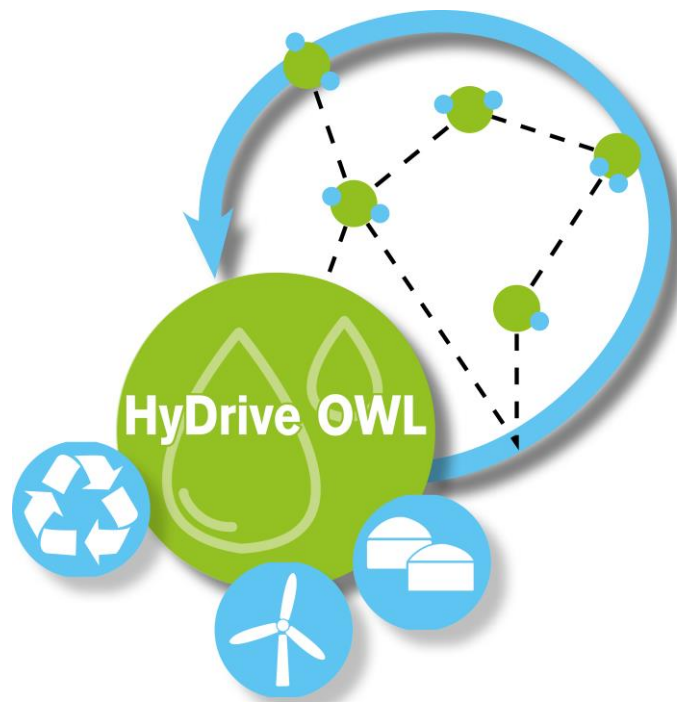


# WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR FÜR DIE REGION KREIS LIPPE, KREIS MINDEN- LÜBBECKE UND STADT BIELEFELD

Feinkonzept





# WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR FÜR DIE REGION KREIS LIPPE, KREIS MINDEN- LÜBBECKE UND STADT BIELEFELD

## Feinkonzept

**Jochen Behrens**

**Sebastian Gölz**

**Gunter Grimm**

**Johannes Jacobs**

**Nikolas Knetsch**

**Sascha Sokoliuk**

**Friedrich Weise**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE  
in Freiburg im Breisgau



Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projekträger:



Die Entwicklung der Region Kreis Lippe, Kreis Minden-Lübbecke und Stadt Bielefeld als Wasserstoffregion wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) mit insgesamt 299.879,00 Euro durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Vorwort.....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>7</b>
2.1	Ausgangslage, Potenziale, Unterstützer:innen, Motivation für das Thema	7
2.1.1	Ausgangslage .....	7
2.1.2	Potenziale .....	7
2.1.3	Unterstützer:innen .....	7
2.1.4	Motivation für das Thema .....	8
2.2	Einbettung in politische Ziele	9
2.3	Ziele der Machbarkeitsstudie	10
<b>3</b>	<b>Ausgangslage .....</b>	<b>11</b>
3.1	Öffentlicher Personennahverkehr / Schienengebundener Personennahverkehr	11
3.2	Regionaler Güterverkehr / Warentransport	12
3.3	Abfallentsorgung	13
3.4	Industrie	14
3.5	Wärme	15
<b>4</b>	<b>H<sub>2</sub>-Erzeugung.....</b>	<b>16</b>
4.1	H <sub>2</sub> -Erzeugungspfade: Die verschiedenen H <sub>2</sub> -Quellen in der Region	16
4.2	Verfügbare Technologien	16
4.3	Energiequellen der H <sub>2</sub> -Erzeugung	21
4.4	Wirtschaftlichkeitsberechnung	23
4.4.1	Verwendete Software .....	24
4.4.2	Methodik .....	24
4.4.3	Annahmen und Randbedingungen .....	27
4.4.4	Ergebnisse der Optimierungen .....	32
4.5	Emissionsbilanzierung der Erzeugungspfade	34
4.6	Rechtlicher Rahmen	37
4.6.1	Allgemein .....	37
4.6.2	Einschätzung für den Standort MVA Bielefeld .....	39
4.7	Zwischenfazit zur H <sub>2</sub> -Erzeugung	45
<b>5</b>	<b>Transportinfrastruktur.....</b>	<b>47</b>
5.1	H <sub>2</sub> -Speicher und Infrastruktur: Die verschiedenen Transport- und Verteilmöglichkeiten	47
5.2	Verfügbare Technologien	48
5.3	Wirtschaftlichkeitsberechnungen	49
5.3.1	Methodik .....	49
5.3.2	Annahmen und Randbedingungen .....	49
5.3.3	Ergebnisse.....	50
5.3.4	Zwischenfazit zur H <sub>2</sub> -Transport- und Verteilinfrastruktur .....	53
<b>6</b>	<b>Tankstelleninfrastruktur.....</b>	<b>55</b>
6.1	Verfügbare Technologien	55
6.2	Dimensionierung von Wasserstofftankstellen	57
6.2.1	Fazit.....	61
<b>7</b>	<b>Anwendungsbereiche.....</b>	<b>62</b>
7.1	Anwendungsfeld Schwerlastmobilität	62
7.1.1	Motivation .....	62
7.1.2	Stadtbusse .....	63

7.1.3	Müllsammelfahrzeuge.....	63
7.1.4	LKW.....	64
7.1.5	Potenzialerhebung für die Anwendung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr 65	
7.2	Anwendungsfeld Industrie	73
7.2.1	Motivation .....	73
7.2.2	Methodik .....	74
7.2.3	Ergebnis.....	75
7.3	Anwendungsfeld Gebäudeversorgung und Rückverstromung	75
<b>8</b>	<b>Techno-Geo-Ökonomische Analyse.....</b>	<b>76</b>
8.1	Räumliche Analyse der H <sub>2</sub> -Erzeugungsstandorte	76
8.1.1	Methodik .....	77
8.1.2	Ergebnisse.....	78
8.1.3	Zwischenfazit der räumlichen Analyse der H <sub>2</sub> -Erzeugungsstandorte .....	82
8.2	Räumliche Analyse der H <sub>2</sub> -Tankstellenstandorte	82
8.2.1	Methodik .....	82
8.2.2	Ergebnisse.....	83
8.2.3	Zwischenfazit der räumlichen Analyse der H <sub>2</sub> -Tankstellenstandorte .....	86
8.3	Roadmap	87
8.3.1	Abgleich von Bedarfs- und Erzeugungsmengen .....	87
8.3.2	Zeitlicher Ablauf des Aufbaus der regionalen Wasserstoffinfrastruktur ..	89
8.3.3	Mögliche Erweiterungen der Wasserstoffinfrastruktur .....	92
8.4	Betreiberkonzepte und Fördermöglichkeiten	93
8.4.1	Betreiberkonzepte.....	93
8.4.2	Fördermöglichkeiten .....	94
<b>9</b>	<b>Fazit und weiteres Vorgehen.....</b>	<b>97</b>
9.1	Zusammenfassung der Ergebnisse	97
9.2	Weiteres Vorgehen in Bezug auf das etablierte Netzwerk	97
9.3	Nächste Schritte	98
9.4	Akzeptanz und Öffentlichkeitsarbeit / Erfolgsfaktoren	98
9.5	Übertragbarkeit auf andere Regionen	100
9.6	Handlungsempfehlungen	101
9.6.1	Politik und Verwaltung.....	101
9.6.2	Unternehmen.....	101
9.6.3	Industrie- und Handelskammern, Wirtschaftsförderungen, Verbände ...	102
<b>1 0</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>104</b>
<b>1 1</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>110</b>
11.1	Standortinformationsblätter	110

# 1 Vorwort

In diesem Projekt wird ein Zeitrahmen bis zum Jahr 2030 betrachtet. Für den Zeitraum bis zum Jahr 2026 wird das erarbeitete Feinkonzept mit konkreten Schritten unterfüttert, der anschließende Zeitraum bis zum Jahr 2030 wird in Form anzustrebender Schritte betrachtet.

Dieser Bericht enthält einige Begriffe, die einer Definition bedürfen, da sie bislang nicht standardisiert genutzt werden. Dazu dient die in Abbildung 1 dargestellte Nomenklatur.

Der Begriff der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten beinhaltet alle Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten, die zur Erzeugung von Wasserstoff mittels einer Elektrolyseanlage anfallen. Darin enthalten sind auch die Strombezugskosten. Je nach Szenario können das variable (Stromkosten in €/MWh) oder fixe (etwa Investitionskosten in eine an die Elektrolyse gekoppelte erneuerbare Energieanlagen) Kosten sein.

Durch Addition von Wasserstoffgestehungskosten und Transportkosten ergeben sich die Wasserstoffbereitstellungskosten.

Im Fall der Nutzung von Wasserstoff im Verkehr ist zur Betankung von Wasserstofffahrzeugen eine Tankstelle erforderlich, die ebenfalls Investitions- und Betriebskosten verursacht. Durch Addition dieser Kosten zu den Wasserstoffbereitstellungskosten ergeben sich die Wasserstoffbezugskosten.

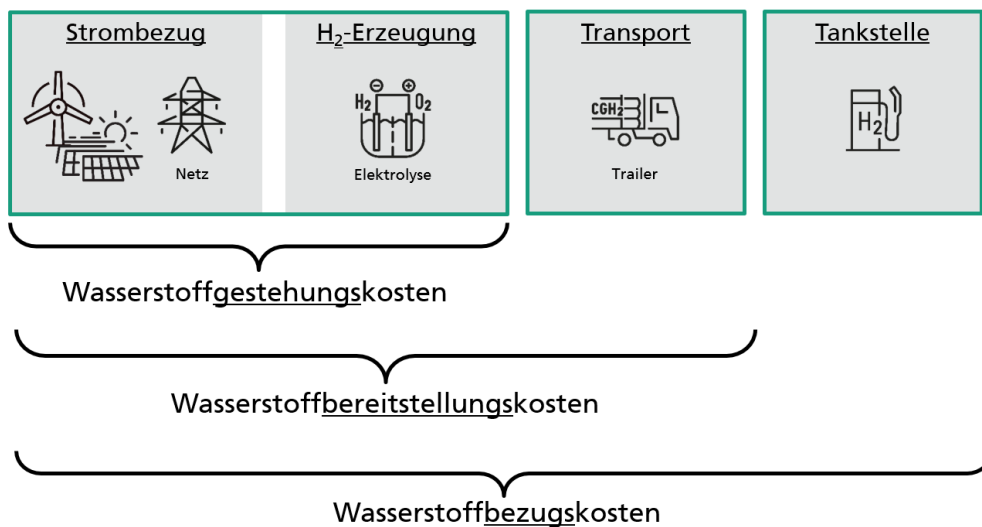


Abbildung 1: Nomenklatur

Es ist grundsätzlich zu beachten, dass in diesem Projekt Kosten gerechnet werden, keine Preise. Preise würde zusätzlich noch unternehmerischen Gewinn, Steuern, Abgaben und Umlagen enthalten und sind daher nur bedingt zum Vergleich unterschiedlicher Wasserstoffinfrastrukturpfade geeignet, wie es in diesem Projekt benötigt wird.

## 2 Einleitung

### 2.1 Ausgangslage, Potenziale, Unterstützer:innen, Motivation für das Thema

#### 2.1.1 Ausgangslage

Ostwestfalen-Lippe (OWL) ist bereits seit Jahren aktiv im Klimaschutz. Dabei verfolgt OWL stets ehrgeizige Ziele, die die Energiewende in der Region vorantreiben können. Die Region OWL hat sich in der Vergangenheit bereits mehrfach erfolgreich innovativ aufgestellt, Pioniergeist und Innovation sind in OWL breit vertreten.

Die Vision der postfossilen Mobilität ist dabei stets ein wichtiger Bestandteil für die Aktivitäten der Region OWL. Dazu zählen insbesondere elektrische Alternativen, zu denen auch wasserstoffbetriebene Fahrzeuge zählen. Die Fokussierung auf eine Wasserstoffanwendung im Mobilitätsbereich und darüber hinaus verbindet sich sehr gut mit der Wirtschaftsstruktur in OWL. Die Standorte von Weltkonzernen, wie etwa der Dr. Oetker-Gruppe, Phoenix Contact, Bertelsmann und vielen mehr prägen OWL und führen zu einem hohen Aufkommen an Schwerlastverkehr. Auch die vielfältigen kleinen und mittelständischen Unternehmen sind ein großer Treiber in der Region.

Darüber hinaus besteht eine Besonderheit des Projekts darin, dass sowohl der ländliche Raum als auch Ballungsgebiete vorhanden sind. Neben den vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff im urbanen Raum, kann der Fokus zusätzlich auf ländliche Regionen bezogen werden, die für die Nutzung der Wasserstoffmobilität durch ihre Strukturen und weitere Entfernungen prädestiniert sind. Durch eine zukunfts- und bedarfsorientierte Vernetzung dieses heterogenen Raums können die Vorteile der Wasserstoffmobilität voll genutzt werden.

In diesem Vorhaben wurden sämtliche Aspekte der Wertschöpfungskette von Wasserstoff in der Kernregion (Kreis Lippe, Kreis Minden-Lübbecke, Stadt Bielefeld) vereint. Sowohl Erzeugung, Verteilung und Speicherung als auch die Anwendung des Wasserstoffs in der Region wurden berücksichtigt. Dabei wurde auch eine Ausweitung des Projekts in angrenzende Regionen von Anfang an mitgedacht.

#### 2.1.2 Potenziale

Bereits vor Beginn des Projekts wurde in der Kernregion ein Grobkonzept entwickelt. Darin wurden bereits Potenziale für die Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff ermittelt.

Die bereits vorab identifizierten potenziellen Erzeugungs- und Verteilstandorte sind im Rahmen des Projekts *HyDrive OWL* detailliert analysiert worden (siehe dazu Kapitel 4 und 8.2).

#### 2.1.3 Unterstützer:innen

Den drei Gebietskörperschaften der Kernregion (Kreise Lippe und Minden-Lübbecke, Stadt Bielefeld) ist es schon im Vorfeld der Bewerbung auf eine Förderung durch das

HyExperts-Programm gelungen, eine Vielzahl an Unterstützer:innen entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette anzusprechen und diese in Form sogenannter Letter of Intend (LoI) einzubinden.

-----  
Einleitung  
-----

Nachfolgend sind alle Akteur:innen gelistet, die vor Beginn des Projekts eingebunden waren. Die Auflistung ist entlang der Wertschöpfungskette sortiert. Da einzelne Unternehmen in mehreren Funktionen auftreten können, kann es zu Doppelnennungen kommen.

- Potenzielle Wasserstoffherzeuger:innen
  - Kommunale Abfallverwertungsgesellschaft Minden-Lübbecke
  - Abfallbeseitigungsgesellschaft Lippe
  - Interargem / Stadtwerke Bielefeld GmbH
  - B+T Horn Energie GmbH
- Potenzielle H<sub>2</sub>-Transportunternehmen
  - keine
- Potenzielle H<sub>2</sub>-Tankstellenbetreiber:innen
  - H2MOBILITY
  - Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld
  - Stadtwerke Bielefeld GmbH
- Potenzielle H<sub>2</sub>-Anwender:innen im Busse / Schwerlastkraftwagen / Müllsammelfahrzeugen
  - Zweckverband Verkehrsverbund OWL
  - Mindener Kreisbahn GmbH
  - MühlenkreisBus
  - Abfallbeseitigungsgesellschaft Lippe
  - PreZero Wertstoff GmbH & Co. KG
  - Dachser SE
  - Kottmeyer GmbH & Co. KG
  - Kerkhoff International Transport & Logistik GmbH
  - Kommunale Verkehrsgesellschaft Lippe
  - Verkehrsbetriebe Extertal
  - Eigenbetrieb Straßenbau OWL
  - Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld
  - Stadtverkehr Detmold GmbH

## 2.1.4

### Motivation für das Thema

Mit dem Pariser Klimavertrag hat sich im Jahr 2015 auch die Bundesrepublik Deutschland dazu verpflichtet, die globale Erwärmung der Erde auf unter 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu beschränken.

Aus diesem Vertrag hat die Bundesregierung seither Ziele zur Einsparung des klimaschädlichen Gases Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) abgeleitet und auf die unterschiedlichen Sektoren des deutschen Energiesystems heruntergebrochen. So müssen etwa im Verkehrssektor die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 42 % gegenüber dem Jahr 1990 sinken. Diesem Ziel gegenüber steht die Tatsache, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr zwischen 1990 und 2020 lediglich minimal um 0,1 % gesunken sind. Grund hierfür ist der gestiegene Kraftstoffverbrauch in Deutschland, der zum einen in größeren und schwereren Fahrzeugen (vor allem PKW) und zum anderen in gestiegenen Fahrleistungen (vor allem LKW) begründet liegt.

Die Region Ostwestfalen-Lippe ist bereits seit Jahren im Klimaschutz aktiv und hat die postfossile Mobilität als einen wichtigen Bestandteil ihrer Aktivitäten in diesem Bereich identifiziert. Auf Basis zahlreicher veröffentlichter Analysen (z.B. (Brandes et al. 2020)) zur Rolle von Wasserstoff im Energiesystem der Zukunft hat sich die Region OWL dazu



entschieden, die regionale Erzeugung von Wasserstoff sowie dessen Nutzung im Schwerlastverkehr in den Fokus zu nehmen. Die Region OWL verspricht aufgrund ihrer heterogenen Struktur, bestehend aus urbanen Ballungsräumen mit hohem Schwerlastaufkommen und ländlichen Gebieten mit entsprechendem Überlandbusverkehr (ÖPNV) ein hohes Potenzial zur Nutzung von Wasserstoff. Aufgrund von regional bereits heute erheblichen Erzeugungskapazitäten von Strom aus erneuerbaren Quellen, verspricht auch die Erzeugung von Wasserstoff nennenswerte Potenzial in der Region OWL.

Die Region OWL hat es sich daher zum Ziel gesetzt, führende Wasserstoffregion in Deutschland zu werden und dabei auch als Vorbild für anderen Regionen zu dienen. Mit diesem Projekt soll dafür die Grundlage geschaffen werden.

## 2.2 Einbettung in politische Ziele

Um der Wasserstoffwirtschaft einen politischen Rahmen zu geben, wurden sowohl auf europäischer, wie auch nationaler und regionaler Ebene Wasserstoffstrategien veröffentlicht. Darin werden Entwicklungen und Zielmarken festgelegt, die in einem definierten Zeitrahmen erfüllt werden müssen.

Für das Jahr 2030 wurden auf europäischer Ebene nicht nur übergeordnete Ziele für die europäische Wasserstoff Produktionskapazität ausgegeben, sondern auch einige Direktiven bezüglich der Emissionswerte des Verkehrssektors beschlossen. Die „Renewable Energy Directive“ (RED II) regelt unter anderem den Anteil von emissionsarmen Treibstoffen und wurde 2018 um grünen Wasserstoff erweitert. Somit wird grüner Wasserstoff, neben Biokraftstoffen und Elektrifizierung, für Mineralölunternehmen zum anerkannten Mittel, um ihrer Kraftstoffemissionen zu reduzieren. Die „Clean Vehicle Directive“ (CVD) soll emissionsfreie und -arme Fahrzeuge fördern und schreibt beispielsweise seit 2019 Mindestziele für deren Anteil in Busflotten des ÖPNV vor. Beide EU-Direktiven wurden 2021 in nationales Recht umgesetzt und dementsprechend mit konkreten Zielwerten versehen. Die öffentliche Hand wird seit August 2021 verpflichtet bei Neubeschaffungen von Omnibussen einen Mindestanteil von 45 % an emissionsarmen Bussen (davon mindestens die Hälfte emissionsfrei, also mit Batterie- oder Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb) im ÖPNV einzuhalten. Dieser Anteil soll bis 2030 auf mindestens 65 % ansteigen, wobei die Hälfte der Mindestziele für Busse durch emissionsfreie Fahrzeuge erfüllt werden muss (BMVI 2021). Durch die Novellierung der RED-II-Richtlinie wird Mineralölunternehmen eine Treibhausgasreduzierungsquote ihres Kraftstoffportfolios von 8 % im Jahr 2024 und 22 % in 2030 vorgeschrieben. Dabei wird Wasserstoff besonders gefördert, indem resultierende CO<sub>2</sub>-Reduktionen mit Faktor 2 angerechnet werden können (BMU 03.02.2021).

Ein umfassendes Wasserstoff-Strategiepapier wurde sowohl vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz als auch vom nordrhein-westfälischen Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie veröffentlicht. Die Schwerpunkt-Themen beider Strategien sind Wasserstoff in Industrieapplikationen, Aufbau von Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette von Wasserstoff und nicht zuletzt Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor (MWIDE NRW 2020; BMWi 2020). In der nordrhein-westfälischen Strategie finden sich auch Verweise auf die bereits thematisierten CVD und RED-II-Richtlinie. Zur Anschaffung emissionsarmer Busse sollen Kommunen mit zusätzlichen Mitteln ausgestattet werden. Die Strategie geht sogar davon aus, dass im Jahr 2030 bis zu 45 % der ÖPNV-Busse mit Wasserstoff betrieben werden könnten. Bei einer gleichbleibenden Flottengröße würde dies 3.825 Brennstoffzellen-Busse innerhalb NRWs in 2030 bedeuten. Darüber hinaus soll im Verkehrssektor der Markthochlauf beschleunigt werden, indem 400 Brennstoffzellen-

LKW bis 2024 auf die Straßen gebracht werden und das bestehende Wasserstofftankstellen-Netz von 21 auf 200 Tankstellen in 2030 ausgeweitet wird (MWIDE NRW 2020).

## 2.3 Ziele der Machbarkeitsstudie

Der Kreis Lippe, der Kreis Minden-Lübbecke und die Stadt Bielefeld als Auftraggeber verfolgen mit diesem Projekt den Anspruch, die postfossile Mobilität und damit insbesondere die Wasserstoffmobilität in der Region OWL voranzubringen.

Ziel dieses Projekts war daher die Erarbeitung eines Feinkonzepts für den Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur für die Region Ostwestfalen-Lippe.

Das Projekt sollte dabei zeitnah konkrete Ansätze erarbeiten und deren kurzfristige Umsetzung anstoßen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen (inkl. Zeitplan, Verantwortlichkeiten, mögliche Partner zu Umsetzung, notwendige Investitionen, Ausblick auf weitere Förderprogramme, etc.) sollte mit diesem Projekt vorbereitet werden.

Das zu erarbeitende Konzept für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in OWL sollte dahingehend ausgestaltet sein, dass ausgehend von einer ersten Infrastruktur eine organische Weiterentwicklung möglich ist. Die initiale Infrastruktur sollte dabei mit der Zeit möglichst nicht obsolet werden sondern vielmehr nachhaltig nutzbar gestaltet sein.

## 3 Ausgangslage

### 3.1 Öffentlicher Personennahverkehr / Schienengebundener Personennahverkehr

Der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) in Deutschland ist gemäß dem Subsidiaritätsprinzip geregelt. Dieses schreibt eine möglichst bürgernahe Regelung von öffentlichen Aufgaben unter Achtung der Gesetze auf europäischer, Bundes- und Länderebene vor (Reinhardt 2018, S. 177).

Die Kompetenzen zur Gestaltung des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) in OWL liegen gemäß der bundesweiten Regionalisierung des ÖPNV seit 1996 bei den Kreisen und der kreisfreien Stadt Bielefeld (Reinhardt 2018, S. 145). In §3 des ÖPNV-Gesetz des Landes NRW werden die so genannten *Aufgabenträger* mit der „Planung, Organisation und Ausgestaltung des ÖPNV“ betraut (Ministerium des Innern des Landes Nordrhein-Westfalen 2021).

Dementsprechend sind die Aufgabenträger auch verantwortlich für das Vergabeverfahren von Verkehrsleistungen im ÖPNV. Diese können entweder über öffentliche Ausschreibung oder unter Auflagen direkt vergeben werden. Die Ausschreibung findet als Wettbewerb offen für privatwirtschaftliche und öffentliche Unternehmen statt. Die Ausgestaltung der Anforderungskriterien obliegt dem Aufgabenträger, wobei das wirtschaftlichste Angebot den Zuschlag erhält. Dieses Verfahren hat zum Ziel einen eigenwirtschaftlichen ÖPNV zu garantieren, in dem sämtliche finanzielle Aufwendungen aus dem operativen Geschäft gedeckt sind (Reinhardt 2018, S. 130). Alternativ kann der Auftrag per Direktvergabe einem vollständig öffentlichen, bzw. kommunalem Unternehmen erteilt werden. Unter der Voraussetzung, dass kein privatwirtschaftlicher Anteilseigner an der Gesellschaft beteiligt ist, fällt die Direktvergabe nicht unter die bundes- und europarechtliche Vorgaben zum Wettbewerbsschutz oder Transparenzanforderungen (Reinhardt 2018, S. 139).

Für die genauere Betrachtung der in OWL aktiven Aufgabenträger muss zwischen ÖPNV-Leistungen im Straßenbereich (Bus und Straßenbahn) und Schienenbereich (Eisenbahn und U-Bahn) unterschieden werden. Während der Schienenverkehr im überregionalen Zweckverband Verkehrsverbund OstWestfalenLippe (VVOWL) organisiert ist, erscheint der Straßenbereich fragmentierter. Es agieren die folgenden sieben Aufgabenträger im Raum OWL: die Stadt Bielefeld, die Kommunale Verkehrsgesellschaft Lippe mbH (KVG), die VVOWL, der Zweckverband Nahverkehr Westfalen-Lippe (NWL), die Stadt Bünde und die Minden-Herforder Verkehrsgesellschaft mbH (OWL Verkehr o. D.).

Der schienengebundene Personenverkehr ist in diesem Projekt nicht weiter untersucht worden.

Im Raum OWL existieren 18 Busbetreiber, die von den Aufgabenträgern mit der Pflicht zur Verwaltung und Erstellung der öffentlichen Personenverkehrsleistung betraut worden sind. Entsprechend der Gestaltung des Vergabeverfahrens befinden sich darunter sowohl kommunale wie auch privatwirtschaftliche Busunternehmen. Diese lauten:

- BVO Busverkehr Ostwestfalen GmbH
- Bündler Express H. Frentrup GmbH & Co. KG
- go.on Gesellschaft für Bus- und Schienenverkehr mbH
- Karl Köhne Omnibusbetriebe GmbH
- Kommunale Verkehrsgesellschaft Lippe mbH
- Linke Lemgo GmbH
- MKB-MühlenkreisBus GmbH
- moBiel GmbH
- Omnibus-Verkehrs-Gesellschaft Buende mbH & Co KG
- Stadtverkehr Detmold GmbH
- Stadtbus Gütersloh GmbH
- Stadtwerke Lemgo GmbH
- Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
- Stoffregen Bus An- und Vermietung GmbH
- Teutoburger-Wald-Bus
- Transdev Ostwestfalen GmbH/TWV
- VlothoBus GmbH
- WeserWerreBus GmbH

## 3.2 Regionaler Güterverkehr / Warentransport

Wie in der gesamten Bundesrepublik wird auch in OWL der Großteil der Waren und Güter auf der Straße per LKW transportiert. Laut Zahlen des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2020 betrug die absolute Transportmasse im deutschen Güterverkehr 3,99 Mrd. Tonnen. Daraus leitet sich ein Anteil des Straßenverkehrs von 78,2 % ab. Der Güterverkehr mit Eisenbahn (8,0 %) und Binnenschifffahrt (4,7 %) folgen mit weitem Abstand (Statistisches Bundesamt 2021, S. 7).

### **Straßenverkehr**

Die Region OWL ist zentral in Deutschland gelegen und durch vier Autobahnen, wie auch zwei Wasserstraßen, angebunden. Als Hauptverkehrsachse verläuft die A2 diagonal durch die Region und wird durch die Nebenachsen A30, A33 und A44 ergänzt. Dementsprechend haben sich die meisten Logistikdienstleister entlang der A2 angesiedelt, wie beispielsweise Dachser bei Bielefeld. Dennoch finden sich auch an den anderen Autobahnen große Logistiker, zum Beispiel Hartmann International an der A33 bei Paderborn oder Kottmeyer an der A30 bei Löhne.

### **Bahnverkehr**

Die Bahn als Transportmittel für Güter in der Region OWL wurde im Rahmen dieses Projekt nicht näher untersucht.

### **Wasserstraßen**

Die Region OWL wird von zwei großen Wasserstraßen durchlaufen, dem Mittellandkanal und der Weser. Auf beiden Gewässern gibt es aktuell Güterverkehr.

Zu Beginn des Projekts *HyDrive OWL* bestand der Gedanke, den Schiffverkehr auf den Bundeswasserstraßen als einen möglichen Verbraucher von Wasserstoff in der Region mit zu betrachten. Denkbar ist auch der Transport von Wasserstoff auf dem Wasserweg. Aus diesem Grund wurden Gespräche mit dem Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt Mittellandkanal / Elbe-Seitenkanal (WSA) sowie der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) geführt.

Das „Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen (ADN)“ und die „Gefahrenverordnung Straßen,

Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB)“ bilden das umfassende Basisregelwerk für die Beförderung von Gefahrgütern auf Binnenwasserstraßen. Der (Zentralkommission für die Rheinschifffahrt 2021) zufolge wird verdichteter Wasserstoff dabei der Klasse 2 zugeordnet. Wasserstoff transportierende Schiffe sind mit Hilfe von einem sogenannten Kegel zu kennzeichnen und dürfen damit an nahezu allen Liegestellen anlegen.

Nach Aussage des WSV bzw. WSA ist die Binnenschifffahrt in Deutschland durch sehr viele, sehr kleine Unternehmen geprägt. Häufig handelt es sich dabei um Familienbetriebe, die häufig nur ein einziges Schiff betreiben. Das Alter der rund 1.950 Binnenschiffen in Deutschland (Bundesverband der Deutschen Binnenschifffahrt e.V. (BDB) 2021) beträgt bis zu 80 Jahre, wobei das Alter der Antriebe mit rund 30 bis 50 Jahren geringer ist. Die eingesetzten Dieselmotoren erfüllen häufig nur maximal die Euro-4-Norm, Schiffe mit Euro-5-Diesel-Motoren sind in Deutschland nicht unterwegs.

Schiffe mit Wasserstoffantrieb sind in Deutschland bislang nicht unterwegs. Aktuell baut die Berliner Hafen- und Lagerhausgesellschaft mbH (BeHaLa) in einem gemeinsamen Projekt mit der TU Berlin am Kanalschubboot („Elektra“) mit Wasserstoffbrennstoffzellenantrieb. Der Stapellauf war am 27. Mai 2021. Das Projekt wird mit Mitteln der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (NOW) gefördert. (BEHALA 2021)

Aufgrund dieser Gesamtlage wurde entschieden, die Nutzung von Wasserstoff in der Binnenschifffahrt in diesem Projekt *HyDrive OWL* nicht näher zu betrachten.

### 3.3 Abfallentsorgung

Analog zum ÖPNV unterscheidet sich Abfallsammlung grundsätzlich zwischen urbanen Gebieten und dem ländlichen Raum. Während in größeren und großen Städten wie etwa Bielefeld häufig kommunale Entsorgungsbetriebe (z.B. Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld) die Aufgaben der Stadtreinigung und Müllentsorgung übernehmen, vergeben die Aufgabenträger in kleineren Städten oder ländlichen Kommunen (Kreise Lippe und Minden-Lübbecke) die Müllsammmlung häufig an private Unternehmen, die in der Regel bundesweit tätig sind. Beispielhaft sind hier PreZero, Remondis oder Veolia zu nennen.

Aus einer solchen Vergabe an Dritte resultiert die Problematik, dass die Aufgabenträger nach erfolgter Vergabe keinen Einfluss mehr auf die genutzten Antriebssysteme der Müllsammelfahrzeuge haben. In der Regel werden solche Aufträge für den Zeitraum mehrerer Jahre vergeben, sodass ein Wechsel auf eine neue Antriebsart in diesen Fällen erst mit einem neuen Ausschreibungszeitraum möglich wird.

In der Kernregion gibt es je nach Landkreis unterschiedliche Aufgabenträger und Entsorgungsbetriebe. Im Landkreis Minden-Lübbecke übernimmt die Kommunale Abfallverwertungsgesellschaft den Betrieb der MBA Pohlsche Heide sowie des HKW Minden.

Im Kreis Lippe betreibt die ABG Lippe das Kompostwerk auf der Maibolte in Lemgo sowie zwei inzwischen stillgelegte Deponien in Dörentrup und Hellsiek.

## 3.4 Industrie

Ostwestfalen-Lippe beheimatet sowohl eine Vielzahl an großen mittelständischen Unternehmen als auch einige Weltkonzerne. Diese verteilen sich auf unterschiedliche Branchen, ein Schwerpunkt ist nicht auszumachen. Nachfolgend sind einige der bekannteren Unternehmen aufgeführt.

### Bertelsmann

Bertelsmann ist ein internationaler Medienkonzern mit rund 130.000 Mitarbeiter:innen, der einen Jahresumsatz von 17,3 Mrd. € erwirtschaftet. Als Verlagshaus 1835 in Gütersloh gegründet, gehören dem Konzern heute Branchengrößen wie die Senderfamilie RTL Group oder dem Verlag Penguin Random House an. Der Konzern will Klimaneutralität bis 2030 erreichen, indem die CO<sub>2</sub>-Emissionen halbiert werden und die verbleibenden Emissionen kompensiert werden. (Bertelsmann 2021, 2020)

### Dr. Oetker

Der von Dr. August Oetker 1891 in Bielefeld gegründete Nahrungsmittelproduzent agiert global mit über 16.000 Mitarbeiter:innen. Zum Unternehmen gehören 20 deutsche und internationale Lebensmittelmarken. Im Jahr 2022 will das Unternehmen Netto-Klimaneutralität an sämtlichen Standorten erreichen. (Dr. Oetker 2021b, 2021a)

### Miele

Das als Produzent von Haushaltsgeräten bekannte Familienunternehmen wurde 1899 in der Nähe von Gütersloh gegründet. Miele beschäftigt weltweit 20.900 Menschen und erwirtschaftet knapp ein Drittel seines Jahresumsatzes von 4,5 Mrd. € in Deutschland. Durch Zertifikathandel wurden bereits 2021 Netto-Klimaneutralität an allen Standorten erreicht und bis 2030 will das Unternehmen seine CO<sub>2</sub>-Emissionen halbiert haben. (Miele 2020, 2021)

### Phoenix Contact

Phoenix Contact ist ein international aufgestelltes Elektrotechnikunternehmen mit Hauptsitz in Blomberg. Im Geschäftsjahr 2020 wurde ein Umsatz von 2,4 Mrd. € erzielt und weltweit 17.100 Mitarbeiter:innen beschäftigt. Zur Reduktion seiner CO<sub>2</sub>-Emissionen setzt das Unternehmen auf Photovoltaik-Anlagen auf seinen Standorten. (Phoenix Contact; Phoenix Contact 2021)

### CLAAS

Der Landmaschinenkonzern CLAAS ist als Europamarktführer für Mähdrescher bekannt und hält seinen Hauptsitz in Harsewinkel (Kreis Gütersloh). Es werden weltweit über 11.400 Mitarbeiter:innen angestellt und im Geschäftsjahr 2019 3,8 Mrd. € umgesetzt. (CLAAS 2021)

### WAGO

Das Elektrotechnikunternehmen WAGO wurde 1951 in Minden um ein Patent für Klemmtechnik gegründet und beschäftigt weltweit 8.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Im Vergleich zu 2010 konnte das Unternehmen seinen Jahresumsatz nahezu verdoppeln und erwirtschaftete 2019 einen Umsatz von 950 Mio. €. WAGO will elektronische Steuerungen für Power-to-Gas Anlagen in der Wasserstoffwirtschaft anbieten. (WAGO; WAGO 2020)

### Isringhausen

Der Automobilzulieferer Isringhausen produziert Sitze für Nutzfahrzeuge wie LKW, Transporter oder Busse. Vom Firmen-Hauptquartier in Lemgo werden 52 Werke in 20

Ländern koordiniert. Das Unternehmen beschäftigt weltweit 6.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. (Isringhausen 2021)

-----  
Ausgangslage  
-----

### 3.5 Wärme

In diesem Projekt wurde schwerpunktmäßig die Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität und im Nebenaspekt in der Industrie untersucht. Der Wärmesektor wurde nicht betrachtet. Dies ist auch darin begründet, dass die Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor im Rahmen der Energiewende voraussichtlich keine nennenswerte Rolle spielen wird. Beispielhaft sei hier auf Abbildung 2 verwiesen. Ein Einsatz von Wasserstoff könnte hier (neben der Brennstoffzelle H<sub>2</sub>) in „Wärmenetze“ erfolgen. Inwieweit Wasserstoff hier eine Rolle spielen kann, etwa indem er Erdgas als Brennstoff ersetzt, ist aktuell noch unklar und wird derzeit durch ein Konsortium bestehend aus Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE in einer Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats untersucht. Mit Ergebnissen ist im Frühjahr 2022 zu rechnen. (Nationaler Wasserstoffrat 2021)

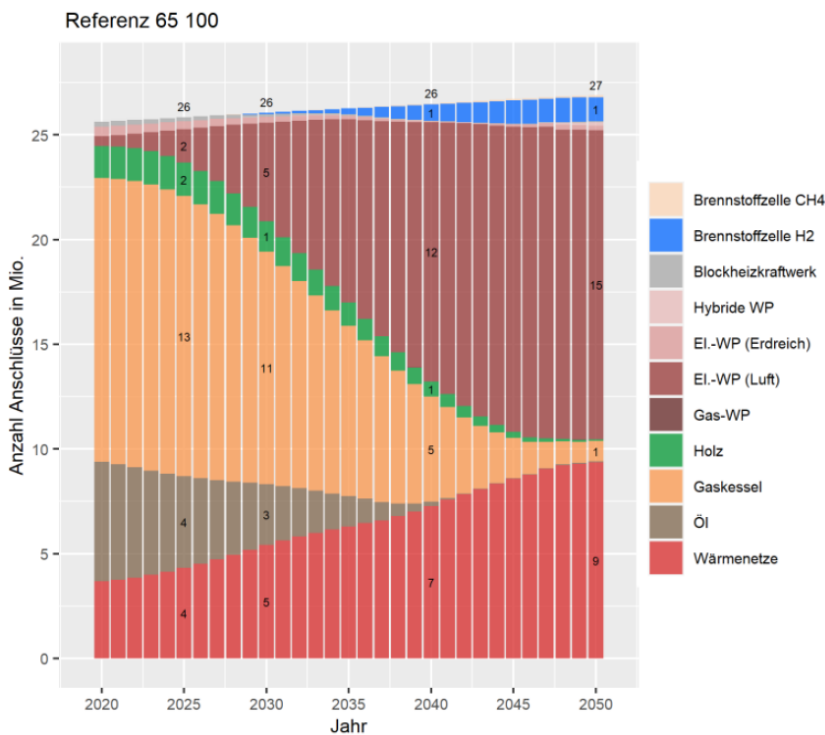


Abbildung 2: Aufteilung unterschiedlicher Heizungssysteme am künftigen Wohngebäudestand (Brandes et al. 2020)

## 4 H<sub>2</sub>-Erzeugung

### 4.1 H<sub>2</sub>-Erzeugungspfade: Die verschiedenen H<sub>2</sub>-Quellen in der Region

Dem Projektkonsortium sind Stand Februar 2022 keine Anlagen zur Wasserstofferzeugung in OWL bekannt, weder konventionelle (z.B. über die Erdgasdampfreformierung) noch regenerative (z.B. mittels Elektrolyse). In der Region OWL gibt es derzeit eine öffentliche Wasserstofftankstelle, die von der H2MOBILITY in Rheda-Wiedenbrück betrieben wird. Laut Angaben des Betreibers stammt der bundesweit an den Tankstellen der H2MOBILITY abgegebene Wasserstoff zu 30 % als Nebenprodukt aus der chemischen Industrie und zu 42 % aus der Dampfreformierung von Erdgas. Die übrigen 28 % sind durch den TÜV zertifizierter „grüner“ Wasserstoff, der sowohl aus Elektrolyse von Wasser sowie aus Biomethan und Biomethanol erzeugt wird (H2Mobility 2021b). Es wird angenommen, dass die Herkunft des Wasserstoffs direkt vom Bundesschnitt auf die Region OWL übertragbar ist. Wasserstoffverbraucher außerhalb der Mobilität in OWL sind dem Konsortium nicht bekannt.

### 4.2 Verfügbare Technologien

Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff können in zwei Gruppen unterteilt werden; einerseits solche zur Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Quellen, bei denen neben dem gewünschten Produkt Wasserstoff z.B. CO<sub>2</sub>, fester Kohlenstoff oder atomarer Abfall entstehen, und andererseits solche zur Erzeugung von Wasserstoff mittels des Elektrolyseverfahrens unter Verwendung von erneuerbaren Energien (Wind-, Solar-, Wasserkraft, teilweise Abfall). H<sub>2</sub>-Erzeugungsverfahren unter Verwendung von fossilen Energieträgern, allen voran die Erdgasdampfreformierung, stellen heute den Großteil der existierenden Erzeugungsanlagen, sowohl bundes- als auch weltweit, dar. Diese Anlagen erlauben jedoch keine CO<sub>2</sub>-freie Wasserstofferzeugung und sind daher mit den Zielen der Energiewende und des Pariser Klimavertrags unvereinbar. Ein Neubau solcher Anlagen ist daher in keiner Weise nachhaltig, weder sozial noch ökologisch und ökonomisch. Auch die Nutzung sogenannter CC(U)S-Technologien (engl. Carbon Capture Utilization and / or Storage, Auffangen und Nutzung bzw. Endlagern von CO<sub>2</sub>) ist kein nachhaltiger Weg zu Wasserstofferzeugung.

Das einzige Verfahren, welches eine vollständig kohlenstofffreie Erzeugung von Wasserstoff ermöglicht, ist die Zerlegung von Wasser in seine beiden Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff unter Verwendung von regenerativ erzeugtem Strom („Grünstrom“). Die Wasserelektrolyse basiert auf einem simplen elektrochemischen Prinzip, bei dem Wasser durch den Einsatz von elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Es wird zwischen vier Arten von Elektrolyse-Technologien unterschieden, denen großskalige Anwendungsmöglichkeit zugesprochen wird: alkalische Elektrolyse, Protonenaustausch-Membran-Elektrolyse, Anionenaustausch-Membran-Elektrolyse und Hoch-Temperatur Elektrolyse. Diese lassen sich primär anhand der eingesetzten Elektrolyte und Betriebstemperaturen



unterscheiden, die bestimmte Materialien und Komponenten nach sich ziehen. (IRENA 2020) Die unterschiedliche Marktreife der Technologien lässt sich anhand des Technology Readiness Levels (TRL) klassifizieren. Bei diesem steht der Minimalwert 1 für ausschließlich theoretische Konzeptionalisierung und der Maximalwert 9 für vollständige Marktreife.

Nachfolgend sind die gängigsten Elektrolysetechnologien dargestellt.

### Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die alkalische Elektrolyse wird bereits seit Mitte des 20. Jahrhunderts kommerziell betrieben. Sie stellt somit die älteste Technologie zur elektrischen Wasserspaltung dar und weist die höchste Marktreife mit einem Technology Readiness Level von 9 auf. (Fraunhofer 2019)

Die AEL wird bei Temperaturen von 70 – 90 °C betrieben und als Elektrolyt wird hochkonzentrierte Kalilauge verwendet. Durch Anlegung einer elektrischen Spannung an die Elektrolysezelle werden Wassermoleküle ( $H_2O$ ) zu gasförmigem Wasserstoff ( $H_2$ ) reduziert unter Entstehung von Hydroxid-Anionen. Zum Ladungsausgleich diffundieren die freigesetzten Anionen durch das Diaphragma zur Anode. An dieser oxidieren Hydroxidionen zu elementarem Sauerstoff und Wasser. (IRENA 2020)

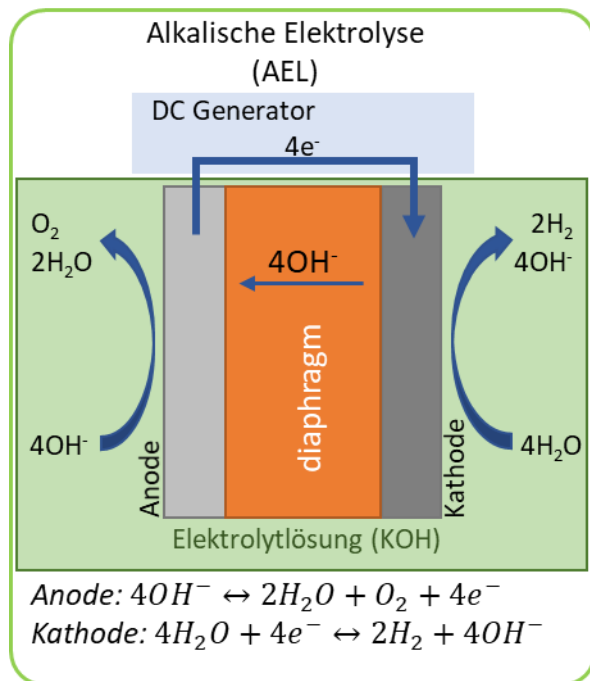


Abbildung 3: Zellaufbau einer alkalischen Elektrolysezelle (IRENA 2020)

Durch den Verzicht auf Edelmetalle und die einfache Zell-Bauart weist die AEL geringe Investitionskosten auf. Zudem wird bei der AEL eine hohe Lebensdauer der verwendeten Komponenten über 30 Jahre erzielt und aufgrund von fortlaufendem F&E-Aufwand gute Wirkungsgrade von bis zu 68 % erreicht. (IRENA 2020; Hussy 2021) Im Gegenzug ist das Funktionsprinzip der AEL anfällig für Verunreinigungen im Produktgas. Die größte Einschränkung für die Anwendung von AEL ist jedoch die inflexible Steuerung des Wasserstoff-Output. Zum einen benötigen die Elektrolyseure 50 Minuten für einen Kaltstart. Zum anderen kann die AEL weniger gut auf eine fluktuierende Energiequelle, wie es bei Wind- und Sonnenenergie der Fall ist, angepasst werden. Deshalb eignet sich AEL vor allem in Kombination mit grundlastfähigen Energiequellen oder angeschlossen an das Stromnetz.

### Protonenaustausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Die PEM-Elektrolyse wurde 1960 eingeführt, was sich auch im Technology Readiness Level von 6-8 widerspiegelt. Aufgrund ihrer Kompatibilität mit fluktuierenden Energiequellen erfuhr die PEM-Technologie in den letzten zwei Jahrzehnten verstärkte Aufmerksamkeit. Dies wird durch eine kompaktere Bauweise ermöglicht, bei der ein Feststoff-Elektrolyt auch die Funktion der Membran übernimmt. Infolgedessen lässt sich die Zelle bei unterschiedlichen Drücken betreiben. (Fraunhofer 2019; IRENA 2020) Die Betriebstemperatur beläuft sich auf 50 – 80 °C. (IRENA 2020)

Als Membran wird meist ein Sulfonsäure-Polymer verwendet, weshalb die Elektrolyse im sauren Milieu abläuft. Folglich werden bei dem Prozess Protonen statt Anionen ausgetauscht. Das Zellvolumen wird zusätzlich reduziert, indem die Elektroden direkt auf der Membran aufgebracht werden. (Fraunhofer 2019; NOW 2010)

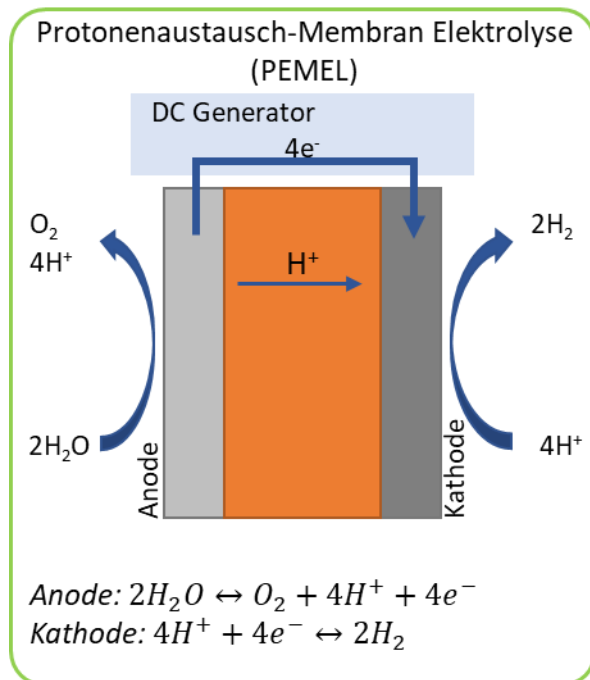


Abbildung 4: Zellaufbau einer PEM-Elektrolysezelle (IRENA 2020)

Durch den Betrieb bei saurem pH-Wert müssen korrosionsbeständige Edelmetalle verwendet werden. In Kombination mit dem mittleren TRL resultieren daraus gesteigerte Investitionskosten.

