

Abschlussbericht

I-H2-Hub-BW

Voruntersuchung: Dezentrale Wasserstofferzeugung und - Nutzung im industriellen Umfeld Baden-Württembergs

von

Jürgen Henke, Steffen Kiemel, Ilona Borchardt, Lennard Sielaff, Maximilian
Schutzbach, Loic Kulow, Johanna Gassenheimer

Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA

Michael Faltenbacher, Stefan Eckert, Hannes Krieg

Sphera Solutions GmbH

Hans-Paul Kienzler, Alexander Labinsky, Ben Gibbels

Prognos AG

Förderkennzeichen: L75 20139

Laufzeit: 01.11.2020 - 30.04.2021

Die Arbeiten dieses Projekts wurden mit Mitteln
des Landes Baden-Württemberg durchgeführt.

März 2022



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

I-H₂-HUB-BW

Voruntersuchung: Dezentrale Wasserstofferzeugung und -nutzung im industriellen Umfeld Baden-Württembergs

Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA

Dr. Jürgen Henke, Steffen Kiemel, Ilona Borchartt, Lennard Sielaff, Maximilian Schutzbach, Loic Kulow, Johanna Gassenheimer

Sphera Solutions GmbH

Dr. Michael Faltenbacher, Dr. Stefan Eckert, Dr. Hannes Krieg

Prognos AG

Hans-Paul Kienzler, Alexander Labinsky, Ben Gibbels

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
in Stuttgart.

Projektnummer: 17-100036

Inhalt

Abbildungen	5
Tabellen	7
Abkürzungen	9
Einleitung	11
1 Industrielles Nutzungspotenzial von Wasserstoff in Baden-Württemberg	12
1.1 Industrielle Anwendungstechnologien für Wasserstoff	12
1.2 Vorgehensweise zur Abschätzung des industriellen Wasserstoffbedarfs	22
1.3 Ergebnisdarstellung in kurz- und mittelfristigen Szenarien.....	31
2 Entwicklung der Wasserstoffnutzung im Transport	40
2.1 Rahmenbedingungen aus Sicht von Anwendenden	40
2.2 Entwicklung der H ₂ -Tankstelleninfrastruktur	43
3 Verfügbarkeit und Potenzial regenerativer Energien in Baden-Württemberg	45
3.1 Erdwärme.....	45
3.2 Wind.....	46
3.3 Solar	48
3.4 Wasserkraft.....	51
3.5 Biogas.....	53
3.6 Ausgleichsarbeit.....	55
4 Industrielle H₂-Hubs	57
4.1 Konzept eines industriellen H ₂ -Hubs	57
4.2 Rahmenbedingungen: Internationale und nationale Normen	58
4.3 Pilotprojekte in Deutschland	64
4.4 Wasserstoff-Infrastruktur	66
4.5 Potentielle Standorte für I-H ₂ -Hubs in Baden-Württemberg.....	75
5 Ökologische und ökonomische Bilanzierung eines I-H₂-Hubs	78
5.1 Zeitraum und Investitionen	78
5.2 Energiepreis- und Emissionsintensitätsentwicklung	78
5.3 Technologieentwicklung	80
5.4 Weitere Annahmen (Speicherung, Transport und Umwandlung).....	81
6 Fallstudien	82
6.1 Fallstudie I: I-H ₂ -Hub Karlsruhe	82
6.2 Fallstudie II: I-H ₂ -Hub Rheinfelden	86

6.3	Zusammenfassung und Diskussion Fallstudien I-II.....	90
6.4	Fallstudie III (Zusatzauswertung): Ökologisches Potenzial Transport BW	93
7	Handlungsempfehlungen	98
7.1	Handlungsempfehlungen für die Industrie.....	98
7.2	Handlungsempfehlungen für die Politik.....	100
7.3	Handlungsempfehlungen für die Forschung	103
8	Fazit und Ausblick	105
9	Anhang	106
9.1	Chemische Formeln	106
9.2	Umrechnungsfaktoren	106
9.3	Stoffliche Verwendung von H ₂ in der Industrie	107
9.4	Transport.....	111
9.5	Wasserstoffregularien ausgewählter Länder (basierend auf [141])	125
9.6	I-H ₂ -Hub Berechnung.....	130
10	Literaturverzeichnis.....	133

Abbildungen

Abbildung 1 - Erwartete Verkaufszahlen der NFZ-Antriebssysteme (Ruf et al. 2021).....	21
Abbildung 2 - Eingehende Transporte in Baden-Württemberg.....	26
Abbildung 3 - Relevante Transportströme innerhalb von Baden-Württemberg mit Fahrzeugen der Klassen Vecto 5 und Vecto 9.....	27
Abbildung 4 - Heatmap der Logistikstandorte in Baden-Württemberg.....	28
Abbildung 5 – Stoffliche und energetische H ₂ -Nutzung im mittelfristig progressiven Szenario nach Landkreisen.....	34
Abbildung 6 - Darstellung von Standorten mit stofflicher und energetischer H ₂ -Nutzung im mittelfristig progressiven Szenario.....	35
Abbildung 7 - Energetisches und stoffliches Nutzungspotenzial nach Branchen im mittelfristig progressiven Szenario.....	35
Abbildung 8 - Mittelfristig progressiver Wasserstoffbedarf Schwerlasttransport (2030, in TWh/a) in Baden-Württemberg.....	36
Abbildung 9 - H ₂ -Einsatz in Kommunen, progressives Szenario bis 2030.....	37
Abbildung 10 - H ₂ -Nutzung in Baden-Württemberg, progressives Szenario 2030.....	38
Abbildung 11 - Nutzungspotenzial für H ₂	39
Abbildung 12 - möglicher Einsatz von H ₂ in kurz- und mittelfristigen Szenarien.....	39
Abbildung 13 - Windenergie in Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft 2021).....	47
Abbildung 14 - Bestehende Windkraftanlagen in Baden-Württemberg und ausgewiesene Potenzialflächen ohne Beschränkungen.....	48
Abbildung 15 - Solarenergie in Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft 2021).....	49
Abbildung 16 - bestehende PV-Anlagen und PV-Flächenpotenzial.....	50
Abbildung 17 - Wasserkraft in Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft 2021).....	52
Abbildung 18 - bestehende Wasserkraftwerke in Baden-Württemberg.....	52
Abbildung 19 - Biogas in Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft 2021; Agentur für erneuerbare Energien 2021), *Daten nicht verfügbar.....	54
Abbildung 20 - Biogasanlagen in Baden-Württemberg.....	54
Abbildung 21 - LOHC-Speicherung, angelehnt an (Wasserscheid 2021).....	72
Abbildung 22 - Gegenüberstellung der PV- und Windkraft-Potenzialflächen zu Nutzungsschwerpunkten von H ₂	76
Abbildung 23 - Entwicklung der Energiekosten (ohne Eigenanteil EEG-Umlage).....	79
Abbildung 24 - Investitionskostenentwicklung Technologien.....	81
Abbildung 25 - Beispiel I-H ₂ -Hub Karlsruhe.....	82
Abbildung 26 - Investitions- und Betriebskosten und Emissionen nach Technologien (I-H ₂ -Hub Karlsruhe 2025-2035).....	84

Abbildung 27 - Investitions- und Betriebskosten I-H ₂ -Hub Karlsruhe (HTEL, PV-frei, GH ₂ , Pipeline)	85
Abbildung 28 - Einsparungen CO ₂ Äquivalent in Tonnen I-H ₂ -Hub Karlsruhe (2025-2035)	86
Abbildung 29 - Beispiel I-H ₂ -Hub Rheinfelden	87
Abbildung 30 - Investitions- und Betriebskosten und Emissionen nach Technologie (I-H ₂ -Hub Rheinfelden 2025-2035)	88
Abbildung 31 - Investitions- und Betriebskosten I-H ₂ -Hub Rheinfelden (AEL, PV-frei, GH ₂ , Pipeline)	89
Abbildung 32 - Einsparung CO ₂ Äquivalent I-H ₂ -Hub Rheinfelden (2025-2035)	90
Abbildung 33 – Beispiel- I-H ₂ -Hub Rheinfelden in Abhängigkeit des verwendeten Stroms (2025-2035, HTEL, GH ₂ , Pipeline)	92
Abbildung 34 - THG-Emission von LKW, 100 tkm	94
Abbildung 35 - THG-Emissionen Logistikunternehmen, H ₂ -Erzeugung mit deutschem Strom-Mix, progressives Szenario	95
Abbildung 36 - ReduktionsPotenziale Logistikunternehmen nach Landkreisen, H ₂ -Erzeugung mit deutschem Strom-Mix	95
Abbildung 37 - ReduktionsPotenziale Logistikunternehmen nach Landkreisen, H ₂ -Erzeugung mit Erneuerbaren Energien	96
Abbildung 38 - Vergleich der THG-Emissionen von Abfallsammlern je 100 km Fahrleistung	97
Abbildung 39 - Vergleich der THG-Emissionen von Kehrmaschinen je 100 km Fahrleistung	97
Abbildung 40 - Indexsummen Baden-Württemberg	117

Tabellen

Tabelle 1 - Übersicht Hochtemperaturprozesse, angelehnt an (Fleiter et al. 2017).....	12
Tabelle 2 - Szenarien kurz- und mittelfristig	32
Tabelle 3 – Potenzialanalyse Windenergie Baden-Württemberg (Albrecht et al. 2019).....	48
Tabelle 4 - Potenzialanalyse Solarenergie Baden-Württemberg (Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg 2020).....	51
Tabelle 5 - Technologien zur Wasserstoffherstellung [atm. = Atmosphärischer Druck; RT = Raumtemperatur]	67
Tabelle 6 - Annahmen Kosten Speichertechnologien (Reuß et al. 2019) und Emissionen (Adametz et al. 2017).....	72
Tabelle 7 - Annahmen Transportkosten Straßentransport (Reuß et al. 2019) und Emissionen (Wernet et al. 2016)	74
Tabelle 8 - Annahmen Transportkosten H ₂ -Pipeline (Reuß et al. 2019) und Emissionen (Wernet et al. 2016).....	74
Tabelle 9 - Annahmen Transformationsschritte Wasserstoffspeicherung und –transport (Niermann et al. 2021) und Emissionswerte (Wernet et al. 2016).....	75
Tabelle 10 - Strom- und Gaskosten im Jahr 2025	79
Tabelle 11 - Emissionen Strom- und Gas (CO ₂ Äquivalent).....	80
Tabelle 12 - Übersicht I-H ₂ -Hub Karlsruhe	83
Tabelle 13 - Übersicht I-H ₂ -Hubs Rheinfelden	87
Tabelle 14 - Einordnung der I-H ₂ -Hub-Berechnung	90
Tabelle 15 - Übersicht chemische Formeln für stöchiometrische Berechnungen	106
Tabelle 16 - Anwendungstechnologien für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff.....	107
Tabelle 17 - Daten zur Abschätzung des energetischen Wasserstoffbedarfs.....	109
Tabelle 18 - Datenbasis zur Abschätzung des energetischen Bedarfs verschiedener Industrien..	110
Tabelle 19 - Kombiniertes H ₂ -Bedarf von Logistik und Kommunen in Schwerpunktkreisen in kg.	111
Tabelle 20 - Kombiniertes H ₂ -Bedarf von Logistik und Kommunen in Schwerpunktkreisen in TWh	112
Tabelle 21 - Bedarf an Tankstellen der Größe XS (938 kg Abgabemenge, 19 LKW/Tag) in den Schwerpunktkreisen	114
Tabelle 22 - Bedarf an Tankstellen der Größe M (3.750 kg Abgabemenge, 75 LKW/Tag) in den Schwerpunktkreisen	115
Tabelle 23 - Landkreise mit als 2000 N3 LKW und SZM.....	116
Tabelle 24 - Stadt- bzw. Landkreise mit eingehenden Transporten über 15 Mio. t	116
Tabelle 25 - Stadt- bzw. Landkreise mit ausgehenden Transporten über 15 Mio. t.....	116
Tabelle 26 - Indexsummen der Schwerpunktkreise.....	118
Tabelle 27 - Anteil der transportierten Güter für den Ferntransport 2030-2035.....	119
Tabelle 28 - Anteil der transportierten Güter für den Nah- und Regionaltransport 2030-2035 ...	119
Tabelle 29 - Durchschnittliche Beladung auf Ladungsfahrten für den Nah- und Regionaltransport 2030-2035 in Tonnen	119

Tabelle 30 - Durchschnittliche Beladung auf Ladungsfahrten für den Ferntransport 2030-2035 in Tonnen	120
Tabelle 31 - Fahrleistung Abfallsammler und Kehrmaschinen	121
Tabelle 32 - Veränderung THG-Emissionen, H ₂ -Herstellung mit deutschem Strom-Mix/ Erneuerbaren Energien (t CO ₂ e).....	123
Tabelle 33 - Überblick internationaler Wasserstoffregularien	125
Tabelle 34 - Anteil verschiedener Energieträger am Strom-Mix Baden-Württemberg	130
Tabelle 35 - H ₂ Erzeugungstechnologie Entwicklung in Anlehnung an (Smolinka et al. 2018)	131

Abkürzungen

AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Alkalische Membran-Elektrolyse
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrische Fahrzeuge)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSW	Badische Stahlwerke GmbH
BVWP	Bundesverkehrswegeplanung
CCS	Carbon-Capture and Storage
CGH ₂	Gasförmige Wasserstoffspeicherung
CH ₂ OH	Methanol
CO	Kohlenstoffmonooxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachverbandes
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EH	Energy-Hub
EISA	Energy Independence and Security Act
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPA	Environmental Protection Agency
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
FZ1	Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
GHPGSR	Exemplified Standards of the Regulation on Safety of General High Pressure Gas
H ₂	molekularer Wasserstoff
HH-WIN	Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
HTP-AEL	Alkalische Hochtemp- & Druckelektrolyse
IEA	International Energy Agency
KEP	Kurier-, Express- und Paketdienste
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LOHC	Flüssiger organischer Wasserstoff, Liquid-Organic-Hydrogen-Carrier
LUBW	Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg

MCEC.....	<i>Schmelzkarbonat-Elektrolyse</i>
METI.....	Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie
MiRo.....	<i>Mineralölraffinerie Oberrhein</i>
MOTIE.....	<i>Ministerium für Handel, Industrie und Energie (Südkorea)</i>
NE.....	<i>Nichteisen</i>
NEDO.....	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NFZ.....	<i>Nutzfahrzeug</i>
NO _x	<i>Stickoxide</i>
NST.....	<i>Nomenclature uniforme des marchandises pour les statistiques de transport</i>
NWS.....	<i>Nationale Wasserstoffstrategie</i>
ÖPNV.....	<i>Öffentlicher Personennahverkehr</i>
PBA.....	Petroleum Substitute Fuel Business Act (Südkorea)
PEM.....	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PEMEL.....	<i>PEM-Elektrolyse</i>
PV.....	<i>Photovoltaik</i>
PV-frei.....	<i>Freiflächen-Photovoltaik</i>
SZM.....	<i>Sattelzugmaschinen</i>
TCO.....	<i>Total Costs of Ownership</i>
UGBA.....	<i>Urban Gas Business Act (Südkorea)</i>
VD4.....	Güterverkehrsstatistik der Verkehre deutscher Lastkraftfahrzeuge
VKU.....	<i>Verbands kommunaler Unternehmen</i>
VOFEN.....	Vision of future energy networks
WGS.....	<i>Wassergas-Shift Reaktion</i>
WSEA.....	Wasserstoff-Einspeiseanlagen
zGG.....	<i>zulässiges Gesamtgewicht</i>

Einleitung

Regenerativer Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende. Insbesondere durch den Ersatz von fossilen Energieträgern in energieintensiven Bereichen kann regenerativer Wasserstoff signifikant zur Reduktion der CO₂-Emissionen in der Industrie und im Transport beitragen.

Das große Potenzial hat auch die Politik erkannt, wie die nationale Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung zeigt. Auch die Anstrengungen der chemischen Industrie, im großen Maßstab grünen Wasserstoff für den eigenen Bedarf zu erzeugen, weisen in diese Richtung. Ein Hemmnis dabei ist allerdings die Verfügbarkeit von Strom aus regenerativen Quellen. Insgesamt scheint die Entwicklung in Baden-Württemberg hinsichtlich der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien auf einem akzeptablen Weg zu sein, doch umentscheidende Fortschritte in der Umsetzung einer sektorenübergreifenden Energiewende zu erzielen, müssen entsprechende Bemühungen signifikant verstärkt werden. Unter anderem sei an dieser Stelle auf die immer noch fehlende, ausreichende Infrastruktur zum Stromtransport von Nord- nach Süd-Deutschland verwiesen.

In dieser Studie wird das Potenzial der dezentralen Wasserstofferzeugung und -nutzung im industriellen Umfeld für Baden-Württemberg untersucht. Grundgedanke dabei ist, dass durch die Wasserstofferzeugung durch lokale regenerative Energien Probleme des Strom- bzw. Wasserstofftransports, wenn nicht eliminiert, so doch zumindest minimiert werden können. Durch die Etablierung industrieller Wasserstoffhubs (I-H₂-Hubs) könnte lokal erzeugter Strom aus regenerativen Energien direkt vor Ort zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden. Dieser könnte wiederum in umliegenden Unternehmen energetisch oder stofflich verwertet werden. Die Netzanschlusskosten, die einen möglichen Hinderungsgrund für den Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen darstellen, würden damit entfallen. Stattdessen müsste in ein Hub-internes Stromnetz und entsprechende Speicherkapazitäten investiert werden, die den Elektrolyseuren die Versorgungssicherheit mit Strom gewährleisten.

In dieser Studie wird auch das Nutzungspotenzial von Wasserstoff in energetischen und stofflichen Anwendungen in der baden-württembergischen Industrie und als Kraftstoff im Schwerlasttransport abgeschätzt. In Gesprächen mit Expertinnen und Experten aus Industrie, Verbänden und Forschung werden Szenarien für die kurzfristige Wasserstoffnutzung bis 2025 und die mittelfristige Wasserstoffnutzung bis 2030 abgeleitet. Die Wasserstoffbedarfe des mittelfristig progressiven Szenarios werden dem Potenzial erneuerbarer Energien gegenübergestellt, um potenzielle Standorte für I-H₂-Hubs zu ermitteln. In zwei Fallstudien für die Regionen Karlsruhe und Rheinfelden erfolgt eine ökonomische und ökologische Bilanzierung der I-H₂-Hub-Infrastruktur. Dabei werden Investitions- und Betriebskosten sowie CO₂-Emissionen verschiedener Technologiekombinationen für die Erzeugung, die Speicherung, den Transport und dazwischen notwendige Umwandlungen des Wasserstoffs innerhalb des I-H₂-Hub betrachtet. Aus den gesammelten Erkenntnissen werden abschließend Handlungsempfehlungen für die Industrie, die Politik und die Forschung abgeleitet.

1

Industrielles Nutzungspotenzial von Wasserstoff in Baden-Württemberg

Das industrielle Nutzungspotenzial von Wasserstoff umfasst neben der stofflichen und energetischen Anwendung in verschiedenen Industrien auch die Anwendung als Kraftstoff im Schwerlast- und gewerblichen Kommunaltransport. In je einem Unterkapitel werden die einzelnen Anwendungstechnologien der stofflichen und energetischen Nutzung sowie die Nutzung im Transport im Detail vorgestellt. Basierend auf dieser Informationsgrundlage werden Methoden entwickelt, die baden-württembergischen Bedarfe abzuschätzen. Abschließend werden die Ergebnisse vorgestellt und in Kartendarstellungen visualisiert.

1.1

Industrielle Anwendungstechnologien für Wasserstoff

Anstatt fossiler Brennstoffe kann Wasserstoff zur Erzeugung von Prozesswärme energetisch genutzt werden. In Kapitel 1.1.1 werden entsprechende Hochtemperaturprozesse vorgestellt, für die der energetische Einsatz von Wasserstoff eine Alternative zu bestehenden Brennstoffen darstellt. Des Weiteren wird Wasserstoff in der Chemie- aber auch in weiteren Industrien stofflich verwendet. Kapitel 1.1.2 liefert hierzu eine Übersicht der einzelnen Industrien, Anwendungstechnologien und Bedarfe. Im letzten Unterkapitel 1.1.3 wird die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im Schwerlast- und kommunalen Versorgungstransport vorgestellt.

1.1.1

Energetisch

In der Wasserstoff-Roadmap für Baden-Württemberg wird perspektivisch der Einsatz von Wasserstoff zur Erzeugung von Prozesswärme genannt [1]. Für Hochtemperaturprozesse ist eine Substitution fossiler Brennstoffe durch Wasserstoff effizient. Zum einen, weil z. B. elektrische Öfen den erhöhten Anforderungen von Hochtemperaturprozessen oftmals nicht gerecht werden und zum anderen, weil der Prozessaufbau bei einer Substitution von fossilen Brennstoffen durch Wasserstoff ähnlich bleibt. In Nieder- und Mitteltemperaturprozessen ist es hingegen sinnvoll die Wärmeerzeugung zu elektrifizieren und so den Einsatz fossiler Brennstoffe zu vermeiden [2]. An diese Argumentation angelehnt fokussiert sich die vorliegende Studie bei der Abschätzung von energetischen Wasserstoffnutzungspotenzialen daher auf Hochtemperaturprozesse. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht von Hochtemperaturprozessen verschiedener Industrien [3]. Detailliert vorgestellt und in die getroffenen Abschätzungen mit aufgenommen werden nur die Prozesse, die für Baden-Württemberg von Relevanz sind.

Tabelle 1 - Übersicht Hochtemperaturprozesse, angelehnt an [3]

		Erhitzen			
		<100 °C	100- 200 °C	200- 500 °C	>500 °C
Chemische Industrie	Ruß				100 %
	Ethylen				100 %
	Methanol				100 %

	Ammoniak				100 %
	Soda	30 %	40 %		30 %
	Hochofen				100 %
	Walzstahl				100 %
Eisen und Stahl	Sinter			20 %	80 %
	Elektrolichtbogenofen	1 %			99 %
	Koksofen				100 %
Lebensmittel	Zucker	10 %	60 %		30 %
Nicht-Eisen-Metalle	Primäres Aluminium				100 %
	Klinkerkalzinierung trocken (Zement)			10 %	90 %
	Kalkbrennen				100 %
Nicht metallische Mineralien	Flachglas	2 %	21 %	43 %	34 %
	Behälterglas	2 %	19 %	19%	60 %
	Ziegel	20 %			80 %
	Gips		50 %	30 %	20 %
Papier	Papier	5 %	88 %	5 %	2 %

Die in der **chemischen Industrie** vorzufindenden und hier betrachteten Hochtemperaturprozesse beziehen sich unter anderem auf die Wasserstoffherstellung über eine Dampfreformierung. Die Ammoniaksynthese ist ein endothermer Prozess, in dem Stickstoff und Wasserstoff bei Temperaturen bis zu 500 °C und einem Druck um 300 bar zu Ammoniak reagieren [4, 5]. Die Wasserstoffherstellung erfolgt meist über die Dampfreformierung bei Temperaturen zwischen 800-900 °C. Der benötigte Stickstoff für die Synthese wird aus der Umgebungsluft gewonnen [6]. Die Wasserstoffbereitstellung für die Methanol-Synthese basiert ebenfalls größtenteils auf der Dampfreformierung. Zur Herstellung von Methanol reagiert ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid/-dioxid in einem exothermen Prozess bei 200-300 °C und einem Druck von 50-100 bar zu Methanol [4, 5].

Die Ammoniak- und Methanol-Synthese werden in dieser Studie zur möglichen energetischen Nutzung von Wasserstoff nicht weiter betrachtet, da bei der Herstellung von Ammoniak und Methanol lediglich die Wasserstoffherstellung durch Dampfreformierung ein Hochtemperaturprozess darstellt [5, 7]. Da in dieser Studie die Einbindung von grünem Wasserstoff zur stofflichen Nutzung angestrebt wird, ist die Reformierung obsolet und der energetische Einsatz von Wasserstoff nicht mehr nötig.

Für Industrieruß gibt es je nach Anforderungen an das Endprodukt verschiedene Herstellverfahren mit unterschiedlichen Rohstoffen als Ausgangsmaterial. Größte Bedeutung kommt dabei dem „Furnace-Black-Prozess“ zu, in dem carbo- und petrochemische Öle in

einem 1.200 °C-1.800 °C heißen Gasstrom pyrolysiert und in Industrieruß und Abgas gespalten werden [8]. Es konnten keine in Baden-Württemberg ansässigen Anwender dieses Verfahrens identifiziert werden. Ethylen ist der wichtigste petrochemische Ausgangsstoff, der durch die Dampfpyrolyse von Kohlenwasserstoffen hergestellt wird. Das Cracken der Kohlenwasserstoffe erfolgt bei Temperaturen zwischen 700 °C-900 °C. Deutschland ist der größte europäische Produzent, wobei keiner der Hersteller in Baden-Württemberg sitzt. Größtenteils durch Baden-Württemberg verläuft die Ethylen-Pipeline Süd, die Ethylenhersteller und –verbraucher des bayerischen Chemie-Dreiecks mit dem Chemiapark Gendorf verbindet und damit die Lücke zum nordwesteuropäischen Ethylenetz schließt [9]. Soda wird durch den nach dem Erfinder benannten „Solvay-Prozess“ hergestellt. Gemäß Tabelle 1 entfällt nur 30 % der benötigten Prozesswärme auf Temperaturen über 500 °C. Auch für diesen Prozess konnten keine baden-württembergischen Standorte identifiziert werden, weshalb die energetische Nutzung von Wasserstoff in der Sodaherstellung in dieser Studie nicht betrachtet wird.

In der **Metall-Industrie** kann zwischen Eisen und Nichteisen (NE) Metallen differenziert werden. Unter NE-Metalle fallen bspw. Aluminium, Kupfer und Zink. Bei der Primärherstellung von Eisen und Stahl gibt es zahlreiche Prozesse für den energetischen Einsatz von Wasserstoff. Zur Vorbereitung von Feinerz, meist am Produktionsstandort des Primäreisens/-stahls, wird durch hohe Temperaturen Feinerz unter Zugabe von Zuschlägen zu Agglomeraten (Sinterkuchen) zusammengebacken. Um die hohen Temperaturen im Sinterprozess zu erreichen wird Koksgrus über Gasbrenner entzündet. Auch das zur Herstellung von Eisen und Stahl nötige Koks wird bei über 1.000 °C im Koksofen erzeugt. Im Hochofenprozess sind Temperaturen bis zu 2.200 °C nötig, um das Eisenerz zu flüssigem Roheisen aufzuschmelzen. Zur Reduktion des Roheisens zu Rohstahl, wird das Roheisen etwa 20 Minuten mit Sauerstoff reduziert. Zur Sekundärstahlherstellung wird Stahlschrott mittels eines Elektrolichtbogenofens eingeschmolzen. Im Elektrolichtbogenofen wird über Graphitelektroden und hoher Stromstärke, Schmelzenergie in den Ofen eingebracht. Dabei entstehen Temperaturen bis zu 3.500 °C. Pro Tonne sekundärem Rohstahl werden etwa 48 kWh Erdgas benötigt. Die Weiterverarbeitung des gegossenen Stahls ist neben dem Schmieden auch mittels Walzen möglich. Beim Warmwalzen (700 °C -1.250 °C) wird der Stahl beispielsweise zu Blechen oder Langprodukten umgeformt. Der Energiebedarf hierfür liegt bei 0,35 MWh/t Erdgas und 0,117 MWh/t Strom [10].

Neben der Eisen- und Stahl Industrie sind in der **Aluminiumherstellung** ebenfalls Hochtemperaturprozesse in Nutzung. Nach Bauxitgewinnung und Aufbereitung zu Aluminiumoxid wird dieses mittels Schmelzflusselektrolyse zu Aluminium reduziert. Die Temperatur liegt bei 950 °C. Der nötige Energiebedarf wird allerdings vollständig durch elektrische Energie gedeckt. Zur Sekundärgewinnung von Aluminium wird Aluminiumschrott aufbereitet und aufgeschmolzen. Die Prozessbedingungen zum Aufschmelzen des Schrotts sind abhängig von dem verwendeten Ofen, die Temperatur liegt jedoch meistens bei um 660 °C. In diesem Prozess erfolgt die Energiebereitstellung zu 93 % aus Erdgas und zu 7 % mit schwerem Heizöl [11]. Die Aluminiumherstellung wird im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet, da sich keine Aluminium-Hütten in Baden-Württemberg befinden [12].

Das **Gießen von Metallen** ist in Tabelle 1 [3] nicht unter den Hochtemperaturprozessen gelistet, wird aber dennoch in dieser Studie berücksichtigt, da in Baden-Württemberg einige Gießereien ansässig sind. Beim Gießprozess werden (flüssige) Metalle in verschiedene Formen gegossen. Dabei kann zwischen Schwerkraftgießen und Gießen unter Druck in Dauerformen oder verlorene Formen unterscheiden werden. Der Energiebedarf des Gießprozesses ist Metallabhängig, wird jedoch derzeit mit etwa 80 % über Erdgas gedeckt. Weitere fossile Brennstoffe wie Kohle und Erdöl spielen eine untergeordnete Rolle [11]. Aufgrund unterschiedlicher Schmelztemperaturen und damit auch unterschiedlichen Energiebedarfen wurde zwischen Eisen- und Nichteisen Gießereien unterschieden. Mit 85 % machte Aluminium in 2020 den größten Anteil der NE-Metalle aus, gefolgt von Kupfer, Zink und Aluminium [13].

In der **Lebensmittelindustrie** ist bei der Herstellung von Zucker die Bereitstellung von Dampf und Strom der größte Brennstoffverbraucher. Nach der Trocknung, unter anderem durch Hochtemperaturtrocknung, und der Zerkleinerung der Rüben, werden über einen Kalkofen bei Temperaturen bis zu 1.100 °C Nichtzuckerstoffe abgetrennt und ein Dünnsaft gewonnen. Dieser Dünnsaft durchläuft mehrere Verdampfungsschritte zur Andickung, um abschließend durch Kristallisation zu Zucker zu werden. Die Energieerzeugung in Zuckerraffinerien erfolgt unter anderem über einen Dampfturbinenprozess der mit 58 % über Erdgas, 19 % über Braunkohle, 10 % über Steinkohle sowie mit 13 % über weitere Energieträger versorgt wird [14, 15].

Die Hochtemperaturprozesse der Kategorie **Nicht-metallische-Mineralien**, zu den die Zement-, Kalk, Glas-, Ziegel- und Gips Herstellung gehört, werden im Weiteren kurz beschrieben. Zur Herstellung von Zement wird das Rohmaterial aufbereitet und anschließend in Drehöfen mit Durchmesser von bis zu 6m zu Zementklinker gebrannt. Das Material verweilt für etwa 20-40 Minuten im Ofen und erreicht dort Temperaturen von ca. 1.450 °C [16]. Der Energiebedarf wird zu 34 % mit Kohle und zu 2 % mit Öl, Gas oder sonstigen fossilen Brennstoffen gedeckt. Der größte Energielieferant sind Sekundärbrennstoffe mit einem Anteil von 64 % [17]. Ebenfalls in Drehrohr- oder in Schachtofen wird Kalkstein gebrannt. Der für die erwünschten Reaktionen notwendige Temperaturbereich umfasst 900-1.200 °C. Diese Temperatur wird mit größtenteils mit Braunkohle (66 %) und Erdgas (12 %) erzeugt. Ziegelrohlinge werden nach dem Trocknen durch einen ca. 50-130 m langen Tunnelofen zum Brennen befördert. Der Brennprozess dauert je nach Ziegelart zwischen 6-70 Stunden, wobei Temperaturen zwischen 900-1.200 °C erreicht werden [18]. Die benötigte Energie wird aktuell zu 81 % durch Kohle und zu 14 % durch Erdgas bereitgestellt [17]. Die verschiedenen Gipsarten werden bei unterschiedlichen Temperaturen gebrannt, wobei lediglich die Herstellung von Hochbrandgips zu den Hochtemperaturprozessen gehört. Dieser wird in Rostbandöfen auf ca. 700 °C erhitzt [19]. Glashersteller nutzen die Materialeigenschaft, dass Glas ab Temperaturen von 1.000 °C formbar wird. Es wird in Schmelzwannen erhitzt, um es zu ziehen, zu walzen, zu pressen oder zu blasen. Das Ergebnis ist Flach- oder Hohlglas, das in weiteren Schritten entsprechend der Anforderungen des künftigen Einsatzgebiets veredelt wird [20, 21].

Von der Betrachtung ausgeschlossen wird die Herstellung von Hochbrandgips, da er nur in der Denkmalpflege als historischer Baustoff Anwendung findet [22]. Die weiteren Hochtemperaturprozesse der Kategorie Nicht-metallische-Mineralien, zu denen die Zement-, Kalk, Glas- und Ziegelherstellung gehört, werden berücksichtigt.

