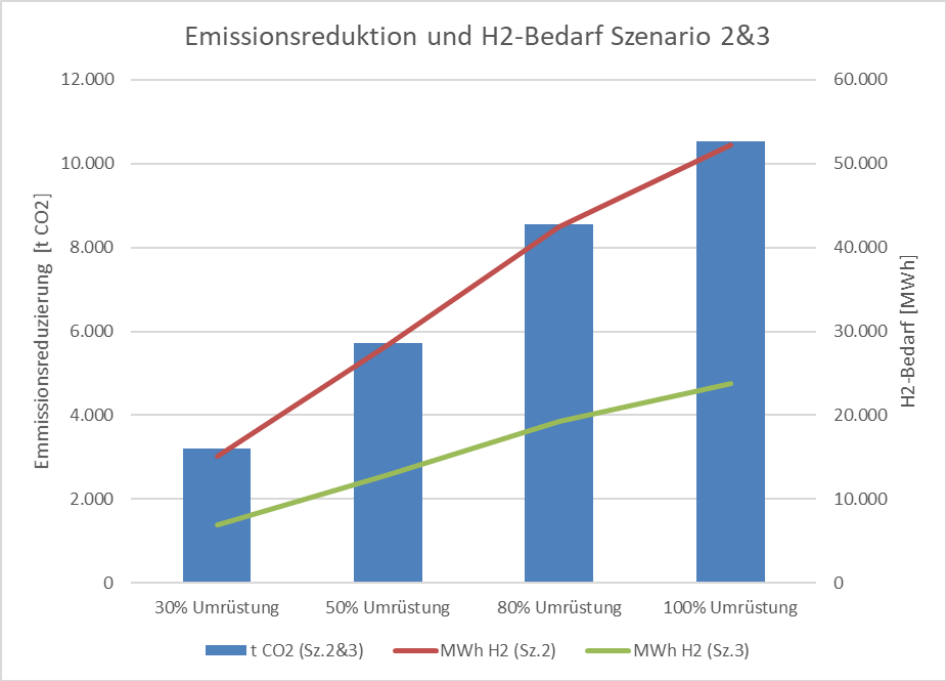

Abbildung 74: Emissionsreduktion und Wasserstoffbedarf unter Verwendung von Szenario 2 und 3

Aufgrund der derzeitigen Verfügbarkeit von GAFs am Markt ist es somit am wahrscheinlichsten, dass sich im ersten Schritt Emissionen nach Szenario 1 reduzieren lassen.

9.3.3 Bewertung der weiteren Emissionen

Eine Bewertung der weiteren Emissionen von Stickoxiden und Partikeln wurde im Rahmen der Nachhaltigkeitsbewertung nicht durchgeführt. Die Ungenauigkeiten der Ergebnisse wären einfach zu hoch, da keine pauschalisierten Werte angesetzt werden können. Dies hängt unter anderem mit dem unterschiedlichen Betriebsalter der Geräte, Fahrzeuge und Anlagen und den damit einhergehenden verschiedenen Betriebscharakteristika zusammen, der Wartungszustand hat ebenfalls einen zu starken Einfluss auf die realen Emissionen.

Grundsätzlich kann aber davon ausgegangen werden, dass die Vermeidung von fossilen kohlenstoffbasierten Kraftstoffen dazu führt, dass insbesondere Partikelemissionen reduziert werden. Es darf hierbei jedoch nicht grundlegend davon ausgegangen werden, dass insbesondere die alten Fahrzeuge mehr Partikel emittieren. Durch die

Umstellung gerade des Dieselprozesses auf Hochdruckeinspritzsysteme sind zwar die sichtbaren Partikel verschwunden, jedoch gibt es nun das Problem der feinen und ultrafeinen Partikel. Der hohe Einspritzdruck in die Verbrennungsmotoren führt zu einer sehr feinen Zerstäubung des Kraftstoffs, was die Verbrennungsreaktion und deren Produkte positiv beeinflusst, jedoch bilden sich hierbei deutlich feinere Partikel als bei älteren Fahrzeugen, die mit konventionellen Einspritzdrücken von einigen bar arbeiten. Gerade diese Nanopartikel stehen in der Kritik, da sie aufgrund ihrer Größe lungengängig sind.

Bei Stickoxiden ist insbesondere bei Verbrennungsprozessen darauf zu achten, dass die Temperaturen nicht in Bereichen liegen, in denen Stickoxide bevorzugt entstehen. Dies ist unabhängig vom eingesetzten Kraftstoff, da die Stickoxide zum größten Teil aus dem Stickstoff der dem Verbrennungsprozess zugeführten Luft entstehen. So ist auch bei Wasserstoffverbrennungen das Thema Stickoxide nicht zu vernachlässigen. Hier hat der Einsatz von Brennstoffzellen einen entscheidenden Vorteil, da hier keine Verbrennungsreaktionen stattfinden und diese Problematik gänzlich umgangen werden kann.

9.3.4 Bewertung der Ergebnisse

Aus den vorherigen Analysen ist zu sehen, dass die Reduktion der Emissionen im Emder Hafen durchaus Potential hat, wenn zunächst auch eher in kleineren Schritten.

So ist nach dem aufgestellten Szenario 1, das auf schon am Markt verfügbare Technologien setzt, bei einer 100 %-igen Umstellung der vorhandenen GAFs eine Reduktion der Emissionen um 2.100 t CO_2 möglich. Dieses Ziel kann kurzfristig erreicht werden. Im weiteren Schritt gilt es die weitere technologische Entwicklung von größeren GAFs abzuwarten oder selbst zu beeinflussen, um diese im Hafen zur Anwendung zu bringen. Hierzu zählen Nutzfahrzeuge wie LKWs, Minibagger, Radlader und Traktoren. Wenn sämtliche GAFs umgestellt sind, kann hierüber eine gesamte CO_2-Reduktion von 10.500 t erzielt werden (Vgl. Abbildung 75)

Bei weiterem Ausbau der EE-Anlagen im Emder Gebiet und einer damit einhergehenden Erhöhung des grünen Stroms sind im Stromsektor Emissionsreduktionen von bis zu 47.559 t CO_2 möglich. Schon dieser Schritt bedeutet einen Zeitraum von einigen Jahren, um alleine die aufwändigen Genehmigungsverfahren für Windkraftanlagen zu durchlaufen.

Darüber hinaus gibt es noch die CO_2-Emissionen im Bereich der Schifffahrt, die, wie vorher beschrieben, nur über synthetische Kraftstoffe erzielt werden können, deren Basis Wasserstoff ist. Da hierfür überregional gesehen sehr große Mengen Wasserstoff benötigt werden, ist dieser Schritt sehr davon abhängig, wie die erneuerbaren Energien insgesamt ausgebaut werden. Deutschland ist bereits jetzt Energieimporteur und wird es auch im Hinblick auf große Mengen Wasserstoff bleiben, weshalb hier eher das nationale und internationale Geschehen einen Einfluss darauf haben wird, ab wann synthetische Kraftstoffe in großen Mengen für die Schifffahrt zur Verfügung stehen, um auch diese Emissionen nachhaltig zu reduzieren.

Bleibt noch der Wärmesektor, der über Erdgas versorgt wird. Auch dieser Bereich ist sehr stark mit nationalen und internationalen Geschehnissen verknüpft. Deutschland kann den Anteil an Wasserstoff alleine nicht beliebig weit erhöhen, da Europa ein verbundenes Erdgasnetz besitzt. Mit Erdgas betriebene Geräte und Anlagen müssen alle schrittweise auf die Nutzung von Wasserstoff umgerüstet oder neugebaut werden, was ebenfalls einen langfristigen Charakter aufweist.

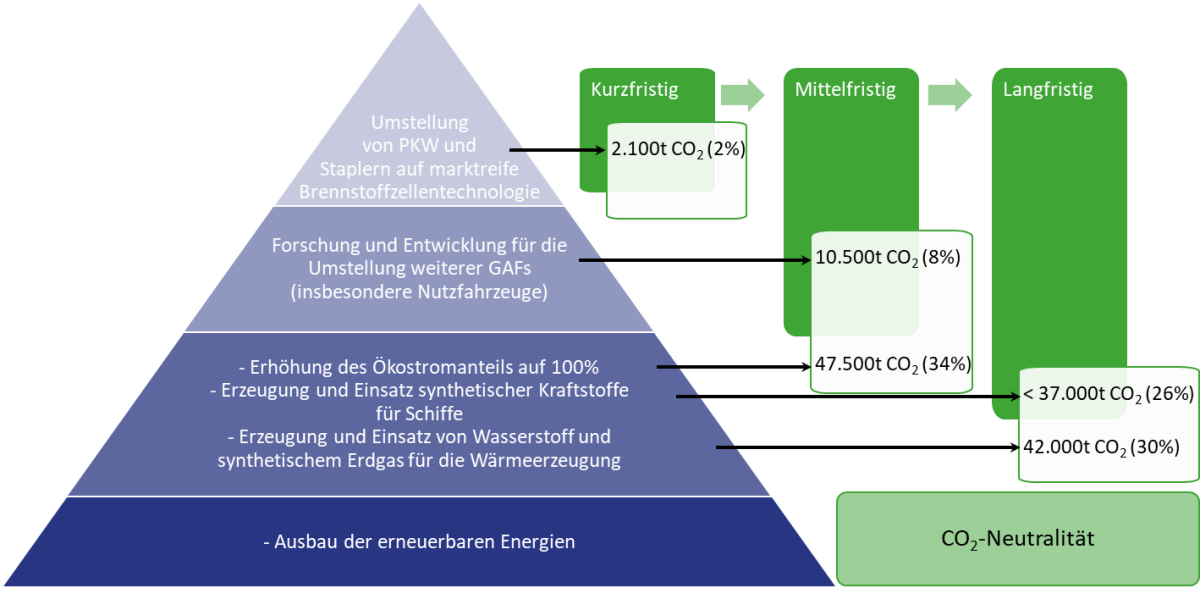

Abbildung 75: CO_2-Reduktionsschritte zur Erreichung der CO_2-Neutrlität

Die Basis der dargestellten Pyramide ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, um die CO_2-Neutralität auch im Emder Hafen zu erreichen. Dieses Ziel konsequent und mit höchster Priorität zu verfolgen, ist Aufgabe nicht nur der Politik allein sondern auch der örtlichen Unternehmen, da sie durch entsprechendes Handeln und Fordern die Geschwindigkeit der Zielerreichung maßgeblich mit beeinflussen.

Schlussendlich sei noch darauf hingewiesen, dass die großskalige Nutzung von grünem Strom, der derzeit ins Netz eingespeist wird, zur Produktion von Wasserstoff derzeit kritisch zu betrachten ist. Der Anteil grünen Stroms im deutschen Netz ist derzeit noch zu gering, um bereits andere Sektoren abdecken zu können. Wird grüner Strom schon jetzt zunehmend für die Wasserstofferzeugung genutzt, so ist davon auszugehen, dass der Neuzubau an EE-Anlagen nicht in der Lage sein wird, den Bedarf zu decken und schlussendlich der Anteil der erneuerbaren Energie im Stromsektor sogar sinken kann. Damit wären die bisher erreichten CO_2-Reduktionen in diesem Sektor gefährdet. Dies gilt nicht für Überschussstrom, der dringend genutzt werden sollte, um hier über die Sektorenkopplung z.B. im Emder Hafen den Verkehrssektor ebenfalls grüner zu machen.

Wasserstoff ist nicht das Allheilmittel zur Erreichung der Klimaschutzziele, er ist ein wesentlicher Baustein der Energiewende, gerade im Bereich der Sektorenkopplung. Deshalb ist die zielgerichtete Einführung von Wasserstoff in den Energiesektor jetzt durchzuführen, um dadurch die Weichen für die erfolgreiche Sektorenkopplung zu stellen und mit steigendem Anteil erneuerbaren Stroms auch die Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie mit in die Energiewende einzubeziehen.

9.4 Übertragungspotenziale auf andere See- und Binnenhäfen

In diesem Kapitel wird der Frage nachgegangen, welchen Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit die beschriebene Wasserstoffwertschöpfungskette auf andere Hafenstandorte übertragen werden kann. Die Übertragbarkeit wurde sowohl für See- als auch für Binnenhäfen untersucht, wozu Gespräche mit verschiedenen Hafenbetreibern geführt wurden, die sogar teilweise Wasserstoff als zukünftigen Kraftstoff identifiziert haben. Zu den Häfen zahlen die Seehäfen im Nordwesten Deutschlands, die von Niedersachsen Ports betrieben werden sowie Binnenhäfen wie Haaren (Ems) oder Spelle, die über den Arbeitskreis Ems- und Kanalhäfen des MARIKOs angesprochen wurden.