Die Vorteile der PEM-Elektrolyse lassen sich von der kompakten Zellarchitektur ableiten. Augenscheinlich nehmen PEM-Elektrolyseure bei vergleichbarer Leistung weniger Raum als AEL-Module ein. Das markanteste Merkmal bleibt jedoch die dynamische Betriebsmöglichkeit des Elektrolyseurs, der zwischen 0 – 160 % seiner Nennleistung betrieben werden kann. (NOW 2010; Hussy 2021) Darüber hinaus benötigt der Kaltstart nur 15 Minuten, was den Anschluss an fluktuierende Energiequellen zusätzlich begünstigt. (IEA 2019)

### Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEMEL)

Die AEMEL stellt die jüngste der vier Elektrolyse-Technologie dar und verspricht die Vorteile aus AEL und PEMEL miteinander zu kombinieren. Aufgrund der technologischen Nähe zu den beiden Technologien, kann das TRL trotz kurzer Forschungszeit bereits auf 4-6 geschätzt werden (Fraunhofer 2019). Die Zellarchitektur ähnelt stark der einer PEM-Zelle, wobei ein alkalischer Feststoffschelektrolyt eingesetzt wird und somit kostengünstige unedle Metalle wie Nickel verwendet werden können. Aufgrund des alkalischen Milieus werden Hydroxyd-Anionen in entgegengesetzter Richtung zur PEM-Zelle ausgetauscht. Außerdem lässt sich wie bei PEM-Zellen der Betriebsdruck variieren. Die AEMEL wird bei 40 – 60 °C betrieben (IRENA 2020).

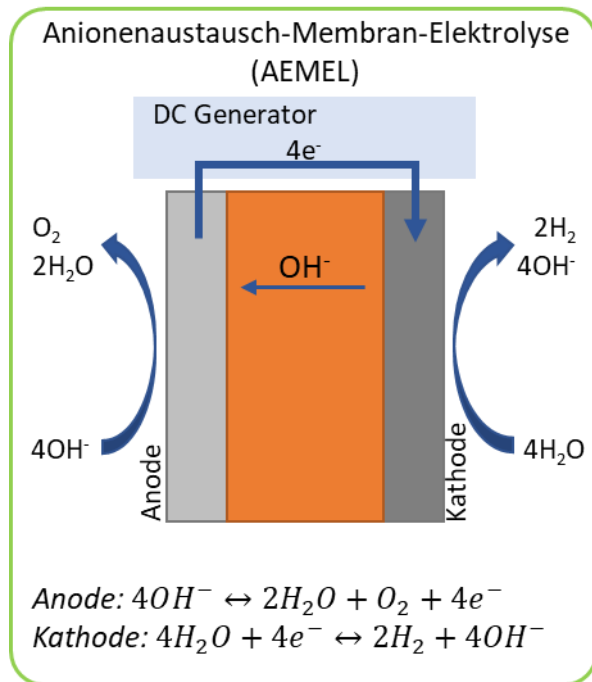


Abbildung 5: Aufbau einer AEM-Elektrolysezelle (IRENA 2020)

Nichtsdestotrotz befindet sich die AEMEL in einem frühen Entwicklungsstadium, weshalb mehrere Komponenten noch mit hoher Unsicherheit behaftet sind. Bisher am Markt etablierte Membranen, die für PEMEL optimiert wurden, weisen eine unzuverlässige Stabilität im alkalischen Milieu auf. Darüber hinaus konnte bisher noch kein vergleichbar hoher Wirkungsgrad wie in der AEL reproduziert werden, was sich ebenfalls auf unausgereifte Komponenten wie Elektroden und Katalysatoren zurückführen lässt (IRENA 2020). Die vielversprechenden Vorteile der AEMEL werden dementsprechend zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch vom Entwicklungsbedarf überschattet. Langfristig könnte sie jedoch, insbesondere im Hinblick auf steigende Edelmetall-Preise, der PEM-Elektrolyse Konkurrenz machen.

### Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

Die HTEL, auch benannt als Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC), wird gegenwärtig noch nicht kommerziell vertrieben, bietet jedoch einzigartige Anwendungsmöglichkeiten. Da bereits großskalige Demonstrationsanlagen betrieben werden, kann das TRL bei 4-6 verortet werden. Das Alleinstellungsmerkmal der HTEL ist der Betrieb des Prozesses mit überhitztem Wasserdampf bei 700 – 800 °C. Durch die Zufuhr von thermischer Energie wird der Bedarf an elektrischer Energie reduziert und ein gesteigerter Wirkungsgrad von ca. 80 % erzielt (IEA 2019). Dementsprechend bietet sich die Kopplung der HTEL mit Abwärme produzierenden Prozessen von >200 °C an (Fraunhofer 2019).

Auch bei der HTEL wird ein Feststoff-Elektrolyt in Form einer Keramik verwendet, die den Austausch von Oxyd-Anionen ermöglicht. Die Zellarchitektur ähnelt der in PEM-Zellen, jedoch müssen die Komponenten hohe Hitzebeständigkeit aufweisen. Durch die vorteilhafte Kinetik lassen sich jedoch günstige Nickelelektroden verbauen (IRENA 2020).

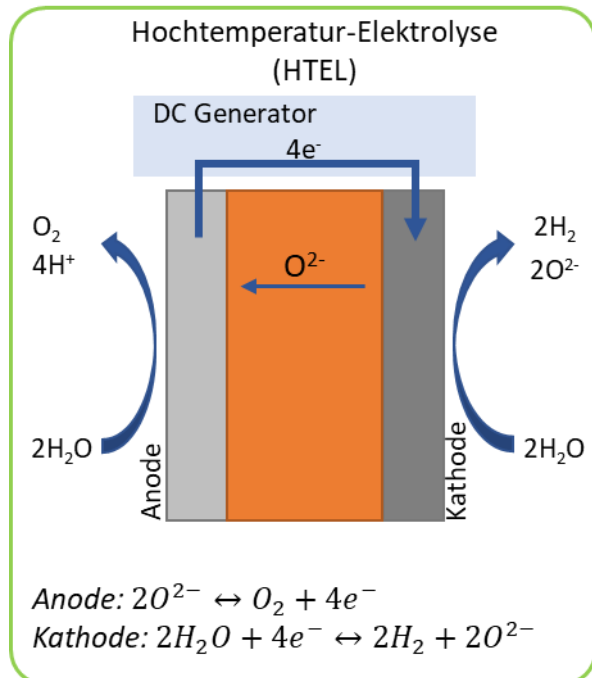


Abbildung 6: Aufbau einer Hochtemperatur-Elektrolysezelle (IRENA 2020)

Die HTEL entfaltet ihr Potenzial, wenn sie zur Wärmerückgewinnung an einen exothermen Prozess wie die Fischer-Tropsch Synthese gekoppelt wird. So lässt sich die Supply-Chain für synthetische Kraftstoffe dekarbonisieren, um klimaneutrales Kerosin, Diesel oder Benzin herzustellen. Die HTEL wird in dieser Konfiguration als Co-Elektrolyse betrieben, indem dem Wasserdampf CO<sub>2</sub> beigemischt wird um Synthesegas (CO + H<sub>2</sub>) zu gewinnen. Eine weitere Betriebsmöglichkeit stellt die Umkehrung des HTEL-Prozesses dar, sodass die chemische Energie des Wasserstoffs zu Wärmeenergie umgewandelt wird (IEA 2019).

Es bleibt anzumerken, dass die hohen Temperaturen zu gesteigertem Materialverschleiß und Inflexibilität für elektrische Lastveränderungen führen. Die aufwendige thermische Isolierung des Prozesses trägt zu den höchsten Investitionskosten im Vergleich mit AEL und PEM bei (IRENA 2020).

## Kostenentwicklung

Die Entwicklung der Investitionskosten von Elektrolyseuren wird maßgeblich von Skaleneffekten und Innovationen aus der Forschung und Entwicklung getrieben. Dementsprechend lässt sich unterscheiden zwischen technologischem und herstellertechnischem Kostensenkungspotenzial (Smolinka 2018). Es wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten für Elektrolyseure in den nächsten Jahren drastisch senken werden. Nach Analysen der IEA werden sich die Investitionskosten für alle Elektrolyse-Technologien bis 2050 mehr als halbieren. In Abbildung 7 wurden die von der IEA abgeschätzten Kostenkorridore für die Elektrolysetechnologien AEL, PEMEL und HTEL bezogen auf die Referenzjahre 2019, 2030 und 2050 als Boxplots visualisiert (IEA 2019). Die AEMEL als Weiterentwicklung der AEL wurde in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Die mittleren Investitionskosten für den jeweiligen Betrachtungsfall

sind in den Boxmitten als Horizontale markiert. Bei Betrachtung der Kostenreduktion für die jeweiligen Technologien sticht besonders die HTEL hervor, die durch ihr niedriges TRL gegenwärtig stark erhöhte Investitionskosten aufweist. Wenngleich sich diese langfristig an die Investitionskosten von AEL und PEMEL angleichen sollen, scheint sich diese Entwicklung bei Betrachtung des breiten Kostenkorridors bis 2030 noch nicht zu vollziehen. Da in OWL zeitnah Elektrolyseprojekte starten sollen, sind AEL und PEMEL die deutlich kosten-attraktiveren Technologien.

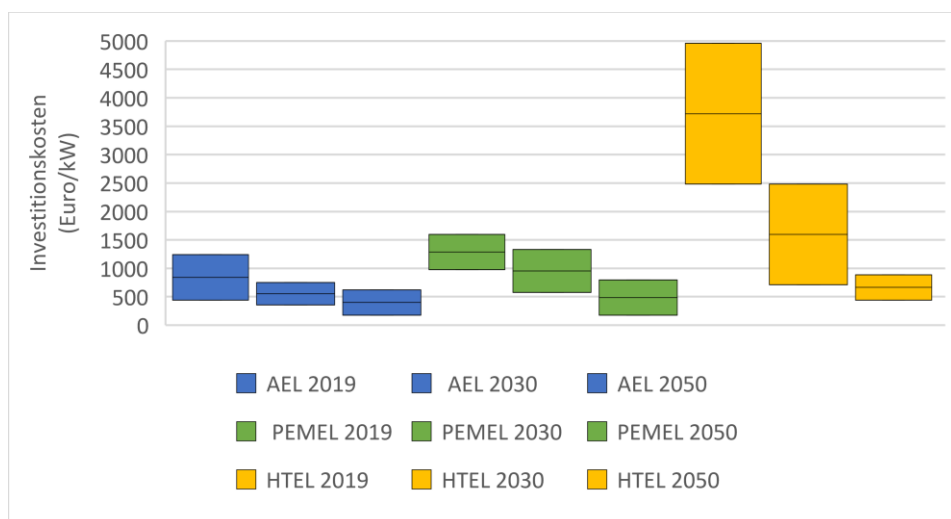


Abbildung 7: Elektrolyseur-Kostenreduktion mittel- bis langfristig (eigene Darstellung mit Daten von (IEA 2019))

### 4.3 Energiequellen der H<sub>2</sub>-Erzeugung

Da der Zubau von Elektrolysekapazität den Energiebedarf vergrößern wird, bedarf es zusätzlicher Erzeugungskapazitäten für Grünen Strom. Damit Wasserstoff einen langfristigen Beitrag zur Energiewende leisten kann, muss dieser Strom vollständig CO<sub>2</sub>-frei erzeugt werden.

Dies schließt grundsätzlich die Verstromung von Kohle, Öl und Gas als Energiequelle aus, auch wenn dabei Carbon Capture and Storage (CCS) zum Einsatz kommen würde. Auch Strom aus Atomkraftwerken kann nicht zu den nachhaltigen Energiequellen gezählt werden. Wenngleich bei der Gewinnung des Stroms kein CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, so ist die Gewinnung des Uranbrennstoffs sehr energieintensiv. Die Technologie hinterlässt zudem den Nachfolgenerationen ein Problem in Form des Atommülls, für das derzeit keine Lösung absehbar ist.

Wasserkraftwerke liefern vorteilhaften grundlastfähigen Strom zu niedrigen Kosten. Die überwiegend im Süden Deutschlands vorhandenen Potenziale für Wasserkraft sind jedoch bereits zu ungefähr 80% ausgeschöpft (BMU 2010). Dementsprechend ist nicht zu erwarten, dass der zusätzliche Energiebedarf für Elektrolyseure durch den Zubau von Wasserkraftwerken gedeckt werden kann.

Schlussendlich bleiben als nachhaltige Energiequellen für großskalige Elektrolyse in Deutschland Windkraft und Photovoltaik. Im Gegensatz zu Biomasse und Wasserkraft wird das Potenzial von Windkraft und Photovoltaik nicht primär durch geografische Faktoren limitiert, sondern hängt maßgeblich von den politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sowie den zur Verfügung stehenden Flächen ab. Da es sich bei beiden um Erneuerbare Energien handelt, deren Leistungsoutput in Abhängigkeit vom

Wetter fluktuiert, ergeben sich außerdem Synergien aus der Kombination mit Wasserstoff-Erzeugung. Zur Erläuterung dieser synergetischen Effekte lässt sich die Residuallast heranziehen. Die Residuallast definiert sich als Differenz zwischen dem Elektrizitätsverbrauch und der fluktuierenden EE-Erzeugung. Eine positive Residuallast bedeutet, dass konventionelle Kraftwerke zugeschaltet werden müssen, um die Differenz zu überbrücken. Falls die Residuallast einen negativen Wert erreicht, übersteigt die eingespeiste Elektrizität aus Windkraft und Photovoltaik den gegenwärtigen Energieverbrauch. Damit in diesem Fall nicht Anlagen abgeregelt werden müssen und somit günstiger Strom verloren geht, bedarf es Energiespeicher wie Wasserstoff. Indem Wasserstoff zum Beispiel auch im Verkehrs- und Industriesektor eingesetzt werden kann, leistet er einen wichtigen Beitrag zur Sektorkopplung (Ganz et al. 2019). Eine weitere Synergie ergibt sich aus dem kombinierten Betrieb von EE- und H<sub>2</sub>-Erzeugung in räumlicher Nähe zueinander. Indem der erzeugte Strom nicht in das Netz eingespeist werden muss, sondern direkt vor Ort zur Elektrolyse verwendet wird, können die ansonsten anfallenden Abgaben auf dem Strompreis eingespart werden (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2020). Es bleibt festzuhalten, dass die Standorteignung einer Region zur Wasserstoff-Erzeugung mittels Elektrolyse maßgeblich von der potenziellen Energieerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik abhängig ist.

Der Energiesektor des Bundesland Nordrhein-Westfalen ist geprägt durch einen hohen Verbrauch in der Industrie-Metropolregion Rhein-Ruhr und mäßiges technisches Potenzial für EE-Erzeugung. Daraus folgert das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen in seiner Wasserstoff Roadmap, dass NRW auch für Wasserstoff in Zukunft ein Energieimporteure bleiben wird (MWIDE NRW 2020). Im landesweiten Vergleich weist die Region OWL hingegen überdurchschnittliche H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale auf. Eine bundesweite Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen bescheinigt OWL im Gegensatz zur Rhein-Ruhr Region eine grundsätzliche Eignung als Elektrolyse-Standort (Ganz et al. 2019). Laut den veröffentlichten Zahlen des Landesamtes LANUV NRW belief sich der Anteil von EE am Stromverbrauch in OWL auf 36,9% im Jahr 2020 und bildet damit den Spitzenwert in NRW. Eine besondere Vorreiterrolle bei der Windkraft nehmen die südlichen Kreise Paderborn und Höxter ein. Dabei produzierte der Kreis Paderborn bereits 2020 bilanziell 112% seines Stromverbrauchs durch Windkraft. Insgesamt beläuft sich der Anteil der Windenergie am Stromverbrauch in OWL auf 20,3, liegt damit jedoch unter dem Bundesdurchschnitt (LEE NRW 2021b). Ob die Windenergie im dicht besiedelten OWL weiter ausgebaut werden kann, hängt maßgeblich von der Zukunft der 1000m Abstandsregel zu Wohnsiedlungen ab. Sollte diese fortgeführt werden, wäre ein Ausbau der Windenergie ausschließlich im Paderborner Land möglich (LEE NRW 2021a). Der Anteil der Photovoltaik am Stromverbrauch für OWL im Jahr 2020 liegt mit 6,6% knapp drei Prozentpunkte über dem NRW-Durchschnitt, jedoch ebenso weit unter dem Bundesdurchschnitt. Insbesondere die Stadt Bielefeld hat mit einem Anteil von heute unter 2% noch erhebliches Ausbaupotenzial, gerade auf Dachflächen. Die von den Kommunen initiierte „Solaroffensive OWL“ hat sich zum Ziel gesetzt OWL in den nächsten Jahren zur Modellregion für Solarenergie zu transformieren und steckt damit hohe Ambitionen für den PV-Ausbau (LEE NRW 2021b). Bei der Verstromung von Biomasse liegt OWL sogar knapp über dem Bundesdurchschnitt von 9,2%. Wie bereits diskutiert ist jedoch nicht davon auszugehen, dass in diesem Bereich neue Erzeugungskapazitäten entstehen können und werden (LEE NRW 2021b).

In der Kernregion wurden in diesem Projekt zu einem Standorte mit existierenden Stromerzeugungsanlagen betrachtet. Dies sind das Heizkraftwerk (HKW) Minden und die Müllverbrennungsanlagen (MVA) Bielefeld (beide Verbrennung von Ersatzbrennstoffen aus Haus- und Gewerbemüll), das Biomasseheizkraftwerk Horn-Bad Meinberg (Verbrennung von Altholz), die Deponie Hellsiek und die Deponie Dörentrup (beide Erzeugung von PV-Strom).

Zum anderen wurden Standorte betrachtet, an denen neue Stromerzeugungsanlagen errichtet oder bestehende erweitert werden können. Dabei wurde ausschließlich die Errichtung neuer Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom (Wind und PV) oder zur Verwertung von Reststoffen berücksichtigt. Dies sind die Mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlage auf der Pohl'schen Heide in Hille (Errichtung von Windenergie- und PV-Anlage möglich), das bisherige und inzwischen stillgelegte Steinkohlekraftwerk Heyden / Petershagen / Lahde (Umrüstung auf Reststoffverbrennung denkbar) und das Kompostwerk in Lemgo (Errichtung von WEA und PV denkbar).

Zusätzlich wurde in diesem Projekt die Errichtung einer neuen Wind-Wasserstoff-Anlage im Kreis Höxter betrachtet, für die ein eigenständiger Windpark errichtet werden würde.

Weitere Informationen zu den einzelnen Standorten finden Sie in den Standortinformationsblättern im Kapitel 11. In der nachfolgenden Abbildung 8 sind die untersuchten Standorte dargestellt.

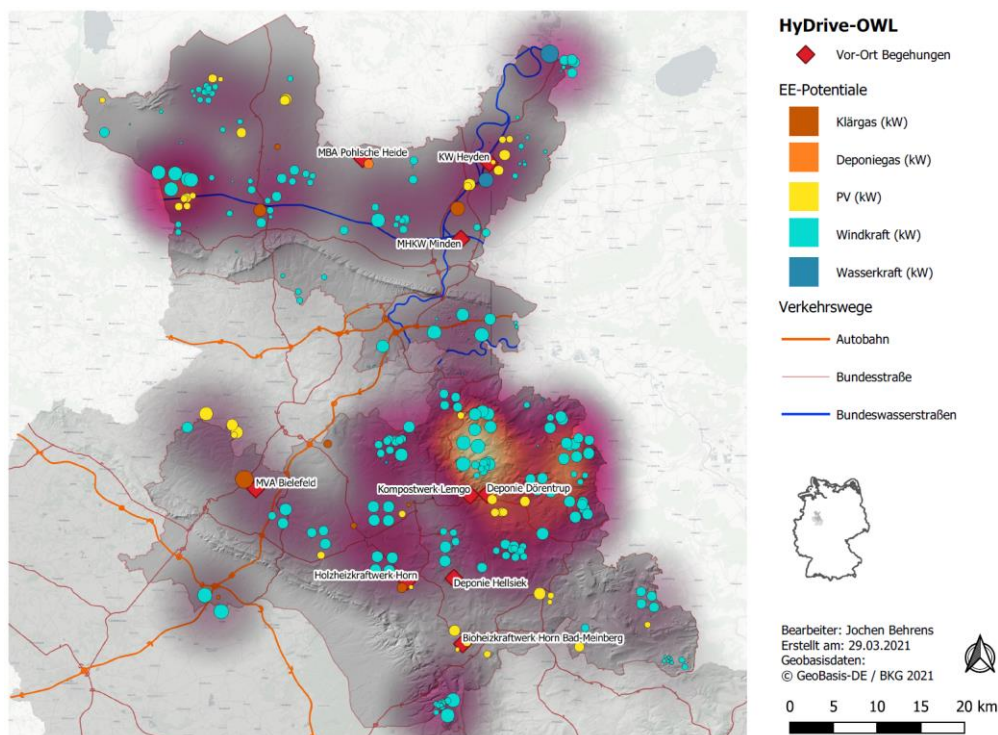


Abbildung 8: Karte der Kernregion mit den untersuchten potenziellen H<sub>2</sub>-Erzeugungsstandorten und in OWL vorhandenen Standorten von EE-Erzeugungsanlagen

Über diese neun Standorte hinausgehende Betrachtungen zu möglichen Energiequellen für die H<sub>2</sub>-Erzeugung in OWL wurden nicht vorgenommen.

## 4.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Auf Basis der im nachfolgenden Kapitel beschriebenen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen wurden neun vom Auftraggeber vorgegebene Standorte hinsichtlich ihrer Eignung zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse analysiert. Alle Standorte verfügen auf den ersten Blick über die energetischen und logistischen Anforderungen für eine Wasserstoffproduktion.

Für jeden dieser Standorte wurde eine Optimierung der Wasserstoffgestehungskosten in *H<sub>2</sub>ProSim* vorgenommen.



#### 4.4.1

#### Verwendete Software

H<sub>2</sub>-Erzeugung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Wasserstoffproduktion und -verteilung erfolgte auf Basis einer Simulation und Optimierung in *H<sub>2</sub>ProSim*. *H<sub>2</sub>ProSim* ist eine am Fraunhofer ISE entwickelte Simulations-Toolbox in Matlab/Simulink, welche eine große Bandbreite an techno-ökonomische Fragestellungen im Bereich der Wasserstofferzeugung, -verteilung und -anwendung beantworten kann. Die Kernfunktionen sind die detaillierte mathematische Abbildung des technischen Anlagenverhaltens und die darauf basierende ökonomische Optimierung von Aufbau und Betrieb eines Anlagenkomplexes. Ziele der Optimierung sind typischerweise minimale spezifische Wasserstoffkosten oder ein maximaler Ertrag, wobei auch eine Mehrzieloptimierung vorgenommen werden kann. Dazu wird eine Auswahl an Optimierungsvariablen mit standort- und anwendungsspezifischen Parametern verrechnet und durch den Optimierungsalgorithmus ausgewählt. Es wird ein Referenzjahr in stündlicher Auflösung mit dynamischem Anlagenverhalten simuliert. Die wichtigsten Aspekte einer Anwendung von *H<sub>2</sub>ProSim* sind in Abbildung 9 dargestellt.

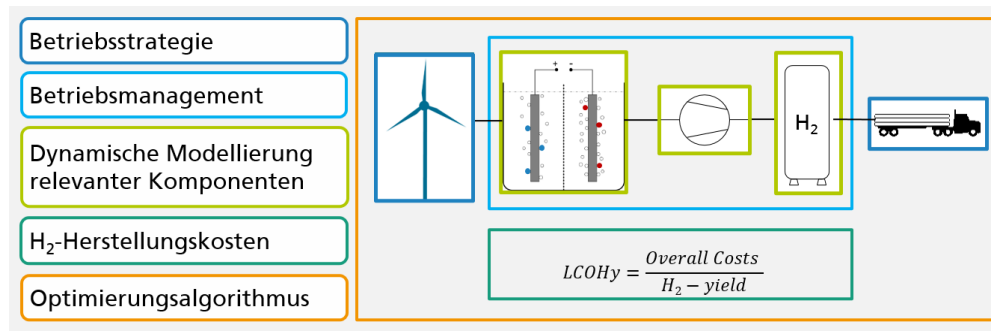


Abbildung 9: Teilaspekte der Optimierung in von *H<sub>2</sub>ProSim*

#### 4.4.2

#### Methodik

In einem ersten Schritt wurden zunächst die möglichen Stromquellen an jedem Standort analysiert und quantifiziert, um daraus ein standortspezifisches Stromversorgungskonzept zu entwickeln.

Dazu zählen eine Eigenproduktion von Strom am Standort (Verbrennung von Reststoffen oder Ersatzbrennstoffen aus Müll oder Biomasse, Photovoltaik, Windenergie), bestehende und neu zu errichtende Windenergie- und PV-Anlagen im Radius von 10 km um den betrachteten Standort, welche über direkte Stromabnahmeverträge (*Power Purchase Agreements PPA*) herangezogen werden können, sowie eine Versorgung über das öffentliche Stromnetz.

Für jede der Möglichkeiten zum Strombezug gibt es technische Grenzen. So ist beispielsweise der Platz für die Errichtung neuer PV-Anlagen auf einem Standort begrenzt. Detaillierte Informationen dazu finden sich im Kapitel 4.4.3. Darin sind auch die angenommenen Kosten für die jeweilige Strombezugsmöglichkeit beschrieben.

Die potenzielle Wasserstoffproduktion erfolgt mittels einer PEM-Elektrolyse auf Basis des Stromangebots. Um die Wasserstoffgestehungskosten an den unterschiedlichen Standorten vergleichen zu können, wurden im zweiten Schritt mehrere feste Designs der Elektrolyseanlage entwickelt. Dabei wurde zunächst angenommen, dass diese Designs an allen Standorten identisch sind. Um eine Vergleichbarkeit der Standorte zu gewährleisten, wurden Nennleistung und Anzahl der Volllaststunden (VLS) des Elektrolyseurs für jeden Standort vorgegeben. Diese Größen sind somit keine Optimierungsvariablen. Allerdings wurden für jeden Standort verschiedene Szenarien



mit unterschiedlicher Nennleistung und Volllaststundenanzahl berechnet, um die Skaleneffekte und die Bedeutung der Ausnutzung des Elektrolyseurs zu analysieren. Die unterschiedlichen Größen des Elektrolyseurs können auch verschiedenen Ausbaustufen entsprechen. Ausgewählt wurde jeweils ein Elektrolyseur mit einer Nennleistung von 2, 5 und 10 MW sowie 4000 und 8000 VLS. Da die produzierte Menge Wasserstoff direkt von Größe und Betrieb des Elektrolyseurs abhängig ist, wurde durch das Festlegen von Nennleistung und VLS auch die jährlich produzierte Wasserstoffmenge standortunabhängig vorgegeben. Einzig kleinere Abweichungen aufgrund eines unterschiedlich häufigen Teillastbetriebs führten zu minimalen Unterschieden in der Jahresproduktion. Die ungefähre jährliche Produktion von Wasserstoff bei jeder Kombination von Nennleistung und VLS ist in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Standortunabhängige Wasserstoffjahresproduktion als Kombination von Nennleistung und Volllaststunden des Elektrolyseurs

Wasserstoffjahresproduktion [t/a]		Nennleistung [MW]		
		2	5	10
Volllaststunden [h]	4000	159.5	399	798
	8000	319	798	1596

Die Wahl der drei analysierten Elektrolysegrößen von 2, 5 und 10 MW lässt sich anhand von Abbildung 10 erläutern. Darin sind die Investitionskosten für unterschiedliche Elektrolysetechnologien in Abhängigkeit der Modulgröße dargestellt. Es wird deutlich, dass die spezifischen Investitionskosten für eine Elektrolyseanlage mit steigender Anlagengröße sinken, unabhängig von der gewählten Technologie. Für Module < 2 MW steigen die spez. Investitionskosten exponentiell an, sodass diese Größe als untere Grenze der Betrachtung gewählt wurde.

In der Abbildung wird außerdem deutlich, dass die Kosten oberhalb einer Modulgröße von ca. 40 MW linear sinken, sodass eine Anlage in diesem Leistungsbereich aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten als erstrebenswert angesehen werden kann. Für die aktuelle Phase der Markteinführung von Elektrolyse- und Wasserstofftechnologien ist eine solche Anlage jedoch vergleichsweise groß. Um den Absatz des erzeugten Wasserstoffs auch sicherstellen zu können, wurde als größte Einheit im Projekt *HyDrive OWL* eine Modulgröße von 10 MW gewählt. In diesem Bereich liegt die Degression der spez. Investitionskosten in einem Übergangsbereich von exponentiell zu linear.

Als dritte betrachtete Größe wurde eine Nennleistung von 5 MW gewählt. Unter der Annahme, dass die Nachfrage in einer Region nicht schlagartig sondern organisch wächst, bietet eine Modulgröße von 5 MW die Möglichkeit zum schrittweisen Aufbau der Wasserstoffherstellungsanlage. So könnte beispielsweise im ersten Schritt eine Anlage mit 5 MW Leistung errichtet und in einem zweiten Schritt auf 10 MW erweitert werden.

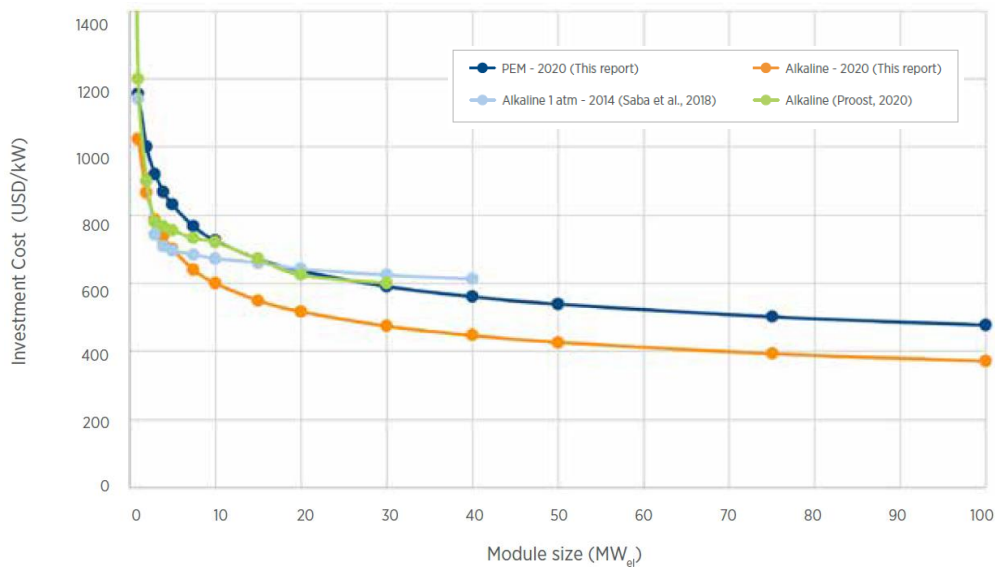


Abbildung 10: Elektrolyse-Investitionskosten als Funktion der Modulgröße für unterschiedliche Technologien (IRENA 2020)

Neben den Nennleistungen von Wind, PV und PPV sowie der Preisschwelle für den Strombezug an jedem Standort, ist die Größe des Wasserstoffspeichers eine weitere Optimierungsvariable in der Simulation. Diese ist notwendig, um einen konstanten Wasserstoffbedarf aus einer schwankenden Erzeugung zu decken. Als Technologie werden oberirdische Drucktanks für gasförmigen Wasserstoff in Betracht gezogen. Der Füllstand zu Beginn des Referenzjahres ist dabei variabel, einzige Bedingung ist, dass der Füllstand zum Ende des Referenzjahres gleich groß ist. Damit würde besonders eine saisonale Variabilität in der Stromverfügbarkeit (z.B. Strom aus Photovoltaik oder Windenergie) ausgeglichen.

Neben dem Stromangebot unterscheiden sich die Standorte auch in der örtlichen Nutzbarkeit der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme. Dabei wird angenommen, dass die Abwärme der Elektrolyse an der MVA Bielefeld in das Wärmenetz gespeist werden kann, da ein ähnliches Temperaturniveau im Bereich von 80 °C vorliegt. Weiterhin könnte der in der Elektrolyse erzeugte reine Sauerstoff im HKW Minden, der MVA Bielefeld und der Deponie Hellsiek verwendet werden. Am HKW Minden könnte der Sauerstoff in einem angrenzenden Unternehmen der Pharmaindustrie verwendet werden, in Bielefeld und Hellsiek ist eine Nutzung in der Abwasseraufbereitung möglich. An allen anderen Standorten ist eine Nutzung der Nebenprodukte weniger einfach möglich und wurde somit nicht berücksichtigt. Um den Effekt der Nebenprodukte zu begrenzen und zu vereinheitlichen, wurden konstante konservative Erlöse mit elf Cent pro Kilogramm Sauerstoff und ein Cent pro Kilowattstunde eingespeiste Wärme angenommen. Zudem wird angenommen, dass die Nebenprodukte vollständig verkauft werden. Die geringen Beträge sind auch darin begründet, dass keine zusätzlichen Anlageninstallationen zur Nutzung dieser Nebenprodukte berücksichtigt werden. Die Erlöse aus den Nebenprodukten reduzieren die Gesamtsystemkosten und somit die Wasserstoffgestehungskosten. Mittels Variation der Optimierungsvariablen werden die Wasserstoffgestehungskosten für jede Kombination aus Standort, Nennleistung und VLS des Elektrolyseurs in H2ProSim optimiert. Die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten (*Levelised Cost of Hydrogen*, LCOH) erfolgt dabei nach der folgenden Gleichung. Eine Auswahl der wichtigsten Parameter der Optimierung ist in Tabelle 4 aufgeführt.

$$LCOH = \sum_{j=1} \frac{CAPEX_j * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + OPEX_j}{m_{H_2}}$$

Mit:

$j$  = Kostenposition

$i$  = Kalkulatorischer Zinssatz

CAPEX = Investitionskosten (Capital Expenditure)

OPEX = Betriebskosten (Operational Expenditure)

$m_{H_2}$  = Gesamtmasse Wasserstoff

#### 4.4.3

##### Annahmen und Randbedingungen

Nachfolgend werden die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendeten Annahmen und Randbedingungen näher erläutert.

##### Maximal installierbare Leistungen

Als Teil des Strombezugskonzepts jedes Standorts wurde dem Optimierer des Simulationsmodells die Möglichkeit gegeben, an den Standorten neue Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien zu errichten. In Abhängigkeit der tatsächlichen örtlichen Gegebenheiten können dies neue Windenergieanlagen und / oder Photovoltaikanlagen sein, die entweder auf vorhandenen Dach- oder Freiflächen errichtet werden können.

Dazu musste dem Optimierer für jeden Standort eine untere und eine obere Grenze für die Errichtung solcher Anlagen übergeben werden.

Als untere Grenze ist in allen Fällen eine Leistung von 0 MW gewählt worden, um dem Optimierer die volle Wahlfreiheit zu lassen.

Die obere Grenze wurde für jeden Standort einzeln ermittelt. Die Errichtung neuer Windenergieanlagen wurde auf Basis vorhandener räumlicher Gegebenheiten und von Aussagen der Betreiber gewählt. Für die Errichtung neuer Aufdach-Photovoltaikanlagen wurden zunächst mit Hilfe eines Online-Karten-Tools für jeden Standort die vorhandenen Dachflächen vermessen. Unter der Annahme, dass diese zu max. 80 % mit Photovoltaikmodulen belegt werden können und dass hierzu Module mit einer Nennleistung von 300 Wp verwendet werden, ergibt sich die jeweilige maximal installierbare Leistung nach Tabelle 2. Für Freiflächen-Photovoltaikanlagen wurde in diesem Projekt kein Neubau angenommen, sondern ausschließlich mit vorhandenen Anlagen gerechnet. Einzig für den Standort „Wind-H2-Anlage Höxter“ wurde eine realistische, aber nicht näher spezifizierte Obergrenze von 10 MW unterstellt.

Die Grenzen in der Spalte „PPA“ der Tabelle 2 ergeben sich aus den bereits vorhandenen EE-Anlagen im 10 km-Radius um den jeweiligen Standort.

Die Werte in Spalte „Lokales Kraftwerk“ entsprechen der maximalen Leistung der Kraftwerke am jeweiligen Standort, wurden allerdings in der Simulation auf max. 20 MW gedeckelt. Diese Deckelung hat keine Auswirkungen auf das Ergebnis der Simulation.

Eine solche Deckelung wurde auch für die Spalte „Stromnetz“ gewählt.

Tabelle 2: Maximal mögliche installierbare / nutzbare Leistung an dem jeweiligen Standort  
(Angaben in MW<sub>pe</sub>)

H2-Erzeugung

Standort	Wind	PV	PPA	Lokales Kraftwerk	Stromnetz
MBA Pohlsche Heide	0 – 10	0 – 1,8	-	-	0 – 20
KW Heyden	-	-	-	0 – 20	-
HKW Minden	-	-	-	0 – 4,6	-
MVA Bielefeld	-	-	-	0 – 20	-
Kompostwerk Lemgo	0 – 3	0 – 2,5	0 – 2	-	0 – 20
Deponie Dörentrup	-	0 – 2	0 – 3	-	0 – 20
Deponie Hellsiek	-	0 – 10	0 – 50	-	0 – 20
KW Horn-Bad Meinberg	-	0 – 7,5	-	0 – 15	-
Wind-H2-Anlage Höxter	0 – 35	0 – 10	-	-	0 – 20

Weitere Informationen zu den Annahmen und Randbedingungen an den einzelnen Standorten sind den Standortblättern im Anhang in Kapitel 11.1 zu entnehmen.

### Annahmen für die Strombezugs- und -erzeugungskosten

Die Kosten für die unterschiedlichen Strombezugsquellen werden jeweils unterschiedlich quantifiziert. In der nachfolgenden Tabelle 3 sind die für die Simulationen verwendeten Annahmen im Projekt *HyDrive OWL* übersichtlich dargestellt und werden nachfolgend im Detail erläutert.

Tabelle 3: Kosten des Strombezugs an den jeweiligen Standorten [Quelle: Direktgespräche mit den Betreibern]

H2-Erzeugung

Standort	Wind	PV	PPA	Lokales Kraftwerk	Stromnetz
MBA Pohlsche Heide	1400 €/kWp	750 €/kWp	-	-	Börse
KW Heyden	-	-	-	Börse	-
HKW Minden	-	-	-	Börse	-
MVA Bielefeld	-	-	-	Börse	-
Kompostwerk Lemgo	1400 €/kWp	750 €/kWp	51 €/MWh	-	Börse
Deponie Dörentrup	-	650 €/kWp	61 €/MWh	-	Börse
Deponie Hellsiek	-	98 €/MWh	61 €/MWh	-	Börse
KW Horn-Bad Meinberg	-	750 €/kWp	-	Börse	-
Wind-H2-Anlage Höxter	1400 €/kWp	650 €/kWp	-	-	Börse

#### Investitionskosten für den Neubau von Windenergieanlagen

(Kost et al. 2021) geben hinsichtlich der Investitionskosten für die Errichtung neuer Windenergieanlagen eine Spannweite zwischen 1.400 €/kWp und 2.000 €/kWp an, bei (Lüers und Wallasch 2015) wird für Anlagen in der Leistungsklasse 3 – 4 MWp mit einer Nabenhöhe zwischen 120 – 140 Metern eine mittlere Investition von 1.567 €/kWp inkl. Nebenkosten (Fundament, Netzanbindung, Planung, etc.) angegeben.

Die Investitionskosten für die Errichtung neuer Windenergieanlagen sind in diesem Projekt mit 1.400 €/kWp installierter Leistung angenommen. Dabei wird nicht unterschieden zwischen dem Neubau einer einzelnen Anlage auf vergleichsweise anspruchsvollem Baugrund (z.B. Kompostwerk Lemgo) und dem Bau eines ganzen Windparks auf normalem Baugrund (Wind-H<sub>2</sub>-Anlage Höxter). Aufgrund dessen sind die Annahmen bei tendenziell kleineren Projekten, wie etwa die MBA Pohlsche Heide und Kompostwerk Lemgo, eher als optimistisch und für Großprojekte (z.B. Wind-H<sub>2</sub>-Anlage Höxter) eher als konservativ anzusehen.

#### Investitionskosten für den Neubau von Photovoltaikanlagen (Aufdach)

(Kost et al. 2021; Fraunhofer ISE) geben für große Aufdachanlagen (> 30 kWp) eine Spannweite zwischen 750 €/kWh und 1.400 €/kWp an. (Kelm et al. 2019) geben für Anlagen zwischen 5 kW und 750 kW eine Spannweite zwischen 1.300 €/kWp und 770 €/kWp an (siehe Abbildung 11: Mittlere Investitionskosten für PV-Systeme in €/kW, netto, Stand 2019 (Kelm et al. 2019), Abbildung 11).

Referenzanlage	€/kW (±7 %)
5 kW	1.300 (1.210 - 1.390)
30 kW	1.040 (970 - 1.110)
60 kW	970 (900 - 1.040)
100 kW	940 (870 - 1.010)
250 kW	860 (800 - 920)
500 kW	820 (760 - 880)
750 kW FFA	770 (720 - 820)

H2-Erzeugung

Abbildung 11: Mittlere Investitionskosten für PV-Systeme in €/kW, netto, Stand 2019 (Kelm et al. 2019)

Im Projekt *HyDrive OWL* werden vor allem große Aufdachanlagen auf Industriehallen im Größenbereich um 1,0 MWp berücksichtigt. Aus diesem Grund wird auf Basis der Literaturdaten eine Extrapolation durchgeführt, wodurch sich für die Errichtung einer Aufdachanlage mit 1,0 MWp Investitionskosten von 750 €/kWp ergeben. Dieser Wert wird für alle Simulationen verwendet.

#### Investitionskosten für den Neubau von Photovoltaikanlagen (Freifläche)

(Kost et al. 2021) geben für den Bau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen mit einer Leistung > 1,0 MWp Investitionskosten in einer Spannweite zwischen 530 – 800 €/kWp an. Bei (Kelm et al. 2019) sind für Freiflächenanlagen keine gesonderten Investitionskosten ausgewiesen.

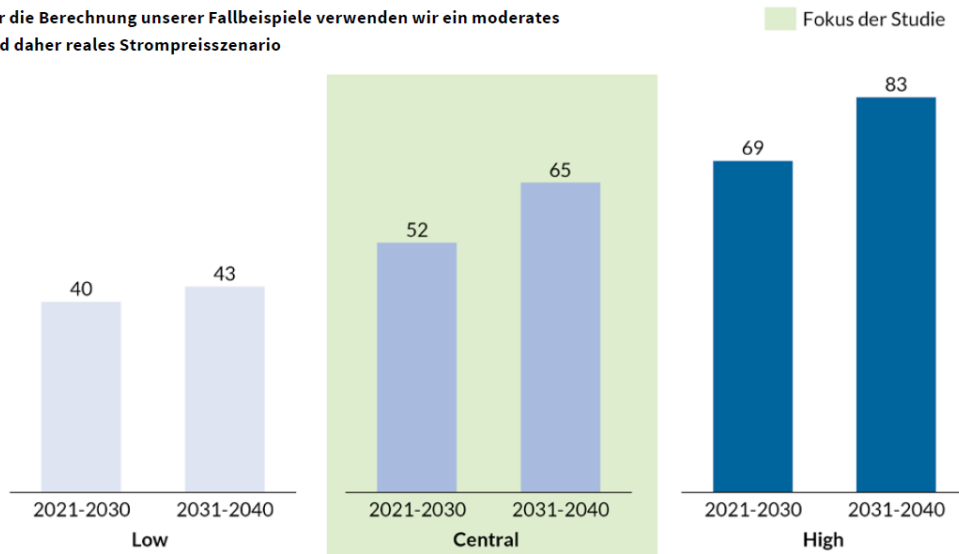
Für die Errichtung einer neuen Freiflächenanlage werden in diesem Projekt 650 €/kWp angenommen.

Am Standort Deponie Hellsiek ist bereits eine Freiflächen-PV-Anlage mit einer Leistung von 9,8 MWp errichtet worden, deren Strom ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist und noch bis ins Jahr 2036 mit einer Einspeisevergütung in Höhe von 98 €/MWh vergütet wird. Dieser Betrag wird daher auch für einen möglichen Bezug des PV-Stroms für die Elektrolyse am Standort Hellsiek angesetzt.

#### Kosten für den Strombezug via PPA (Power Purchase Agreement)

Wie in Tabelle 3 dargestellt, wurden für den Strombezug von Solarstrom via PPA Kosten von 51 €/MWh angenommen, für den Strombezug von Strom aus Windkraft via PPA wurden Kosten in Höhe von 61 €/MWh angenommen. Die Daten wurde dabei an (Fischer et al. 2020) angelehnt (siehe Abbildung 12) und bewegen sich im Mittelfeld der dort prognostizierten Großhandelspreise.

Für die Berechnung unserer Fallbeispiele verwenden wir ein moderates und daher reales Strompreisszenario



H2-Erzeugung

Abbildung 12: Prognostizierte durchschnittliche Großhandelspreise für Strom im deutschen Strommix gemäß (Fischer et al. 2020) in der Einheit €/MWh

#### Bezug von Börsenstrom und aus eigenen thermischen Kraftwerken

Bei lokalen Kraftwerken und dem Stromnetz richten sich die Kosten des Strombezugs nach dem Börsenstrompreis. Strom wird immer dann bezogen, wenn der Börsenstrompreis unter eine Preisschwelle fällt, welche vom Optimierer festgelegt wird. Als Bezugsjahr wurde hier das Vor-Corona-Jahr 2019 gewählt.

Bei Bezug über das Stromnetz fallen zusätzlich Netzabgaben an. Diese richten sich nach den mittleren Abgaben für Industriekunden im Jahr 2021 nach der Strompreisanalyse des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Bei einer Befreiung von der EEG-Abgaben für Elektrolyseure summieren sich die restlichen Abgaben auf 25,755 €/MWh (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2021). Alle übrigen Strombezugskosten werden über den Jahresverlauf als Konstant angesehen.

#### **Techno-ökonomische Annahmen für die Simulation der Wasserstoffherzeugung**

Neben den Investitionskosten für die Errichtung von zusätzlichen EE-Anlagen und den Kosten für den Bezug von Strom für die Elektrolyse benötigt das Simulationsmodell weitere Annahmen. Dabei handelt es sich sowohl um technische (z.B. Lebensdauer der Komponenten) als auch ökonomische Annahmen (z.B. Investitionskosten für die Elektrolyseanlage).

In der nachfolgenden

Tabelle 4 sind alle Annahmen aufgeführt. Die angegebenen Investitionskosten für die Elektrolyse beinhalten auch die Investitionskosten für Peripheriekomponenten und die zur Erreichung des Speicherdrucks erforderlichen Wasserstoffverdichter. Nicht berücksichtigt sind Kosten, die etwa für den Erwerb des Grundstücks, dessen Erschließung, für Versicherungen sowie Personal anfallen.

Tabelle 4: Standortunabhängigen Optimierungsparametern (Auswahl)

H2-Erzeugung

Technologie	Parameter	Wert
PV	Kosten	Siehe
	Lebenszeit	20 Jahre
Windenergieanlage	Kosten	Siehe
	Lebenszeit	20 Jahre
Elektrolyse	CAPEX	2 MW: 750 €/kW 5 MW: 650 €/kW 10 MW: 500 €/kW
	Lebenszeit	20 Jahre
	Betriebszeit Elektrolyse-Stack	55.000 Stunden
	Nutzbare Abwärme der Elektrolyse	0.13 kWh <sub>th</sub> / 1 kWh <sub>el</sub> Strominput
Wasserstoffspeicher	CAPEX	3600 €/m <sup>3</sup>
	Druckbereich	10 – 80 bar
Ökonomie	Kalkulatorischer Zinssatz	6 %

#### 4.4.4 Ergebnisse der Optimierungen

Da die produzierte Wasserstoffmenge als Kombination von Nennleistung und VLS der Elektrolyse vorgegeben ist, wird nur eine Ein-Ziel-Optimierung der Systemkosten in jedem Szenario vorgenommen. Zur Vergleichbarkeit der Szenarien werden diese als spezifische Wasserstoffgestehungskosten ausgegeben. Die Wasserstoffgestehungskosten setzen sich dabei anteilig aus den einzelnen Kostenpunkten, wie Anlagen zur Stromerzeugung, Elektrolyse und Wasserstoffspeicher zusammen. Die Aufteilung der Wasserstoffgestehungskosten für alle Standorte und Elektrolyseur-Größen für einen Betrieb mit 4.000 VLS (entspricht etwa 50 % Auslastung über das Jahr) ist in Abbildung 13 dargestellt, für einen Betrieb mit 8.000 VLS (entspricht etwa 100 % Auslastung über das Jahr) in Abbildung 14.