Die **Papierindustrie** umfasst die Herstellung und Verarbeitung von Zellstoff, Holzstoff, Papier, Pappe und Karton. Zur Strom- und Wärmeerzeugung werden bevorzugt Erdgas (57 %), Biomasse (29 %) und Kohle (10 %) verwendet. Zur Herstellung des Zellstoffes wird das Holz einem drei bis fünfständigen Kochprozess bei Temperaturen zwischen 160 °C und 180 °C unterzogen. Nach einer Stoffaufbereitung wird über bis zu 250 m lange Papiermaschinen durch thermische Trocknung und weiter Prozessschritte Papier hergestellt. Über 70 % des Energieverbrauchs der Herstellung sind auf die Erhitzung der Trockenzylinder zurückzuführen. Besonders hervorzuheben ist in der Papierindustrie die hohe Sekundärrohstoffverwendung von Altpapier in Höhe von 74 % [23]. Lediglich 2 % der zur Papierherstellung notwendigen Prozesse gelten als Hochtemperaturprozesse [3].

1.1.2

Stofflich

Die **Chemie-Industrie** gilt als größter Verbraucher von stofflichem Wasserstoff.

Dabei entfällt der mit Abstand größte Bedarf auf die Ammoniakherstellung nach dem Haber-Bosch Verfahren. So konsumiert die Synthese von NH₃ knapp 60 % des global erzeugten Wasserstoffs [24]. Ammoniak wird hauptsächlich für die Herstellung von Düngemitteln auf Harnstoff-Basis verwendet. Zusätzliche Anwendungsgebiete sind die Produktion diverser Sprengstoffe und Polyamide [25–27]. Die vereinfachte Speicher- & Transportfähigkeit

qualifiziert Ammoniak zudem als potentiell vielversprechenden Energieträger der Zukunft [25, 27]. Die benötigte Menge an stofflichem Wasserstoff zur Herstellung einer metrischen Tonne Ammoniak schwankt je nach Literaturquelle von 0,14 t [28] über 0,173 t [5] und 0,177 t [29] bis zu 0,178 t [30]. Die weiterführenden Untersuchungen werden mit einem entsprechenden Mittelwert von 0,167 t Wasserstoff je produzierter Tonne Ammoniak durchgeführt. Dabei findet die Nutzung bei Drücken in Höhe von 150-250 bar und bei Temperaturen höher als 350 °C statt [5]. Laut Dolci et al. kann die Substitution von durch Dampfreformierung erzeugtem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff die Emissionsintensität der Ammoniakherstellung von ca. 1,6-1,8 t CO₂/t NH₃ auf nahezu null herabsetzen. Dabei ist die Einbindung von grünem Wasserstoff prozesstechnisch als unkritisch zu sehen [25]. Lediglich die in der Prozessindustrie übliche Koppelproduktion von notwendigem Produktionsinput in vorgelagerten Prozessen wird als technisches Hemmnis gesehen. In diesem Fall betrifft dies das Koppelprodukt CO₂, das bei der konventionellen Dampfreformierung anfällt und bei der Umwandlung von Ammoniak zu Harnstoff benötigt wird [27]. Zudem birgt die Abhängigkeit von erneuerbaren Energien Gefahren für die kontinuierliche Prozessführung des Haber-Bosch Prozesses. Dies legt eine schrittweise Substitution von grauem durch grünen Wasserstoff nahe. Ein hybrider Ansatz kann und sollte solange verfolgt werden, bis eine fluktuationsfreie Bereitstellung erneuerbarer Energien gesichert ist und zudem Investitionskosten in die notwendige Infrastruktur geflossen sind. Derzeit betragen die Investitionskosten in eine Ammoniakanlage unter Einbindung von grünem Wasserstoff ungefähr das Vierfache von jenen einer konventionellen Anlage. Zu beachten ist, dass dies keine Kosten für Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien beinhaltet. Dabei beträgt der jährliche Energiebedarf einer sogenannten „world-scale-plant“ unter Einbindung von Elektrolyseuren circa 8 TWh/Jahr [24, 25].

Die Methanol-Synthese als weltweit drittgrößter Abnehmer von stofflichem Wasserstoff basiert ebenfalls zum größten Teil auf der Erdgasreformierung [4, 31]. In exothermen Folgeprozessen wird sogenanntes Synthesegas (Gemisch aus H₂ und CO bzw. H₂ und CO₂) in Nieder- oder Mitteldruckverfahren unter Verwendung von Katalysatoren zu Methanol umgesetzt. Hierfür existieren diverse Prozessrouten. Die Nutzung von Synthesegas ist bislang jedoch im großtechnischen Maßstab unabdingbar [27]. Ähnlich der Synthese von Harnstoff ergibt sich somit die Problematik der fehlenden CO₂-Koppelproduktion in Vorprozessen, sobald grauer durch grünen Wasserstoff ersetzt wird. Die reine Substitution des Wasserstoffs spielt hingegen für die Qualität des Synthesegases keine Rolle. Der Wasserstoffbedarf pro Tonne Endprodukt variiert je nach konsultierter Quelle von 0,13 t [28] über 0,16 t [5] bis zu 0,189 t [32]. Entsprechend der Vorgehensweise bzgl. des Ammoniakbedarfs wird in nachfolgenden Arbeitsschritten mit dem Durchschnitt in Höhe von 0,156 Tonnen H₂ pro Tonne Methanol gerechnet. Der Prozess der Methanol-Synthese geht bei Temperaturen i. H. v. 200-300 °C und bei einer Druckstufe von 50-100 bar vonstatten [5]. Neben signifikanten prognostizierten Bedarfssteigerungen von Methanol um 31 % bis 2030, bietet Methanol, ähnlich Ammoniak viele Vorteile als möglicher zukunftssträchtiger Energieträger [27, 31]. Sollte sich Methanol in dieser Hinsicht etablieren ist mit weiteren enormen Bedarfssteigerungen zu rechnen. Die Nachfrage nach Wasserstoff steigt in diesem Fall entsprechend [4, 31].

Obwohl nicht per se Bestandteil der chemischen Industrie, wird die Methanisierung von Abluft in vorliegender Untersuchung der Chemiebranche zugeordnet. Der zugrundeliegende Sabatier-Prozess ist eine exotherme chemische Reaktion, die unter Einbindung von Katalysatoren und hinzufügen von Wasserstoff CO bzw. CO₂ zu synthetischem Methan umwandelt. Der zumeist in Festbettreaktoren ablaufende Prozess [33] könnte so als End-of-pipe Technologie zur Reduzierung des ökologischen Fußabdrucks verschiedener Wirtschaftszweige beitragen [34]. Insbesondere denkbar ist die Einbindung bei Biogasanlagen, da das anfallende CO₂ eine hohe Reinheit vorweist [35]. Auch Müllverbrennungsanlagen bieten sich als möglicher Anwendungsfall an [34]. Neben der Nutzung von überschüssigem CO₂ eröffnet die Methanisierung weitreichende Möglichkeiten als gasförmiger Energieträger. Anders als Wasserstoff kann Methan unbegrenzt in das

verfügbare Gasnetz eingespeist werden. Die Umwandlung von grünem Wasserstoff zu Methan verringert somit den Investitionsbedarf in Verteilnetze signifikant [35]. Der Wasserstoffbedarf pro Tonne umgewandeltem Methan beträgt 0,25 Tonnen [28]. Rönsch et al. unterscheiden dabei noch, ob CO (0,19 Tonnen H₂) oder CO₂ (0,25 Tonnen H₂) als Input verwendet wird [33]. Die Prozessführung findet bei Temperaturen von 200-500 °C und Drücken von 1-30 bar statt [36].

Unter Berücksichtigung verstärkter Anstrengungen hinsichtlich der Kreislaufführung von Produkten im Allgemeinen und Kunststoffen im Speziellen bieten innovative Recyclingprozesse das Potenzial zur Etablierung und Skalierung. So werden knapp 53 % der Kunststoffabfälle energetisch verwertet [37]. Eine Rückgewinnung von Werkstoffen bzw. Rohstoffen ist folglich bei mehr als der Hälfte der in Deutschland anfallenden Kunststoffabfälle nicht möglich. Ebenfalls erfordert die seit Anfang 2021 geltende Beschränkung des Exports von Kunststoffabfällen aus der EU einen innovativen Umgang mit den anfallenden Mengen [27]. Hinsichtlich des chemischen Recyclings von Kunststoffabfällen existieren derzeit zwei grundsätzliche Prozessrouten. Beide generieren verglichen zu einer thermischen Verwertung hochwertige Produkte. Vergasungsverfahren zielen auf die Herstellung eines Synthesegases, Pyrolyseverfahren hingegen auf die Erzeugung von Pyrolyseöl, welches wiederum gefragtes Zwischenprodukt und Ausgangsmaterial für eine Vielzahl industrieller Prozesse ist [27]. Während Ramachandran letzterem Verfahren bereits im Jahr 1998 relevantes künftiges Potenzial einräumt [38], wird kürzlich v.a. durch industrielle Projekte von bspw. BASF Aufmerksamkeit generiert [39]. Wasserstoff wird in beiden Prozessen entweder zur Anpassung der Masseverhältnisse im Synthesegas [27] oder zur Veredelung des Pyrolyseöls benötigt [39]. Für pyrolytische Prozesse im Rahmen des Kunststoffrecyclings wird ein Wasserstoffbedarf von 0,002-0,011 Tonnen pro eingebrachter Tonne Abfall angegeben [40].

Ein weiterer Anwendungsfall von stofflichem Wasserstoff in der chemischen Industrie ist in der Herstellung von pyrogener Kieselsäure zu identifizieren. Diese wird als Ausgangsmaterial für unterschiedlichste Produkte (bspw. Wärmedämmung für Kühlschränke, Zahnpasta, LED-Lampen) verwendet [41]. Während des Herstellungsprozesses wird Siliziumdioxid zunächst halogenisiert und anschließend mittels Flammpyrolyse verarbeitet. Während des pyrolytischen Prozesses wird eine Mischung aus Wasserstoff und Sauerstoff (Knallgas) zugeführt [42]. Es entsteht ein feines Pulver, das sich aufgrund der geringen Schüttdichte im Speziellen zur Nutzung als Füllstoff eignet [43]. Ein spezifischer Wasserstoffbedarf pro produzierte Tonne pyrogener Kieselsäure konnte in den Arbeiten zur vorliegenden Studie nicht identifiziert werden.

In der Chemie-Industrie wird Wasserstoff neben den beiden Hauptanwendungen, der Ammoniak- und Methanol-Synthese unter anderem für die Hydroformylierung verwendet. Die dabei gebildeten Aldehyde sind Ausgangsprodukt vieler weiterer chemischen Prozesse. Sie können beispielsweise zu Alkoholen hydriert oder zu Carbonsäuren oxidiert werden. Damit sind sie beispielsweise Bestandteil von Weichmachern, Lösemitteln, Schmierstoffen und Arzneimitteln [7] S. 160. In industriellen Verfahren findet die Reaktion in einem Temperaturbereich zwischen 60-180 °C und einem Druck zwischen 10-300 bar statt [7] S. 160, [44] S. 13, [45] S. 3134. Zur Abschätzung des Bedarfs an Wasserstoff für die Hydroformylierung wird deren bedeutendstes Produkt, n-Butanal, herangezogen [44] S. 11. n-Butanal wird großtechnisch durch die Hydroformylierung von Propen hergestellt. Auf Basis der stöchiometrischen Gleichung (vgl. Anhang 9.1, Tabelle 15) lässt sich ein Wasserstoffbedarf von 28 kg H₂ pro Tonne n-Butanal berechnen.

Die Hydrierung zu Alkoholen ist eine weitere Anwendung von Wasserstoff in der chemischen Industrie. Die in Gegenwart eines Wasserstoffüberschusses gebildeten Alkohole sind ein bedeutendes Ausgangsprodukt für die Weiterverarbeitung zu ionischen und nichtionischen Tensiden. So sind sie Bestandteil von Weichmachern, Spülmitteln, Emulgatoren und Kosmetika. Die Reaktionsbedingungen für die Hydrierung von Alkoholen sind bei der Verwendung von heterogenen Kupferchromit-Katalysatoren eine Temperatur von 250 °C

und ein Druck von 200-300 bar [7] S. 216. Im Allgemeinen sind die Temperaturen größer 100 °C und die Drücke größer 50 bar [45] S. 3134. Stellvertretend für die sogenannten Oxo-Alkohole wurde der Wasserstoffbedarf für n-Butanol abgeschätzt. Anhand der stöchiometrischen Gleichung (s. Anhang 9.1, Tabelle 15) ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 27,2 kg H₂ pro Tonne n-Butanol.

Ebenfalls auf dem chemischen Prozess der Hydrierung basiert die Härtung von Ölen und Fetten. In Gegenwart von Nickelkatalysatoren und Wasserstoff werden ungesättigte in gesättigte Fettsäuren überführt, der Schmelzpunkt der Fette erhöht und ihre Haltbarkeit verbessert [38] S. 594, [46] S. 2. Ein bekanntes Beispielprodukt ist die Margarine, die durch eine katalytische Hydrierung von Speiseölen hergestellt wird [47] S. 380. Aus der Massenbilanz der Margarineherstellung aus Palmöl geht ein Wasserstoffbedarf von 227 kg H₂ pro t Margarine hervor [48]. An Nickelkatalysatoren findet der Härteprozess in einem Temperaturbereich zwischen 120-180 °C und bei einem Wasserstoffdruck zwischen 6-7 bar statt [49, 50].

Nach der chemischen Industrie fällt in der **Mineralölindustrie** der weltweit zweitgrößte Bedarf an Wasserstoff an. So zeichneten sich Raffinerien im Jahr 2019 für einen Wasserstoffverbrauch von 38 Mt verantwortlich (bei einem globalen Gesamtbedarf von 115 Mt) [31]. Die Substitution von derzeit üblicherweise genutztem grauem Wasserstoff (hergestellt durch Dampfreformierung) durch grünen Wasserstoff ist vergleichsweise problemlos möglich. Die Einbindung der ökologischeren Alternative erfordert keine größeren Investitionen in die Produktionsinfrastruktur [51].

Dabei fallen insbesondere die Prozesse Hydrocracking und Hydrotreating ins Gewicht. Beim Hydrocracking werden langkettige Kohlenwasserstoffverbindungen gezielt gekürzt um aus eingebrachtem Erdöl höherwertige Produkte wie bspw. Benzin und andere Derivate zu gewinnen. Das Aufbrechen der Kohlenstoff-Kohlenstoffverbindungen sowie die anschließende Hydrogenisierung findet unter Verwendung von Katalysatoren in einer wasserstoffreichen Atmosphäre statt [52]. Dabei werden ca. 27 kg Wasserstoff für die Prozessierung von einer Tonne Inputmaterial benötigt [29]. Übliche Prozesstemperaturen betragen 350-440 °C (mild hydrocracking) bzw. 350-450 °C (conventional hydrocracking). Dabei läuft der Prozess bei Drücken i. H. v. 35-70 bar (mild hydrocracking) bzw. 85-140 bar (conventional hydrocracking) ab [52].

Beim Hydrotreating werden hingegen Mineralölprodukte durch die Einbindung von Wasserstoff und abermals der Nutzung bestimmter Katalysatoren entschwefelt (Hydrodesulfurierung). Zudem können mit Hilfe des Prozesses Sauerstoff (Hydrodeoxygenisierung) und andere Fraktionen entfernt werden. Der Prozess wird folglich genutzt um Unreinheiten von Destillaten wie bspw. Kerosin und Diesel zu entfernen [53]. Der Wasserstoffbedarf wird dabei in einer Bandbreite von 1,8-9 kg je Tonne Inputmaterial beziffert [29]. Gängige Prozessparameter sind 360-400 °C bei 25-50 bar [54].

Zu beachten ist, dass vorgelagerte Prozesse in Raffinerien Wasserstoff als Koppelprodukt herstellen. Insbesondere Reformierprozesse sind in diesem Zusammenhang zu nennen. Dabei variiert der Anteil an notwendigem Wasserstoff aus externen Quellen signifikant zwischen einzelnen Raffinerien (zwischen 0--50 %) [25]. In Deutschland beträgt der durchschnittliche Eigenanteil an der Wasserstoffproduktion in Raffinerien ca. 78 %. Entsprechend werden 22 % aus externer Dampfreformierung bezogen. Dieser Anteil kann theoretisch durch grünen Wasserstoff ersetzt werden [51].

In der **Metall-Industrie** wird Wasserstoff vielfach eingesetzt, um Metalloxide zu den entsprechenden Metallen zu reduzieren [47] S. 380. Die Gas-Feststoffreaktion mit Wasserstoff ermöglicht die Gewinnung sehr reiner Metalle in Pulverform. Großtechnischen Einsatz findet dieses Verfahren daher in der Herstellung der Refraktärmetalle Wolfram- und Molybdän. Aber auch für die Reduktion weiterer Metalloxide und -chloride, der Reduktion von Edelmetallen wie Iridium oder Platin und der Herstellung bestimmter Metallqualitäten wird in der Metallindustrie Wasserstoff verwendet [55] S. 292. Der Wasserstoffbedarf für die

Reduktion von Wolfram liegt bei 350 Nm^3 pro t Wolfram, während der für Molybdän bei 670 Nm^3 pro t Molybdän liegt [56]. Umgerechnet entspricht das einem Wasserstoffbedarf von 31 kg pro t Wolfram und 60 kg pro t Molybdän. Die Temperaturen, in denen die Metalle in Wasserstoffatmosphäre reduziert werden, variieren stark in Abhängigkeit des Ausgangsmaterials. Die Reaktionstemperatur liegt meist zwischen $100\text{-}2.000 \text{ °C}$. Die Reduktion von Wolfram findet beispielsweise in einem Temperaturbereich zwischen $600\text{-}1.100 \text{ °C}$, die Reduktion von Molybdän bei 1.050 °C statt [55]. Die Reduktion von Kupfer(II)oxid zu Kupfer findet hingegen bereits bei niedrigeren Temperaturen von $75\text{-}150 \text{ °C}$ statt [57] S. 778.

Die reduzierenden Eigenschaften von Wasserstoff gewinnen zudem in der **Stahlindustrie** zukünftig an Bedeutung. Erster Schritt der Stahlherstellung ist die Reduktion des Eisenerzes zu Roheisen. Im konventionellen Verfahren wird der Sauerstoff des Eisenerzes bisher durch die Verbrennung von Koks in einem Hochofen in CO_2 gebunden und freigesetzt. Dieser Prozess verursacht einen Anteil von 7% der jährlichen Gesamt- CO_2 -Emissionen in Deutschland [58] S. 20. Alternativ dazu kann das Eisen in einer Direktreduktionsanlage bei maximal 1.000 °C mit Wasserstoff reduziert werden, wobei lediglich Wasserdampf freigesetzt wird [59]. Der dabei erzeugte Eisenschwamm kann in einem Elektrolichtbogenofen zu Stahl weiterverarbeitet werden [27]. Dieses Verfahren hat in Europa bisher einen Marktanteil von nur 1% [2]. Die vollständige Umstellung der Produktionsstandorte ist allerdings bis 2050 geplant [27]. Stöchiometrisch betrachtet werden für die Herstellung einer Tonne Roheisen 54 kg H_2 benötigt [56]. Den Betrachtungen der Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen wurde auf Basis von Fachgesprächen ein Verbrauch von 80 kg H_2 pro t Rohstahl zu Grunde gelegt [32].

Auch in der **Halbleiter-Industrie** wird Wasserstoff zunehmend als Reduktions-, aber auch als Ätzmittel verwendet. Außerdem werden seine guten Wärmeübertragungseigenschaften genutzt. Der Wasserstoffeinsatz etabliert sich damit vor allem beim Wafer-Glügen, indem er eine gleichmäßige Wärmeverteilung unterstützt und dabei direkt Oxide reduziert. Als Reduktionsmittel wird Wasserstoff außerdem zur Abscheidung neuer kristalliner Schichten oder zur Verstärkung der isolierenden Wirkung von Silizium-Dünnschichten verwendet. Eine weitere wichtige Wasserstoff-Eigenschaft für die Anwendung in der Halbleiterindustrie ist die Verlängerung der Haltbarkeit einzelner Elektrochemikalien [60]. Da Wasserstoff in vielen verschiedenen Prozessen unterstützend eingesetzt wird, kann keine Abschätzung pro Tonne Endprodukt getroffen werden. Die Reaktionsbedingungen sind abhängig vom jeweiligen Prozess, in dem Wasserstoff eingesetzt wird [60]. Der Wasserstoffbedarf von Europas Halbleiterindustrie wurde im Jahr 2015 auf $380 \text{ Mio. Nm}^3 \text{ H}_2$ pro Jahr mit einem Wachstum von jährlich 2.3% geschätzt [61]. Demnach beläuft sich der heutige Wasserstoffbedarf auf ca. $435 \text{ Mio. Nm}^3 \text{ H}_2$ pro Jahr.

Bei der Flachglasherstellung in der **Glas-Industrie** wird Wasserstoff als Schutzgas genutzt. Nach der Schmelze der verschiedenen Roh- und Recyclingstoffe wird die Glasschmelze über ein Zinnbad in Überdruck-Schutzatmosphäre gezogen ohne sich mit dem Zinn zu vermischen. Die Schutzatmosphäre zur Inertisierung der Glasschmelze besteht aus 90% Stickstoff und 10% Wasserstoff, um eine mögliche Oxidation der Zinnoberfläche zu unterbinden [62].

Über typische Abmessungen und Ausbringungsmengen einer Anlage [63, 64] wurde das Volumen der benötigten Schutzatmosphäre berechnet und mit der möglichen Zuggeschwindigkeiten der Glasschmelze [65] kombiniert, um den Wasserstoffbedarf der Schutzatmosphäre pro Tonne Flachglas abzuschätzen. Dabei wurde auch berücksichtigt, dass ungefähr 50% der Schutzatmosphäre wiederverwendet werden kann [66]. Aus diesen Abschätzungen ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von $0,1466 \text{ kg}$ pro hergestellte Tonne Flachglas. Unter Berücksichtigung der $2,2 \text{ Mio. Tonnen}$ Flachglas die jährlich in Deutschland hergestellt werden [67], lässt sich der stoffliche Wasserstoffbedarf der Glas-Industrie in Deutschland auf 323 t H_2 pro Jahr abschätzen.

Das **industrielle Schweißen** unter Einsatz von Wasserstoff als Schutzgas (Arcatom) wurde zunächst durch Schweißen mit Helium und später mit Argon abgelöst und spielt in der

industriellen Anwendung kaum eine Bedeutung [68]. Auch eine bessere Verfügbarkeit von Wasserstoff wird sehr wahrscheinlich nicht zu einer stärkeren Verwendung von Wasserstoff als Schutzgas fürs Schweißen führen da neben den Bedenken bezüglich Sicherheit auch die Reaktivität von Wasserstoff problematisch ist [68]. Wasserstoff wird als Zusatz weiterhin eine Rolle im industriellen Schweißen spielen, aber aufgrund der geringen Verbreitung nicht weiter in der Studie berücksichtigt.

Bei der **Randentkohlung von Stahl** wird der Stahl in einer wasserstoffreichen Atmosphäre gegläht. Dabei entsteht Methan wobei der benötigte Kohlenstoff für die Reaktion aus den Randschichten des Stahls genutzt wird [69]. Der gleiche Effekt kann durch das Glühen des Stahls in normaler Atmosphäre durch eine Reaktion mit dem vorhandenen Sauerstoff erzeugt werden. Bei der Reaktion verbindet sich Kohlenstoff in den Randschichten des Stahls mit Sauerstoff aus der Atmosphäre zu Kohlenstoffdioxid. Dies hat den Vorteil, dass keine gesonderte Vorrichtung oder Atmosphäre errichtet werden müssen, sodass das Randentkohlen von Stahl mit Wasserstoff keine große industrielle Anwendung ist und nicht weiter in der Studie berücksichtigt wird.

Die **Kühlung von Supraleitern** mit Wasserstoff ist genau genommen keine stoffliche, sondern eine energetische Nutzung des Wasserstoffs. Jedoch wird hier der Wasserstoff als Kältespeicher und nicht, wie bei allen anderen aufgeführten energetischen Anwendungen, zur Erzeugung von Wärme genutzt. Aus diesem Grund ist die Anwendung hier unter stofflicher Nutzung mit aufgeführt.

Obwohl Helium einen Siedepunkt von 4,2 °K (-269 °C) hat und damit im flüssigen Zustand kälter ist als Wasserstoff mit einem Siedepunkt von 20,2 °K (-253 °C), hat die Nutzung von Wasserstoff zur Kühlung von Supraleitern einige Vorteile. Der größte Vorteil laut Stautner et al. sind die deutlich geringeren Kosten einer Wasserstoffkühlung. Ihrer Meinung nach wird sich Wasserstoff in diesem Bereich in Zukunft stärker durchsetzen und Helium als Kühlmedium verdrängen [70]. Aufgrund des insgesamt kleinen Markts von Supraleiterkühlung wird diese Anwendung in der vorliegenden Untersuchung nicht weiter berücksichtigt.

1.1.3

Transport

Im Zuge der Klimaschutzgesetzgebung wurden auf EU-Ebene Flottengrenzwerte für die CO₂-Emissionen der Neufahrzeugflotten für die Jahre 2025 und 2030 festgelegt [71]. Diese legen fest, dass die spezifischen CO₂-Emissionen neuer schwerer Nutzfahrzeuge ab dem Jahr 2025 um mindestens 15 % und ab dem Jahr 2030 um mindestens 30 % gegenüber dem Referenzzeitraum vom 1. Juli 2019 bis zum 30. Juni 2020 liegen müssen. Neben CO₂-Emissionen stehen insbesondere die Reduktion von NO_x-Emissionen im Vordergrund der aktuellsten Abgasnormen. In diesem Zuge wurden von den Nutzfahrzeugherstellern neue Antriebskonzepte angekündigt, darunter unter anderem auch Wasserstoff-LKW. Bei einer Einführung von Wasserstoff-LKW ergibt sich zukünftig ein Bedarf an Wasserstoff im Straßengütertransport, der bei der Bestimmung des Gesamtwasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg mitberücksichtigt werden muss.

Viele Hersteller arbeiten derzeit an der Entwicklung und Erprobung von Wasserstoffnutzfahrzeugen. Hyundai nimmt dabei eine Vorreiterrolle ein und plant bis 2025 1.600 Wasserstoffnutzfahrzeuge vom Typ Xcient auf Schweizer Straßen zu bringen. Neben Hyundai bietet aktuell noch Holthausen Clean Technology in Kooperation mit der DAF Trucks Deutschland GmbH Wasserstoffnutzfahrzeuge als Umrüstfahrzeuge an (HH-DAF-LF). Die verfügbaren Stückzahlen sind aktuell noch sehr niedrig und werden in den nächsten Jahren hochgefahren. Hyundai plant ab 2022 rund 2.000 Einheiten des Xcient zu fertigen [72], HYZON plant mehrere hundert Einheiten jährlich ab 2022, Nikola Motors geht ab 2023 von einer Kapazität von 35.000 Einheiten jährlich aus [73].

Grundsätzlich sind aktuell nur wenige Angaben zu Stückzahlen von einzelnen Herstellern verfügbar. Auch Informationen zur Markteinführung oder der Dauer der Erprobung sind nicht

von allen Herstellern verfügbar. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass zwischen 2023 und 2025 die Verfügbarkeit von wasserstoffgetriebenen Nutzfahrzeugen deutlich besser sein wird, da mehrere Hersteller ihren Markteintritt in diesem Zeitraum planen und die Testphasen für mehrere Trucks enden. Die erwarteten Verkaufszahlen von LKW mit verschiedenen Antriebssystemen sind in Abbildung 1 dargestellt. Aufgrund des zunächst geringen Angebots ist der Anteil von H₂-Fahrzeugen zunächst gering, wächst dann aber auf knapp 17 % an den verkauften LKW in Europa im Jahr 2030. Insbesondere von 2027 bis 2030 wird ein großer Anstieg der Verkaufszahlen von knapp über 6.200 (2027) auf fast 60.000 (2030) H₂-LKW erwartet [74].

Die vorliegende Untersuchung befasst sich explizit nicht mit Individualtransport, sondern legt den Fokus auf den Einsatz von Wasserstofftechnologien im Schwerlasttransport, bzw. bei kommunalen Versorgungsbetrieben. Im Weiteren wird der Begriff „Transport“ im Sinne von Transportaufgaben mit schweren NFZ verwendet (>12 t).

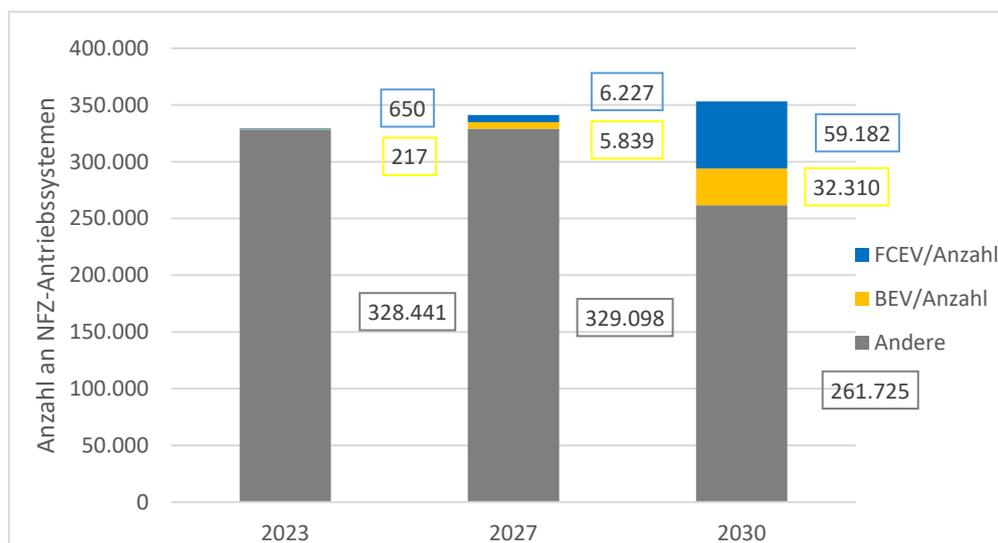


Abbildung 1 - Erwartete Verkaufszahlen der NFZ-Antriebssysteme [74]

Schwerlasttransport

Im Schwerlasttransport ist das größte Potenzial für Wasserstofffahrzeuge zu sehen. Die Pläne der Hersteller wie z.B. Daimler [75] oder Iveco [76] konzentrieren sich auf dieses Segment. Zudem finden in diesem Segment überproportional viele Fahrten im Ferntransport sowie mit hohen Beladungen statt, sodass hier ein Bedarf an Lösungen mit geringem Totgewicht in Form von Batteriespeichern besteht [27]. Mit den vornehmlich im Nah- und Regionaltransport eingesetzten leichteren Fahrzeugen werden hingegen deutlich geringere Tagesfahrleistungen erbracht, sodass eine Elektrifizierung hier einfacher zu gestalten ist.

Für die Identifizierung der Fahrzeuge des Schwerlasttransports gibt es zwei verschiedene Klassifizierungssysteme auf europäischer Ebene:

- Kraftfahrzeugklassifizierung gemäß Richtlinie 2007/46/EG: Laut dieser Richtlinie werden alle LKW und Sattelzugmaschinen (SZM) mit einem zulässigen Gesamtgewicht (zGG) >12 t in der Fahrzeugklasse N3 eingeordnet. An dieser Einteilung orientiert sich z. B. die deutsche Zulassungsstatistik, die LKW u.a. in die Gewichtsklassen 12.000-20.000 kg und >20.000 kg einteilt, sodass der Gesamtbestand an Fahrzeugen der Klasse N3 bekannt ist.
- Einteilung gemäß Vecto-Klasse: Die Vecto-Klassen spielen eine Rolle für die Berechnung der CO₂-Flottenwerte nach EU-Gesetzgebung. Dabei werden LKW und SZM anhand der Merkmale zulässiges Gesamtgewicht und Achszahl in 17 Vecto-Klassen eingeteilt.

Aufgrund der später vorgestellten Berechnungsmethode für die CO₂-Flottenwerte stehen die Vecto-Klassen 4, 5, 9 und 10 im Vordergrund, die jeweils LKW >16 t zGG bzw. SZM (die größtenteils >16 t zGG aufweisen) enthalten. Diese Fahrzeuge sind somit dem Schwertransport zuzuordnen, stellen aber eine andere Grundgesamtheit dar als die Fahrzeugklasse N3, die auch Fahrzeuge anderer Vecto-Klassen enthält und einige wenige SZM nicht umfasst. Auf Basis vorheriger Arbeiten ist es möglich, Aussagen zu den Beständen und Einsatzprofilen von Fahrzeugen der Vecto-Klassen 5 und 9 im Vergleich zu allen anderen Fahrzeugen zu treffen. Mengenmäßig machen diese beiden Klassen etwa drei Viertel der LKW und SZM >16 t zGG aus.

Aufgrund der Datenverfügbarkeit werden beide Systeme im Folgenden genutzt. Die jeweilige Verwendung wird an entsprechender Stelle angegeben und begründet.