Grundsätzlich lassen sich solche grünen Wasserstoffversorgungsketten auf jeden Standort übertragen, wenn zwei Mindestvoraussetzungen erfüllt sind: Das Vorhandensein einer grünen Stromquelle sowie das Vorhandensein mobiler fossiler Energieverbraucher, die potenziell auf grünen Wasserstoff umgestellt werden könnten. Daneben gibt es Faktoren, die einen Transfer auf andere Häfen begünstigen bzw. die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass eine grüne Wasserstoffversorgungskette an anderen Hafenstandorten realisiert wird.

a) Strukturelle Voraussetzungen

Um eine Wasserstoffversorgung an einem Standort zu errichten, müssen die technischen Gegebenheiten entlang der gesamten Kette erfüllbar sein. Angefangen von der Erzeugung, über die Distribution und Speicherung bis hin zur Anwendung. Um grünen Wasserstoff zu erzeugen wird zunächst eine grüne lokale Stromquelle benötigt. In Frage kommen an Hafenstandorten Windkraftanlagen oder auch Photovoltaikanlagen, da diese unter den erneuerbaren Technologien den kostengünstigsten Strom zur Verfügung stellen können. Auch eine Kombination von Wind- und Solarstrom kann zielführend sein, da sich beide in der Stromerzeugung gut ergänzen und in Kombination einen Elektrolyseur optimal auslasten können. Bei der Stromquelle gibt es zwischen See- und Binnenhäfen aufgrund des hohen Anteils an Windenergie im Nordwesten Deutschlands keine sehr großen Unterschiede, grundsätzlich kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich bei See- und norddeutschen Binnenhäfen eher Windkraftanlagen eignen und der Anteil an Photovoltaikanlagen bei südlichen Standorten immer weiter zunimmt.

Als weitere strukturelle Voraussetzung gilt es Freiflächen im Hafen oder in Hafennähe zur Verfügung stellen zu können, die zur Errichtung einer Wasserstofftankstelle benötigt werden. Um einen hohen Absatz zu generieren, sollte solch eine Tankstelle öffentlich zugänglich sein, da hierdurch auch Privatpersonen Wasserstoff tanken können.

b) Rechtliche Voraussetzungen

Des Weiteren ist es wichtig, dass die zu errichtende Wasserstoffinfrastruktur an dem vorgesehenen Hafenstandort überhaupt genehmigungsfähig ist. Dabei ist beispielsweise zu beachten, dass Abstände zwischen der zu errichtenden Wasserstoffanlagen und schutzbedürftigen Gebieten einzuhalten sind, um Unfallfolgen für Menschen und

Umwelt aufgrund von schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen zu begrenzen. Negativ könnte sich das Vorhandensein eines Störfallbetriebes auf die Genehmigung einer neuen Wasserstoffinfrastruktur im Hafen auswirken, da dann zusätzlich Abstände einzuhalten sind. Es liegt im Verantwortungsbereich der lokalen Behörden angemessene Abstände zu störfallspezifischen Eigenschaften von Stoffen, wie eine Stofffreisetzung, Brand oder Explosion zu definieren.

Der Emder Hafen hat als erster in Deutschland die hafenrechtlichen Voraussetzungen dafür geschaffen, LNG als neuen Kraftstoff im Hafengebiet zu bunkern. Dazu gehören z.B. Sicherheitsabstände zu anderen Umschlaggütern wie z.B. Sprengstoff, das Einrichten eines umzäunten Sicherheitsbereichs für die Zeit des Bunkerns oder das Anzeigen jeder Bunkerung bei der Hafenbehörde. Ähnliches wäre auch einzelfallspezifisch für z.B. die Bebunkerung von Schiffen mit Wasserstoff zu definieren.

c) Akzeptanz

Für die Ermittlung der Akzeptanz für die Nutzung von Wasserstoff-Technologien können vier, aus der Akzeptanzforschung stammende Faktoren herangezogen werden, aus denen das Maß der Akzeptanz abgeleitet werden kann:

1. Sinn: Die Sinnhaftigkeit der Verwendung von Wasserstofftechnologien bemisst sich an dem Maß des dadurch gestifteten Nutzens. Die Bemessung des Nutzens erweist sich in der Praxis oftmals als schwierig und ist daher häufig an eine emotionale Bindung oder Identifikation mit dem Projekt oder der Technologie gekoppelt.
2. Notwendigkeit: Der Faktor der Notwendigkeit beschreibt die Fähigkeit, durch Einsatz einer Technologie oder durch Umsetzung eines Projektes ein dringliches Problem der Allgemeinheit zu lösen oder zu deren Lösung beizutragen.
3. Fairness: Unter Fairness wird die Möglichkeit und Wahrnehmung der Beteiligten bzw. Betroffenen verstanden, sich am Meinungsbildungs- und Entscheidungsfindungsprozess zu beteiligen und diesen mitbestimmen zu können (Partizipation).
4. Gerechtigkeit: Der Faktor Gerechtigkeit beinhaltet eine als gerecht bewertete Verteilung der Nutzen und Lasten eines Projektes. Diejenigen, denen durch das Projekt Lasten auferlegt werden, sollten nach der Umsetzung des Projektes auch die Möglichkeit bekommen, von diesem zu profitieren.

Im Rahmen des EU-geförderten HYACINTH-Projekts wurde bereits die Akzeptanz von Wasserstoff-technologien bei der Bevölkerung und bei Stakeholdern aus sieben verschiedenen europäischen Ländern untersucht.

Wasserstoffbrennstoffzellentechnologien werden länderübergreifend überwiegend als eine gute oder sehr gute Lösung für die Bewältigung der Herausforderungen im Energie- und Umweltbereich bewertet. Dies gilt insbesondere für mobile Anwendungen, bspw. im öffentlichen Personennahverkehr, aber auch für die Anwendung als Spei-

chertechnologie für erneuerbare Energien. Wasserstoffbrennstoffzellenantriebe werden unter den Befragten im Vergleich mit anderen Antriebstechnologien, auch mit batteriebetriebenen Fahrzeugen, als positiver gesehen. Der Beitrag zur Umweltschonung wird dabei als zentrale Stärke von Wasserstoffanwendungen wahrgenommen.

Hinsichtlich des Meinungsbildungs- und Entscheidungsfindungsprozesses macht das Projekt deutlich, dass eine positive Korrelation zwischen der Bekanntheit und der Einstellung zu Wasserstofftechnologien herrscht. Je größer das Wissen um Wasserstofftechnologien, desto besser ist in der Regel auch die Einstellung zu diesen. Die Bekanntheit der Technologien liegt in der breiten Bevölkerung bei ungefähr 40-45%, wobei ca. 60% Interesse an den Anwendungen dieser Technologie zeigen. Die Bekanntheit im Bereich der Forschung und Wirtschaft/Politik wird als höher eingeschätzt als die der Bevölkerung.

Nachteilig wirken sich insbesondere die vergleichsweise hohen Kosten von Wasserstoffanwendungen auf die Akzeptanz aus. Auf der Lastenseite stellt die Kostenthematik die zentrale Schwäche dar. Daneben werden unter anderem auch begrenztes Bewusstsein und Unterstützung durch politische Akteure oder auch die mangelnde Betankungsinfrastruktur als größere Hemmnisse für die Durchsetzung von Wasserstofftechnologien gesehen.

Ausgehend von den Umfrageergebnissen des HYACINTH-Projekts werden Wasserstoffanwendungen in den Bereichen Mobilität und Kraftstoff- bzw. Energiebereitstellung insgesamt sehr positiv, aufgrund der genannten Schwächen wird die Durchsetzung der Technologie und damit das Erzielen von relevanten Marktanteilen eher mittel- bis langfristig gesehen.

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Akzeptanz ist die Versorgungssicherheit. Erst wenn Anwender sicher sein können, dass der Wasserstoff – z.B. als Treibstoff für Betriebsfahrzeuge - langfristig und kontinuierlich zur Verfügung steht und sie sicher davon ausgehen können, dass durch die Umstellung eigener Geräte auf eine neue Technologie nicht zu Störungen im Unternehmensablauf führt, wird die Bereitschaft steigern, in diese neue Technologien zu investieren.

d) Wirtschaftlichkeit

Je wirtschaftlicher die Produktion von Wasserstoff umgesetzt werden kann, desto schneller wird die Technologie von anderen Hafenstandorten akzeptiert und adaptiert. Es gibt einige Faktoren, die bei der Übertragbarkeit der Technologie auf andere Standorte in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit zusätzlich betrachtet werden könnten:

1. Niedrige Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien

Ein wesentlicher Kostenfaktor sind die Gestehungskosten von erneuerbaren Energien (als Inputprodukt für den grünen Wasserstoff), da sie zu einem entscheidenden Standortvorteil werden können. Falls am Standort eine Systemkombination aus Wind und Photovoltaik möglich ist, hätte dies z.B. einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Da sich Wind- und Photovoltaikertrag sehr gut ergänzen und damit die Jahreslaufzeit für einen Elektrolyseur erhöhen. Mittlerweile können Windkraft- und Photovoltaikanlagen auf einem sehr niedrigen Kostenniveau Strom produzieren, jedoch gelten

Elektrolyseure derzeit noch als Letztverbraucher und müssen somit sämtliche Netzentgelte entrichten (s. Abschnitt 5). Erst durch eine Novellierung entsprechender Gesetzestexte wird es möglich sein, grünen Wasserstoff planbar und dauerhaft zu konkurrenzfähigen Preisen zu produzieren.

2. Nähe zwischen Wasserstofferzeugung und Verbraucher (kurze Transportwege)

Auch die Kosten der Wasserstoffdistribution sind ein Kostentreiber (vgl. Kapitel 2). Aus diesem Grund ist eine direkte Nähe zwischen Elektrolyseur und Endverbraucher kostentechnisch sinnvoll. Um die Transportkosten so niedrig wie möglich zu halten, ist es zielführend, wenn sich so eine Quelle möglichst nah bei den potenziellen Abnehmern im Hafen befindet.

3. Vorhandensein von Großabnehmern

Eine Wasserstoffversorgung lässt sich auch in einem kleinen Maßstab mit Elektrolyseuren mit einer Leistung im unteren dreistelligen kW-Bereich errichten. Die Analysen haben jedoch gezeigt, dass größer skalierte Elektrolyseure den Wasserstoff kostengünstiger herstellen können. Um die dabei entstehenden Wasserstoffmengen optimal zu vermarkten ist es von Vorteil, wenn größere Abnehmer diesen dauerhaft und kontinuierlich abnehmen. Als Beispiel kann hier z.B. der ÖPNV, BHKWs oder größere chemische Industrie bzw. Stahlproduzenten angeführt werden.

10 Zusammenfassung und Ausblick

Die Potenzialstudie WASh2Emden gibt eine ausführliche Analyse des bestehenden Energiebedarfs im Emder Hafen, woraus sich mögliche erste und zukünftige Wasserstoffanwendungen ableiten lassen (Vgl. Abbildung 76). Wasserstoff ist schon heute wirtschaftlich zu erzeugen, jedoch nur, wenn der genutzte Strom nicht aus dem öffentlichen Netz stammt. Die derzeitigen Regelungen für den Einsatz von Elektrolyseuren sorgen dafür, dass die Wasserstoffgestehungskosten unwirtschaftlich sind, entsprechende Handlungsempfehlungen liegen der Politik vor.

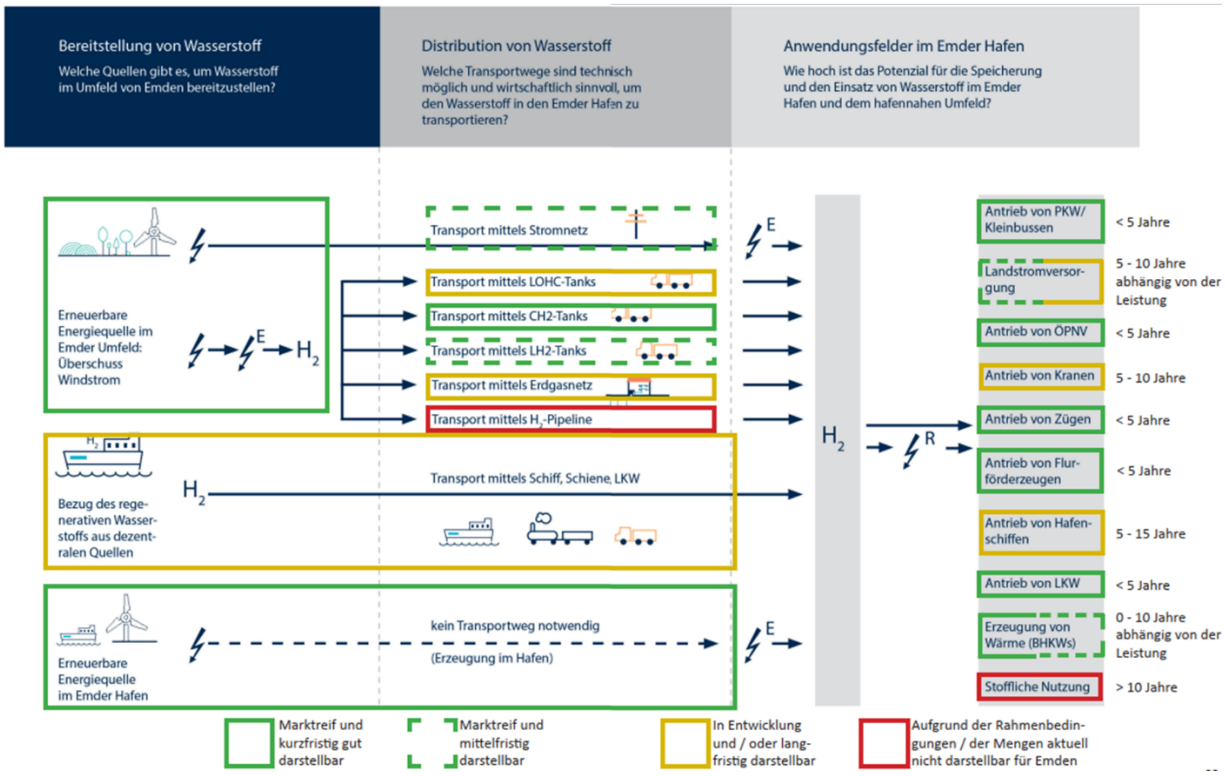

Abbildung 76: Kurz- und mittelfristig verfügbare Wasserstoffkomponenten im Emder Hafen

Es hat sich gezeigt, dass eine Wasserstoffkette im Emder Hafen realisierbar ist, jedoch müssen hierfür einige Voraussetzungen erfüllt sein. In Abbildung 77 ist eine beispielhafte Wasserstoffkette abgebildet, die auch im Emder Hafen als Startanwendung realisiert werden könnte. Basis dieses Beispiels ist jedoch die Nutzung einer Windkraftanlage, die bereits keine EEG-Förderung mehr bezieht und damit eine direkte Stromnutzung mit einem örtlichen aufgestellten Elektrolyseur ermöglicht, wobei der Strom zum Selbstkostenpreis genutzt werden kann. Zur Realisierung einer solchen Wasserstoffkette werden verschiedene Akteure benötigt. Angefangen beim Betreiber einer Windkraftanlage, einem Unternehmen für den Betrieb eines Elektrolyseurs und den Wasserstofftransport, ein Tankstellenbetreiber, wenn es sich um eine öffentliche Tankstelle handelt sowie mehrere Unternehmen, die in Neufahrzeuge basierend auf Wasserstoff investieren, um die entsprechende Nachfrage nach Wasserstoff zu generieren. Wie in den vorherigen Abschnitten bereits genannt, sind hier größere Verbraucher wie Busse für den ÖPNV sinnvoll, um eine gewisse Grundlast für die Wasserstoffabnahme zu generieren.