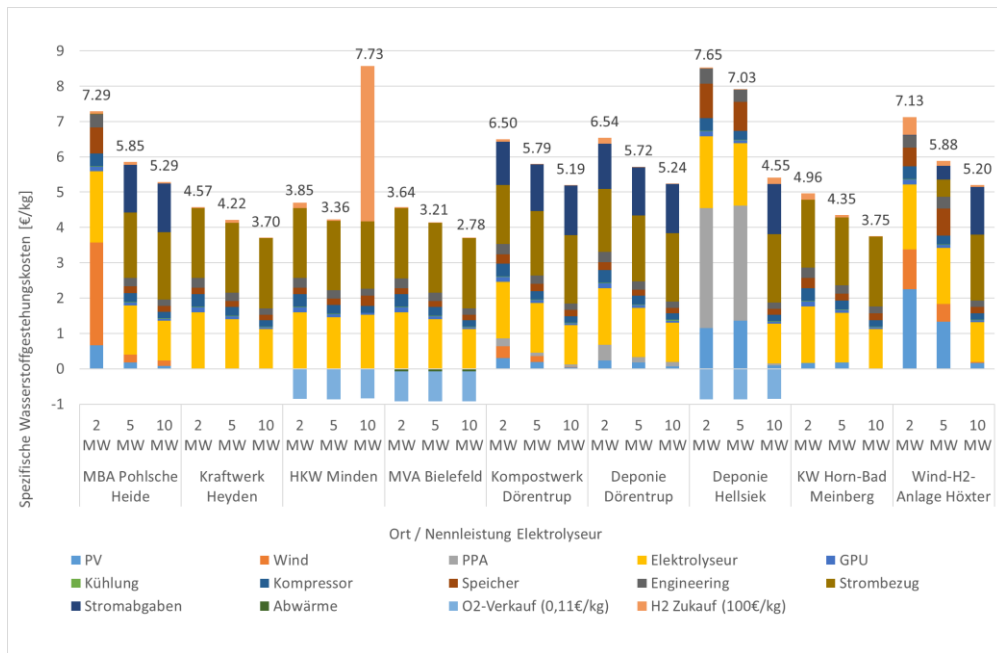


Abbildung 13: Aufteilung der Wasserstoffgestehungskosten an den verschiedenen Standorten für verschiedene Elektrolyseur-Nennleistungen bei 4.000 VLS pro Jahr

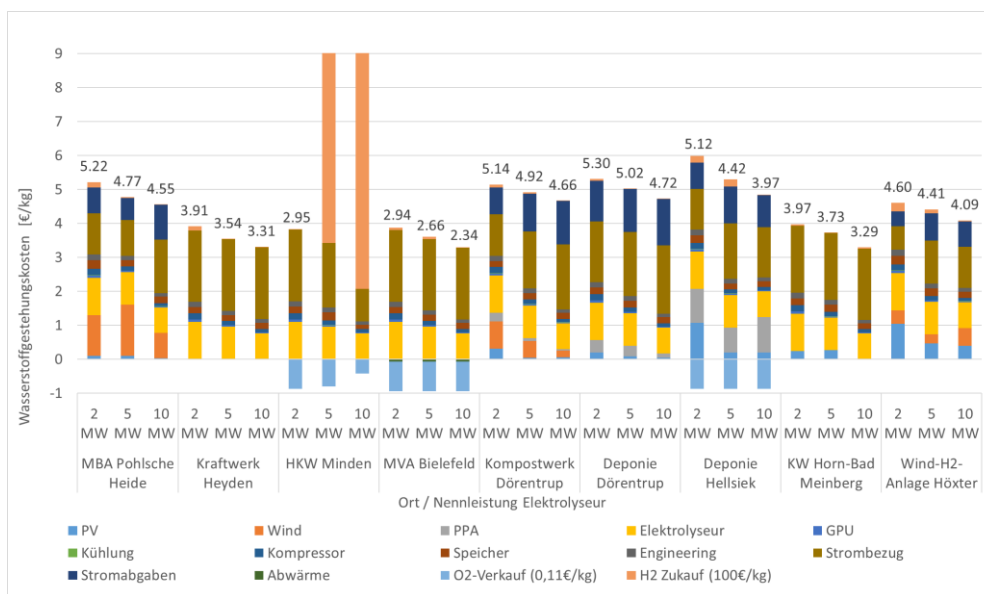


Abbildung 14: Aufteilung der Wasserstoffgestehungskosten an den verschiedenen Standorten für verschiedene Elektrolyseur-Nennleistungen bei 8.000 VLS pro Jahr

Es ist für beide Betriebsweisen klar erkennbar, dass eine Vergrößerung des Elektrolyseurs aufgrund von Skaleneffekten eine Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten ermöglicht. Je nach Standort sind Vergünstigungen von 0,60 € bis 2,00 € möglich. Ebenso führt die Verdopplung der VLS für 4000 auf 8000 aufgrund der höheren Ausnutzung des Elektrolyseurs zu einer Reduktion der Kosten, je nach Standort um 0,50 € bis 2,00 €. Einzige Ausnahme bildet das HKW Minden, da hier nur eine maximale elektrische Versorgungsleistung von 4,6 MW vorliegt und somit der mit der Nennleistung wachsende vorgegebene Strombedarf zu großen

synthetischen Strafzahlungen führt (im System auf 100 € pro Kilogramm Wasserstoff, der nicht geliefert wurde, festgelegt).

Insgesamt ermöglichen die thermischen Heizkraftwerke in Heyden, Minden, Bielefeld und Horn-Bad Meinberg die geringsten Wasserstoffgestehungskosten, da deren Betrieb flexibel angepasst werden kann und kein abgabenbehafteter Netzstrom zum Ausgleich volatiler Stromerzeugung nötig ist. Zudem steht hier ganzjährig preisgünstiger Grundlaststrom zur Verfügung. Allerdings wird dabei für das Stromnetz äußerst wichtiger grundlastfähiger Grünstrom verwendet und die rechtliche Einstufung des an diesen Standorten produzierten Wasserstoffs als „grün“ ist umstritten (siehe Kapitel 4.6.1).

Besonders niedrige Wasserstoffgestehungskosten ermöglicht die MVA Bielefeld aufgrund der simultanen Nutzung der Nebenprodukte Wasserstoff und Sauerstoff. Diese führen zu einer Kostensenkung von circa 0,90 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und ermöglichen somit die geringsten Wasserstoffgestehungskosten aller Szenarien mit minimal 2,34 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Unter den Standorten, welche auf PV- und/oder Windstrom basieren, hat die Wind-Wasserstoff-Anlage in Höxter die geringsten Wasserstoffgestehungskosten. Dazu tragen die großen Flächenpotenziale und die guten Windbedingungen bei. Allerdings sind selbst an diesem Standort die Kosten mit minimal 4,09 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> deutlich höher.

## 4.5

### Emissionsbilanzierung der Erzeugungspfade

Die Emissionsbilanzierung erweitert die kostenoptimierte Analyse der Erzeugungspfade um eine ökologische Dimension. Bei Betrachtung des gesamten Lebenszyklus von EE-Technologien zeigt sich, dass auch diese mit Emissionen behaftet sind. Wenngleich diese Emissionen deutlich geringer als bei fossilen Energiequellen ausfallen, sollten sie dennoch in Betracht gezogen werden. Zum einen fallen diese als indirekte Emissionen zu Beginn des Lebenszyklus im Produktionsprozess und bei dessen End-Entsorgung an. Zum anderen müssen insbesondere bei biogenen EE auch die direkten Emissionen aus dem Erzeugungsprozess, wie beispielsweise der Verbrennung in einer Dampfturbine, berücksichtigt werden. Die vorliegende Emissionsbilanzierung stellt ein vereinfachtes Modell dar, welches auf historischen Emissionsfaktoren für die EE-Technologien und der erzeugten Energie an den Standorten basiert. Dadurch soll aufgezeigt werden, welche unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Wasserstofferzeugung an den einzelnen Erzeugungsstandorten resultieren.

Der Emissionsfaktor einer EE-Technologie bildet die über den gesamten Lebenszyklus anfallenden Emissionen als CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>) im Verhältnis zur insgesamt erzeugten elektrischen Energie über den gesamten Lebenszeitraum ab. Um sämtliche klimawirksamen Emissionen einzubeziehen, werden die neben CO<sub>2</sub> anfallenden Treibhausgase über ihr sogenanntes globales Erwärmungspotenzial in CO<sub>2</sub><sub>äq</sub> umgerechnet. Auf Lebenszyklus-Analysen spezialisierte Datenbanken wie Ecoinvent oder GEMIS bieten gemittelte Emissionsfaktoren für sämtliche Energiequellen an. Diese wurden aus historischen Durchschnittswerten für die Lebenszyklus-Emissionen und -Energieerzeugung ermittelt. In Tabelle 5 werden die Emissionsfaktoren für Energie aus neu errichteten Windkraftanlagen (WKA), bestehenden WKAs mittels Power-Purchase-Agreement, neu errichteten Photovoltaik-Anlagen (PV) aus mono-kristallinen Siliziumzellen, Verbrennung von Altholz oder Ersatzbrennstoffen aus Haus- und Gewerbemüll in Dampfturbinen, wie auch dem deutschen Strommix dargestellt.

Tabelle 5: Emissionsfaktoren für unterschiedliche Stromerzeugungspfade, Einheit g CO<sub>2</sub>äq / kWh

H2-Erzeugung

WKA	WKA (Bestand)	PV	Ersatzbrennstoff	Altholz	Strommix
10	9	66	240	130	355

Es ist deutlich zu erkennen, dass WKA und PV die Technologien mit dem niedrigsten Emissionsfaktor darstellen. Der leicht reduzierte Faktor von Strom bezogenen aus PPAs mit bestehenden WKAs im Vergleich zu neuen WKAs ergibt sich aus der Lebenserweiterung dieser Anlagen. Der energieintensive Produktionsprozess von Solarzellen führt zu einem gesteigerten Faktor, welcher stark vom Emissionsfaktor des Strommix im Produktionsland abhängt. Der Emissionsfaktor von biogenen Energieträgern ist aufgrund der Vielzahl an möglichen Zusammensetzungen und Verbrennungsarten schwer zu bestimmen. Außerdem hängt dieser davon ab, ob direkte Emissionen berücksichtigt werden. Für müllverwertende Prozesse werden direkte Emissionen häufig ignoriert, was in ähnlichen Faktoren wie für WKA und PV resultieren würde. In der vorliegenden Analyse wurden jedoch sämtliche Emissionen einbezogen (Lauf et al. 2019; Rausch und Fritsche 2012).

Für die Berechnung der Emissionsbilanz an den einzelnen Standorten werden die an den Standorten bezogenen Energiemengen aus den EE-Technologien mit den entsprechenden Emissionsfaktoren multipliziert und aufsummiert. Die spezifische Emissionsbilanz eines Standortes aus der untenstehenden Formel, indem die Emissionsbilanz zum produzierten Wasserstoff in Relation gesetzt wird. Darin sind die unterschiedlichen Stromquellen als *i* indiziert.

*spezifische Emissionsbilanz*

$$= \frac{\sum_i \text{Emissionsfaktor}_i \left( \frac{\text{g CO}_2\text{äq}}{\text{kWh}_{el}} \right) * \text{Energieerzeugung}_i (\text{kWh}_{el})}{\text{Wasserstoffproduktion (kg H}_2)}$$

Zur Vereinfachung der Emissionsbilanz wurde nur das Erzeugungsszenario mit 10 MW Elektrolysekapazität bei 8.000 Volllaststunden pro Jahr berücksichtigt. Die Analyse beschränkt sich auf Emissionen der Energiebereitstellung und ignoriert beispielsweise die Emissionen für die Herstellung und Errichtung der Anlagentechnik. Die Anteile der Energieerzeugungsarten wurden dem kostenoptimierten Modell aus Kapitel 4.4 entnommen. Da in diesem Modell auch Strom aus dem Netz bezogen wurde, welches deutlich die Emissionsbilanz beeinflusst, wird für die zutreffenden Standorte die spezifische Emissionsbilanz zusätzlich auch exklusive des Netzstroms dargestellt. Davon zu unterscheiden sind Erzeugungsstandorte, die aufgrund von Verbrennung biogener Energieträger vollständig ohne Netzbezug auskommen. Um die Vergleichbarkeit beider Pfade zu wahren, wird die spezifische Emissionsbilanz der Variante „exklusive Netzstrom“ berechnet, indem nur der hypothetische Wasserstoffanteil, produziert aus Grünem Strom, in die Formel einfließt. Die Ergebnisse der Emissionsbilanzierung sind in der untenstehenden Tabelle zu finden.

Tabelle 6: Resultierende Emissionsbilanz

H2-Erzeugung

Ort	Erzeugungsart	spezifische Emissionsbilanz (kg CO <sub>2</sub> <sub>äq</sub> / kg H <sub>2</sub> )	
		Gesamt	exklusive Netzstrom
MBA Pohlsche Heide	Wind, PV, Stromnetz	14,71	0,64
Kraftwerk Heyden	Reststoffverbrennung	13,37	
HKW Minden	Ersatzbrennstoff	12,67	
MVA Bielefeld	Ersatzbrennstoff	13,37	
Kompostwerk Lemgo	Reststoffverbrennung, Wind, PV, PPA	12,06	
Deponie Dörentrup	PV, PPA, Stromnetz	19,43	1,40
Deponie Hellsiek	PV, PPA, Stromnetz	13,78	0,83
KW Horn-Bad Meinberg	Altholz, PV	7,24	
Wind-H2-Anlage Höxter	Wind, PV, Stromnetz	12,00	2,56

Die resultierenden spezifischen Emissionsbilanzen reichen von ca. 7 – 20 kg CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>/ kg H<sub>2</sub>. Der deutlichste Sprung zeigt sich jedoch, wenn die hypothetische reine Erzeugung aus WKA und PV (rechte Spalte), beispielsweise 0,64 kg CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>/ kg H<sub>2</sub> in der MBA Pohlsche Heide, mit reiner Verbrennung von Ersatzbrennstoff, wie in der MVA Bielefeld mit 13,37 kg CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>/ kg H<sub>2</sub>, verglichen wird. Dieser Vorteil von WKA und PV wird jedoch mehr als kompensiert, wenn der bezogene Netzstrom in der MBA Pohlsche Heide einbezogen wird (ausschließlich linke Spalte). Insgesamt lässt sich in der Analyse kein grundsätzlich überlegener Pfad (biogene Verbrennung oder WKA und PV gekoppelt mit Netzbezug) erkennen. Der Großteil der Standorte bewegt sich in einem Korridor zwischen 12 – 15 kg CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>/ kg H<sub>2</sub>. Hervorzuheben ist der Standort KW Horn-Bad Meinberg, an dem die Kopplung von PV und Altholz-Verbrennung mit 7,24 kg CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>/ kg H<sub>2</sub> zur niedrigsten Emissionsbilanz führt. Grundsätzlich lässt sich aus der vorliegenden Analyse ableiten, dass ein maximaler Anteil von WKA und PV in Kombination mit Verbrennung von Altholz minimale spezifische Emissionen ermöglicht.

Eine Besonderheit ist im Fall der MVA Bielefeld zu erwähnen. Die Anlage erhält für rund 50 % des erzeugten Stroms Grünstromzertifikate vom UBA. In erster Näherung kann somit davon ausgegangen werden, dass 50 % der entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen biogenen Ursprungs sind und während des Pflanzenwachstums aus der Atmosphäre aufgenommen wurden. Die Emissionen aus fossilen Quellen betragen für die MVA Bielefeld somit nur 6,69 kg CO<sub>2</sub><sub>äq</sub>/ kg H<sub>2</sub>. Äquivalent verhält es sich auch am Standort KW Horn-Bad Meinberg.

## 4.6

### Rechtlicher Rahmen

Neben technischen und ökonomischen Faktoren, die in den vorangehenden Kapiteln beschrieben sind, haben auch rechtliche Aspekte einen Einfluss auf die Wasserstoffherzeugung.

Einzelne Aspekte, wie beispielsweise die Eigenschaft „Grüner Wasserstoff“ können dabei auch Auswirkungen auf die Ökonomie einzelner Standorte haben.

#### 4.6.1

##### Allgemein

Es ist zu beachten, dass es sich bei den in diesem Kapitel dargestellten Informationen um keine Rechtsberatung handelt. Im Vorfeld einer Investitionsentscheidung empfehlen wir eine vertiefte Analyse aller relevanten Aspekte durch eine juristische Kanzlei oder Beratungsgesellschaft.

Einen entscheidenden Einfluss auf die Standortwahl hat die „Farbe“ des Wasserstoffs. Dem grundsätzlich farblosen Gas werden dabei in Abhängigkeit der Art seiner Erzeugung unterschiedliche Farben zugewiesen. Dieses Vorgehen ist angelehnt an die im Stromsektor bekannte Unterscheidung in sogenannten „Grünstrom“ (meint Strom aus 100 % erneuerbaren Quellen, wie etwa Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft) und „Graustrom“ (meint Strom aus fossilen Quellen, wie etwa Kohle, Öl, Gas, Atomkraft).

Bei Wasserstoff hat sich in der jüngsten Zeit eine sogenannte „Farbenlehre des Wasserstoffs“ entwickelt. Diese soll vermeintlich dazu dienen, anhand der Farbe zu erkennen, auf welche Weise und mit welchen Emissionen der Wasserstoff jeweils erzeugt wurde. Eine einheitliche und allgemeingültige Definition der unterschiedlichen Farben gibt es dabei bislang nicht. Vielmehr gibt es derzeit eine Vielzahl unterschiedlicher Definitionen, die von diversen Akteuren erstellt wurden, darunter Bundesministerien, Projektträger, Interessensverbände und Forschungseinrichtungen. Vor allem Interessens- und Lobbyverbände haben dabei nicht selten eigene Interessen im Hinterkopf, weshalb die Farbdebatte, insbesondere die Unterscheidung verschiedener CO<sub>2</sub>-behafteter Erzeugungsvarianten, bisweilen als „scheinheilig“ bezeichnet wird (Hydrogeit 2021).

Es ist zu erwarten, dass es in naher Zukunft eine einheitliche und allgemeingültige Definition für „Grünen Wasserstoff“ geben wird. Zum einen wird der Gesetzgeber hier klare Regelungen vorgeben wollen. Teilweise werden diese auch von Erzeugern des Wasserstoffs gefordert werden, da momentan die grüne Eigenschaft von Wasserstoff begrenzten finanziellen Wert hat. Am einfachsten scheint derzeit ein System, das auf den EU-weit gehandelten Herkunftsnachweisen (HKN) beruht, wozu allerdings das System der Herkunftsnachweise verändert werden müsste (Hornig und Kalis 2020). Bereits in der aktuellen Fassung der RED II wird erwähnt, dass das EU-weit implementierte System der Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom auf erneuerbare Gase, wie z.B. Wasserstoff, ausgedehnt werden könnte (European Parliament and the Council 2018).

Wie in den vorangegangenen Abschnitten deutlich wurde, stellt langfristig einzig die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse ein nachhaltiges Konzept dar. Wasserstoff kann jedoch prinzipiell auch aus fossilen Energieträgern gewonnen werden. Im Falle der Erzeugung mittels Elektrolyse unter Einsatz von Strom können verschiedene Stromquellen in Betracht gezogen werden.

**Grauer Wasserstoff** bezeichnet Wasserstoff aus denjenigen Pfaden, denen nicht erneuerbare Ressourcen zu Grunde liegen. Dies schließt die Herstellung aus Methan durch Steam Methane Reforming (SMR), autotherme Reformierung (ATR) und Methanpyrolyse sowie die partielle Oxidation von Kohle (POX) und die Kohlevergasung jeweils mit und ohne Carbon Capture and Storage (CCS) ein. Außerdem beinhaltet der Sammelbegriff im Rahmen dieser Studie Wasserstoff aus Wasserelektrolyse mit Einsatz von fossilem Strom. Mögliche Stromerzeugungsanlagen stellen Kernkraftwerke und alle Arten fossiler (Kohle, Öl, Gas) Kraftwerke mit und ohne CCS dar. Eine Unterscheidung nach der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Intensität in schwarzen, braunen, blauen, türkisenen und pinken Wasserstoff wird hier nicht vorgenommen, da all diese Varianten ihre Klimaunverträglichkeit und Zukunftsuntauglichkeit eint und eine weitere Unterteilung aus Sicht der Autoren in eine Scheindebatte über stark CO<sub>2</sub>-intensive und sehr stark CO<sub>2</sub>-intensive Erzeugungsvarianten mündet.

**Grüner Wasserstoff** bezeichnet im allgemeinen Sprachgebrauch mit Hilfe von erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff. Es fehlt aber bislang eine international anerkannte Definition und unterschiedliche Sichtweisen konkurrieren, beispielsweise in Bezug auf die Erzeugung mit Strom aus Kernkraftwerken. Innerhalb der Renewable Energy Directive RED II existiert zwar grüner Strom, jedoch kein grüner Wasserstoff (European Parliament and the Council 2018). Nach Verabschiedung der Neufassung der REDII und der dortigen Definition von Anforderungen an einen oder mehrere Nutzungspfade, sollen sich die Ministerien an dieser orientieren. Das BMWI und das BMBF haben sich in Deutschland auf folgende Definition geeinigt: „Grüner Wasserstoff wird ausschließlich über die Elektrolyse von Wasser hergestellt. Dabei muss der notwendige Strom für die Elektrolyse ausnahmslos aus erneuerbaren Energiequellen bezogen werden.“

(BMW i 23.11.2021; Bundesministerium für Bildung und Forschung - BMBF 2021)  
Auch Anforderungen an die systemdienliche Fahrweise und den Standort von Elektrolyseuren wurden bereits als Kriterien ins Spiel gebracht. Auch die Entwicklungen um den Delegierten Rechtsakt der EU-Kommission, der Ende 2021 veröffentlicht wird, sollte genau verfolgt werden. In einem recht fortgeschrittenen Entwurf des Papiers wird für die Anrechenbarkeit von Wasserstoff auf die THG-Minderungsziele im Verkehrssektor das Kriterium der Zusätzlichkeit, also des Neubaus von EE-Anlagen, als zwingend formuliert (Stiftung Umweltenergierecht 2021, S. 12; Umlaut energy GmbH et al., S. 174). Sicher ist jedoch, dass der verwendete Strom nicht mit Treibhausgasemissionen belastet sein darf.

Ausschließlich für den Anwendungsbereich der Befreiung von Elektrolyseuren von der EEG-Umlage existiert eine verbindliche Festlegung im Rahmen der Erneuerbare Energien Verordnung (EEV) (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - BMWi 2015). Diese soll nach Abschluss der Festlegung von Anforderungen an grünen Wasserstoff innerhalb der REDII an diese angepasst werden. Momentan stellt die Verordnung folgende Anforderungen:

1. Es muss 100% EE-Strom verwendet werden.
  - Bei Netzbezug muss der Nachweis mittels Herkunftsnachweisen erfolgen, die die Angabe zur optionalen Kopplung enthalten. Dies impliziert, dass nur EE-Strom verwendet werden kann, der keine Förderung nach EEG erhält.
  - Ohne Netzbezug muss der Strom in einer EE-Anlage erzeugt und zeitgleich (innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls) bezogen und in der Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff verbraucht werden.

2. Min. 85% der Strommenge muss aus der Preiszone für Deutschland kommen, höchstens 15% aus einer Preiszone, die elektrisch mit jener für Deutschland verbunden ist.
3. Wasserstoff ist nur bis zur 5.000sten Vollbenutzungsstunde grün im Sinne der EEG.

-----  
H2-Erzeugung  
-----

Anforderungen an den Standort von Elektrolyseanlagen werden explizit noch nicht getätigt, sollen aber in Zukunft folgen. Aktuell erfolgt zudem keine Unterscheidung nach Nutzungspfaden des Wasserstoffs.

Neben staatlichen Institutionen gibt es Zertifizierungsunternehmen wie z.B. den TÜV Süd, der die Zertifizierung von „Green Hydrogen“ anbietet. Die geforderten Standards gehen über die momentan gesetzlichen Anforderungen hinaus und schließen z.B. die Nutzung des Wasserstoffs mit ein. Wasserstoff, der zum Heizen verwendet wird, kann beispielsweise nicht zertifiziert werden.

Die internationale Debatte um **orangefarbenen Wasserstoff**, der mit Strom aus Müllverbrennungsanlagen erzeugt wurde, stellt einen Spezialfall dar (siehe (Hornig und Kalis 2020), S.8). Dieser ist im vorliegenden Anwendungsfall der MVA Bielefeld besonders interessant. Laut Aussage des Betreibers erzeugt die Müllverbrennungsanlage mit einer installierten Leistung von 40 MW zu 52% Grünstrom und erhält dazu Herkunftsweise vom Umweltbundesamt (UBA). Dies geht auf die Annahme zurück, dass im verwerteten Abfall 52% biogene Stoffe enthalten sind. Der aus dem biogenen Anteil des Mülls erzeugte Wasserstoff kann in Deutschland ab 2023 auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden (Stiftung Umweltenergie recht 2021; Deutscher Bundestag).

#### 4.6.2

##### **Einschätzung für den Standort MVA Bielefeld**

Es ist zu beachten, dass es sich bei den in diesem Kapitel dargestellten Informationen um keine Rechtsberatung handelt. Im Vorfeld einer Investitionsentscheidung empfehlen wir eine vertiefte Analyse aller relevanten Aspekte durch eine juristische Kanzlei oder Beratungsgesellschaft.

##### Inwieweit könnte am Standort der MVA Bielefeld grüner Wasserstoff erzeugt werden?

Die MVA Bielefeld erhält für 52% des erzeugten Stromes Herkunftsnachweise vom Umweltbundesamt. Dieser Strom ist damit als erneuerbar zu bezeichnen. Würde der Betreiber der MVA einen Teil dieses EE-Stroms selbst auf dem Gelände zur Elektrolyse nutzen, wäre der damit erzeugte Wasserstoff bis zur 5.000sten Vollbenutzungsstunde pro Jahr als „grün“ im Sinne der EEG anzusehen. Für den selbst verbrauchten Strom würden dann keine Herkunftsnachweise mehr ausgestellt werden können, da dieser nicht in einen Bilanzkreis eingestellt würde. Würde der Betreiber der MVA einen Teil dieses EE-Stroms per Direktleitung zur Elektrolyse leiten, die von einem Dritten betrieben wird, wäre auch der dort erzeugte Wasserstoff bis zur 5.000sten Vollbenutzungsstunde pro Jahr „grün“ im Sinne der EEG. Auch in diesem Fall würde der Betreiber der MVA für die zur Wasserstoffherzeugung verwendeten Strommengen keine Herkunftsnachweise des UBA erhalten.

Würde der Betreiber der MVA den Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen und ein Dritter oder der Betreiber selbst diesen Strom an einem beliebigen Standort mitsamt der Herkunftsnachweise kaufen, wäre der mit Hilfe dieses Stroms erzeugte Wasserstoff ebenfalls bis zur 5.000sten Vollbenutzungsstunde pro Jahr „grün“ im Sinne der EEG. Dazu würden zunächst Herkunftsnachweise ausgestellt und anschließend wieder entwertet.

Der über die 5.000ste Vollbenutzungsstunde pro Jahr hinaus erzeugte Wasserstoff ist nicht mehr „grün“ im Sinne der EEG, d.h. es wäre beispielsweise keine Befreiung von der EEG-Umlage nach §69b EEG (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - BMWi 2014) mehr möglich. Eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 15% wäre unter Umständen nach §64a EEG jedoch möglich. Für diese Reduktion der Umlage ist die Herkunft des Stroms (erneuerbar oder fossil) nicht relevant.

-----  
H2-Erzeugung  
-----

Ein ebenfalls möglicher Weg wäre es, dass der Betreiber der MVA für die Stromerzeugung erhaltenen Herkunftsnachweise selbst nutzt und damit beispielsweise seinen Kund:innen die Grünstromeigenschaft verkauft. Für die Erzeugung von Wasserstoff stünde dann nur noch der Nicht-EE-Strom zur Verfügung, sodass der erzeugte Wasserstoff als „grau“ gelten würde.

An dieser Stelle sei zudem angemerkt, dass der Wert der Herkunftsnachweise Auswirkungen auf die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten hat.

Welche Vor- und Nachteile hätte es, wenn die Stromerzeugungsanlage (z.B. die MVA Bielefeld) und die Elektrolyseanlage von der gleichen juristischen Person und in räumlicher Nähe zueinander betrieben werden?

Einen erheblichen Kostentreiber der Wasserstoffgestehungskosten stellt die auf Strom zu bezahlende EEG-Umlage dar. Die Wichtigkeit der EEG-Umlage für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseanlagen wird in Zukunft aber deutlich abnehmen. 2022 sinkt sie von derzeit 6,50 ct/kWh auf 3,72 ct/kWh und läuft 2023 komplett aus (Koalitionsvertrag 2021 - 2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP 2021).

Da dies zu Beginn des Projekts *HyDrive OWL* noch nicht absehbar war, sind nachfolgend unterschiedliche umfangreiche Informationen zur EEG-Umlage beschrieben. Unter der Annahme, dass die Streichung der EEG-Umlage aus dem Koalitionsvertrag auch umgesetzt wird, sind die Texte zur EEG-Umlage nachfolgend ausgegraut, da sie für eine neu zu errichtende Elektrolyseanlage in OWL voraussichtlich keine Relevanz mehr haben werden.

Der Blick auf weitere Steuern, Abgaben und Umlagen erfolgt weiter unten.

Das sich stetig im Wandel befindliche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Vielzahl der möglichen Fälle machen Aussagen allgemeiner Natur schwierig. Zudem können meist mehrere Möglichkeiten von Befreiungstatbeständen in Betracht gezogen werden. So ist eine Befreiung oder Ermäßigung auf folgenden Grundlagen denkbar:

- Entfallen der EEG-Umlage nach §61 a Nr.2 (Eigenversorgung, Inselbetrieb der Stromerzeugungsanlage) (Umlaut energy GmbH et al., S. 165)
- Entfallen der EEG-Umlage nach §61 a Nr. 3 (Eigenversorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien). Dabei ist kein Inselbetrieb der Stromerzeugungsanlage nötig, Überschüsse dürfen eingespeist werden. Ob der Verbraucher EE-Strom aus dem Netz beziehen darf, bleibt unklar. (Umlaut energy GmbH et al., S. 166)
- Begrenzung der EEG-Umlage nach §61 b (Eigenversorgung, kein Inselbetrieb) für selbsterzeugten Strom auf 40% der EEG-Umlage, wenn in der Stromerzeugungsanlage ausschließlich Erneuerbare Energien eingesetzt werden. ( $0,4 \cdot \text{EEG-Umlage 2022} = 0,4 \cdot 3,723 \text{ ct/kWh} = 1,489 \text{ ct/kWh}$ )
- Begrenzung der EEG-Umlage nach §64 (Stromkostenintensive Unternehmen) für Stromverbrauch aus dem Netz, der 1 GWh übersteigt (Selbstbehalt) auf 15% der aktuell gültigen EEG-Umlage, wenn das Unternehmen einer Nummer



der Anlage 4 EEG zuzuordnen ist (produzierendes Gewerbe). ( $0,15 \cdot \text{EEG-Umlage 2022} = 0,15 \cdot 3,723 \text{ ct/kWh} = 0,558 \text{ ct/kWh}$ )

- Begrenzung der EEG-Umlage nach §64 a (Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen) auf 15% der aktuell gültigen EEG-Umlage (ohne Selbstbehalt) für Strombezug aus dem Netz, wenn das Unternehmen der laufenden Nummer 78, Anlage 4 des EEG zuzuordnen ist (Herstellung von Industriegasen). ( $0,15 \cdot \text{EEG-Umlage 2022} = 0,15 \cdot 3,723 \text{ ct/kWh} = 0,558 \text{ ct/kWh}$ )
- Befreiung von Zahlung der EEG-Umlage nach §69 b EEG für grünen Wasserstoff für 5.000 Vollbenutzungsstunden

Im Folgenden soll versucht werden, Vor- und Nachteile einiger möglicher Konstellationen und Geschäftsmodelle darzustellen und Ansätze für weitere Überlegungen zu liefern. Generell kann festgehalten werden, dass sich alle Regelungen nicht auf die Eigentumsverhältnisse von Anlagen oder Grundstücken beziehen, sondern darauf, wer die Anlagen betreibt. Anlageneigentümer, sowohl der Elektrolyseanlage als auch der MVA, können also verschieden von der jeweiligen Anlagenbetreiberin sein (Umlaut energy GmbH et al., S. 164). Fünf unterschiedliche Szenarien werden definiert.

1. **Erzeugung von Wasserstoff aus Strom des Eigenverbrauchs nach §61a Nr. 3 EEG.** Dieses Szenario erfordert Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher des Stroms. Betreiber der Stromerzeugungsanlage und Betreiber der Elektrolyseanlage sind die gleiche juristische Person und die Anlagen befinden sich in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ zueinander. Der räumliche Zusammenhang wäre bei Errichtung einer Elektrolyseanlage auf dem benachbarten Grundstück zur MVA auch nach der engen Auffassung der BNetzA gegeben (BNetzA; Clearingstelle EEG). Der Bau einer Direktleitung vom Generator zum Elektrolyseur würde sicherstellen, dass der erzeugte Strom zeitgleich bezogen auf jedes 15-Minuten Intervall in der Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff verbraucht würde. Vermutlich müsste dies gutachterlich bestätigt werden. Eventuell muss eine eichrechtskonforme Messung der Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch im Elektrolyseur vorgesehen werden (vgl. EEV2021 §12i Absatz 2 Nr. 2). Der erzeugte Wasserstoff wäre bis zur 5.000sten Vollbenutzungsstunde grün im Sinne des EEG und der verbrauchte Strom somit nach §69b EEG von der EEG-Umlage befreit. Es dürften im Gegenzug nur die um die in der Elektrolyse verbrauchte Strommenge verringerte Anzahl an Herkunftsnachweisen durch das UBA an die MVA Bielefeld ausgestellt werden. Sollte die Elektrolyse während der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden Strom aus dem Netz beziehen, sollte dies über EE-Strom und Herkunftsnachweise (HKN), die die Angabe zur optionalen Kopplung enthalten, erfolgen, da der erzeugte Wasserstoff sonst nicht grün wäre und §69b nicht anwendbar wäre. Der ab der 5.001sten Betriebsstunde erzeugte Wasserstoff ist nicht mehr grün im Sinne der EEV und §69b greift nicht mehr. Auf die Farbe des zuvor innerhalb der ersten 5.000 Betriebsstunden erzeugten Wasserstoffs hat der Weiterbetrieb über 5.000 Stunden hinaus keinen Einfluss. Auch welche Strombezugsoption dann gewählt wird, hat keinen Einfluss mehr auf die Farbe des Wasserstoffs, da er im Sinne der EEV in keinem Fall mehr als grün gelten wird. Eine weitere Befreiung von der EEG-Umlage für den in der MVA selbst erzeugten und in der Elektrolyse verbrauchten Strom kommt dann nach §61a Nr. 3 in Frage. In diesem Fall müsste weiterhin EE-Strom aus der MVA entnommen werden, was Erlöse durch die Veräußerung von HKN schmälert. Andererseits würde der Betrieb des Elektrolyseurs mit Graustrom aus der MVA die Zahlung der EEG-Umlage auf den selbst verbrauchten Strom nach sich ziehen. Eine weitere Option über die 5.000ste Vollbenutzungsstunde hinaus

wäre der Betrieb des Elektrolyseurs mit Graustrom aus dem Netz. Es kann dann eine Begrenzung der EEG-Umlage nach §64 EEG (stromkostenintensive Unternehmen) auf 15% angestrebt werden. Der Betreiber müsste dazu zum produzierenden Gewerbe nach Anlage 4 EEG gehören. §64a EEG (Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen) kann in dem Kalenderjahr, in dem §69b zur Anwendung kam, nicht mehr genutzt werden, da sich beide Paragraphen ausschließen (siehe §69b EEG und (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)). Dass die INTERARGE die Voraussetzungen für die Anwendung des §64 erfüllt, ist unwahrscheinlich. In (Umlaut energy GmbH et al., S. 163) wird jedoch darauf hingewiesen, dass auch die Mitbenutzung des Elektrolyseurs durch ein weiteres Unternehmen, welches Anlage 4 EEG zuzuordnen ist, die Begrenzung der EEG-Umlage nach §64 oder §64a bewirken kann. Diese Möglichkeit bedarf genauer rechtlicher Prüfung und ist nicht Gegenstand dieser Betrachtungen.

2. **Erzeugung von Wasserstoff aus direkt geliefertem Strom.** Es liegt KEINE Personenidentität vor, es besteht jedoch ein enger räumlicher Bezug und der in der Elektrolyse verwendete Strom wird per Direktleitung von der MVA bezogen. Es handelt sich also um eine Direktlieferung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes. Generell wird somit der Betreiber der MVA als Lieferant mit der EEG-Umlage belastet, die er vertraglich geregelt an den Betreiber der Elektrolyseanlage weitergeben wird. Es kann aber wie oben für die ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden zunächst §69b angewendet werden, der Wasserstoff wäre grün und der gelieferte Strom von der EEG-Umlage befreit. Analog zum oben geschilderten Fall müsste die Zeitgleichheit eventuell durch eine eichrechtskonforme Messung sichergestellt werden und die grüne Eigenschaft des gelieferten Stroms durch einen Gutachter bestätigt werden. Da auch in diesem Fall die in der Elektrolyse verbrauchten Grünstrommengen nicht in einen Bilanzkreis eingestellt werden, können für diese Strommenge keine HKN ausgestellt werden. Sollte die Elektrolyse während der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden Strom aus dem Netz beziehen, sollte dies über EE-Strom und HKN, die die Angabe zur optionalen Kopplung enthalten, erfolgen, da der erzeugte Wasserstoff sonst nicht grün wäre und §69b nicht anwendbar wäre. Der ab der 5.001sten Betriebsstunde erzeugte Wasserstoff ist nicht mehr grün im Sinne der EEG und §69b greift nicht mehr. Auf die Farbe des zuvor innerhalb der ersten 5.000 Betriebsstunden erzeugten Wasserstoffs hat der Weiterbetrieb über 5.000 Stunden hinaus keinen Einfluss. Für eine Begrenzung der EEG-Umlage kommen anschließend §64 oder §64a in Frage. Die Zuordnung einer (noch zu gründenden) Tochtergesellschaft der Stadtwerke Bielefeld, welche lediglich die Elektrolyse betreibt, zur Nummer 78 Anlage 4 EEG scheint plausibel und eine Anwendung des §64a möglich. Allerdings schließt §69b die Anwendung von §64a im selben Kalenderjahr aus, weshalb der allgemeinere §64 zur Anwendung kommen sollte. Eine andere zu evaluierende Möglichkeit stellt das Auftreten einer Verkehrsgesellschaft als Betreiber der Elektrolyseanlage dar, da diese nach §65a (Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr) von einer Begrenzung der EEG-Umlage auf 20% profitieren könnte. Ob Brennstoffzellenbusse als elektrisch betriebene Busse zählen, gilt es zu prüfen. Ob der Strom von der MVA direkt geliefert wird, oder aus dem Netz bezogen wird und ob es sich um EE-Strom handelt, spielt nach der 5.000sten Vollbenutzungsstunde für die EEG-Umlagenbefreiung nach §64, §64a oder §65a keine Rolle mehr.
3. **Sonstiger selbsterzeugter Letztverbrauch: Es liegt Personenidentität vor und es wird Strom in das öffentliche Netz eingespeist und an anderer Stelle entnommen.** Dieses Szenario bietet aus Sicht der Autoren keine regulatorischen Vorteile. Die Kosten für die Errichtung einer Direktleitung würden nicht anfallen, an der MVA würden keine Umbauten nötig und die

Elektrolyse würde über einen eigenen Netzverknüpfungspunkt ans Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen. Eine Lieferung von Strom der MVA zur Elektrolyse durch das Netz der allgemeinen Versorgung würde als sonstiger selbsterzeugter Letztverbrauch gelten. Es könnte grüner H<sub>2</sub> hergestellt werden durch Strommengen, für die HKN vorliegen, die die Angabe zur optionalen Kopplung enthalten. Diese könnten von der MVA oder einer anderen EE-Erzeugungsanlage stammen. Die EEG-Befreiung wäre für 5000h nach §69b möglich. Darüber hinaus wäre keine EEG-Umlagenbefreiung mehr möglich.

4. **Off-Site-PPA: Es liegt KEINE Personenidentität vor und es wird Strom in das öffentliche Netz eingespeist und an anderer Stelle entnommen.**

Auch diese Variante bietet aus Sicht der Autoren keine großen regulatorischen Vorteile. Die Kosten für die Errichtung einer Direktleitung würden nicht anfallen, an der MVA würden keine Umbauten nötig und die Elektrolyse würde über einen eigenen Netzverknüpfungspunkt ans Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen. Eine Lieferung von Strom der MVA zur Elektrolyse durch das Netz der allgemeinen Versorgung könnte als Off-Site-PPA ausgestaltet werden. Durch Entwerten von HKN könnte bis zur 5000sten Vollbenutzungsstunde grüner Wasserstoff erzeugt werden. Anders als im Szenario 3 wäre anschließend eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 15% nach §64 (stromkostenintensive Unternehmen) oder nach §65a (Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr) möglich. Ob es sich um EE-Strom handelt, spielt nach der 5.000sten Vollbenutzungsstunde für die EEG-Umlagenbefreiung nach §64, §64a oder §65a keine Rolle mehr.

5. **Erzeugung von grauem Wasserstoff.** Auch die Erzeugung von nicht-grünem Wasserstoff kann zunächst eine Überlegung sein. Wenn aus der Veräußerung von grünem H<sub>2</sub> keine Vorteile gegenüber der Veräußerung von grauem H<sub>2</sub> erwachsen, scheint das nur logisch. So können in diesem Fall mehr Erlöse aus dem Verkauf von HKN aus der MVA erzielt werden und die Vollbenutzungsdauer der Elektrolyse kann beliebig erhöht werden. Im Falle einer Direktleitung von der Turbine der MVA zum Elektrolyseur und Personenidentität der Betreiber, kommt eine EEG-Umlagebefreiung oder Begrenzung für den selbst verbrauchten Strom unserer Ansicht nach nicht in Frage: §69b scheidet aus, da der Wasserstoff nicht grün wäre. §64 und §64a scheiden aus, da die INTERARGEM kein Betrieb nach Anlage 4 des EEG ist. Die Paragraphen §61a Nr. 2 und §61a Nr. 3 können nicht angewendet werden, da die MVA weder in einem Inselnetz betrieben wird noch EE-Strom zur Eigenversorgung genutzt würde. Im Falle einer Direktlieferung des Stroms von der Turbine der MVA zum Elektrolyseur und Verschiedenheit der Betreiber, eröffnen sich hingegen Möglichkeiten zur EEG-Umlagenbefreiung. So könnte die Betreiberin der Elektrolyse eine Tochtergesellschaft sein, welche Nummer 78 der Anlage 4 des EEG (Erzeugung von Industriegasen) zuzuordnen wäre. Die EEG-Umlage auf den verwendeten Strom könnte dann, ob grün oder grau ab der ersten MWh nach §64a auf 15% begrenzt werden. Auch wenn momentan die Erzeugung von grauem H<sub>2</sub> ein Geschäftsmodell sein kann, ist es wichtig, die Bestrebungen für Zertifizierungen und Treibhausgasminderungsquoten im Auge zu behalten und als Anlagenbetreiber rechtzeitig zu reagieren, wenn sich Änderungen ergeben. Vermutlich sind die Varianten mit Direktleitung dann die sicherere Variante.

Da die Wichtigkeit der EEG-Umlage für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseanlagen abnehmen wird, werden nachfolgend weitere Steuern, Abgaben und Umlagen betrachtet. Es wird erläutert, in welchen der Szenarien 1-5 diese in voller oder reduzierter Höhe anfallen würden und in welchen Szenarien diese ggf. vollständig entfallen.

Alle im Folgenden getroffenen Einschätzungen beziehen sich auf den Stromverbrauch der direkten Elektrolyse. Für den teils nicht zu vernachlässigenden Strombezug von Nebeneinrichtungen wie Verdichter und Kühlung, müssten gesondert Betrachtungen gestellt werden. In (Umlaut energy GmbH et al., S. 160) äußern die Autoren sogar Unsicherheit darüber, ob Strom, der zwar in den Elektrolyseur fließt, jedoch nicht durch die Elektroden, von der Stromsteuer nach §9a befreit werden kann. Welche Anteile des verwendeten Stroms möglicherweise nicht begünstigt sein könnten und wie die Messung im konkreten Einsatz erfolgen soll, ist nicht Gegenstand dieser Studie. Ob diese Unsicherheit bei der Stromsteuerbefreiung auch auf die Befreiung von der EEG-Umlage übertragbar ist, bleibt unklar.

Der Strombezug für Elektrolyseure ist gemäß §118 Absatz 6 EnWG für 20 Jahre von **Netzentgelten** befreit (Bundesregierung 2005). Die Eigentumsverhältnisse von Strom- und Wasserstoffherstellungsanlagen haben darauf keinen Einfluss. In den Szenarien 1 und 2 fallen auch über 20 Jahre hinaus keine Netzentgelte an, da kein öffentliches Stromnetz genutzt wird.

Sogenannte **Netzentgeltgekoppelte Abgaben** fallen, mit Ausnahme der KWK-Umlage, beim Betrieb von Elektrolyseuren in Szenario 3 und 4 vollständig an. Dies sind beispielsweise eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh, die Umlage nach §19 StromNEV in Höhe von 0,25 ct/kWh sowie die Offshore-Haftungsumlage und die Abschaltbare-Lasten-Umlage. In Szenario 1 und 2 fallen keine Netzentgeltgekoppelten Abgaben an.

Die **Stromsteuer** wird nach §9a StromStG auf Antrag für Strom erlassen, erstattet oder vergütet, der von einem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnommen wurde. Zum produzierenden Gewerbe gehören im Sinne des StromStG auch die Energie- und Wasserversorgung und die Herstellung von Industriegasen, nicht jedoch die Abfallentsorgung oder die Personenbeförderung (Statistisches Bundesamt).

Es kann abschließend gesagt werden, dass **vor einer Investitionsentscheidung eine umfassende energierechtliche Prüfung durch Volljurist:innen** erfolgen sollte. Die Autoren dieser Studie haben sich mit ihrem ingenieurtechnischen Hintergrund in die juristischen Rahmenbedingungen eingearbeitet. Eine **genaue Prüfung durch eine auf Energierecht spezialisierte Wirtschaftskanzlei scheint sinnvoll**. Faktoren wie das Steuerrecht, die Förderfähigkeit von Investitionen oder Überlegungen zur Risikominimierung sind nicht Gegenstand dieses Berichts.

Aus unserer Sicht können dennoch einige Punkte gefolgert werden.

- Der Bau einer Direktleitung hat rechtliche Vorteile und kann Befreiungen nach sich ziehen, die bei einem Netzanschluss der Elektrolyse nicht gegeben wären. Auch stellt der Bau einer Direktleitung neben dem Prestigegewinn einer direkten Kopplung langfristige Unabhängigkeit von regulatorischen Entwicklungen dar. Der Einfluss von Netzentgelten und Abgaben stellt einen Unsicherheitsfaktor für die kommenden Jahrzehnte dar, der durch eine Direktleitung umgangen wird.
- Der Betrieb der Elektrolyse von einem Unternehmen, das verschieden von der Betreiberin der MVA ist, bringt regulatorische Vorteile, wie die einfachere Befreiung von der Stromsteuer, mit sich. Eigentümerin der Anlagen oder Grundstücke können jeweils verschieden von Anlagenbetreibern sein.

## Zwischenfazit zur H<sub>2</sub>-Erzeugung

Grundsätzlich konnte festgestellt werden, dass eine hohe Anzahl an jährlichen Volllaststunden der Elektrolyseanlage die Kosten erheblich senken kann. Aus diesem Grund wird eine möglichst hohe Auslastung von bis zu 8.000 VLS/a empfohlen. Aus ökonomischen Gesichtspunkten ist es zudem vorteilhaft, die Leistung der Elektrolyseanlage möglichst groß zu wählen, sofern der erzeugte Wasserstoff auch verkauft werden kann. In diesem Projekt wird daher empfohlen, die Leistung der Elektrolyseanlage nicht kleiner als 5 MW zu wählen und möglichst in Richtung von 10 MW zu kommen.

Unter ausschließlicher Berücksichtigung der Wasserstoffgestehungskosten (vergleiche Kapitel 4.4) sind damit die drei Standorte MVA Bielefeld, KW Heyden und KW Horn-Bad Meinberg nahezu gleich zu bewerten. In allen drei Standorten liegen die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten bei etwa 3,30 €/kg (10 MW @ 8.000 VLS; unter Vernachlässigung von Zusatzerlösen durch den Verkauf der Koppelprodukte Sauerstoff und Wärme).

Werden in die Bewertung nun weitere Faktoren einbezogen (siehe Kapitel 11.1), so fokussiert sich das Bild.

Aus Sicht der Autoren kommt der Standort Heyden kurz- bis mittelfristig nicht für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Region OWL in Frage. Der Hauptgrund dafür ist, dass am Standort Heyden nach wie vor ein Steinkohlekraftwerk betrieben wird (wenn auch nur mit dem Ziel Netzfrequenzhaltung und nicht Stromerzeugung) und der Zeitplan für einen Umbau des Standorts hin zu einer Erzeugung von regenerativem Strom, der eine notwendige Bedingung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff darstellt, derzeit noch unklar ist. Langfristig (> 10 Jahre) könnte der Standort aufgrund seiner Größe und der vorhandenen Energieinfrastruktur jedoch eine Rolle in der Wasserstoffherzeugung spielen.

Bei Vergleich der verbleibenden Standorte MVA Bielefeld und KW Horn-Bad Meinberg sprechen die sonstigen Faktoren eher für den Standort MVA Bielefeld. So sammeln die Stadtwerke Bielefeld als Muttergesellschaft der Betreiberfirma INTERARGEM bereits erste Erfahrung im Bereich des Betriebs von Wasserstoffinfrastruktur. Auch ein Förderantrag für die Errichtung einer 1-MW-Elektrolyse ist bereits bewilligt. Zudem besteht am Standort Bielefeld die Möglichkeit zum Verkauf der Koppelprodukte Sauerstoff und Wärme an Dritte zur weiteren Kostensenkung. Die westlich angrenzenden Kläranlage Bielefeld könnte Sauerstoff für die Abwasserreinigung einsetzen (z.B. zur Belüftung der Biologie oder in einer vierten Reinigungsstufe). Die bei der Elektrolyse entstehende Wärme könnte in das kommunale Wärmenetz eingespeist werden, welches derzeit u.a. über die MVA Bielefeld versorgt wird.