Kommunale Versorgungsbetriebe

Neben Logistikunternehmen sind auch Kommunen potenzielle Nutzer von H₂-Fahrzeugen. Insbesondere Abfallsammler stehen hierbei im Mittelpunkt einer möglichen Wasserstoffnutzung. So sind seit 2019 im Zuge des EU-Projektes HECTOR wasserstoffbetriebene Abfallsammler in sieben europäischen Städten, darunter Duisburg, im Einsatz [77]. Der deutsche Hersteller Faun fertigt seit 2021 wasserstoffbetriebene Abfallsammler und Kehrmaschinen [78]. Für diese beiden Anwendungen wird der H₂-Bedarf von Kommunen ermittelt. Kommunen können bei der Umstellung ihres Fuhrparks auf H₂-Fahrzeuge eine technologische Führungsrolle übernehmen und zur Deckung ihres eigenen Bedarfs Wasserstofftankstellen bereitstellen. Die Tankinfrastruktur kann dann Logistikunternehmen und weiteren Nutzern zugänglich gemacht werden und dadurch den Umstieg auf Wasserstoffmobilität unterstützen.

1.2

Vorgehensweise zur Abschätzung des industriellen Wasserstoffbedarfs

Die Abschätzung des industriellen Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg erfolgte anhand getrennter Methodiken für die Bereiche energetische und stoffliche Nutzung sowie für den Transportsektor. Die nachfolgenden Abschnitte 1.2.1-1.2.3 beschreiben die jeweiligen Vorgehensweisen. Die entsprechenden Ergebnisse sind im darauffolgenden Kapitel 1.3 zu finden.

1.2.1

Energetisch

In Kapitel 2.1.1 wurden die energetischen Industriellen Anwendungstechnologien für Wasserstoff dargestellt.

Für die Hochtemperaturprozesse aus Tabelle 1 wurden die anwendenden Unternehmen in Baden-Württemberg recherchiert. Die Unternehmensstandorte wurden lokalisiert und der Energiebedarf, der potentiell durch Wasserstoff gedeckt werden könnte, wurde ermittelt. Da auf keine Daten zum Energiebedarf der recherchierten Unternehmensstandorte zurückgegriffen werden konnte, wurde eine Methodik entwickelt diesen abzuschätzen. Anhand des Verhältnisses aus der Anzahl an Mitarbeitenden des betrachteten Firmenstandorts und der deutschlandweiten Anzahl an Mitarbeitenden dieser Branche wurde die deutschlandweite Produktionsmenge auf den Standort skaliert. Über den spezifischen Energiebedarfswert des Produkts wurde wiederum auf den Energiebedarf des Standorts geschlossen. Dieser Energiebedarf wurde mit einem „Faktor Hochtemperatur“ aus Tabelle 1 multipliziert, um den Gesamtenergiebedarf auf den der Hochtemperaturprozesse zu reduzieren:

$$\begin{aligned} & \text{Energiebedarf Standort [MWh]} \\ & = \frac{SEC \left[\frac{GJ}{t} \right] * \text{Produktionsmenge Branche} \left[\frac{t}{a} \right] * \frac{MA \text{ Standort}}{MA \text{ Branche}}}{3,6} \quad (1) \\ & * \text{Faktor Hochtemperatur} \end{aligned}$$

Anhang 9.3, Tabelle 17 zeigt die der Abschätzung zugrundeliegenden Werte der branchenspezifischen Produktionsmengen und Mitarbeiteranzahlen in Deutschland, sowie den spezifischen Energiebedarf der einzelnen Produkte. Anhand des Brennwertes von Wasserstoff wurde berechnet, wie viele Tonnen Wasserstoff benötigt würden, um den Energiebedarf für Hochtemperaturprozesse der Standorte vollständig zu decken. Der zugrunde gelegte Brennwert von Wasserstoff beträgt 39,41 MWh/t H₂ [79].

1.2.2

Stofflich

In Abschnitt 2.1.2 wurde die stofflichen Industriellen Anwendungstechnologien für Wasserstoff dargestellt. Die Technologien korrespondieren zu einzelnen Industrien, sodass die Abschätzung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff über die industrielle Kapazität in Baden-Württemberg vorgenommen werden kann. Anhand einer breit angelegten Recherche wurde dabei zunächst versucht Unternehmen zu identifizieren, die die in Anhang 9.3, Tabelle 16 aufgeführten Produkte in Baden-Württemberg herstellen. Hierbei wurde auf Informationen von Verbänden und Datenbanken zurückgegriffen.

Prozesse, die breite Anwendung finden, allerdings um verschiedenste Produkte herzustellen, wurden aus der Analyse ausgeschlossen. Die in Anhang 9.3, Tabelle 16 angegebenen Wasserstoffbedarfe für diese Prozesse sind auf ein exemplarisches Produkt bezogen (bspw. n-Butanal stellvertretend für die Hydroformylierung). Der Übertrag dieses Bedarfs auf sämtliche Anwender des korrespondierenden Prozesses (Hydroformylierung) würde zu großen Ungenauigkeiten und potentiell zu einer signifikanten Überschätzung des industriellen Wasserstoffbedarfs führen. Eine weitere Schwierigkeit besteht in der Daten- und Informationsgrundlage. Während für großtechnische Produkte wie bspw. Ammoniak notwendige Daten vorliegen, ist die Identifikation einzelner Anwender kleinmaßstäblicher Prozesse wie bspw. der Metallverarbeitung mit ihren sehr heterogenen Produkten und der Vielzahl an Marktteilnehmenden allein in Baden-Württemberg nahezu unmöglich. Entsprechend wurden auch diese Anwendungsfälle stofflicher Wasserstoffverwendung in vorliegender Untersuchung nicht berücksichtigt. Die Identifikation des stofflichen Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg beschränkte sich daher auf Unternehmen, die Ammoniak oder Methanol synthetisieren sowie auf Stahlwerke, Glashütten und Raffinerien. Da in Gesprächen mit Expert*innen als für Baden-Württemberg relevant hervorgehoben, wurde in vorliegender Untersuchung zudem die Wasserstoffnutzung bei der Herstellung pyrogener Kieselsäure bei der Evonik Industries AG sowie in der Forschung zu Raketenantrieben am Forschungsstandort des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) in Lampoldshausen berücksichtigt. Folglich ist die Abschätzung des stofflichen Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg als eher konservativ einzuschätzen

Es ist jedoch festzuhalten, dass sich die Herstellung der Produkte Ammoniak und Methanol sowie industrielle Prozesse in Raffinerien, Glashütten und Stahlwerken für den größten Teil des Wasserstoffbedarfs verantwortlich zeichnen (vgl. Abschnitt 1.1). So benötigen alleine diese Industrien laut der International Energy Agency (IEA) knapp 74 % des weltweiten Wasserstoffbedarfs [31]. Der Rest entfällt auf „andere Anwendungen wie bspw. Wärme“ [31].

Relevante Herstellungsstandorte für **Ammoniak** existieren in Baden-Württemberg nicht. Allerdings befinden sich im unmittelbaren Umland zwei Standorte, in denen im großtechnischen Maßstab Ammoniak synthetisiert wird. Dies ist zum einen der Standort Ludwigshafen der BASF SE in Rheinland-Pfalz und zum anderen der Standort Ottmarsheim der Borealis Pec-Rhin in der französischen Region Grand-Est. Um mögliche

grenzüberschreitende Partnerschaften im Wasserstoffkontext aufzuzeigen, wurden die entsprechenden Unternehmen in die nachfolgenden Betrachtungen aufgenommen. Für beide Standorte wurden Herstellungskapazitäten recherchiert, die mit dem entsprechenden Wasserstoffbedarf pro Tonne hergestelltem Ammoniak verrechnet wurden (vgl. Abschnitt 1.1.2). So gibt das Umweltbundesamt die tägliche Produktionskapazität des Ludwigshafener BASF-Standorts mit 1.360 t an [80]. Dies resultiert in einer maximalen Ammoniakproduktion von knapp 500.000 t/a. Der hieraus entstehende Wasserstoffbedarf wird um den Faktor 78,1 Mio. Nm³ reduziert, da diese Menge in vorgelagerten Prozessen als Nebenprodukt anfällt, folglich nicht durch Dampfreformierung hergestellt und entsprechend nicht durch Elektrolysewasserstoff ersetzt werden muss [81]. Die Produktionskapazität des Ottmarsheimer Standorts der Borealis Pec-Rhin wird mit 650 Tonnen pro Tag und folglich mit knapp 240.000 t/a angegeben [80].

Die Genauigkeit der Abschätzung des Wasserstoffbedarfs unterliegt dabei einigen Einschränkungen. So wird die maximale Auslastung der Herstellungskapazitäten angenommen. Tatsächliche Produktionsmengen wären aussagekräftiger, konnten jedoch im Zuge der Recherche nicht identifiziert werden. Die Daten zur Koppelproduktion von Wasserstoff in Ludwigshafen sind aus dem Jahr 1998. Es ist damit zu rechnen, dass dieser Wert veraltet ist, die Produktion von Wasserstoff als Nebenprodukt entsprechend dem steigenden Umsatz der BASF SE mittlerweile höher ausfällt. Für das Chemiewerk der Borealis Pec-Rhin konnten solche Informationen nicht gefunden werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch hier ein relevanter Teil des genutzten Wasserstoffs als Koppelprodukt anfällt und somit den identifizierten Bedarf entsprechend verringert.

Die Herstellung von **Methanol** findet analog der Ammoniaksynthese in Baden-Württemberg in relevantem Ausmaß nicht statt. Deutsche Standorte zur Methanol-Synthese befinden sich in Spreewitz (Sachsen), Gelsenkirchen und Wesseling (beide Nordrhein-Westfalen), Leuna (Sachsen-Anhalt) sowie in Ludwigshafen (Rheinland-Pfalz). Ebenfalls auf Grund der geographischen Nähe wird in vorliegender Untersuchung ausschließlich der BASF Standort Ludwigshafen einbezogen. Die angegebene Produktionskapazität i. H. v. 300.000 Tonnen pro Jahr wird abermals mit dem spezifischen Wasserstoffbedarf pro Tonne Endprodukt (vgl. Abschnitt 1.1.2) verrechnet [82].

In Baden-Württemberg ist mit der Mineralö Raffinerie Oberrhein (MiRo) in Karlsruhe eine großmaßstäbliche **Raffinerie** ansässig. Hierbei fallen in den Entschwefelungsanlagen durch den Hydrotreating-Prozess für Benzin (Anlagenkapazität 4,3 Mio. t) und Gasöle (Anlagenkapazität 10,8 Mio. t) Wasserstoffbedarfe an [83]. Hierzu wird in vorliegender Untersuchung der progressive und entsprechend niedrige Wasserstoffbedarf pro Tonne Endprodukt angesetzt (vgl. Anhang 9.3, Tabelle 16).

Da bei der MiRo eine katalytische Crackanlage verwendet wird, entsteht bei diesem Prozessschritt kein Wasserstoffbedarf. In der ebenfalls vor Ort betriebenen Reformieranlage fällt Wasserstoff als Nebenprodukt an. Entsprechend verringert sich, analog zur Ammoniaksynthese, auch hier der kalkulierte Wasserstoffbedarf, der potentiell durch grünen H₂ ersetzt werden kann signifikant. Wie in Abschnitt 1.1.2 beschrieben, wird der Anteil an Wasserstoff aus externem Bezug auf 22 % angesetzt.

Mit der Badische **Stahlwerke** GmbH (BSW) in Kehl ist in Baden-Württemberg ein großmaßstäbliches Stahlwerk ansässig. Allerdings verarbeitet die BSW ausschließlich Stahlschrott unter Anwendung eines Elektrolichtbogens. Die in der Stahlindustrie verbreitete Hochofenroute ist demzufolge in Baden-Württemberg nicht ansässig. Entsprechend kann auch die Direktreduktionsroute als potentielles Substitut der Hochofenroute nicht eingeführt werden. Es entsteht folglich nur ein vergleichsweise geringes Potenzial an energetischem Bedarf (vgl. Abschnitt 1.1.1).

Für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs bei der **Flachglasherstellung** in Glashütten in Baden-Württemberg wurde analog zur Herleitung des energetischen Wasserstoffbedarfs vorgegangen. Auf Basis der Anzahl an Mitarbeitenden der einzelnen Glashütten in Baden-

Württemberg in Bezug auf die Anzahl der Mitarbeitenden aller Glashütten in Deutschland wurde die Flachglasproduktionsmenge der einzelnen Glashütten abgeschätzt. Kombiniert mit dem in Abschnitt 1.1.2 hergeleiteten Wasserstoffbedarf pro Tonne Flachglas, wurden der Bedarf ermittelt. Die Daten der Mitarbeiterzahlen aller deutscher Glashütten sowie die Gesamtproduktionsmenge stammen aus dem Jahresbericht des Bundesverbands der Glasindustrie [67].

Wasserstoffbedarf durch die Herstellung **pyrogener Kieselsäure** entsteht in Baden-Württemberg durch den Standort Rheinfelden der Evonik Industries AG. Im Gespräch mit Vertreter*innen des Unternehmens wurde der jährliche Wasserstoffbedarf kommuniziert.

Relevanter Wasserstoffbedarf in der **Forschung** existiert am Institut für Raumfahrtantriebe des DLR in Lampoldshausen. Hier wurde bereits durch das Projekt H2ORIZON teilweise auf grünen Wasserstoff aus einer PEM-Elektrolyse, betrieben mit ortsansässigem Windstrom umgestellt. Von den derzeit benötigten 380 Tonnen H₂ pro Jahr werden durch die im Zuge des Projektes aufgebaute Infrastruktur rund 100 Tonnen bereitgestellt [84–86]. Entsprechend verbleibt ein Bedarf von 280 Tonnen Wasserstoff pro Jahr am DLR-Standort Lampoldshausen, der potentiell substituiert werden könnte.

1.2.3

Transport

Die Bestimmung des Wasserstoffbedarfs durch den Straßengütertransport erfolgt in einem mehrstufigen Verfahren: Zuerst werden die Logistikstrukturen im Land analysiert und quantitativ aufbereitet. Darauf aufbauend erfolgt eine Identifizierung von Schwerpunktkreisen, in denen aufgrund der Logistikstrukturen eine hohe Nachfrage nach Wasserstoff in der Zukunft zu erwarten ist. Anschließend wird der Wasserstoffbedarf auf Kreisebene für jeweils zwei Szenarien und zwei Zeithorizonte berechnet, wobei für die Schwerpunktkreise ein differenziertes Verfahren und für die übrigen Kreise ein vereinfachtes Verfahren genutzt wird. Abgerundet wird die Untersuchung durch eine zusätzliche Abschätzung des Wasserstoffbedarfs der kommunalen Unternehmen, die aufgrund ihrer besonderen Struktur sowohl in Verkehrsaufkommen als auch in der Organisation eine besondere Rolle in der Wasserstoffnachfrage spielen.

Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Schwerlasttransport

Im ersten Schritt werden die Logistikstrukturen in Baden-Württemberg analysiert. Dabei werden die Anzahl der Fahrzeuge in der Fahrzeugklasse N3, die stattfindenden Transporte, die transportierten Tonnen und die Logistikstandorte betrachtet. Die Logistikstrukturen sind relevant, da so aufgezeigt werden kann, welche Stadt- und Landkreise für eine Wasserstoffnutzung im Straßengütertransport potenziell eher in Frage kommen als andere. Aus der „FZ1“ [87] des Kraftfahrtbundesamts wurden dafür Daten zu den Kraftfahrzeugbeständen für das Jahr 2019 entnommen und daraus die Anzahl der Fahrzeuge der Fahrzeugklasse N3 (sowohl LKW und SZM) für die einzelnen Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg berechnet. Landkreise mit einem Bestand von über 2.000 N3-Fahrzeugen im Jahr 2019 sind in Anhang 9.4, Tabelle 23 aufgeführt. Es zeigt sich, dass insbesondere die Kreise im Neckartal ab Esslingen sowie die Landkreise Karlsruhe, Ortenaukreis und Ravensburg über hohe gemeldete Zahlen an Fahrzeugen der Klasse N3 verfügen.

Die betrachteten Flottenzahlen können durch Sondereffekte verzerrt werden. So melden beispielsweise große Flottenbetreiber ihre Fahrzeuge teilweise alle im selben Kreis an, ohne dass diese dort tatsächlich verkehren (z.B. Deutsche Post DHL in Bonn). Auch sind Unternehmen, die Stadtkreise bedienen, teilweise in den Nachbarkreisen beheimatet. Dies könnte z.B. bei den drei Stadtkreisen mit den niedrigsten Beständen (Pforzheim, Heidelberg, Baden-Baden) der Fall sein, die deutlich niedrigeren Bestände als die sie umgebenden Kreise aufweisen. Die Zahl der gemeldeten Fahrzeuge im Schwerlasttransport reicht daher nicht aus, um belastbare Aussagen zu treffen.

Deshalb erfolgte im Anschluss eine Auswertung des Straßengütertransportaufkommens in den Landkreisen in Baden-Württemberg. Die Datengrundlage bildet die Transportverflechtungsprognose der Bundesverkehrswegeplanung (BVWP) für das Jahr 2030. Aus dieser Grundlage wurde eine Verflechtungsmatrix für alle in Deutschland stattfindenden Straßengütertransporte gezogen. Dies beinhaltet alle Quell- und Zielströme in transportierten Tonnen und Tonnenkilometern auf Basis von Kreisregionen in Deutschland, differenziert nach den 20 NST-Güterabteilungen und Verkehrsträgern. Die BVWP erfasst außerdem auch internationale Transporte. In einem weiteren Schritt wurden sowohl Transporte innerhalb des Bundeslandes Baden-Württemberg als auch Transporte in und aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland genauer untersucht. Abbildung 2 stellt die eingehenden Straßengütertransporte in die baden-württembergischen Kreise dar. Die ausgehenden Transporte weisen – bis auf geringen Abweichungen – eine vergleichbare Struktur auf. In Anhang 9.4, Tabelle 24 und Tabelle 25 sind Landkreise mit den höchsten Werten für ein- und ausgehende Transporte aufgelistet. Insgesamt zeigen sich deutliche Schwerpunkte im Ortenaukreis sowie entlang des Unterlaufs des Neckars, was sich weitestgehend mit den Erkenntnissen aus der Bestandsanalyse deckt. Dabei handelt es sich allerdings nicht nur um Binnentransporte innerhalb Baden-Württembergs, sondern auch ein- und ausgehende Transporte aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland.

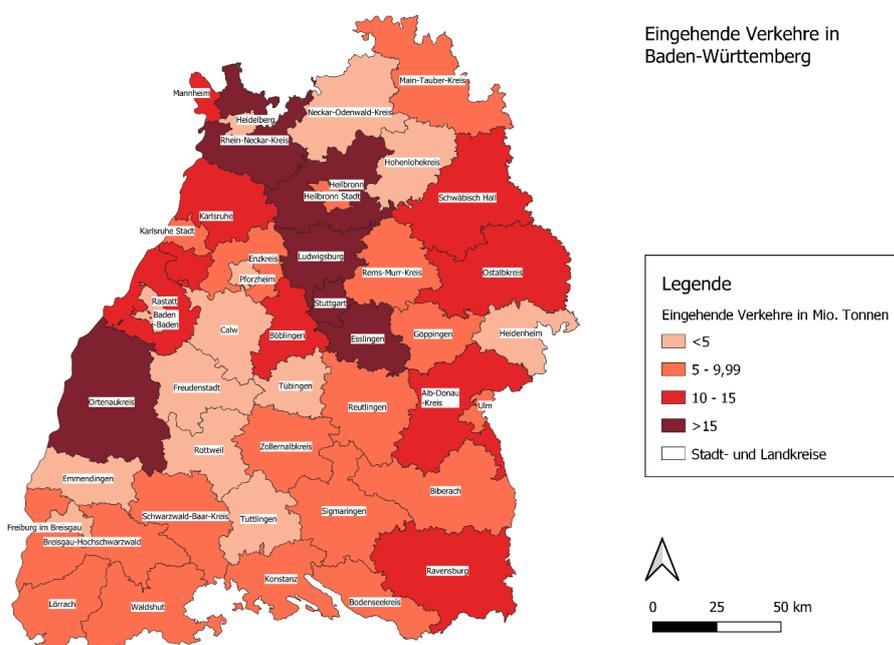


Abbildung 2 - Eingehende Transporte in Baden-Württemberg

In einem weiteren Analyseschritt wurden die wichtigsten Gütertransportströme im Schwerlasttransport innerhalb Baden-Württembergs identifiziert, um abschätzen zu können, welche Relevanz diese ein- und ausgehenden Transporte haben. Dafür wurden Tabelle 24 und Tabelle 25 (s. Anhang 9.4) aufgeführten durchschnittlichen Beladungen auf die identifizierten Transportströme angewendet, um die jeweiligen Anteile zu ermitteln, die mit Fahrzeugen der Vecto-Klassen 5 und 9 transportiert werden. Dabei ergab sich, dass der Binnentransport in Baden-Württemberg insgesamt nur 85,2 Mio. t von 466,9 Mio. t, die mit Fahrzeugen dieser beiden Vecto-Klassen transportiert werden, ausmacht. Dies entspricht einem Anteil von 18,2 %. Somit folgt, dass eine reine Betrachtung des Binnentransports nicht zielführend ist und eine Betrachtung der ein- und ausgehenden Transporte zwingend notwendig ist, um den zukünftigen Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg abschätzen zu können. In Abbildung 3 sind die Transportströme innerhalb von Baden-Württemberg ab

1 Mio. Tonnen dargestellt, die mit Fahrzeugen der Vecto-Klassen 5 und 9 durchgeführt werden.

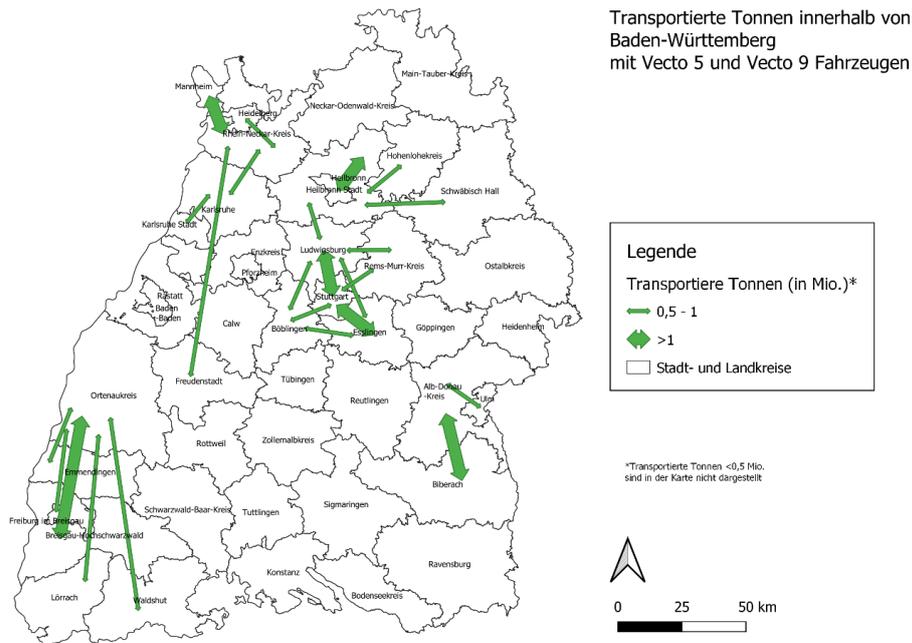


Abbildung 3 - Relevante Transportströme innerhalb von Baden-Württemberg mit Fahrzeugen der Klassen Vecto 5 und Vecto 9

Durch eine umfassende Recherche wurden zudem wichtige Logistikstandorte in Baden-Württemberg identifiziert. Für die Paketzentren wurden Listen von einem bundesweiten Verbraucherportal für Paketzentren analysiert und gefiltert. Der Einzel- und Versandhandel führt auf den jeweiligen Internetauftritten die Standorte der Logistikzentren. Die Speditionen in Baden-Württemberg wurden dabei mithilfe einer Liste des Verbandes Spedition und Logistik ausfindig gemacht. Zur Ergänzung der Quellenrecherche erfolgte darüber hinaus eine Prüfung von Luftbildern, um Logistikzentren in Baden-Württemberg zu identifizieren, die in der dreiteiligen Recherche bisher nicht ermittelt waren. Die nachfolgende Abbildung 4 verdeutlicht mithilfe einer Heatmap die Konzentration der Logistikstandorte in Baden-Württemberg sowie die Lage der Standorte im Vergleich zum überregionalen Straßennetz. Clusterbildungen sind insbesondere in Stuttgart Stadt und nach Süden in Richtung Flughafen Stuttgart (Landkreis Esslingen), in Mannheim sowie der Stadt Karlsruhe ausfindig zu machen. Darüber hinaus wird aus der Heatmap deutlich, dass sich die Logistikstandorte meist in der Nähe von Hauptverkehrswegen wie Autobahnen oder Bundesstraßen befinden.

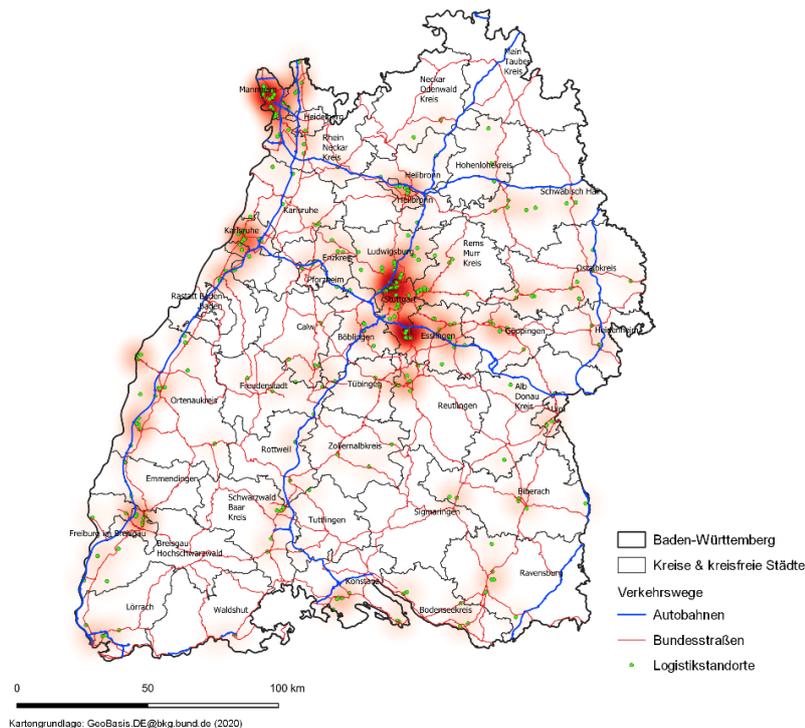


Abbildung 4 - Heatmap der Logistikstandorte in Baden-Württemberg

Für die Abschätzung des aus den Logistikstrukturen resultierenden Wasserstoffbedarfs wurde ein zweistufiges Verfahren genutzt. Zuerst wurde für alle Kreise eine vereinfachte Abschätzung durchgeführt und Schwerpunktkreise identifiziert, in denen der Straßengütertransport eine besondere Rolle spielt. Für die Schwerpunktkreise wurde dann eine detaillierte Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Transportsektor vorgenommen, bei der zusätzlich die unterschiedlichen Logistikstrukturen für verschiedene Güter mitberücksichtigt wurden.

Für die **Bestimmung der Schwerpunktkreise in einem Indexverfahren** wurde pro Landkreis ein Index berechnet. Dieser ist eine Kombination aus den Fahrzeugbeständen (LKW der Klasse N3 inklusive SZM), dem Quellaufkommen sowie dem Zielaufkommen. Das Quellaufkommen sind dabei die ausgehenden Transporte und das Zielaufkommen entspricht den eingehenden Transporten in den jeweiligen Kreis. Für die entsprechende Indexkategorie bekommt jeweils der kleinste Wert den Index-Wert 100 zugewiesen. Die Berechnung des Indexwerts I_k für einen Kreis k erfolgt, indem der einzelne Wert W_k einer Indexkategorie durch den jeweils kleinsten Wert einer Indexkategorie W_{min} geteilt und anschließend mit dem Faktor 100 multipliziert wird:

$$I_k = \frac{W_k}{W_{min}} * 100 \quad (2)$$

Abschließend werden die drei Indexwerte eines Kreises aufsummiert. Als Schwerpunktkreisen wurden die Stadt- und Landkreise definiert, deren Indexsumme mindestens 50 % der höchsten Indexsumme beträgt. Dazu gehören die im Anhang 9.4, Abbildung 40 aufgeführten Kreise. Darüber hinaus wurden die Landkreise Böblingen, Rastatt, Alb-Donau-Kreis und Schwäbisch-Hall in die Schwerpunktkreise mit aufgenommen, da diese bei einer Indexbildung nur über das Quell- und Zielaufkommen ebenfalls über 50 % der Indexsumme aufweisen (siehe Anhang 9.4, Tabelle 26). Der umgekehrte Fall, dass Landkreise

nicht mehr Schwerpunktkreise wären, sofern nur Quell- und Zielaufkommen betrachtet würden, trat nicht auf.

Aus dem BVWP wurden zunächst für jeden einzelnen Quell- und Zielstrom in Baden-Württemberg die Statistiken für die Transportierten Tonnen und Tonnenkilometer gefiltert. Für die **Berechnung des Wasserstoffbedarfs von Nicht-Schwerpunktkreisen im vereinfachten Verfahren** wurde eine durchschnittliche Beladung von 11,66 beförderte Tonnen je Fahrt angenommen. Dieser konnte mit Hilfe der Güterverkehrsstatistik der Transporte deutscher Lastkraftfahrzeuge (VD4) des Kraftfahrtbundesamts für Baden-Württemberg im Jahr 2019 berechnet werden:

$$B_{L,BW} = \frac{T_{BW}}{F_{L,BW}} = \frac{420.218.000 \text{ t}}{36.039.100} = 11,66 \text{ t} \quad (3)$$

mit

$B_{L,BW}$ = Durchschnittliche Beladung der Lastfahrten mit Be-/Entladung in Baden-Württemberg

T_{BW} = Transportierte Tonnen mit Be-/Entladung in Baden-Württemberg

$F_{L,BW}$ = Anzahl der Lastfahrten mit Be-/Entladung in Baden-Württemberg

Mit dieser durchschnittlichen Beladung konnten wiederum die Anzahl der Fahrten für jeden einzelnen Kreis bestimmt werden. Dazu wurden jede Quelle-Ziel-Verbindung das Aufkommen nach NST-Güterabteilungen aufsummiert und die Summe der transportierten Tonnen durch die durchschnittliche Beladung je Fahrt geteilt:

$$F_i = \frac{\sum_n T_{n,i}}{B_{L,BW}} \quad (4)$$

mit

F_i = Anzahl der Fahrten auf der Quelle-Ziel-Verbindung i

$T_{n,i}$ = Transportierte Tonnen in der Güterabteilung n auf der Quelle-Ziel-Verbindung i

Anschließend wurde die durchschnittliche Fahrtlänge je Quelle-Ziel-Verbindung bestimmt, wobei die in der Verflechtungsmatrix gegebene Transportleistung in Tonnenkilometer als Stützgröße genutzt wurde:

$$D_i = \frac{\sum_n L_{n,i}}{\sum_n T_{n,i}} \quad (5)$$

mit

D_i = Fahrtlänge für die Quelle-Ziel-Verbindung i

$L_{n,i}$ = Transportleistung in tkm in der Güterabteilung n auf der Quelle-Ziel-Verbindung i

Mit der so ermittelten Fahrtlänge je Quelle-Ziel-Verbindung kann die Transportleistung in Fahrzeugkilometern für alle Verbindungen, die einen Kreis k berühren, ermittelt werden. Mit Hilfe dieser Angaben lässt sich somit am Ende der Tankbedarf je Kreis ableiten.

Der Tankbedarf unterliegt dabei einer Vielzahl von Faktoren wie dem Gebot zur Eigenbetankung, der Tankgröße und dem Einsatzprofil. Dennoch muss hier eine Annahme getroffen werden, wie oft im Kreisgebiet getankt wird, um den Wasserstoffbedarf eines Kreises zu bestimmen. Daher wurde vereinfachend angenommen, dass jedes Fahrzeug nach zwei Fahrten wieder zum Ausgangsort zurückkehrt und somit diese beiden Fahrten als Fahrtenpaar eine Hin- und eine Rückfahrt darstellen. Zudem wurde angenommen, dass nach jedem Fahrtenpaar eine Betankung stattfindet, also nach jeder zweiten Fahrt. Zuletzt wurde angenommen, dass während der Einführung der Wasserstoff-LKW aufgrund des noch nicht flächendeckenden Netzes dort getankt wird, wo Tankstellen vorhanden sind. Somit könnte das gesamte Potenzial angezogen werden, wenn in einem Kreis Wasserstoff-Tankstellen

eingeführt werden. Damit ergibt sich ein Tankfaktor von 2, da nach jeder zweiten Fahrt das Fahrzeug wieder im Kreisgebiet ist und dort tanken wird. Somit ergibt sich die folgende Formel für die Ermittlung des potenziellen Wasserstoffbedarfs je Kreis k :

$$P_k = \frac{\sum_i F_i * D_i}{TF} / V \quad (6)$$

mit

P_k = Potenzieller Wasserstoffbedarf für den Kreis k

TF = Tankfaktor (hier: 2)

V = spezifischer Wasserstoffverbrauch je 100 km

Für die **Berechnung des Wasserstoffbedarfs von Schwerpunktkreisen in genauerem Verfahren** wurde berücksichtigt, dass die unterschiedlichen Güterabteilungen jeweils logistische Unterschiede aufweisen und somit differenziert betrachtet werden können.