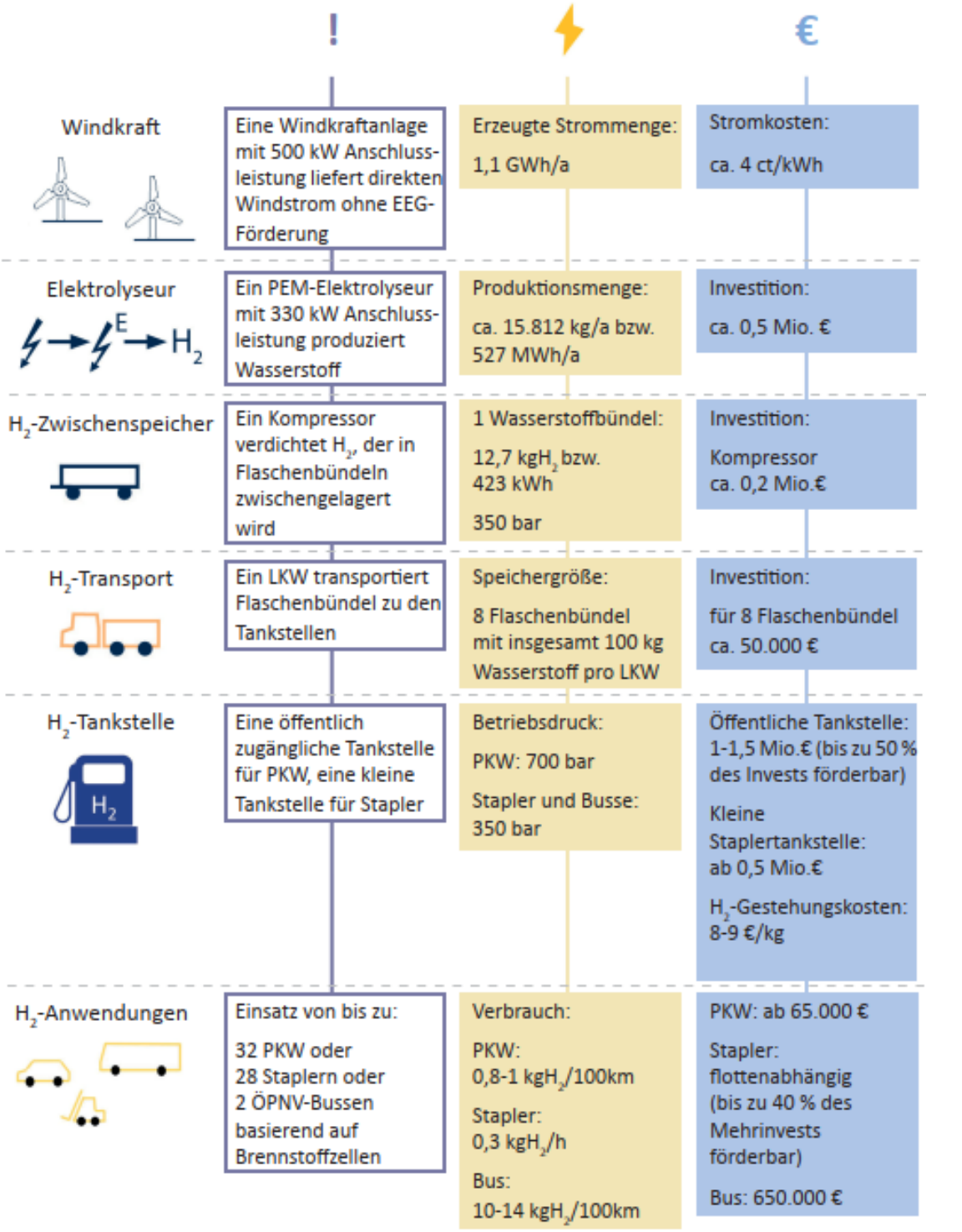

Abbildung 77: Beispielhafte Wasserstoffkette für den Emder Hafen

Als weitere Schritte für das Projekt steht somit die Ansprache der Unternehmen im Emder Hafen an, um für eine Beteiligung und Realisierung solch einer Wasserstoff-kette zu werben und die entsprechenden Schlüsselakteure für die Erzeugung und Distribution des Wasserstoffs zu gewinnen.

11 Danksagung

Unser besonderer Dank gilt dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur sowie dem Projektträger TÜV Rheinland, die das Vorhaben finanziell unterstützt haben (Förder-Nr.: 19H18013).

Weiterhin möchten wir uns bei allen Wegbegleitern des Projekts aus Emden und darüber hinaus bedanken. Insbesondere den Hafenunternehmen, den Energieversorgern, den Windkraftanlagenbetreibern, der Stadt Emden und den Behörden und allen, die das Projekt mit der Zurverfügungstellung von Datenmaterial, inhaltlich und konstruktiv unterstützt haben.

Namentlich möchten wir uns insbesondere bei EPAS, LBTS, HSEL, Ahlers & Vogel, Emdion, Seports of Niedersachsen bedanken.

Für die Unterstützung des WASH2Emden-Projekts gilt besonderer Dank allen Mitarbeitern der Stadt Emden, dem Oberbürgermeister Tim Kruithoff, Herrn Jann Gerdes – Stadt Emden sowie Detlef Vagelpohl - Planungsbüro Graw.

12 Anhang

Anhang A: Relevante Akteure im Seehafen Emden

Tabelle 47: Übersicht der im Emder Seehafen ansässigen Unternehmen und Behörden

Unternehmen	Beschreibung	Branche	Anschrift
Agravis Raiffeisen AG	Die Agravis Raiffeisen AG ist eine von insgesamt fünf landwirtschaftlichen Hauptgenossenschaften in Deutschland und eines der größten Unternehmen des Agrarhandels in Norddeutschland. Schwerpunkte des Unternehmens sind die Agrarsparten Getreide, Ölsaaten sowie Futtermittel, Düngemittel, Pflanzenschutz und Saatgut. Weitere Geschäftstätigkeiten bestehen in den Bereichen Agrartechnik und Energie. Darüber hinaus wird Einzelhandel in den Raiffeisen-Märkten betrieben. Eine nennenswerte wirtschaftliche Rolle kommt zudem dem Baustoffhandel zu. Im Seehafen Emden hat sich das Unternehmen dirkt am Borßumer Hafen angesiedelt und betreibt dort ein Mineralölzentrum.	Handel	Agravis Raiffeisen AG Am Borssumer Hafen 10 26725 Emden
Aktien-Gesellschaft "EMS"	Die Aktien-Gesellschaft "EMS" (AG EMS) ist eine Unternehmensgruppe, welche aus einer Reederei und weiteren Tochterunternehmen, bspw. aus dem Bereich maritime Dienstleistungen und Hotelbetrieb, besteht. Die Reederei betreibt von Emden aus einen Schiffslinienendienst zur Nordseeinsel Borkum. Dabei kommen Personen- und Autofähren zum Einsatz. Die Anlegestellen der Fähren befinden sich im Emder Außenhafen vor der Nesserlander Schleuse.	Reederei / Schiffsagent / -makler	AG Ems Zum Borkumanleger 6 26723 Emden

Automobil-Logistik Moself GmbH	Die MOSOLF Gruppe bietet Systemdienstleistungen für die Automobilindustrie an. Zum Leistungsspektrum des Unternehmens gehören Logistik-, Technik- und Servicelösungen, die mithilfe eines europaweiten Standort-Netzwerks sowie einer multimodalen Verkehrsträgerflotte realisiert werden. Das Leistungsspektrum der MOSOLF Gruppe deckt die gesamte Wertschöpfungskette der Automobillogistik ab: vom Bandende bis zum Recycling. Neben Fahrzeugtransporten (Pkw, leichte Lkw, High & Heavy) gehören Werkstattdienste, Sonderfahrzeugbau, Industrielackierungen, Mobilitätsdienstleistungen, Releasing Agent Dienstleistungen und Fahrzeugrecycling zum Dienstleistungsportfolio. MOSOLF bietet in diesem Rahmen ganzheitliche und kundenorientierte Lösungen für die Automobilindustrie, Flottenbetreiber und Autohäuser aus einer Hand an und bildet dabei den dazugehörigen Datenfluss über moderne Softwarelösungen ab. Im Hafen Emden befindet sich das Unternehmen im Bereich des Außenhafens.	Hafenumschlag Logistik Fahrzeug-, Anlagen- & Maschinenbau	Automobil-Logistik Moself GmbH Zum Emskai 1 26723 Emden
AIS - Agency and Independent Shipmanagement	AIS ist ein in Emden ansässiges Schiffsmaklerunternehmen. Neben der Klarierung von Tramp- und Linienschiffen bietet das Unternehmen außerdem verschiedene Dienstleistungen im Bereich von Besatzungsangelegenheiten/ -wechseln sowie einen Kurierservice an. Zusätzlich tritt AIS als Makler im Bereich der Sportschifffahrt auf.	Reederei / Schiffsagent / -makler	AIS - Agency and Independent Shipmanagement Seerosenstraße 14 26725 Emden

ANKER Schifffahrts-Gesellschaft mbH	Die ANKER Schifffahrts-Gesellschaft mbH ist ein in Emden ansässiges Hafenumschlagsunternehmen. Über das im Außenhafen befindliche Terminal Emskai werden sowohl RoRo-Umschläge als auch konventionelle Güterumschläge und damit verbundene Dienstleistungen durchgeführt. Zudem verfügt das Unternehmen am Standort über eigene Hallenlagerflächen und asphaltierte Abstellflächen. Des Weiteren verfügt die ANKER Schifffahrts-Gesellschaft mbH über eine eigene Agenturabteilung, welche diverse Schiffsgrößen und –typen betreut. Dazu gehört u.a. die Entsorgung von Schiffsabfällen oder die Organisation von Bunkerlieferungen und Verproviantierung. Das Betriebsgelände der ANKER Schifffahrts-Gesellschaft mbH befindet sich im Emder Außenhafen.	Hafenumschlag Lagerung Logistik Reederei / Schiffsagent / -makler	ANKER Schifffahrts-Gesellschaft mbH Am Flügeldeich 30 26723 Emden
BEE - Bau- und Entsorgungsbetrieb Emden	Der Bau- und Entsorgungsbetrieb Emden ist als kommunaler Dienstleister in den Bereichen Abfall, Abwasser, Stadtreinigung, Straßen & Grün sowie Friedhofswesen tätig. Das Unternehmen betreibt neben Kläranlagen, Abfallabgabestellen und einem Entsorgungszentrum auch eine Flotte von Fahrzeugen zur Müllabfuhr. Daneben ist der BEE auch für Bestattungen und sonstige Angelegenheiten des Friedhofswesens auf mehreren Emder Friedhöfen verantwortlich. Im Emder Hafen ist die BEE am Industriehafen angesiedelt.	Andere	Bau- und Entsorgungsbetrieb Emden Zum Nordkai 12 26725 Emden

Behörden	Neben dem Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt Ems-Nordsee befinden sich noch weitere Träger hoheitliche Aufgaben im bzw. am Emder Hafen. Dazu zählen das Hauptzollamt Oldenburg, die Wasserschutzpolizeistation Emden und das Bundespolizeirevier Emden.	Andere	Hauptzollamt Oldenburg Hafenstraße 3 26723 Emden Wasserschutzpolizeistation Emden Am Seemannsheim Emden 26723 Emden Bundespolizeirevier Emden Am Seemannsheim 5 26723 Emden
Die Brons Terminal GmbH & Co. KG	Die Brons Terminal GmbH & Co. KG ist Teil der Y. & B. Brons Gruppe die auf das Jahr 1826 zurückgeht. Mit der Brons Terminal GmbH & Co. KG werden vielfältige Lösungen im Bereich der Umschlags,- und Hafenlogistik angeboten.	Hafenumschlag	Brons Terminal GmbH & Co. KG Nesserlander Straße 5 26721 Emden
DIRKS Group GmbH & Co. KG	Die DIRKS Group ist ein Systemdienstleister mit Schwerpunkten in Technik, Entwicklung und Logistik. Neben der klassischen Planung, Realisierung und Durchführung logistischer Warenverteilprozesse bietet die Unternehmensgruppedurchgängige Servicelösungen entlang der Wertschöpfungsprozesse zur Optimierung von Standorten und Strukturen an. Außerdem ist die DIRKS Group im Bereich der Entwicklung von Förder- und Automatisierungstechnik sowie der Instandhaltung von Spezialfahrzeugen tätig. Die Betriebsflächen des Unternehmens befinden sich im Bereich des Emder Außenhafens.	Hafenumschlag Lagerung Logistik Fahrzeug-, Anlagen- & Maschinenbau	DIRKS Group GmbH & Co. KG Kanadische Straße 14 26721 Emden