Die Autoren dieses Berichts empfehlen aus den genannten Gründen, eine erste Elektrolyse für die Region Ostwestfalen-Lippe am Standort der MVA Bielefeld zu errichten. Die Leistung der Elektrolyse sollte idealerweise 10 MW betragen und die Anlage mit einer möglichst hohen Anzahl jährlicher Volllaststunden betrieben werden. Die Tatsache, dass der dort mit Strom aus der Müllverbrennung (52 % biogenen Ursprungs) erzeugte Wasserstoff nach aktuellen, noch nicht einheitlichen Definitionen nicht oder nur teilweise als „Grün“ angesehen würde, ist in der aktuellen Phase der Markteinführung noch zu vernachlässigen.

Aus den Ausführungen im Kapitel 4.6 ergibt sich zudem die Aussage, dass der Bau einer Strom-Direktleitung zwischen der MVA Bielefeld und dem Elektrolyseur rechtliche und regulatorische Vorteile mit sich bringen und die Unsicherheit bezüglich möglicher zukünftiger Gesetzesänderungen im Bereich der Abgaben / Steuern / Umlagen reduzieren kann.

Weitere Vorteile können sich ergeben, wenn der Betreiber der MVA und die Betreiberin der Elektrolyseanlage nicht die identische juristische Person sind.  
Die Autoren dieses Berichts möchten an dieser Stelle nochmals darauf hinweisen, dass vor einer Investitionsentscheidung eine Beratung eine auf Energierecht spezialisierte Fachkanzlei einzuholen ist.

-----  
H2-Erzeugung  
-----

## 5.1

H<sub>2</sub>-Speicher und Infrastruktur: Die verschiedenen Transport- und Verteilmöglichkeiten

Für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff gibt es unterschiedliche Möglichkeiten. (Reuß 2019) hat untersucht, welche technische Lösung in Abhängigkeit der zu transportierenden Menge und der zu überwindenden Entfernung am kostengünstigsten ist.

In Abbildung 15 sind die Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der täglich zu transportierenden Menge und der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle dargestellt. Es wird deutlich, dass die Wasserstoffkosten bei einer kurzen Transportentfernung (< 100 km) und hohem Wasserstoffbedarf (100 t/d) am niedrigsten sind (in dem Basisszenario bei (Reuß 2019) betragen sie etwa 7,20 €/kg). Mit steigender Transportdistanz und sinkender Transportmenge steigen die Kosten an und betragen bei einer Transportdistanz von 500 km und einer Menge von < 10 t/d bis zu 10,80 €/kg. Es ist dabei zu beachten, dass die absoluten Zahlen der Wasserstoffkosten im Projekt *HyDrive OWL* aufgrund anderer Randbedingungen und anderer lokaler Gegebenheiten abweichen können.

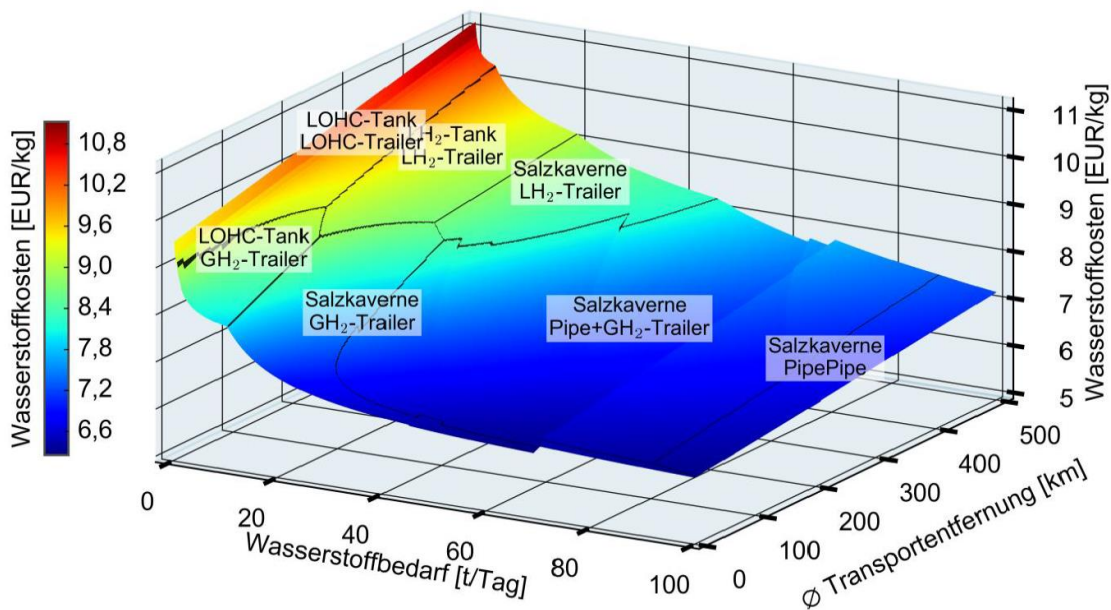


Abbildung 15: Spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle (Reuß 2019)

Neben den Wasserstoffkosten ist der Abbildung 15 zu entnehmen, welches in Abhängigkeit von Distanz und Menge die jeweils günstigste Transportoption (jeweils untenstehend) und Speicheroption (jeweils oben stehend, am Ort der Wasserstofferzeugung) ist.

Es ist ersichtlich, dass für kleine Wasserstoffmengen bis etwa 20 t/d und Distanzen von bis zu ca. 200 km, wie sie im Projekt *HyDrive OWL* für den Zeitraum bis etwa 2025 maximal anzutreffen sind, der Transport des Wasserstoffs mit Trailern in gasförmigem Zustand (GH<sub>2</sub>-Trailer) die preisgünstigste Lösung ist. In der Region OWL sind Distanzen

im Bereich bis 100 km die Regel. Mit steigender Wasserstoffmenge gibt es bei oberhalb 50 t/d einen Übergang zum Transport via Pipeline, die dann die günstigste Variante darstellt. Vor allem mit Blick auf die Zeit nach 2025 – 2030 könnte dies in OWL praktische Anwendung finden, wenn Wasserstoff über ein überregionales (bundes- oder europaweites) Wasserstoffnetz transportiert wird. Der Flüssigtransport von Wasserstoff ist vor allem bei großen Transportentfernungen und geringen bis mittleren Mengen die günstigste Lösung. Aufgrund der kurzen Transportdistanzen in OWL spielt diese Lösung hier perspektivisch nur eine untergeordnete Rolle.

Hinsichtlich der Speicherung des erzeugten Wasserstoffs am Ort der Erzeugung wurde im Projekt *HyDrive OWL* eine gasförmige Speicherung in einem oberirdischen Speicher ausgewählt. Diese wurde bei (Reuß 2019) noch nicht berücksichtigt. Diese Lösung eignet sich vor allem bei geringen Wasserstoffmengen (ab ca. 3 t/d) und ordnet sich hinsichtlich der Kosten zwischen LOHC-Speicher und Salzkaverne ein.

## 5.2 Verfügbare Technologien

Der Transportzustand von Wasserstoff wird maßgeblich durch dessen geringe volumetrische Energiedichte beeinflusst. Da das Tankvolumen eines LKW-Tanklastzugs begrenzt ist, muss das Volumen des Wasserstoffs bereits vor der Verladung reduziert werden. Dazu kann gasförmiger Wasserstoff entweder mechanisch auf 200 – 500 bar komprimiert werden oder durch Abkühlung auf  $-253\text{ °C}$  verflüssigt werden, wodurch ebenfalls die volumetrische Dichte steigt (IEA 2019).

Ein Großteil der Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland wird per LKW mit so genannten Compressed Gaseous Hydrogen (CGH<sub>2</sub>) Tube Trailern versorgt. Der Transport findet bei einem Druck von 200 – 500 bar statt, sodass ein CGH<sub>2</sub>-Tube Trailer bei einem Tankvolumen von 26 m<sup>3</sup> 500 – 1.100 kg Wasserstoff laden kann (Shell, Wuppertal Institut 2017). Diese Liefermenge gilt gegenwärtig als ausreichend für die existierenden Tankstellen und die derzeitige Nachfrage nach Wasserstoff im Verkehr.

In einem 500-bar-Trailer werden mehrere Druckgaszylinder in Einheiten gebündelt und von einem Schutzrahmen umschlossen. Durch die Verwendung von Gasflaschen aus Stahl mit einem hohen Eigengewicht wird das Transportvolumen reduziert. Aufgrund dieses vergleichbar geringen Transportvolumens wird CGH<sub>2</sub>-Transport bevorzugt für Distanzen bis zu 300 km verwendet (IEA 2019). Im deutschen Kontext lassen sich somit alle Wasserstoff-Tankstellen mit CGH<sub>2</sub> Tube Trailer beliefern.

Um größere Transportmengen im LKW-Transport zu realisieren, kann der Wasserstoff zuvor zu Liquid Hydrogen (LH<sub>2</sub>) verflüssigt werden. Auf diese Weise lässt sich die volumetrische Energiedichte verglichen mit CGH<sub>2</sub> um Faktor 2-5 steigern. In gleichem Maß steigt jedoch auch der Energie- und Kostenaufwand, um die höhere Dichte zu erreichen. Der Wasserstoff wird zunächst auf  $-253\text{ °C}$  abgekühlt und dann bei Atmosphärendruck (1 bar) in einen isolierten, kryogenen Tank-Trailer gefüllt. Bei einem Tankvolumen von 50 m<sup>3</sup> lassen sich dadurch Transportmengen von 4.000 kg H<sub>2</sub> realisieren (Shell, Wuppertal Institut 2017). Die maximale Transportreichweite wird durch die Erwärmung des LH<sub>2</sub> während des Transportprozesses auf 4.000 km begrenzt. Durch unvermeidlichen Temperaturanstieg im Tank verdampft ein Teil des LH<sub>2</sub> (s.g. boil-off), sodass es zum Druckerhöhung kommt (IEA 2019).



## 5.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Wurden in Kapitel 4.4 lediglich die Wasserstoffgestehungskosten berechnet, so werden diese nun um die Kosten für den Transport des Wasserstoffs von der Elektrolyseanlage zu den Tankstellen erweitert. Daraus resultieren die sogenannten Wasserstoffbereitstellungskosten (vgl. Nomenklatur im Kapitel 1). Diese beinhalten die Erzeugung und anschließende Bereitstellung von Wasserstoff am Ort des Verbrauchs, sprich den Tankstellen.

Die eigentliche Betankung des Fahrzeugs (z.B. Bus, LKW, Müllsammelfahrzeug) und die damit verbundenen Kosten für Errichtung und Betrieb der Tankstellen sind in den Wasserstoffbereitstellungskosten nicht enthalten, sondern werden erst im Kapitel 8.2 eingeführt.

### 5.3.1 Methodik

Mit Hilfe der Annuitätenmethode (vergleiche Kapitel 4.4.2) werden im ersten Schritt die spezifischen Transportkosten in der Einheit €/kg Wasserstoff berechnet. Die Berechnung wird in Abhängigkeit der Transportdistanz, der Leistung der Elektrolyse sowie der Anzahl der Vollaststunden der Elektrolyseanlage durchgeführt. Daraus ergibt sich eine Matrix der spezifischen Transportkosten.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Transportkosten aus einem festen und einem variablen Anteil zusammensetzen. Der feste Anteil beinhaltet sowohl die Anschaffung des Trailers und der Zugmaschine als auch die Errichtung der Trailerabfüllstation. Der variable Kostenanteil beinhaltet etwa die Kosten für Fahrer:in und Kraftstoff.

Im zweiten Schritt werden anschließend die Wasserstoffgestehungskosten aus Kapitel 4.4.4 zu den Transportkosten addiert, woraus sich letztlich die Wasserstoffbereitstellungskosten ergeben (Definition siehe Kapitel 1).

### 5.3.2 Annahmen und Randbedingungen

Der aktuelle Standard für den Trailertransport von Wasserstoff sind derzeit noch Behälter mit einem Druck von 200 bar. Für die Berechnung der spezifischen Transportkosten wurde ein Transport von gasförmigem Wasserstoff unter Druck bei 500 bar mittels Trailer angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass dieses Druckniveau im Bereich der Versorgung von Wasserstofftankstellen perspektivisch der neue Standard werden wird, da die Transportmenge erheblich gesteigert werden kann.

Folgende technische und ökonomische Annahmen wurden für die Berechnung der spezifischen Transportkosten herangezogen.

Tabelle 7: Technische und ökonomische Annahmen zum CGH<sub>2</sub>-Trailer für die Bestimmung der Transportkosten

Name	Wert	Einheit	Quelle
Druckniveau	500	bar	(Reuß 2019)
Kapazität	1.100	kg	(Reuß 2019)
Beladedauer	1,5	Stunden	(Reuß 2019)
Entladedauer	1,5	Stunden	(Reuß 2019)
Jährliche Betriebsstunden	2.000	h/a	Annahme
CAPEX Trailer (ohne Zugmaschine)	1.000.000	€	(Reuß 2019)
Lebensdauer Trailer	12	Jahre	(Reuß 2019)
OPEX Trailer	2	% / a	(Reuß 2019)
CAPEX Zugmaschine	160.000	€	(Reuß 2019)
Lebensdauer Zugmaschine	8	Jahre	(Reuß 2019)
OPEX Zugmaschine	12	% / a	(Reuß 2019)
Lohnkosten Fahrer:in	35	€/h	(Reuß 2019)
Dieserverbrauch	27,6	L / 100 km	(Reuß 2019)
Dieselpreis	1,20	€/L	Annahme <sup>1</sup>
CAPEX Trailerbefüllstation	250.000	€	Annahme
Lebensdauer Trailerbefüllstation	20	Jahre	Annahme
Kalkulatorischer Zinssatz	6	% p.a.	Annahme

Anders als bei der Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten ist für die Berechnung der Transportkosten keine Förderung der Investitionskosten angenommen. Zudem wurde hier über den kalkulatorischen Zinssatz ein unternehmerischer Gewinn i.H.v. 6 % p.a. angenommen. In Summe führt dies zu einer konservativen Abschätzung der Transportkosten.

### 5.3.3 Ergebnisse

In der nachfolgenden Tabelle 8 sind die spezifischen Transportkosten in Abhängigkeit der Transportentfernung und der Größe der Elektrolyseanlage bei 4.000 Volllaststunden pro Jahr dargestellt. In Tabelle 9 sind die spezifischen Transportkosten für eine höhere Auslastung der Elektrolyseanlage von 8.000 Volllaststunden pro Jahr dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass die Kosten mit der Transportentfernung steigen. Mit der Größe der Elektrolyseanlage und der damit verbundenen Wasserstoffmenge sinken die

<sup>1</sup> Zum Zeitpunkt der Berechnung Anfang 2021 war dieser Preis gültig. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung betrug der Dieselpreis um 2,00 €/L.

Kosten, was vor allem daran liegt, dass der feste Kostenanteil auf eine größere Wasserstoffmenge verteilt wird.

Bei Betrachtung der Transportkosten für eine sehr kurze Distanz von 1 km, die somit kaum variable Kostenanteile enthalten sollte, wird deutlich, dass der feste Kostenanteil mit 0,37 €/kg (bei 10 MW / 8.000 VLS und 1 km) bis 0,50 €/kg (bei 2 MW / 4.000 VLS und 1 km) einen erheblichen Anteil der spezifischen Transportkosten ausmacht. Dieser Anteil kann durch eine intelligente Dimensionierung der Transportkapazitäten und durch eine Investitionsförderung, wie sie beispielsweise aktuell durch das BMVI angeboten werden, erheblich verringert werden.

*Tabelle 8: Spezifische Transportkosten (in der Einheit €/kg) in Abhängigkeit der Transportentfernung und der Größe der Elektrolyseanlage bei 4.000 Volllaststunden pro Jahr*

<b>Entfernung</b>	<b>2 MW / 4.000 VLS</b>	<b>5 MW / 4.000 VLS</b>	<b>10 MW / 4.000VLS</b>
<b>km</b>	<b>€/kg</b>	<b>€/kg</b>	<b>€/kg</b>
<b>1</b>	0,50	0,41	0,39
<b>10</b>	0,57	0,48	0,46
<b>20</b>	0,63	0,55	0,52
<b>30</b>	0,67	0,59	0,57
<b>40</b>	0,71	0,63	0,60
<b>50</b>	0,74	0,66	0,64
<b>60</b>	0,80	0,71	0,69
<b>70</b>	0,85	0,77	0,74
<b>80</b>	0,90	0,82	0,79
<b>90</b>	0,95	0,87	0,84
<b>100</b>	1,01	0,92	0,90

Tabelle 9: Spezifische Transportkosten (in der Einheit €/kg) in Abhängigkeit der Transportentfernung und der Größe der Elektrolyseanlage bei 8.000 Volllaststunden pro Jahr

<b>Entfernung</b>	<b>2 MW / 4.000 VLS</b>	<b>5 MW / 4.000 VLS</b>	<b>10 MW / 4.000VLS</b>
<b>km</b>	<b>€/kg</b>	<b>€/kg</b>	<b>€/kg</b>
<b>1</b>	0,43	0,39	0,37
<b>10</b>	0,50	0,46	0,44
<b>20</b>	0,56	0,52	0,50
<b>30</b>	0,61	0,57	0,55
<b>40</b>	0,64	0,60	0,59
<b>50</b>	0,68	0,64	0,62
<b>60</b>	0,73	0,69	0,67
<b>70</b>	0,78	0,74	0,73
<b>80</b>	0,83	0,79	0,78
<b>90</b>	0,89	0,84	0,83
<b>100</b>	0,94	0,90	0,88

Werden nun zu den spezifischen Transportkosten noch die Wasserstoffgestehungskosten des Standorts MVA Bielefeld (kann als repräsentativ für alle betrachteten Standorte thermischer Kraftwerke angesehen werden) aus Kapitel 4.4.4 addiert, ergeben sich die Wasserstoffbereitstellungskosten, die nachfolgend in Tabelle 10 (4.000 VLS) und Tabelle 11 (8.000 VLS) dargestellt sind.

Es ist zu erkennen, dass die Wasserstoffbereitstellungskosten mit steigender Größe der Elektrolyseanlage abnehmen. Bei einer Auslastung von 4.000 VLS/a liegen sie für eine 5 MW Anlage rund 0,55 €/kg höher als bei einer 10 MW Anlage und steigen bei einer 2 MW Anlage um weitere 0,45 €/kg. Zudem führt eine Erhöhung der Auslastung auf 8.000 Volllaststunden pro Jahr zu einer weiteren Reduktion um ca. 0,70 €/kg.

Am Beispiel der Tabelle 11 wird zudem eine weitere Erkenntnis deutlich. Bei Vergleich der eingekreisten Zellen wird deutlich, dass die Wasserstoffbereitstellungskosten bei Erzeugung in einer 2 MW-Anlage und anschließendem Transport über eine Strecke von 1 km mit 4,34 €/kg genau so hoch sind, wie bei Erzeugung von Wasserstoff in einer 5 MW-Anlage und anschließendem Transport über 80 km. Gleiches gilt bei Vergleich der Werte für 5 MW / 1 km und 10 MW / 50 km.

Unter der Annahme eines bestimmten, konstanten Wasserstoffbedarfs in der Region OWL bedeutet dieses Ergebnis, dass die Errichtung einer zentralen, großen Elektrolyseanlage (beispielsweise 1x 10 MW) gegenüber der Errichtung zweier kleinerer Anlagen (beispielsweise 2x 5 MW) mit der gleichen jährlichen Wasserstoffproduktion selbst dann noch preisgünstiger ist, wenn der Wasserstoff anschließend über eine Distanz von 50 km transportiert werden muss.

Tabelle 10: Wasserstoffbereitstellungskosten (in der Einheit €/kg) in Abhängigkeit der Transportentfernung und der Größe der Elektrolyseanlage bei 4.000 Volllaststunden pro Jahr

Entfernung	2 MW / 4.000 VLS	5 MW / 4.000 VLS	10 MW / 4.000VLS
km	€/kg	€/kg	€/kg
1 km	5,07	4,63	4,09
10 km	5,14	4,70	4,16
20 km	5,20	4,77	4,22
30 km	5,24	4,81	4,27
40 km	5,28	4,85	4,30
50 km	5,31	4,88	4,34
60 km	5,37	4,93	4,39
70 km	5,42	4,99	4,44
80 km	5,47	5,04	4,49
90 km	5,52	5,09	4,54
100 km	5,58	5,14	4,60

Tabelle 11: Wasserstoffbereitstellungskosten (in der Einheit €/kg) in Abhängigkeit der Transportentfernung und der Größe der Elektrolyseanlage bei 8.000 Volllaststunden pro Jahr

Entfernung	2 MW / 8.000 VLS	5 MW / 8.000 VLS	10 MW / 8.000VLS
km	€/kg	€/kg	€/kg
1 km	<b>4,34</b>	<b>3,93</b>	3,68
10 km	4,41	4,00	3,75
20 km	4,47	4,06	3,81
30 km	4,52	4,11	3,86
40 km	4,55	4,14	3,90
50 km	4,59	4,18	<b>3,93</b>
60 km	4,64	4,23	3,98
70 km	4,69	4,28	4,04
80 km	4,74	<b>4,33</b>	4,09
90 km	4,80	4,38	4,14
100 km	4,85	4,44	4,19

### 5.3.4 Zwischenfazit zur H<sub>2</sub>-Transport- und Verteilinfrastruktur

Als Kernergebnis dieses Kapitels kann festgehalten werden, dass die spezifischen Kosten für den Transport von gasförmigem Wasserstoff mit einem 500 bar Trailer unter den hier betrachteten Randbedingungen zwischen 0,37 €/kg (10 MW, 8.000 VLS/a, 1 km) und 1,01 €/kg (2 MW, 4.000 VLS/a, 100 km) liegen und dabei sowohl von der Größe

der Elektrolyse und deren jährlicher Volllaststunden als auch von der Transportdistanz abhängen.

Der prozentuale Anteil der Transportkosten an den Wasserstoffbereitstellungskosten schwankt zwischen 9 und 21 %.

Unter der Annahme, dass ein fester jährlicher Wasserstoffbedarf zu decken ist, so ist die Bereitstellung des Wasserstoffs aus einer zentralen Elektrolyseanlage mit 10 MW Leistung preisgünstiger als die Bereitstellung als zwei Anlagen mit je 5 MW Leistung. Dies gilt auch dann, wenn sich die Transportdistanzen durch eine zentrale Anlage um nicht mehr als 50 km gegenüber zwei dezentralen Anlagen verlängern. Auf diesen geografischen Aspekt wird in Kapitel 8.1 näher eingegangen.

-----  
Transportinfrastruktur  
-----

## 6 Tankstelleninfrastruktur

### 6.1 Verfügbare Technologien

Stationäre Wasserstofftankstellen können in zwei unterschiedliche Typen unterschieden werden, die sich im Wesentlichen durch die Art der Wasserstofferzeugung bzw. -anlieferung unterscheiden. Einerseits sind Tankstellen mit einer Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff, einer sogenannten Onsite-Elektrolyse. Andererseits sind das Tankstellen, bei denen der Wasserstoff extern (Offsite) erzeugt wird und anschließend zur Tankstelle transportiert wird. Die derzeit gängigsten Varianten sind dabei die Anlieferung von gasförmigem und von flüssigem Wasserstoff, die nachfolgend näher beschrieben sind.

Der CGH<sub>2</sub>-Trailer zur Anlieferung von verdichtetem, gasförmigem Wasserstoff kann entweder selbst als Niederdruckspeicher an der Tankstelle fungieren oder einen solchen befüllen. Bis zum Betankungsvorgang muss der Wasserstoff noch eine oder mehrere Kompressionsstufen in Abhängigkeit vom Zieldruck (350 bar bei den meisten Bussen und LKW, 700 bar bei PKW und einigen Bussen, LKW) durchlaufen (e-Mobil BW 2013). Daraus ergeben sich zwei unterschiedliche Pfade für den Kompressionsvorgang. Entweder wird der Wasserstoff durch einen Hochdruck-Kompressor auf 800-1000 bar (bei 700-bar-Betankung, bei 350-bar-Betankung entsprechend geringerer Druck) verdichtet und in einem Hochdruckspeicher bis zur Betankung zwischengelagert. Alternativ kann ein Mitteldruckspeicher bei 200 – 450 bar betrieben werden, der über einen Booster-Kompressor aus dem Niederdruckspeicher befüllt wird. Beim Betankungsvorgang wird zunächst der Mitteldruckspeicher geleert, bis es zum Druckausgleich zwischen Fahrzeug und Speicher kommt. Dann wird der Booster-Kompressor zugeschaltet, um das restliche Gas bis auf den Zieldruck im Fahrzeug zu verdichten. Auf diese Weise sollen die hohen Kosten des Hochdruckspeichers eingespart werden (e-Mobil BW 2013).

Da sich Gase bei Kompression erwärmen und der Fahrzeugtank nicht überhitzen darf, kühlt ein Vorkühler den Wasserstoff auf ein Temperaturfenster von -40 °C bis -33 °C (bei 700-bar-Betankung) ab. Für die Betankung von Fahrzeugen bei 350 bar erfolgt in der Regel eine Abkühlung zwischen -20 °C bis 0 °C (ein verbindliches Betankungsprotokoll liegt dabei aktuell noch nicht vor). Wie bei jeder konventionellen Tankstelle wird das Fahrzeug über einen Dispenser betankt. Dieser ist mit einer Füllkupplung ausgestattet, die auf den Betankungsdruck angepasst ist (Shell, Wuppertal Institut 2017).

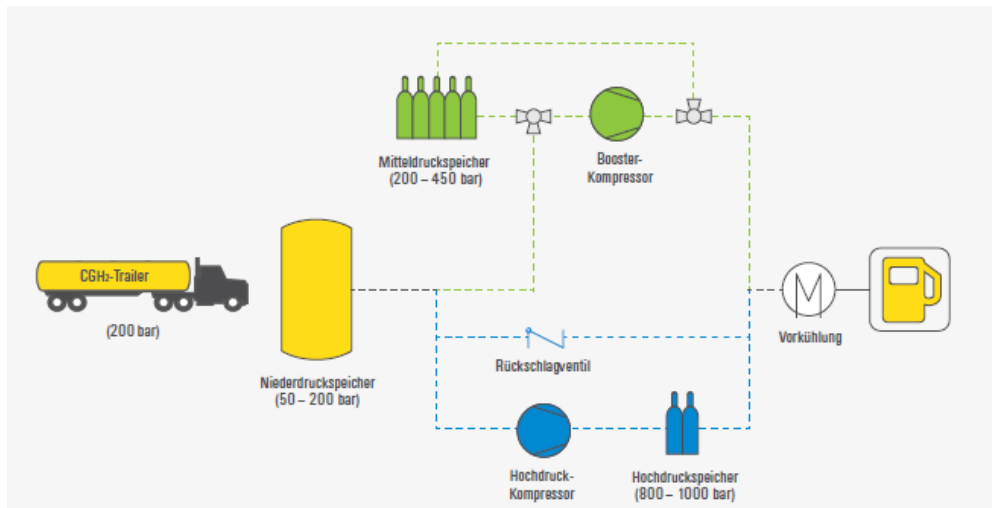


Abbildung 16: Fließschema einer Tankstelle zur gasförmigen Belieferung und Betankung (700 bar) (e-Mobil BW 2013)

Eine Alternative ist der Transport von verflüssigtem, tiefkaltem Wasserstoff mit einem LH<sub>2</sub>-Trailer von der Erzeugungsanlage zur Tankstelle.

Nach Ankunft an der Tankstelle wird das LH<sub>2</sub> in einen isolierten Tank gepumpt. Der Betankungsvorgang findet ohne kostenintensive Kompressoren statt, indem eine Flüssigpumpe das LH<sub>2</sub> zu einem Verdampfer fördert. Dieser verdampft den Wasserstoff zurück in den gasförmigen Zustand und stellt dabei sowohl Zieldruck als auch -temperatur entsprechend des zu betankenden Fahrzeugs ein.

Einen Spezialfall stellen sogenannte mobile Wasserstofftankstellen dar. Dabei handelt es sich um eine containerbasierte Lösung zur Betankung von Bussen / LKW / Müllsammelfahrzeugen mit 350 bar. In der Regel bestehen solche Tankstellen aus einem Speicher- und einem Tankstellencontainer. Da sie mit Hilfe von Tiefladern transportiert und im Vergleich zu herkömmlichen HRS (Abkürzung für hydrogen refueling station, engl. für Wasserstofftankstelle) schnell errichtet werden können, eignen sie sich insbesondere für die Anfangsphase einer Realisierung, wo womöglich bereits erste H<sub>2</sub>-Fahrzeuge vorhanden sind, die entsprechende Tankstelleninfrastruktur aber noch nicht einsatzbereit ist. Eine mobile Wasserstofftankstelle bietet beispielsweise der Speicherhersteller Wystrach zum Preis von ca. 1,2 Mio. € an (Wystrach GmbH 2021; Epp et al. 2021).

Weitergehende Informationen im Themenkomplex Dimensionierung, Errichtung und Genehmigung von Wasserstofftankstellen sind beispielsweise bei (NOW GmbH) und (Hof et al.) zu finden.

### Tankstellen-Netz Deutschland

Das Wasserstoff-Tankstellennetz für PKW (700-bar-Betankung) wird größtenteils von der H2MOBILITY betrieben, einem Joint-Venture zahlreicher Automobil-, Mineralöl- und Gasunternehmen. Zum Zeitpunkt November 2021 sind 91 Wasserstoff-Tankstellen in Betrieb, von denen die meisten mit CGH<sub>2</sub>-Tube Trailern beliefert werden (HyARC 2021). Die Alternativen LH<sub>2</sub> und Elektrolyse vor Ort spielen zur gegenwärtigen Markteinführungsphase noch eine untergeordnete Rolle. Zum einen ist der tägliche Durchsatz an den Tankstellen noch zu gering, um die erhöhten Kosten der Verflüssigung zu LH<sub>2</sub> zu rechtfertigen. Zum anderen erzeugt die Elektrolyse sowohl gesteigerte Investitionskosten als auch Flächenbedarf (Shell, Wuppertal Institut 2017).

Die Tankstelle muss nicht nur hinsichtlich der Bereitstellungsart ausgelegt werden, sondern auch auf die zu betankenden Fahrzeuge abgestimmt werden. Dies beeinflusst



sowohl die Kapazität aller Wasserstoff-Speicher als auch die Auslegung der Kompressoren, um die Druckstufen 350 bar und 700 bar anfahren zu können. Nutzfahrzeuge wie Busse oder mittlere LKWs mit ausreichend Platz für voluminösere Speicher können mit 350 bar betankt werden. Hingegen Fahrzeuge wie schwere LKW oder PKW, in denen Platz ein kritischer Aspekt ist, müssen mit 700 bar versorgt werden, um Tankvolumen einzusparen. Bei LKW und PKW muss die Tankstellenauslegung zusätzlich differenziert werden, da LKW einen deutlich höheren Wasserstoffbedarf pro Betankung aufweisen. Dementsprechend müssen die Zwischenspeicher dimensioniert werden, um die Betankungsdauer kurz zu halten (Shell, Wuppertal Institut 2017).

Es bleibt festzuhalten, dass die Alternative der Versorgung über LH<sub>2</sub>-Trailer und langfristig auch per Pipeline an Bedeutung gewinnen wird, wenn die Tankstellenkapazitäten anwachsen. Dies gilt insbesondere hinsichtlich des Wechsels von Bus- und LKW-Flotten auf Brennstoffzellentechnologie, der vom Aufbau einer entsprechenden Tankstelleninfrastruktur begleitet werden muss. Berechnungen des Fraunhofer ISI zufolge würden bereits ca. 140 Wasserstoff-Tankstellen genügen, um sämtliche schweren LKW in Deutschland mit Wasserstoff zu betreiben (Rose et al. 2020).

## 6.2 Dimensionierung von Wasserstofftankstellen

Nachfolgend wird die Dimensionierung von Wasserstofftankstellen thematisiert und daraus Erkenntnisse für den Aufbau einer initialen H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur in der Region OWL abgeleitet.

Die räumliche Platzierung der Wasserstofftankstellen in der Region OWL und die damit verbundene techno-geo-ökonomischen Abwägungen werden in diesem Kapitel nicht behandelt. Hierzu sei auf Kapitel 8.2 verwiesen.

Analog zu den spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseanlagen (siehe Kapitel 4.4.2) sinken auch die spezifischen Kosten von Wasserstofftankstellen mit steigender Größe. In Abbildung 17 sind die spezifischen Kosten für eine Wasserstofftankstelle (für PKW) mit Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff und Speicherung bei 200 bar für das Jahr 2015 dargestellt.

Es ist zu sehen, dass die spezifischen Kosten einer CGH<sub>2</sub>-Tankstelle mit steigender Größe sinken. So hat eine Tankstelle der Größe 1DXS (entspricht einer täglichen Abgabemenge von ca. 138 kg) spezifische Kosten von rund 2,28 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Bei einer Tankstelle der Größe 2D (entspricht rund 1.095 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/d) reduzieren sich die spez. Kosten bereits auf ca. 1,31 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und sinken bei einer Tankstelle der Größe 6D (entspricht 3.284 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/d) auf 1,04 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. (Mayer 2020) Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Größe 1D (entspricht 547 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/d) nicht unterschritten werden sollte, da die Kosten für kleinere Anlagen überproportional steigen.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass sich die in Abbildung 17 dargestellten Werte ausdrücklich auf PKW-Tankstellen (700-bar-Technik) beziehen. CGH<sub>2</sub>-Tankstellen mit 350-bar-Technik sind in der gleichen Größenklasse preisgünstiger, da der Hochdruckstrang zur 700-bar-Betankung entfällt und auch die Vorkühlung in der Regel nicht bis auf -40 °C erfolgen muss. Der grundsätzliche Zusammenhang, dass größere Tankstellen geringere spezifische Kosten verursachen ist jedoch übertragbar.

Die H2MOBILITY als derzeit größter Betreiber von Wasserstofftankstellen in Deutschland visiert für neu zu errichtende Tankstellen aktuell einen Mindestabsatz von 50 Tonnen Wasserstoff pro Jahr an. Dies entspricht etwa dem Bedarf von fünf Bussen, die täglich betankt werden müssen.

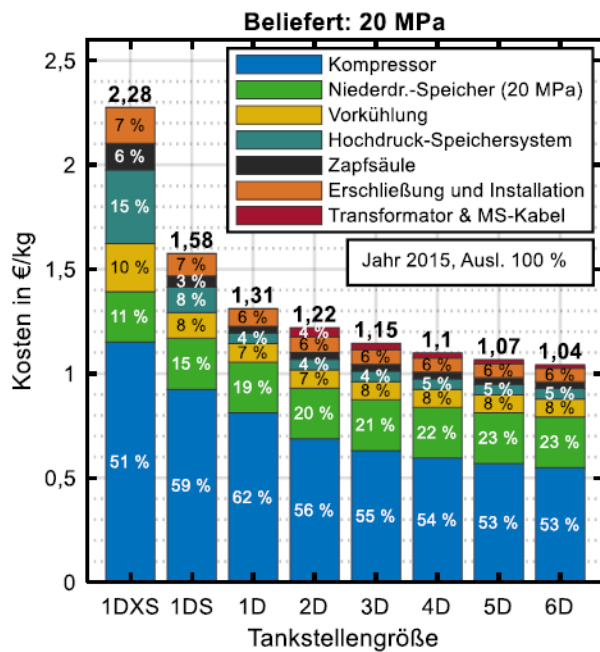


Abbildung 17: Spezifische Kosten von CGH<sub>2</sub>-Tankstellen (für PKW) mit 200-bar-Speicher für das Jahr 2015 (Mayer 2020)

Gerade in einer frühen Marktphase der Wasserstofftechnologien in einer Region verfügt ein einzelner Akteur häufig nicht über die ausreichende Anzahl an Wasserstofffahrzeugen, die den Bau einer größeren Tankstelle rechtfertigen würden. Um dennoch von den deutlich geringeren spez. Kosten einer größeren HRS profitieren zu können, empfehlen die Autoren dieses Berichts die Errichtung von zentral gelegenen Tankstellen zur Versorgung mehrerer, umliegender Akteure. Nachteilig daran ist, dass alle Fahrzeuge einen mehr oder weniger langen Anfahrtsweg zur Tankstelle haben, anders als die Fahrzeugbetreiber dies möglicherweise heute gewohnt sind (z.B. aufgrund einer vorhandenen Betriebstankstelle). Dieser zusätzliche Anfahrtsweg muss in den Betriebsablauf einkalkuliert werden, benötigt entsprechend Zeit und verursacht Kosten, was für Betreiber abschreckend wirken kann. Aus Sicht der Autoren ist diese Anfahrt zu einer zentralen Tankstelle daher vor allem dann vertretbar, wenn die Wasserstofffahrzeuge nur einen kleinen Anteil an der gesamten Fahrzeugflotte ausmachen. In diesem Fall sind die absoluten Mehrkosten überschaubar und haben auf die Gesamtkalkulation eines Unternehmens nur geringe Auswirkungen. Mit steigendem Anteil an Wasserstofffahrzeugen in einem Unternehmen ist auch von einer steigenden Anzahl an H<sub>2</sub>-Fahrzeugen auf dem Gesamtmarkt auszugehen, wodurch die Dichte der Tankstellen steigen und die Anfahrt zur Tankstelle verkürzt wird. Für einen Fahrzeugbetreiber, der bereits heute über eine betriebseigene Tankstelle verfügt, wird es ab einem gewissen Anteil an H<sub>2</sub>-Fahrzeugen in der Flotte (vermutlich mehr als 25 %) voraussichtlich auch in Zukunft sinnvoll sein, eine eigene HRS zu betreiben, da der Mehraufwand für die Anfahrt dann die Mehrkosten einer eigenen Tankstelle übersteigt.

Neben der Größe hat auch die Auslastung einer Tankstelle erhebliche Auswirkungen auf deren Kosten.

In Abbildung 18 sind daher die spezifischen Kosten einer CGH<sub>2</sub>-Tankstelle mit einer Nenngröße von 1.000 kg/d in Abhängigkeit der Auslastung dargestellt. Bei einer Auslastung von 80 % sind die spez. Kosten der Tankstelle (ohne Wasserstoffherzeugung und -bereitstellung) mit rund 0,95 €/kg am geringsten. Bis zur Auslastung von 30 % steigen diese nahezu linear auf 2,00 €/kg an und gehen anschließend in einen

exponentiellen Verlauf über. Bei einer Auslastung von nur 20 % steigen diese auf ca. 2,80 €/kg und betragen bei einer Auslastung von nur noch 10 % etwa 6,00 €/kg. Je geringer die Auslastung der Tankstelle ist, desto höher sind die spezifischen Kosten. Aufgrund des moderaten Anstiegs der spez. Kosten in diesem Bereich ist eine Auslastung von mindestens 50 % anzustreben. Geringere Auslastungen führen zu erheblich höheren Kosten und sollten daher vermieden werden. Akzeptabel wäre eine geringere Auslastung lediglich während der Einführungsphase, beispielsweise kurz nach Errichtung einer Tankstelle. Auch in einer solchen Phase sollten Auslastungen von unter 30 % vermieden werden. Die Dauer geringer Auslastung < 50 % sollte durch gute Planung möglichst kurz gehalten werden.

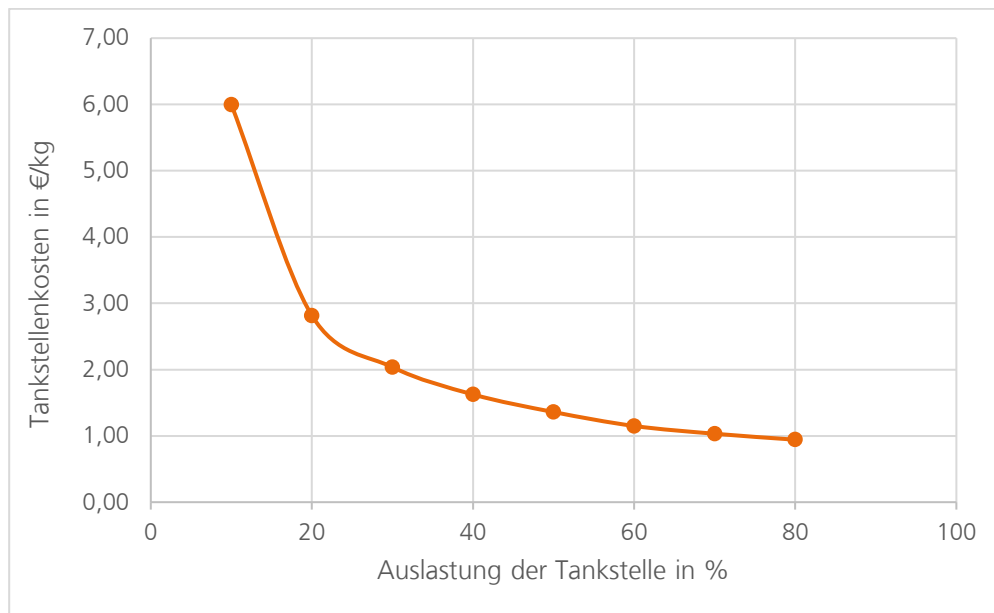


Abbildung 18: Spezifischen Kosten einer CGH<sub>2</sub>-Wasserstofftankstelle (350 bar, Auslegung für 1.000 kg H<sub>2</sub> pro Tag) in Abhängigkeit der Auslastung in der Einheit Euro pro abgegebenem Kilogramm Wasserstoff

In (Reuter et al. 2017) findet sich zur Auslastung von Wasserstofftankstellen eine etwas andere Darstellung, aus der sich jedoch eine ähnliche Aussage ableiten lässt. Im oberen Teil von Abbildung 19 sind der Wasserstoffbedarf einer kontinuierlich wachsenden Busflotte sowie die Kapazität einer stufenweise wachsenden Tankstelle dargestellt. In diesem Szenario wächst die Busflotte jährlich um ein Fahrzeug, während die Tankstelle alle 6 Jahre modular erweitert wird. Die Erweiterung erfolgt immer dann, wenn der Bedarf der Busflotte die Kapazität der Tankstelle erreicht hat.

Es wird deutlich, dass es in diesem Szenario teils erhebliche Überkapazitäten gibt. Diese sind unmittelbar nach Bau / Erweiterung alle sechs Jahre besonders groß. Voll ausgelastet ist die Tankstelle nur im Jahr direkt vor einer Erweiterung, in diesem Beispiel somit nur alle 6 Jahre. Unter Berücksichtigung der vorangehend beschriebenen Abbildung 18 wird deutlich, dass eine solche hohe Überkapazität zu erheblich gestiegenen spezifischen Kosten führt.

Ein Weg zur Reduzierung der Überkapazitäten ist im unteren Teil der Abbildung 19 dargestellt. Dabei bleibt der Ausbau der Tankstellenkapazität alle sechs Jahre unverändert, angepasst wird lediglich das Intervall der Fahrzeugbeschaffung. Anstatt jährlich drei Fahrzeuge zu kaufen, werden alle drei Jahre neun Fahrzeuge beschafft. Die absolute Zahl der Fahrzeuge nach drei Jahren bleibt somit gleich. Die ungenutzten Überkapazitäten können auf diese Weise jedoch massiv reduziert werden. Dies ist auch darin zu erkennen, dass die Tankstelleninfrastruktur in diesem Szenario nun zu 50 %

der Zeit vollständig ausgelastet ist, was die spezifischen Kosten (vergleiche Abbildung 18) reduziert.

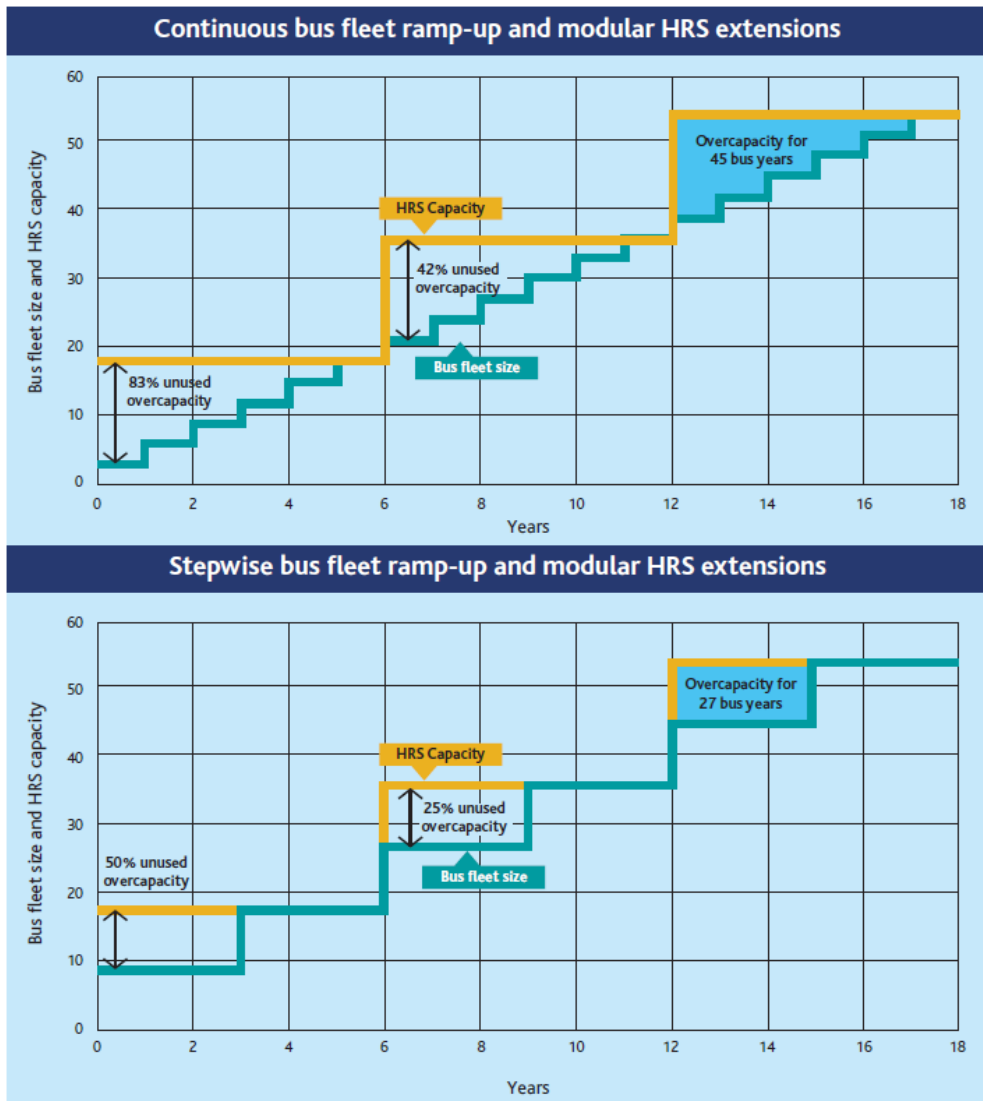


Abbildung 19: Überkapazitäten in Abhängigkeit der Bus-Beschaffungsstrategie: Oben: Kontinuierliche Beschaffung von 3 Bussen pro Jahr. Unten: Schrittweise Beschaffung von 9 Bussen alle drei Jahre (Reuter et al. 2017)

## 6.2.1 Fazit

Als Zwischenfazit können zur Tankstelleninfrastruktur die folgenden Handlungsempfehlungen festgehalten werden:

- Eine Wasserstofftankstelle sollte möglichst groß dimensioniert werden und mindestens einen täglichen Bedarf von 550 kg Wasserstoff decken können
- Die Auslastung der Tankstelle sollte möglichst hoch sein und nur in zeitlich begrenzten Ausnahmefällen unterhalb von 60 % liegen
- Die HRS sollte modular aufgebaut sein, um eine spätere Erweiterung zu ermöglichen
- Die Beschaffung von Wasserstofffahrzeugen (Busse, LKW, Müllsammelfahrzeuge) sollte lieber stufenweise als kontinuierlich erfolgen
- Zentrale Tankstellen sollten so gelegen sein, dass die Anfahrtswege für alle Akteure möglichst kurz sind

## Anwendungsbereiche

Der Fokus der Anwendung von Wasserstoff liegt in diesem Projekt auf der Nutzung im Schwerlastverkehr und in der Industrie. In diesen Sektoren gibt es entweder hohe Referenzkosten der bislang eingesetzten fossilen Energieträger (Verkehr) oder einen großen absoluten Energiebedarf, der derzeit fossil gedeckt wird (Industrie). Für eine zeitnahe Nutzung von Wasserstoff sind diese Sektoren daher besonders attraktiv. Weitere Sektoren, in denen Wasserstoff möglicherweise in der Zukunft zum Einsatz kommen könnte, werden nicht betrachtet.