Dabei konnte auf Erkenntnisse aus dem Teilprojekt „Actual driven mileage and refueling behavior in Germany“ im Rahmen des Projekts POSEIDON der Daimler AG zurückgegriffen werden [88]. Im Rahmen dieses Projekts wurde eine Segmentierung des deutschen Transportmarkts vorgenommen, aus der hervorgeht, welche Fahrzeuge im Nah- und Ferntransport je NST-Güterabteilung eingesetzt werden, sowie die dabei anzusetzenden durchschnittlichen Beladungen. Die

Tabelle 27 und Tabelle 28, im Anhang 9.4, zeigen die Anteile des Schwerlasttransports (Vecto-Klassen 5 und 9) sowie der übrigen Fahrzeuge je NST-Güterabteilung für den Nah- und Regionaltransport sowie den Ferntransport. Dabei gelten Fahrten > 150 km als Ferntransport und alle anderen Fahrten als Nah- und Regionaltransport. Zwar sind Fahrten im Nah- und Regionaltransport eher dafür prädestiniert, auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt zu werden, allerdings muss davon ausgegangen werden, dass es Gründe gibt, warum statt der üblichen leichteren Verteilerfahrzeuge Schwerlastfahrzeuge in diesem Segment eingesetzt werden (z. B. Transport relativ großer Mengen je Fahrt), sodass eine Mitbetrachtung sinnvoll erscheint.

Das genauere Verfahren erfolgt nach denselben Berechnungsvorschriften wie das vereinfachte Verfahren, wobei jedoch nach den Anteilen der Fahrzeugklassen differenziert wird. Die oben angegebenen Faktoren für die durchschnittliche Beladung werden somit je NST-Güterabteilung und Fahrtenlänge angesetzt. Damit ergibt sich ein differenzierteres Bild für die Anzahl der Fahrten und somit eine genauere Abschätzung der Transportleistung und des sich daraus ergebenden potenziellen Wasserstoffbedarfs.

Abschätzung des Wasserstoffbedarfs kommunaler Versorgungsbetriebe

Für die vorliegende Analyse wird davon ausgegangen, dass Abfallsammler und Kehrmaschinen durch Wasserstofffahrzeuge ersetzt werden. Die Fahrleistung und der daraus resultierende H₂-Bedarf werden für alle Städte in Baden-Württemberg mit mehr als 50.000 Einwohner*innen berechnet. Außerdem werden die zuvor ausgewählten Schwerpunktkreise ebenfalls betrachtet. Dazu werden Informationen des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) sowie Ergebnisse der Onlinebefragung der Kommunen genutzt. Die durchschnittliche Fahrleistung von Abfallfahrzeugen wird in Abhängigkeit der Bevölkerungsdichte berechnet. Mit steigender Dichte an Einwohner*innen nimmt die tägliche Fahrleistung der Abfallsammler dabei ab. Die Fahrleistung sowie die benötigte Anzahl der Fahrzeuge wird anschließend über die Anzahl an Einwohner*innen der Kommunen auf Basis der VKU-Studie zu Betriebsdaten kommunaler Stadtreinigungsbetriebe [89] skaliert. Die Ergebnisse sind in Anhang 9.4, Tabelle 31 dargestellt.

Der Verbrauch von Abfallsammlern und Kehrmaschinen basiert auf durchschnittlichen Verbrauchswerten von Hybridfahrzeugen der Firma Faun. Bei Abfallsammlern wird eine Batterie mit einer Kapazität von 85 kWh verbaut, je nach Ausstattung werden täglich 6-12 kg Wasserstoff verbraucht. Es wird ein durchschnittlicher Wasserstoffverbrauch von 9 kg je Tag und Fahrzeug angesetzt. Bei Kehrmaschinen wird ebenfalls eine 85 kWh Batterie verbaut. Der Wasserstoffverbrauch liegt bei 10-15 kg je Tag. Es wird ein Durchschnittswert von 12,5 kg täglichem Wasserstoffverbrauch angesetzt. Für beide Fahrzeugtypen wird eine Batteriereserve in Höhe von 20 % der Kapazität angesetzt, die üblicherweise nicht aufgebraucht wird [90].

1.3

Ergebnisdarstellung in kurz- und mittelfristigen Szenarien

Für die Realisierung des ermittelten Gesamtpotenzials industrieller Wasserstoffnutzung werden zwei Szenarien angenommen, denen verschiedene Zeithorizonte zu Grunde liegen. Während der Zeithorizont des kurzfristigen Szenarios zwischen 3-5 Jahren liegt, liegt der des mittelfristigen zwischen 5-10 Jahren. Um bestehende Unsicherheiten technologischer, sozialer und politischer Art in der Szenarien Analyse widerzuspiegeln, wird jedes Szenario in einer konservativen und einer progressiven Variante betrachtet.

Dabei konnte bezüglich der stofflichen und energetischen Nutzung im industriellen Umfeld nicht auf konkrete Zahlenwerte aus veröffentlichter Literatur zurückgegriffen werden. Es wurden somit Abschätzungen getroffen, die sowohl den wissenschaftlichen Diskurs als auch die Meinung der Autorenschaft widerspiegeln. Die vorherrschende Meinung, dass die Substitution von grauem durch grünen Wasserstoff in der stofflichen Nutzung frühzeitige Potenziale bietet (vgl. [27]), wurde durch entsprechend höhere Durchdringungsraten als bei

der energetischen Nutzung abgebildet. Diesbezüglich ist im Besonderen die Chemieindustrie von Interesse. Eine Substitution ist z.T. niederschwellig möglich, bzw. wird derzeit in Forschungs- und Pilotprojekten bereits umfassend untersucht. Entsprechend wird zunächst mit einem zögerlichen Anstieg des Bedarfs für grünen Wasserstoffs in der stofflichen Nutzung gerechnet. Durch erwartete Vorgaben hinsichtlich Emissionsintensität entsprechender Produkte von regulatorischer, aber insbesondere auch Abnehmerseite wird anschließend im mittelfristigen Zeithorizont ein signifikanter Zuwachs erwartet. Neben den genannten Industrien wird im zeitlichen Verlauf bis 2030 auch vermehrt die Nutzung von grünem Wasserstoff in anderen industriellen Bereichen (vgl. Abschnitt 1.1.2) angenommen.

Der energetischen Nutzung von Wasserstoff für Hochtemperaturprozesse wird zunächst ein geringes Potenzial eingeräumt. Vergleichsweise geringe Kosten für fossile Energieträger und noch zu geringer Druck zur Dekarbonisierung lassen diesen Anwendungsfall derzeit unrentabel erscheinen. Unter Annahme diesbezüglich sich verschärfender Umstände wird jedoch beim Sprung vom kurz- zum mittelfristigen Zeithorizont ein gar höheres Wachstumspotenzial gesehen, da bei der stofflichen Nutzung spätestens bei einer Durchdringung von 60 % erste Sättigungseffekte zu erwarten sind.

Sowohl bei der stofflichen, als auch bei der energetischen Nutzung von grünem Wasserstoff wird die Durchdringungsrate des kurzfristig progressiven mit der des mittelfristig konservativen Szenarios gleichgesetzt.

Die Prozentsätze für die Durchdringung der Gesamtflotte mit Wasserstoff-LKW orientiert sich an den Werten in der Studie „Fuel Cells Hydrogen Trucks – Heavy Duty’s High Performance Green Solution“ von Roland Berger für das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) der Europäischen Union. Diese decken sich auch mit den Zielsetzungen der Hersteller für die Markteinführung [91]. Die starke Zunahme der Durchdringungsfaktoren in der zweiten Betrachtungshälfte lässt sich damit erklären, dass diese der Annahme einer exponentiellen Zunahme unterliegen. Zur Ermittlung des realisierbaren Potenzials wurde der potenzielle Wasserstoffbedarf je Kreis mit den Durchdringungsfaktoren multipliziert.

Zudem wurde angenommen, dass nur Fahrzeuge des Schwerlasttransports auf Wasserstoff-Antriebe umgestellt werden. Um am Ende dieselben Durchdringungsraten für die Gesamtflotte wie beim vereinfachten Verfahren zu erzielen, wurden entsprechend höhere Anteile in der Schwerlastflotte angenommen, die im Folgenden dargestellt sind. Zur Berechnung wurde auf eine unveröffentlichte Bestandsprognose zurückgegriffen, die für die Daimler AG entwickelt wurde und für das Jahr 2025 319.000 Fahrzeuge in der Schwerlast-Flotte bei einem Gesamtbestand von 735.000 Fahrzeugen und für das Jahr 2030 351.000 Fahrzeuge in der Schwerlast-Flotte bei einem Gesamtbestand von 757.000 Fahrzeugen vorsieht. Bei den anderen Fahrzeugen wurde die Durchdringungsrate auf 0 % festgesetzt.

Analog zu den Szenarien des Schwerlasttransports werden Szenarien für den Kommunaltransport definiert. Im konservativen Szenario wird angenommen, dass der Anteil an H₂-Fahrzeugen jedes Jahr um 5 % steigt. Im progressiven Szenario wird davon ausgegangen, dass bis 2025 ein Anstieg bis auf 100 % H₂-Neufahrzeuge erfolgt und anschließend alle Neufahrzeuge mit Wasserstoff betrieben werden. Die angenommene Lebensdauer der Fahrzeuge beläuft sich auf 10 Jahre [92].

Eine Übersicht der in den jeweiligen Szenarien realisierten Prozentsätze des Gesamtpotenzials ist in Tabelle 2 gegeben.

Tabelle 2 - Szenarien kurz- und mittelfristig

	Kurzfristig (3-5 Jahre)	Mittelfristig (5-10 Jahre)	Gesamt- potenzial
--	------------------------------------	---------------------------------------	------------------------------

	Konservativ	Progressiv	Konservativ	Progressiv	Durch grünen H ₂ ersetzbar
Stoffliche Nutzung (Einsatz grüner statt grauen Wasserstoffes)	10 %	30 %	30 %	60 %	100 %
Energetische Nutzung Industrie (Hochtemperatur- erzeugung >500 °C durch Wasserstoff statt Erdgas)	1 %	10 %	10 %	30 %	100 %
H₂-Anteil in Gesamtflotte (nicht- Schwerpunktkreise)	0,44 %	1,28 %	9,57 %	17,57 %	100 %
H₂-Anteil in Schwerlastflotte (Schwerpunktkreise)	0,98 %	2,88 %	20,63 %	37,89 %	100 %
H₂-Anteil in Kommunen (Schwerpunktkreise & Kreise >50.000 Einw.)	7,5 %	16,3 %	27,5 %	76,3 %	100 %

1.3.1 Stofflich und Energetisch

In Abbildung 5 wird das auf Landkreise aggregierte Potenzial für die energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff im mittelfristig progressiven Szenario dargestellt. Der Landkreis Mannheim, der Ortenaukreis und der Alb-Donau-Kreis heben sich durch ein leicht erhöhtes Wasserstoffnutzungspotenzial von den restlichen Landkreisen ab. Darüber hinaus sind aber keine weiteren Nutzungsschwerpunkte erkennbar.

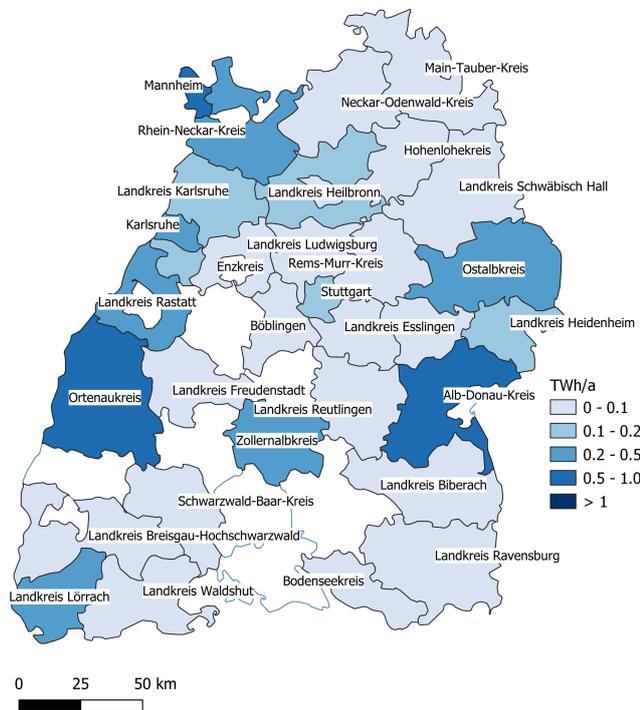


Abbildung 5 – Stoffliche und energetische H₂-Nutzung im mittelfristig progressiven Szenario nach Landkreisen

Für eine detailliertere Betrachtung wird die potentielle H₂-Nutzung in Abbildung 6 standortgenau dargestellt. Der Darstellung liegt ebenfalls das mittelfristig progressive Szenario zu Grunde. Die energetischen Nutzungspotenziale, die durch grüne Punkte gekennzeichnet sind, bilden die Grundlage der überlagerten Heatmap. Diese bestätigt die in der Landkreisdarstellung bereits identifizierte Region Mannheim und den Alb-Donau-Kreis. Darüber hinaus können in den Regionen Karlsruhe und dem Ostalbkreis Nutzungsschwerpunkte identifiziert werden, die aufgrund ihrer Kreisgrenzen-überschreitenden Lage aus der Darstellung auf Kreisebene nicht hervorgehen. In den Regionen Mannheim und Karlsruhe findet der Wasserstoff sowohl stoffliche als auch energetische Anwendung, während in den anderen beiden ausschließlich eine energetische Nutzung erfolgt.

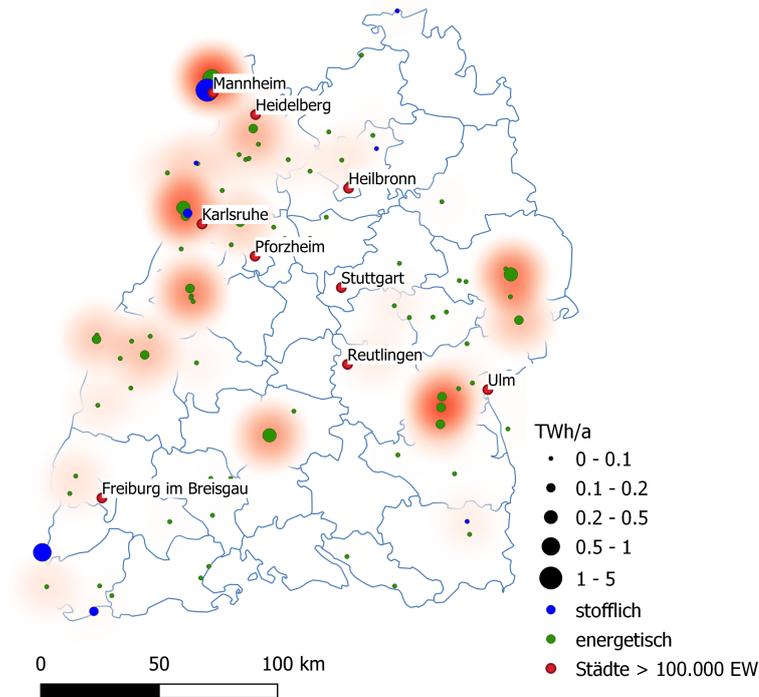


Abbildung 6 - Darstellung von Standorten mit stofflicher und energetischer H₂-Nutzung im mittelfristig progressiven Szenario

Abbildung 7 zeigt das energetische und stoffliche Wasserstoff-Nutzungspotenzial im mittelfristig progressiven Szenario, aufgeteilt nach Branchen. Es wird ersichtlich, dass insbesondere die Chemie-, die Papier- und die Steine-und-Erden-Industrie das größte Potenzial für die industrielle Nutzung von Wasserstoff aufweisen. Während die Chemie-Industrie und die Forschung den Wasserstoff stofflich verwenden, findet der Wasserstoff in den anderen Branchen energetische Verwendung, indem er fossile Brennstoffe in Hochtemperaturprozessen ersetzt.

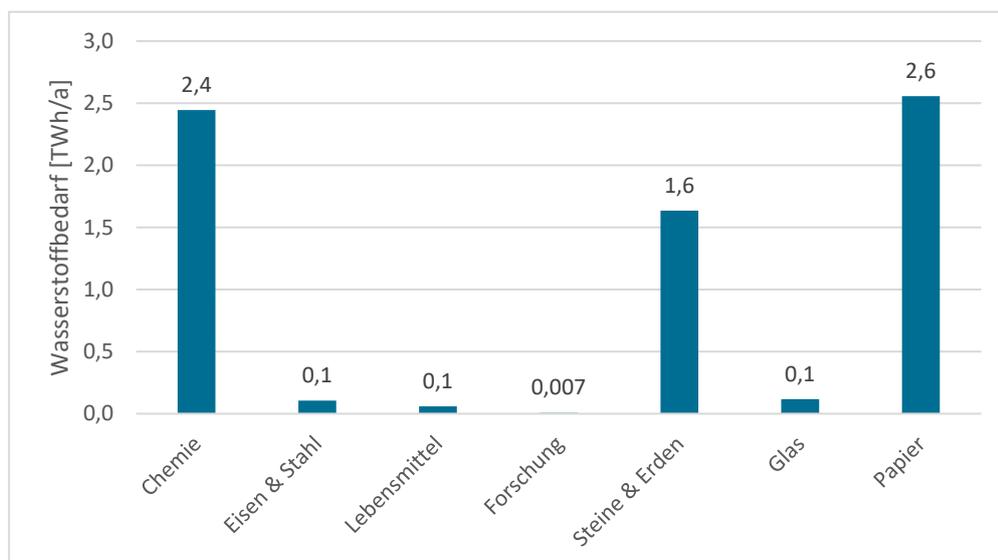


Abbildung 7 - Energetisches und stoffliches Nutzungspotenzial nach Branchen im mittelfristig progressiven Szenario

1.3.2

Transport

Schwerlasttransport

Es wird deutlich, dass im kurzfristig konservativen Szenario der Jahreswasserstoffbedarf in allen Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs noch sehr niedrig ist. Konservativ mittelfristig betrachtet sind besonders interessante Kreise für eine industrielle Wasserstoffnutzung der Ortenaukreis, der Rhein-Neckar-Kreis, die kreisfreie Stadt Mannheim-Stadt sowie der Landkreis Ludwigsburg, für die jeweils mehr als 0,075 TWh Bedarf pro Jahr ermittelt wurden. Allerdings werden weiterhin in 16 Kreisen Bedarfe von unter 0,025 TWh erwartet, sodass der Wasserstoffbedarf im Transport auf Landesebene weiterhin eine geringe Bedeutung hat und vor allem durch die genannten Schwerpunktkreise getragen wird.

Auch im kurzfristig progressiven Szenario ist der Jahreswasserstoffbedarf in allen Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs noch niedrig, wenn auch etwas höher als im konservativen Szenario. Mittelfristig erhöhen sich die Jahreswasserstoffbedarfe hingegen deutlich. Im mittelfristig progressiven Szenario wird ein über 0,1 TWh hoher Jahreswasserstoffbedarf für den Ortenaukreis, den Rhein-Neckar-Kreis, die Stadt Mannheim, den Landkreis Ludwigsburg, den Landkreis Heilbronn, die Stadt und den Landkreis Karlsruhe, die Stadt Stuttgart sowie den Landkreis Esslingen prognostiziert. Die mittelfristig progressiv ermittelten Wasserstoffbedarfe sind in Abbildung 8 dargestellt.

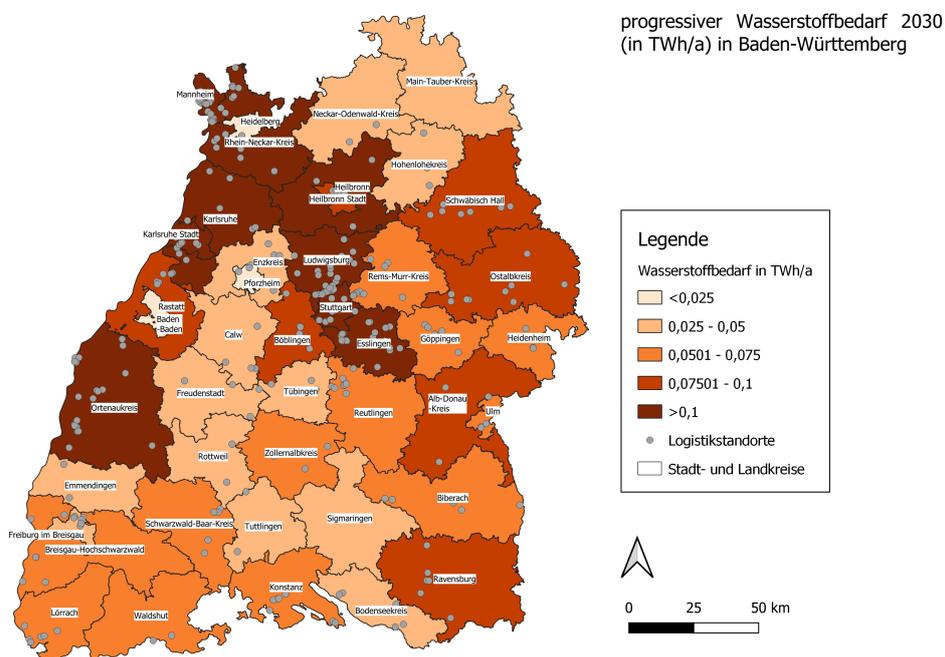


Abbildung 8 - Mittelfristig progressiver Wasserstoffbedarf Schwerlasttransport (2030, in TWh/a) in Baden-Württemberg

Kommunale Versorgungsbetriebe

Basierend auf den Jahresfahrleistungen in den Kommunen und den angenommenen Anteilen von H₂-Fahrzeugen wird der H₂-Bedarf nach Kreisen berechnet. In Abbildung 9 sind die kommunalen Bedarfe der untersuchten Landkreise dargestellt. Die Ergebnisse für den Schwerlasttransport und die kommunalen Versorgungsbetriebe sind im Anhang 9.4, Tabelle 20 aufgeführt.

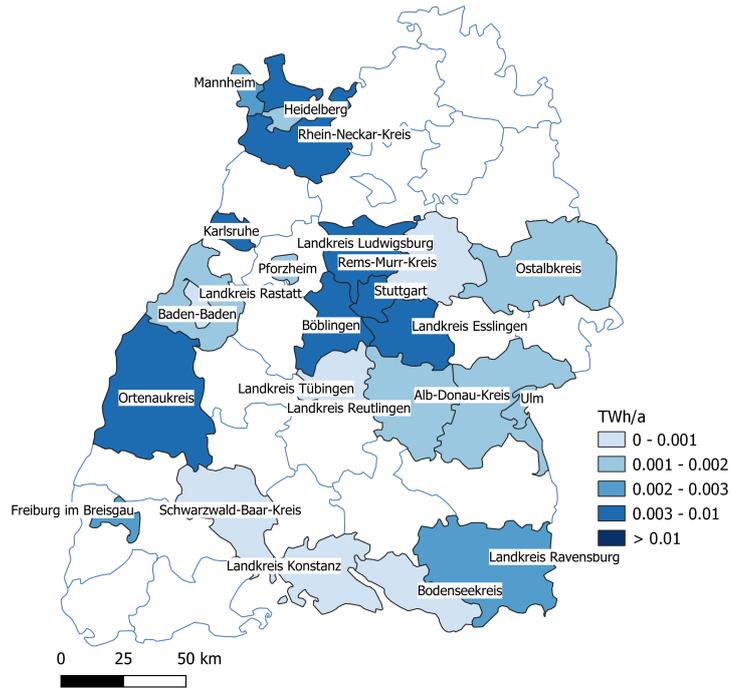


Abbildung 9 - H₂-Einsatz in Kommunen, progressives Szenario bis 2030

1.3.3 Gesamt

In Abbildung 10 ist die Wasserstoffnutzung in Baden-Württemberg im progressiven Szenario für 2030 für die Bereiche stoffliche und energetische Nutzung sowie die Nutzung im Schwerlasttransport dargestellt.

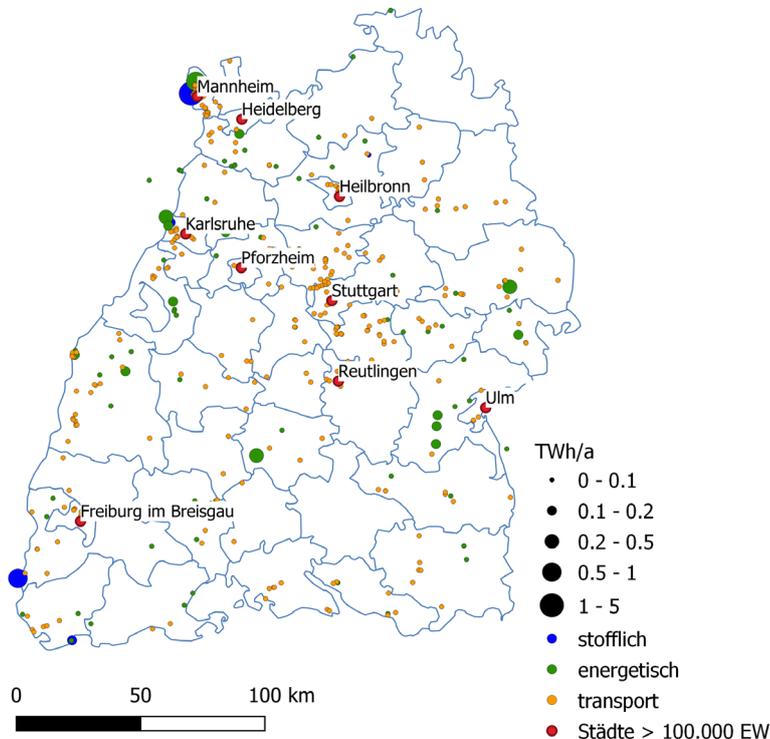


Abbildung 10 - H₂-Nutzung in Baden-Württemberg, progressives Szenario 2030

Deutlich sind Gebiete erkennbar, die eine Anhäufung von potentiellen H₂-Nutzenden zeigen. Ebenso wird deutlich, dass zwar die einzelnen Verbraucher von H₂ in stofflicher oder energetischer Nutzung größere Einzelpotenziale aufweisen, die Nutzung im Schwerlasttransport dies aber durch die mögliche Zusammenfassung einzelner Standorte nahezu ausgleichen kann. Dies zeigt sich vor allem in den Landkreisen Stuttgart, Heilbronn und Karlsruhe. Die Gebiete mit hoher stofflicher und energetischer Nutzung in Mannheim und Karlsruhe werden durch Potenziale in der Nutzung im Transport ebenfalls ergänzt. Auch die energetische Nutzung im Ostalbkreis wird durch Potenziale in der Nutzung im Transport erweitert. Im Alb-Donau-Kreis konnten nur geringe Potenziale zur Nutzung von H₂ im Schwerlasttransport identifiziert werden.

In Abbildung 11 wird das Nutzungspotenzial für H₂ der betrachteten Nutzungsbereiche gezeigt. Der jährliche Gesamtenergieverbrauch der baden-württembergischen Industrie von 62 TWh¹ wäre nach heutigem Stand zu ca. 40 % mittels grünem Wasserstoff realisierbar. Dabei hätte die energetische Nutzung von H₂ die größten Potenziale, gefolgt von der Nutzung im Transport und der stofflichen Nutzung. Die restlichen 60 % des Gesamtenergieverbrauchs können nach heutigem Stand nicht durch H₂ ersetzt werden.

¹ Der Gesamtenergieverbrauch BW enthält den Verbrauch der Stadt Ludwigshafen als Teil der Metropolregion Rhein-Neckar.

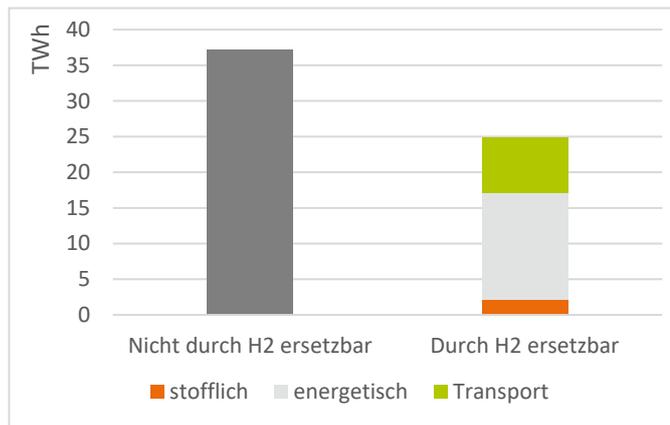


Abbildung 11 - Nutzungspotenzial für H₂

Abbildung 12 zeigt die prognostizierten Bedarfe in TWh¹ der in Tabelle 2 vorgestellten Szenarien. Bei Anwendung der definierten Szenarien wird erkennbar, dass mit verfügbaren schweren NFZ im mittelfristigen Bereich (bis 2030) das H₂-Nutzungspotenzial im Schwerlasttransport deutlich zunehmen wird. Der konstante Bedarf für die stoffliche und energetische Nutzung im Szenario kurzfristig, progressiv und mittelfristig, konservativ ist auf die Definition der Szenarien zurückzuführen (Siehe Abschnitt 1.3).

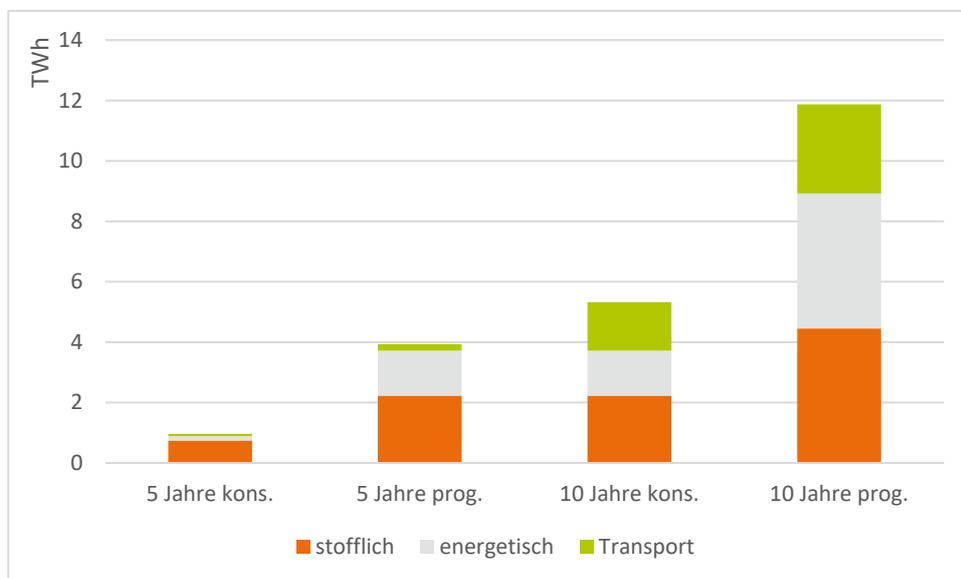


Abbildung 12 - möglicher Einsatz von H₂ in kurz- und mittelfristigen Szenarien

¹ Die prognostizierten Bedarfe BW enthalten die Bedarfe der Stadt Ludwigshafen als Teil der Metropolregion Rhein-Neckar.

2

Entwicklung der Wasserstoffnutzung im Transport

Neben den bereits dargestellten Ergebnissen hinsichtlich den Potenzialen zur Einbindung von Wasserstoff im Schwerlasttransport sowie bei kommunalen Versorgungsunternehmen in Baden-Württemberg, wurden während den Arbeiten zur vorliegenden Untersuchung begleitende und detaillierende Informationen zur möglichen Nutzung von H₂ im Transportsektor gesammelt. Dies betrifft insbesondere Rahmenbedingungen aus Sicht von Anwendenden. Zudem wurden die quantitativen Erkenntnisse aus den beschriebenen Untersuchungen genutzt um eine Abschätzung über notwendige Tankstelleninfrastruktur zu treffen. Diese Abschätzung erfolgte abseits der durchgeführten Fallstudien (vgl. Abschnitt 6). Die Systemgrenze der Analyse umfasste ganz Baden-Württemberg.

2.1

Rahmenbedingungen aus Sicht von Anwendenden

Über die Analyse der vorhandenen Daten hinaus wurde eine Reihe von Gesprächen mit Expert*innen aus der Transportindustrie (Speditionen, Logistikverantwortliche, Fuhrparkleitende von Einzelhandelsketten) und deren Verbänden sowie kommunalen Unternehmen (Abfallwirtschaft und Straßenreinigung) geführt. Außerdem wurden Hersteller zu den erwarteten Marktentwicklungen angefragt. Gegenstand der Diskussionen waren im Wesentlichen die Validierung der Modellhypothesen für die quantitativen Berechnungen, die Potenziale und Hemmnisse für die Nachfrage nach Wasserstoff-LKW und der daraus resultierenden Wasserstoffnachfrage als auch das Tankverhalten einschließlich der Themen Eigen- und Fremdbetankung. Im Folgenden sind die Ergebnisse der persönlichen Interviews zusammengefasst.