Emder Werft und Dock GmbH	Die Fortführung der Schiffbauaktivitäten der ehemaligen Nordseewerke-Werft am Standort Emden erfolgt unter dem Namen „Emder Werft und Dock GmbH“ (EWD). Das Unternehmen hat sich dabei auf die Schiffsreparatur sowie die Modernisierung und den Umbau von Schiffen spezialisiert. Das Tätigkeitsportfolio reicht von den routinemäßigen Klassenerneuerungsarbeiten für Handelsschiffe über die Instandsetzung von Behörden- und Marineschiffen bis zu Refits von kleinen und mittleren Kreuzfahrtschiffen. Daneben wird eine Reihe von Dienstleistungen für die Offshore-Windparks in der Deutschen Bucht verrichtet. Das Betriebsgelände des Unternehmens befindet sich im zentralen Bereich des Emder Binnenhafens zwischen Industriehafen und Emder Fahrwasser.	Maritime Dienstleistungen Schiffbau	Emder Werft und Dock GmbH Zum Zungenkai 26725 Emden
EMS Maritime Offshore GmbH	EMS bietet maritime Dienstleistungen für Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee an. Dabei tritt das Unternehmen sowohl als Reederei als auch als Hafendienstleister in den Servicehäfen in der Nähe der Windparkcluster auf. Dazu gehören die Bereitstellung von Büro-, Lager- und Außerlagerkapazitäten sowie von Stellplätzen und Liegeplätzen für Serviceschiffe. Zusätzlich werden die Steuerung von logistischen Prozessen und die maritime Seeraumüberwachung angeboten.	Reederei / Schiffsagent / -makler Maritime Dienstleistungen	EMS Maritime Offshore GmbH Dithmarscher Str. 13 26723 Emden
Enercon GmbH	Die Enercon GmbH ist ein in Aurich beheimateter Windenergieanlagenhersteller. Das Unternehmen bietet diverse Dienstleistungen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette an. Diese reichen von der Projektplanung über die Herstellung von Windenergieanlagen bis zu Wartungs- und Versorgungskonzepten und deren Durchführung. Die Hauptkomponenten der Windenergieanlagen	Andere	Enercon GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich

	werden durch exklusiv für Enercon tätige produziert. Dazu zählt bspw. die WEC Turmbau Emden GmbH. Zudem befindet sich im Emder Hafen ein Trainings Center des Unternehmens.		
epas - Ems Ports Agency & Stevedoring Bet. GmbH & Co. KG	Die e p a s - Ems Ports Agency & Stevedoring Bet. GmbH & Co. KG ist ein in Emden ansässiges Hafendienstleistungsunternehmen. Das Unternehmen betreut Logistikprojekte über den gesamten Prozesszyklus. Die angeboten Dienstleistungen reichen dabei von der Erstellung und Genehmigungseinholung von Transportunterlagen über die Organisation von Vor- und Nachläufen bis hin zur Erstellung von weltweiten Logistikkonzepten. Im Emder Hafen werden 3 Terminals: Nordkai, Südkai und Marinekai durch epas betrieben. Von dort aus werden hauptsächlich Offshore-Güter umgeschlagen oder in diesem Bereich tätige Servicedienstleister versorgt.	Hafenumschlag Lagerung Logistik Reederei / Schiffsagent / -makler	Ems Ports Agency and Stevedoring Beteiligungs GmbH & Co Zum Nordkai 38 26725 Emden
ESB - Emder Schlepp-Betrieb GmbH	ESB betreibt eine Flotte von Küsten- und Hafenbugsierschleppern. Das Unternehmen bietet an der Ems und im gesamten Küstenbereich Seeschiffsassistenz und Assistenz bei Stapelläufen, Pontonverschleppungen oder Neubauüberführungen an. Daneben können auch Material- und Personentransporte sowie Arbeiten auf Wasserbaustellen durchgeführt werden. Die Liegeplätze der Schleppfahrzeuge befinden sich in Nähe des Yachthafens Emden im Außenhafen.	Reederei / Schiffsagent / -makler Maritime Dienstleistungen Andere	Emder Schlepp-Betrieb GmbH Am Delft 6-7 26721 Emden bzw. Schlepperstation Aussenhafen

EVAG Emder Verkehrs und Automotive GmbH	EVAG ist Dienstleister für Logistik und Hafendienstleistungen für weltweite Verkehre. Zudem plant und realisiert das Unternehmen Logistik-Konzepte in Verbindung mit Seehafenumschlag. Im Einzelnen beinhaltet das Leistungsspektrum u.a. neben dem Umschlag von Automobilen, Getreide- bzw. Futtermittel und Stückgütern auch die Vorbereitung von Neufahrzeugen zur technischen Überprüfung und Abnahme vor. Dafür können bspw. Transportschäden oder Funktionsmängel vor Ort behoben und erforderliche Nachrüstarbeiten vorgenommen werden. Im Bereich der Logistik bietet das Unternehmen bspw. Systemdienstleistungen, Kommissionierung sowie JIT-Anlieferungen an. Daneben wird auch eine Hafenagentur/ Schiffsmaklerei betrieben. Die EVAG ist der größte Hafendienstleister in Emden und betreibt Standorte am Nord- und Südkai, sowie am Terminal 1 und 3 und am Außenhafen.	Hafenumschlag Lagerung Logistik Reederei / Schiffsagent / -makler Andere	EVAG Emder Verkehrs und Automotive Gesellschaft mbH Schweckendieckplatz 1 26721 Emden
Fritzen & Co. Baustoffe GmbH	Die Fritzen & Co. Baustoffe GmbH ist ein in Emden ansässiger Baustoffhandel, welcher auch Schulungen und Beratungen durchführt. Im Emder Hafen betreibt das Unternehmen ein Baustofflager und Verteilzentrum am Borßumer Hafen.	Lagerung Logistik	Fritzen & Co. Baustoffe GmbH Hansastraße 1 26723 Emden
Harm Rewerts Transporte und Erdbau GmbH	Die Harm Rewerts Transporte und Erdbau GmbH ist ein insbesondere in der Emder Region tätiges Bauunternehmen, welches neben der Durchführung von Tiefbau- oder Abbrucharbeiten auch im Deichbau tätig ist. Östlich der Nesserlander Schleuse verfügt das Unternehmen über ein Materiallager.	Lager	Harm Rewerts Transporte und Erdbau GmbH Störtebekerstraße 3 26736 Krummhörn

Mibau Deutschland GmbH	Mibau ist einer der größten Lieferanten für mineralische Baustoffe in Nordeuropa. Das Unternehmen betreibt 40 Hafenterminals entlang der Nord- und Ostseeküsten und verfügt über eine eigene Flotte von selbstlöschenden Schiffen. Die Mibau Deutschland GmbH ist Teil der niedersächsischen Mibau Holding GmbH, welche über ihre Tochterunternehmen auch mehrere Steinbrüche in Norwegen betreibt. Im Seehafen Emden ist das Unternehmen am Südkai ansässig und betreibt dort ein Umschlagsterminal.	Hafenumschlag Lagerung Logistik Handel	Mibau Deutschland GmbH Zum Südkai 24 26723 Emden
MTE Mineralstoff Terminal Emden GmbH	Das Mineralstoff Terminal Emden vertreibt Massenbaustoffe anlagen- und objektbezogen sowie direkt vom Lager des Betriebsgeländes im Emder Hafen. Transportleistungen können über die Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraßen abgewickelt werden. Das Terminal befindet sich im nördlichen Bereich des Hafens auf dem Gelände zwischen dem Borßumer Hafen und dem Stichkanal mit Zugang zum Stichkanal.	Handel	MTE Mineralstoff Terminal Emden GmbH Zur Alten Brikettfabrik 2 26725 Emden
NEDMAG B.V.	NEDMAG ist ein Bergbau- und Chemieunternehmen, welches auf Basis von Magnesiumchlorid diverse Produkte für hauptsächliche industrielle Anwendungen entwickelt und vertreibt. Das Unternehmen unterhält in allen wichtigen Offshore-Häfen der Nordsee Lagerkapazitäten zur Versorgung der Öl- und Gasindustrie. Im Hafen Emden befindet sich am Industriehafen ebenfalls ein Lagertank des Unternehmens für Flüssigprodukte.	Hafenumschlag	NEDMAG B.V. Eichstrasse 5-7 26725 Emden

Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG	Niedersachsen Ports ist der größte Betreiber öffentlicher Seehäfen in Deutschland. Das Unternehmen betreibt neben den fünf Seehäfen Emden, Wilhelmshaven, Brake, Cuxhaven und Stade sieben Inselversorgungshäfen und drei Regionalhäfen in der niedersächsischen Küstenregion. Zum Leistungsportfolio gehören die Entwicklung, der Bau und die Instandhaltung der Hafeninfrastruktur.	Andere	Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG Friedrich-Naumann-Straße 7 26725 Emden
Nutrien Deutschland GmbH	Nutrien ist ein global agierender Konzern, der im Schwerpunkt Düngemittel herstellt und vertreibt. Die Nutrien Deutschland GmbH betreibt am Standort Emden ein Lager für Flüssigdünger im Bereich des Ölhafens.	Handel	Nutrien Deutschland GmbH Müllerstraße 13a 21244 Buchholz
OMYA GmbH	Die Omya GmbH ist ein Anbieter von Industriemineralien auf Basis von Calciumcarbonat und Dolomit sowie deutschlandweit in der Distribution von Spezialchemikalien tätig. Das Leistungsportfolio des europaweit agierenden Unternehmens umfasst sowohl den Abbau von Rohstoffen als auch die Produktherstellung und deren Vertrieb.	Handel	OMYA GmbH Eichstraße 1 26725 Emden
OWS Off-Shore Wind Solutions GmbH	Das Tochterunternehmen der REETEC GmbH - OWS - bietet verschiedene Dienstleistungen im On- und insbesondere Offshore-Sektor für Windkraftanlagen an. Diese umfassen neben der Errichtung und Inbetriebnahme auch deren Wartung, Instandsetzung und die Umsetzung von Refit-Maßnahmen. Im Hafen Emden verfügt das Unternehmen dafür über Hallen- und Lagerflächen sowie eine entsprechende Lager- und Transportlogistik. Die OWS Off-Shore Wind Solutions GmbH befindet sich unmittelbar am Jarßumer Hafen.	Andere Fahrzeug-, Anlagen- & Maschinenbau	OWS Off-Shore Wind Solutions GmbH Am Freihafen 1 26725 Emden

REETEC GmbH	Die REETEC GmbH ist ein Windenergiedienstleister für die Bereiche On- und Offshore. Das Unternehmen bietet Dienstleistungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Windkraftanlagen an und betreibt dafür zur Durchführung von diversen Leistungen zur Wartung, Instandsetzung/ Reparatur oder die Nachrüstung von Windkraftanlagen ein Offshore Service Center in Emden. Das Service Center wird sowohl von REETEC als auch von OWS genutzt.	Andere Fahrzeug-, Anlagen- & Maschinenbau	REETEC GmbH Konsul-Smidt-Straße 71 28217 Bremen
Schulte & Bruns GmbH & Co. KG	Die Schulte & Bruns GmbH & Co. KG betreibt sowohl eine eigene Handelsflotte als auch Umschlagsterminals für Stahl, Holz und Schüttgüter. Daneben unterhält das Unternehmen mehrere Schiffsagenturen. In Emden erfolgen der Hafenumschlag und die Lagerung von diversen Schüttgütern und Hölzern an den Binnen-Terminals am Industriehafen und am Südkai. Eine Schiffagentur zur Abwicklung von Schiffsklarierungen ist ebenfalls am Standort Emden ansässig.	Hafenumschlag Lagerung Logistik Reederei / Schiffsagent / -makler	Schulte & Bruns GmbH & Co. KG Zur Alten Brikettfabrik 2 26725 Emden
Spedition Jakob Weets e.K.	Die Weets-Gruppe bietet neben klassischen LKW-Transporten auch Containerlogistik auf der Straße, Schiene und auf Binnenwasserstraßen an. Dazu kommen Dienstleistungen wie JIT/JIS-Belieferungen, Warehousing und Verzollung. Das Betriebsgelände der Spedition im Emder Hafen befindet sich am Industriehafen.	Lagerung Logistik Andere	Spedition Jakob Weets e.K. Eichstraße2 26725 Emden