### 7.1

## Anwendungsfeld Schwerlastmobilität

### 7.1.1

#### Motivation

In diesem Projekt steht die Schwerlastmobilität im Fokus der Anwendung von Wasserstoff. Dies ist zum einen durch die Förderrichtlinien begründet und hat zum anderen auch technisch-ökonomisch-ökologische Gründe. Im Vergleich zu PKW haben Fahrzeuge des Schwerlastverkehrs erheblich höhere jährliche Laufleistungen, wodurch das CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial größer ist. Zudem verteilen sich höhere Investitionskosten für die Fahrzeuge auf eine größere Laufleistung, was die spez. Kosten pro gefahrenem Kilometer reduziert.

Ein weiterer Grund für die Fokussierung auf die Schwerlastmobilität sind aktuelle ordnungspolitische Maßnahmen, sowohl in der EU als auch auf Bundesebene. Zur Umsetzung der auf EU-Ebene beschlossenen Clean Vehicle Directive (CVD) hat der Bundestag im Jahr 2021 das „Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge“ erlassen, mit dem die CVD in nationales Recht umgesetzt wird. In diesem Gesetz sind verbindliche Mindestquoten (BMVI 2021) für die Beschaffung von neuen Fahrzeugen durch öffentliche Auftraggeber seit August 2021 festgelegt. Demzufolge müssen etwa bei einer Beschaffung von Bussen mindestens 45 % der Fahrzeuge alternative Kraftstoffe nutzen (z.B. Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe, Biokraftstoffe), wobei davon die Hälfte lokal emissionsfrei (CO<sub>2</sub>-Emissionen < 1 g CO<sub>2</sub>/km) sein muss, was mit Hilfe von Batterie- und Brennstoffzellenbussen erreicht werden kann. Das Gesetz umfasst neben Bussen auch LKW, PKW und leichte Nutzfahrzeuge, wobei jeweils unterschiedliche Quoten gelten (siehe Abbildung 20).

Als weitere Motivation für die Nutzung von batterie- und wasserstoffelektrischen Antrieben kann das Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG) herangezogen werden. Im §1 Nummer 2 Satz 7 ist geregelt, dass für „elektrische betriebene Fahrzeuge im Sinne des § 2 Nummer 1 des Elektromobilitätsgesetzes“ keine Maut zu entrichten ist. Unter elektrisch betriebenen Fahrzeugen werden dabei sowohl reine Batteriefahrzeuge als auch Brennstoffzellenfahrzeuge verstanden. (BMVI 2011)

Ein schwerer LKW mit mehr als 18 t zulässigem Gesamtgewicht und einem Antrieb der Schadstoffklasse S 6 (Euro 6) spart dadurch rund 18,1 Cent / km ein. Bei einer jährlichen Laufleistung von 100.000 km entspricht dies einer Ersparnis von 18.100 €.

Fahrzeug- klasse	Definition „sauberes Fahrzeug“		Beschaffungsquoten 1. Referenzzeitraum, 02.08.2021 bis 31.12.2025	Beschaffungsquoten 2. Referenzzeitraum, 01.01.2026 bis 31.12.2030
<b>Pkw</b>	50 g CO <sub>2</sub> / km, 80% Luftschadstoffe (Prozentsatz der Emissionsgrenzwerte nach RDE)	ab 2026: 0 g CO <sub>2</sub> / km, k.A. zu Luftschadstoff- emissionen	38,5 %	
<b>leichte Nfz (&lt; 3,5 t zGM)</b>	50 g CO <sub>2</sub> / km, 80% Luftschadstoffe (Prozentsatz der Emissionsgrenzwerte nach RDE)		38,5 %	
<b>Lkw (&gt; 3,5 t zGM)</b>	Nutzung alternativer Kraftstoffe (lt. Art. 2 AFID bspw. Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe**, Biokraftstoffe**)		10 %	15 %
<b>Busse (&gt; 5 t zGM)</b>			45 % *	65 % *

Quelle: BMDV

\* Die Hälfte der beschafften Busse muss emissionsfrei sein, d.h. weniger als 1 g CO<sub>2</sub>/km ausstoßen, z.B. Elektro- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge.

\*\* Alternative Kraftstoffe dürfen nicht mit konventionellen, fossilen Kraftstoffen gemischt werden.

Abbildung 20: Quoten gemäß CVD

### 7.1.2 Stadtbusse

Mit Wasserstoff betriebene Stadtbusse stellen eine weitgehend erprobte Anwendungsmöglichkeit dar. Indem sich eine lokale Busflotte zentralisiert über wenige Wasserstofftankstellen versorgen lässt, konnte bereits zur gegenwärtigen Marktphase in einigen Busflotten eine zweistellige Anzahl an Brennstoffzellen-(BZ)-Bussen eingeführt werden. Zu den Kommunen in NRW, die bereits BZ-Busse betreiben oder bestellt haben, zählen Düren, Köln, Hürth, Münster und Wuppertal (Energieagentur.NRW 2021). In Ostwestfalen-Lippe hat die Stadt Bielefeld bereits vier BZ-Busse des Herstellers Caetano im Betrieb. Die mittlerweile gelieferten Busse gehen im ersten Quartal 2022 in den Probebetrieb. Insgesamt sind in NRW bereits 82 BZ-Busse im Einsatz (Stand Dezember 2021). Es bedarf jedoch eines deutlichen Zuwachses an Bussen, um das Ziel von 45% Anteil an allen ÖPNV-Bussen in 2030 zu erreichen. Ob dies erreicht werden kann, wird auch von der künftigen Preisentwicklung für BZ-Busse abhängen. Gegenwärtige eingesetzte BZ-Busse werden noch ausschließlich im Rahmen von öffentlich geförderten Verkehrsprojekten betrieben (Shell, Wuppertal Institut 2017). Während der erste BZ-Bus in 2010 noch 1,8 Mio. € kostete, fielen die Anschaffungskosten innerhalb eines Jahrzehnts bereits auf beispielsweise 625.000 € für das Modell Businova H2 von Safran (Sustainable Bus 2021). Als emissionsfreie Technologie im ÖPNV stehen BZ-Busse im Wettbewerb mit batterieelektrischen Bussen. Die vollständig batteriebetriebene Version des Businova weist zwar mit ca. 550.000 € geringere Anschaffungskosten auf, hat jedoch eine geringere Reichweite als das BZ-Modell. Daraus lässt sich jedoch auch eine Koexistenz von Batterie und Brennstoffzelle ableiten, in der die Stärken beider Technologien bestmöglich genutzt werden. Innerstädtische Kurzstrecken ließen sich dabei mit batterieelektrischen Bussen und Überland-Langstrecken mit BZ-Bussen abdecken.

### 7.1.3 Müllsammelfahrzeuge

Auch für Kommunalfahrzeuge im Schwerlast-Bereich stellt der Brennstoffzellen-Antrieb eine vielversprechende Anwendungsmöglichkeit dar. Müllsammelfahrzeuge müssen bis

zu 16 t an Nutzlast transportieren und im ländlichen Raum Tagesrouten über 100 km zurücklegen können. Weitere Energie wird zudem für den Betrieb der Müllpresse benötigt. Dieses Anforderungsprofil macht die Brennstoffzellen-Technologie attraktiv. Hinzu kommt die Planbarkeit der Tagesrouten und die Möglichkeit zur Betankung am Tagesende auf dem Gelände des Entsorgungsbetriebs.

Bundesweit haben bereits 18 kommunale Entsorgungsbetriebe erste BZ-Müllsammelfahrzeuge angeschafft (Loskarn 2021). Dabei ist das Angebot an Modellen noch begrenzt. Auch der Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld testet bereits in einer Pilotphase ein Müllsammelfahrzeug mit Wasserstoff-Range-Extender für den späteren Regelbetrieb. Das Fahrzeug wird aktuell noch in einem einwöchigen Tankintervall im ca. 20 km entfernten Wiedenbrück betankt. Bei einem Regelbetrieb von mehreren BZ-Fahrzeugen ist perspektivisch eine lokale Tankinfrastruktur in Bielefeld erforderlich. In Deutschland werden BZ-Müllsammler zum einen von der Unternehmensgruppe Kirchhoff über ihre Marken FAUN und Zoeller angeboten, zum anderen vom niederländische Hersteller E-Trucks. Beide Hersteller bauen die Fahrzeuge modular auf einer konventionellen Basis für Schwerlast-Nutzfahrzeuge wie der Daimler Eonic auf und statten diese sowohl mit Brennstoffzellen als auch Batteriepacks aus (E-Trucks Europe 2021; Faun 2020). Die Kapazität des Wasserstofftanks kann dadurch auf die benötigte Reichweite des Fahrzeugs abgestimmt werden, beispielsweise im Modell von Faun auf bis zu 16 kg H<sub>2</sub> (Faun 2020). Aufgrund der aktuell hohen Erzeugungskosten für Grünen Wasserstoff, wird die Brennstoffzelle in diesen Fahrzeugkonzepten als Range-Extender betrieben. Dabei wird zuerst die in der Batterie gespeicherte Energie genutzt, bevor die Brennstoffzelle zugeschaltet wird und diese die Batterie nachlädt (Loskarn 2021).

#### 7.1.4 LKW

Aufgrund der benötigten hohen Reichweite bis über 1000 km und kurzen Betankungszeiten werden im Güterverkehr hohe Erwartungen an BZ-LKWs geknüpft. Um den Güterverkehr auf der Straße großflächig mit Wasserstoff betreiben zu können, bedarf es, wie in Kapitel 6 besprochen, einer ausgeprägten Infrastruktur von öffentlich zugänglichen Wasserstoff-Tankstellen.

Die unterschiedlichen LKW-Modelle lassen sich entsprechend ihres zulässigen Gesamtgewichts klassifizieren. Dabei werden alle Modelle mit einem Maximalgewicht unter 3,5 t in Klasse N1, zwischen 3,5 t und 12 t in Klasse N2 und zuletzt alle LKW mit über 12 t in Klasse N3 eingeordnet. Dabei ist anzumerken, dass Modelle der Klasse N3 gemeinhin als Schwerlast-LKW bezeichnet werden.

In der für dieses Projekt relevanten Klasse N3 gibt es derzeit in Europa nur ein verfügbares Modell am Markt. Der Hersteller Hyundai XCient Fuel Cell ist als 4x2 oder 6x2 Motorwagen erhältlich. Bislang lediglich in der Schweiz verfügbar, wird das Fahrzeug ab Anfang 2022 auch in Deutschland erhältlich sein. Der LKW hat ein zulässiges Gesamtgewicht von 36 t (4x2) bzw. 42 t (6x2), eine Reichweite von 400 km und eine Leistung der Elektromotoren von 350 kW. Das H<sub>2</sub>-Tanksystem kann 31 kg Wasserstoff bei 350 bar speichern. Der XCient Fuel Cell ist mit unterschiedlichen Aufbauten (Kühlkoffer, Trockenkoffer isoliert / unisoliert, Planaufbauten) erhältlich. Das Fahrzeug kostet ohne Aufbau 550.000 € (4x2) bzw. 570.000 € (6x2). Zusätzlich fallen für das Servicepaket 25.000 € pro Jahr an. Dieses beinhaltet alle notwendigen Wartungen, Reifenverschleiß sowie Reparaturen im Fall von Defekten.

Die Lieferzeit wird aktuell mit 5 Monaten angegeben.

Eine Version als Sattelzugmaschine ist aufgrund bislang ungelöster technischer Herausforderungen voraussichtlich nicht vor 2024 erhältlich.

Einige weitere Hersteller, wie beispielsweise Mercedes oder Nikola Motors, testen seit mehreren Jahren unterschiedliche Fahrzeugkonzepte in Pilotprojekten und haben die



Serienfertigung von Modellen etwa für das Jahr 2024 angekündigt. Demensprechend ist mit einem Markthochlauf der Schwerlast-BZ-LKW ab etwa 2025 zu rechnen.

-----  
Anwendungsbereiche  
-----

Alternativ zur Brennstoffzelle ließe sich mit Wasserstoff auch ein Verbrennungsmotor betreiben. Aufgrund der technologischen Nähe zum Dieselmotor bedarf es zur Erreichung der Serienreife nur geringen Entwicklungsaufwand. Durch voraussichtlich niedrigere Anschaffungskosten für LKW mit H<sub>2</sub>-Motor ließe sich ein frühzeitiger Markthochlauf erreichen, wobei die jährlichen Stückzahlen durch die erforderliche Handarbeit bei der Umrüstung beschränkt sind. Nachteilig erweist sich zudem der etwa halbierte Wirkungsgrad bei Verbrennung von Wasserstoff verglichen mit dessen Nutzung in einer Brennstoffzelle. Da Treibstoffkosten einen großen Anteil an den Gesamtkosten von LKW haben, weisen Wasserstoff-Verbrenner und Brennstoffzelle bereits ab 2025 ähnliche Gesamtkosten auf (AVL und ZSW 2021). In den Folgejahren entwickelt sich das Verhältnis dann zu Gunsten von Brennstoffzellenfahrzeugen weiter.

Um eine noch größere Energiedichte im Fahrzeugtank zu ermöglichen, planen einige Hersteller zukünftig die Betankung von LKWs mit sogenanntem Subcooled Liquid Hydrogen (sLH<sub>2</sub>) oder mit Cryocompressed Hydrogen (CCH<sub>2</sub>). Bei sLH<sub>2</sub> stellt eine Kryopumpe den flüssigen Wasserstoff bei ca. -248 °C und 16 bar zur Verfügung. Es besteht jedoch weiterer Entwicklungsbedarf bezüglich der Lebensdauer aller Tankstellen-Komponenten, die in Kontakt mit dem tiefkalten LH<sub>2</sub> stehen. Die Daimler Truck AG hat für das Jahr 2023 den Test eines Wasserstoff-LKW basierend auf sLH<sub>2</sub>-Technologie angekündigt. Dabei besteht die Entwicklungs-Herausforderung in der Vakuumisolierung des LKW-Tanks um Abdampfungsverluste (boil-off) vergleichbar wie beim Transport von LH<sub>2</sub> zu vermeiden (H<sub>2</sub> Mobility 2021a).

Cryocompressed Hydrogen stellt eine Weiterentwicklung von sLH<sub>2</sub> dar, bei der die Energiedichte des Kraftstoffs noch weiter erhöht werden kann. Dafür wird der als LH<sub>2</sub> angelieferte Wasserstoff während des Betankungsvorgangs bei -240 °C nahe dem Phasenübergang gehalten und zusätzlich durch eine Kryopumpe auf 350 bar komprimiert. Der Vorteil gegenüber sLH<sub>2</sub> besteht auch darin, dass es im LKW-Tank nicht zu Abdampfungsverlusten kommt und die Technologie flexibler eingesetzt werden kann. So können auch LKWs mit CCH<sub>2</sub> betankt werden, deren Tank nicht die tiefkalten Temperaturen halten kann und somit lediglich nicht die maximal mögliche Speicherdichte erreichen. Die Entwicklungsphase des ersten CCH<sub>2</sub> Tank- und Betankungssystem von der Firma Cryomotive GmbH soll bis 2023 abgeschlossen sein (H<sub>2</sub> Mobility 2021a).

Da sich die Technologien Subcooled Liquid Hydrogen (sLH<sub>2</sub>) und Cryocompressed Hydrogen (CCH<sub>2</sub>) noch in der Entwicklung befinden und derzeit nicht als marktreif angesehen werden können, finden diese keine weitere Berücksichtigung im Projekt *HyDrive-OWL*.

### 7.1.5

#### **Potenzialerhebung für die Anwendung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr**

Für die Entwicklung eines Konzepts zum Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur ist aus Sicht der Autoren das Anwendungspotenzial der entscheidende Baustein. Da sich die Nachfrageseite häufig aus einer Vielzahl kleiner und mittlerer Verbraucher zusammensetzt, ist die Potenzialermittlung eher kleinteilig und nicht selten arbeitsintensiv.

#### **Methodik**

Zur Ermittlung des Anwendungspotenzials im Schwerlastverkehr wird ein Bottom-Up-Ansatz gewählt. Dabei wird mit Hilfe eines Fragebogens das Potenzial für die Nutzung

von Wasserstoff in einzelnen Unternehmen abgefragt, woraus sich ein Gesamtpotenzial ergibt.

Als alternatives Vorgehen wäre ein Top-Down-Ansatz denkbar. Dabei wird auf Basis öffentlich verfügbarer Literatur und Studien (EU-weit, bundes- und landesweit, regional) der Wasserstoffbedarf im Schwerlastverkehr rechnerisch ermittelt. Da hierfür eine Vielzahl Annahmen getroffen werden muss, sind die resultierenden Ergebnisse mit einer Unsicherheit behaftet. Zudem hat dieser Ansatz den Nachteil, dass sich keine konkreten Unternehmen in der Region identifizieren lassen. Da für eine spätere Umsetzungsphase jedoch Unternehmen die zentralen Akteure sind, ist eine alleinige Nutzung des Top-Down-Ansatzes aus Sicht der Autoren ungeeignet zur Erreichung des Ziels und könnte bestenfalls zusätzlich zum Bottom-Up-Ansatz eingesetzt werden.

In diesem Projekt wird zur Potenzialerhebung aus den genannten Gründen ein Bottom-Up-Ansatz genutzt.

Auf Basis der Erfahrungen aus einem vorangegangenen Projekt wurde zunächst ein Fragebogen entwickelt und über das Internet frei zugänglich gemacht. Mit dem Fragebogen wurden zwei Ziele verfolgt:

1. Erfassung des Potenzials für die Nutzung von Wasserstoff in Unternehmen der Region OWL
2. Identifikation von interessierten Unternehmen für die spätere Umsetzungsphase

Der Fragebogen wurde dabei so aufgebaut, dass Unternehmen lediglich ihnen bekannte Daten eintragen mussten, wie beispielsweise die Anzahl an Fahrzeugen im Fuhrpark und die durchschnittliche jährliche Fahrleistung. Dabei fand eine standortspezifische Abfrage statt, um eine spätere räumliche Darstellung zu ermöglichen. Unternehmen mit mehreren Standorten in der Region wurden daher gebeten, den Fragebogen mehrfach auszufüllen. Die Abfrage wurde in folgende Kategorien gegliedert:

- Angaben zum Unternehmen
- Fuhrpark
- Sonstige Nutzfahrzeuge (z.B. Flurförderfahrzeuge)
- Heutige Wasserstoffherzeugung und -bedarf
- Vorhandene Industrieprozesse (z.B. Brenn-, Schmelzprozesse)
- Selbsteinschätzung (z.B. Motivation, äußere Sachzwänge, etc.)

Aus diesen Daten wurde anschließend unter Verwendung von Annahmen (siehe folgender Abschnitt) der Wasserstoffbedarf jedes Unternehmens errechnet. Dabei wurde in unterschiedliche Sektoren unterschieden (PKW, LKW, Industrieprozesse, Wärme, etc.).

Um mit dem Fragebogen eine möglichst große Reichweite zu erzielen und auf diese Weise eine hohe Anzahl an Rückläufern zu erreichen, wurden unterschiedliche Maßnahmen ergriffen, die nachfolgend erläutert sind.

- Presseinformationen: Um gerade kleine und mittelständische Unternehmen in der Breite zu erreichen, wurde die Umfrage über verschiedene Zeitungsartikel beworben, beispielsweise am 10.04.21 im Westfalen-Blatt unter dem Titel „Unternehmen gesucht für Wasserstoff-Projekt“
- News-Beitrag auf Projektwebsite: Für das Projekt wurde unter Verwaltung des Kreises Minden-Lübbecke eine eigens gemeinsame Projektwebsite geschaffen ([h2-owl.de](http://h2-owl.de)), die redaktionell von allen drei Projektpartnern mit Inhalten

versorgt wird. In einem separaten Blogeintrag vom 08.04.21 wurde die Umfrage beworben.

- Unterstützung durch Wirtschaftsförderungen und Industrie- und Handelskammern: Für eine gezielte Ansprache von Unternehmen der Region wurden über deren Kanäle zielgerichtet interessierte Akteursgruppen angesprochen. Die Ansprache erfolgte über Newsletter, Blogposts auf den Websites der IHK sowie durch direkte Kontaktaufnahme zu relevanten Unternehmen.

## Annahmen und Randbedingungen

Für die Berechnung des Wasserstoffpotenzials in der Region aus den Angaben der Unternehmen in den Fragebögen wurden verschiedene Annahmen getroffen.

Für die unterschiedlichen Fahrzeugklassen wurde jeweils ein Wasserstoffverbrauch in kg/km angenommen. Die Werte sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt.

Fahrzeugklasse	Wert	Einheit	Quelle
PKW	0,010	kg/km	Praxiserfahrung
NFZ 3,5 – 7,5 t	0,033	kg/km	(Faun 2020; Mitsubishi Fuso Truck and Bus Corporation 2020)
NFZ > 7,5 t	0,075	kg/km	(Esoro 2016)
Stadtbus 12 m	0,090	kg/km	(Reuter et al. 2017)
Stadtbus 18 m	0,120	kg/km	(Reuter et al. 2017)
Flurförderfahrzeug	0,194	kg/km	(Günthner et al. 2015)

Für die im nachfolgenden Abschnitt dargestellten Ergebnisse wurde angenommen, dass die heute genutzten Diesel-Fahrzeuge vollständig durch Wasserstofffahrzeuge ersetzt werden. Die Ergebnisse stellen somit eine optimistische Abschätzung dar, da Unternehmen voraussichtlich mit einer Mischung aus unterschiedlichen Antriebsarten (Batterie, Wasserstoff, ggf. auch (synthetisch erzeugter) Diesel) arbeiten werden.

## Ergebnisse

Der Fragebogen wurde von insgesamt 78 Unternehmen der Region vollständig ausgefüllt.

Unter den Annahmen in vorangehenden Abschnitt ergibt sich nur für die befragten Unternehmen ein Gesamtwasserstoffpotenzial von 25.754 Tonnen pro Jahr, wovon etwa 8.290 t/a auf die Mobilität entfallen (siehe Abbildung 21). Den Großteil macht der Bedarf zur Erzeugung von Wärme aus.

Es ist anzumerken, dass in diesem Projekt keine stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in OWL identifiziert werden konnte.

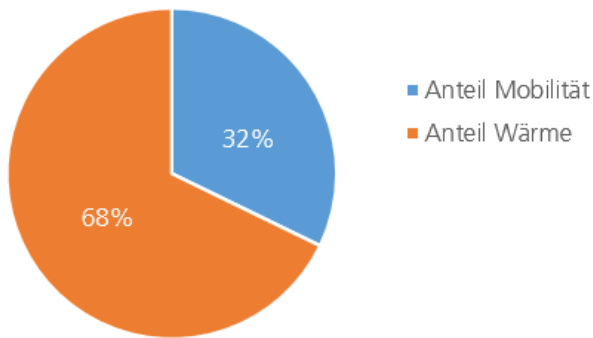


Abbildung 21: Anteil der Verbrauchsarbeiten am Gesamtwasserstoffpotenzial

In Abbildung 22 ist das Wasserstoffpotenzial nach Kategorie (Mobilität oder Wärmeerzeugung) und Unternehmen aufgeschlüsselt. Es ist zu sehen, dass einzelne Unternehmen ein jährliches Wasserstoffpotenzial von bis zu 5.850 t/a haben. Deutlich wird aber auch, dass der Großteil des Wasserstoffpotenzials von wenigen Unternehmen verursacht wird. Lediglich 10 % der befragten Unternehmen verursachen 89 % des gesamten Wasserstoffpotenzials, wobei die Nutzung zur Wärmeerzeugung hier den Großteil ausmacht.

Die Wärme wird heute in den meisten Unternehmen durch die Verbrennung von Erdgas erzeugt und in unterschiedlichen Anwendungen genutzt. Genannt werden etwa Trocknungsprozesse, Spritzguss, Glüh- und Anlassprozesse, Schmelzprozesse und Pulverbeschichtungen. Die benötigten Temperaturniveaus schwanken in einer großen Spannweite zwischen < 80 °C bis > 300 °C.

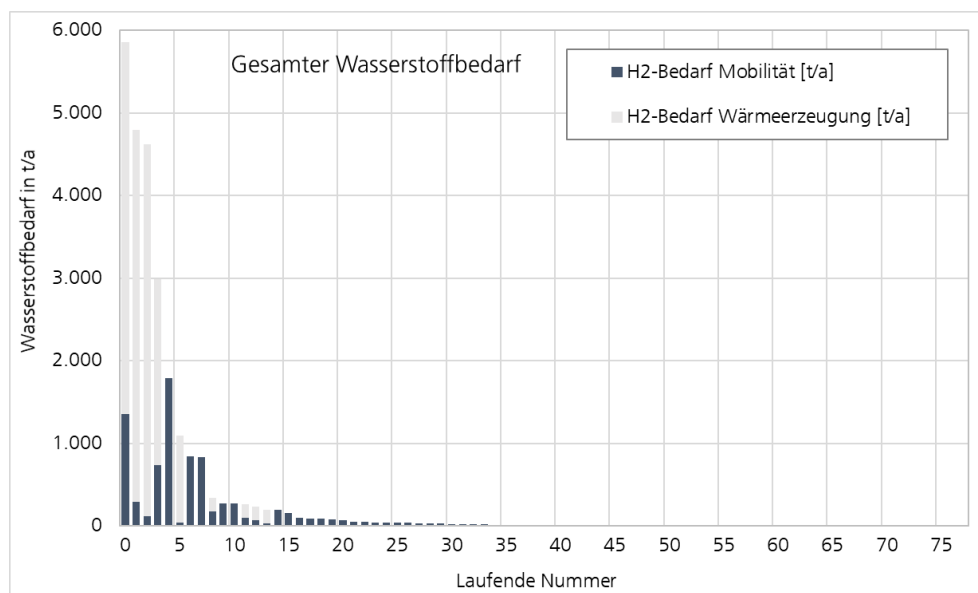


Abbildung 22: Aufschlüsselung des Wasserstoffpotenzials nach Unternehmen und Kategorie

Da der Fokus in diesem Projekt auf der Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität liegt, ist in Abbildung 23 das Wasserstoffpotenzial der befragten Unternehmen in der Mobilität dargestellt. Auch hier wurde das Potenzial nach Unternehmen und zusätzlich nach der Fahrzeugklasse aufgeschlüsselt. Das Potenzial wurde anschließend nach der Größe in absteigender Reihenfolge sortiert. Dadurch verändern sich die „laufenden Nummern“ auf der X-Achse zwischen den Abbildungen Abbildung 22 und Abbildung 23.

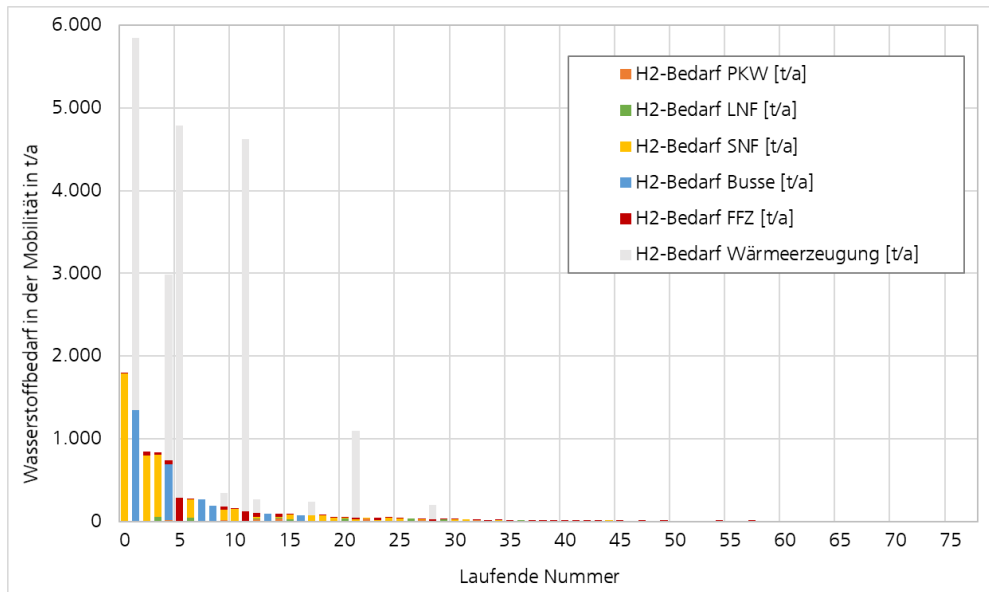


Abbildung 23: Darstellung des Wasserstoffpotenzials der befragten Unternehmen in der Mobilität und zur Wärmeerzeugung, aufgeschlüsselt nach Unternehmen und Fahrzeugklasse

In einem zweiten Schritt wurde das Wasserstoffpotenzial für die Wärmeerzeugung ausgeblendet und die Skalierung angepasst, woraus sich Abbildung 24 ergibt. Das maximale Wasserstoffpotenzial eines einzelnen befragten Unternehmens beträgt bis zu 1.800 t/a. Auch hier ist zu sehen, dass der Großteil des Wasserstoffpotenzials von über 68 % von nur 10 % der befragten Unternehmen verursacht wird.

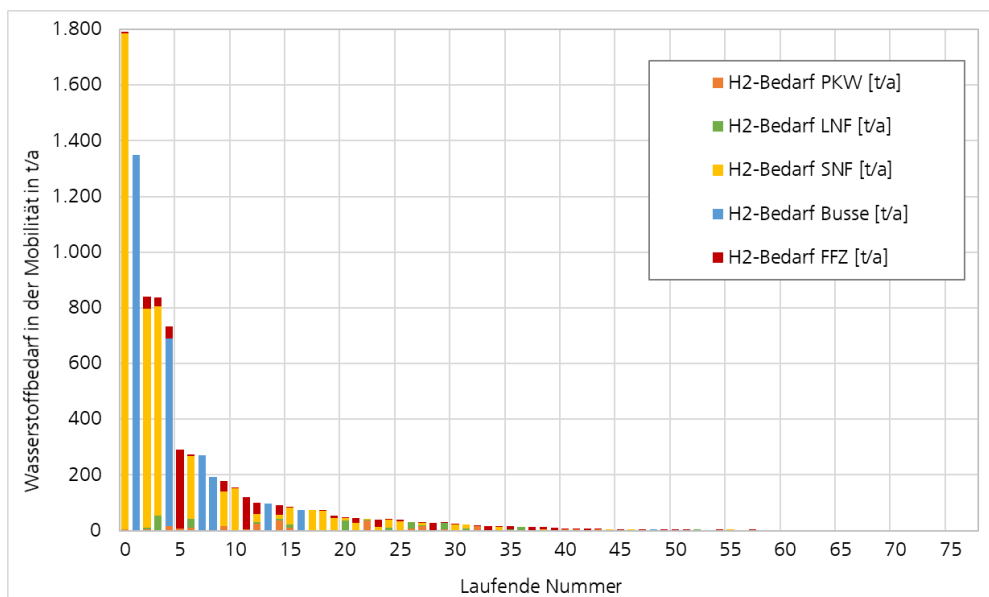


Abbildung 24: Darstellung des Wasserstoffpotenzials der befragten Unternehmen in der Mobilität, aufgeschlüsselt nach Unternehmen und Fahrzeugklasse

Im nächsten Schritt wurde die Aufteilung des Wasserstoffpotenzials in der Mobilität auf die unterschiedlichen Fahrzeugklassen näher analysiert. In Abbildung 25 ist auf der linken Seite der Anteil am gesamten Wasserstoffpotenzial dargestellt, der durch die jeweilige Fahrzeugklasse verursacht wird. Es ist zu sehen, dass schwere Nutzfahrzeuge (LKW mit > 7,5 t zul. Gesamtgewicht) mit rund 52 % den größten Anteil ausmachen, gefolgt von Bussen mit 32 % und Flurförderfahrzeugen mit 10 %. PKW und leichte

Nutzfahrzeuge (3,5 – 7,5 t zul. Gesamtgewicht) haben einen Anteil von jeweils 3 %. Somit verursachen SNF und Busse gemeinsam rund 84 % des gesamten Wasserstoffpotenzials.

-----  
Anwendungsbereiche  
-----

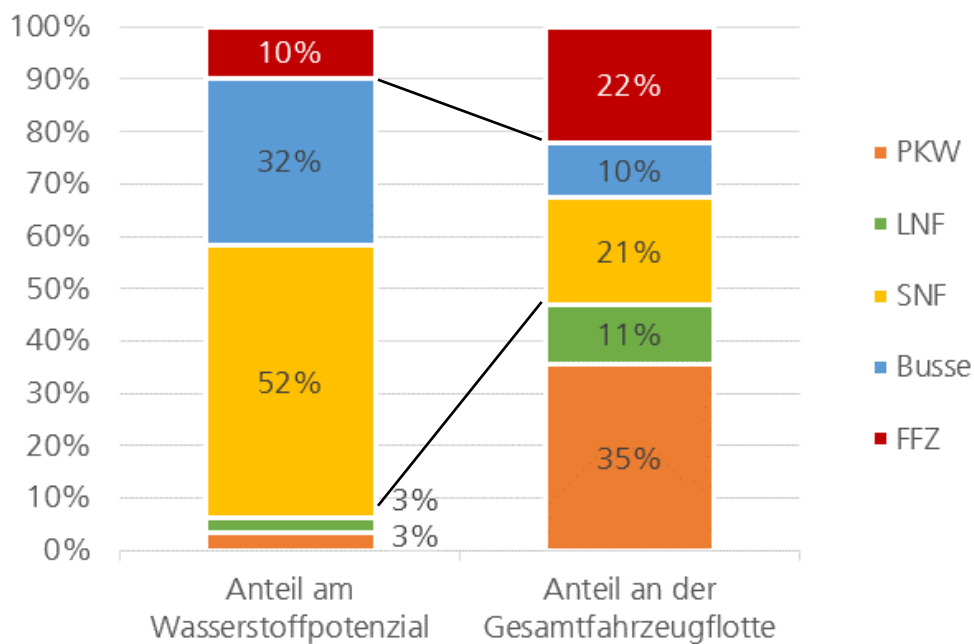


Abbildung 25: Anteil der Fahrzeugklassen am Wasserstoffpotenzial sowie an der Gesamtfahrzeugflotte

Um die Bedeutung der jeweiligen Fahrzeugklasse für das Wasserstoffpotenzial zu verstehen, lohnt in diesem Kontext ein Blick auf die absolute Anzahl an Fahrzeugen bei den befragten Unternehmen (Tabelle 12) sowie deren relative Verteilung innerhalb der Gesamtflotte der befragten Unternehmen (Abbildung 25 rechts). Es ist zu sehen, dass PKW mit einem Anteil von 35 % den größten Anteil an den Flotten der befragten Unternehmen ausmachen, gefolgt von Flurförderfahrzeugen (22 %), schweren Nutzfahrzeugen (21 %), leichten Nutzfahrzeugen (11 %) und Bussen (10 %).

Tabelle 12: Absolute Anzahl der Fahrzeuge bei den befragten Unternehmen

Fahrzeugklasse	Anzahl Fahrzeuge bei befragten Unternehmen
Personenkraftwagen	1.316
Leichte Nutzfahrzeuge	426
Schwere Nutzfahrzeuge	762
Busse	382
Flurförderfahrzeuge	828

Durch Vergleich des Anteils einer Fahrzeugklasse am Wasserstoffpotenzial mit ihrem Anteil an der Gesamtfahrzeugflotte fällt insbesondere die große Bedeutung der Busse und der SNF auf. Gemeinsam haben diese einen Anteil von 84 % am Wasserstoffpotenzial aber von nur 31 % an der Gesamtfahrzeugflotte. Das gegenteilige Extrem ist bei PKW zu beobachten, die über ein Drittel (35 %) der Fahrzeugflotten ausmachen, aber nur rund 3 % des Wasserstoffpotenzials.

Für diese erhebliche Diskrepanz gibt es vor allem zwei Gründe.

Wie in Abbildung 26 zu sehen, weisen die SNF und Busse der befragten Unternehmen erheblich größere Jahreslaufleistungen auf als PKW. Liegt der Anteil der PKW mit einer Jahreslaufleistung von über 50.000 km bei nur 7 %, steigt dieser bei SNF auf 43 % und bei Bussen auf 86 %.

Zusätzlich haben Busse und SNF mit etwa 7,5 – 9,0 kg auf 100 km einen höheren Kraftstoffverbrauch als PKW (ca. 1 kg / 100 km).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass ein Bus oder SNF mit Wasserstoffantrieb aufgrund höherer Kraftstoffverbräuche und höherer jährlicher Laufleistungen in etwa den gleichen Wasserstoffbedarf verursacht wie 30 PKW.

Die Angaben der befragten Unternehmen untermauern somit die grundsätzliche Ausrichtung des Projekts *HyDrive OWL* auf die Nutzung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr.

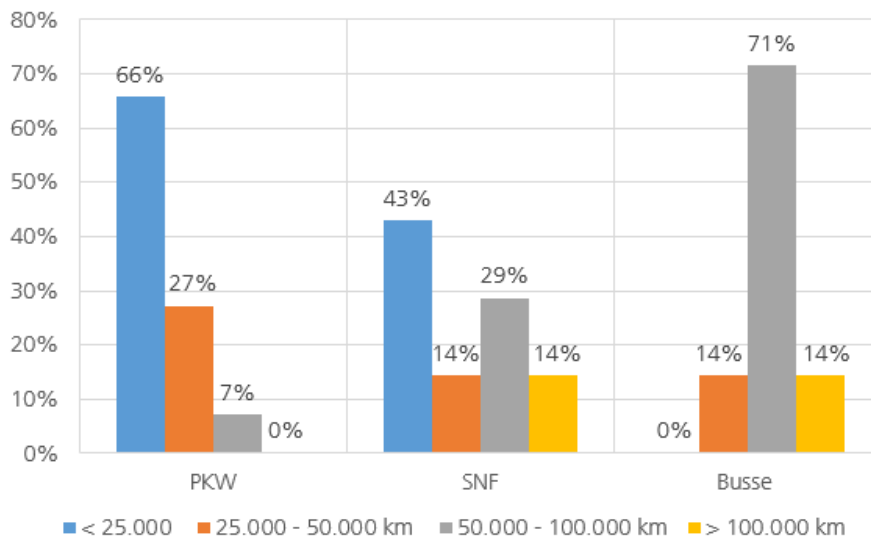
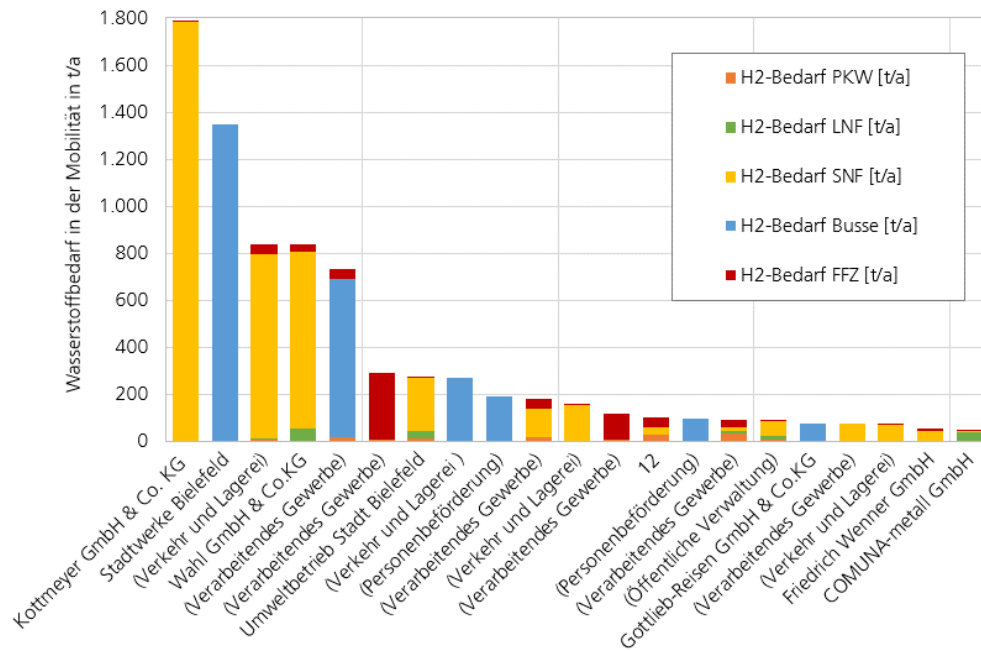


Abbildung 26: Jährliche Laufleistungen nach Fahrzeugklassen

In Abbildung 27 sind von allen befragten Unternehmen die Top 20 mit dem größten Wasserstoffpotenzial in der Mobilität dargestellt (die Grafik ist ein Ausschnitt aus Abbildung 24). Es ist gut zu sehen, dass die Unternehmen mit einem hohen Wasserstoffpotenzial häufig vor allem eine Fahrzeugklasse einsetzen; überwiegend sind das SNF und Busse, teilweise auch FFZ. Aufgrund der geschäftlichen Ausrichtung der Unternehmen ist das wenig verwunderlich. Es bietet zugleich den Vorteil, dass für die Einführung von wasserstoffbasierten Antriebssystemen in diesen Unternehmen im ersten Schritt nur eine Fahrzeugklasse betrachtet werden muss, was den Aufwand bei Beschaffung und Errichtung der erforderlichen Infrastruktur begrenzt.

Zusätzlich sind in Abbildung 27 die Namen aller Unternehmen angegeben, die einer Veröffentlichung ihrer Daten zugestimmt haben, wenngleich dies die Minderheit ist. Die Namen der übrigen Unternehmen sind (mit Ausnahme von Nummer 12) den Autoren dieses Berichts bekannt.



-----  
Anwendungsbereiche  
-----

Abbildung 27: Top 20 der befragten Unternehmen mit dem größten Wasserstoffpotenzial in der Mobilität

Zusätzlich zu den Daten zur Berechnung des Wasserstoffpotenzials wurden die Unternehmen auch hinsichtlich ihrer möglichen Motivation für die Einführung von Alternativen Antriebssystemen befragt.

Rund 53 % der Befragten geben an, dass mögliche (Diesel-)Fahrverbote in der Zukunft sie beschäftigen, zwei Drittel (67 %) geben an, dass sie sich Gedanken zur geplanten Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer machen.

Aus beiden Fragen kann abgeleitet werden, dass die Mehrzahl der befragten Unternehmen von Änderungen des derzeitigen Status Quo ausgeht und daraus einen Handlungsbedarf ableitet.

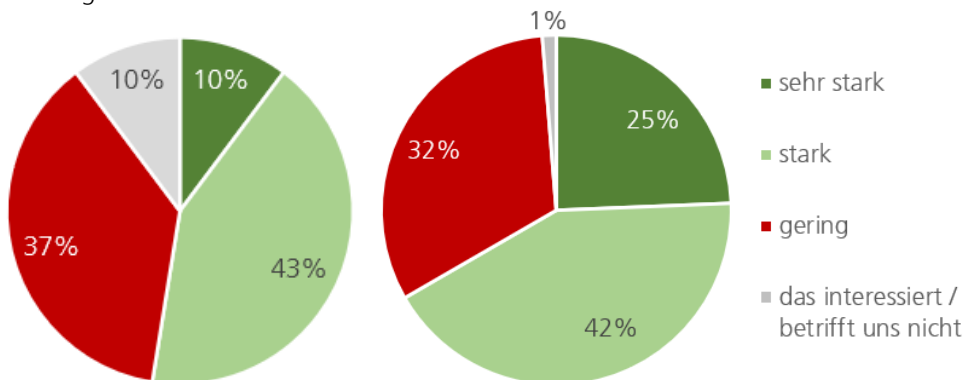


Abbildung 28: "Beschäftigt Sie die Frage nach möglichen Fahrverboten (z.B. für Dieselfahrzeuge) in der Zukunft?" (links);

"Ich mache mir Gedanken zur geplanten Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer." (rechts)

Zusätzlich wurde gefragt, welche Mehrkosten die Unternehmen für die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff im Vergleich zu „grauem“ Wasserstoff zu zahlen. Hier ergibt sich ein gemischtes Bild (vergleiche Abbildung 29). Gut ein Drittel ist nicht bereit, Mehrkosten zu zahlen, während knapp die Hälfte Mehrkosten von mindestens 5 % tragen würde.



Nicht gefragt wurde leider nach der Bereitschaft, Mehrkosten für alternative Antriebe (wie etwa Wasserstoffbrennstoffzellenantriebe) gegenüber fossilen Antrieben zu zahlen.

-----  
Anwendungsbereiche  
-----

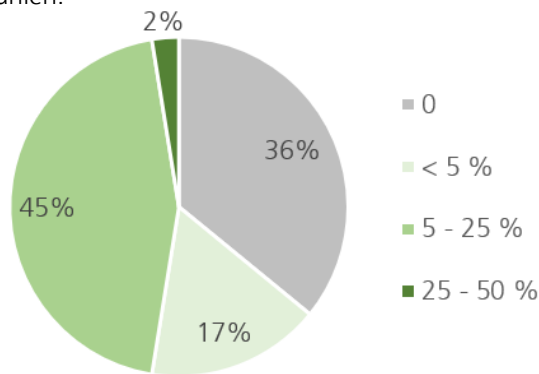


Abbildung 29: "Welche Mehrkosten würden Sie für "grünen" Wasserstoff im Vergleich zu "grauem" Wasserstoff zahlen?"

### Zwischenfazit zur Potenzialerhebung in der Mobilität

In den befragten Unternehmen der Region OWL gibt es ein Wasserstoffpotenzial in Höhe von knapp 25.000 t/a, wovon rund ein Drittel (knapp 8.300 t/a) auf den Mobilitätssektor entfallen.

Innerhalb des Mobilitätssektors verursachen schwere Nutzfahrzeuge und Busse zusammen einen Anteil von 84 % am Wasserstoffpotenzial. Die übrigen Fahrzeugklassen (PKW, LNF, FFZ) spielen bei den befragten Unternehmen eine untergeordnete Rolle.

Der Großteil des Wasserstoffpotenzials wird zudem durch wenige Unternehmen verursacht. So hat allein die Spedition Kottmeyer GmbH & Co. KG ein Potenzial von 1.800 t/a für den Betrieb seiner LKW und stellt damit den größten identifizierten Einzelverbraucher dar. Die Stadtwerke Bielefeld als zweitgrößter potenzieller Verbraucher haben einen Bedarf von gut 1.300 t/a für den Betrieb ihrer Stadtbusse.

Beide Ergebnisse, sowohl die Konzentration des Wasserstoffpotenzials auf einige große Verbraucher als auch auf nur zwei Fahrzeugklassen (Busse, SNF) ist für den Aufbau einer Modellregion und ein Umsetzungskonzept von Vorteil. Für die Errichtung einer ersten Versorgungsinfrastruktur für diese Gruppen ist eine begrenzte Anzahl an Tankstellenstandorten ausreichend. Zudem muss diese Infrastruktur vorerst nur für die Betankung von wenigen Fahrzeugkategorien dimensioniert werden.

## 7.2

### Anwendungsfeld Industrie

Nachfolgend wird die mögliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in der Region OWL thematisiert.

#### 7.2.1

##### Motivation

Der heute weltweit eingesetzte Wasserstoff wird fast vollständig in der Industrie genutzt und zu 95 % direkt am Ort des Verbrauchs erzeugt, nur rund 5 % werden gehandelt und somit an einem anderen Ort erzeugt als verbraucht (Töpler und Lehmann 2014). Die Anwendung im Verkehr (siehe Kapitel 7.1) hat heute eine untergeordnete Rolle, die in den kommenden Jahren stark wachsen wird.

Der in der EU-28 gehandelte Wasserstoff verteilt sich auf eine Vielzahl von Klein- und Kleinstanwendungen und kann im Wesentlichen in die beiden Oberkategorien „Metallverarbeitung“ und „Sonstige Industrie“ gegliedert werden. In der Metallverarbeitung von Wasserstoff etwa für die Eisenreduktion, als Schutzgas oder zur Wärmebehandlung eingesetzt. Die Gesamtmenge in der EU-28 beträgt 0,41 Megatonnen pro Jahr und der Wasserstoff wird üblicherweise mit Trailern (CGH<sub>2</sub>) zum Ort des Verbrauchs geliefert.

Unter „Sonstige Industrie“ fällt beispielsweise der Einsatz zur Herstellung von Halbleitern, als Treibmittel (Raketen), für die Glasherstellung, zur Hydrierung (Härtung) von Fetten oder als Kühlmittel in Generatoren. Das in der EU-28 gehandelte Gesamtvolumen beträgt 0,07 Mt/a, wobei der Wasserstoff ebenfalls überwiegend mittels Trailer (gasförmig oder flüssig) und teils über On-Site-Elektrolyse-Anlagen bereitgestellt wird.

Es wird erwartet, dass Wasserstoff zukünftig in verschiedenen weiteren Anwendungen zum Einsatz kommen kann. Überall dort, wo heute in Produktionsverfahren sehr hohe Temperaturen durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern nötig sind, ist Wasserstoff (oder auf Basis von Wasserstoff erzeugte synthetische Energieträger) neben der direkten Stromnutzung die einzige Alternative für eine klimaneutrale Produktion. Als Beispiele sind hier das Brennen von Calciumcarbonat zu Calciumoxid (Zement- / Kalkherstellung) in Drehrohröfen, die Glasherstellung (Schmelzen von Altglas oder Siliziumdioxid) oder Glühprozesse zur Umformung (etwa von Metallen in der Automobilherstellung) zu nennen. Viele dieser Prozesse lassen sich jedoch heute aufgrund niedriger Kosten des derzeit eingesetzten fossilen Energieträgers noch nicht wirtschaftlich auf die Nutzung von Wasserstoff umstellen und spielen in diesem Projekt daher eine untergeordnete Rolle.