Trennung von Märkten für batterieelektrische und Wasserstoff-Fahrzeuge sowie Reichweitenanforderungen

Hinsichtlich der Verteilung der alternativen Antriebsarten (Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Wasserstoff-Fahrzeuge (FCEV)) erwarten die befragten Personen zukünftig eine Zweiteilung des Marktes: FCEV wird sich für große LKW (ab 16 Tonnen zGG) und Sattelzugmaschinen auf Langstrecken durchsetzen, während kleinere Fahrzeuge (bis 12 Tonnen zGG) als BEV Fahrzeuge gebaut werden. Dazwischen wird es einen „Graubereich“ geben, in dem – je nach spezifischen Anforderungen der Unternehmen - beide Antriebsarten möglich sind. Aus dieser Zweiteilung ergeben sich auch die Anforderungen an die Reichweiten:

- Im Nahtransport mit kleinen BEV Verteilfahrzeugen (KEP Verteilfahrten, Innenstadtbelieferung) werden Reichweiten von 300-500 km für eine Tour erwartet.
- Im Nah- und Regionaltransport mit größeren Fahrzeugen (Stückgutsammelferkehre, Baustellenbelieferung, konsolidierte Versorgung großer Einzelhandelsketten) werden FCEV mit Reichweiten ab 500 km für eine Tour benötigt.
- Im nationalen Ferntransport mit großen Fahrzeugen (Ladungs- und Teilladungstransporte, Hub-Hub Transporte) wurden Reichweiten von 1.200-1.500 km für FCEV genannt.
- Im internationalen Ferntransport erwarten die Unternehmen sogar Reichweiten von mehr als 1.500 km für zukünftige FCEV.

Auch die Hersteller sehen hauptsächlich die geplanten Transportentfernungen als Unterscheidungskriterium für die Entscheidung zwischen BEV und FCEV. Für Entfernungen über 500 km liegen die größten Einsatzpotenziale bei Wasserstofffahrzeugen. Diese Werte dürfen jedoch nicht als feste Grenzwerte interpretiert werden, denn je nach

Einsatzcharakteristik und anderen Besonderheiten weichen die benötigten Reichweiten stark voneinander ab. So hat beispielsweise ein Unternehmen im Lebensmitteleinzelhandel seine aktuelle Diesel-Fahrzeugflotte für 2.000 km ausgelegt, obwohl diese im Regionaltransport eingesetzt werden, während ein Ferntransportunternehmen im Ladungsverkehr durch die Organisation von Begegnungstransporten mit 600-1.000 km Reichweite auskommt.

Im Segment Kommunaltransporte (Abfallsammler und Kehrmaschinen) sind die Voraussetzungen etwas differenzierter: Entsprechend den Einsatzgegebenheiten werden Wasserstoff-Antriebe v. a. für große Fahrzeug mit einem zGG von mehr als 12 Tonnen, wie Abfallsammler und große Kehrmaschinen, zum Einsatz kommen. Für kleinere Fahrzeuge (kleine Kehrmaschinen, LKWs und Transporter) werden sich Batterieelektrische Fahrzeuge durchsetzen, für die es bereits heute einen Markt gibt. Die Reichweitenanforderungen sind deutlich geringer als im Transportgewerbe. So erreichen beispielsweise Abfallsammler für Hausmüll Jahresfahrleistungen von ca. 20.000 km, während Abfallsammler für Gewerbemüll auf ca. 40.000 km/Jahr kommen.

Konkrete Planungen bezüglich der Beschaffung und des Einsatzes von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben – Chancen, Hemmnisse und erste Erfahrungen

Im Gegensatz zum Einsatz von BEV, für die es bereits für kleinere Fahrzeuge (Transporter, LKW und Stapler) einen Markt gibt, hatten die Mehrheit der Interviewten aus der Transportindustrie noch keine konkreten Planungen zur Beschaffung von H₂ Fahrzeugen. Ein Unternehmen beschafft zurzeit einen schweren LKW mit Brennstoffzellenantrieb. Dieses Fahrzeug befindet sich aber noch im Bau. Daher gibt es bisher keine konkreten Erfahrungen zu Wasserstoff-Fahrzeugen. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen der Marktrecherche und auch mit dem Herstellergespräch, wonach die Serienfertigung in den nächsten Jahren anlaufen und dann hochgefahren wird. Konkrete Stückzahlen können aktuell aber von Herstellern nicht genannt werden. Wie in Abschnitt 1.1.3 beschrieben sind aktuell wenig bis keine schweren Wasserstoff-LKW am Markt verfügbar, somit können Unternehmen auch bislang keine praktischen Erfahrungen mit dem Einsatz von Wasserstoff-LKW sammeln. Eine genannte Möglichkeit zur Erprobung wären pay-to-use Konzepte, wie sie aktuell in der Schweiz angewandt werden. Dies würde einer relativ großen Zahl von Logistikunternehmen die Möglichkeit zur Erprobung geben.

Diese Zurückhaltung wurde im Wesentlichen damit begründet, dass einerseits das Tankstellennetz noch dünn und Wasserstoff aufgrund der Kosten von ca. 9 € pro Kilogramm nicht konkurrenzfähig ist. Verschärft wird diese Situation durch die sehr hohen Anschaffungskosten in die Fahrzeuge, zudem werden, im Gegensatz zu den BEV Fahrzeugen, höhere Unterhaltskosten erwartet.

Auf der anderen Seite stehen für die Transportindustrie die geringen Netto-Renditen von 3-5 %, die es nicht erlauben, über Versuchsfahrzeuge hinaus in großem Stil in Wasserstoff-Fahrzeuge zu investieren. Grundsätzlich kann angenommen werden, dass die befragten Unternehmen noch in einer „Warteposition“ sind. Dies bedeutet, dass die Unternehmen zunächst weiterhin Dieselfahrzeugen einsetzen werden, bis sich bei Ersatzbeschaffungen der Wasserstoffantrieb durchsetzen wird. Die Unternehmen erwarten in diesem Zeitraum bis ca. 2030 zum einen eine deutliche Reduktion der Anschaffungs- und Betriebskosten durch die Hebung von Skaleneffekten. Den Unternehmen ist bewusst, dass die Angleichung der Total Costs of Ownership (TCO) von Diesel und Wasserstoff-Fahrzeugen vermutlich nicht allein durch die Hebung von Skaleneffekten beim Wasserstoff-Antrieb, sondern auch durch eine Erhöhung der TCO der Dieselfahrzeuge erreicht werden muss. Diese Erhöhung kann entweder durch eine Erhöhung der Maut oder eine CO₂-Bepreisung erfolgen, also letztlich durch einen politischen Eingriff.

Unter der Voraussetzung, dass die TCO für Wasserstofffahrzeuge bis ca. 2030 in etwa den Dieselfahrzeugen entsprechen, gehen die Unternehmen von einem Anteil von Brennstoffzellen-Fahrzeugen von ca. 20-30 % in ihrem Bestand aus. Dies deckt sich auch mit

den von den Herstellern erwarteten Absatzanteilen an H₂-Fahrzeugen. Bis 2035 erwarten die Unternehmen einen deutlich höheren Bestand.

Zusammenfassend bedeutet das, dass in den nächsten Jahren zunächst nur mit einer verhaltenen Nachfrage nach H₂-Fahrzeugen zu rechnen ist, während um 2030 sowohl Angebot als auch Nachfrage stark ansteigen werden.

Zahlungsbereitschaft für emissionsfreien grünen Wasserstoff

In Bezug auf die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff gehen die Unternehmen davon aus, dass es, um die Umweltziele zu erreichen, zu grünem Wasserstoff keine Alternative gibt. Die Bereitschaft, während einer Übergangszeit für grünen Wasserstoff höhere Kosten zu tragen, kann eine Unternehmensentscheidung unter Marketinggesichtspunkten sein. Allerdings muss nach dieser Übergangszeit auch der grüne Wasserstoff ökonomisch konkurrenzfähig sein.

Als entscheidend werden hier auch die politischen Rahmenbedingungen eingeschätzt. Wenn aus regulatorischen Gründen grüner Wasserstoff verwendet werden muss, wird er sich gegen grauen Wasserstoff durchsetzen, jedoch wie erwähnt zu vergleichbaren Kosten.

Betankungsstrategie

Dieser Fragenkomplex dient der Erfassung des heutigen Tankverhaltens der Transportunternehmen, um ggf. hieraus Erkenntnisse auf die zukünftige Strategie der Unternehmen zur Wasserstoffbetankung zu gewinnen.

Es gibt keine vollständigen Daten zum Anteil der Transportunternehmen, die über eigene Tankstellen (Betriebshoftankstelle) verfügen. Allerdings ist bekannt und es wurde durch die Interviews bestätigt, dass wenn eine Betriebshoftankstelle vorhanden ist, ganz überwiegend an dieser getankt wird. In den meisten Fällen können auch Subunternehmende an der Betriebshoftankstelle tanken. Im nationalen Ferntransport dürfen die Fahrer*innen nur in Ausnahmefällen an öffentlichen Tankstellen tanken.

Die Unternehmen nannten hierfür im Wesentlichen wirtschaftliche Gründe:

- Die Eigenbetankung ist deutlich günstiger als Fremdbetankung. Dies v.a. durch günstige Einkaufspreise durch hohe Abnahmemengen.
- Letztlich sind die Organisation und das Handling einfacher und flexibler. So können die Fahrzeuge von Hilfskräften während der Stillstandzeiten der LKW bzw. Beladezeiten der Sattelanhänger betankt werden.
- Die Disponenten fürchten Zeitverluste durch die Betankung an öffentlichen Tankstellen.

Ein Teil der Interviewten kann sich vorstellen, Eigenbetankungsmöglichkeiten zu schaffen, allerdings nur unter der Voraussetzung, dass Wasserstoff-LKW ab ca. 2030 in etwa konkurrenzfähig zu Diesel-LKW sein werden. Dabei wird es sich vermutlich eher um eine Betankung aus Wasserstoffcontainern handeln. Die Unternehmen erwarten, dass eigene Elektrolyseure auch noch 2030 zu teuer sein werden und die nötige Kapazität der Stromversorgung noch nicht geschaffen werden kann.

Auch fürchten die Unternehmen hohe Sicherheitsauflagen für den Bau und Betrieb einer eigenen Tankinfrastruktur. Als weiteres Argument wurde genannt, dass die Tankinfrastruktur Platz benötigt und somit die Umschlags- und Abstellflächen reduziert.

Während einer Übergangszeit könnten Kommunalunternehmen nach Auffassung der gewerblichen Transportunternehmen und befragten Logistikleiter*innen der Einzelhandelsketten als „First-Mover“ agieren und den Transportunternehmen ermöglichen, an den Wasserstofftankstellen der Kommunalunternehmen zu tanken. Auf Dauer sind größere Umwege für die Betankung für Logistikunternehmen wegen des Zeit- und Kostendrucks nicht realisierbar.

Ein Kommunalunternehmen berichtete von einer Zwischenlösung während der Testphase, wonach der Abfallsammler einmal wöchentlich zur nächsten Wasserstofftankstelle (einfache Entfernung ca. 70 km) gefahren wird. Zusätzlich wird die Batterie des Fahrzeuges jede Nacht aufgeladen. Mit dieser Lösung kann während des Testbetriebs die wöchentlich benötigte Fahrleistung erreicht werden.

Die Hersteller haben die Tankinfrastruktur als kritischen Punkt identifiziert und streben hierzu Lösungen an. Information zur genauen Gestaltung sind derzeit noch nicht verfügbar, aber es gibt Überlegungen selbst zur Bereitstellung der Infrastruktur beizutragen.

2.2

Entwicklung der H₂-Tankstelleninfrastruktur

Anhand des summierten Wasserstoffbedarfs können geeignete Standorte für Wasserstoff-Tankstellen ermittelt werden [93], bei denen aufgrund der Nachfragesituation ein wirtschaftlicher Betrieb am ehesten wahrscheinlich ist. Dabei wurde auf die identifizierten Schwerpunktkreise fokussiert. Bei der Quantifizierung des Bedarfs wurden zweierlei Tankstellengrößen berücksichtigt, wobei eine Studie des Fraunhofer ISI als Orientierung diente [94]. In Tabelle 22 im Anhang 9.4 sind die jeweiligen Bedarfe an Tankstellen der Größe XS bzw. M angegeben.

Aus diesen Tabellen ergeben sich mehrere Erkenntnisse für die Etablierung von Wasserstofftankinfrastruktur in Baden-Württemberg. So lastet der Wasserstoffbedarf im Jahr 2025 selbst im progressiven Szenario nur in einigen der Schwerpunktkreise mehr als eine XS-Tankstelle voll aus. 2030 werden hingegen selbst im konservativen Szenario jeweils mehr als eine M-Tankstelle ausgelastet. Die unzureichende Auslastung und damit fehlende Wirtschaftlichkeit der Tankstellen stellt ein zentrales Hemmnis für den Infrastrukturaufbau dar und es muss zumindest in der Anlaufphase eine Lösung gefunden werden, um unausgelastete Tankstellen quer zu finanzieren. Andernfalls besteht die Gefahr eines Teufelskreises, da die reale Nachfrage den kommerziellen Betrieb einer öffentlich zugänglichen Tankstelle nicht erlaubt, aufgrund der mangelnden Tankinfrastruktur aber gleichzeitig auch niemand bereit ist, in Wasserstoff-LKW zu investieren. Eventuell können hier die Kommunalunternehmen die Lücken schließen, indem sie ihre Tankstellen, die durch die wenigen kommunalen Fahrzeuge allein ebenfalls nicht ausgelastet werden, für lokale Transportunternehmen zu öffnen, bis die steigende Nachfrage nach Wasserstoff eine privatwirtschaftliche Infrastruktur rentabel macht.

Gleichzeitig stellt sich für die Jahre danach mit dem sehr starken Anstieg der Wasserstoffnachfrage in kurzer Zeit die strategische Frage, ob lieber in viele kleine dezentrale Tankstellen oder wenige große zentrale Tankstellen investiert werden soll. Dabei ist vor allem die langfristige Nachfrage nach Eigenbetankungsanlagen relevant, da eine XS-Tankstelle von ihren Dimensionen her auch schon bei kleinen Flotten an einem Stützpunkt interessant werden kann. Dafür müssen Gespräche in den betroffenen Regionen geführt werden, um abzuschätzen, wie viele Unternehmen langfristig in eigene Betriebstankstellen investieren werden. In einer Region mit hoher Nachfrage nach Eigenbetankung besteht ansonsten die Gefahr, dass zentrale Großtankstellen auch langfristig unrentabel bleiben können.

Zudem muss auch der überregionale Bedarf z. B. in Form von Transittransporten mitberücksichtigt werden. So kommen die Studien [88, 94] unabhängig voneinander zu dem Schluss, dass im Jahr 2030 im Ortenaukreis, im Alb-Donau-Kreis, in der Region Lörrach/Breisgau sowie im Zollernalbkreis aufgrund des Ferntransports ein hoher Bedarf nach Wasserstofftankstellen entlang des Autobahn- und Bundesstraßennetzes bestehen wird. Diese Tankstellen können von lokalen Transportunternehmen mitgenutzt werden und damit insbesondere anfangs eine Grundauslastung sicherstellen.

Außerdem können in der Anlaufphase auch Standorte außerhalb der Schwerpunktkreise für Tankstellen geeignet sein, an denen die Nachfrage aus verschiedenen Kreisen gebündelt werden kann. So bietet sich beispielsweise der Schwerpunktkreis Rastatt durch seine Lage an

der A5 zwischen den beiden Schwerpunktkreisen Ortenaukreis und Karlsruhe sowie aufgrund des Hubs Murgtal an, um hier eine erste Großtankstelle für die Region einzurichten. Damit kann in der Anlaufphase eine Versorgungssicherheit für alle umliegenden Kreise bei vergleichsweise guter Auslastung hergestellt werden.

Dies gilt auch für andere Standorte, die auf den ersten Blick wenig Potenzial bieten. So lastet die lokale Nachfrage im Raum Emmendingen selbst im progressiven Szenario im Jahr 2030 keine M-Tankstelle aus. Allerdings liegt die Region strategisch günstig zwischen dem Ortenaukreis und der Region Freiburg. Zwischen diesen beiden Regionen existieren ausgeprägte Ströme im Schwerlasttransport (siehe Abbildung 3), sodass ein Standort an der A5 mit Transittransporten ausgelastet werden könnte.

Zusätzlich muss bei der Entscheidung für geeignete Tankstellenstandorte insbesondere in der Hochlaufphase für eine Wasserstoffindustrie der Wasserstoffbedarf der lokalen Industrie mitberücksichtigt werden, um Ressourcenkonkurrenz zu vermeiden. So wurden entlang des Rheins zwischen dem Stadtkreis Mannheim und dem Ortenaukreis eine Reihe von Schwerpunktkreisen identifiziert. Allerdings befindet sich der Logistiksektor dort in Konkurrenz mit der lokalen Industrie um Wasserstoff. Der Landkreis Ludwigsburg und die Stadt Stuttgart weisen hingegen etwas geringere Nachfragepotenziale im Logistiksektor auf, allerdings mit einer starken lokalen Vernetzung im Schwerlasttransport (siehe Abbildung 4) und großen Flotten an N3-Fahrzeugen (Abbildung 2) und ohne industrielle Großverbrauchende von Wasserstoff im Kreisgebiet, sodass hier keine Abwägung getroffen werden muss, wer Zugriff auf verfügbaren Wasserstoff erhalten soll.

Aufbauend auf den oben genannten Erkenntnissen erscheinen mittelfristig erste Tankstellenstandorte in den Land- und Stadtkreisen Baden-Baden/Rastatt, Emmendingen, Ludwigsburg/Stuttgart sowie im Alb-Donau-Kreis zielführend. Die genauen Standorte sowie die Größe der Tankstellen (ggf. in mehreren Ausbaustufen) müssen dabei mit den regionalen Akteuren ermittelt werden. Diese vier Standorte von überregionaler Bedeutung können durch weitere lokale Tankstellen, die von kommunalen Unternehmen betrieben und sinnvollerweise jedoch auch öffentlich zugänglich gemacht werden, ergänzt werden.

Aus den Gesprächen mit Expert*innen aus der Transportindustrie ergaben sich die folgenden Vorschläge zu den Tankstellen für überregionale Transporte, die selbstverständlich nur die Sichtweise der Transportunternehmen widerspiegeln und im Wesentlichen auf die Berücksichtigung der großräumigen LKW-Ströme zielen:

- Autobahnausfahrt Lahr in der Nähe des Logistikzentrums Flughafen Lahr. Hier können Fahrzeuge aus den Regionen Weil, Freiburg und Lahr sowie zusätzlich aus der Schweiz, aus Frankreich und Spanien tanken.
- Raum Karlsruhe an der A5 südlich des Abzweigs der A8, um Fahrzeuge Richtung Stuttgart und Richtung Mannheim eine Tankmöglichkeit zu bieten.
- Im Raum Heilbronn in der Nähe des Autobahnkreuzes Weinsberg, um sowohl Fahrzeuge auf der A8 und der A81 betanken zu können.
- Im Raum Ulm in der Nähe des Autobahnkreuzes Ulm/Elchingen für Fahrzeuge auf der A8 und der A7

3

Verfügbarkeit und Potenzial regenerativer Energien in Baden-Württemberg

Zur Herstellung von grünem Wasserstoff und somit der Hebung der in Kapitel 1.3 identifizierten industriellen Potenziale sind erneuerbare Energien unerlässlich. Mit 18,3 TWh Stromerzeugung decken regenerative Energien 26,4 Prozent des Bruttostromverbrauchs 2020 in Baden-Württemberg [95]. Der größte Anteil entfällt hierbei auf Photovoltaik gefolgt von Wasserkraft, Biomasse und Windkraft. Die regenerative Energieerzeugung mittels Geothermie spielt eine untergeordnete Rolle. In den folgenden Kapiteln werden die Technologien zur Nutzung der regenerativen Energien beschrieben und deren Verfügbarkeit und aktuelle Kapazität in Baden-Württemberg aufgezeigt. Da das Erzeugungspotenzial von grünem Wasserstoff an das der erneuerbaren Energien gekoppelt ist, wird zusätzlich das Ausbaupotenzial der erneuerbaren Energien untersucht und beschrieben.

3.1

Erdwärme

Geothermie beschreibt die Nutzung der gespeicherten thermischen Energie im Inneren der Erde zur Wärme- und Strombereitstellung. Es kann bei der technischen Umsetzung zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie differenziert werden.

Die oberflächennahe Geothermie beschreibt die Nutzung der Erdwärme bis in eine durchschnittliche Tiefe von 150 m (max. 400 m) und Temperaturen um 25° C. Hierzu fließt ein Wärmeträger über ein offenes oder geschlossenes System in das Erdreich, um dort durch Erdwärme erhitzt zu werden. Die Wärme wird durch eine Wärmepumpe verdichtet und kann hauptsächlich zur (Niedertemperatur-) Wärme- und gegebenenfalls zur Kältebereitstellung von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie eingeschränkt für Gewerbebetriebe genutzt werden.

Zur technischen Umsetzung werden Erdwärmekollektoren, -sonden, oder offene Zweibrunnensysteme verwendet. Auch energetische Geostrukturen gelten als Möglichkeit. Erdwärmesonden werden vertikal in einer Tiefe von durchschnittlich 100 m eingebaut. Als Wärmeträger wird meist mit Frostschutzmittel versetztes Wasser oder ein Gas genutzt. Sie gelten als technisch ausgereifteste Technologie zur Nutzung von Erdwärme. In sogenannten Sondenfeldern werden mehrere Erdwärmesonden in den Boden eingebracht, um Bürogebäude oder Gewerbe zu versorgen. Erdwärmekollektoren liegen horizontal in einer Tiefe von etwa 1,5 m. Aufgrund der geringen Tiefe und den damit ausgesetzten, jahreszeitlichen Temperaturschwankungen wird meist eine spezielle Wärmeträgerflüssigkeit verwendet. Die Zweibrunnensysteme sind hingegen der anderen Umsetzungsmöglichkeiten als offenes System ausgelegt, d.h. über zwei Brunnen, zur Ein- und Ausleitung des Grundwassers, wird das Grundwasser zur Wärmeengewinnung verwendet. Unter energetischen Geostrukturen werden erdberührte Betonbauteile verstanden. Hierbei wird die Wärmeleit- und -speicherfähigkeit von Beton mithilfe von eingebetteten Rohrnetzen zur Wärme- und Kältebereitstellung genutzt.

Bei Bohrungen über einer Tiefe von 400 m wird von tiefer Geothermie zur Wärme- und Strombereitstellung gesprochen. Dabei kann grundsätzlich zwischen zwei Arten unterschieden werden.

Zur hydrothermale Energiegewinnung werden mehrheitlich warme oder heiße Grundwasserleitungen zur direkten Wärmeengewinnung über Wärmetauscher angebohrt. Ab einer Temperatur von 80 °C des Grundwassers bietet sich die Stromerzeugung aus selbigem an. Die technische Umsetzung ist jedoch erst ab 120 °C Wassertemperatur ökonomisch sinnvoll. Die petrothermale Energiegewinnung nutzt die in trockenem Gestein gespeicherte

Thermalenergie, i. d. R. zur Stromerzeugung. Hierfür wird Wasser in eine Tiefe von 5.000-7.000 m gepresst, durch eine zusätzliche Bohrung wieder gefördert und an der Erdoberfläche verstromt. Auch tiefe Erdwärmesonden zur Wärmegegewinnung sind unter petrothermalen Systemen zu verordnen. Ihr Funktionsprinzip entspricht der einer oberflächennaher Sonde, mit dem Unterschied, dass Ammoniak als Wärmeleitgas eingesetzt wird [96].

Geothermie wird in Baden-Württemberg vornehmlich als Wärmequelle genutzt. Vor allem in privaten Haushalten findet oberflächennahe Geothermie aus Erdwärmesonden große Anwendung. Mit 42.900 gemeldeten Erdwärmesonden 2019 werden in etwa 0,5 % des Wärmebedarfs für private Heizzwecke gedeckt [97]. Auch Brunnensysteme (knapp 1400 Stück in 2019) werden vereinzelt zur Wärme- und Kältebereitstellung genutzt [98].

Die tiefe Geothermie hat bisher einen kleinen Beitrag bei der Wärme- und Strombereitstellung in Baden-Württemberg. Lediglich 105 GWh, entspricht 0,08 % der Wärmeerzeugung 2019, wurden durch Geothermie bereitgestellt [95]. Die Stromerzeugung aus Geothermie beläuft sich ebenfalls auf ein Minimum. Auf Grund dessen wird Geothermie in dieser Studie nur der Vollständigkeit halber betrachtet, da die geringe Menge des erzeugten regenerativen Stroms zur Wasserstoffherstellung nur in geringen Maßen möglich ist.

Geothermie bietet zahlreiche Vorteile zur regenerativen Energiegewinnung. Aufgrund der unerschöpflichen und gleichmäßigen Erdwärme ist die Stromgewinnung mittels Geothermie grundlastfähig. Des Weiteren kann sie bei einem geringen Flächenbedarf, hohe Energiemengen bereitstellen. Zusätzlich bietet sie die Möglichkeit der Entkopplung lokaler Wärmenetze vom Rohstoffmarkt [99]. Demgegenüber stehen jedoch diverse Risiken. Der Bau bzw. die Nutzung von Geothermie erfordert eine sehr gute Planung, um eine umweltgerechte und sichere Nutzung zu gewährleisten. Beispielsweise, durch die Verwendung unterschiedlicher Wärmeleitflüssigkeiten und der Nutzung von Grundwasser unterliegt die Geothermie einiger umweltrechtlicher Grundlagen und bedarf daher immer mehrere behördlichen Genehmigungen [96, 100].

Innerhalb der im März 2020 von der Landesregierung beschlossenen Roadmap zum Ausbau von tiefer Geothermie zur Gewinnung von Wärme und Strom wurde große Potenziale für tiefe Geothermie entlang des Oberrheins und in Oberschwaben identifiziert. Der Fokus liegt hier auf der Gewinnung von Wärme über hydrothermale Systeme [99]. Zusätzlich treiben mehrere Projekte von Energieunternehmen derzeit die Nutzung der Technologie voran. Beispielsweise gibt es zahlreiche konkrete Pläne zur Umsetzung von Erdwärmeprojekten im Gebiet des Oberrheins [101].

3.2

Wind

Windkraftanlagen erzeugen Strom, indem die mechanische Bewegungsenergie des sich im Wind drehenden Rotors von einem Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Heutige Windkraftanlagen erreichen Leistungen von mehr als 4 MW. Entscheidende Faktoren für den Energieertrag einer Windkraftanlage sind die Nabenhöhe und der Rotordurchmesser. Da bodennaher Wind durch Bebauung, Wälder etc. abgebremst wird, gilt die Faustformel, dass der Energieertrag pro Meter Nabenhöhe um 1 % steigt. Eine Verdopplung des Rotordurchmessers führt in etwa zu einer Vervielfachung des Energieertrags [102].

Im Vergleich mit anderen regenerativen Stromerzeugungstechnologien gelten Windkraftanlagen als die kostengünstigste Technologie [103]. Zudem haben sie den geringsten Flächenbedarf. Ihre energetische Amortisationszeit liegt bei einem Jahr (Energiebereitstellung des Bedarfs zur Herstellung) [104]. Die Treibhausgasemissionen des gesamten Produktlebenszyklus liegen in einer Größenordnung von 11 g/kWh [103].

Diesen Vorteilen sind die Auswirkungen der Windkraftanlagen auf Mensch und Natur gegenüberzustellen. Daher unterliegt die Installation von Windenergieanlagen einem in Abhängigkeit der geplanten Gesamthöhe definierten Genehmigungsverfahren, das unter bestimmten Bedingungen eine Umweltverträglichkeitsprüfung erfordert. Im Fokus der Betrachtung stehen dabei die Auswirkungen von Lärm, Infraschall und Schattenwurf [102].

Der Anteil der Windenergie an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg lag im Jahr 2020 bei 6,8 % [95]. Gemessen am Bruttostromverbrauch, der in Baden-Württemberg über der Erzeugung liegt, beträgt der Anteil der Windkraft 4,4 % und liegt damit hinter den Anteilen von Photovoltaik und Wasserkraft. Das angestrebte Ziel bis zum Jahr 2020 bereits 10 % der baden-württembergischen Stromerzeugung durch Windkraft abzudecken, wurde damit verfehlt [104]. Abbildung 13 zeigt, dass der Zubau an Windenergieleistung seit 2017 stark zurückgegangen ist und in den letzten Jahren nur noch im schwach positiven Bereich liegt. Gründe dafür liegen unter anderem in den komplizierten und langwierigen Genehmigungsverfahren, der ungenügenden Flächenausweisung oder den behördlichen Auslegungen des Natur- und Artenschutzes. Nur durch einen Abbau dieser Hürden kann es gelingen, die aktuellen Ziele der Landesregierung zu erreichen: Eine installierte Windenergieleistung von insgesamt 5,5 GW bis zum Jahr 2030 [105].

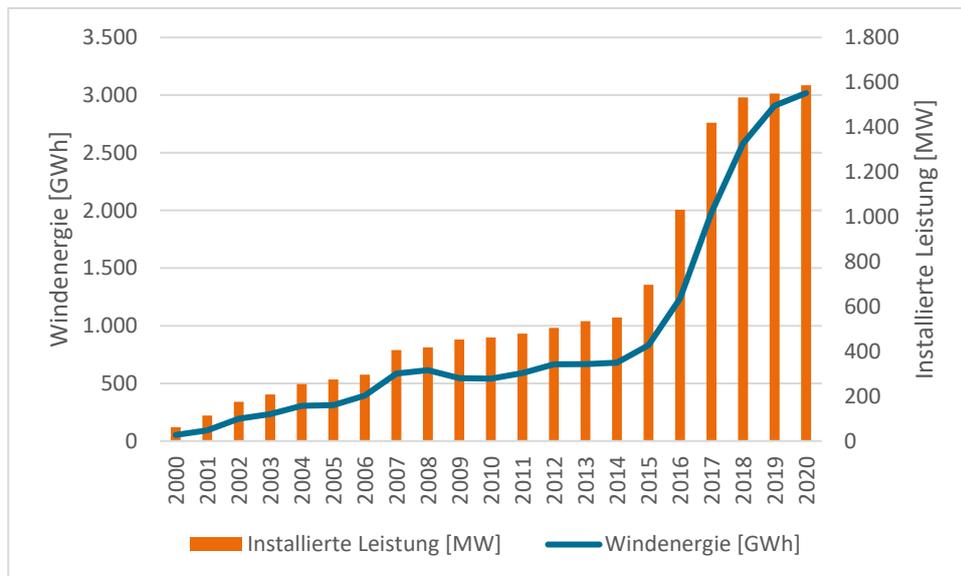


Abbildung 13 - Windenergie in Baden-Württemberg [95]

Um das Potenzial für Windkraft in Baden-Württemberg aufzuzeigen, veröffentlichte das Umweltministerium im Jahr 2019 einen neuen Windatlas. Diesem zufolge könnten 11,8 % der Landesfläche von Baden-Württemberg aufgrund des vorherrschenden Windangebots für Windenergieanlagen genutzt werden. Bei knapp der Hälfte dieser Fläche sind jedoch Flächenrestriktionen bekannt, die die Installation von Windenergieanlagen zwar nicht ausschließen, aber eine Einzelfallprüfung erfordern. Abbildung 14 zeigt eine Übersicht bestehender Windkraftanlagen sowie ausgewiesene Potenzialflächen ohne Beschränkungen.

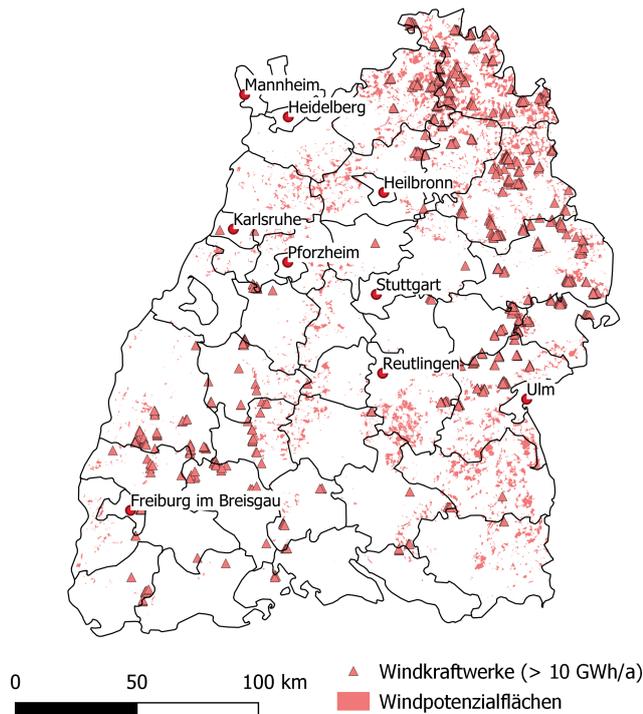


Abbildung 14 - Bestehende Windkraftanlagen in Baden-Württemberg und ausgewiesene Potenzialflächen ohne Beschränkungen

Auf der Fläche von 220.000 ha, die keinerlei Ausschlusskriterien unterliegt, könnten theoretisch bis zu 12.000 Anlagen installiert werden, die einen Netto-Jahresstromertrag von bis zu 125.000 GWh bereitstellen könnten. Weitere 85.000 GWh würden hinzukommen, wenn das Potenzial der Flächen, die Restriktionen unterliegen, ebenfalls vollständig genutzt werden könnte (Siehe Tabelle 3) [106].