Statkraft Markets GmbH	Statkraft ist ein weltweit agierender Konzern, dessen Schwerpunkt in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegt. Wasser-, Wind- und Gaskraft sowie Fernwärme bilden dabei das Kerngeschäft. Daneben betätigt sich der Konzern auch als Akteur an den europäischen Energiehandelsbörsen und am bilateralen Strommarkt. Außerdem entwickelt Statkraft Wasserkraftwerke und Windparks in und außerhalb Europas. In Emden betreibt Statkraft ein Gaskombikraftwerk und ein Biomasse-Heizkraftwerk, welches Strom aus der Verbrennung von Altholz erzeugt. Die Emder Kraftwerke liegen unmittelbar am Binnenschiffsbecken des Emder Hafens.	Energieerzeugung	Statkraft Markets GmbH Zum Kraftwerk 26725 Emden
Van Brethorst GmbH	Die Van Brethorst GmbH führt weltweit Schiffsreparaturen aus. Dies umfasst sowohl Notfallreparaturen als auch die Überholung von Maschinenteilen oder des gesamten Schiffes. Dazu betreibt das Unternehmen im Emder Binnenhafen eine Instandsetzungspier und eine Montageeinrichtung.	Maritime Dienstleistungen Schiffbau Fahrzeug-, Anlagen- & Maschinenbau	Van Brethorst GmbH Matrosengang 6 26723 Emden
Vital Fettrecycling GmbH	Die Vital Fettrecycling GmbH ist ein deutscher Hersteller von Biodiesel aus gebrauchten Speisefetten der Gastronomie, Pflanzenfetten und anderen Fetten. Das Unternehmen ist im Bereich des Ölhafens im Emder Binnenhafen angesiedelt.	Chemische Industrie	Vital Fettrecycling GmbH Eichstraße 2 26725 Emden

Volkswagen AG	Der Volkswagen Konzern ist einer der führenden Hersteller von Automobilen und Nutzfahrzeugen weltweit und der größte Automobilproduzent Europas. Der Volkswagen Konzern gliedert sich in die zwei Konzernbereiche Automobile und Finanzdienstleistungen. Dabei setzt sich der Konzernbereich Automobile aus den Bereichen Pkw, Nutzfahrzeuge und Power Engineering zusammen. Die Aktivitäten des Konzernbereichs Automobile umfassen vor allem die Entwicklung von Fahrzeugen und Motoren, die Produktion und den Vertrieb von Pkw, leichten Nutzfahrzeugen, Lkw, Bussen und Motorrädern sowie das Geschäft mit Originalteilen, Großdieselmotoren, Turbomaschinen, Spezialgetrieben, Komponenten der Antriebstechnik und Prüfsystemen. Das Angebot wird sukzessive durch Mobilitätslösungen ergänzt. Die Tätigkeit des Konzernbereichs Finanzdienstleistungen umfasst die Händler- und Kundenfinanzierung, das Fahrzeug-Leasing, das Direktbank- und Versicherungsgeschäft sowie das Flottenmanagement und Mobilitätsangebote. Im Volkswagen Werk Emden werden durch die rund 8.800 Mitarbeiter bis zu 1.250 Fahrzeuge täglich produziert. Ab 2022 wird der Fokus des Werkes auf die Produktion von E-Fahrzeugen gelegt. Das Produktionsgelände des Konzerns befindet sich im Industriepark Frisia im Westen Emdens mit Anbindung zum Emder Außerhafen.	Fahrzeug-, Anlagen- & Maschinenbau	Volkswagen AG Niedersachsenstraße 1 26723 Emden

Volkswagen Konzernlogistik GmbH & Co. OHG	Die Logistik im Volkswagen Konzern betreut die komplette Supply Chain vom Lieferanten bis zum Werk, über die Versorgung an der Montagelinie bis hin zur Auslieferung der Fahrzeuge beim Kunden. Die Fahrzeuglogistik plant und steuert markenübergreifend die Transportprozesse für alle Fertigfahrzeuge zwischen den Produktionsstandorten und Importeuren weltweit. Dazu gehört auch der Automobilumschlag und -versand in den Produktionsstandorten. Die Materiallogistik steuert die Transportprozesse für die interkontinental vernetzten Materialströme zwischen den Lieferanten, Logistikdienstleistern und den Produktionsstandorten.	Logistik Andere	Volkswagen Konzernlogistik GmbH & Co. OHG Niedersachsenstraße 1 26723 Emden
Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt Ems-Nordsee	Das Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt Ems-Nordsee mit seinen zwei Standorten Emden und Meppen ist eine Unterbehörde innerhalb der Wasserstraßen-und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV). Um einen reibungslos fließenden und damit wirtschaftlichen Schiffsverkehr zu ermöglichen, betreibt und unterhält das WSA die Bundeswasserstraßen und die dazugehörigen Anlagen (Schleusen, Wehre, Schiffshebewerke, Brücken etc.) und baut sie bedarfsgerecht aus. Ferner berät, unterstützt und überwacht es den Schiffsverkehr durch dessen Fachpersonal in den Verkehrszentralen.	Maritime Dienstleistungen	Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt Ems-Nordsee Am Eisenbahndock 3 26725 Emden
WEC Turmbau Emden GmbH	Die WEC Turmbau Emden GmbH ist schwerpunktmäßig im Bereich der Entwicklung und Produktion von Betontürmen für Windkraftanlagen tätig. Daneben werden weitere Bestand- und Zubehörteile für diese Anlagen produziert und vertrieben. Die Produktions- und Lagerflächen des Unternehmens befinden sich im südlichen Teil des Emder Binnenhafens am Jarßumer Hafen.	Andere	WEC Turmbau Emden GmbH Zum Südkai 24 26723 Emden

Weert Ihnen GmbH & Co. KG	Die Weert Ihnen GmbH & Co. KG betreibt im Emder Hafen ein Großtanklager und beliefert gewerbliche Kunden, kommunale Betriebe und Privatkunden in Ostfriesland mit Heiz-, Kraft- und Schmierstoffen. Neben dem Großtanklager verfügt das Unternehmen in Ostfriesland über mehrere Tankstellen. Mittels Küstentanker können auch die Ostfriesischen Inseln und Küstenbaustellen versorgt werden. Das Großtanklager befindet sich direkt am Borßumer Hafen und ist für Tankschiffe und Tankfahrzeuge erreichbar.	Reederei / Schiffsagent / -makler Lagerung Logistik Maritime Dienstleistungen Andere	Weert Ihnen GmbH & Co. KG Zur Alten Brikettfabrik 1 26725 Emden

Anhang B

Tabelle 48: Ergebnisse der Netzberechnung

Min. H_2-belegung [kWh/a*m]	Szenario [-]	Anzahl Netze [-]	Netzlänge [km]	H_2-Belegung [kWh/a*m]	H_2-Menge [Mg/a]	Rohrdurchmesser [m]	Invest.-kosten [Mio. €]
500	S1_30	1	17,9	3.183	1.708	0,1	7,6
	S1_50	1	19,8	6.676	3.966	0,1	8,4
	S1_80	1	20,4	9.292	5.687	0,1	8,6
	S1_100	1	20,4	11.269	6.897	0,1	8.6
	S2_30	1	22,4	4.145	2.787	0,1	9,5
	S2_50	2	30,1	6.553	5.909	0,1	12,7
			0,2	1.432	9	0,1	0,1
	S2_80	1	31,6	9.208	8.735	0,1	13,37
	S2_100	1	34,3	10.383	10.695	0,1	14,84
	S3_30	1	20,0	3.544	2.126	0,1	8,5
	S3_50	2	27,3	5.785	4.745	0,1	11,6
			0,2	708	4	0,1	0,1
	S3_80	1	27,8	8.261	6.901	0,1	11,8
	S3_100	2	27,8	10.050	8.395	0,1	11,8
			0,2	1.220	6	0,1	0,1
1000	S1_30	1	16,9	3.333	2	0,1	7,2
	S1_50	1	20,2	6.556	3.966	0,1	8,5
	S1_80	1	20,1	9.392	5.673	0,1	8,5
	S1_100	1	20,1	11.391	6.881	0,1	8,5
	S2_30	1	19,3	4.695	2.714	0,1	8,1
	S2_50	2	27,6	7.080	5.853	0,1	11,7
			0,2	1.432	9	0,1	0,1
	S2_80	2	28,4	10.170	8.656	0,1	12,0
			0,2	2.171	11	0,1	0,1

Min. H_2-belegung [kWh/a*m]	Szenario [-]	Anzahl Netze [-]	Netzlänge [km]	H_2-Belegung [kWh/a*m]	H_2-Menge [Mg/a]	Rohrdurchmesser [m]	Invest.-kosten [Mio. €]
	S2_100	2	29,2	12.090	10.606	0,1	12,6
			0,2	2.236	13.459	0,1	0,1
	S3_30	1	20,4	3.455	2.113	0,1	8,6
	S3_50	1	22,6	6.885	4.678	0,1	9,6
	S3_80	1	23,4	9.725	6.837	0,1	9,9
	S3_100	1	23,4	11.845	8.327	0,1	9,9
2000	S1_30	2	6,5	5.772	1.122	0,1	2,7
			5,7	2.746	468	0,1	2,4
	S1_50	1	19,2	6.851	3.940	0,1	8,1
	S1_80	1	20,2	9.379	5.673	0,1	8,5
	S1_100	1	20,2	11.375	6.881	0,1	8,5
	S2_30	1	20,4	4.430	2.717	0,1	8,6
	S2_50	1	21,8	8.626	5.650	0,1	9,2
	S2_80	2	23,9	11.880	8.512	0,1	10,1
			0,2	2.236	13	0,1	0,1
	S2_100	2	24,2	14.391	10.436	0,1	10,4
			0,2	2.236	13	0,1	0,1
	S3_30	2	8,9	5.386	1.433	0,1	3,8
			2,4	4.124	302	0,1	1,0
	S3_50	1	22,6	6.836	4.644	0,1	9,6
	S3_80	1	22,9	9.870	6.770	0,1	9,7
	S3_100	1	21,6	12.713	8.241	0,1	9,1
3000	S1_30	3	4,2	5.662	716	0,1	1,8
			1,0	6.647	203	0,1	0,4
			0,5	29.447	406	0,1	0,2
	S1_50	1	14,6	8.164	3.581	0,1	6,2
	S1_80	1	19,2	9.734	5.612	0,1	8,1

Min. H_2-belegung [kWh/a*m]	Szenario [-]	Anzahl Netze [-]	Netzlänge [km]	H_2-Belegung [kWh/a*m]	H_2-Menge [Mg/a]	Rohrdurchmesser [m]	Invest.-kosten [Mio. €]
	S1_100	1	19,2	11.812	6.810	0,1	8,1
	S2_30	2	6,5	7.942	1.544	0,1	2,7
			5,7	3.835	653	0,1	2,4
	S2_50	1	22,9	8.228	5.656	0,1	9,7
	S2_80	1	21,8	12.782	8.357	0,1	9,2
	S2_100	1	22,4	15.314	10.287	0,1	9,6
	S3_30	3	4,2	6.410	811	0,1	1,8
			1,0	7.861	240	0,1	0,4
			0,5	34.828	480	0,1	0,2
	S3_50	1	15,1	8.803	3.994	0,1	6,4
	S3_80	1	22,7	9.901	6.735	0,1	9,6
	S3_100	1	22,7	12.069	8.210	0,1	9,6
4000	S1_30	2	0,5	12.891	203	0,1	0,2
			0,5	29.447	406	0,1	0,2
	S1_50	2	9,7	8.946	2.594	0,1	4,1
			0,5	49.079	677	0,1	0,2
	S1_80	1	16,9	10.559	5.340	0,1	7,1
	S1_100	1	19,1	11.868	6.810	0,1	8,1
	S2_30	3	4,2	7.532	953	0,1	1,8
			0,5	42.898	592	0,1	0,2
			1,0	9.683	296	0,1	0,4
	S2_50	1	18,7	9.162	5.131	0,1	7,9
	S2_80	1	21,7	12.651	8.236	0,1	9,2
	S2_100	1	20,6	16.365	10.097	0,1	8,8
	S3_30	3	1,4	10.731	449	0,1	0,6
			1,8	6.695	362	0,1	0,8
			0,5	34.828	480	0,1	0,2

Min. H_2-belegung [kWh/a*m]	Szenario [-]	Anzahl Netze [-]	Netzlänge [km]	H_2-Belegung [kWh/a*m]	H_2-Menge [Mg/a]	Rohrdurchmesser [m]	Invest.-kosten [Mio. €]
	S3_50	2	9,7	9.706	2.814	0,1	4,1
			0,5	58.046	801	0,1	0,2
	S3_80	1	22,6	9.954	6.735	0,1	9,5
	S3_100	1	22,6	12.109	8.210	0,1	9,6
5000	S1_30	2	0,5	12.891	203	0,1	0,2
			0,5	29.447	406	0,1	0,2
	S1_50	2	9,7	8.946	2.594	0,1	4,1
			0,5	49.079	677	0,1	0,2
	S1_80	1	15,9	11.135	5.303	0,1	6,7
	S1_100	1	16,9	12.792	6.470	0,1	7,1
	S2_30	3	1,4	12.062	504	0,1	0,6
			1,8	8.289	448	0,1	0,8
			0,5	42.898	592	0,1	0,2
	S2_50	2	9,7	10.845	3.144	0,1	4,1
			0,5	71.497	986	0,1	0,2
	S2_80	1	21,7	12.651	8.236	0,1	9,2
	S2_100	1	21,7	15.528	10.109	0,1	9,3
	S3_30	2	0,5	34.828	480	0,1	0,2
			0,5	15.246	240	0,1	0,2
	S3_50	2	9,7	9.706	2.814	0,1	4,1
			0,5	58.046	801	0,1	0,2
	S3_80	1	15,1	12.625	5.728	0,1	6,4
	S3_100	1	22,6	12.134	8.210	0,1	9,5