### 7.2.2

#### Methodik

Die Firma energielenker projects GmbH aus Münster wurde in einem Unterauftrag mit der Erfassung von potenziellen Wasserstoffverbrauchern in der Industrie in der Kernregion beauftragt.

Dazu wurde im ersten Schritt eine Recherche zur Identifikation von Unternehmen in Branchen durchgeführt, in denen bereits heute ein Wasserstoffbedarf erwartet wurde:

- Methanolherstellung
- Chemische Industrie
  - Herstellung von Stickstoffdünger (Haber-Bosch-Verfahren)
  - Erdölraffinerien zur Raffinierung von Mineralöl
- Luft- und Raumfahrt als Raketentreibstoff
- Lebensmittelindustrie (Katalytische Fetthärtung)
- Metallveredelung
- Verchromung
- Maschinenbau
- Automobilzulieferer
- Chipherstellung
- Vitaminherstellung

Zudem wurde die Recherche ausgeweitet auf Prozesse, in denen Wasserstoff zukünftig als Erdgassubstitut eingesetzt werden könnte, wie beispielsweise in der Betonherstellung oder in Gießereien.

Alle identifizierten Unternehmen wurden anschließend per E-Mail oder telefonisch kontaktiert, um die konkreten Bedarfe nach Wasserstoff zu erfragen. Dadurch kann einerseits der potenzielle Wasserstoffbedarf dieser Unternehmen erfasst und in der

Erstellung des Konzepts berücksichtigt werden. Andererseits wird durch diesen ersten Kontakt die Möglichkeit geschaffen, diese Unternehmen in einer möglichen späteren Realisierungsphase einzubinden.

-----  
Anwendungsbereiche  
-----

### **7.2.3 Ergebnis**

In Summe konnten mit der gewählten Methodik 28 Unternehmen in der gesamten Region OWL identifiziert und kontaktiert werden.

Zusammenfassend muss jedoch festgestellt werden, dass keines der identifizierten und angesprochenen Unternehmen aktuell Wasserstoff nutzt oder dies perspektivisch plant. Nur zwei Unternehmen hatten grundsätzliches Interesse an einer möglichen Wasserstoffnutzung, mit einem dieser Unternehmen (Heinrich Meier Eisengießerei) konnte ein Gespräch geführt werden.

Die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie wurde daher bei der Ermittlung des gesamten Wasserstoffpotenzials in der Region OWL nicht weiter berücksichtigt.

Nichtsdestotrotz ist die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie ein wichtiger Baustein für den Ausbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft. Die dort benötigten Mengen sind pro Standort in der Regel erheblich größer als etwa bei einem Logistikstandort. Zudem fällt der Bedarf wesentlich gleichmäßiger an und unterliegt nur geringen tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Beide Aspekte wirken sich positiv auf die Auslastung größer Elektrolysestandorte aus, wie sie voraussichtlich gegen Ende der 2020er Jahre zu erwarten sind.

Aus diesem Grund sollte die regionale Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in OWL näher untersucht werden, was in diesem Projekt zeitlich und auf Grund der begrenzten finanziellen Mittel nicht möglich war.

## **7.3**

### **Anwendungsfeld Gebäudeversorgung und Rückverstromung**

Eine Nutzung von Wasserstoff zur Gebäudeversorgung oder Rückverstromung wurde in diesem Projekt nicht betrachtet.

Nachfolgend werden die Ergebnisse aus den Kapiteln 4 (H<sub>2</sub>-Erzeugung) und 5 (H<sub>2</sub>-Transport), die jeweils nur einen Teilbereich der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette behandelt haben, miteinander verknüpft. Dazu wird im ersten Schritt eine räumliche Analyse der H<sub>2</sub>-Erzeugungsstandorte durchgeführt. Im zweiten Schritt wird unabhängig davon eine räumliche Analyse der H<sub>2</sub>-Tankstellenstandorte durchgeführt.

Beide räumlichen Analysen werden anschließend miteinander zu einem Feinkonzept für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in der Region OWL kombiniert und daraus eine Roadmap sowie Betreibermodelle für das Feinkonzept definiert und ein Zwischenfazit abgeleitet.

## 8.1

### Räumliche Analyse der H<sub>2</sub>-Erzeugungsstandorte

Ziel dieser räumlichen Analyse ist die Berechnung der Wasserstoffbezugskosten (vergleiche Terminologie in Kapitel 1) an jedem Ort in der OWL.

Die Wasserstoffbereitstellungskosten beinhalten zusätzlich zur Erzeugung des Wasserstoffs auch die Abfüllung in einen Wasserstofftrailer und die Transportkosten in Abhängigkeit der Distanz. So ergibt sich für jeden Ort in Ostwestfalen-Lippe eine optimale Kombination aus minimalen Erzeugungs- und Transportkosten. Diese Gesamtmethodik zur Berechnung der Wasserstoffbereitstellungskosten ist in Abbildung 30 dargestellt.

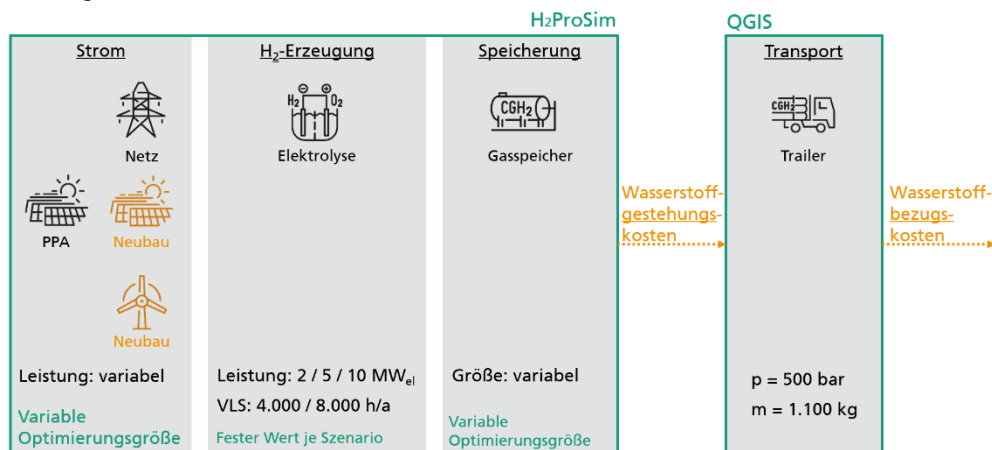


Abbildung 30: Methodik der Berechnung der Wasserstoffbereitstellungskosten

Für die Berechnung der Wasserstoffbereitstellungskosten werden die vier im Kapitel 4 identifizierten preisgünstigsten Wasserstoffproduktionsoptionen betrachtet. Dabei handelt es sich um die Standorte der thermischen Kraftwerke HKW Minden, KW Heyden, MVA Bielefeld sowie KW Horn-Bad Meinberg. Diese vier Standorte stellen sowohl aus Sicht der Kosten sowie aus technologischer Sicht die präferierte Wahl für eine erste H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Region OWL dar.

Die im Kapitel 4 erfolgte techno-ökonomische Analyse wird in diesem Kapitel um eine weitergehende geo-techno-ökonomische Analyse erweitert. Das sich bereits optimierte Potenzial aus *H<sub>2</sub>ProSim* ist hierbei die Grundlage für die standortspezifischen Gestehungskosten, die je nach Kraftwerkstyp variieren und damit auch die techno-geo-ökonomische Analyse direkt beeinflussen. Alle auf diesen Daten aufbauenden Arbeiten,

wie die geographischen Bezüge und räumlichen Auswertungen, erfolgen mit QGIS in der Version 3.16.7 „Hannover“. In der nachfolgenden Abbildung 31 sind die Standorte der vier gewählten Kraftwerke eingezeichnet.

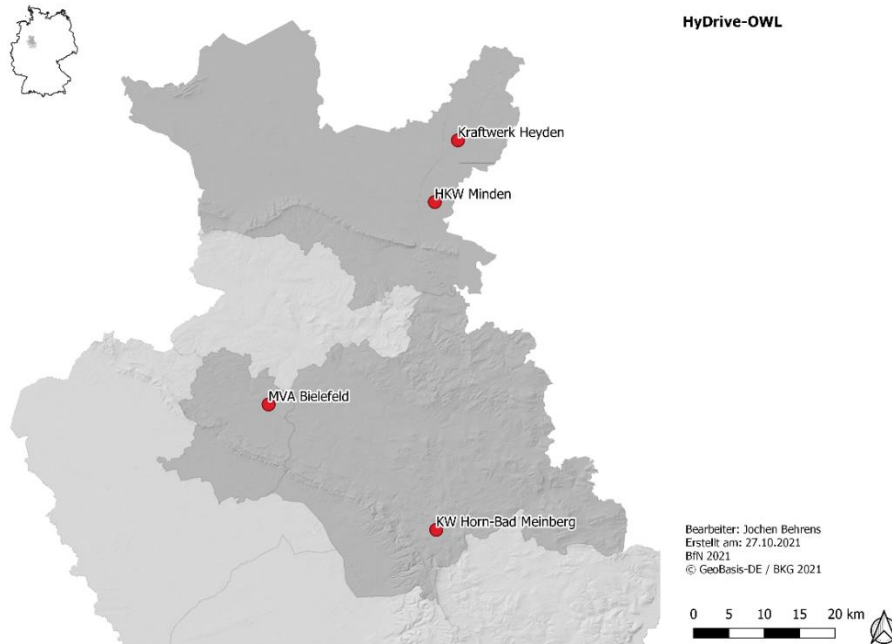


Abbildung 31: Räumliche Darstellung der vier gewählten Erzeugerstandorte. Dunkelgrau eingefärbt ist die Kernregion (Kreis Lippe, Kreis Minden-Lübbecke, Stadt Bielefeld), hellgrau die übrige Region OWL.

**8.1.1 Methodik**

Die in Kapitel 5 berechneten Wasserstoffbereitstellungskosten werden in Abhängigkeit der Transportentfernung mittels konzentrisch angeordneter Kreise dargestellt, die sich um den jeweiligen Erzeugungsstandort anordnen. Jedes Segment des Kreises entspricht dabei einem Radius von 10 km. Abbildung 32 verdeutlicht diesen Zusammenhang am Beispiel des Standortes der MVA Bielefeld.

Dieses Vorgehen wird für die vier in Kapitel 4 identifizierten Vorzugsstandorte angewandt, mit jeweils 10 Kreisen mit einer inkrementellen Distanz von 10 km. Somit ergibt sich eine Abdeckung von 100 km um jeden Standort herum. Jedem dieser Kreissegmente werden die Transportkosten in Abhängigkeit der Entfernung aus Tabelle 9 in Kapitel 5 aufgeprägt. Hieraus entsteht eine Zuordnung von Kosten in Abhängigkeit der Entfernung.

Für eine räumlich kleinskalige Zuordnung der durch diese Methodik entstehenden Bereitstellungskosten in Abhängigkeit der Entfernung wird in einem weiteren Schritt das gesamte Gebiet mit einem Gitterraster in Form von Hexagonen überlagert (Abbildung 33). Diese kleingliedrige und vor allem gerasterte Unterteilung erlaubt eine ortsgenaue Zuweisung über die betrachtete Region hinweg. Jeder Zelle werden die in diesem Bereich gültigen Kosten zugewiesen. Die Zellen enthalten somit einen Mittelwert

der in diesem Bereich anfallenden Transportkosten.

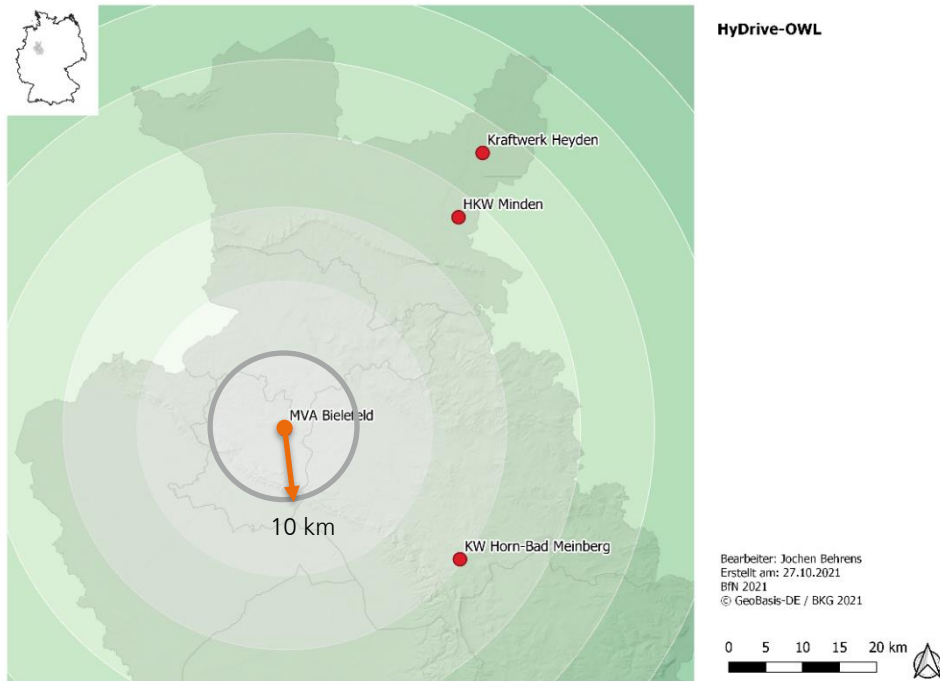


Abbildung 32: Beispielhafte Darstellung (hier MVA Bielefeld) der um den Standort konzentrisch verlaufenden Kreise. Jedes Segment des Kreises entspricht dabei einer Entfernung von 10 km

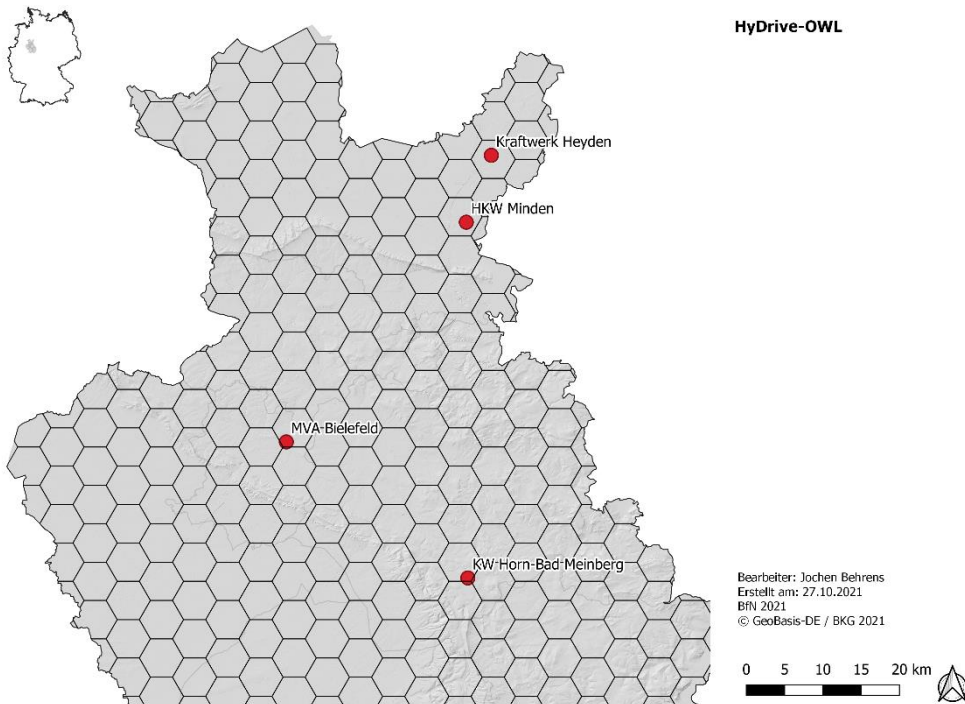


Abbildung 33: Überlagerung des Gebietes mit einem hexagonförmigen Gitterraster.

### 8.1.2 Ergebnisse

Insgesamt entstehen somit, den vier Standorten folgend, auch vier Karten mit Kostenabbildungen (Abbildung 34 bis Abbildung 37). Die Legende und die darin

enthaltene Staffelung der Bereitstellungskosten ist für alle Karten gleich gewählt, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Standorten zu gewährleisten und reicht von der günstigsten Kachel mit einer Preisspanne von 3,93 € - 3,95 €, bis hin zur teuersten mit 4,35 € - 4,43 €. Lediglich Abbildung 37 weicht von dieser Staffelung ab, mit Kosten von 54.899 € - 55.338 €. Die hohen Kosten sind dabei durch den hohen Zukauf von H<sub>2</sub> mit 100 €/kg begründet, da an dem gewählten Standort keine ausreichenden Energiereserven bestehen, um den gewählten Elektrolyseur mit 10 MW Leistung zu betreiben. In einer realen Umsetzung würde an diesem Standort die Leistung der Elektrolyseanlage auf die maximale Leistung des Kraftwerks beschränkt. Die Gestehungs- und damit auch die Bereitstellungskosten würde sich dadurch erheblich reduzieren. Folge wäre jedoch eine reduzierte jährliche Produktionsmenge, was zu einer Unterversorgung von Wasserstoff in der Region führen würde, der durch Zukauf von extern erzeugtem Wasserstoff ausgeglichen werden müsste.

Durch Vergleich der Abbildung 34 bis Abbildung 37 zeigt sich, dass die MVA Bielefeld die kostenoptimalste Lösung darstellt. Hier lassen sich die günstigsten H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten in einem weiten Versorgungsumfeld der Region realisieren, verglichen mit den anderen Optionen. Für die am weitesten von der Erzeugungsanlage entfernten Orte innerhalb der Region OWL (Süden und Südosten von OWL) beträgt der Preisunterschied zwischen der preisgünstigsten (MVA Bielefeld) und teuersten Variante (KW Heyden) bis zu 0,18 €/kg Wasserstoff.

Geringe Wasserstoffbereitstellungskosten lassen sich auch durch eine Elektrolyse am Standort des KW Horn-Bad Meinberg erzielen. Für die Region OWL würden die Bereitstellungskosten nur unwesentlich um ca. 5 Cent/kg über den Kosten durch die MVA Bielefeld liegen. Die Region mit den höchsten Bereitstellungskosten liegt in diesem Szenario im Nord-Westen der Region OWL.

Der Grund ist die zentrale Lage des Standorts MVA Bielefeld in der Region OWL, welche die Transportkosten beeinflussen. Die Gestehungskosten des Wasserstoffs an den drei Standorten MVA Bielefeld, KW Heyden und KW Horn-Bad Meinberg sind nahezu identisch, sodass die Differenz zwischen ihnen nicht ins Gewicht fällt (vergleiche Kapitel 4).



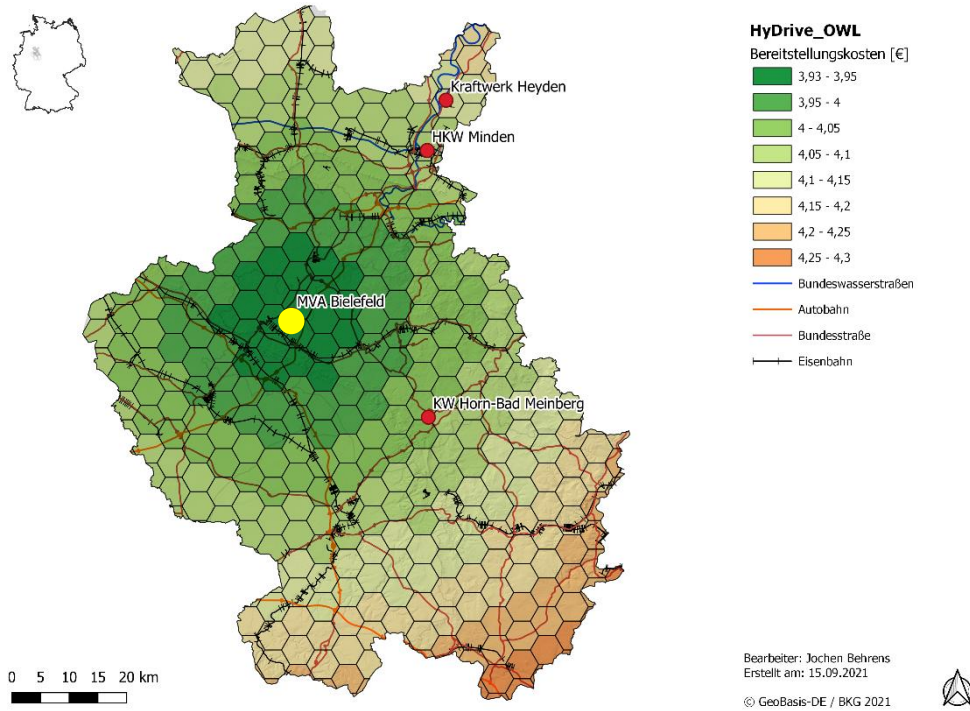


Abbildung 34: Bereitstellungskosten mit 8.000 VLS und 10 MW Elektrolyseur am Standort der MVA Bielefeld.

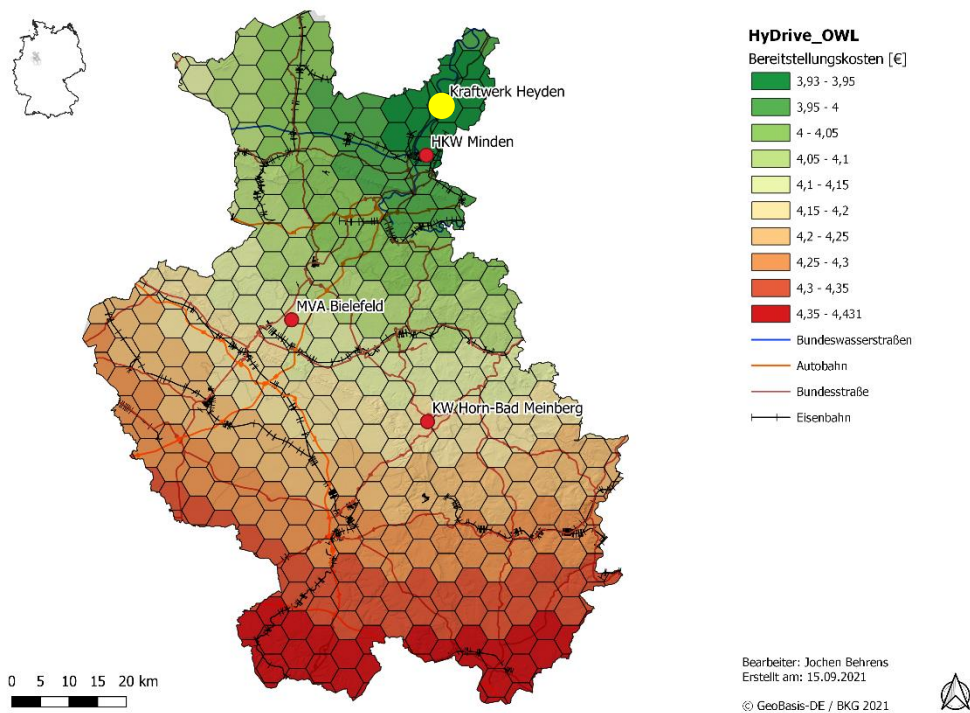


Abbildung 35: Bereitstellungskosten mit 8.000 VLS und 10 MW Elektrolyseur am Standort des KW Heyden.



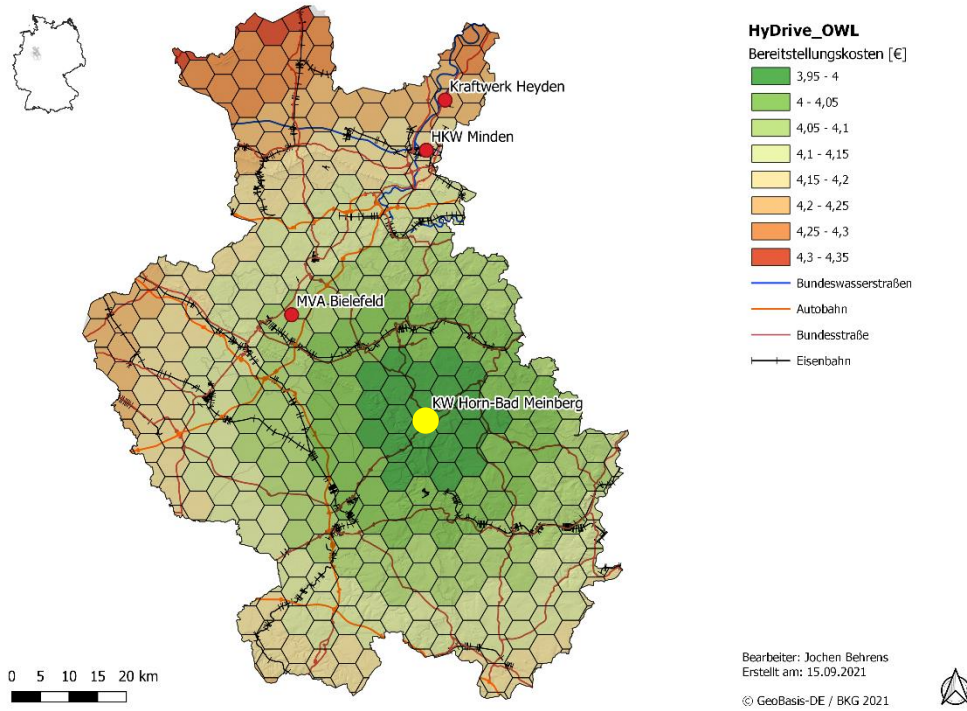


Abbildung 36: Bereitstellungskosten mit 8.000 VLS und 10 MW Elektrolyseur am Standort des KW Horn-Bad Meinberg.

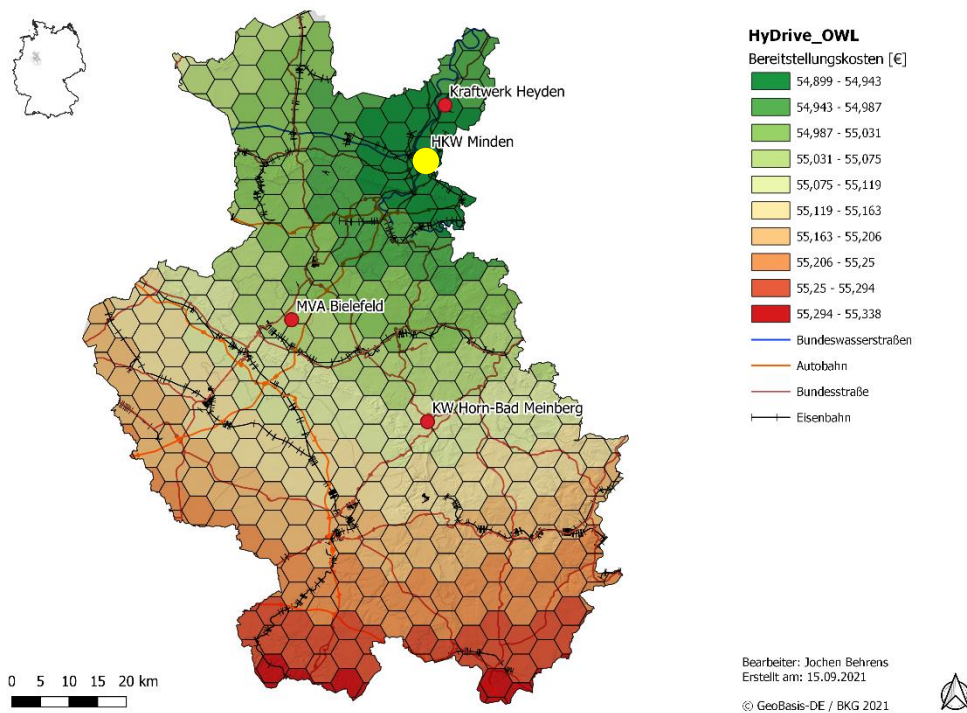


Abbildung 37: Bereitstellungskosten mit 8.000 VLS und 10 MW Elektrolyseur am Standort des KW Minden.

### 8.1.3

#### Zwischenfazit der räumlichen Analyse der H<sub>2</sub>-Erzeugungsstandorte

Die errechneten H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten liegen in der Region OWL zwischen 3,93 und 4,43 €/kg Wasserstoff. Die Kosten steigen mit der Entfernung von der Wasserstofferzeugungsanlage an.

Von allen vier untersuchten Standorten ermöglicht die Errichtung einer Elektrolyse mit einer Leistung von 10 MW (bei 8.000 Volllaststunden pro Jahr) an der MVA Bielefeld die kostengünstigste Versorgung der Region OWL mit Wasserstoff. Grund hierfür ist vor allem die zentrale Lage der MVA Bielefeld in der Region, wodurch die Kosten auch an den am weitesten entfernten Orten nur moderat auf bis zu 4,30 €/kg steigen.

Auch der Standort KW Horn-Bad Meinberg ist aufgrund seiner zentralen Lage und einer zur MVA Bielefeld vergleichbaren Kostenstruktur gut geeignet.

Der Standort KW Heyden liegt am äußersten nord-östlichen Rand der Region OWL, wodurch sich die Transportdistanz zu den am weitesten entfernten Orten im Süden der Region gegenüber der MVA Bielefeld und des KW Horn-Bad Meinberg signifikant erhöht. Die höchsten Wasserstoffbereitstellungskosten betragen daher 4,43 €/kg im Süden der Region OWL und liegen damit deutlich über der günstigsten Variante.

## 8.2

### Räumliche Analyse der H<sub>2</sub>-Tankstellenstandorte

Für Betreiber:innen von Brennstoffzellenfahrzeugen ist die räumliche Lage der Wasserstofftankstellen in der Region OWL von großer Bedeutung. Relevant ist dabei sowohl die direkte Entfernung zwischen dem Standort, an dem die BZ-Fahrzeuge stationiert sind, und der H<sub>2</sub>-Tankstelle als auch die Frage, ob ein BZ-Fahrzeug in regelmäßigen Abständen an einer Tankstelle vorbeikommt, die möglicherweise etwas weiter entfernt liegt. Beide Aspekte können dazu führen, dass ein Standort von Betreiber:innen als „geeignet“ oder „ungeeignet“ bewertet wird.

In beiden skizzierten Fällen ist die Lage einer H<sub>2</sub>-Tankstelle eng verknüpft mit der Zeit, die für die Betankung eines BZ-Fahrzeugs benötigt wird und den dadurch induzierten Kosten. Die benötigte Zeit setzt sich dabei aus der eigentlichen Betankungsdauer und der Dauer für An- und Abfahrt zusammen. Da die Betankungsdauer unabhängig vom Standort ist, stellt die für An- und Abfahrt benötigte Zeit einen relevanten Kostenfaktor dar. Dies ist auch der Grund, weshalb gerade Betreiber:innen großer Flotten von Bussen oder LKW teils über eigene Tankstellen verfügen, die in der Regel auf dem Betriebshof angesiedelt sind.

Aufgrund der Diversität der Anforderungen an die Standorte von H<sub>2</sub>-Tankstellen, die seitens Betreiber:innen in diesem Projekt gestellt wurden, wurden die Stakeholder in Form eines Workshops aktiv in den Standortfindungsprozess eingebunden.

#### 8.2.1

##### Methodik

In einem ersten Schritt wurden zuvor identifizierte, an der Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr interessierte Stakeholder zu einem gemeinsamen Workshop eingeladen. Im Vorfeld wurden diese gebeten, aus ihrer Sicht besonders geeignete Standorte zu identifizieren, mit der expliziten Aufforderung auch subjektive Partikularinteressen den Prozess einzubeziehen.

An dem anschließenden Workshop haben gut 40 Personen aus Unternehmen, Verwaltungen und Industrieverbänden der gesamten Region OWL teilgenommen. Ziel des durchgeführten Workshops war es, die zuvor durch die Unternehmen identifizierten, potenziellen Tankstellenstandorte zu sammeln und live in einer Karte darzustellen. Auf diese Weise konnten Dopplungen direkt vermieden und mögliche unberücksichtigte Gegenden der Region sofort erkannt und im Workshop analysiert werden.

Die im Workshop erfassten potenziellen HRS-Standorte wurden anschließend durch das Fraunhofer ISE näher analysiert und in einem mehrstufigen Verfahren durch Überlagerung mit den im Kapitel 7.1.5 identifizierten Anwendungspotenzial im Verkehr gefiltert und bewertet. Ziel dieser Arbeiten war es, eine Anzahl von ca. vier bis sieben Standorten zu identifizieren, die sowohl für die am Workshop beteiligten Unternehmen vorteilhaft sind als auch eine möglichst große Abdeckung der Region OWL ermöglichen, um auf diese Weise das zukünftige Wachstum der Nutzung von Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieben im (Schwerlast-)Verkehr zu katalysieren. Auch die für eine Hochlaufphase einer Modellregion zur Verfügung stehenden Fördermittel sind naturgemäß beschränkt, sodass eine zielgerichtete Auswahl förderlich ist.

Aufgrund der erwähnten Anforderungen ergeben sich vor allem Herausforderungen in der Platzierung der HRS, so dass erste Akteure keine unzumutbaren Anfahrtstrecken für eine Betankung in Kauf nehmen müssen. Ziel ist daher mittels GIS ein tragfähiges Konzept für diese erste Hochlaufphase zu gestalten.

## 8.2.2 Ergebnisse

In Abbildung 38 sind die im Workshop identifizierten potenziellen Tankstellenstandorte dargestellt. Es gut zu erkennen, dass es eine Häufung von Standorten in der Kernregion gibt, während etwa für die Südhälfte von OWL weniger Standorte identifiziert wurde.

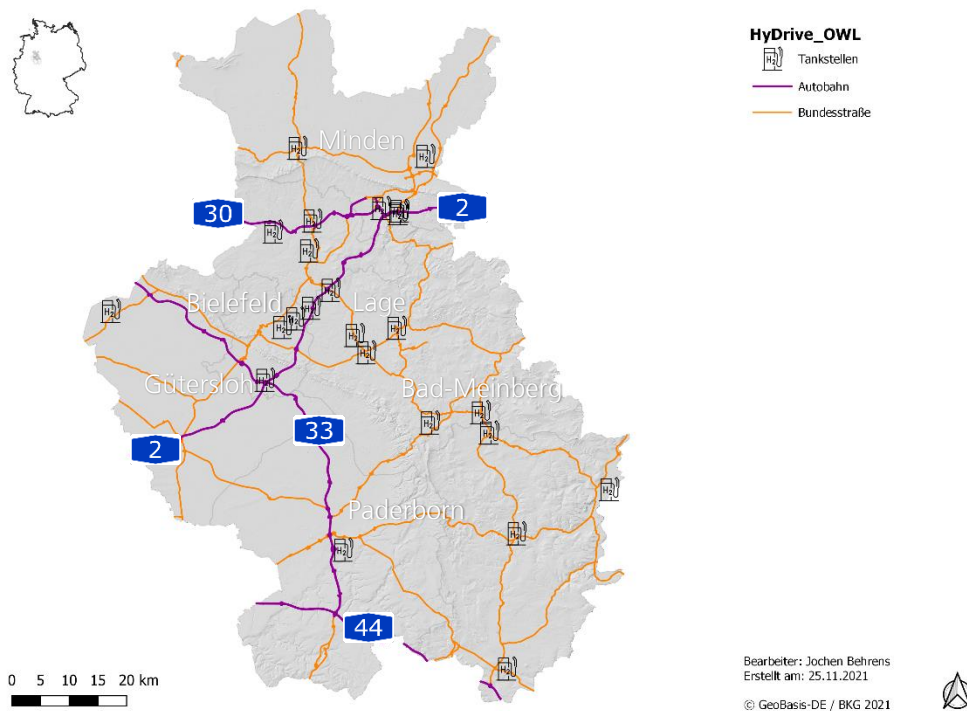


Abbildung 38: Mögliche Standorte für H<sub>2</sub>-Tankstellen.

In einem weiteren Schritt wurden die potenziellen Standorte mit den im Kapitel 7.1.5 erhobenen Anwendungspotenzialen im Verkehr verschnitten. Dadurch ergibt sich ein Gesamtüberblick über Bedarfe und mögliche Optionen zur Betankung mittels H<sub>2</sub>.

Auf dieser Basis wurden anschließend Wasserstoffbedarf und potenzielle Tankstellenstandorte miteinander verglichen, um vor dem Hintergrund der in Kapitel 8.1.1 genannten Randbedingungen eine möglichst passgenaue erste Tankstellen-Infrastruktur zu identifizieren.

Hierfür wurde zunächst unterschieden in zwei Ausbaustände einer Wasserstoffinfrastruktur, einen initialen Zustand in einer sehr frühen Marktphase (voraussichtlich bis etwa 2025) und einer anschließenden Marktphase. Beide Phasen unterscheiden sich grundsätzlich im Anteil der BZ-Fahrzeuge in einem Flottenfuhrpark. Dabei ist in der frühen Marktphase nur ein kleiner Anteil an BZ-Fahrzeug in einem Fuhrpark vorhanden und in einer späteren Phase ein größerer Anteil, wobei die Grenze zwischen „klein“ und „groß“ an dieser Stelle nicht fest definiert ist.

Laut Aussagen der Stakeholder während des Workshops sind bei kleinen Anteilen an BZ-Fahrzeugen in einem Fuhrpark auch längere Anfahrtswege zu einer H<sub>2</sub>-Tankstelle akzeptabel, da die absolut gesehen gestiegenen Anfahrtskosten in der Gesamtbilanz eines Unternehmens relativ gesehen gering sind. Gleichzeitig sind die spezifischen Kosten pro vertanktem Kilogramm Wasserstoff für eine kleine Tankstelle (bis wenige Hundert Kilogramm pro Tag) hoch und der Bau von kleinen Betriebstankstellen damit unwirtschaftlich. Somit sind zentral errichtete Tankstellen, die von mehreren Unternehmen genutzt werden und eine entsprechende Anfahrt verlangen, in dieser Marktphase gut zur kosteneffizienten Versorgung einer Region geeignet.

Mit steigendem Anteil an BZ-Fahrzeugen in einem Fuhrpark und auch mit steigender absoluter Anzahl in einem Unternehmen fallen in einer späteren Marktphase jedoch die Kosten für die Anfahrt zu einer zentral gelegenen Tankstelle in der Kostenstruktur eines Unternehmens stärker ins Gewicht. Zudem sinken die spezifischen Kosten einer eigenen Betriebstankstelle, da diese einerseits entsprechend einer nun größeren absoluten Anzahl an Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeugen größer ausgelegt werden können und andererseits durch zu erwartende Skaleneffekte auf dem Weltmarkt die Preise für Wasserstofftankstellen voraussichtlich sinken werden. In dieser Marktphase wird es voraussichtlich für viele Unternehmen die wirtschaftlich richtige Entscheidung sein, eine eigene Betriebstankstelle oder ggf. eine geteilte Tankstelle zusammen mit direkt benachbarten Unternehmen zu errichten.

Die dann nicht mehr länger durch diese Unternehmen genutzten Kapazitäten an zentralen Tankstellen werden in dieser Marktphase für andere Nutzer:innen frei, etwa LKW auf der Durchfahrt oder andere Neueinsteiger:innen in die Wasserstofftechnologien.

Vor diesem Hintergrund wurde die Anzahl der potenziellen Standorte für die Errichtung von HRS soweit eingeschränkt, dass eine möglichst flächendeckende Versorgung der Region OWL gewährleistet ist, wobei der Fokus auf der Versorgung der bereits in diesem Projekt identifizierten Anwendungspotenzial im Schwerlastverkehr lag. Daraus ergibt sich die Karte in Abbildung 39, in der sieben aus Sicht der Autoren geeignete Standorte für die Errichtung einer ersten flächendeckenden Tankstelleninfrastruktur in der Region OWL dargestellt sind. Bei diesen sieben Standorten handelt es sich aus Sicht der Autoren um einen Best-Case, mit dem die Anfahrt zur Tankstelle für alle Akteure in einem verträglichen Maß bleibt.

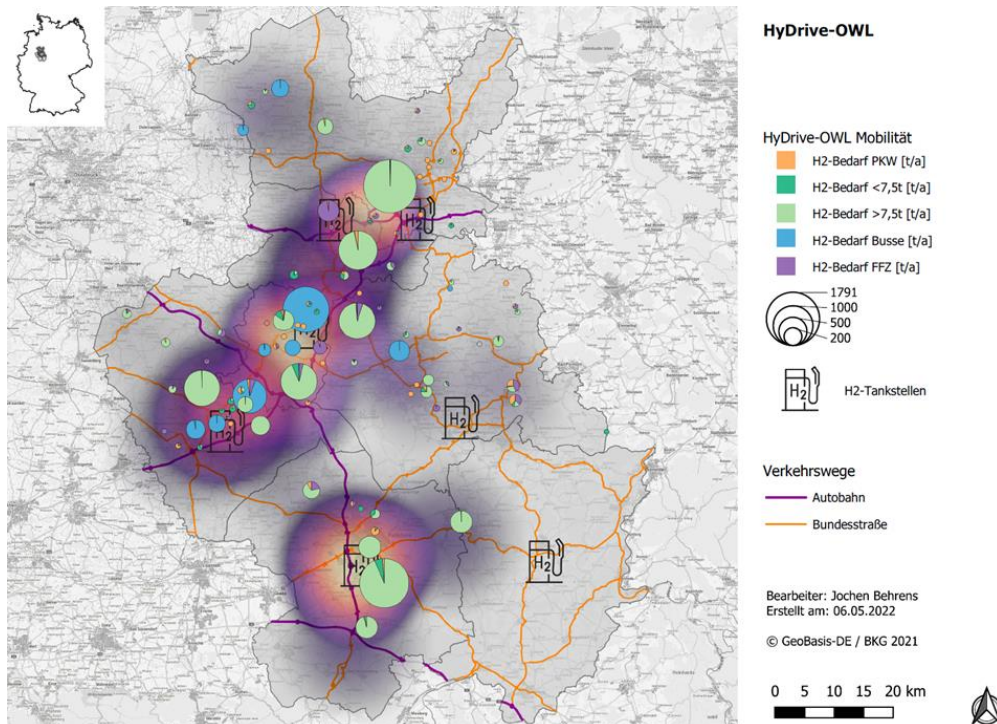


Abbildung 39: Identifizierte H<sub>2</sub>-Tankstellenstandorte zur ersten flächendeckenden Versorgung des Schwerlastverkehrs in der Region OWL

Zusätzlich wurden Standorte für eine Mindestinfrastruktur identifiziert. In diesem Fall würde sich die Anzahl der im ersten Schritt errichteten Tankstellen auf vier reduzieren. Diese sind ausreichend, um die bereits identifizierten Verbrauchspotenziale zu heben und die damit verknüpften Anwender:innen bestmöglich zu versorgen.

Erwartungsgemäß liegen diese vier Standorte, wie auch die Mehrzahl des Wasserstoffverbrauchspotenzials, entlang der Hauptverkehrsachsen der Region an der A2 und A33.

Eine flächendeckende Versorgung der gesamten Region OWL wäre mit dieser Mindest-Infrastruktur nicht ohne weiteres möglich. Daher handelt es sich aus Sicht der Autoren um einen nicht anzustrebenden Zustand.



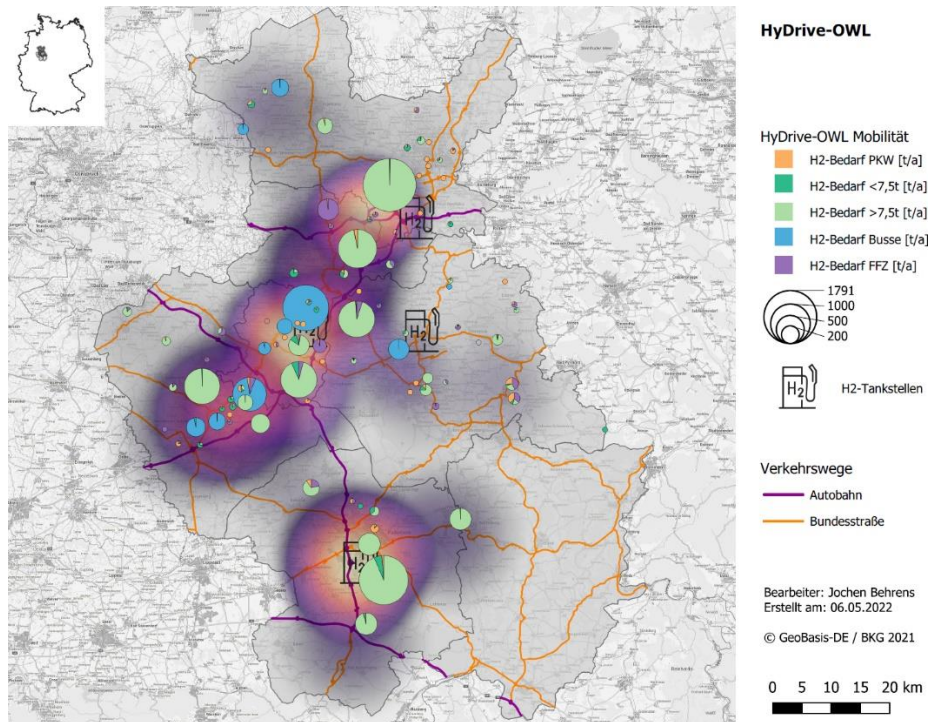


Abbildung 40: Identifizierte H<sub>2</sub>-Tankstellenstandorte für Mindest-Infrastruktur zur Versorgung der in diesem Projekt identifizierten Verbraucher im Verkehr

Es ist anzumerken, dass mit Hilfe der Karte nur eine Aussage zur räumlichen Ausgestaltung der Infrastruktur getroffen werden kann, nicht jedoch zur zeitlichen. Die Umsetzung der räumlichen Ergebnisse in eine zeitlich aufgegliederte Roadmap erfolgt im Kapitel 8.3.

### 8.2.3 Zwischenfazit der räumlichen Analyse der H<sub>2</sub>-Tankstellenstandorte

Für die Gewährleistung einer ersten flächendeckenden Tankstelleninfrastruktur in der Region OWL sind Wasserstofftankstellen an sieben Standorten erforderlich. Diese liegen vorwiegend an verkehrsgünstigen Stellen und sind auf diese Weise gut für unterschiedliche Nutzer:innen zu erreichen. Wichtig ist dabei eine angemessene Anfahrtdistanz für die Nutzer:innen.

Mit Hilfe von vier Wasserstofftankstellen entlang der A2 und A33 ließe sich eine Mindest-Infrastruktur errichten. Diese wäre ausreichend für die Versorgung der identifizierten Verbrauchspotenziale im Schwerlastverkehr. Eine flächendeckende Versorgung der gesamten Region OWL ließe sich damit nicht gewährleisten. In der nachfolgenden Roadmap wird daher der Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur mit sieben Wasserstofftankstellen betrachtet.

## 8.3 Roadmap

Ein zentraler Aspekt beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist die zeitliche Abfolge der unterschiedlichen Infrastrukturmaßnahmen. In diesem Kapitel werden daher die bereits identifizierten Glieder der Wasserstoff-wertschöpfungskette (Elektrolyse, Trailer, H<sub>2</sub>-Tankstelle, Verbraucher) entlang einer Roadmap in eine zeitlich aufeinander abgestimmte Reihenfolge gebracht.

### 8.3.1 Abgleich von Bedarfs- und Erzeugungsmengen

Beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist es von großer Bedeutung, dass Erzeugungs-, Transport- und Verbrauchsmengen sowie die vorhandene Betankungskapazität zu jedem Zeitpunkt zueinander passen, um das sogenannte „Henne-Ei-Problem“ zu vermeiden. Dieses beschreibt den Umstand, dass Investoren aus Angst vor einer schlecht ausgelasteten Infrastruktur nur zögerlich Erzeugungs- und Betankungsanlagen errichten und im Gegenzug Verbraucher:innen nur zögerlich BZ-Fahrzeuge kaufen, da sie Angst vor fehlenden Betankungsoptionen haben. In einem ersten Schritt werden dazu die in diesem Projekt ermittelten Größen, Kapazitäten und Bedarfe der einzelnen Glieder der Infrastruktorkette betrachtet.

Im Kapitel 4 wurde die MVA Bielefeld als der präferierte Standort für die Errichtung einer Elektrolyseanlage zur **Wasserstoffherzeugung** identifiziert. Als optimale Größe stellte sich dabei eine Anlage mit einer Leistung von 10 MW<sub>el</sub> heraus, die jährlich mit 8.000 VLS betrieben wird. Eine solche Anlage ist in der Lage im Jahr 1.600 t Wasserstoff zu erzeugen. Bei gleichmäßiger Verteilung auf ein Jahr (und damit unter Vernachlässigung eines zusammenhängenden Wartungszeitraums) entspricht dies rund 4.380 kg pro Tag.

Im Kapitel 5 wurden die Kosten für den **Wasserstofftransport** mit Hilfe von Trailern errechnet. Für dieses Projekt wird angenommen, dass ein Drittel (entspricht 1.460 kg/d) des erzeugten Wasserstoffs direkt am Standort der Elektrolyseanlage mittels einer Rohrleitung an eine Tankstelle abgegeben wird und die übrigen zwei Drittel (2.920 kg/d) mit Hilfe von Trailern zu den übrigen Tankstellen in der Region OWL transportiert werden. Auf Basis der in Tabelle 7 getroffenen Annahmen entspricht dies rund 970 Trailerfahrten pro Jahr. Bei 250 Arbeitstagen pro Jahr ergibt dies 3,88 erforderliche Trailerfahrten pro Tag. Da lediglich eine ganzzahlige Anzahl an Fahrten möglich ist, entspricht dies vier Trailerfahrten pro Tag.