Tabelle 3 – Potenzialanalyse Windenergie Baden-Württemberg [106]

	Bezüglich Windhöufigkeit geeignete Flächen	Bezüglich Windhöufigkeit geeignete Flächen mit Flächenrestriktionen
Fläche	220.000 ha	199.000 ha
Anteil Landesfläche	6,2 %	5,6 %
Anzahl möglicher Anlagenstandorte	12.000	8.000
Errechneter Netto-Jahresstromertrag	125.000 GWh	85.000 GWh

3.3 Solar

Die Sonne wirkt mit einer Strahlungsenergie auf die Erde ein, die höher ist als der gesamte globale Energiebedarf. Damit ist die Sonne die größte, unerschöpfliche Energiequelle. Diese Energie steht jedoch natürlich bedingt nicht permanent zur Verfügung. In Deutschland kann durchschnittlich mit 1.600 Sonnenstunden pro Jahr gerechnet werden. In Baden-

Württemberg fällt die Einstrahlung überdurchschnittlich hoch aus. Sonnenenergie kann zur Stromerzeugung (= Photovoltaik (PV)) oder zur Wärmeerzeugung (= Solarthermie) genutzt werden [107].

Eine Solarthermische Anlage wandelt mit seiner Oberfläche den Großteil der ankommenden Solarstrahlung in Wärme um. Diese wird in einem Absorber gesammelt und benutzt. Die Technologie dient jedoch nicht der Stromherstellung und wird für weitere Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt.

Eine Photovoltaikanlage besteht aus Solarzellen, die aus einem Halbleiter wie beispielsweise Silizium bestehen. Der Übergang zum leitenden Zustand wird durch die Absorption von Licht erreicht, somit wird Strom produziert. In mono- und polykristallinen kommen massive Siliziumkristalle als Halbleiter zum Einsatz [108]. Monokristalline Siliziumzellen erreichen derzeit einen Wirkungsgrad bis zu 22 %, polykristalline zwischen 15 % und 20 % [109]. Dagegen setzen Dünnschichtzellen auf eine nur wenige Mikrometer dicke Halbleiterschicht aus amorphem Material. Ebenfalls mit sehr dünnen Schichten kommen organische Solarzellen aus, die allerdings gänzlich anderes Material nutzen, so genannte organische Halbleiter. Weiterhin wird durch die Abdeckung einer Solarzelle möglichst viel des einfallenden Lichts auf den Halbleiter gelenkt. Diese Schicht verleiht den Solarzellen ihre charakteristische Färbung, die von blau bis annähernd schwarz reicht [108].

Umfragen der Agentur für erneuerbaren Energien nach, stößt ein Solarpark bei Einwohnern auf die größte Akzeptanz (77 Prozent). Dies ist wahrscheinlich dem geräuschlosen und geruchslosen Betrieb sowie dem geringen Einfluss auf die Umgebung geschuldet. Weiterhin ist Solarenergie weitgehend emissionsfrei und unerschöpflich. Die Flexibilität und Skalierbarkeit der Anlagengröße, ohne an Wirkungsgrad zu verlieren machen diese Technologie für private Haushalte sehr attraktiv. Zu beachten ist jedoch die durchschnittliche Lebensdauer von 20 Jahren bei der Auslegung einer wirtschaftlichen Photovoltaikanlage, sowie die Volatilität der Sonnenstrahlung, die effizienter Speicherung bedarf. Bei Photovoltaikanlagen wird oft zwischen Freiflächen- und Dachflächenanlagen unterschieden.

Die Photovoltaik hat in Baden-Württemberg Ende 2018 einen Anteil von 9,2 % an der Bruttostromerzeugung. Für 2020 hat die Landesregierung das Ziel gesetzt, mit PV-Strom 12 % an der Bruttostromerzeugung zu erreichen. Dies wurde mit 14,3 % klar erreicht, jedoch muss dabei auch der Rückgang der gesamten Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg in 2020 um 22 % betrachtet werden. Abbildung 15 veranschaulicht die installierte Leistung sowie die Stromerzeugung aus Photovoltaik in Baden-Württemberg.

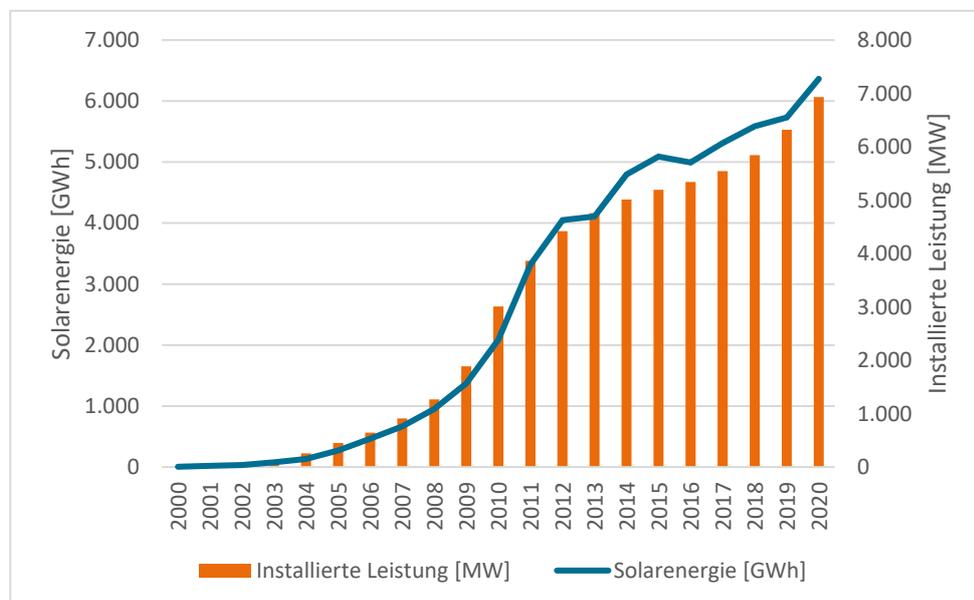


Abbildung 15 - Solarenergie in Baden-Württemberg [95]

Aufgrund des hohen Potenzials ist die Sonnenenergie ein zentraler Baustein bei der Umstellung auf eine regenerative Energieversorgung. Nach dem vom Land Baden-Württemberg vorgesehenen Ausbaupfad sollen bis ins Jahr 2050 16,7 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) Strom durch Photovoltaik und 14,1 TWh/a Wärme mit Solarthermie erzeugt werden [107]. Um diese ambitionierten Ziele bestmöglich umzusetzen, wurde von der Landesregierung Baden-Württemberg eine sogenannte "Solaroffensive" ausgerufen. Konkret soll durch die Bildung regionaler Netze und Informationsaustausch Barrieren des Ausbaus behoben werden. Zudem wurden durch Freiflächenöffnungsverordnungen neue Ausbaumöglichkeiten für PV-Anlagen geschaffen. Die Subventionierung netzdienlicher Batteriespeicher in Verbindung mit einer neu zu errichtenden und an das Verteilnetz angeschlossenen PV-Anlage fällt auch unter diese neuen Maßnahmen [110].

Insgesamt sind in Baden-Württemberg knapp 690.000 ha Potenzialfläche vorhanden. Davon wurden ca. 305.000 ha als "bedingt geeignet" eingestuft, d. h. diese Flächen sind auch von einem weichen Restriktionskriterium belegt, liegen also z. B. innerhalb eines Landschaftsschutzgebiets. 3,9 % der vorhandenen Potenzialflächen liegen innerhalb von Seitenrandstreifen oder Konversionsflächen, die restlichen Flächen befinden sich innerhalb benachteiligter Gebiete [111]. Abbildung 16 gibt eine Übersicht bestehender PV-Anlagen und Flächenpotenziale.

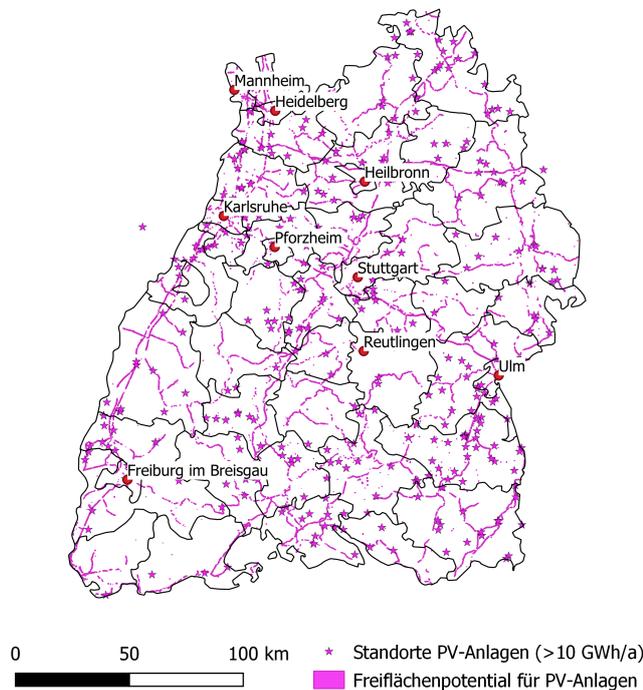


Abbildung 16 - bestehende PV-Anlagen und PV-Flächenpotenzial

Um das Potenzial der Solarenergie zu erfassen, ging die Bundesnetzagentur 2016 bei Freiflächen von einem Nutzungsverhältnis von 1,5 ha/MW installierter Leistung aus. Wird der Abwärtstrend der benötigten Fläche zu installierter Leistung über die letzten Jahre berücksichtigt, kann in 2020 ein Verhältnis von 1,2 ha/MW als realistisch betrachtet werden [112]. Des Weiteren kann laut des Energieatlas der LUBW bei einer installierten Leistung von 1 MW durchschnittlich ein Ertrag von 1.000 MWh/a angenommen werden. Für das Dachflächenpotenzial wurden keine Annahmen getroffen, sondern lediglich die Abschätzung der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW) übernommen. Hier ist jedoch die Leistungsdichte in kW/m² deutlich höher. Tabelle 4 fasst die Potenziale der Solarenergie in Baden-Württemberg zusammen.

Tabelle 4 - Potenzialanalyse Solarenergie Baden-Württemberg [111]

	Bezüglich Sonnen- einstrahlung geeignete Freiflächen	Bezüglich Sonneneinstrahlung geeignete Freiflächen mit Flächenrestriktionen	Bezüglich Sonnen- einstrahlung geeignete Dachflächen
Fläche	385.000 ha	305.000 ha	2.600 ha
Anteil Landesfläche	10,8 %	8,5 %	0,07 %
Errechneter Netto-Jahres- stromertrag	320 TWh	254 TWh	30 TWh

3.4

Wasserkraft

Wasserkraft ist mit einem Anteil von 8,2 % der Bruttostromerzeugung in 2019 nach Photovoltaik die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Baden-Württemberg [95].

Zur Erzeugung von elektrischem Strom wird innerhalb einer Wasserkraftanlage die potentielle Energie des Wassers in elektrische umgewandelt, indem ein Wasserstrom Laufräder einer Turbine in Bewegung setzt und einen Generator antreibt. Die Leistung eines Wasserkraftwerkes wird maßgeblich von der Fallhöhe des Wassers sowie der Wassermenge am Standort beeinflusst. Bei Wasserkraftwerken kann in Speicher-, Laufwasser-, Flusskraftwerke und Ausleitungskraftwerke differenziert werden [113]. In Baden-Württemberg sind hauptsächlich Laufwasser- und Ausleitungskraftwerke im Einsatz [114].

Laufwasserkraftwerke nutzen das geringe Gefälle an Flüssen mit großen Durchflussmengen zur Energiegewinnung. Aufgrund des gleichmäßigen und berechenbaren Durchflusses sind diese grundlastfähig. Ausleitungskraftwerke leiten Fließgewässer durch Stauanlagen in eine gesonderte Wasserführung um, damit die Fallhöhe des Wassers erhöht werden kann. Im Flussbett verbleibt nur eine Restwassermenge, die auf die ökologischen Anforderungen des Flusses abgestimmt sein muss.

Außerdem werden (Pump)-Speicherkraftwerken zur Abdeckung von Spitzenergien im Stromnetz eingesetzt. In Schwachlastzeiten wird Wasser in ein höher gelegenes Speicherbecken gepumpt, um hohe Strombedarfe durch Ausspeicherung abzudecken. Pumpspeicherkraftwerke können daher als Energiespeicher dienen. Zusätzlich kann zwischen großer (Leistung > 1 MW) und kleiner Wasserkraft (Leistung < 1 MW) unterscheiden werden [113].

In Baden-Württemberg sind mit 887 MW in etwa 20 % der installierten Wasserkraftleistung Deutschlands angesiedelt [95]. Dies umfasst knapp 70 große und in etwa 7000 kleine Wasserkraftanlagen. Knapp 90 % der Stromproduktion stammt jedoch aus den Großwasserkraftanlagen [115].

Zusätzlich sind derzeit acht Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.000 MW zur Langzeitspeicherung von elektrischem Strom in Nutzung [116]. Diese sind in folgender Abbildung 17 nur im Falle von natürlichem Zufluss berücksichtigt [95].

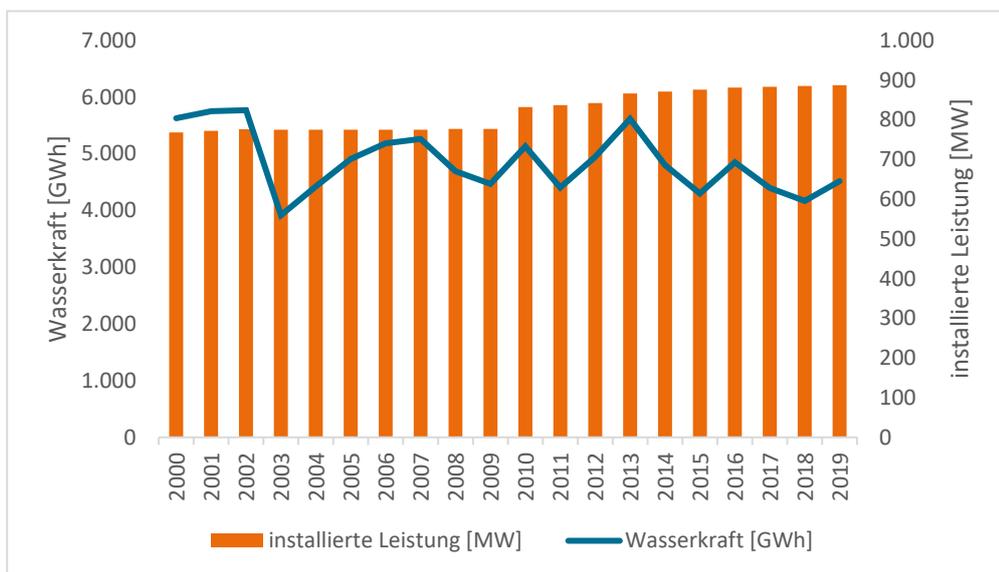


Abbildung 17 - Wasserkraft in Baden-Württemberg [95]

Abbildung 18 zeigt die 300 baden-württembergischen Wasserkraftanlagen mit einer Jahresproduktion von über 10 GWh.

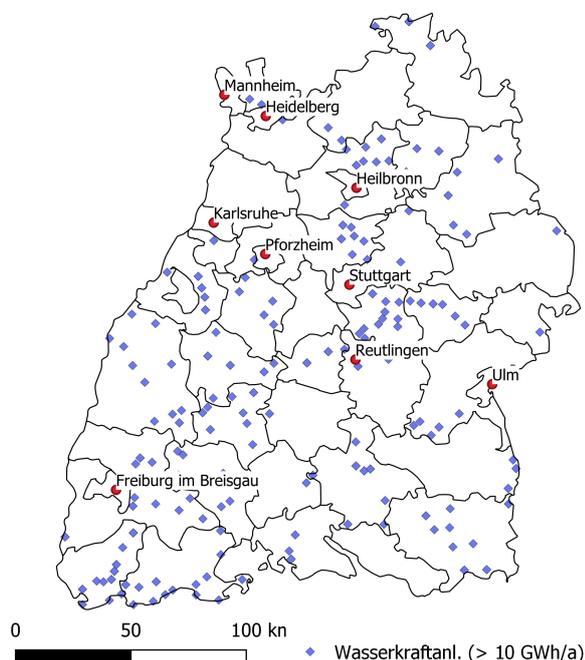


Abbildung 18 - bestehende Wasserkraftwerke in Baden-Württemberg

Wasserkraft garantiert durch lange Lebensdauern eine langfristige, umweltfreundliche und nachhaltige Energieerzeugung mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 90 %. Desweiteren tragen sie zu Sauberhaltung von Flüssen durch Rechensysteme bei. Auch der Hochwasserschutz wird durch Wasserkraft unterstützt [115]. Dem steht gegenüber, dass durch den direkten Eingriff in Gewässer Zielkonflikte mit dem Wasserrecht [117], der europäischen Wasserrichtlinie [118] sowie der Fischerei entstehen.

Wie in Abbildung 17 zu erkennen, stagniert die installierte Leistung seit 2013 auf einem ähnlichen Niveau, da das Potenzial für Wasserkraft in Baden-Württemberg nahezu ausgeschöpft ist. Ein Neubau von großen Wasserkraftanlagen (Leistung > 1 MW) ist

aufgrund fehlender neuer Standorte kaum mehr möglich. Der Ausbau bzw. die Modernisierung bestehender Großanlagen bietet jedoch großes technisches Potenzial zur Steigerung der Bruttostromerzeugung und ist aufgrund des Alters einiger Anlagen auch nötig. Da zwischen 2025 und 2035 wasserrechtliche Genehmigungen auslaufen und die Stilllegung der Kraftwerke droht, steht speziell die ökologische Sanierung von Kraftwerken im Vordergrund [119]. Landesweit ergibt sich ein zusätzliches, jährliches Optimierungspotenzial für kleine Wasserkraftanlagen (Leistung < 1 MW) durch Neubauten von lediglich 210 GWh/a, wobei ein großer Teil davon ökonomisch unattraktiv ist. Auch im Rahmen der Kleinstwasseranlagen liegen die wesentlichen Potenziale in der Modernisierung und Reaktivierung alter Kraftwerke [120].

Das Potenzial von Pumpspeicherkraftwerken ist besonders im Nord- und Südschwarzwald besonders hoch. Hier könnten nach einer Studie, durchgeführt von der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), ca. 19.000 MW Leistung installiert werden [121].

Die Ausbaupläne der Landesregierung beschränken sich weitestgehend auf die Sanierung bereits bestehender Anlagen. Die technische und ökologische Modernisierung von kleiner Wasserkraft wird beispielsweise durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft gefördert [122].

3.5

Biogas

In Biogasanlagen wird aus organischen Materialien (Substraten) durch mikrobiellen anaeroben Abbau Biogas erzeugt. Die Erzeugung von Biogas erfolgt nach vier Schritten. Innerhalb der Hydrolyse werden die komplexen polymeren Verbindungen der Substrate in lösliche Monomere und kurze Oligomere durch Bakterien zerlegt. Darauf folgend vergären die Hydrolyseprodukte durch Säurebildung (Acidogenese) im Zellinneren der hydrologischen Bakterien. In der Acetogenese konvertieren die Produkte der Acidogenese zu Acetat. Abschließend erfolgt die Gewinnung von Methan/Biogas durch anaerobe Mikroorganismen in der Methanogenese. Biogas besteht zu 50-75 % aus Methan und zu 25-50 % aus Kohlenstoffdioxid. Auch Spurengase wie Wasserstoff, Stickstoff und Ammoniak können als weitere Bestandteile enthalten sein. Die benötigten Prozessbedingungen werden über das eingesetzte Substrat definiert [123]. Als Substrat werden in Baden-Württemberg meist nachwachsende Rohstoffe (z.B. Mais, Zuckerrüben und Getreide), Grassilagen, Gülle sowie Abfälle der Nahrungsmittelproduktion und Lebensmittelreste verwendet [124].

Biomasse bzw. Biogas weist vielfältige Nutzungsmöglichkeiten auf. Zum einen ist die Verbrennung in Blockheizkraftwerken zur Bereitstellung von Strom und Wärme möglich. Zum anderen kann das Biogas zu Biomethan aufbereitet werden und im Erdgasnetz als Strom und Wärmelieferant eingesetzt oder zur Herstellung von Biokraftstoffen verwendet werden. Gegenwärtig gibt es 1.437 Biogas-Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 625 MW in Baden-Württemberg. Diese erzeugten im Jahr 2019 fünf Prozent der Bruttostromerzeugung und 1,1 Prozent des Wärmebedarfs [95]. Eine Übersicht der installierten Leistung in Abhängigkeit der Stromerzeugung bietet Abbildung 19.

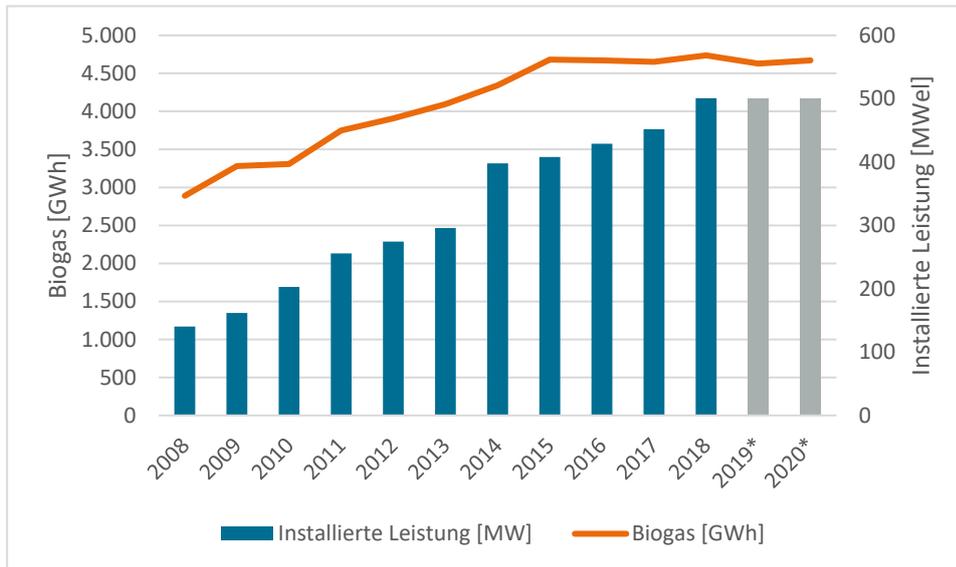


Abbildung 19 - Biogas in Baden-Württemberg [95, 125], *Daten nicht verfügbar

Eine Übersicht der bestehenden Biogasanlagen in Baden-Württemberg bietet Abbildung 20. In 16 Biogasanlagen wird erzeugtes Biogas zusätzlich zu Biomethan veredelt und in das Erdgasnetz eingespeist [124]. Die Schwerpunkte bei der Nutzung von Biogas und Biomethan liegen in den Landkreisen Biberach, Ravensburg, Alb-Donau-Kreis und Schwäbisch Hall [95].

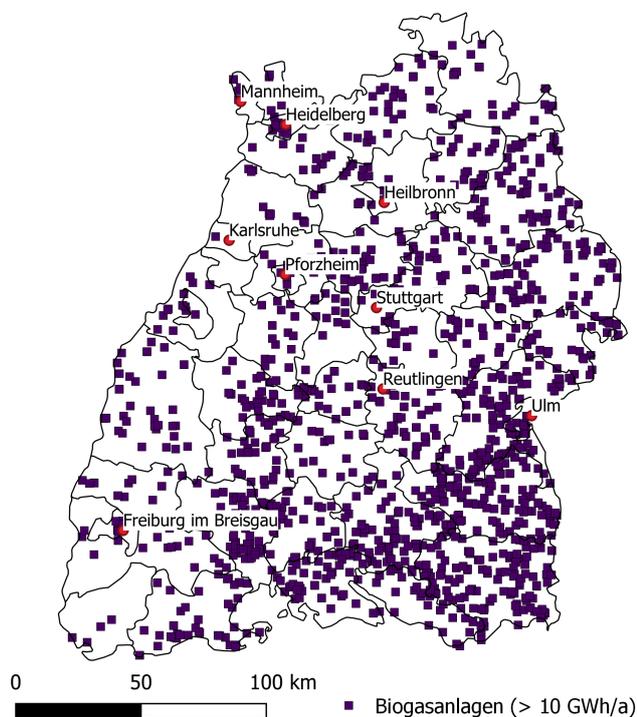


Abbildung 20 - Biogasanlagen in Baden-Württemberg

Die Installation von Biogasanlagen unterliegt in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Art des verwendeten Substrates baurechtlichen und immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren. Auch bei der Verwertung der entstehenden Gärabfälle müssen rechtliche Anforderungen berücksichtigt werden. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien fallen erhebliche Kosten und Emissionen bereits beim Anbau, der Verarbeitung und

dem Transport von Biomasse an [126]. Auch die Flächeninanspruchnahme der verwendeten Anbaubiomasse ist für alle erneuerbaren Energien die höchste und kann in Konkurrenz mit der Futter- und Lebensmittelindustrie stehen [127]. Neben der Möglichkeit der Verwertung von Rest- und Abfallstoffen durch Biogasanlagen kann Biogas/-methan, hingegen anderer erneuerbarer Energie, ohne übliche Umwandlungsverluste gespeichert werden. Daher bietet Biogas einen wichtigen Ausgleich der flexiblen Stromerzeugung und unterstützt einen stabilen Stromnetzbetrieb [126]. Das Umweltbundesamt hat im Zuge einer Studie zu aktuellen Entwicklungen der Biogasproduktion das Potenzial für den verstärkten Einsatz von Gülle und Bioabfällen als Substrat überprüft, da keine Nutzungs- und Flächenkonkurrenz um die Rohstoffe besteht sowie Treibhausgasemissionen aufgrund ausbleibender Lagerung reduziert werden. Zusätzlich können Gülle und Bioabfälle nach der energetischen Verwertung als Dünger und Kompost eingesetzt werden (Kaskadennutzung) [128].

Derzeit ist die Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) der Leitmarkt für die Vergütung von Biogas. Mit der EEG-Novellierung 2014 wurde der Zubau von neuen Biogasanlagen durch eine Vereinfachung des Vergütungsmodells deutlich abgeschwächt [95]. Außerdem laufen die ersten Förderungen ab dem Jahr 2021 bei den ersten Anlagen aus, da die Anlagen laut EEG einen Vergütungsanspruch von 20 Jahren haben. Hierdurch ist ein kontinuierlicher Rückbau der installierten Leistung zu erwarten [129]. Um die Biogasnutzung im jetzigen Umfang aufrecht zu erhalten und einen Ausbau weiter voranzutreiben „ist ein politisches Bekenntnis, die praxisgerechte Ausgestaltung von Ausschreibungen und des Genehmigungsrechtes, die weitere Förderung von Flexibilisierung und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), der Aufbau von Förderungen für Klimaschutz und Biodiversitätsleistungen sowie insbesondere der rasche Ausbau von Nahwärmenetzen erforderlich“ [130].

Insgesamt beläuft sich das (technische) Biomassepotenzial zur Biogaserzeugung in Baden-Württemberg auf 9,3 TWh/a. Dies setzt sich aus 1,8 TWh/a aus Gülle und Mist, 2,2 TWh/a aus Dauergrünland und 5,3 TWh/a aus dem Anbau von Silomais und Getreideganzpflanzen als Energiepflanzen zusammen. Werden maximale Flächenerträge und die Verwendung von Gülle und Mist aus Kleinviehbetrieben angenommen, erhöht sich das Potenzial auf 10,9 TWh/a [131]. Ein möglicher Rückbau der Anlagen auf Grund der auslaufenden EEG-Vergütung kann zu einer erheblichen Minderung des Potenzials führen.

Neben der Strom- und Wärmebereitstellung bieten sich Biogasanlagen, aufgrund des hohen Anteils an reinem Kohlenstoffdioxid, als CO₂-Senke für die Methanisierung und zur Speicherung von grünem Wasserstoff im Gasnetz an. Speziell Biomethananlagen sind hierzu besonders geeignet, da der Zugang zum Gasnetz bereits vorhanden ist [132].

3.6

Ausgleichsarbeit

Im Fall einer Netzüberlastung, kann der Netzbetreiber, unter bestimmten Voraussetzungen Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen, KWK-Anlagen oder auch Grubengas-Anlagen abregeln. Diese verlorene Energie wird als Ausgleichsarbeit bezeichnet. Der Anlagenbetreiber muss dabei nach aktueller Gesetzeslage vom Energieversorger entschädigt werden. Im Jahr 2019 wurden bundesweit nach Schätzungen 5.400 GWh abgeregelt, was Entschädigungskosten in Höhe von 635 Millionen Euro verursacht hat. Größtenteils entstehen Netzengpässe durch hohe, fluktuierende Einspeisungen von Windkraftanlagen. Die Ausfallarbeit in Baden-Württemberg lag 2019 bei 6,45 GWh, was einem bundesweiten Anteil von 0,2 Prozent und Kosten in Höhe von rund einer halben Million Euro entspricht. Laut der Netze BW GmbH waren mit 98 Prozent fast ausschließlich Windkraftanlagen von Abregelung betroffen. Während die Ausfallarbeit im Norden Deutschlands hervorragend als Energiepotenzial in einen Wasserstoff-Hub integriert werden könnte, ist das Potenzial in Baden-Württemberg verschwindend gering und wird im Weiteren nicht weiter betrachtet [133]. Das Expertengespräch mit Vertretern eines großen Chemie-Unternehmens ergab die gleiche Situation bezüglich solcher nutzbaren Reserven für das Bundesland Rheinland-Pfalz. Das soll allerdings nicht bedeuten, dass in Zukunft die Ausfallarbeit in Baden-Württemberg konstant

niedrig bleibt. Falls regenerative Energien sich überproportional zu dem zugehörigen Verteilungsnetz entwickeln, könnten Sie ein großes Potenzial zu lokaler Wasserstoffherzeugung darstellen.

4

Industrielle H₂-Hubs

Im Folgenden wird das Konzept industrieller H₂-Hubs vorgestellt. Anschließend werden in einer internationalen Umfeldanalyse regulatorische und normative Best-Practices identifiziert, die für eine Realisierung dieser Hubs förderlich sind. Zudem werden exemplarisch Pilotprojekte regionaler Wasserstoffverbände beschrieben, die sich derzeit im deutschen Raum in der Umsetzung befinden. Auf Basis dieser Erkenntnisse und einer begleitenden Literaturrecherche wird notwendige Wasserstoff-Infrastruktur erfasst, die in Kapitel 4.4 beschrieben wird. Schließlich werden die gesammelten Informationen aggregiert, um eine Vorgehensweise zur Identifikation potentiell relevanter Wasserstoff-Hubs in Baden-Württemberg abzuleiten. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abschnitt 4.5 zu finden.

4.1 Konzept eines industriellen H₂-Hubs

Die Idee industrieller H₂-Hubs basiert auf dem Konzept von Energy Hubs, wie es im Rahmen des Projekts "Vision of future energy networks" (VOFEN) entwickelt wurde. Energy Hubs sind definiert als Einheiten, in denen verschiedene Energieträger umgewandelt, konditioniert und gespeichert werden können [134]. Die Wahl der Energieträger in einem solchen Hub hängt von technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Faktoren ab. Ein Energieträger ist idealerweise in der Lage, verschiedene Energieformen bereitzustellen und zu speichern. Aus wirtschaftlicher Sicht sollte die Trägerproduktion, -speicherung und -nutzung kostengünstig mit den bestehenden Energieformen konkurrieren. Es sollte auch vermieden werden, die Umwelt oder das menschliche Wohlbefinden zu beeinträchtigen. Im Zuge der Energiewende und dem Ausbau der regenerativen Energien, die naturgemäß dezentral verfügbar sind und einer starken Volatilität unterliegen, stellen sich der Energiewirtschaft neue technische und strategische Herausforderungen. Themen wie Infrastrukturentwicklung, Stromqualität, Versorgungssicherheit, Resilienz, Umweltauswirkungen und Wirtschaftlichkeit gewinnen an Bedeutung. Als eine der größten Herausforderungen in diesem Kontext gilt die technoökonomische Optimierung von Energy Hubs [135].