Abbildung 78: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

Abbildung 79: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 1.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

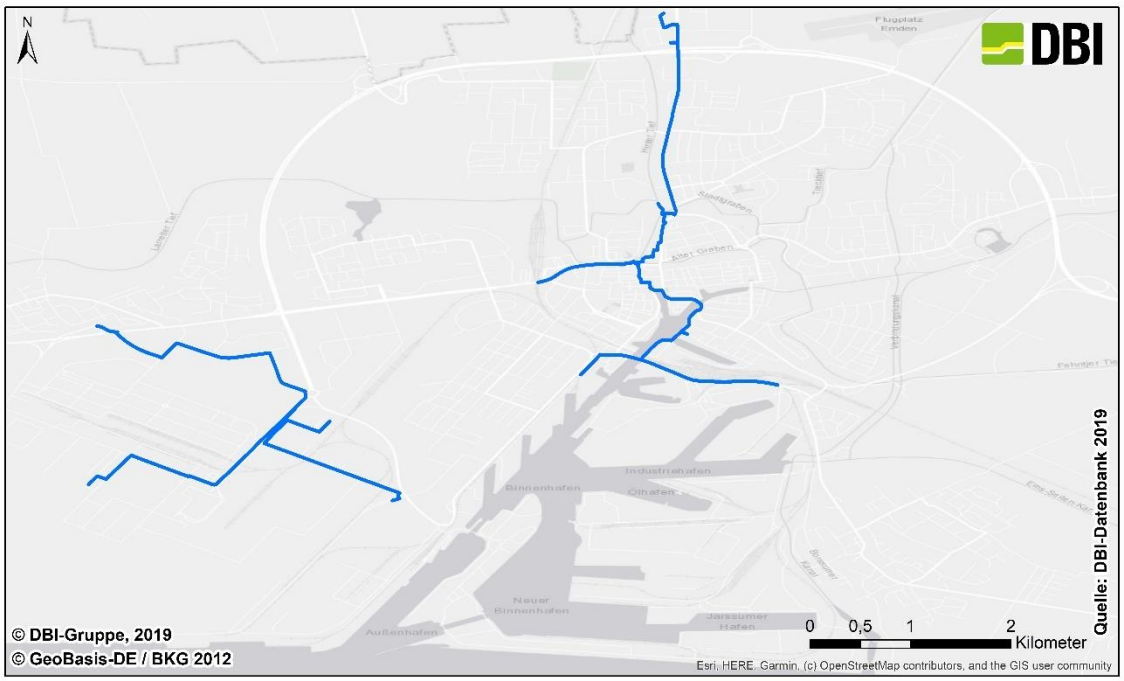

Abbildung 80: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 2.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

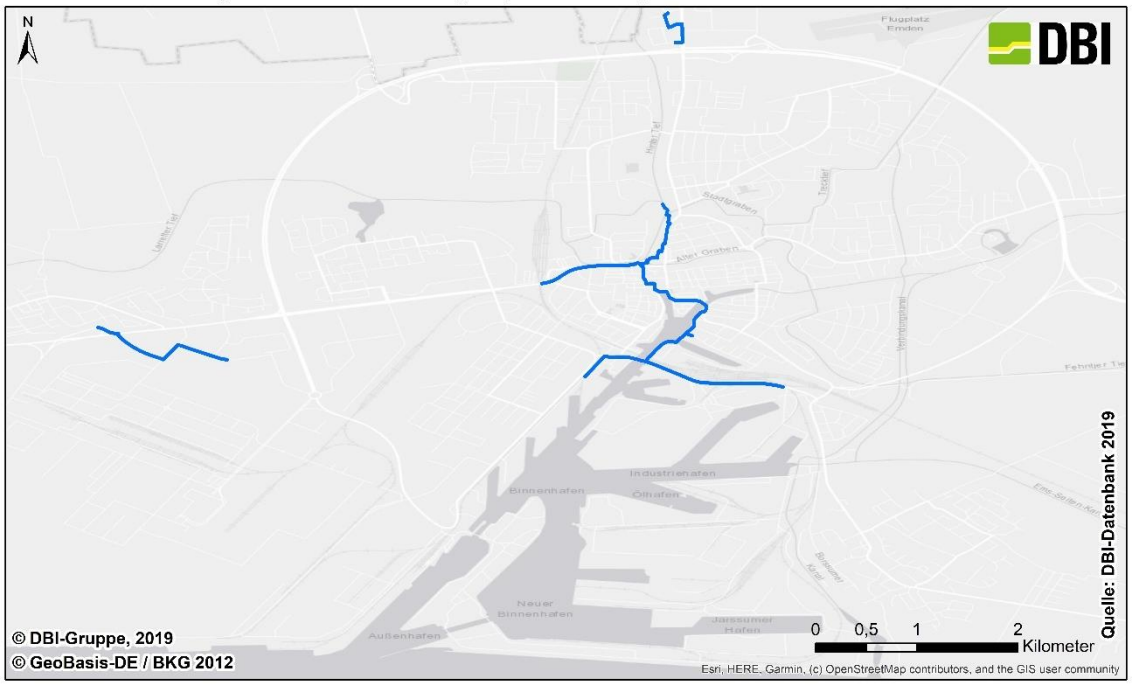

Abbildung 81: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 3.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

Abbildung 82: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 4.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

Abbildung 83: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S1_30

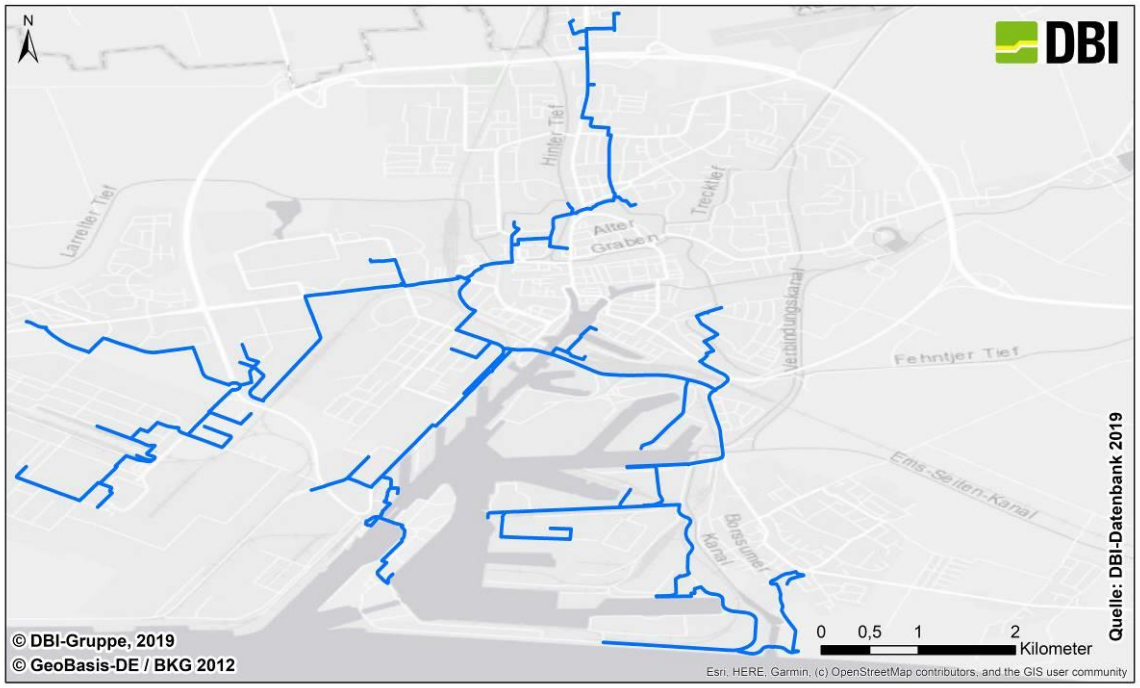

Abbildung 84: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

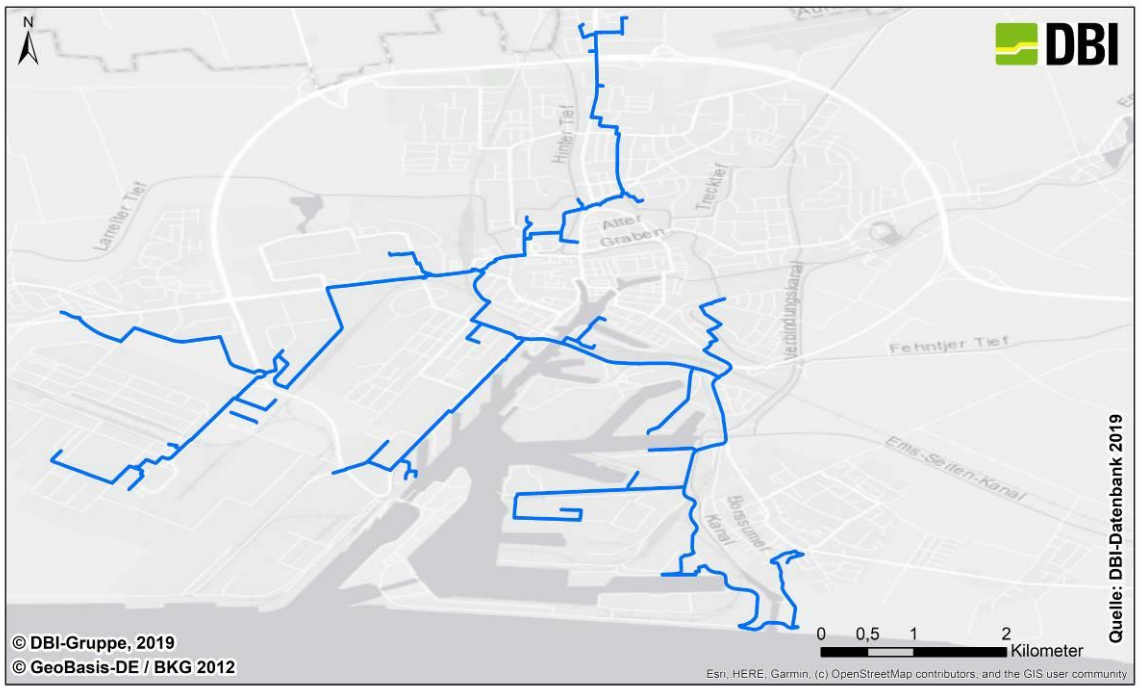

Abbildung 85: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 1.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

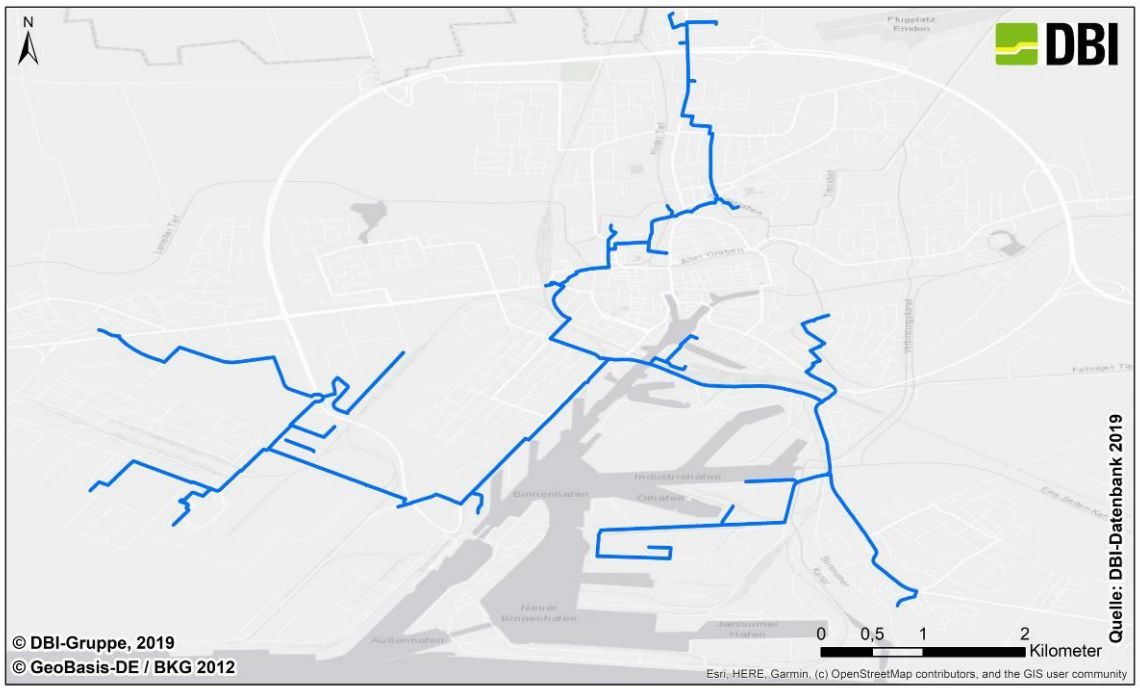

Abbildung 86: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 2.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