Unter den zusätzlichen Annahmen, dass eine Trailerfahrt pro Richtung im Mittel eine Stunde dauert und ein Trailer im Zwei-Schicht-Modus betrieben wird, ergibt sich zusammen mit den in Tabelle 7 angenommenen Befüll- und Entladegeschwindigkeiten (1,5 Std.) ein typischer Tagesablauf, wie er in Abbildung 41 dargestellt ist.

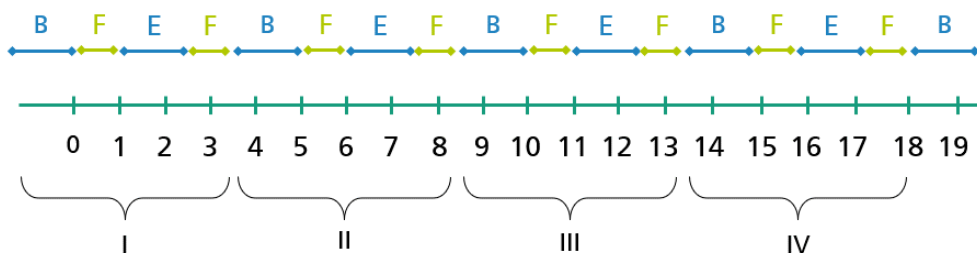


Abbildung 41: Tagesablauf eines Trailers zum Wasserstofftransport in OWL

Darin ist zum einen die Dauer von zwei Schichten in Stunden (inkl. Pausen) von 0 bis 19 dargestellt. Die Beladung des Trailers (B) am Standort der Elektrolyse ist stets gefolgt von einer Fahrt (F) zur und der Entladung (E) an einer Wasserstofftankstelle. In einer anschließenden Fahrt kehrt der Trailer zurück zum Ausgangspunkt an der Elektrolyse, wo der Zyklus von Neuem beginnt. Über den Tag verteilt können so vier Tankstellenstandorte von einem einzigen Trailer beliefert werden.

Wie im Kapitel 8.2 erläutert, sind für eine Versorgung der Verbraucher:innen in der Region OWL zwischen vier und sieben **H<sub>2</sub>-Tankstellenstandorte** erforderlich. In Summe müssen diese Tankstellen so dimensioniert sein, dass die Erzeugungsmenge von 4.380 kg täglich an die Verbraucher:innen abgegeben werden kann. Unter der Annahme gleich großer Tankstellen entspricht dies einer Kapazität zwischen 625 kg/d (bei 7 Tankstellen in OWL) und 1.095 kg/d (bei vier Tankstellen) je Tankstelle. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Tankstellen in Abhängigkeit der umliegenden Verbraucher:innen nicht alle gleich groß dimensioniert werden sollten. Eine genaue Berücksichtigung der spezifischen Randbedingungen, die durch die Verbraucher:innen vorgegeben werden, ist von großer Bedeutung. Dazu gehört beispielsweise auch die Bestimmung der maximalen Belastung der Tankstelle durch direkt aufeinanderfolgende Betankungen (back-to-back-Betankungen). Diese ist maßgeblich für die Auslegung der Verdichter und Hochdruckspeicher einer Tankstelle und bestimmt somit auch den maximalen Durchsatz der Tankstelle pro Stunde. Im Zuge einer Ausführungsplanung muss dieser Maximaldurchsatz anhand der Betankungszyklen der Hauptnutzer:innen ermittelt werden.

Als letzter Baustein der Wasserstoffwertschöpfungskette werden die **H<sub>2</sub>-Nutzer:innen** betrachtet. Im Kapitel 7.1 wurde erläutert, weshalb die Nutzung im (Schwerlast)-Verkehr derzeit die vielversprechendste Nutzungsmöglichkeit darstellt. Unter der Annahme, dass ein Solobus bzw. LKW der Klasse N3 im Mittel eine Tankkapazität von 35 kg hat und täglich vollbetankt wird, ergibt sich eine benötigte Anzahl von mindestens 125 Schwerlastfahrzeugen (Busse, LKW, Müllsammelfahrzeuge), die mit der täglichen Wasserstoffproduktionsmenge betankt werden kann. In der Realität werden Fahrzeuge vor einem Betankungsvorgang in der Regel nicht vollständig leer gefahren, sodass sich die abgegebene Wasserstoffmenge pro Betankungsvorgang reduziert, wodurch wiederum die benötigte Anzahl an täglichen Tankvorgängen und damit zu betankenden Wasserstofffahrzeugen steigt. Die errechnete Anzahl von 125 BZ-Nutzfahrzeugen stellt somit eine Mindestanzahl dar. Die genaue Anzahl ist während der Ausführungsplanung zu errechnen.

In Abbildung 42 ist als Ergebnis dieses Kapitels die Mengenübersicht am Ende der ersten Phase des Aufbaus einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur dargestellt.

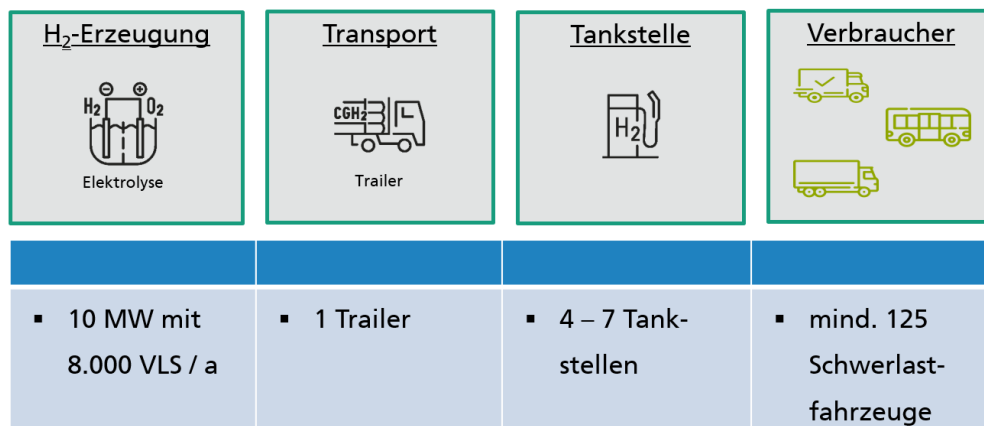


Abbildung 42: Mengenübersicht des Feinkonzepts



Im nachfolgenden Abschnitt wird auf Basis dieses Mengengerüsts nun eine zeitliche Roadmap erstellt, anhand derer die verschiedenen Bestandteile der Infrastruktur passgenau aufgebaut werden können.

### 8.3.2 Zeitlicher Ablauf des Aufbaus der regionalen Wasserstoffinfrastruktur

In Abbildung 43 ist der zeitliche Ablauf bei Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur in der Region OWL für den zeitlichen 2022 – 2026 dargestellt. Die Roadmap konzentriert sich dabei auf den Aufbau einer initialen Infrastruktur (dargestellt in orange). Weitere Ausbaustufen, die in Abhängigkeit der Nachfrage nach Wasserstoff(-fahrzeugen) sowohl zeitlich parallel als auch zu einem späteren Zeitpunkt denkbar sind, werden in einem Abschnitt am Ende dieses Kapitels gewürdigt und sind in der Grafik nur teilweise dargestellt (grün).

Für eine schnelle Inbetriebnahme der ersten Teile der Wasserstoffinfrastruktur, wird ein zweistufiger Aufbau vorgeschlagen, bei dem zunächst nur ein Teil der Gesamtinfrastruktur errichtet wird. Damit wird einerseits die Möglichkeit geschaffen, die erforderlichen Investitionsmaßnahmen auf einen etwas längeren Zeitraum zu strecken und dadurch das Risiko der beteiligten Unternehmen zu minimieren und andererseits den Verbrauchern die nötige Zeit für unternehmensinterne Entscheidungsprozesse gewährt. Zudem wird vorgeschlagen, die erforderlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren beider Phasen zu bündeln, um auf diese Weise effiziente Prozesse zu gewährleisten.

In der **ersten Ausbauphase** wird die Errichtung von 5 MW Elektrolysekapazität am Standort der MVA Bielefeld vorgeschlagen, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2025 anvisiert ist. Dabei ist darauf zu achten, dass die Elektrolysekapazitäten modular erweiterbar sind.

Parallel dazu werden die ersten vier Wasserstofftankstellen geplant und errichtet. Als Standorte sind hier vor allem die Verbrauchshotspots entlang der Hauptverkehrsachsen in direkter räumlicher Nähe zu den Verbrauchern zu sehen. Welche Standorte das konkret sind, sollte auf Basis der verbindlichen Zusagen der Verbraucher in der Umsetzungsphase festgelegt werden. Aus heutiger Sicht scheinen die Standorte Bielefeld, Bad Oeynhausen, Paderborn und Detmold geeignet, wobei hier Änderungen möglich sind. Diese Tankstellen sollten zeitgleich zur Elektrolyse im Jahr 2025 in Betrieb gehen.

Während der ersten Bauphase sind zwei H<sub>2</sub>-Transportmöglichkeiten zu berücksichtigen. Einerseits wird die Beschaffung eines Trailers zum Transport von Wasserstoff im Jahr 2025 empfohlen. Dieser wird voraussichtlich im Einschichtbetrieb genutzt und ist in der Lage die erforderliche Menge von rund 1.460 kg/d in zwei Fahrten zu den Tankstellen zu transportieren. Da ein Teil des erzeugten Wasserstoffs direkt am Standort der Elektrolyse genutzt wird, ist der Bau einer Rohrleitung zum direkt angrenzenden Tankstellenstandort erforderlich. Es wird empfohlen, diese Rohrleitung im Rahmen der Errichtung der Elektrolyseanlage an der MVA Bielefeld im ersten Bauabschnitt zu integrieren.

Parallel sollte die Beschaffung von mindestens 63 Schwerlastfahrzeugen (Busse, schwere LKW, Müllsammelfahrzeuge) mit Brennstoffzellenantrieb stattfinden. Wichtig ist hierbei, dass der reelle Gesamtverbrauch aller Fahrzeuge zusammen mindestens 800 t pro Jahr Wasserstoff (entspricht mindestens 2.190 kg pro Tag) beträgt, um die Erzeugungsanlage und die übrige Infrastruktur bestmöglich auszulasten.

Um eine hohe Resilienz dieser ersten Ausbaustufe zu erreichen, sollte die Infrastruktur in Form von möglichst autarken Inseln aufgebaut werden. In räumlicher Nähe zu mehreren Verbrauchern entsteht dabei eine Tankstelle, die hauptsächlich diese Verbraucher versorgt. Die kritischen Komponenten der Tankstellen, wie etwa die

Verdichter, werden dabei redundant ausgelegt, sodass ein Ausfall einzelner Anlagenteile nicht die Funktion der Tankstelle gefährdet.

Der einzige kritische Pfad in dieser Ausbaustufe ist ein möglicher Ausfall der Wasserstoffherzeugung und des Trailers zum Transport des Wasserstoffs von der Elektrolyse zu den Tankstellen. Damit solche Ausfälle keinen Wasserstoffmangel an den Tankstellen nach sich ziehen, sollten präventiv Wasserstoff-Lieferverträge mit Gashändlern geschlossen werden. So kann bei Bedarf Wasserstoff von extern bezogen und die Versorgung der Tankstellen gewährleistet werden.

Die Anlagen aus der **zweiten Ausbauphase** sollten mit einer leichten Verzögerung von einem Jahr in Betrieb genommen werden. Diese Phase beinhaltet die Erweiterung der Elektrolysekapazitäten am Standort der MVA Bielefeld um weitere 5 MW, die Errichtung von drei weiteren Tankstellenstandorten in der Region OWL sowie die Beschaffung von mindestens 62 zusätzlichen schweren BZ-Fahrzeugen. Zur Steigerung der H<sub>2</sub>-Transportkapazität wird der im Phase 1 beschaffte Trailer fortan im Zweischichtbetrieb genutzt.

Durch Aufbau der zusätzlichen Infrastrukturelemente steigt die Resilienz des Gesamtsystems. So reduziert sich die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls der H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazität aufgrund des modularen Aufbaus der Elektrolyseanlage. Die zusätzlichen Tankstellenstandorte sorgen zudem dafür, dass selbst bei vollständigem Ausfall einer gesamten Tankstelle die Wege zur nächstgelegenen Tankstelle kürzer werden, wodurch Ausfälle durch kurzzeitige Nutzung einer anderen Tankstelle mit weiterer Anfahrt zumindest teilweise kompensiert werden können.

In der Roadmap wird zudem deutlich, dass selbst die Errichtung der Infrastruktur der ersten Ausbauphase mindestens bis zum Jahr 2025 dauern wird. Grund für diese Dauer sind zum einen Genehmigungs- aber auch Ausschreibungsdauern (Vorhaben von öffentlichen Auftraggebern mit > 5 Mio. € Volumen müssen europaweit ausgeschrieben werden). Um der Zeit bis dahin die Möglichkeit zum Betrieb von Wasserstofffahrzeugen in der Region OWL zu schaffen, wird die Einführung einer **nullten Ausbaustufe** empfohlen. Darin werden erste Verbraucher bereits eine geringe (max. niedriger zweistelliger Bereich) Anzahl an Wasserstoffschwerlastfahrzeugen beschaffen. Die Motivation der Verbraucher:innen werden dabei vor allem der Einstieg in die Technologie und Lernabsichten sein. Um diese Fahrzeuge mit dem nötigen Wasserstoff zu versorgen, wird die Nutzung einer mobilen Wasserstofftankstelle (containerbasierter Aufbau auf einem LKW-Auflieger) empfohlen. Eine solche Tankstelle sollte idealerweise gemietet oder geleast werden. Der benötigte Wasserstoff wird dabei entweder durch den Betreiber der Tankstelle organisiert, selbst extern zugekauft oder durch Beauftragung eines Dienstleisters von der MVA Bielefeld zur Tankstelle transportiert.

Diese nullte Ausbaustufe bietet damit eine schnell umsetzbare Möglichkeit zur Errichtung einer ersten, kleinen Wasserstoffinsel zu geringen Investitionskosten und wird daher ausdrücklich empfohlen.

Mit Ende der ersten drei Ausbauphasen (0 bis 2) ist der Aufbau einer ersten regionalen Wasserstoffinfrastruktur in der Region OWL abgeschlossen.

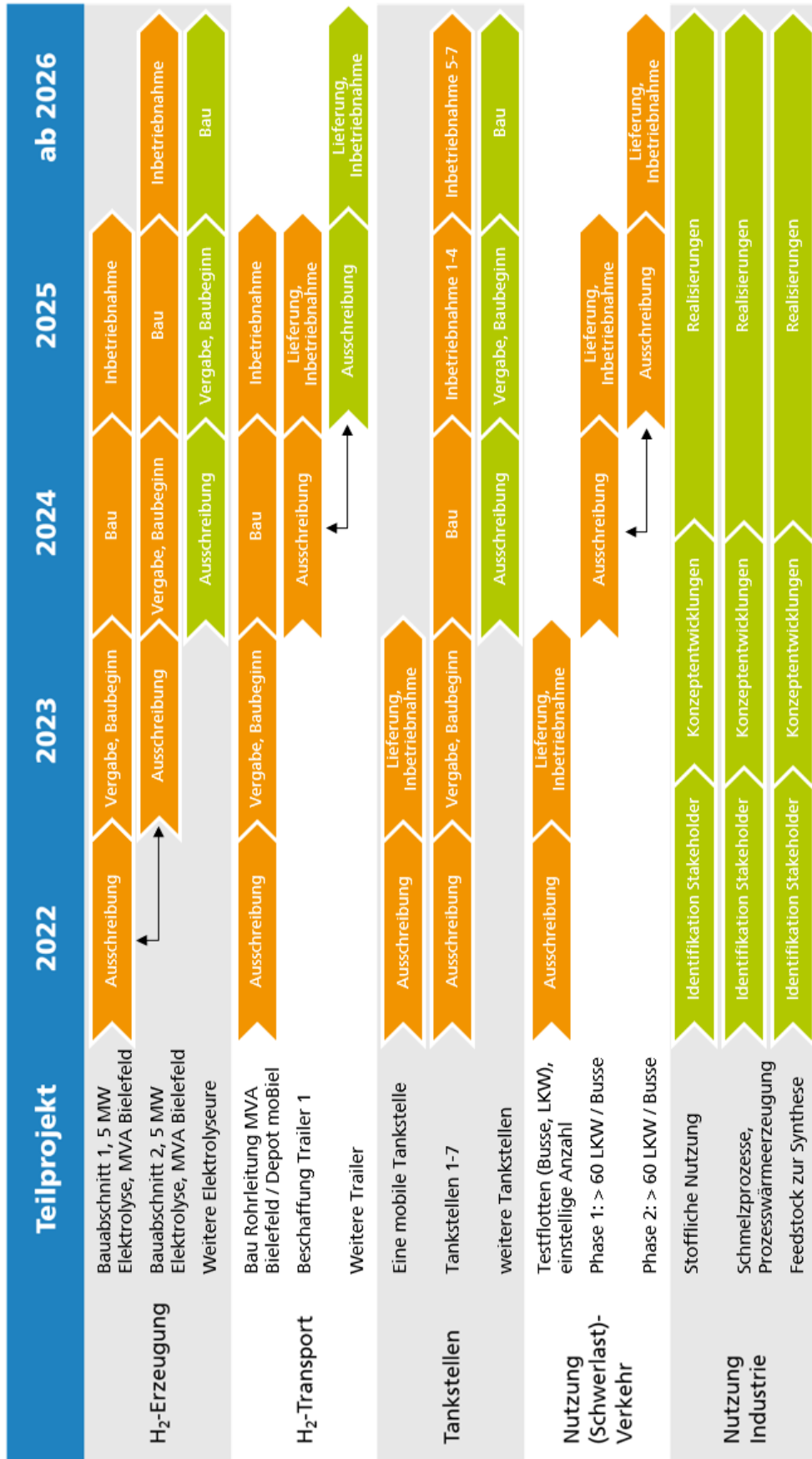


Abbildung 43: Zeitlicher Ablauf zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Region OWL

### 8.3.3 Mögliche Erweiterungen der Wasserstoffinfrastruktur

Nachfolgend werden einige mögliche Erweiterungen skizziert. Diese können sowohl zeitlich parallel als auch nachgelagert zu den ersten drei Ausbauphasen umgesetzt werden.

Es ist zu beachten, dass vor einer Erweiterung der Infrastruktur in jedem Fall zunächst die zugehörige Nachfrage identifiziert werden sollte. Idealerweise werden die künftigen Verbraucher:innen vertraglich das geplante Projekte eingebunden, wodurch die Investitionssicherheit erhöht und ein zielgerichteter Ausbau der Infrastruktur im Interesse der Verbraucher:innen gewährleistet wird.

Eine Steigerung der Nachfrage nach Wasserstoff wird sich in den nächsten Jahren vor allem in den Sektoren Verkehr und Industrie ergeben. Im Verkehr ist dabei sowohl der Einstieg neuer Akteure in die Wasserstoffnutzung als auch die Erweiterung von Aktivitäten bestehender Akteure denkbar. In beiden Fällen zieht dies eine steigende Anzahl an BZ-Fahrzeugen und damit einen gestiegenen Wasserstoffbedarf nach sich. In Abhängigkeit des Orts der Nachfrage und der Anzahl der zu versorgenden Fahrzeuge kommen unterschiedliche Maßnahmen zur Erweiterung der Infrastruktur in Frage. Aus Sicht der Tankstelleninfrastruktur können sowohl bestehende Standort erweitert als auch neue Standorte errichtet werden. Neuerrichtungen sind sowohl öffentlich zugänglich (vor allem geeignet zur Versorgung mehrerer kleiner bis mittelgroßer Flotten) als auch in Form von Betriebstankstellen (geeignet für große Flotten) denkbar. Der jeweilige Nutzen und die damit verbundenen Kosten sind im Einzelfall gründlich abzuwägen.

Zur Versorgung der erweiterten bzw. neu errichteten Tankstellenstandorte werden voraussichtlich weitere Trailerkapazitäten benötigt. Diese können entweder durch Ausbau der regionalen Flotte oder durch Beauftragung eines Dienstleisters erlangt werden.

Der gestiegene Wasserstoffbedarf kann in Abhängigkeit der Marktentwicklung und der jeweiligen Preisstrukturen sowohl durch externen Zukauf (bundesweit, weltweit) als auch durch Erweiterung der regionalen Elektrolysekapazitäten gedeckt werden. Sofern regionale Kapazitäten ausgebaut werden sollen, wird die Gründung eines zweiten Erzeugungsstandorts empfohlen. Hierfür können zum Beispiel im Projekt betrachtete Standorte (MBA Pohlsche Heide, Kompostwerk / Deponie Dörentrup, Deponie Hellsiek, KW Horn-Bad Meinberg, Wind-Wasserstoffanlage) als auch Standorte Dritter (z.B. Kraftwerk Kirchlengern, Projektansatz der Westfalenweser Netz) in Frage kommen. Aus Kostengründen sollte für eine zweite Wasserstoffherstellung eine Leistung mindestens im mittleren zweistelligen MW-Bereich angestrebt werden.

Um Erzeugungsanlage dieser Größe auszulasten, eignen sich insbesondere Wasserstoffverbraucher in der Industrie. Die dortigen Referenzprozesse (z.B. der Einsatz von Erdgas) sind heute noch durch geringe Betriebskosten gekennzeichnet. Als Folge einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder weiter steigender Energiebezugskosten sowie kontinuierlich sinkender Wasserstoffherstellungskosten wird Wasserstoff als alternativer Energieträger zunehmend konkurrenzfähig.

Potenzielle industrielle Wasserstoffverbraucher:innen zeichnen sich in der Regel durch einen hohen Wasserstoffbedarf aus, der mit Hilfe von Trailern häufig nur noch eingeschränkt zu adäquaten Kosten gedeckt werden kann, sodass hier zunehmend eine Versorgung über Rohrleitungen / Pipelines relevant wird.

Bei Bau einer Wasserstoffherstellunganlage sollte der Standort daher auch unter Berücksichtigung möglicher industrieller Großverbraucher gewählt werden, die über eine Rohrleitung direkt versorgt werden könnten.

Zu guter Letzt wird in Zukunft auch die Nachfrage nach Syntheseprodukten auf Basis von Wasserstoff (beispielsweise Methanol, Ammoniak, synthetische flüssige Kraftstoffe)

ansteigen. Inwieweit diese durch eine dezentrale Erzeugung in Deutschland zu wettbewerbsfähigen Kosten erzeugt werden könnten, ist aktuell nicht absehbar. In der Region OWL käme als ein möglicher Standort das KW Horn-Bad Meinberg in Frage, wo in direkter Nachbarschaft in der dortigen Biogasanlage CO<sub>2</sub> als Abfallprodukt der Biogaserzeugung anfällt.

## 8.4 Betreiberkonzepte und Fördermöglichkeiten

In diesem Kapitel werden zunächst mögliche Betreiberkonzepte für die zu errichtende Infrastruktur skizziert und anschließend Fördermöglichkeiten dargestellt.

### 8.4.1 Betreiberkonzepte

Für den Betrieb der regionalen Wasserstoffinfrastruktur sollten nach Ansicht der Autoren dieser Studie nach Möglichkeit regional etablierte Unternehmen ausgewählt werden. Diese können in einem ersten Umsetzungsprojekt wertvolle Praxiserfahrung sammeln und sich auf den anstehenden Markthochlauf der Technologien vorbereiten. Auf diese Weise entsteht ein Wettbewerbsvorteil, vor allem gegenüber anderen Regionen in Deutschland. Zudem entsteht eine regionale Wertschöpfung, die die lokale Wirtschaftsleistung stärkt. Mittelständische Unternehmen sind in ihrer Heimatregion zudem häufig stark verwurzelt und können auf mögliche Störeinflüsse resilienter reagieren.

Der Betrieb der **Elektrolyseanlage** am Standort der MVA Bielefeld sollte aus Sicht der Autoren durch die Stadtwerke Bielefeld (bzw. ein damit verbundenes Unternehmen, wie etwa die moBiel oder die INTERARGEM) erfolgen. Empfehlenswert ist eine Personenidentität zwischen dem Betreiber der Elektrolyse und der vor- bzw. nachgeordneten Infrastruktur, sprich der MVA als Stromquelle oder der dortigen Wasserstofftankstelle. Eine solche Personenidentität bringt vor allem vor dem Hintergrund möglicher Steuern, Abgaben und Umlagen verschiedene Vorteile mit sich (vergleiche Kapitel 4.6). Seit Ankündigung einer vollständigen Streichung der EEG-Umlage bereits zum 01.07.2022 wiegen diese Vorteile nicht mehr ganz so schwer. Die Stadtwerke Bielefeld haben bereits Interesse an der Übernahme dieser Rolle geäußert und verfügen bereits über eine Förderzusage des BMVI für die Errichtung einer ersten Elektrolyseanlage (moBiel 2022).

Der **Wasserstofftransport** mittels Trailer sollte durch einen heutigen Gase- oder Energiehändler (z.B. Mineralölhändler) erfolgen, der bereits über entsprechende Erfahrung in der Handhabung und Distribution von flüssigen oder gasförmigen Energieträgern verfügt. Dieses Unternehmen könnte Eigentümer eines Trailers werden und den Transport entweder in Eigenregie (H<sub>2</sub> wird vom Betreiber der Elektrolyse eingekauft, transportiert und an die Tankstellenbetreiber:innen weiterverkauft) oder als Dienstleister durchführen (Auftrag durch Betreiber der Elektrolyse oder der Tankstelle) für die Erbringung der Transportleistung; H<sub>2</sub> ist nie im Besitz des Transporteurs). Voraussichtlich ist insbesondere die zweite Variante ist von Interesse, da sie für das Transportunternehmen mit weniger Risiko verbunden und damit leichter realisierbar ist. Großes Interesse an der Rolle als H<sub>2</sub>-Transporteur hat das Unternehmen Hempelmann & Wittemöller mit Sitz in Hiddenhausen, mit dem bereits Vorgespräche geführt wurden. Mit über 60 Mitarbeiter:innen und einer Flotte von aktuell 15 Tankfahrzeugen (Heizöl, Kraftstoff, Harnstoff) verfügt das Unternehmen über die notwendigen Fähigkeiten und Kompetenzen (Hempelmann & Wittemöller 2022).

Für die vier bis sieben **Wasserstofftankstellen** kommt voraussichtlich nicht ein einzelner Betreiber in Frage. Eine Lösung könnte vielmehr die Verteilung der Last auf mehrere lokale sowie überregionale Akteure sein.

Im Laufe des Projekts konnten mehrere potenzielle Betreiber identifiziert werden. Aus der Region sind dies, neben den Stadtwerken Bielefeld, der Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld und die Firma Hempelmann & Wittemöller sowie die deutschlandweit agierende H2MOBILITY.

Die Stadtwerke Bielefeld betreiben bereits heute eigene Dieseltankstellen für Ihre Stadtbusflotte und errichten derzeit eine erste Wasserstofftankstelle in unmittelbarer Nachbarschaft zur MVA Bielefeld, die noch im Jahr 2022 in Betrieb gehen wird.

Der Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld zudem bereits ein erstes Müllsammelfahrzeugs mit Brennstoffzellenantrieb beschafft, das derzeit im Probetrieb läuft und künftig in Bielefeld betankt werden soll. Der Betrieb einer eigenen Tankstelle ist nicht präferiert und würde nur im Notfall erwogen. (pwc 2020)

Die Firma Hempelmann & Wittemöller betreibt bereits heute 24 Automatentankstellen im Netzwerk von tankpool24 und hat Interesse dieses Engagement auf Wasserstofftankstellen auszuweiten. (Hempelmann & Wittemöller 2022)

Die H2MOBILITY ist ein Joint Venture von Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell, TotalEnergies, Hyundai und Hy24 und aktuell der größte Betreiber von Wasserstofftankstellen (vor allem für PKW) in Deutschland (H2Mobility 2022). Im Rahmen des Projekts wurden sehr gute Gespräche mit der H2MOBILITY geführt. Das Unternehmen hat Interesse signalisiert, all jene Tankstellenstandorte zu betreiben, die nicht durch lokale Akteure abgedeckt werden können.

Eine solche Verteilung des Betriebs auf unterschiedliche Akteure, regional und bundesweit agierend, ist aus Sicht der Autoren ein geeigneter Weg, um einerseits die nötige Erfahrung im Umgang und Betrieb von Wasserstofftankstellen lokal aufzubauen und andererseits schnell mit dem Aufbau der Infrastruktur beginnen und fortschreiten zu können.

Die **Verbraucher** im Schwerlastverkehr, insbesondere die LKW und Müllsammelfahrzeuge, werden voraussichtlich durch die jeweiligen Nutzer:innen (Speditionen, Logistikdienstleister, Entsorgungsunternehmen) selbst betrieben. Eine Besonderheit könnte sich beim Betrieb von Bussen ergeben. Aufgrund der Tatsache, dass Gebietskörperschaften auch Aufgabenträger des ÖPNV sind und diese Leistung häufig an privatwirtschaftlich agierende Dritte ergeben haben, wird beispielsweise im Landkreis Lippe derzeit die Gründung einer Infrastrukturgesellschaft erwogen. Damit ließen sich ggf. auch während laufender Dienstleistungsverträge die Fahrzeuge in einer Flotte austauschen und die Mehrkosten würden nicht zulasten der Betreiber fallen.

#### **8.4.2 Fördermöglichkeiten**

Im Folgenden werden auszugsweise Möglichkeiten zur Förderung der Investitionen in den Aufbau der in diesem Projekt konzipierten regionalen Wasserstoffinfrastruktur vorgestellt. Dabei ist zu unterscheiden in Programme, die die gesamte Wertschöpfungskette fördern und solche, die einen oder mehrere Teilaspekte fördern.

Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien NOW fördert die Durchführung dieses Projekt im Rahmen des Förderprogramms *HyLand* in der Stufe *HyExperts*. In dieser zweiten von drei Stufen werden die Gewinnerregionen (neben der Region OWL noch 12 weitere Regionen) mit jeweils 300.000 € für die Erstellung von Feinkonzepten gefördert.



Abbildung 44: Aufbau des HyLand-Programms der NOW (eigene Darstellung)

Die dritte Stufe **HyPerformer** „richtet sich an regionale Projektkonsortien, die bereits über Feinkonzepte zum Einsatz von Wasserstofftechnologien verfügen und nun den Rollout der Technologie anstreben“ (Hyland 2021).

Im Vergleich zu anderen Förderprogrammen wird bei **HyPerformer** der Aufbau einer initialen Wasserstoffinfrastruktur entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Elektrolyse, H<sub>2</sub>-Transport, H<sub>2</sub>-Tankstellen, H<sub>2</sub>-Schwerlastfahrzeuge) als Ganzes gefördert. Dadurch ist es möglich in einem zentral koordinierten Projekt eine erste Infrastruktur zu errichten. Die Gefahr von möglichen Fehlplanungen, bei denen etwa Teile der Kette wesentlich später bereitstehen als der Rest und damit die Gesamtkette nicht geschlossen ist, wird dabei erheblich minimiert. Gerade für die ersten Anlagen und Verbraucher ist dies ein nicht zu unterschätzender Vorteil.

In einer bereits abgeschlossenen ersten Phase des Programms **HyPerformer** wurden an drei Regionen in Deutschland jeweils max. 20 Mio. € Fördergeld vergeben. Die genauen Förderbedingungen für die anstehende zweite Phase sind aktuell noch nicht bekannt.

Ein Zusammenschluss aller Gebietskörperschaften in OWL (Landkreise Minden-Lübbecke, Lippe, Höxter, Herford, Gütersloh, Paderborn sowie Stadt Bielefeld) strebt eine Bewerbung auf dieses Förderprogramm an.

#### Zur **Förderung von einzelnen Teilen der Wasserstoffwertschöpfungskette**

existiert eine Vielzahl sich ständig ändernder Förderprogramme unterschiedlicher Fördergeldgeber, sowohl auf Landesebene (NRW) als auch auf Bundesebene. Aufgrund der hohen Dynamik in diesem Gebiet wird hier nur beispielhaft auf typische Förderbedingungen eingegangen.

Stand August 2021 war die Richtlinie zur „Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur“ des BMVI aufgelegt und zur Einreichung von Anträgen offen. In drei Teilbereichen wurden darin die Erstellung von Machbarkeitsstudien, die Anschaffung von Nutzfahrzeugen mit Batterie- und BZ-Antrieben sowie die Errichtung der nötigen Lade- und Tankinfrastruktur gefördert. Die Förderquoten lagen zwischen 50 und 80 %, teils bezogen auf die Gesamtausgaben, teils bezogen auf die Investitionsmehrausgaben. Diese Quote kann für vergleichbare Programme als typisch angesehen werden. Anzumerken ist, dass Unternehmen in öffentlicher Hand bzw. unter öffentlicher Kontrolle (z.B. GmbH im Besitz einer Stadt) häufig höhere Förderquoten erhalten als privatwirtschaftliche Unternehmen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Förderquoten aktuell sehr hoch sind und einen Großteil der Investitionsmehrausgaben abdecken. Eine Förderung von Betriebskosten gibt es aktuell nicht, Planungen dazu sind nicht bekannt. Es wird daher empfohlen vor einer Investition eine genaue Analyse der laufenden Betriebskosten der

neu zu beschaffenden Fahrzeuge / Infrastruktur vorzunehmen, da diese einen erheblichen Einfluss auf die Lebenszykluskosten haben.

-----  
Techno-Geo-Ökonomische  
Analyse  
-----



## 9.1

### Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Projekt wurde ein Feinkonzept für den Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur für die Kreise Minden-Lübbecke und Lippe sowie die Stadt Bielefeld entwickelt.

Der ursprünglich auf die drei genannten Gebietskörperschaften beschränkte Betrachtungsraum wurde in Absprache mit dem Fördergeldgeber frühzeitig im Projekt auf die Gesamtregion OWL erweitert. Für die Wasserstoffverteilung (Tankstellen) und -nutzung wurden daher zusätzliche Potenziale in den Kreisen Herford, Höxter, Paderborn und Gütersloh mitbetrachtet.

Der Ablauf des Projekts wurde in die drei Phasen *Analyse*, *Infrastruktur* und *Feinkonzept* gegliedert. In einem ersten Schritt wurden in der *Analysephase* die Potenziale für eine Erzeugung von Wasserstoff an neun ausgewählten Standorten und die Nutzungspotenziale in den Sektoren Verkehr und Industrie untersucht. In der folgenden Phase *Infrastruktur* wurden technische Konzepte für die Errichtung einer Tankstelleninfrastruktur inkl. zugehöriger Wasserstofflogistik entwickelt und mögliche Standorte für die Errichtung von Wasserstofftankstellen identifiziert. In der Feinkonzeptionierung wurden alle Glieder der Wasserstoffwertschöpfungskette miteinander verknüpft und dabei in einer geo-techno-ökonomischen Analyse finale Standorte festgelegt, übergreifende Betriebskonzepte sowie eine Umsetzungsroadmap entwickelt.

Im Ergebnis steht ein Konzept für die Errichtung einer ersten regionalen Wasserstoffinfrastruktur in der Region OWL. Dieses besteht aus einer Elektrolyseanlage mit einer Leistung von 10 MW Leistung am Standort der MVA Bielefeld, vier bis sieben Tankstellenstandorten in der gesamten Region OWL, einem Trailer zum Transport des Wasserstoffs von der Erzeugungsanlage zu den Tankstellen sowie mindestens 125 Schwerlastkraftwagen, Bussen und Müllsammelfahrzeugen.

Entlang der gesamten Wertschöpfungskette stehen zudem motivierte Unternehmen für eine zügige Realisierung des Konzepts bereit. Insgesamt wurden im Projekt rund 20 Unternehmen identifiziert, die ein hohes Interesse an einer zügig startenden Umsetzungsphase haben und eigene Investitionen anstreben. Darüber hinaus konnte im Projekt ein Netzwerk aus über 100 Unternehmen aufgebaut werden, welches auch im Nachgang zu diesem Projekt in die weitere Entwicklung eingebunden wird.

## 9.2

### Weiteres Vorgehen in Bezug auf das etablierte Netzwerk

Damit eine Umsetzung des hier entwickelten Konzepts zeitnah gelingen kann, ist die Teilnahme einer Vielzahl von Unternehmen der Region OWL erforderlich, um die nötigen Investitionssummen aufbringen zu können.

Aus diesem Grund wird die Steuerungsgruppe, bestehend aus den Landkreisen Minden-Lübbecke und Lippe sowie der Stadt Bielefeld, auch im Nachgang dieses Projekts die koordinierende Rolle innehaben.

Bereits während der Projektlaufzeit wurden zwei sogenannte Akteurstreffen durchgeführt. Ziel dieser Veranstaltungen war es, die interessierte Unternehmen zu bündeln und frühzeitig in ein mögliches Folgeprojekt einzubinden. Geplant ist darüber hinaus die Erfassung von Lols für die anschließende Umsetzungsphase. Auf diese Weise soll eine schnelle Reaktion auf eine Ausschreibung des Förderprogramms vorbereitet werden.

### 9.3 Nächste Schritte

Gemeinsam mit den Akteuren aus dem etablierten Netzwerk ist eine Antragsstellung auf das Förderprogramm *HyPerformer* geplant. Parallel dazu sollen weitere Anträge auf Investitionsförderung auf unterschiedliche Förderprogramme von Bund und Land gestellt werden.

### 9.4 Akzeptanz und Öffentlichkeitsarbeit / Erfolgsfaktoren

Nachdem die Kreise Lippe und Minden-Lübbecke sowie die Stadt Bielefeld das Projekt *HyDrive OWL* zunächst als Dreierbündnis gestartet hatten, wurden bereits in einer frühen Projektphase die übrigen vier Gebietskörperschaften (Kreise Paderborn, Höxter, Herford und Gütersloh) der Region Ostwestfalen-Lippe in das Projekt eingebunden. In einer gemeinsamen Landrätekonferenz wurde im Sommer 2021 der Beschluss zum gemeinsamen Aufbau einer Wasserstoffmodellregion schriftlich festgehalten und öffentlich bekannt gegeben. (Buhrdorf 2021)

#### **Akzeptanz**

Für eine schnelle technische Umsetzung und erfolgreiche Nutzung von Wasserstoffertechnologien sowie Transport- und Verteilungsinfrastruktur ist neben anderen Bedingungen die öffentliche Akzeptanz ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Die bundesweit wahrnehmbaren Proteste auf lokaler Ebene beim Ausbau Erneuerbarer Energien, insbesondere bei Windenergieprojekten, aber auch bei anderen Energieinfrastrukturen wie dem Stromnetzausbau (Stichwort Südlink) oder Carbon Capture and Storage-Projekten (CCS) illustrieren eindrücklich, dass technische Infrastrukturen als soziotechnische Systeme stets in einen soziokulturellen Kontext eingebunden sind. Die offensichtliche Nicht-Akzeptanz im Sinne einer Nicht-Nutzung bei den ersten Einführungsversuchen der Elektromobilität seit 2010 verdeutlicht zudem, dass gesellschaftlichen Akzeptanzlagen auf unterschiedlichen Akteursebenen für die erfolgreiche Diffusion technischer Innovationen relevant sind, sie reichen dementsprechend von der lokalen Technikakzeptanz von Anwohnenden gegenüber Erzeugungsanlagen bis hin zur Nutzungsakzeptanz von Anwendern im Verkehrsbereich. Diese Erfahrungen sind bei der Forschung zu gesellschaftlichen Akzeptanzfragen bei der Umsetzung von Wasserstofftechnologien zu berücksichtigen. Bei der Akzeptanzforschung geht es zum einen darum, zu verstehen, welche Faktoren oder Merkmale existieren, die die Akzeptanz von Technologien oder Produkten bei unterschiedlichen Akteursgruppen beeinflussen. Akzeptanz meint dabei ein breites Spektrum von Reaktionen, das von Ablehnung über Duldung und Befürwortung bis hin zu aktiver Unterstützung reicht, also sowohl die Bewertungs- als auch die Verhaltensebene einschließt. Perspektivisch wird so versucht zu zeigen, unter welchen Umständen bzw. nach welchen Kriterien eine Technologie oder ein Produkt gesellschaftlich akzeptabel wäre. Zum anderen ist es auch ein Ziel der Akzeptanzforschung, für die Bedeutung von sozialen Prozessen bei der Technologieentwicklung zu sensibilisieren und diese im Sinne eines sozio-technischen Systemverständnisses von Anfang an mitzudenken.

In den Diskussionen mit den Projektpartner:innen sowie den Teilnehmenden des *HyDrive-Labs* sowie des *HyDrive-Forums* wurde anfänglich die öffentliche Akzeptanz – insbesondere die Risikowahrnehmung möglicher H<sub>2</sub>-Unfälle – als Hemmnis genannt. Im weiteren Verlauf zeigte sich jedoch, dass für das Vorhaben *HyDrive OWL* die übergeordnete gesellschaftlichen Akzeptanzdebatte zu den tatsächlich verfügbaren Mengen an grünem Wasserstoff bzw. Annahmen hinsichtlich der internationalen Importpotenziale und damit einhergehenden Bedingungen eine wesentliche Rolle spielt.

Die Beteiligungsformate des Projekts zeigten, dass die beteiligten Akteure dem Thema Wasserstoff prinzipiell positiv und offen gegenübersteht, selbst wenn noch kein vertieftes Wissen bzw. noch keine konkreten Erfahrungen vorliegen. Wichtig ist hierbei vor allem der Aspekt der positiven Umwelt- und Klimaschutzwirkungen, quasi „das Versprechen“, dass diese Technologien dann auch tatsächlich zu einer Treibhausgasminde rung beitragen bzw. im Lebenszyklus sowohl ökologisch als auch ökonomisch nachhaltig sind. Bei der Frage nach grünem Wasserstoff wurde wiederholt die Verbindung zum verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland gezogen, gerade auch der Windenergie und den damit einhergehenden Diskussionen zu einem verstärkten Ausbau.

### Öffentlichkeitsarbeit

Die Entwicklung des Wasserstoff-Feinkonzepts soll für die Öffentlichkeit sichtbar sein und insbesondere möglichen künftigen Anwendern die Möglichkeit bieten, sich einzubringen und dieses mit ihren unternehmerischen Strategien zu verknüpfen. Dazu wurden zwei Formate umgesetzt:

- Das Format **HyDrive-Forum** ist ein (virtueller) öffentlicher Ort der politischen und fachlichen Auseinandersetzung. Das Forum bot Raum, um Ideen, Konzepte und Planungen für die zukünftige Entwicklung der Region OWL zum Wasserstoff-Hotspot zu diskutieren. Zu den zentralen Merkmalen des Veranstaltungsformats zählte, vielfältige Perspektiven und Positionen von außen einzubeziehen, wobei auch nationale Erfahrungen aus anderen Regionen eine Rolle spielten. Die Projektpartner und bisherigen Anwender konnten hier wichtige Rollen als Impulsgeber:innen, Redner:innen oder Expert:innen einnehmen. Im Laufe der Entwicklung des Feinkonzepts wurden zwei *HyDrive-Fora* (à jeweils ca. zwei Stunden) realisiert: Zur Präsentation des Vorhabens gab es eine öffentliche Auftaktveranstaltung. Zudem gab es in Zusammenarbeit mit den Energielenkern ein weiteres Forum, um das Vorhaben in den anliegenden Kreisen bekannt zu machen.
- Zur vertieften fachlichen Zusammenarbeit wurde interessierten Unternehmen das Format **HyDrive-Lab** angeboten, eine Kombination aus Town Hall Meetings und Workshop. In den zweimal umgesetzten Labs präsentierte zunächst die Projektleitung *HyDrive OWL* gemeinsam mit dem Fraunhofer ISE den Status der Arbeit. Im Anschluss wurden die künftigen Themen, die für die Erstellung des Feinkonzepts und dessen Umsetzung relevant waren, mit Workshop-Methoden innerhalb der Labs vertieft mit den Beteiligten bearbeitet.
- Desweiteren unterstützte das Fraunhofer ISE die Projektpartner durch Mitgestaltung von Veröffentlichungen in den diversen öffentlichen Medien, einerseits zu (Zwischen-) Ergebnissen im Projekt sowie zur Kommunikation im Vorfeld und Nachgang zu den Formaten *HyDrive-Forum* und *HyDrive-Labs*. Neueste Erkenntnisse wurden zudem über die Website <https://www.h2-owl.de> als Blogbeiträge veröffentlicht.

- Nachdem die Kreise Lippe und Minden-Lübbecke sowie die Stadt Bielefeld das Projekt *HyDrive OWL* zunächst als Dreierbündnis gestartet hatten, wurden bereits in einer frühen Projektphase die übrigen vier Gebietskörperschaften (Kreise Paderborn, Höxter, Herford und Gütersloh) der Region Ostwestfalen-Lippe in das Projekt eingebunden. In einer gemeinsamen Landrätekonzferenz wurde im Sommer 2021 der Beschluss zum gemeinsamen Aufbau einer Wasserstoffmodellregion schriftlich festgehalten (Buhrdorf 2021).

### Erfolgsfaktoren

Der Projekterfolg liegt in folgenden Faktoren:

- Nutzung des techno-ökonomischen und ingenieurwissenschaftlichen Kompetenzen zur Erhebung von Wasserstoffpotenzialen von Regionen, der Konzeptionierung und Auslegung von Wasserstoffherzeugungsanlagen und H<sub>2</sub>-Tankstellen,
- Erarbeitung des Gesamtlösungskonzepts für die Einführung von Wasserstofftechnologien in der Region. Maßgeblich erfolgsentscheidend war eine enge Einbindung der Region durch Informieren, Motivation schaffen, Akteure aktivieren, Bedenken systematisch identifizieren und abbauen sowie Kommunikationsstrategien aufbauen.
- Aufbau von Akteursnetzwerken zur Gewinnung und Einbindung weiterer Akteure ist durch ein enges, partizipatives Beteiligungskonzept für Unternehmen gelungen. Auf diese Weise konnten neue Akteure passgenau in das Projekt eingebunden werden, um mit ihnen die nachgelagerte Umsetzungsphase sowie die Roadmap-Entwicklung anzugehen.
- Als Arbeitsweise zur Erstellung des Feinkonzepts hat sich der rational-kreative Prozess im Wechselspiel zwischen Analyse, Stakeholder-Konsultation, Ko-Kreation und zunehmender Detaillierung durch Fraunhofer ISE und die Stakeholder der Region als Schlüssel zum Erfolg herausgestellt.

## 9.5

### Übertragbarkeit auf andere Regionen

Eine Übertragbarkeit der in diesem Projekt erarbeiteten Ergebnisse auf andere Region ist nur teilweise möglich. Die Regionen innerhalb Deutschlands unterscheiden sich geografisch, räumlich und strukturell teils erheblich, sodass die Ergebnisse nur bedingt übertragbar sind.

Die Ergebnisse zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus Kapitel 4 sind zumindest qualitativ auf andere Regionen übertragbar. Je höher die Anzahl der Volllaststunden, je größer eine Elektrolyseanlage und je geringer die Strombezugskosten, desto geringer sind die Wasserstoffgestehungskosten. Auch die H<sub>2</sub>-Transportkosten (Kapitel 5) lassen sich qualitativ auf andere Regionen übertragen. Es ist jedoch zu beachten, dass aufgrund der geografischen Struktur der Region OWL mit konzentrischen Kreisen gleicher Kosten um den Erzeugungsstandort gearbeitet wurde. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die Region OWL eine vergleichsweise einheitliche, flache Topographie hat und nur zu geringen Teilen bergig ist. In anderen Regionen müsste die Berechnung der Transportkosten entsprechend der tatsächlichen Topographie angepasst werden.

Die Ergebnisse der Analyse des H<sub>2</sub>-Nutzungspotenzials in Verkehr und Industrie sind dagegen nicht übertragbar, da die spezifische Unternehmensstruktur eine große Rolle spielt.

Mit Blick auf die Roadmap lässt sich der prinzipielle Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur auch auf andere Regionen übertragen. Die Errichtung einzelner Wasserstoffinseln (bestehend aus Tankstelle und Verbrauchern), die durch eine zentrale Elektrolyseanlage mittels Trailer beliefert werden, sowie die anschließende Erweiterung des Inselnetzes mit einer beginnenden Vernetzung ist grundsätzlich übertragbar.

## 9.6 Handlungsempfehlungen

Nachfolgend sind einige Handlungsempfehlungen zusammengetragen, die zu einer zügigen Realisierung des „Aufbaus einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur in der Region OWL“ beitragen können. Dabei wird unterschieden nach Politik / Verwaltung und Unternehmen.

### 9.6.1 Politik und Verwaltung

Die wichtigste Aufgabe von Politik und Verwaltung für eine erfolgreiche Umsetzungsphase der Ergebnisse dieses Projekts ist die **Übernahme der zentralen Rolle als Koordinatorin**. In dieser Funktion müssen offene Fäden zusammengeführt und -gehalten werden, neue Akteure in das Vorhaben „Wasserstoffregion OWL“ eingebunden und alle begleitenden Aktivitäten koordiniert werden. Für diesen Zweck ist auch die Beauftragung eines externen Koordinators denkbar. Geeignet dafür wären aus Sicht der Autor:innen etwa regionale Klimaschutz- und Energieagenturen, Wirtschaftsförderungen, Handelskammern oder Ingenieur- und Planungsbüros mit einem entsprechenden inhaltlichen Fokus.