Die meisten Energy Hub (EH) Modelle verwenden die Strom- und Erdgasnetze als Basis. Dies hat jedoch zu einer Leistungsreduzierung der EH-Modelle bei der Bewältigung der Probleme zukünftiger Energiesysteme geführt, insbesondere bei 100 % erneuerbaren Energiesystemen [136]. Wasserstoff hat in diesem Zusammenhang das Potenzial eines nachhaltigen, erneuerbaren Energieträgers, der mehrere Formen des Energiebedarfs decken kann [137]. Er kann dabei sowohl aus fossilen Brennstoffen als auch aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden, was den Übergang in ein post-fossiles Energiesystem vereinfacht. Die vorliegende Studie reagiert daher mit der Entwicklung einer standortspezifischen, erneuerbaren, wasserstoffbasierten Lösung für Baden-Württemberg. Die hier betrachteten, dezentralen, wasserstoffbasierten Hubs, die zur Versorgung industrieller Umgebungen des verarbeitenden Gewerbes Baden-Württembergs dienen sollen, werden als I-H₂-Hubs bezeichnet.

Ein I-H₂-Hub stellt ein dezentrales Erzeugungs- und Nutzungsnetzwerk von Wasserstoff dar. Es zeichnet sich aus durch geschlossene Kreisläufe von Wasserstoffherzeugung und Verbrauch, kurze Transportwege und die Nutzung lokal verfügbarer regenerativer Energien zur Wasserstoffherzeugung. Diese Kriterien können unabhängig der absoluten Wasserstoffherzeugungsmengen erfüllt werden. Ein Wasserstoff-Hub ist somit sowohl in kleinem, als auch in großem Maßstab realisierbar. Besonders attraktive Regionen für den Aufbau eines I-H₂-Hub zeichnen sich durch verschiedene Kriterien aus. In der Region sollten sich verschiedene industrielle Nutzer befinden, die Wasserstoff stofflich, energetisch oder für Mobilitätszwecke in Form von Wasserstoff-Tankstellen verwenden. Darüber hinaus sollten lokal regenerative Energien verfügbar sein. Idealerweise sind in der Nähe Einspeisepunkte ins Stromnetz verfügbar, damit große Leistungen aus fluktuierender

erneuerbarer Stromerzeugung flexibel eingespeist werden können [138]. Ein I-H₂-Hub könnte perspektivisch jedoch auch als Puffer zwischen erzeugter regenerativer Energie und deren Einspeisung ins Stromnetz fungieren.

Der Anschluss neuer erneuerbarer Erzeugungsanlagen an das bestehende Stromnetz erfolgt durch den Netzbetreiber. Dieser führt auf Antrag des Anlagenbetreibers eine Netzverträglichkeitsprüfung für die geplante Anlage durch und bestimmt den möglichen Verknüpfungspunkt für einen Netzanschluss. Gemäß des EEG ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet den gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt herzustellen. Berücksichtigt werden dabei die Anschlusskosten der Anlage an den Verknüpfungspunkt, die vom Anlagenbetreiber zu tragen sind und etwaige Netzausbaukosten, die der Netzbetreiber trägt [139, 140]. Der gesamtwirtschaftlich geeignetste Netzanschlusspunkt kann somit für den Anlagenbetreiber unwirtschaftlich sein, wodurch Projekte zum Bau regenerativer Erzeugungsanlagen ins Wanken geraten oder gar verhindert werden. Durch die lokale Verwendung der erzeugten regenerativen Energie in I-H₂-Hubs kann der Anteil, der ins Stromnetz eingespeist werden muss, deutlich reduziert werden, was sich direkt auf die Netzverträglichkeitsprüfung auswirkt und so möglicherweise näher gelegene Netzanschlusspunkte in Betracht gezogen werden können. Ein weiterer Standortvorteil ergibt sich für einen I-H₂-Hub durch die Nähe zum Gasverteilnetz mit Wasserstoffaufnahmekapazität [138].

4.2 Rahmenbedingungen: Internationale und nationale Normen

Um den aktuellen Gesetzesstand verschiedener Länder bezüglich Wasserstoff zu vergleichen, werden die aktuellen Wasserstoffregulierungen in verschiedenen Bereichen betrachtet, welche in Anhang 9.5, Tabelle 33 dargestellt sind. Die Bereiche unterteilen sich in Herstellung, Speicherung, Konditionierung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff. Ein Bereich gilt als abgedeckt, wenn die bestehenden Regularien oder Gesetze auch auf Wasserstoff angewendet werden können. Hierbei wird unterschieden, ob eine Verordnung spezifisch für Wasserstoff gilt und verfasst wurde, oder ob die bestehende Verordnung auch im Falle des H₂ angewendet werden kann. Außerdem werden geplante Gesetze und Regularien in der Tabelle erfasst, die spezifisch für Wasserstoff gelten sollen. Im Folgenden ist zu beachten, dass zwischen Gesetzen und Regularien unterschieden werden muss. Die meisten hier betrachteten Länder besitzen keine Gesetze, die für H₂ gelten, jedoch weisen die meisten Länder Regularien auf, die für H₂ angewandt werden können. Gesetze werden von einem Gesetzgeber, dem Gesetzgebungsorgan der Regierung, erlassen, wobei dieses spezifisch gilt. Regularien sind jedoch Beschränkungen oder Regeln, die von einer Regierungsbehörde in Übereinstimmung mit dem Gesetz herausgegeben werden. Bei der Auswertung der Tabelle muss beachtet werden, dass bestehende spezifische H₂-Gesetze nicht gleichzusetzen sind mit dem Fortschritt der Implementierung und der Einhaltung emissionsbegrenzender Richtlinien der jeweiligen Länder.

Im folgenden Kapitel wird die Wasserstoffregulierung in Deutschland näher betrachtet. Als Vergleichsländer werden Japan und Südkorea herangezogen und ebenfalls weitergehend analysiert. Während der Analyse internationaler Normen fiel Japan im Besonderen auf, da jeder Bereich der Wasserstoffanwendung durch spezifische Regularien abgedeckt wird. Ferner wird betrachtet, welche genauen Regularien durch die Gesetze beschlossen wurden. Als zweites Vergleichsland wurde Südkorea gewählt. Da Südkorea als erstes Land ein eigenes Wasserstoffgesetz, den „Hydrogen Act“ erlassen hat, ist dieses Land für eine nähere Betrachtung der Wasserstoffregularien interessant. Zudem wird ausgewertet, mit welchen Zielen und Anwendungsfeldern sich die von der Regierung verfasste „Hydrogen Economy Roadmap“ beschäftigt. Ziel ist der Vergleich Deutschlands zu anderen Ländern bezüglich aktueller Wasserstoffregulierungen und die Ableitung entsprechender Verbesserungsvorschläge.

4.2.1 Normen und aktuelle Entwicklungen in Deutschland

Durch die Ankündigung der neuen Wasserstoffstrategie 2020 nimmt die Bedeutung von Wasserstoff in Deutschland derzeit stark zu. Deutschland stellt zurzeit 87 Tankstellen bereit, an denen Wasserstoff getankt werden kann, wobei pro Jahr 15 Tankstellen hinzukommen sollen [141]. Wasserstoffreiches Gas gehört der ersten Gasfamilie an, wird allerdings seit dem Jahre 1995 nicht durch die öffentliche Gasversorgung in Deutschland verteilt, woraufhin es auch nicht mit in den Arbeitsblättern G260 (A) des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachverbandes (DVGW) spezifiziert wird [142]. Anders als Methan, das zur zweiten Gasfamilie zählt, zu der auch Erdgase, synthetische Erdgase und deren Austauschgase gehören, wird Wasserstoff nicht spezifisch reguliert. Dadurch können Probleme auftreten. Inwieweit Wasserstoff schon durch bestehende Gasgesetze reguliert wird und wie der rechtliche Rahmen für Wasserstoff zurzeit festgelegt ist, wird nachfolgend analysiert.

Die Grundlagen der Regularien für den Gasbereich werden in Deutschland durch das Regelwerk der DVGW definiert. Es umfasst technischen Regeln und DIN-Normen sowie Handlungs- und Rechtssicherheiten. Daneben regelt unter anderem das Energiewirtschaftsgesetz und die Grundversorgungsverordnung für Strom und Gas die Gasnutzung. Der rechtliche Rahmen für H₂ ist in Deutschland noch nicht umfassend. Zudem ist nicht ersichtlich, ob das bestehende Regulierungssystem für Gase komplett auf H₂ angewendet werden kann. H₂ ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nicht definiert. Der Betrieb von Wasserstoffnetzen kann dem Anwendungsbereich des EnWG unterfallen, wenn sich das Wasserstoffnetz als Gasversorgungsnetz darstellt. Wasserstoff müsste dann unter dem Begriff „Gas“ aufgestellt werden [143]. Jedoch wird in §3 Nr. 19 des EnWG Gas als Erdgas, Biogas, Flüssiggas, Wasserstoff aus Wasserelektrolyse und synthetisiertes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten H₂ und dessen anschließende Methanisierung hergestellt wurde, definiert [143]. Jedoch fällt elektrolytisch erzeugter Wasserstoff auch unter die Definition von Biogas, wobei hinsichtlich Netzanschluss, Netzzugang und Bilanzierung profitiert werden kann [141]. Das bestehende Regelwerk erfasst keine reinen Wasserstoffnetze, wodurch die H₂-Verteilung zurzeit nur über die Zumischung in das bestehende Erdgasnetz erfolgen kann. Zudem gilt H₂ neben Erdgas zurzeit nur als Zusatzgas. Es wurde von der Regierung jedoch angekündigt, dass neben der Umrüstung bestehender Gasleitungen auch neue H₂-Fernleitungen in Planung sind [141]. Fernleitungen definieren jedoch nur den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz.

Nach dem DVGW Arbeitsblatt G 260 wurde die Grundlage für die Einspeisung von Wasserstoff mit 10 Vol. % und 20 Vol. % festgeschrieben [144]. Nach diesem gilt ferner, dass die Einspeisung bis zu 10 Vol. % H₂ bis auf die Restriktionen bei Stahltanks in Erdgasfahrzeugen, Gasturbinen, Prozessgas-Chromatographen, sowie Untertageporenspeichern bereits zulässig ist und über das bereits vorliegende Regelwerk abgedeckt wird. Für Wasserstoff sind separate Auslegungs- und Bemessungstabellen einzuhalten. Für den Einsatz als Kraftstoff wird zwischen Füllanlagen mit komprimiertem Erdgas und Wasserstoff unterschieden, wobei für Erstgenannte eine H₂-Zumischung von maximal 2 Vol. % besteht [144].

Der allgemeine Betrieb mit Wasserstoff wird im DVGW-Merkblatt G 655 für Sonder- und Pilotprojekte definiert. Für den Bereich einer H₂-Gasinfrastruktur ist ein entsprechender Leitfadens derzeit in Bearbeitung [144]. Für den Handlungsbedarf einer häuslichen Gasanwendung sieht das Regelwerk eine Anpassung der Gerätekategorie bis 20 Vol. % H₂ im Erdgas und reinem Wasserstoff vor. Unter diesem Regelwerk werden Anforderungen an die Verbindungstechnik, Sensorik, Messtechnik und das Sicherheitskonzept gestellt. Hierunter sind auch Verteilernetze geregelt.

Für H₂-Projekte ist zurzeit keine spezifische Regierungsbehörde zuständig. Soweit der Wasserstoff unter den bestehenden Regularien des Gas- und Strommarktes fällt, ist die Bundesnetzagentur (BNetzA) zuständig. Die Bundesregierung plant jedoch einen nationalen Wasserstoffrat zu berufen, der aus 26 Expert*innen bestehen und zur Beratung und Unterstützung verhelfen soll [141].

Im Juni 2020 verkündete die deutsche Regierung die nationale Wasserstoffstrategie, deren strategische Eckpunkte im Folgenden aufgelistet sind [141]:

1. Bau einer 5 GW Erzeugungskapazität der Wasserelektrolyse, was 14 TWh/a grünem Wasserstoff entspricht.
2. Etablierung eines heimischen Marktes für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff.
3. Umstellung auf elektrolytisch erzeugten H₂ in der industriellen Anwendung, wobei Fördermittel unterstützend wirken sollen.
4. Aufstellung eines neuen Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, das auf die Stahl- und Chemieindustrie mit ihren prozessbedingten Emissionen abzielt.

Für den Wasserstofftransport- und die -verteilung umfasst der im Jahre 2020 vorgelegte Plan der Fernleitungsbetreiber die Errichtung eines 1.200 km langen Startnetzes für Wasserstoff bis 2030, wovon rund 90 % durch eine Anpassung des bestehenden Erdgasnetzes realisiert werden sollen [145]. Da auch Importe über die Niederlande geplant werden, müsste hierfür auch eine Anpassung des rechtlichen Rahmens erfolgen. Die Bundesregierung kritisiert die Regelung der H₂-Netze, da festgestellt wurde, dass der Gesetzesentwurf nur einen geringen Beitrag zur weitgehend integrierten Betrachtung und systemübergreifenden Entwicklung unterschiedlicher Energieinfrastrukturen leistet. Die Energieinfrastruktur solle stärker integriert betrachtet werden, womit die Einführung eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans für Gas und Wasserstoff überdacht werden müsste, da viele Überschneidungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans für Gase existieren [146, 147]. Es wurde überlegt, dass sich die Anwendung bestehender Regularien auf einen entwickelnden Markt nicht sinnvoll auswirken würden. Besonders in der Markthochlaufphase von H₂ könnte es so zu einer Überregulierung und zu rechtlichen Folgefragen kommen, die die Entwicklung erschweren [146, 147]. Es gilt hier aber zu beachten, dass Regulierungen eine Rechtssicherheit für Akteure schaffen. Es bestünde Gefahr, dass Akteure, ohne Kenntnisse der künftigen Rahmenbedingungen, nur zurückhaltend Investitionen tätigen [143]. Die Bundesregierung sieht vor, dass H₂ verschiedene Verwendungsformen einnehmen soll. Zudem seien die chemischen und energetischen Eigenschaften zu hochwertig, um es in das Gasnetz einzuschleusen [148]. An der H₂-Speicherung wurde kritisiert, dass diese zur Einspeicherung, sowie zur Ausspeicherung, Strom verbraucht. Dadurch blieben Speicher Letztverbraucher und müssten im Grundsatz alle Abgaben, Steuern, Umlagen und Netzentgelte entrichten, wovon sie zu befreien sind [148].

Bevor konkrete H₂-Regulierungen erarbeitet werden, müsste erst überprüft werden, in welchem Umfang diese notwendig sind, bzw. inwieweit es angebracht ist, eine umfangreiche Entflechtung der Netze vorzunehmen [143]. Es ist aufgefallen, dass die Anwendung des EnWG nur auf elektrolytisch hergestellten Wasserstoff beschränkt ist. Ein Themenfeld, das sich zurzeit verstärkt in der Forschung wiederfindet, ist die Erzeugung eines wasserstoffreichen Synthesegases mittels der Hochtemperaturpyrolyse von Kunststoffabfällen. Das aufbereitete Produktgas wird als türkiser Wasserstoff definiert, wobei zur Energiebereitstellung des Prozesses erneuerbare Energien bezogen werden. Diese Herstellungsart von H₂ ist derzeit nicht im Regelwerk beinhaltet. Bei der Einführung eines regulierten Wasserstoffversorgungsnetzes wären auch die Entwicklung und der Ausbau in einem ganzheitlichen Ansatz verbindlich gewährleistet, und würden sich nicht nur auf die Erdgasinfrastruktur begrenzen [143]. Da Wasserstoff nicht konkret im EnWG definiert ist, sollte das Regelwerk umfassend überarbeitet werden, wobei ein eigenes Wasserstoffgesetz anzustreben wäre. Jedoch sollte von einer Ergänzung der Gasdefinition um Wasserstoff und Methan abgesehen werden, da die Entwicklung erst abgeschätzt werden muss [143]. Bei der Einführung von Wasserstoffregularien ist zu beachten, dass diese auch die europäischen Bestrebungen berücksichtigen. Der europäische Rechtsrahmen wird aktuell überarbeitet.

Geschieht diese Beachtung nicht, besteht die Gefahr, dass die europäischen Regularien das deutsche Regelwerk überholen [143].

4.2.2 Normen und aktuelle Entwicklungen in Japan

In Japan werden alle Gase, die höher als 1 MPa komprimiert werden, als Hochdruckgase bezeichnet. Wasserstoff zählt zu diesen Hochdruckgasen und wird nach dem Hochdruckgas-Sicherheitsgesetz geregelt. Dieses besteht hauptsächlich aus der Konformität der Anlagen und Geräte, der Erstellung von Handbüchern und Sicherheitsaspekten und dem Einsatz von qualifiziertem Personal [149]. Das Hochdruck-Gasgesetz regelt die Herstellung, die Speicherung, den Verkauf, den Transport, die Nutzung, sowie die Entsorgung von Hochdruckgasen aus Behältern. Das Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie (METI) reguliert zudem die Exploration und Produktion von Erdgas. Die Regierung erließ bereits 2002 die „Basic Act on Energy Policy“, um die Maßnahmen zur Energieversorgung und –nachfrage auf eine langfristige und umfassende Basis zu fördern [150]. Japan hat sich als langfristiges Ziel gesetzt, von 2013 bis 2050 die CO₂-Emissionen um 80 % zu reduzieren. 2018 wurde der fünfte strategische Energieplan veröffentlicht, der im Rahmen des Basic Act on Energy Policy formuliert wurde. Die Merkmale des Strategischen Energieplanes werden in Abschnitt 1.3.2 beschrieben.

In Japan gibt es ebenfalls kein spezifisch geltendes Wasserstoffgesetz, da es als eine Art Hochdruckgas geregelt wird. Für die Speicherung und Herstellung ist eine Genehmigung des Präfekturgouverneurs erforderlich, wobei sich die Anforderungen nach Menge und Speicherung richten. Für den Transport gelten die technischen Standards des Hochdruck-Gassicherheitsgesetzes, sowie baurechtliche und umwelttechnische Vorschriften. Zur Einhaltung des Luftreinhaltungsgesetzes müssen regelmäßige Messungen von Ruß, Rauch, Stickoxide durch die Kommunen erfolgen [141]. Jedoch sind die Grenzwerte in vielen Gemeinden unterschiedlich. Für die H₂-Nutzung an Tankstellen gelten ebenfalls das Hochdruck-Gassicherheitsgesetz, sowie das Baugesetz, welche bestimmte Bereiche für den Bau der Tankstellen einschränken [141]. Zur Installation von H₂-Tankstellen sind viele Vorschriften bezüglich der Konstruktion, des eingesetzten Materials und des Betriebs zu berücksichtigen. Um den Zeitaufwand zu verringern, vereinfachte das METI die Gesetzgebung [151]. Für den Transport und die Speicherung von H₂ gelten die Vorschriften der „Exemplified Standards of the Regulation on Safety of General High Pressure Gas“ (GHPGSR). Diese definieren die anzuwendenden Materialien durch entsprechende Nickel-Äquivalente. Die einzelnen Werte der Nickel-Äquivalente sind nach drei verschiedenen Temperaturbereichen eingeteilt [151]. Der Grund zur Beachtung solcher Nickel-Richtwerte liegt an der Wasserstoffversprödung durch die Anwesenheit von Nickel.

Das Erreichen von niedrigen H₂-Nutzungskosten soll durch eine Kombination von günstiger Energie aus dem Ausland ermöglicht werden. Dies soll durch die Kombination von Carbon Capture and Storage und durch die Beschaffung von Wasserstoff aus Übersee geschehen. Japan strebt bis 2030 so die Beschaffung von 300.000 t H₂ pro Jahr an [141, 152]. Zur Realisierung der wasserstoffbasierten Gesellschaft sollen Power-to-Gas Technologien gefördert und die Elektrolysekosten gesenkt werden. Im März 2020 wurde die weltweit größte (10 MW) erneuerbare H₂-Produktionsanlage Fukushima Hydrogen Energy Research Field eröffnet. Zusätzlich wird hier auch die Nutzung von Klärschlamm und Kunststoffabfällen als Wasserstoffquelle in Betracht gezogen [141]. Der H₂-Transport aus Übersee soll künftig vermehrt in Form von flüssigem H₂ erfolgen. Hierzu plant Japan bis 2030 die Realisierung einer Wasserstoffleitung. Im Herbst 2020 erfolgte bereits die Inbetriebnahme eines Spezialtanks, in welchem der Wasserstoff in Australien geladen und bei – 253 °C nach Japan verschifft wurde [153]. Besonders der H₂-Einsatz im Transportsektor soll erhöht werden. Nach heutigem Stand verzeichnet Japan 131 H₂-Tankstellen [141].

Aus der Gesetzgebung Japans ist abzulesen, dass es in manchen Bereichen keine einheitliche Regulierung bezüglich Hochdruckgasen gibt, zu welchen H₂ schließlich gezählt wird. Die Kommunen können die Regulierungen z.T. eigens verändern bzw. interpretieren. Eine einheitliche Gesetzgebung in Japan könnte hier angestrebt werden.

4.2.3 Normen und aktuelle Entwicklungen in Südkorea

Das Ministerium für Handel, Industrie und Energie (MOTIE) ist zuständig für alle Regelungen, die Energieressourcen wie Strom, Erdöl und Gas betreffen. Das Petroleum Substitute Fuel Business Act (PBA) und das Urban Gas Business Act (UGBA) regeln die Verteilung von Gasen an die Verbraucher, wobei der erlassene „High-Pressure Gas Safety Control Act“ die Sicherheit vor möglichen Gasexplosionen gewährleisten soll [154].

Südkorea verkündete 2020 das weltweit erste Wasserstoffgesetz, das am 5. Februar 2021 in Kraft getreten ist. Unter diesem Gesetz sollen bis 2040 500-1.000 Unternehmen mit einer Spezialisierung auf Wasserstofftechnologien entstehen. Zudem plant die Regierung das Energiesystem durch ein grünes wasserstoffzentriertes System auszutauschen [141]. Grüner Wasserstoff wird durch die Wasserelektrolyse aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt. Von der Einführung des geplanten neuen Wasserstoffgesetzes wird erwartet, dass es die zentrale Gesetzgebung zur H₂-Regulierung wird.

Die Erzeugung von H₂ ist nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) nur durch Lizenzvergaben möglich, ebenso wie die Errichtung von Brennstoffzellenversorgungseinheiten. Nach §36 des Wasserstoffgesetzes müssen Unternehmen, die H₂-Brennstoffzellen oder wasserstoffbezogene Komponenten herstellen, eine Genehmigung der örtlichen Bezirksbehörde erhalten. Dies gilt auch für ausländische Unternehmen, die Komponenten nach Südkorea exportieren wollen. Der Transport von H₂ wird nach §50 des Wasserstoffgesetzes geregelt, wobei ein Bericht und eine Offenlegungspflicht des Verkaufspreises von H₂ besteht. Zudem wird in diesem Artikel der sichere Umgang mit Hochdruckgasen festgelegt. Es besagt, dass Tube-Trailer und Spezialrohre verwendet werden müssen. Sicherheitsvorschriften bezüglich des Umgangs mit Wasserstoff sind hier ebenfalls geregelt. Das Energieministerium erarbeitet noch eine Vollzugsverordnung, die dem H₂-Gesetz untergeordnet sein wird. Als Regierungsbehörde ist zurzeit das Energieministerium für die H₂-Regulierung verantwortlich, wobei einige Regularien auf lokale Behörden aufgeteilt werden. Jedoch soll es ein spezielles Institut zur Förderung der Wasserstoffindustrie, des Vertriebs und des Sicherheitsmanagements geben [141].

Südkorea investiert schon seit längerem stark in wasserstoffbezogene Projekte. Weltweit verzeichnet das Land die größte Anzahl an Verkäufen von wasserstoffbetriebenen Autos. 2019 wurden 4.194 Fahrzeuge registriert, sowie 34 Wasserstofftankstellen [141]. Aus weiteren Vorhaben der Regierung wird offensichtlich, dass besonders der Ausbau der Brennstoffzellen-Technik für das Transportwesen und zur Energieerzeugung gefördert werden soll. Ziel ist die Schaffung eines umfassenden Wasserstoff-Ökosystems bis 2040. Analog zu Japan sollen Transporttechnologien für flüssigen H₂ erforscht werden. Es bestehen Pläne für den Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur und Änderungen des Wasserstoffgesetzes werden angestrebt. Geplant ist der Bau von speziellen Wasserstoffpipelines im ganzen Land und der Erlass eines Wasserstoffwirtschaftsgesetzes, das die rechtlichen Grundlagen zur Förderung der Wirtschaft festlegen soll. Zudem soll ein wasserstoffspezifisches Sicherheits- und Managementgesetz erlassen werden. Kritisch hierbei ist jedoch, dass Lockerungen für bestehende Vorschriften zur H₂-Speicherung angestrebt werden. Beispielsweise ist eine Erhöhung des Betankungsdrucks von 35 MPa auf 45 MPa vorgesehen [155].

Durch das Wasserstoffgesetz wird eine einheitliche Rechtslage in Südkorea geschaffen, die diverse Vorteile mit sich bringt. Es kommt jedoch nicht zum Ausdruck, wie die Zumischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze geregelt ist. Im Mai 2019 kam es zu einer Explosion eines H₂-Speichertanks, bei der zwei Menschen gestorben sind und sechs weitere verletzt wurden [156]. Dieser Vorfall führte zu mehreren Protesten, die ungenügende Regeln und Sicherheitsvorkehrungen kritisierten. Durch das erlassene Wasserstoffgesetz wurden nun einheitliche Sicherheitsvorkehrungen getroffen, die jedoch wieder gelockert werden sollen. Es wird eindeutig, dass die Prioritäten Südkoreas die Marktführung im Bereich der Brennstoffzellentechnik und die großmaßstäbliche Produktion von Brennstoffzellen als

Energieerzeuger sind. Der Inlandmarkt wird von der Regierung priorisiert [156]. Die geplante Wasserstoffstrategie Südkoreas hat zum größten Teil den Zweck das wirtschaftliche Wachstum des Landes auszubauen. Anders als in Japan wird der klimafreundlichen H₂-Herstellung keine große Relevanz gegeben, sondern es werden vermehrt petrochemische Prozesse gefördert. Der Zusammenhang zwischen Dekarbonisierung und der Herstellung von Wasserstoff wird in der Wasserstoffstrategie nicht erwähnt. Die Regierung hat sich jedoch bis 2040 das Ziel gesetzt, 70 % der H₂-Nachfrage mit „Clean H₂“ zu decken. Dazu zählen neben heimischen erneuerbaren Energien auch Importe aus Übersee. Das impliziert jedoch, dass der Wasserstoff in Südkorea für einen langen Zeitraum grau bleiben wird. Dadurch würden weder die Anforderungen des Pariser Klimaabkommen erfüllt werden, noch wäre diese Strategie kompatibel mit der H₂-Klimaneutralität anderer Länder [156]. Es bleibt abzuwarten, welche Pläne die Regierung in Zukunft verfolgen wird und welche Änderungen an dem Wasserstoffgesetz vorgenommen werden. Die von der Regierung geplante Kohlenstoffneutralität bis 2050 würde starke Veränderungen und Anpassungen der H₂-Strategie verlangen. Jedoch umfasst diese bisher lediglich die Planung von leistungsstärkeren Anlagen, ohne die Betrachtung der Herstellung von blauem oder türkisenem Wasserstoff.

4.2.4 Internationale Best Practices Regulatorik

Im nachfolgenden Kapitel sind internationale Best Practices zum regulatorischen Umgang mit Wasserstoff in den Bereichen Herstellung, Speicherung, Konditionierung, Verteilung und Nutzung dargestellt. Wie bereits erwähnt, findet sich der gesamte Überblick in Anhang 9.5, Tabelle 33.

Herstellung

Die Herstellung von Wasserstoff ist in Deutschland schon durch bestehende Gasgesetze umfassend geregelt. Hier wird sogar zwischen zwei Arten von Wasserstoff unterschieden: Wasserstoff gemäß der Definition für Gas nach §3 Nr. 19 des EnWG oder Biogas, wenn er elektrolytisch hergestellt wurde [141]. In Japan wird die H₂-Herstellung über das Hochdruckgas-Gesetz geregelt, wobei Einhaltung des Luftreinigungsgesetzes und Baugesetze zu beachten sind [141]. Im Gegensatz zu anderen Regulierungen, wie bspw. in Südkorea, beinhalten die Gasgesetze schon elektrolytisch hergestellten Wasserstoff. In vielen H₂-Regulierungen anderer Länder erfolgt keine Unterscheidung zwischen Reformierungs- und Elektrolyseverfahren. Die Mitbetrachtung von türkisenem Wasserstoff müsste aber noch in jeder Gasregulierung berücksichtigt werden.

Speicherung

Japan konkretisiert die Art der H₂-Speicherung im Hochdruck-Gasgesetz. Hierzu müssen konkrete Anforderungen an Mengen und Speicherungen eingehalten werden, um Genehmigungen zu erhalten. Zudem werden Nickel-Äquivalente als Richtwerte verwendet [151]. Frankreich wendet ebenfalls solch ein Kriterium für Wasserstofftanks an. Der Energiepark in Mainz gilt national sowie international als ein Innovationsprojekt im Bereich der Sektorenkopplung und Energiespeicherung. Im Juli 2015 wurde die damals weltweit größte Elektrolyseanlage der Linde Group, Siemens und der Mainzer Stadtwerke eingeweiht. Erzeugt wird grüner H₂, wobei die Energie aus benachbarten Windkraftanlagen bereitgestellt wird. Der Energiepark kann Strom von bis zu drei 2 -MW -Windrädern aufnehmen. Verwendet wird der erzeugte Wasserstoff schließlich in Tankstellen und zur Beimischung in Gasleitungen [157]. Elektrochemische Speicher stellen in Zukunft ebenso einen wichtigen Aspekt dar. In Australien wird an Cluster-Lösungen geforscht, wobei insbesondere die Entwicklung der nächsten Batteriegeneration, die der elektrochemischen Energiespeicher, für die Elektromobilität und den Netzbetrieb priorisiert verfolgt werden soll [158].

Konditionierung

Durch Gasregularien wird bereits europaweit festgelegt, inwieweit eine Konditionierung durch Zumischung erfolgen kann. Durch den sogenannten Wobbe-Index, der die Austauschbarkeit von Brenngasen beschreibt, können Kennwertfenster und

Brennwertbereiche zur Einhaltung der Dichte definiert werden [159]. Die Festlegung von Konditionierungs-Richtlinien würde entfallen, wenn ein reines Wasserstoffnetz gebaut wird, wie es beispielsweise in Japan geplant ist. Regularien der einzuhaltenden Grenzwerte werden für die europäischen Mitgliedsstaaten im Amtsblatt der Europäischen Union C 206/1 aufgeführt [160]. In Deutschland wird geplant, den potentiell möglichen Wasserstoffanteil im Erdgasnetz schrittweise aufzustocken [141].

Verteilung

Die Verteilung von Wasserstoff erfolgt in den meisten Ländern über Drucktanks per LKW. In Deutschland regelt die Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall neben der Biogas-Einspeisung auch die Wasserstoff-Einspeiseanlagen (WSEA). Ein weiterer Beitrag zur Sektorenkopplung ist die Erforschung von unterschiedlichen Wasserstofftransportmedien wie flüssigem organischem Wasserstoff (LOHC), Methanol (CH₂OH) oder Ammoniak [158]. Das Beispielprojekt „HyBayern“ plant einen geschlossenen Kreislauf aus grüner Wasserstoffherzeugung,- Verteilung und –Nutzung in Fahrzeugen. Der Elektrolyse-H₂ wird regional hergestellt, wobei teilweise eine Vor-Ort-Betankung aus Stromüberschüssen aus Photovoltaik umgesetzt wird [161]. Japan hat im Herbst 2020 Spezialtanks zur Förderung von flüssigem H₂ bei -253 °C von Australien nach Japan per Schiffverkehr vorgenommen [153].

Nutzung

Japan forscht an Carbon-Capture and Storage Technologien. Die von Japan gegründete „New Energy and Industrial Technology Development Organization“ (NEDO) stellt zentrale Schnittstellen zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und Politik dar. Zudem hat Japan in seinem strategischen Energieplan die Förderung von Power-to-Gas Technologien vorgesehen. In Polen hat das Klimaministerium eine Gesetzesänderung über das Überwachungs- und Kontrollsystem erlassen, wodurch Wasserstoff in die Definition von Kraftstoffen eingegliedert wurde und somit für den Transport Verwendung findet. Darüber hinaus befasst sich das Gesetz mit der Qualität des H₂, wodurch der zuständige Minister ermächtigt wurde, die Qualitätsbedingungen für Wasserstoff und die Probenentnahme zu regeln [141].

4.3 Pilotprojekte in Deutschland

Es existieren diverse Initiativen, die anhand von Modellregionen den Mehrwert einer Einbindung von Wasserstofftechnologien analysieren und darstellen. Da der zugrundeliegende Gedanke Parallelen zu den in vorliegender Untersuchung betrachteten industriellen Wasserstoff-Hubs aufzeigt, werden im Folgenden exemplarisch drei Pilotprojekte in Deutschland beschrieben.