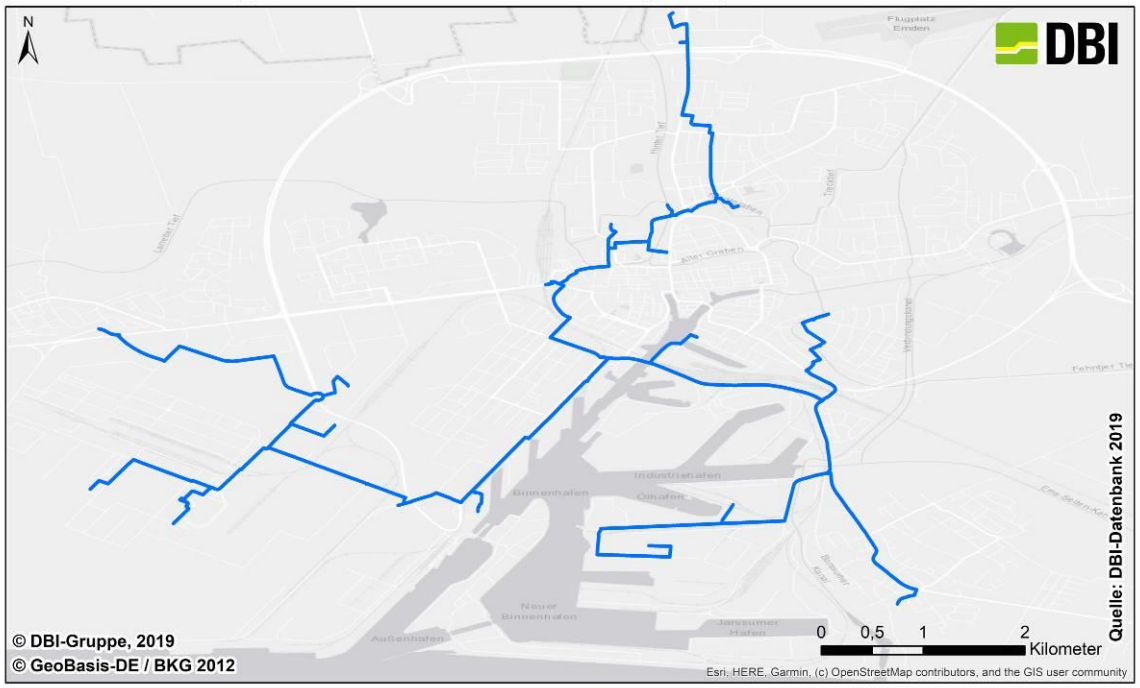

Abbildung 87: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 3.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

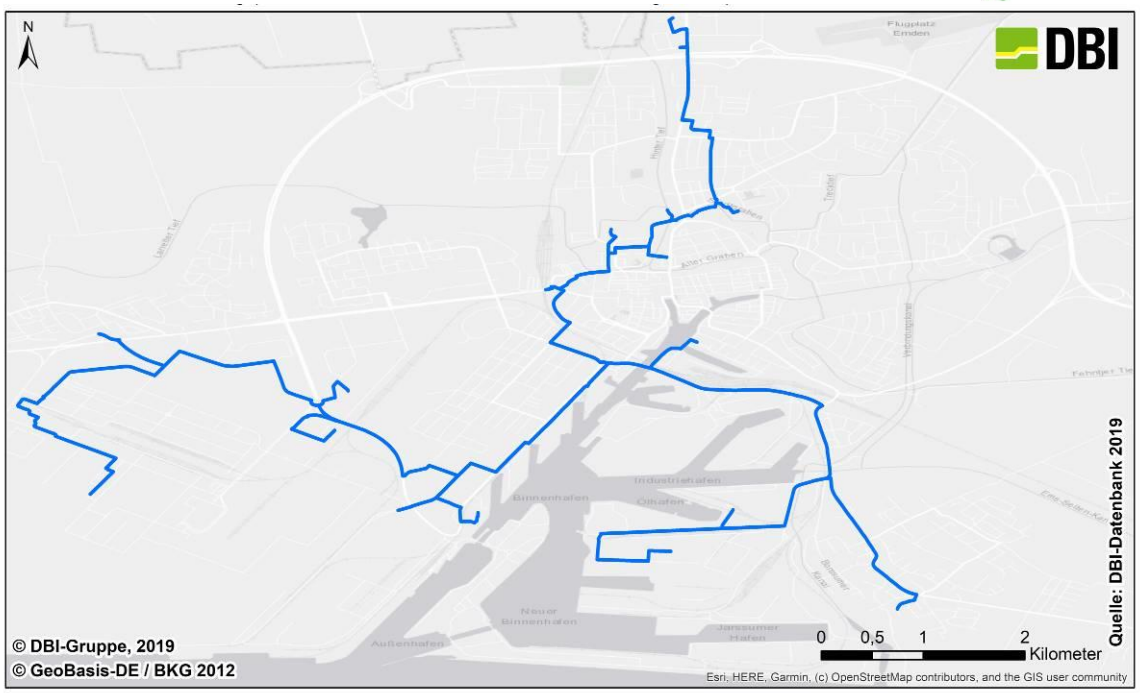

Abbildung 88: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 4.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

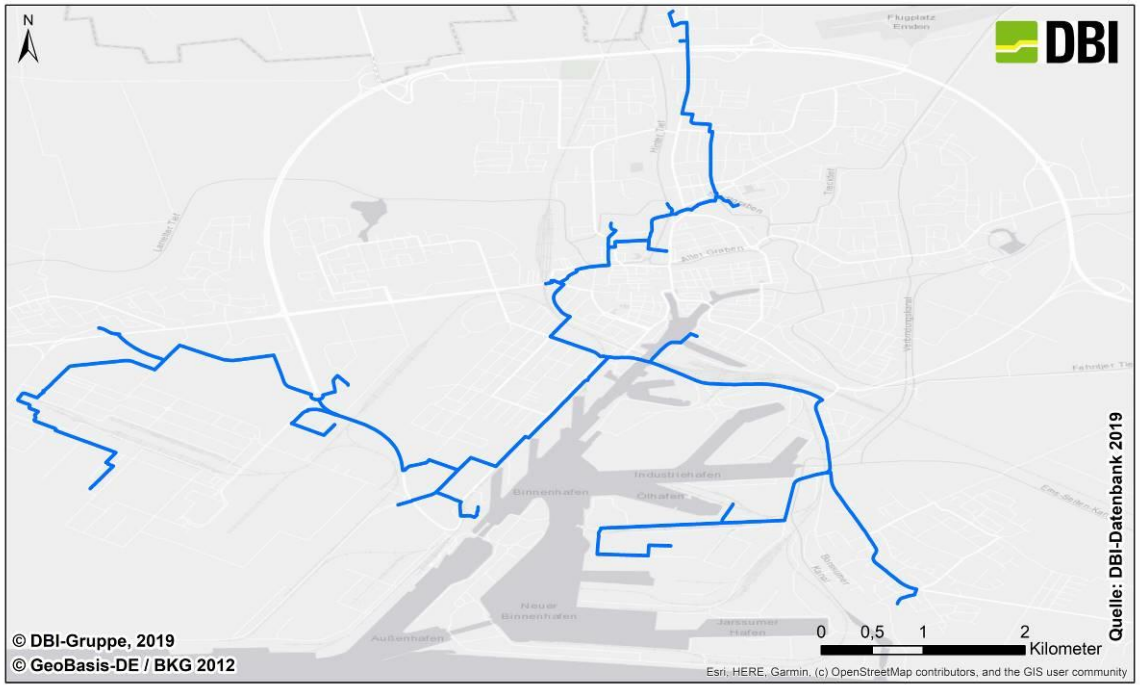

Abbildung 89: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S2_100

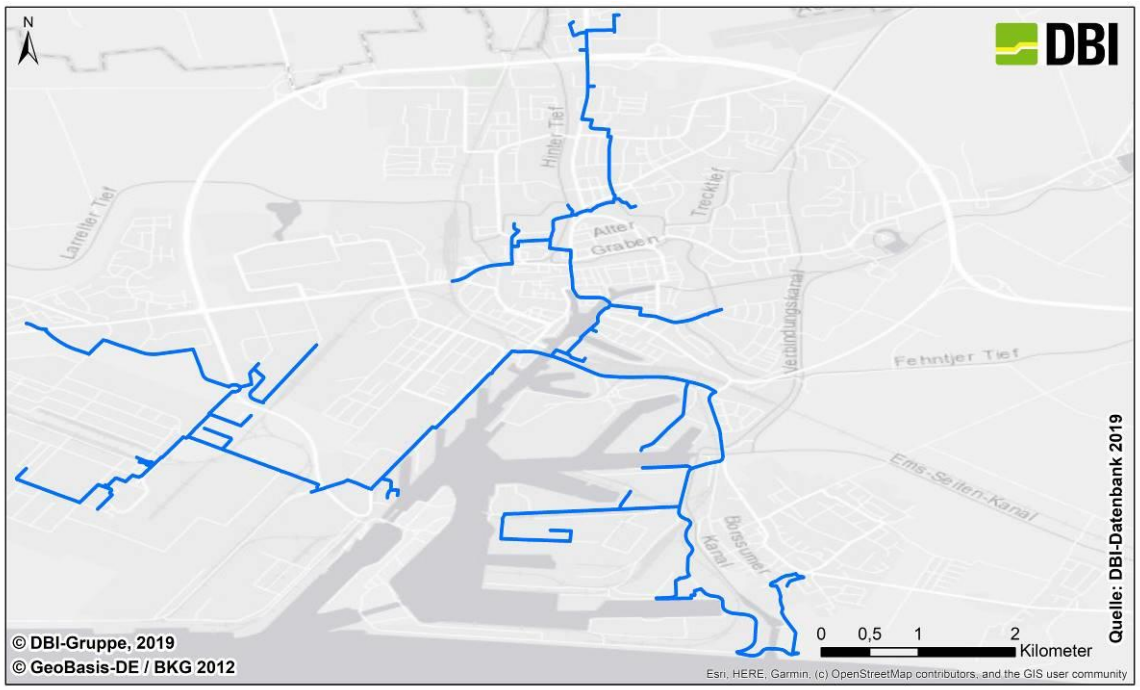

Abbildung 90: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 500 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

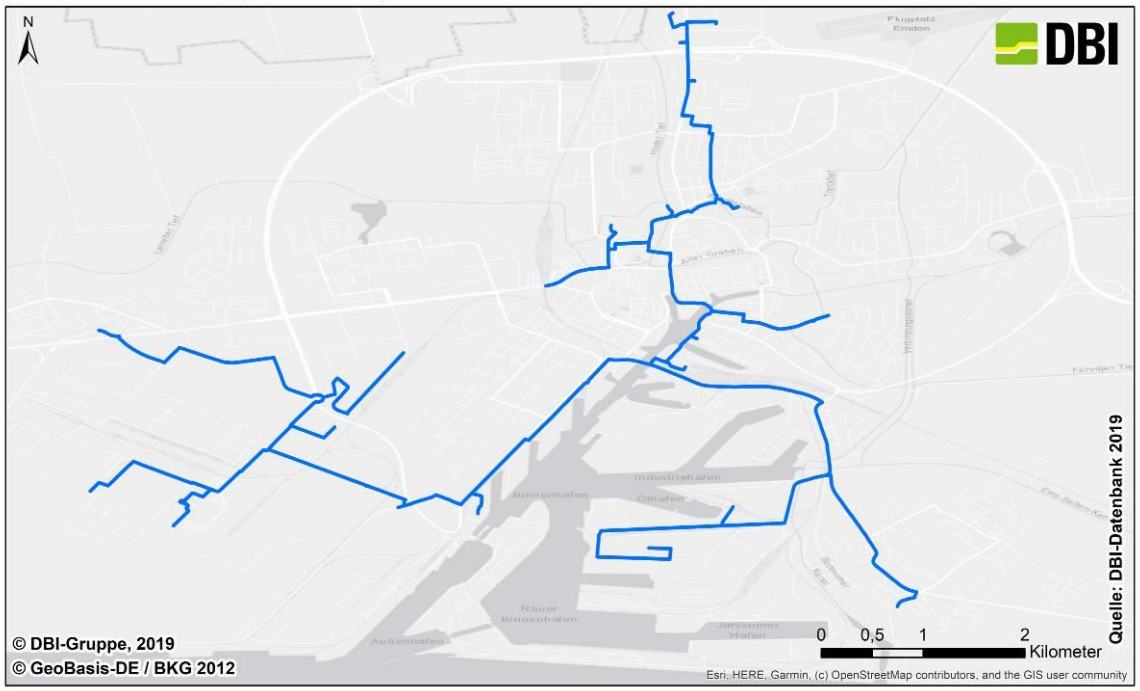

Abbildung 91: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 1.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