In ihrer Rolle als zentrale Koordinatorin sollten Politik und Verwaltung an einer Umsetzung / Investition interessierte Unternehmen mittels Absichtserklärungen (engl. Letter of intend, LoI) an das Konsortium binden.

Politik und Verwaltung sind aufgrund vielfältiger Kontakte gut geeignet, aktuell noch unentschlossenen Unternehmen **als Ansprechpartner zur Verfügung zu stehen** und diese, etwa auf Basis der Ergebnisse dieses Projekts, bei einer Entscheidungsfindung zu unterstützen und zu ermutigen.

Darüber hinaus kann die Politik eine wichtige Mittlerrolle zwischen agierenden Unternehmen einerseits (z.B. Errichtern und Betreibern von Infrastruktur) und der interessierten Bevölkerung andererseits übernehmen und dort sowohl proaktiv als auch bedarfsorientiert mit sachlichen Argumenten zu Seite stehen.

Die Autoren dieser Studie empfehlen den Entscheidungsträger:innen in Politik und Verwaltung ausdrücklich eine proaktive **Vernetzung mit umliegenden Gebietskörperschaften**. Auf diese Weise können ggf. dort bereits geplante Aktivitäten in der eigenen Planung berücksichtigt und auf diese Weise Synergien geschaffen werden. Hierzu wird die Etablierung eines regelmäßig wiederkehrenden Gesprächsformats empfohlen, sofern nicht bereits vorhanden.

Um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu unterstützen, können Politik und Verwaltung zielgerichtet beim **Abbau von Hemmnissen** mitwirken, etwa indem Aktivitäten im Rahmen des Möglichen finanziell, organisatorisch oder anderweitig unterstützt werden. Auch die Schaffung von Anreizen zur Nutzung von alternativen Antriebstechnologien wird empfohlen. Dabei sind sowohl ordnungspolitische als auch förderpolitische Maßnahmen vorstellbar, wie etwa Investitionszuschüsse.

### 9.6.2 Unternehmen

Um mit der technischen Entwicklung Schritt halten zu können, sollten Unternehmen sich **frühzeitig und proaktiv über technische Lösungen informieren**, die ihnen dabei helfen sich von fossilen Energieträgern (z.B. Diesel, Erdgas) in ihrem Unternehmen zu lösen. Hierfür können beispielsweise Fachzeitschriften gelesen oder Seminare / Workshops besucht werden. Da der Umstieg auf alternative Energieträger oder Antriebssysteme im ersten Schritt mit einer Investition beginnt, obliegt diese Aufgabe der Geschäftsführung und kann von dieser ggf. an Dritte übertragen werden.

Eine große Hilfe ist zudem die **Vernetzung mit Wirtschaftsförderungen** und **IHKen** in der Region sowie mit sogenannten **Early Adoptern**, also Unternehmen, die sich bereits tiefergehend mit alternativen Antrieben beschäftigt haben und ggf. erste Fahrzeuge im Betrieb haben. Auf diese Weise können Sie von den Erfahrungen Dritter direkt profitieren und vermeiden es gleiche Fehler zu wiederholen.

Sofern Sie bezüglich einer Einführung von alternativen Antriebssystemen noch offene Fragen haben, **beauftragen Sie unabhängige Experten**, etwa Forschungseinrichtungen oder Beratungsunternehmen mit entsprechenden Themenschwerpunkten. Diese können in einer zielgerichteten Analyse die spezifischen Eigenschaften Ihres Unternehmens aufdecken, Ihnen die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Lösungen übersichtlich darlegen und Sie bei der Entscheidungsfindung unterstützen.

Auf Basis ihrer Gespräche sowie einer möglichen externen Expertise müssen Sie letztlich **zeitnah eine unternehmerische Entscheidung treffen**. In diese Entscheidung sollten Sie die heute und in naher Zukunft (in den nächsten 12 Monaten) verfügbaren Technologien einfließen lassen. Mögliche technische Neu- und Weiterentwicklungen in der Zukunft sollten Sie dabei nur zu kleinem Teil berücksichtigen. Eine zu starke Fokussierung auf eventuell künftig verfügbare Technologien führt häufig zu einem „Warten auf die perfekte Lösung“, die es erfahrungsgemäß nicht gibt. Sobald Sie eine Entscheidung getroffen haben, sollte der gewählte Weg konsequent und anhand eines Zeitplans verfolgt werden. Hilfreich kann dabei die proaktive Einbindung des Unternehmensumfelds sein. Ermutigen Sie Dritte zu eigenen Entscheidungen, da hierdurch möglicherweise für beide Seiten Synergien entstehen können, etwa durch gemeinsame Beschaffungsmaßnahmen oder gemeinsame Nutzung von Infrastruktur.

### 9.6.3 Industrie- und Handelskammern, Wirtschaftsförderungen, Verbände

Den Industrie- und Handelskammern sowie Wirtschaftsförderungen und Verbänden kommt, ähnlich wie der Politik und Verwaltung, vor allem eine **vernetzende Rolle** zu. Aufgrund Ihrer Nähe zu Unternehmen sind Sie in der Lage Kontakte zwischen Early Adoptern einer Technologie und nachfolgenden Unternehmen herzustellen und dadurch den aktiven Wandel Ihrer Mitgliedsunternehmen zu katalysieren.

Viele Unternehmen sind aktuell unsicher in der Entscheidung für eine alternative Antriebstechnologie, beispielsweise im direkten Vergleich zwischen Batterie- und Wasserstoffantrieben. IHKen, Wirtschaftsförderungen und Verbände können beispielsweise durch **Organisation von themenspezifischen Informationsveranstaltungen** das in Wissenschaft und Forschung vorhandene in die Unternehmen transferieren. Hierzu eignen sich besonders unabhängige Expert:innen als Referenten, die transparent die Vor- und Nachteile aller Lösungen darstellen können. Dabei sollte stets auch die Botschaft vermittelt werden, dass ein „Weiter so“ wie bisher keine zukunftsfähige Antwort ist. Ein Wandel, weg von fossilen Energieträgern und Kraftstoffen (Diesel, Benzin, Erdöl, Kohle, Erdgas), muss in den Unternehmen aktiv vorbereitet und proaktiv eingeleitet werden, um nicht vom Wandel überrollt zu werden. Sie können dabei aktiv unterstützen.

Beim konkreten Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur können Sie Ihren **Mitgliedsunternehmen als Ansprechpartner:in zur Verfügung stehen**, etwa wenn es um die Identifikation eines geeigneten Standorts für eine von mehreren Unternehmen genutzte Wasserstofftankstelle geht. Hilfreich wäre hier etwa die Schaffung einer geeigneten Plattform, wie etwa eines Workshopformats, in dem die beteiligten Unternehmen gemeinsam unter Moderation von Ihnen eine Lösung erarbeiten können.

Aufgrund Ihrer guten Vernetzung mit Ihren Mitgliedsunternehmen fällt Ihnen zudem die Rolle zu, die teils unterschiedlichen, teils überlappenden **Interessen Ihrer Mitglieder:innen zu bündeln** und in geeignetem Format an Politik und Verwaltung zu transportieren. Auf diese Weise spricht die Wirtschaft mit einer Stimme und ist in der Lage, erforderliche Unterstützungen durch die Politik und Verwaltung leichter zu transportieren.

## 1 0 Literaturverzeichnis

AVL; ZSW (2021): Systemvergleich zwischen Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug. Eine technische und ökonomische Analyse zweier Antriebskonzepte. Hg. v. e-Mobil BW. Stuttgart.

BEHALA (2021): ELEKTRA mit ganz neuem Energie-System. Online verfügbar unter <https://www.behala.de/elektra/>, zuletzt aktualisiert am 17.11.2021, zuletzt geprüft am 17.11.2021.

Bertelsmann (2020): Klimaneutral 2030. Online verfügbar unter <https://www.bertelsmann.de/news-und-media/specials/klimaneutral-2030/>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Bertelsmann (2021): Unternehmensprofil. Online verfügbar unter <https://www.bertelsmann.de/unternehmen/unternehmensprofil/>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

BMU (2010): Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Kurzfassung. Unter Mitarbeit von Ingenieurbüro Floecksmühle, Universität Stuttgart Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen, Hydrotec, Fichtner GmbH. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Aachen.

BMU (03.02.2021): Schulze: Wir fördern Kraftstoffe, die das Klima schützen, ohne die Natur zu zerstören. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/pressemitteilung/schulze-wir-foerdern-kraftstoffe-die-das-klima-schuetzen-ohne-die-natur-zu-zerstoeren/>, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

BMVI (2011): Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen und Bundesstraßen (Bundesfernstraßenmautgesetz). BFStrMG, vom 08.06.2021.

BMVI (2021): Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge. (Umsetzung der Clean Vehicles Directive). Online verfügbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/clean-vehicles-directive.html>, zuletzt aktualisiert am 20.01.2021, zuletzt geprüft am 22.11.2021.

BMW i (2020): Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie.

BMW i (23.11.2021): Kabinett beschließt großes Verordnungspaket zur Umsetzung des EEG 2021 – Starkes Signal für Markthochlauf von Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210519-Kabinett-beschliesst-grosses-Verordnungspaket-zur-Umsetzung-des-EEG-2021.html>, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

BNetzA: Leitfaden zur Eigenversorgung.

Brandes, Julian; Haun, Markus; Senkpiel, Charlotte; Kost, Christoph; Bett, Andreas; Henning, Hans-Martin (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen - Update der Studie unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

Buhrdorf, Jens-olaf (2021): OWL will Vorreiter beim Wasserstoff werden. In: *wdr.de*, 08.10.2021. Online verfügbar unter <https://www1.wdr.de/nachrichten/westfalen-lippe/ostwestfalen-lippe-owl-wasserstoff-vorreiter-100.html>, zuletzt geprüft am 26.11.2021.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen 2021. Online verfügbar unter [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar\\_merkblatt\\_wasserstoff.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=2).



Bundesministerium für Bildung und Forschung - BMBF (2021): Wissenswertes zu Grünem Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff>, zuletzt aktualisiert am 23.11.2021, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - BMWi (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). EEG 2011, vom 16.07.2011. Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - BMWi (2015): Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare-Energien-Verordnung). EEG, vom 10.08.2011. Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechv\\_2015/BJNR014610015.html](https://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechv_2015/BJNR014610015.html), zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Bundesregierung (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). EnWG, vom 10.08.2011. Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/), zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Bundesverband der Deutschen Binnenschifffahrt e.V. (BDB) (2021): Daten & Fakten 2020 / 2021.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2021): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021. Haushalte und Industrie. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse\\_no\\_halbjahrlich\\_Ba\\_online\\_10062021.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjahrlich_Ba_online_10062021.pdf), zuletzt geprüft am 19.11.2021.

CLAAS (2021): Kurzporträt. Online verfügbar unter [https://www.claas-gruppe.com/gruppe/ueber\\_claas/kurzportrait](https://www.claas-gruppe.com/gruppe/ueber_claas/kurzportrait), zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Clearingstelle EEG: Hinweis 2017/46 - Mieterstrom: Gebäude, Nebenanlagen und Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang. Online verfügbar unter <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/hinww/2017/46>.

Deutscher Bundestag: Drucksache 19/29850, Beschlussempfehlung und Bericht zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote.

Dr. Oetker (2021a): Dr. Oetker veröffentlicht Nachhaltigkeitsziele. Online verfügbar unter [https://www.oetker.com/de/presse/presse-news/detailseite/n/Unternehmens-News/2021.04.08\\_Dr.\\_%20Oetker%20ver%3%B6ffentlicht%20Nachhaltigkeitsziele](https://www.oetker.com/de/presse/presse-news/detailseite/n/Unternehmens-News/2021.04.08_Dr._%20Oetker%20ver%3%B6ffentlicht%20Nachhaltigkeitsziele), zuletzt aktualisiert am 04.2021, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Dr. Oetker (2021b): Unternehmen. Online verfügbar unter <https://www.oetker.com/de/unternehmen/unternehmen>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

e-Mobil BW (2013): Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität.

Energieagentur.NRW (2021): Die Zahl emissionsfreier Busflotten in NRW wächst weiter. Online verfügbar unter [https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/die\\_zahl\\_emissionsfreier\\_busflotten\\_in\\_nrw\\_waechst\\_weiter](https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/die_zahl_emissionsfreier_busflotten_in_nrw_waechst_weiter), zuletzt aktualisiert am 28.05.2021, zuletzt geprüft am 08.12.2021.

Epp, Julia; Scheidler, Viktoria; Schmidt, Anke; Steiger, Patrick (2021): HyStarter-Region Rügen-Stralsund. Die Rolle von Wasserstoff in der regionale Energie- und Verkehrswende.

Esoro (2016): Weltweit erster Wasserstoff-LKW mit Anhänger, der die LKW-Anforderungen für die Coop-Logistik erfüllen kann.

E-Trucks Europe (2021): Leaflet SUEZ. Broschüre. Online verfügbar unter <https://e-truckseurope.com/wp-content/uploads/2021/03/Leaflet-Gemeente-Suez-de-1.pdf>, zuletzt geprüft am 08.12.2021.

European Parliament and the Council (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources, vom 11.12.2018. Online verfügbar unter <https://eur->

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

-----  
Fazit und weiteres Vorgehen  
-----

Faun (2020): Nutzfahrzeuge mit H2-Brennstoffzellen-Antrieb. Broschüre. Online verfügbar unter <https://www.faun.com/wp-content/uploads/2021/09/BLUEPOWER-Nutzfahrzeuge.pdf>, zuletzt geprüft am 08.12.2021.

Fischer, Tibor; Battaglia, Manuel; Robers, Moritz; Ebner, Andreas; Petersen, Alenka (2020): dena-Marktmonitor 2030 - Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse. Perspektiven langfristiger grüner Stromlieferverträge aus Sicht von Nachfragern. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Fraunhofer (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. Fraunhofer. Karlsruhe, Freiburg.

Ganz, Kristin; Kern, Timo; Hübner, Tobias; Pichlmaier, Simon; Roon, Serafin von (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

Günthner, Willibald A.; Micheli, R.; Micheli, Robert (2015): 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. Garching: fml - Lehrstuhl für Fördertechnik Materialfluss Logistik Technische Universität München.

H2 Mobility (2021a): Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick. Online verfügbar unter <https://h2-mobility.de/wasserstoffbetankung-im-schwerlastverkehr/>.

H2Mobility (2021b): Häufige Fragen. H2Mobility. Online verfügbar unter <https://h2-mobility.de/faq/>, zuletzt aktualisiert am 16.09.2021, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

H2Mobility (2022): Das Unternehmen H2 Mobility. Online verfügbar unter <https://h2-mobility.de/unternehmen/>, zuletzt aktualisiert am 07.04.2022, zuletzt geprüft am 12.04.2022.

Hempelmann & Wittemöller (2022): Hempelmann - Home. Online verfügbar unter <https://www.hempelmann-wittemoeller.de/>, zuletzt aktualisiert am 12.04.2022, zuletzt geprüft am 12.04.2022.

Hof, Elena; Kupferschmid, Stefan; Faltenbacher, Michael: Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV. Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte. Hg. v. NOW GmbH.

Hornig, Pauline; Kalis, Michael (2020): Wasserstoff - Farbenlehre. Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie. Unter Mitarbeit von Sabine Heinecke, Jannis Glahe und Odile Stabon. Hg. v. IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. Online verfügbar unter [https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM\\_Kurzstudie\\_Wasserstoff\\_Farbenlehre.pdf](https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf), zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Hussy, C. (2021): Water electrolysis explained – the basis for most Power-to-X processes, zuletzt geprüft am 29.11.2021.

HyARC (2021): International Hydrogen Fueling Stations. Online verfügbar unter <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/international-hydrogen-fueling-stations>, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Hydrogeit (2021): Kommentar zur leidigen Wasserstoff-Farbenlehre. In: *Hzwei Magazin und Blog für Wasserstoff und Brennstoffzellen*, 03.08.2021. Online verfügbar unter <https://www.hzwei.info/blog/2021/08/03/kommentar-zur-leidigen-wasserstoff-farbenlehre/>, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Hyland (2021): HyPerformer - Auf dem Weg zum Wasserstoffland! Online verfügbar unter <https://www.hy.land/hyperformer/>, zuletzt aktualisiert am 19.07.2021, zuletzt geprüft am 12.04.2022.

IEA (2019): The Future of Hydrogen. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

IRENA (2020): Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling Up Electrolysers To Meet The 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

Isringhausen (2021): Unternehmen. Online verfügbar unter <https://www.isri.com/unternehmen>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Kelm, Tobias; Metzger, Jochen; Jachmann, Henning (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare Energien Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Hg. v. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg und Bosch & Partner GmbH.

Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Fluri, Verena; Peper, Dominik; Davoodi Memar, Aschkan; Schlegl, Thomas (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Hg. v. Fraunhofer-Insitut für Solare Energiesysteme.

Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S. (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Umweltbundesamt.

LEE NRW (2021a): Geplanter Mindestabstand lässt Ausbau der Windenergie nur noch im Paderborner Land zu. LEE NRW Regionalverband Ostwestfalen-Lippe. Online verfügbar unter <https://owl.lee-nrw.de/aktuelles/geplanter-mindestabstand-laesst-ausbau-der-windenergie-nur-noch-im-pad/>, zuletzt aktualisiert am 08.03.2021, zuletzt geprüft am 29.11.2021.

LEE NRW (2021b): Mehr Tempo beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in OWL notwendig. LEE NRW Regionalverband Ostwestfalen-Lippe. Online verfügbar unter <https://owl.lee-nrw.de/aktuelles/mehr-tempo-beim-ausbau-der-erneuerbaren-energien-in-owl-notwendig/>, zuletzt aktualisiert am 23.08.2021, zuletzt geprüft am 29.11.2021.

Loskarn, M. (2021): TB Reutlingen fühlt H2-Technologie auf den Zahn – Wasserstoff-Müllsammler von Zoeller im Einsatz. Bauhof-Online. Online verfügbar unter <https://www.bauhof-online.de/d/tb-reutlingen-fuehlt-h2-technologie-auf-den-zahn-wasserstoff-muellssammler-von-zoeller-im-einsatz/>, zuletzt aktualisiert am 10.11.2021, zuletzt geprüft am 08.12.2021.

Lüers, S.; Wallasch, A. (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update. Hg. v. Deutsche Windguard. Verl.

Mayer, Thomas (2020): Modellbasierte Analyse und Optimierung von Wasserstoffprozessketten für Brennstoffzellen-PKWs in Deutschland. Dissertation. Technische Universität München, München. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. Online verfügbar unter <https://mediatum.ub.tum.de/?id=1548391>, zuletzt geprüft am 30.11.2021.

Miele (2020): Geschäftsentwicklung. Online verfügbar unter <https://www.miele.de/haushalt/geschaeftsentwicklung-443.htm>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Miele (2021): Nachhaltigkeitsbericht 2021.

Ministerium des Innern des Landes Nordrhein-Westfalen (2021): Gesetz über den öffentlichen Personennahverkehr in Nordrhein-Westfalen. ÖPNVG NRW.

Mitsubishi Fuso Truck and Bus Corporation (2020): Mitsubishi Fuso presents its first fuel cell concept truck "Vision F-CELL" at Tokyo Motor Show 2019 | Mitsubishi Fuso Truck and Bus Corporation. Online verfügbar unter <https://www.mitsubishi-fuso.com/en/news/2019/10/23/mitsubishi-fuso-presents-its-first-fuel-cell-concept-truck-vision-f-cell-at-tokyo-motor-show-2019/>, zuletzt aktualisiert am 10.03.2020, zuletzt geprüft am 29.03.2022.

moBiel (2022): Stadtwerke Bielefeld Gruppe errichtet Innovationspark | Wasserstoffbusse in Bielefeld angekommen. Online verfügbar unter <https://www.mobiel.de/aktuelles/aktuelle-news/stadtwerke-bielefeld-gruppe-errichtet-innovationspark/>, zuletzt aktualisiert am 04.04.2022, zuletzt geprüft am 12.04.2022.

MWIDE NRW (2020): Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

Nationaler Wasserstoffrat (2021): Bottom-Up-Studie des Wasserstoffrats zur Dekarbonisierung des Wärmemarkts schließt Forschungslücke. Berlin, [info@leitstelle-nws.de](mailto:info@leitstelle-nws.de). Website. Online verfügbar unter <https://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-14102021>, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

NOW (2010): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts. Unter Mitarbeit von Tom Smolinka, Martin Günther, Jürgen Garche. NOW, Fraunhofer ISE, FCBAT.

NOW GmbH (Hg.): Genehmigungsleitfaden für Wasserstoff-Stationen.

OWL Verkehr (o. D.): Aufgabenträger in OWL. Online verfügbar unter <https://teutoowl.de/owlv/info-und-service/die-owlv/aufgabentraeger.php?navanchor=2110021>, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Phoenix Contact: Daten und Fakten. Online verfügbar unter [https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?1dmy&urile=wcm%3apath%3a/dede/web/corporate/company/subcategory\\_pages/Data\\_and\\_facts/32019ead-971d-45de-b0d3-638b8968671f](https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?1dmy&urile=wcm%3apath%3a/dede/web/corporate/company/subcategory_pages/Data_and_facts/32019ead-971d-45de-b0d3-638b8968671f), zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Phoenix Contact (2021): Unternehmerische Verantwortung. Online verfügbar unter [https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?1dmy&urile=wcm:path:/dede/web/corporate/company/subcategory\\_pages/Corporate\\_responsibility/15e79d63-8f69-4b15-a5d7-3edff01b4f55](https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?1dmy&urile=wcm:path:/dede/web/corporate/company/subcategory_pages/Corporate_responsibility/15e79d63-8f69-4b15-a5d7-3edff01b4f55), zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.

pwc (2020): Testatsexemplar - Umweltbetrieb der Stadt Bielefeld. Jahresabschluss zum 31. Dezember 2020 und Lagebericht für das Wirtschaftsjahr 2020. Online verfügbar unter [https://www.bielefeld.de/sites/default/files/datei/2021/UWB\\_Jahresabschluss-2020\\_0.pdf](https://www.bielefeld.de/sites/default/files/datei/2021/UWB_Jahresabschluss-2020_0.pdf).

Rausch, L.; Fritsche, U. (2012): Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe. Endbericht. Öko-Institut e.V.

Reinhardt, Winfried (2018): Öffentlicher Personennahverkehr. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Reuß, Markus Eduard (2019): Techno-Economic Analysis of Hydrogen Infrastructure Alternatives. Unter Mitarbeit von Detlef Stolten und Albert Moser: RWTH Aachen University.

Reuter, Benjamin; Faltenbacher, Michael; Schuller, Oliver; Whitehouse, Nicole; Whitehouse, Simon (2017): New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots. High-Level Techno-economic Projekt Summary Report. thinkstep AG.

Rose, Philipp; Wietschel, Martin; Gnann, Till (2020): Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen?

Shell, Wuppertal Institut (2017): Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft?

Smolinka, T. et. al. (2018): Studie: IndWEDe. Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme. Hg. v. NOW GmbH. Fraunhofer ISE, E4Tech Sarl. Berlin.

Statistisches Bundesamt: Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen.

Statistisches Bundesamt (2021): Verkehr aktuell (Fachserie 8, 1.1).

Stiftung Umweltenergierecht (2021): Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?  
Rechtsgurndlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft.

-----  
Fazit und weiteres Vorgehen  
-----

Sustainable Bus (2021): Fuel cell bus projects in the spotlight: fleets, manufacturers, trends.  
Online verfügbar unter <https://www.sustainable-bus.com/fuel-cell-bus/fuel-cell-bus-hydrogen/>,  
zuletzt aktualisiert am 21.01.2021, zuletzt geprüft am 08.12.2021.

Töpler, Johannes; Lehmann, Jochen (Hg.) (2014): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien  
und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

Umlaut energy GmbH; EMCEL GmbH; Becker Büttner Held; Forschungszentrum Jülich:  
Wasserstoffherzeugung und Märkte Schleswig-Holstein.

WAGO: Daten und Fakten. Online verfügbar unter <https://www.wago.com/de/daten-fakten>,  
zuletzt geprüft am 27.10.2021.

WAGO (2020): Power-to-Gas: Hoffnungsträger für das Smart Grid. Online verfügbar unter  
<https://www.wago.com/de/referenz-power-to-gas-anlagen>, zuletzt aktualisiert am 21.07.2020,  
zuletzt geprüft am 27.10.2021.

Wystrach GmbH (2021): Datenblatt WyRefueler 350.

Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2021): Europäisches Übereinkommen vom 26. Mai  
2000 über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen.  
ADN 2021.

## 11.1 Standortinformationsblätter



### Pohlische Heide in Hille

#### Eckdaten

Betreiber	KAVG Minden-Lübbecke
Funktion	MBA, BA, Deponie

#### Kurzbeschreibung

Das Entsorgungszentrum Pohlische Heide in Hille ist eine Abfallaufbereitungsanlage. Dort wird eine Mechanisch-Biologische Abfallbehandlungsanlage (MBA) für Haus- und Gewerbemüll, eine Biologische Abfallbehandlungsanlage (BA) für Bioabfälle, zwei Wertstoffhöfe sowie eine Deponie für Abfälle der Kategorie DK 2 betrieben.

Die Deponie besteht aus zwei Teilen, wobei der erste Teil bereits 1994 geschlossen wurde. Der zweite Teil hat noch eine Kapazität bis etwa 2025.

Im Rahmen des Projekts „Smart Recycling Factory“ entstehen ab 2022 ein Forschungs- und Kompetenzzentrum, ein Besucherzentrum sowie Kooperationen mit Hochschulen.

#### Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Aus der BA entstehen jährlich 1,8 Mio. m<sup>3</sup> Biogas. Dieses wird vor Ort rückverstromt und der erzeugte Strom nahezu vollständig auf dem Standort genutzt.

Zudem fallen jährlich rund 50.000 t Ersatzbrennstoff an, die zu 60 % im HKW verbrannt werden und zu 40 % nach Extern abgegeben werden.

#### Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Unter der Annahme, dass die zwei Hallen südöstlich der Deponiekörper zu 80 % mit PV-Modulen mit einer Leistung von je 330 Wp in Ost-West-Ausrichtung mit 10° belegt werden, ergibt sich ein maximales Potenzial von 1,8 MWp. Zudem wurde angenommen, dass auf dem stillgelegten Deponiekörper Platz für 3 Windenergieanlagen mit je 3,3 MWp ist.

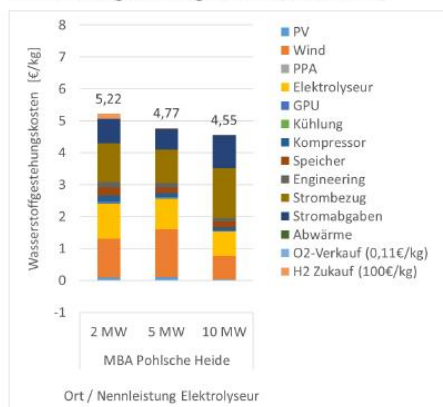
#### Vor- und Nachteile des Standorts

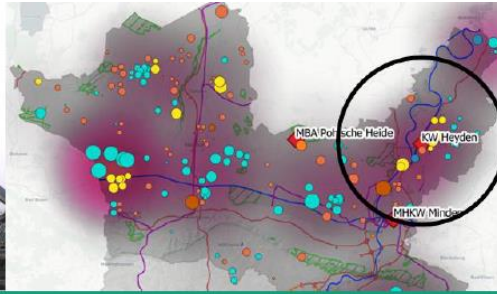
- + Gutes Potenzial für die Errichtung von Windenergie- und PV-Anlagen
- + Ausreichend Fläche für Errichtung einer Elektrolyseanlage vorhanden
- Aktuell keine EE-Stromerzeugung am Standort
- Lage am Rand der Region OWL, daher hohe Transportkosten des erzeugten Wasserstoffs

#### Potenzielle Verbraucher am Standort

- 8 LKW im Pendelverkehr zwischen HKW Minden / Pohlische Heide
- 20 fremde Fahrzeuge pro Tag (LKW)
- Anlieferungen von Privatpersonen am Wertstoffhof (PKW)

#### Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)





# Kraftwerk Heyden

## Eckdaten

Betreiber	Uniper
Funktion	Steinkohlekraftwerk

## Kurzbeschreibung

Das Kraftwerk Heyden ist ein Steinkohlekraftwerk in Lahde bei Petershagen im Kreis Minden-Lübbecke. Mit einer Leistung von 875 MW Nettoleistung ist es eines der leistungsstärksten Steinkohlekraftwerke in nur einem Block in Europa.

Im Zuge des Kohleausstiegs trat für das KW Heyden im Juli 2021 ein Kohleverstromungsverbot in Kraft. Seither wird Block 4 bis zum 30. September 2022 in die Netzreserve überführt.

## Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Das Kraftwerk befindet sich im Rahmen des Kohleausstiegs seit Juli 2021 nicht mehr im Produktivbetrieb. Damit erfolgt am Standort aktuell kein geplante Stromerzeugung. Lediglich im Rahmen des Netzreservebetriebs wird Strom erzeugt.

## Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Der gesamte Standort des Kraftwerks soll nach Ende des Betriebs des Kraftwerks als Netzreserve umgebaut werden. Es gibt Pläne des Betreibers am Standort ein Industrie- und Gewerbegebiet anzusiedeln. In diesem Zuge könnten neue Kapazitäten zur Erzeugung von Strom errichtet werden. Die Nutzung des bestehenden Steinkohleblocks mit einem alternativen Brennstoff ist nicht möglich.

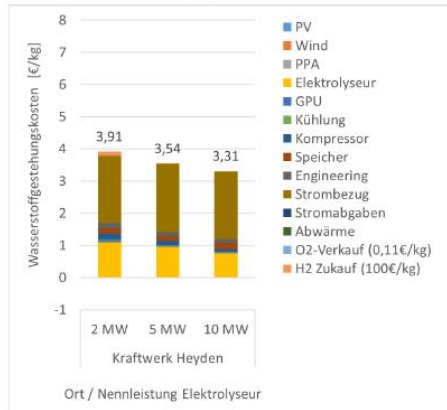
## Vor- und Nachteile des Standorts

- + Gute Energie- und Verkehrsinfrastruktur
- + Ausreichend freie Flächen für Errichtung von Elektrolyseanlage vorhanden
- Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff aktuell nicht geplant
- Kompletter Umbau des Standorts erforderlich
- Zeitplan aktuell ungewiss
- Lage am Rand der Region OWL, daher hohe Transportkosten des erzeugten Wasserstoffs

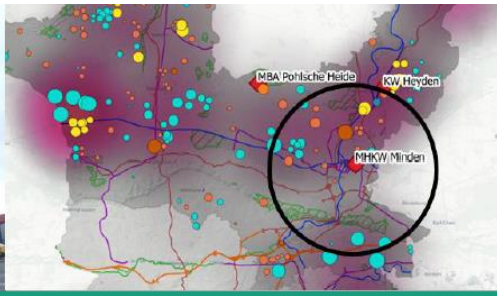
## Potenzielle Verbraucher am Standort

- Lieferverkehr (LKW) aus potenziellem Industrie- und Gewerbegebiet
- Durchgangsverkehr (LKW, PKW)

## Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)







# Heizkraftwerk Minden

## Eckdaten

Betreiber	KAVG Minden-Lübbecke
Funktion	Heizkraftwerk

## Kurzbeschreibung

Das im Jahr 2002 in Betrieb genommene Heizkraftwerk Minden hat aktuell eine Kesselleistung von 15 MW und verbrennt jährlich 30.000 t Ersatzbrennstoffe aus der MBA Pohlische Heide.

Der Standort wird in naher Zukunft auf 30 MW Kesselleistung ausgebaut und wird zusätzlich Dampf und Wärme an das benachbarte Pharmaunternehmen Siegfried liefern.

## Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Derzeit wird am Standort des HKW Minden kein Strom erzeugt. Obwohl eine Genehmigung für den Betrieb eines Generators bis zu 4,6 MW<sub>el</sub> vorliegt, ist aktuell kein Generator in das Kraftwerk eingebaut. Auch im Zuge des anstehende Umbaus des Kraftwerks ist kein Einbau geplant, da die räumlichen Kapazitäten nahezu vollständig ausgeschöpft sind.

## Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Da das Gelände des HKW Minden nahezu vollständig ausgenutzt ist, besteht für die Errichtung zusätzlicher Kapazitäten zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien kein Potenzial. Dies wäre nur durch eine Erweiterung des Grundstücks denkbar.

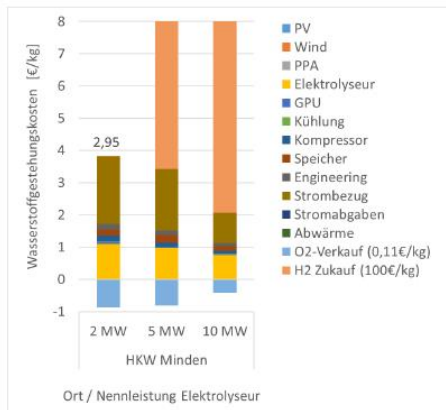
## Vor- und Nachteile des Standorts

- + Theoretisch Strom aus Abfall verfügbar
- Aktuell keine Stromproduktion, nur Wärme und Dampf
- Grundstücksfläche komplett genutzt, kein Freiraum für Errichtung einer Elektrolyseanlage
- Lage am Rand der Region OWL, daher hohe Transportkosten des erzeugten Wasserstoffs

## Potenzielle Verbraucher am Standort

- 8 LKW im Pendelverkehr HWK Minden / MBA Pohlische Heide
- Ggf. Lieferverkehr aus angrenzendem Industrie- und Gewerbegebiet (LKW, Busse)

## Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)







# Müllverbrennungsanlage Bielefeld

## Eckdaten

Betreiber	Interargem GmbH
Funktion	Müllverbrennungsanlage

## Kurzbeschreibung

Die Müllverbrennungsanlage (MVA) Bielefeld im Stadtteil Heepen wird durch die Interargem betrieben, deren Gesellschafter die Stadtwerke Bielefeld (75,84 %) und kommunale Gesellschafter der Region (in Summe 24,16 %) sind.

Die MVA verfügt über eine 8-stufige Rauchgasreinigungsanlage, die als modernste Anlage Europas gilt. Die Emissionsdaten unterschreiten die gesetzlichen Grenzwerte gemäß 17. BImSchV um mindestens 80 %.

## Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Die MVA erzeugt jährlich rund 163 GWh Strom sowie 359 GWh Fernwärme zur Versorgung des städtischen Wärmenetzes.

Der Strom wird an der Strombörse verkauft und zu einem Anteil von 52 % mit Herkunftsnachweisen des Umweltbundesamts als Grüner Strom klassifiziert.

Als Brennstoff dienen jährlich rund 400.000 t Abfall.

## Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Auf dem eigentlichen Gelände der MVA besteht kein Potenzial für die Errichtung zusätzlicher Erneuerbarer Energieanlagen.

Eine Erweiterung der Kapazitäten zur Müllverbrennung ist ebenfalls nicht vorgesehen.

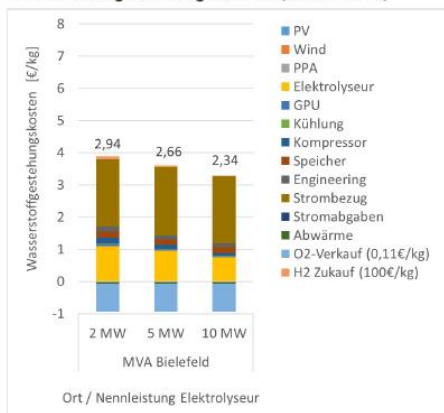
## Vor- und Nachteile des Standorts

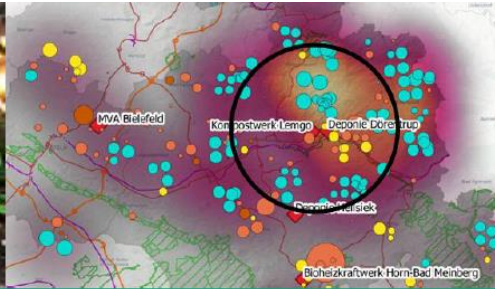
- + Günstiger Strom vorhanden
- + Tankstelle unmittelbar angrenzend geplant
- Antrag für Errichtung von 1 MW Elektrolyse am Standort ist bereits gestellt
- Möglichkeiten zur Nutzung der Koppelprodukte der Elektrolyse in unmittelbarer Nähe (Wärmenetze / Kläranlage Heepen)
- Zentrale Lage in der Region OWL
- Strom aus Abfall (nicht aus Wind / PV)

## Potenzielle Verbraucher am Standort

- Müllfahrzeuge zur Anlieferung von Abfall
- Busse der moBiel in angrenzendem Depot
- Durchgangsverkehr (LKW, PKW)

## Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)





## Kompostwerk Lemgo

### Eckdaten

Betreiber	ABG Lippe
Funktion	Kompostwerk

### Kurzbeschreibung

Die Abfallbeseitigungs-GmbH Lippe betreibt in Lemgo ein Kompostwerk. Dort werden Reststoffe aus der Sammlung Biotonne zunächst in einer Rotte behandelt und anschließend einer Vergärung zugeführt. Dabei entsteht Biogas.

Im Nord-Osten des Standorts befindet sich zudem ein stillgelegter und überwachener Deponiekörper.

### Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Am Standort des Kompostwerks Dörentrup werden durch Vergärung jährlich 4 Mio. m<sup>3</sup> Biogas mit einem Methangehalt von rund 55 % erzeugt. Dieses wird in zwei Gas-BHKW mit einer Leistung von je 800 kW verstromt. Jährlich entstehen 6,5 Mio. kWh Strom. Der eingespeiste Strom wird über Direktvermarktung vergütet.

### Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Für das Gelände des Kompostwerks wurde im Jahr 2017 eine Genehmigung für die Errichtung einer Windenergieanlage erteilt. Da in der Nähe Uhus leben, wurde die Anlage nie errichtet. Für dieses Projekt wird angenommen, dass die Errichtung einer 3 MW-Anlage unter Wahrung des Schutzes des Uhu möglich ist.

Zudem wurde angenommen, dass alle Halle-Dachflächen zu 80 % mit 300 Wp-Modulen belegt werden, was einem Potenzial von bis zu 2,5 MWp entspricht.

Möglich wäre auch der Strombezug über max. 2 MW Leistung via PPA von einer Windenergieanlage im Umkreis bis 10 km.

© Fraunhofer ISE  
PHG-SK-ISE-Public

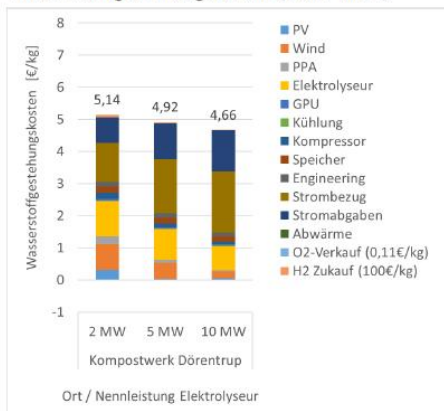
### Vor- und Nachteile des Standorts

- + Zentrale Lage in der Region OWL
- + Gutes Potenzial für die Errichtung von Windenergie- und PV-Anlagen
- + Ausreichend Fläche für Errichtung einer Elektrolyseanlage vorhanden
- Aktuell keine EE-Stromerzeugung am Standort

### Potenzielle Verbraucher am Standort

- 20 Müllfahrzeuge (überwiegend PreZero) am Tag (Biomüll)
- 20 LKW zur Abholung von Kompost / Siebresten
- 200 PKW pro Tag
- Durchgangsverkehr auf angrenzender B66

### Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)





## Deponie Dörentrup

### Eckdaten

Betreiber	ABG Lippe
Funktion	Deponie (stillgel.) / PV-Anlage

### Kurzbeschreibung

Die Deponie Dörentrup ist eine stillgelegte Deponie. Da der Deponiekörper belüftet ist, gibt es keine Methangasproduktion. Im Jahr 2011 wurde eine temporäre Abdichtung (verhindert das Eindringen von Regen- und das Austreten von Sickerwasser) in Form eines Trapezblechdachs errichtet. Dieses Dach wurde zudem mit Photovoltaikmodulen zur Stromerzeugung belegt, was sich positiv auf die Lebensdauerkosten der Abdichtung inkl. PV-Anlage auswirkt.

### Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Auf der provisorischen Abdichtung wurde im Jahr 2011 eine Photovoltaikfreiflächenanlage mit 2,1 MWp errichtet. In einem zweiten Abschnitt wurden weitere 2,9 MWp zugebaut. Der erzeugte Strom wird aktuell in das öffentliche Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet.

### Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Im Osten der Deponie besteht zusätzliches Potenzial für die Errichtung von Photovoltaikanlagen. Aufgrund von Beschränkungen im Netzanschluss ist ein Zubau von max. 2,0 MWp möglich.

Zudem könnte Strom aus nahegelegenen Windenergieanlagen via PPA mit einer maximalen Leistung von 3 MWp bezogen werden.

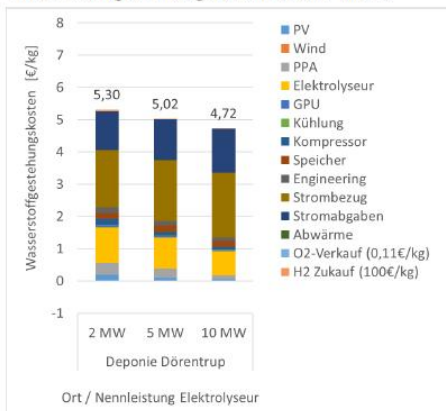
### Vor- und Nachteile des Standorts

- + Viel PV-Stromerzeugung bereits vorhanden
- + Potenzial für weiteren Ausbau von PV-Anlagen vorhanden
- + Zentrale Lage in der Region OWL
- Strom wird noch bis 2031 über Einspeisevergütung ins Netz eingespeist, Nutzung nicht wirtschaftlich möglich
- Nur eingeschränkt Platz für Errichtung einer Elektrolyseanlage vorhanden

### Potenzielle Verbraucher am Standort

- Nahezu kein Verkehr auf dem Standort
- Durchgangsverkehr auf angrenzender B66

### Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)







## Deponie Hellsiek nahe Detmold

### Eckdaten

Betreiber	ABG Lippe
Funktion	Deponie (stillgel.) / PV-Anlage

### Kurzbeschreibung

Die Deponie Hellsiek ist eine stillgelegte Deponie. Da der Deponiekörper belüftet ist, gibt es keine Methangasproduktion. Im Jahr 2016 wurde eine temporäre Abdichtung (verhindert das Eindringen von Regen- und das Austreten von Sickerwasser) in Form eines Trapezblechdachs errichtet. Dieses Dach wurde zudem mit Photovoltaikmodulen zur Stromerzeugung belegt, was sich positiv auf die Lebensdauerkosten der Abdichtung inkl. PV-Anlage auswirkt.

Am Standort wird zudem Sickerwasser von verschiedenen Standorte aufbereitet.

Zudem gibt es eine Annahmestelle für Wertstoffe.

### Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Auf der provisorischen Abdichtung wurde im Jahr 2016 eine Photovoltaikfreiflächenanlage mit 9,8 MWp errichtet. Der erzeugte Strom wird aktuell in das öffentliche Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet.

### Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Potenzial für die Errichtung zusätzlicher fEE-Anlagen (Wind oder PV) auf dem Gelände der Deponie ist nicht vorhanden.

Durch die Lage der Deponie in einer Region mit hohem Anteil an Windenergieanlagen an der Stromerzeugung besteht die Möglichkeit Strom aus Windkraftanlagen via PPA mit einer Leistung von bis zu 50 MWp zu beziehen.

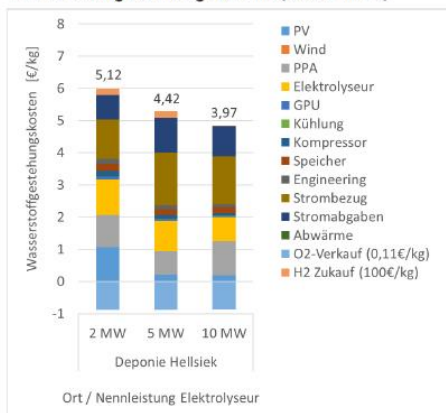
### Vor- und Nachteile des Standorts

- + Viel PV-Stromerzeugung bereits vorhanden
- + Zentrale Lage in der Region OWL
- Kein Potenzial für weiteren Ausbau von EE-Anlagen vorhanden
- Strom wird noch bis 2036 über Einspeisevergütung ins Netz eingespeist, Nutzung nicht wirtschaftlich möglich
- Kaum Platz für Errichtung einer Elektrolyseanlage vorhanden

### Potenzielle Verbraucher am Standort

- 2-3 LKW täglich
- Ca. 200 PKW pro Tag

### Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)





# Biomassekraftwerk Horn-Bad Meinberg

## Eckdaten

Betreiber	B+T Umwelt
Funktion	Biomassekraftwerk

## Kurzbeschreibung

Das Biomassekraftwerk Horn-Bad Meinberg wurde ursprünglich zur Versorgung eines östlich angrenzenden Spanplattenwerks mit Dampf, Wärme und Strom errichtet. Als Primärenergie wird dabei Alt- und Restholz genutzt.

Nach der Stilllegung des Werks und dem Kauf durch B+T Umwelt wird aktuell eine Klärschlamm- sowie eine Papierfaserschlamm-trocknungsanlage errichtet. Perspektivisch ist die Versorgung neu anzusiedelnder Wärme- und Stromkunden auf dem Ostgelände geplant.

## Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

Das Kraftwerk verfügt über eine thermische Leistung von 102 MWp. Die elektrische Leistung des Kraftwerks beträgt 15 MW. Das Kraftwerk ist auf Mittelspannungsebene 20 kV an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und wird jährlich mit etwa 8.000 Stunden betrieben.

## Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Auf dem Gelände des Kraftwerks (westlich der Bahnlinie) gibt es kein Potenzial für die Errichtung zusätzlicher fEE-Kapazitäten.

Unter der Annahme, dass das östlich der Bahn gelegene Industriegebiet neu erschlossen wird und für die dort entstehenden Industriehallen eine Pflicht zur Errichtung von PV-Aufdachanlagen erlassen wird, ergibt sich ein Potenzial von bis zu 7,6 MWp.

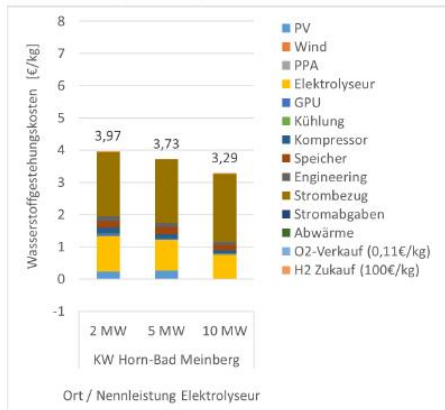
## Vor- und Nachteile des Standorts

- + Zentrale Lage in der Region OWL
- + unmittelbar angrenzend Erschließung des Industriegebiet mit H<sub>2</sub>-Verbrauchern geplant
- + Grundsätzliche Bereitschaft des Betreibers zum Einstieg in die Wasserstoffproduktion
- + Zentrale Lage in der Region OWL
- Zeitplan der Erschließung des Industriegebiets aktuell unklar
- Wasserstoffherzeugung für den Betreiber erst mittelfristig möglich, da Kapazitäten aktuell bei Modernisierung des Kraftwerks gebunden

## Potenzielle Verbraucher am Standort

- LKW-Lieferverkehr Altholz
- Perspektivisch Lieferverkehr im Industriegebiet
- Durchgangsverkehr

## Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)





# Wind-Wasserstoff-Anlage Höxter

## Eckdaten

Betreiber	N.N
Funktion	Wind-Wasserstoff-Anlage

## Kurzbeschreibung

Im Laufe des Projekts HyDrive-OWL gab es mehrere Gespräche mit einem Unternehmen, das ein Konzept für die Errichtung eines Windparks zur Wasserstoff-erzeugung entwickelt hat. Ergänzt wird das Konzept durch zusätzliche Photovoltaikfreiflächenanlagen.

Die Errichtung ist im Raum Höxter angedacht, ein Standort sowie weitere Details stehen bislang nicht fest.

## Vorhandene Stromerzeugungsanlagen

keine

## Potenzial für Ausbau von Erneuerbaren Energien

Das Konzept beinhaltet die Errichtung eines Windparks mit bis zu 35 MWp Leistung. Dies entspricht beispielsweise 10 Anlagen mit einer Leistung von je 3,5 MWp. Zusätzlich ist die Errichtung einer oder mehrerer PV-Freiflächenanlagen mit insgesamt bis zu 10 MWp Leistung angedacht.

## Vor- und Nachteile des Standorts

- + Voraussichtlich geringe Stromgestehungskosten durch Errichtung von Neuanlagen
- + Standort kann entsprechend den Bedürfnissen des Konzepts gewählt werden
- Errichtung von Windkraftanlagen mit Widerständen in der Bevölkerung verbunden
- Zeitplanung ungewiss
- Lage des Standorts am Rande der Region OWL

## Potenzielle Verbraucher am Standort

- Unbekannt, da Standort noch unklar

## Wasserstoffgestehungskosten (8.000 VLS/a)