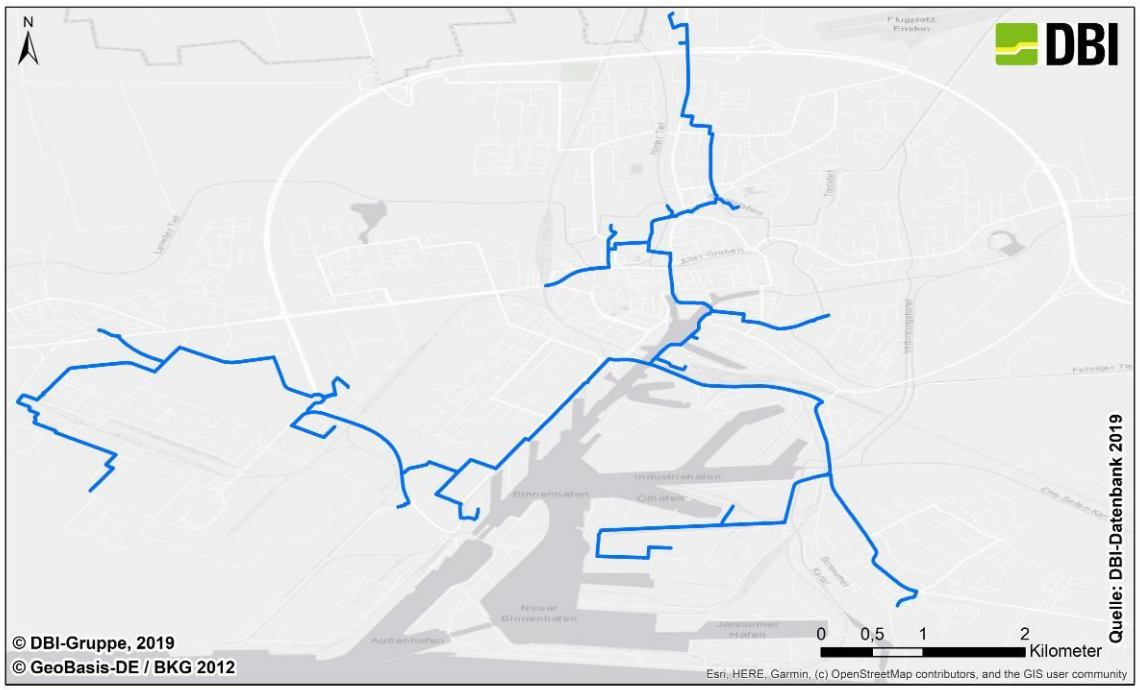

Abbildung 92: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 2.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

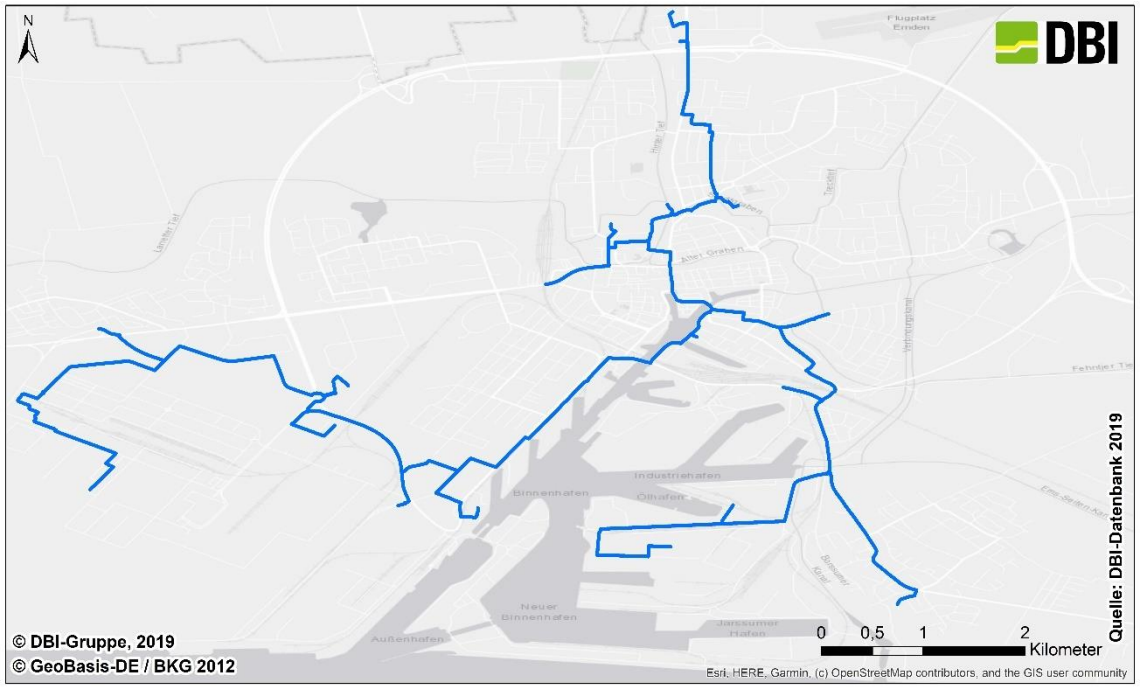

Abbildung 93: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 3.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

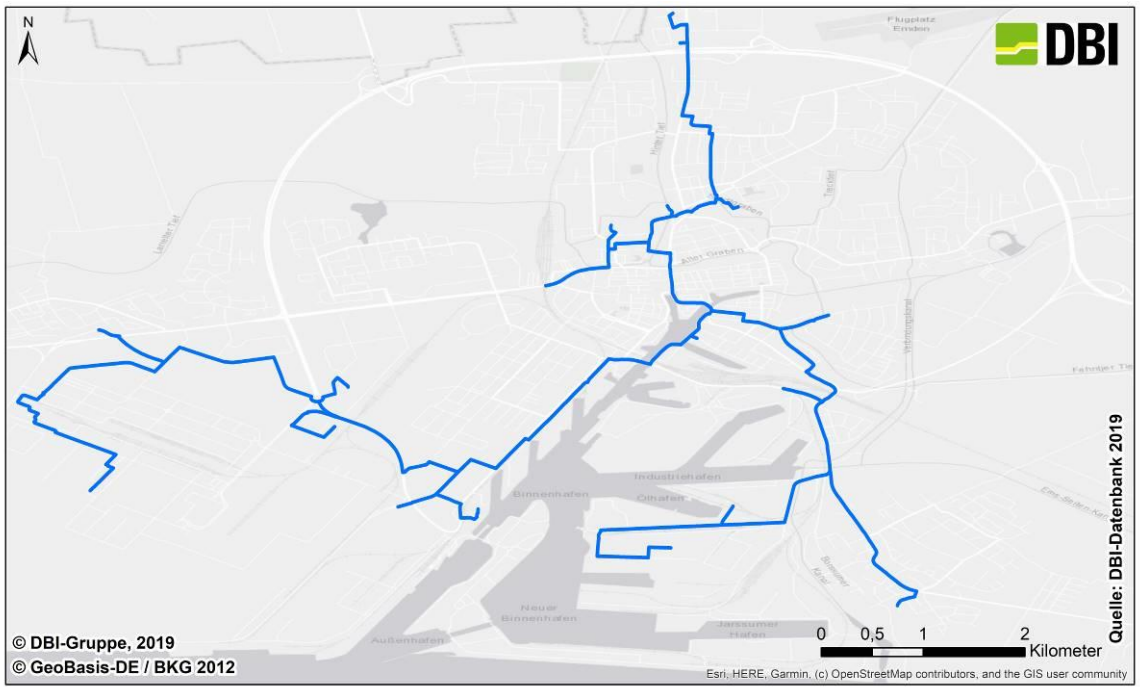

Abbildung 94: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 4.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

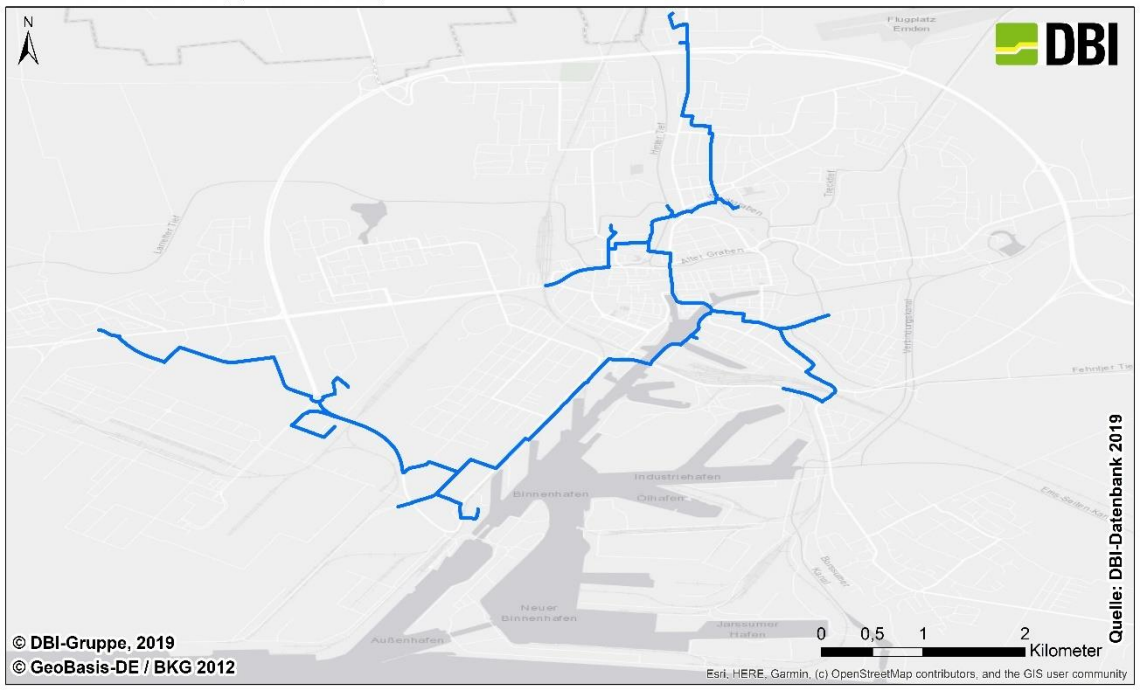

Abbildung 95: Wasserstoffnetz für eine Mindestwasserstoffbelegung von 5.000 kWh/(a*m) für das Szenario S3_80

Anhang C:

Matlab Code für dynamische Prozessimulation

```
function [n_H2,AHC,n_O2,Ureal,V_H2,nrealH2] = fcn(Pel,jj)


%p_c_H2 = 20 - 0.15762; %Druck an der Kathode - Saettigungsdd H20 [bar]
%p_a_O2 = 1 - 0.15762;
%R_e = 0.029; % Widerstand durch die Elektrode [Ohm/cm2]
%k_sep = 0.167; %Leitfähigkeit der Membran [S/cm]

%j_o = 0.0000000002602; %Austauschstromdichte [A/cm2]
%d = 0.00009; %Membrandicke in [m]
%a = 0.0133; %Konstanke der Tafelgleichung [V]
%eps_H2_Fick = 0.0000000000053;%H2-Diffusion nach Fick [mol/cm*s*bar]
%eps_O2_Fick = 0.00000000000023;%O2-Diffusion nach Fick [mol/cm*s*bar]
%Gamma_H2 = 3; %Proportionalitätsfaktor für den Partialdruck von H2 [bar*cm2/A]
%Gamma_O2 = 3; %Proportionalitätsfaktor für den Partialdruck von O2 [bar*cm2/A]
%p_c = 20; % Druck an der Kathode [bar]
%p_a = 1; %Druck an der Anode [bar]
%p_o = 1; %Umgebungsdruck
%P_el = 180; %Elektrische Leistung [kW]
eta_c = 1;
z = 2;
F = 96485;
U_rev_0 = 1.23; %[V]
T = 55; % Temperatur [°C]
%R = 8.314; %[J/mol*K]
Area = 415*75; %Elektrodenfläche [cm2]
%jj = 3; %Stromdichte [A/cm2]

%Stromstärke der Zelle (später notwendig für das Stack)
%Izelle = jj * Area;

%reversible Zellspannung
Urev = U_rev_0 - 0.000846 * (T+273.15-298.15);

%reale Zellspannung
%Ureal = U_N + U_Ohm + U_Kin; Für die reale Zellspannung wird ein
%gemessener Wert eingesetzt in Abhängigkeit von der Stromdichte, bei Verwendung von an-
deren MEA/Temp/Druck müssen die Formel verwendet werden
Ureal = (0.0005*(Pel^3)) - (0.011*(Pel^2)) + (0.1351*Pel) + 1.5421;



%Nernst-Spannung
%U_N = Urev + (R*(T+273.15)/(z*F))* log((p_c_H2)*((p_a_O2)^0.5)/(p_o^1.5));
%Ohmscher Widerstand
%U_Ohm = (R_e + (100 *d/k_sep))*jj;
%Kinetische Ueberspannung
%U_Kin = a * log(jj/j_o);

%Wasserstoffpermeabilität
%Phi_H2_Fick = (eps_H2_Fick*p_c_H2)/(d*100);
```

```
%Elektrische Leistung
%Pel= (Ureal*jj*Area)/1000;
I = jj*Area;
nrealH2 = I/(z*F);
%Berechnung des Stoffmengenstroms
n_H2 = ((Pel*1000*Area)/(z*F*Ureal));
n_H2theo = (Pel*1000)/(z*F*Urev);
n_O2  = n_H2/2;
V_H2 = (nrealH2*22.414)*(3600/1000);


%Berechnung des Spannungswirkungsgrades
% eta_c=1-((2*F/(jj*100*d))*((eps_H2_Fick*p_c_H2)+(2*eps_O2_Fick*p_a_O2)));


%Berechnung des Faradyschen Wirkungsgrades
eta_F  = Urev/Ureal;

%Berechnung der Zellwirkungsgrades
%eta_zelle = eta_c * eta_F;

%n_H2O  = n_H2/eta_zelle; %gehört zur Berechnung des Stoffstroms

%Berechnung des Leistungsverlustes
P_Verlust=Pel*(1-0.766);

%Berechnung des Anteils des H2 auf der Kathodenseite in [%]
AHC = (0.2618*(jj^4)) - (3.1222*(jj^3)) + (13.936*(jj^2)) - (28.558*jj) + 30.45;
%R2 = 0,9987
%AHC = (((jj*d*100/(2*z*F*eps_H2_Fick*p_c_H2))+1)^-1)*100;

%Berechnung des spezifischen Leistungsbedarfs

P_Bedarf = Pel/(n_H2*22.414);


end
```