4.3.1 Metropolregion Rhein-Neckar – H2Rivers

Die Metropolregion Rhein-Neckar und Mittlerer Neckar gilt als ein Vorzeigestandort für die Entwicklung eines Wasserstoffnetzwerkes. Die Rhein-Neckar GmbH hat die Konsortialführung für das Projekt H2Rivers übernommen, das vom Bund gefördert wurde und aus 18 Partnern besteht [162]. H2Rivers diente dazu, den Wasserstoff als Energieträger im Verkehrssektor wettbewerbsfähig zu machen [163]. Das Projekt ging aus der ersten Runde des nationalen HyLand Förderprogramms als Gewinner in der Kategorie HyPerformers hervor, wodurch 20 Mio. € an Fördergeldern zum Netzausbau erzielt werden konnten [93]. Für das Gesamtprojekt wurden für die Bewerbung an HyLand 61 Mio. € angegeben, von denen noch 41 Mio. € zu decken sind [162].

Das Ziel des Projektes H2Rivers war die erweiterte Anwendung des Wasserstoffs im Verkehrsbereich, wodurch jetzt schon brennstoffzellenbetriebene Busse auf den Straßen der Region zu finden sind. Die Metropolregion hat das weitere Ziel, ein Wasserstoff-Ökosystem in den Sektoren Verkehr und Industrie aufzubauen [164]. Hierbei wird besonders die Umstellung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) auf emissionsfreie Fahrzeuge gefördert. Geplant ist ein Wasserstoffumsatz von mehr als 380 t pro Jahr [163].

Die an dem Projekt beteiligten Partner decken die komplette Wertschöpfungskette des Wasserstoffes ab. Zurzeit wird der H₂ von BASF geliefert, jedoch wird die Nutzung von grünem Wasserstoff angestrebt [162]. Nach einer Studie der Rhein-Neckar GmbH wurde festgestellt, dass der benötigte H₂, der sich auf 125 t pro Jahr beläuft, vollständig lokal und aus erneuerbaren Energien durch Elektrolyse erzeugt werden kann [162]. 90 t H₂ können hierbei schon von einem Elektrolyseur aus Waiblingen bezogen werden. Dieser gehört zu den Projektpartnern des mittleren Neckarraumes und wird künftig für Wasserelektrolyseanlagen und angeschlossenen Tankstellen sorgen. Geplant ist dies auf dem Hess-Gelände, das als neu angeschlossenes Industriegebiet fungiert [164]. Weiteres Ziel des Projekts ist der Bau bzw. Ausbau von Hochdruck-Abfüllanlagen, H₂-Tankstellen, und Brennstoffzellenfahrzeugen, die neben Bussen auch Müll- und Straßendienstfahrzeuge umfassen [93, 162]. Zudem ist die Entwicklung einer Wasserstoff-Roadmap geplant, die über die noch zu gründende Plattform „Wasserstoff und Brennstoffzelle – H2BW“ erfolgen soll [93].

4.3.2 H₂-Region Emsland

Die H₂-Region Emsland wird ebenfalls von HyLand als HyExperts gefördert, wobei der Region eine Fördersumme von 300.000 € zur Erstellung und Berechnung von Wasserstoffkonzepten zur Verfügung gestellt wurde [165]. Die Wasserstoffregion setzt sich aus mehreren Wasserstoffakteuren zusammen. Die Geschäftsstelle der H₂-Region liegt im IT-Zentrum Lingen [165]. Das Gebiet zur Errichtung des Wasserstoff-Hubs wurde 2019 gewählt. Im August 2020 startete die 15-monatige Laufzeit des Pilotprojekts zur Produktion, Verteilung und Nutzung von grünem H₂ [166].

Das Gesamtkonzept der H₂-Region Emsland zielt die künftige Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in den Sektoren der Industrie, Mobilität und Energieversorgung an, bei dessen Ausbau der grünen Wasserstoffwirtschaft besonders kleine und mittelständische Unternehmen miteinbezogen werden [165]. Da sich das Projekt noch in der Entwicklungsphase befindet, ist vorgesehen, die Fördergelder zum Aufbau eines integrierenden Konzeptes zu nutzen [166].

Im Fokus des Projektes steht der Sektor der Mobilität. Das Gesamtprojekt wurde hierzu in verschiedene Projektstufen gegliedert. Die erste Phase befasst sich mit der Ist-Analyse der H₂-Erzeugung und des Verbrauches der drei betrachteten Sektoren. In der zweiten Phase werden mögliche Potenziale von Erzeugern und Verbrauchern erfasst und miteinander verglichen, um mögliche Szenarien zu entwickeln. Da besonders der Sektor der Mobilität im Fokus steht, sollen optimale Standortbedingungen für Wasserstofftankstellen ermittelt werden, sowie die Abhängigkeit von Abnehmern wie Bussen und Straßendienstfahrzeugen. Neben der Sektorenkopplung wird viel Wert auf einen Dialog mit regionalen Akteuren und der Informationsvermittlung gelegt, um eine gemeinsame Vision des Projektes zu entwickeln [165, 166].

Die H₂-Region Emsland ist zudem an der Initiative GET H₂ Nukleus, sowie sieben weitere Unternehmen, beteiligt. Diese Initiative hat die grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur und Speicherung zum Ziel, welche in mehreren Schritten erreicht werden soll. Die Regionen mit hohem erneuerbaren Energien Anteil und H₂-Erzeugung werden miteinander durch ein 130 km langes Wasserstoffnetz verbunden, welches sich von Lingen bis nach Gelsenkirchen zieht [167]. Als erster Schritt ist der Aufbau einer öffentlich zugänglichen Wasserstoffinfrastruktur bis 2024 geplant. Anschließend ist die Anbindung an den Niederlanden, sowie die Speicherung und Einbindung der Wasserelektrolyseerzeugung in Salzgitter bis 2026 vorgesehen. Dadurch soll bis 2030 ein bundesweites Wasserstoffnetz mit anderen Wasserstoffregionen hergestellt werden [167].

4.3.3 Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz

Das geplante Projekt Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz (HH-WIN) der Gasnetze Hamburg und der Umweltbehörde soll die Basis für eine entstehende Wasserstoffwirtschaft darstellen [168]. Neben dem Ziel der Versorgung der Industrie mit Wasserstoff, stellt auch die Dekarbonisierung einen wichtigen Punkt in dem Projekt dar. Mit einer geschätzten

Gesamtinvestition von 90 Mio. € ist neben dem Umbau bestehender Gasleitungen auch der Aufbau eines Wasserstoffnetzes vorgesehen, der bereits von zunächst 45 km Länge auf 60 km ausgeweitet wurde [169].

Als Ziel hat sich die Gasnetze Hamburg den Bau eines Wasserstoffnetzes südlich der Elbe vorgenommen, das durch zwei Ausbaustufen entstehen soll. In dem Projekt ist ausdrücklich die Versorgung mit grünem Wasserstoff geplant, womit besonders die leistungsstarke Industrie zu versorgen ist. Mit dem Bau des Wasserstoffnetzes soll der Anschluss der Hamburger Industrie an Wasserstoff-Fernleitungen und weitere einspeisende Institutionen vorgenommen werden [168]. Zudem setzte sich Hamburg bis 2030 das Ziel seine CO₂-Emissionen um 55 % zu senken, wobei der Umstieg auf Wasserstoff einen erheblichen Teil zur Reduktion beitragen soll.

Der Sektor, der am meisten vom Bau des Wasserstoffnetzes profitiert, ist die Industrie, da hier der größte Bedarf an H₂ ermittelt wurde und sich demnach die Infrastruktur bilden soll [168]. Es ist noch kein genauer Zeitplan vorgesehen, jedoch wird sich nach den Akteuren in der Industrie, den Erzeugern und den H₂-Importen gerichtet. In der ersten Ausbaustufe sollen bis 2030 Industrieunternehmen und Tankstellen für Schwerlastverkehre und Schiffe angeschlossen werden [169]. Dadurch rechnen sich die beteiligten Unternehmen einen Rückgang der CO₂-Emissionen von 1,2 Mio. t CO₂ jährlich aus [169]. Die gebauten Leitungen sollen mit einer Kapazität von 3,3 GW ausgelegt werden, wodurch 100 t H₂/h transportierbar werden [168]. In der bis 2035 zu erreichenden zweiten Ausbaustufe ist auch die Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen geplant. Die Erzeugung des H₂ soll mittels Wasserelektrolyse am Hafen erfolgen, wobei der Baustart auf 2026 festgelegt wurde [168]. Neben der lokalen H₂-Erzeugung sind auch Wasserstoffimporte am Hafen vorgesehen. Neben der bundesweiten H₂-Förderung haben die norddeutschen Bundesländer eine eigene Wasserstoffstrategie verfasst. In dieser wird vorgesehen, die Wasserstofferzeugung nach Niedersachsen und Schleswig-Holstein zu verlegen. Zudem verkündete die Bundesregierung Anfang 2020, dass eine Nord-Süd Verbindung mit leistungsfähigen H₂-Transportnetzen angestrebt wird [168].

4.4

Wasserstoff-Infrastruktur

Als Wasserstoff-Infrastruktur wird das Zusammenspiel verschiedener Technologien bezeichnet, die die Erzeugung, die Speicherung, den Transport und dazwischen notwendige Umwandlungen des Wasserstoffs ermöglichen. Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Technologien vorgestellt, deren Anwendung und Kombinationen in den Fallstudien ökonomisch und ökologisch bewertet werden.

4.4.1

Wasserstoff-Erzeugung

Durch eine umfangreiche Literaturrecherche wurde eine Vielzahl an Technologien identifiziert, die zur Wasserstoffproduktion angewendet bzw. in kurz- bis mittelfristiger Zukunft potentiell angewendet werden könnten. Die entsprechenden Verfahren mit jeweiligen Prozessparametern hinsichtlich Temperaturniveau und Druckstufe sind in Tabelle 5 aufgelistet. Zudem wird eine Einschätzung über den Entwicklungsstand der einzelnen Technologien abgegeben. Dabei geht die angewendete Skala von „Forschung“ über „Versuchsanlagen“ und „Kommerzielle Anwendung“ bis zur „Industrielle Anwendung“. Auf Basis dieser Information oder – falls vorhanden – auf Basis hinreichender Literaturquellen wurden die Technologien in die gängige Skala der Technology Readiness Levels eingeordnet. Zuletzt wurde die Emissionsintensität in Kilogramm (Kohlenstoffdioxid-Äquivalente) CO₂e pro produziertem Kilogramm Wasserstoff recherchiert.

Tabelle 5 - Technologien zur Wasserstoffherstellung [atm. = Atmosphärischer Druck; RT = Raumtemperatur]

Input	Technologie	Temp [°C]	Druck [bar]	Entwicklungsstand	TRL	Carbon Footprint [kg CO ₂ e/kg H ₂]	
Kohlenwasserstoffe	Autotherme Reformierung	850 (Input: Methan) [170]	30-100 [171]	Versuchsanlagen / Kommerzielle Anwendung [170]	7-8 [172]	12,26 (Input Methan) [173]	
	Cracken von Kohlenwasserstoffen	>800 [170]	k.A.		9		
	Pyrolyse/Kvaerner Verfahren	1.600 [174]	k.A.	Versuchsanlagen / Kommerzielle Anwendung [173]	4-5 [27]	4,44 [173]	
	Thermal Plasma Technology	2.000 [172]	0,1 - 100 [172]	Forschung [172]	4-5		
	Non-Thermal Plasma Technology	k.A.	meist 1 [172]	Forschung [172]	4-5		
	Dampfreformierung	700-800 [174]	25-30 [170]	Industrielle Anwendung [175]	9 [172]	11,9-12,13 (Input: Methan) [176] 9,193-14,02 (Input: Biomasse) [176]	
	Partielle Oxidation/Vergasung	1.000 ohne Kat.: 1.200-1.500 [170]	ohne Kat.: 30-40 [170]	Ind. Anwendung [175]	9 [172]	24,2 (Input: Kohle) [176, 177] 1-2,67 (Input: Biomasse) [176, 178]	
Biomasse	Photofermentation	k.A.	k.A.	Forschung [179, 180]	1-3		
	Dunkelfermentation	25 - >80 [180]	k.A.	Forschung [179, 180]	2-3	16,29/6,6 (ohne/mit Energierückgewinnung) [176] 14,57 (mit H ₂ Rückgewinnung) [176]	
	Hybride Systeme (Fermentation)	k.A.	k.A.	Forschung [179, 180]	1-3		
	Photokatalyse mit Algen	k.A.	k.A.	Forschung [175, 179-181]	1-3		
	Photokatalyse mit "künstlichem Blatt"	RT [182]	k.A.	Forschung [175, 182]	1		
Wasser	Thermolyse	2.000 (Absenkung durch Kat.) [174]	<= 1 [183]	Forschung [174]	1-2	0,7 [177]	
	Alkalische Elektrolyse (AEL)	60-90 [184]	atm. -30 [184]	Ind. Anwendung [185]	9 [184]	23,68 (Strom-Mix DE) [186] 0,6 (Windstrom) [187]	
	PEM-Elektrolyse (PEMEL)	50-80 [184]	atm. -50 [100]	Kommerzielle Anwendung [185]	7-8 [184]	29,54 (Netzstrom, UCTE) [176] 2,21 (Windstrom) [176]	
	Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)	700-900 [174, 184]	Atm. [184]	Versuchsanlagen / Kommerzielle Anwendung [185]	4-6 [184]	23,32 (Netzstrom, UCTE) [176] 5,10 (Windstrom) [176]	
	Alkalische Membran-Elektrolyse (AEM)	50-70 [188]	30 [188]	Forschung [188]	4-6 [27]		
	Alkalische Hochtemp- & Druckelektrolyse (HTP-AEL)	200 [189] 150-250 [190]	20 - 40 [190]	Forschung [191]	1-2		
	Meerwasser-Elektrolyse	20-80 [192]	k.A.	Forschung [192, 193]	1-3 [27]		
	Schmelzkarbonat-Elektrolyse (MCEC)	650 [194]	k.A.	Forschung [194]	1-3		
	Metalle	Wasserstoff aus unedlen Metallen: SILICIUM	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
		Wasserstoff aus unedlen Metallen: EISEN	380 [170]	k.A.	k.A.	k.A.	

Sortiert wurden die Technologien nach Hauptinputmaterialien, auf denen die einzelnen Prozesse basieren. Zum Teil existieren dabei Überschneidungen. So können sowohl Dampfreformierung als auch die partielle Oxidation Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen

und bestimmten Biomassen generieren. Die Nutzung von Kohlenwasserstoffen dominiert dabei die industrielle Anwendung. Eine weitere Überschneidung besteht zwischen Wasser und Biomasse, da bspw. die Photokatalyse mit Algen beide Ausgangsmaterialien benötigt. Zu erwähnen ist außerdem, dass z.T. relevante Inputs der Übersichtlichkeit geschuldet nicht aufgeführt werden. So benötigen sämtliche Elektrolysetechnologien signifikante Mengen Energiezufuhr in Form elektrischen Stroms. Die im Entwicklungsstadium befindliche Schmelzkarbonat-Elektrolyse erfordert zudem Kohlenstoffdioxid als Eingangsstoff. Die großindustriell angewendete Chloralkali-Elektrolyse benötigt hingegen neben Wasser auch Natriumchlorid als Ausgangsmaterial. Mit Ausnahme der Dunkelfermentation laufen die aufgeführten Fermentationsprozesse ausschließlich unter Zufuhr von Sonnenlicht ab. Zudem ist bei einigen Prozessen externe Energiezufuhr notwendig, um notwendige Temperaturniveaus und Druckstufen zu erreichen. Dies betrifft im Besonderen Maß den Thermolyseprozess, die Dampfreformierung und die Hochtemperaturolektrolysezelle.

Da die vorliegende Untersuchung die Substitution von grauem durch grünen Wasserstoff in kurz- bis mittelfristigem Zeithorizont fokussiert, werden im Folgenden diejenigen Technologien beschrieben, die bereits heute im großmaßstäblichen Umfang angewendet werden, bzw. dahingehend in besagtem Zeitraum ein hohes Potenzial vorweisen. Der heutige Wasserstoffbedarf in Deutschland wird zum größten Teil aus der Dampfreformierung und der autothermen Reformierung gedeckt [27]. Dabei basieren beide konventionellen Prozesse auf der Prozessierung von fossilem Erdgas. Entsprechend ist das entstehende Produkt derzeit in Deutschland grauer Wasserstoff. Die Herstellung von grünem Wasserstoff spielt bis dato eine untergeordnete Rolle (weltweit ca. 5 % der Wasserstoffproduktion – exkl. Wasserstoff als Nebenprodukt in industriellen Prozessen [195]). Nach aktuellem Stand der Technik bieten Elektrolysetechnologien, betrieben mit Strom aus erneuerbaren Energien, die Möglichkeit sukzessive grauen durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. Die derzeit relevantesten Technologien in diesem Kontext sind die alkalische-, die Protonen-Austauschmembran- sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse.

Der größte Teil des in Deutschland hergestellten **grauen Wasserstoffs** wird aktuell aus der **Dampfreformierung** von Erdgas gewonnen. Besonders der hohe Wirkungsgrad von 83 % qualifiziert den Prozess für die großmaßstäbliche Nutzung. Der endotherme Prozess wandelt Erdgas und Wasser in einem gasbeheizten Reaktor mit Nickel- oder Edelmetallkatalysator (Reformer) zu Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid um. Hohe Prozesstemperaturen von 700 bis 800 °C sowie Drücke i.H.v. 25 bis 30 bar erfordern externe Energiezufuhr [170, 174]. Diese erhöht neben der Nutzung von Erdgas als Ausgangsmaterial die Emissionsintensität der Prozessierung signifikant. Nichtsdestotrotz wurde die Energieeffizienz in den vergangenen Jahren durch verschiedene Maßnahmen bzgl. der Optimierung des Wärmetransports sowie des Druckmanagements stark verbessert [174]. Meist wird eine Wassergas-Shift Reaktion (WGS) an den Reformierungsprozess angeschlossen, um die Wasserstoffausbeute zu erhöhen. Dabei wird das entstandene Kohlenstoffmonoxid mit Wasserdampf versetzt. Die Reaktionstemperatur variiert dabei in Abhängigkeit des genutzten Katalysators (HT-WGS: 350-550 °C; NT-WGS: <200 °C) [174]. Das resultierende Reaktionsgas wird einer Gasreinigung mittels Druckwechseladsorption unterzogen. Hierbei werden CO₂ und weitere unerwünschte Bestandteile entfernt.

Ein relevanter Anteil des in Deutschland produzierten grauen Wasserstoffs wird zudem aus der **autothermen Reformierung** gewonnen [27]. Dieser Prozess ist als Verknüpfung von Dampfreformierung und partieller Oxidation zu verstehen. Entsprechend werden die Vorteile beider Verfahren kombiniert. So wird der aus Kohlenwasserstoffen bestehende Einsatzstoff unter Einsatz von Sauerstoff und Dampf zunächst partiell oxidiert, um Synthesegas zu erzeugen. Bei der anschließenden Abkühlung des entstandenen Gases wird Hochdruckdampf generiert. Dieser wird der Dampfreformierung zugeführt, um den entsprechenden Energiebedarf zu senken bei gleichzeitiger Sicherstellung einer entsprechend hohen Wasserstoffausbeute [174].

Nachteil beider Reformier-Verfahren ist der Ausstoß signifikanter Mengen an Treibhausgasen. Möglichkeit zur Verringerung der Umweltwirkung ist die Nachschaltung einer Carbon-Capture and Storage (CCS)-Technologie. Hierbei bestehen jedoch wiederum Gefahren wie bspw. Leckagen der z.T. unterirdischen Lagerstätten des abgeschiedenen und eingelagerten Kohlenstoffdioxids.

Grüner Wasserstoff wird derzeit hauptsächlich durch Wasserelektrolyse und entsprechend über die elektrolytische Zerlegung von Wasser in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff generiert. Derzeit existieren drei relevante Technologien mit mittel- bis hohem Entwicklungsstand. Diese sind die alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL) sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL). Dabei besteht das Herzstück der Elektrolyseure, der Stack, aus aufeinandergestapelten Einzelzellen. Technologieübergreifende Gemeinsamkeit ist dabei der grundsätzliche Aufbau dieser Zellen aus zwei Elektroden, getrennt durch eine Membran. Zudem finden im Anschluss an die Elektroden teilweise poröse Strömungsverteiler Anwendung (PEMEL, HTEL). Es folgen Interkonnektoren (HTEL), bzw. Bipolarplatten (AEL, PEMEL), sowie Dichtungselemente und teilweise Zellrahmen (AEL, PEMEL) zum Abschluss der Einzelzellen. Die gestapelten Zellen werden durch Endplatten eingefasst und durch Verschraubung oder ähnliche Komponenten komprimiert [196].

Die **alkalische Elektrolyse (AEL)** als die etablierteste der drei genannten Technologien reduziert den Elektrolyten (Mischung aus Wasser und Kaliumhydroxid) an der Kathode zu Wasserstoff und Hydroxid-Anionen. Letztere passieren die Membran und rekombinieren an der Anode unter Abgabe von Sauerstoff wiederum zu H_2O [197]. Die AEL läuft bei Betriebstemperaturen von 60-90 °C und atmosphärischen bis 30 bar Druckstufen ab [184]. Die Technologie gilt als ausgereift und findet seit geraumer Zeit großtechnische Anwendung. So existiert in Ägypten ein Elektrolysekraftwerk mit einer Leistung von 156 MW. Dies entspricht einer Wasserstoffproduktionsleistung von 33.000 Nm^3/h [198]. Die AEL zeichnet sich durch einen preiswerten Aufbau aus. Zudem werden, anders als bei PEMEL und HTEL, keine versorgungskritischen Edelmetall-Katalysatoren benötigt [197]. Nachteile sind hingegen die vergleichsweise geringen Stromdichten sowie der geringe Teillastbereich. Die Installation größerer Anlagen ist entsprechend der geringen Stromdichte platzintensiv.

Die **Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL)** besitzt mit einem TRL von 7-8 einen ähnlichen Entwicklungsstand wie die AEL. Obwohl die Technologie bedeutend jünger als die klassische AEL ist, konnten in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte, insbesondere durch die Vergrößerung der Zellfläche und einer Reduzierung der Platinbeladung der Kathode, erzielt werden. Auch die Erhöhung der möglichen Stromdichte bei Verlängerung der Lebensdauer der Stacks erhöht die Wirtschaftlichkeit signifikant [184]. Im Gegensatz zur AEL entsteht der Wasserstoff bei der PEMEL auf der Kathodenseite der Elektrolysezelle. Das eingebrachte Wasser wird durch das Anlegen einer externen Stromquelle auf der Anodenseite zersetzt. Der entstehende Sauerstoff wird anschließend abgeführt, während die Wasserstoffprotonen durch die semipermeable Membran zur Kathode diffundieren. Dort kombinieren sie sich mit Elektronen zu elementarem Wasserstoff [199]. Dabei zugrundeliegende Betriebsparameter betragen 50-80 °C sowie atmosphärische bis 50 bar hohe Drücke [184]. Besondere Vorteile der Technologie sind die hohen möglichen Stromdichten sowie die gute Teillastfähigkeit [4]. Zudem qualifizieren die hohe Reinheit des entstehenden Wasserstoffgases und die simplen Betriebsmittel Wasser und elektrischer Strom (anders als bei der AEL, die Kaliumhydroxid erfordert) die PEMEL für eine verstärkte Nutzung [200]. Andererseits sind die Systeme derzeit vergleichsweise teuer und haben kürzere Lebensdauern als AEL-Systeme [185, 200]. Auch die Nutzung kritischer Materialien innerhalb der Membran-Elektrode-Einheit (Anode: Iridium, Kathode: Platin) stellt ein potentielles Problem bei der Marktdurchdringung der Technologie dar [197].

Die **Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)** ist die jüngste der drei vorgestellten Technologien. Dies spiegelt sich auch im niedrigen technologischen Reifegrad wieder. Obwohl bereits kommerzielle Anwendungen der HTEL existieren, wird der TRL zumeist auf den Labor- und

Demobetrieb eingeordnet (TRL 4-6) [184]. Besonderheit bei der HTEL ist die Anwendung eines Festelektrolyten in Form von Yttrium-stabilisiertem Zirkonium. Ähnlich der AEL findet die Zersetzung des Wassers bei der HTEL auf der Kathodenseite statt. Die entstehenden Sauerstoff Anionen durchlaufen des keramischen Festelektrolyten und geben an der Anode Elektronen ab. Es entsteht reiner Sauerstoff. Die Elektronen werden zur Kathodenseite überführt wo sie die, durch die Wasserzersetzung gebildeten, Wasserstoffprotonen reduzieren. Der so entstehende elementare Wasserstoff wird abgeführt [201]. Die HTEL wird üblicherweise bei Temperaturen von 700-900 °C und bei atmosphärischem Druck betrieben [184]. Signifikanter Vorteil der HTEL ist der sehr hohe Wirkungsgrad, der durch die Einspeisung von externer Wärmeenergie (im Idealfall in Form von Abwärme anderer Prozesse) noch gesteigert werden kann. Zudem lassen sich HT-Elektrolyseure reversibel betreiben. Für die Umwandlung von Wasserstoff zu elektrischer Energie ist folglich kein weiteres Brennstoffzellensystem notwendig [185]. Auf der anderen Seite bereiten derzeit oftmals das Wärmemanagement sowie die Langzeitstabilität der Systeme Probleme [185]. Zudem erfordern die Elektrolyseure eine lange Aufheizphase und sind entsprechend nur in begrenztem Maße dynamisch zu betreiben [200].

4.4.2

Wasserstoff-Speicherung

Wasserstoff verfügt über eine hohe massenbezogene Energiedichte. Für die Speicherung entscheidend ist allerdings die volumenbezogene Energiedichte, die im Vergleich zu Erdgas um etwa den Faktor 5 geringer ist [202].

Um einen lokalen Wasserstoff-Hub flexibel zu gestalten und Versorgungssicherheit für alle Teilnehmer zu gewährleisten, ist ein effizienter Wasserstoffspeicher mit hohem Wirkungsgrad interessant. Schließlich ist die Langzeit Speicherfähigkeit von Wasserstoff ein entscheidender Vorteil gegenüber der von grünem Strom. Für 2050 wird in Deutschland ein Speicherbedarf für Stromüberschuss von 200 TWh prognostiziert [58]. Während stationäre Speicher ortsgebunden sind und tendenziell größere Mengen Wasserstoff über einen längeren Zeitraum speichern, sind mobile Speichermöglichkeiten für den LKW-Transport geeignet.

Geologische Untergrundspeicher können als großtechnische, stationäre Speicher von Wasserstoff, ähnlich wie bei Erdgas oder Rohöl, genutzt werden. Bei einem Speichervolumen von 500.000 Kubikmetern und Drücken zwischen 60- und 180 bar, können so ungefähr 5 Mio. kg Wasserstoff gespeichert werden. Mit 0,09 €/kWh liegen die spezifischen Investitionskosten deutlich unterhalb derer anderer Technologien [58]. Des Weiteren weisen Porenspeicher oder Salzkavernen extrem hohe Dichten auf, die das Austreten von Gasen verhindern. Versuche haben eine sehr geringe Verlustrate von 0,015 % pro Jahr ergeben [202]. Im Rahmen des Hypos-Projekts entsteht in Sachsen-Anhalt ein Netzwerk, das die komplette Wertschöpfungskette des Wasserstoffs umfasst. Dort wird auch deutschlandweit der erste großtechnische Untergrundspeicher für Wasserstoff entstehen [58].

Speziell in Baden-Württemberg werden derzeit für Erdgas zwei Untergrundspeicher betrieben. Einer befindet sich in Sandhausen in der Nähe von Heidelberg und ein weiterer im oberschwäbischen Wilhelmsdorf [203].

Bei der **gasförmigen** Wasserstoffspeicherung (CGH₂) wird der Wasserstoff auf Drücke von 200 bis zu 900 bar komprimiert. Dadurch wird der volumetrische Heizwert auf 0,75- bzw. 1,3 kWh/l erhöht. Die Verdichtung selbst benötigt aufgrund eines Wirkungsgrads von nur 50 % relativ viel Energie. Bei einer Komprimierung auf 1.000 bar beträgt der Verlust bei der Komprimierung 16 % des Heizwerts [204]. Zudem bestehen hohe Ansprüche an die Werkstoffe einer Verdichtungsanlage, denn diese müssen unter anderem inert gegen Wasserstoffadsorption sein und fettfrei arbeiten können, um die Reinheit des Wasserstoffs nicht zu beeinträchtigen [204]. Außerdem muss beispielsweise durch Vorkühlung dem Joule-Thompson Effekt vorgebeugt werden, der eine Erwärmung des Mediums durch Komprimierung zu Folge hat. Je nach Größe des Tanks sind Druckspeicher oft mobile

Lösungen, da sie normalerweise als zylindrische Stahlflaschen oder als etwas leichtere Flaschen aus Verbundwerkstoffen ausgelegt werden. Derzeit wird aufgrund des niedrigen Verhältnisses von Eigengewicht des Speichermediums zu Gesamtgewicht an neuen Formen für Druckbehälter geforscht. Durch eine ringförmige Formgebung aus innovativen Verbundstoffen und einer speziellen Fertigung soll in den kommenden Jahren eine gravimetrische Energiedichte des Speichers von 6,5 % erreicht werden [205].

Alternativ zur Kompression gibt es auch die Möglichkeit Wasserstoff auf den **flüssigen** Zustand abzukühlen. Dazu sind Temperaturen von höchstens -253 °C erforderlich. Um solche niedrige Temperaturen zu erreichen, muss der Wasserstoff in der Praxis auf etwa 30 bar verdichtet werden. Anschließend wird er mit flüssigem Stickstoff auf -193 °C vorgekühlt und mit Expansionsturbinen durch erneutes Komprimieren, Kühlen und Expandieren auf -253 °C gekühlt [204]. Der energetische Aufwand dieses Prozesses beträgt zwischen 36 und -45 % des Energiegehalts von Wasserstoff. Dafür wird in flüssigem Wasserstoff eine Energiedichte von bis zu 2,4 kWh/l erreicht [206] S. 292. Der flüssige Wasserstoff wird jedoch permanent von Umgebungswärme erwärmt. Dies bewirkt einen Druckanstieg durch den Wechsel des Aggregatzustands und letztendlich muss Wasserstoff abgelassen werden. Die Verluste belaufen sich auf 0,3-1 % pro Tag [204]. Dadurch unterscheidet sich der Aufbau eines LH₂-Behälters grundlegend von dem eines Druckbehälters. Tieftemperaturtanks erfordern generell eine sehr effiziente, vielschichtige Vakuum-Super-Isolation [207]. Der Druck in solch einem kryogenen Tank ist kleiner 10 bar [206] S. 292. Der Transport in kryogenen Tanks wird nur über lange Distanzen wirtschaftlich tragbar [208] S. 19601. Da dieser Studie die Idee dezentraler Erzeugungs- und Nutzungsnetzwerke im Umkreis weniger Kilometer zu Grunde liegt, wird der Transport von flüssigem Wasserstoff aus den weiteren Betrachtungen ausgeschlossen.

Wasserstoff lässt sich auch durch eine reversible Hydrierung von Kohlenstoffdoppelbindungen in **Liquid-Organic-Hydrogen-Carrier (LOHC)** – Materialien speichern. Dies ist sowohl bei organischen als auch bei anorganischen Molekülen möglich. Organische LOHC-Moleküle wie Dibenzyltoluol können durch eine exotherme Reaktion Wasserstoffatome aufnehmen und reagieren zu Perhydrodibenzyltoluol. Bei Temperaturen zwischen 260 und -320 °C kann der Wasserstoff wieder zurückgewonnen werden. Dadurch, dass der im LOHC gebundene Wasserstoff bei Raumtemperatur flüssig und eingelagert in Öl schwer entzündlich ist, kann er mit Strukturen und Technologien herkömmlicher Treibstoffe transportiert oder gehandhabt werden [209]. Das Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg hat es 2016 geschafft, auf diese Weise 3 kg Wasserstoff in einer 50 kg schweren Verbindung zu speichern. Der Prozess ist in Abbildung 21 veranschaulicht. Eine Lagerung in Druckflaschen würde hingegen 250 kg wiegen [210]. Vorteil der Druckflaschen ist es, Wasserstoff mit dem Druck speichern zu können, mit dem er später in der Anwendung benötigt wird. Die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem LOHC-Material erfolgt nahe dem Umgebungs-Luftdruck. Für Anwendungen, die einen höheren Druck erfordern, muss daher eine zusätzliche Kompression erfolgen. Untersuchungen von Reuß et al ergaben, dass LOHC-Technologien bei wenigen Hydrier- und Dehydrierzyklen wirtschaftlich betrachtet eine gute Option sind, große Mengen Wasserstoff zu speichern. Vor allem für Regionen ohne natürliche Untergrundspeicher ist diese Speichertechnologie von Bedeutung [206] S. 301.

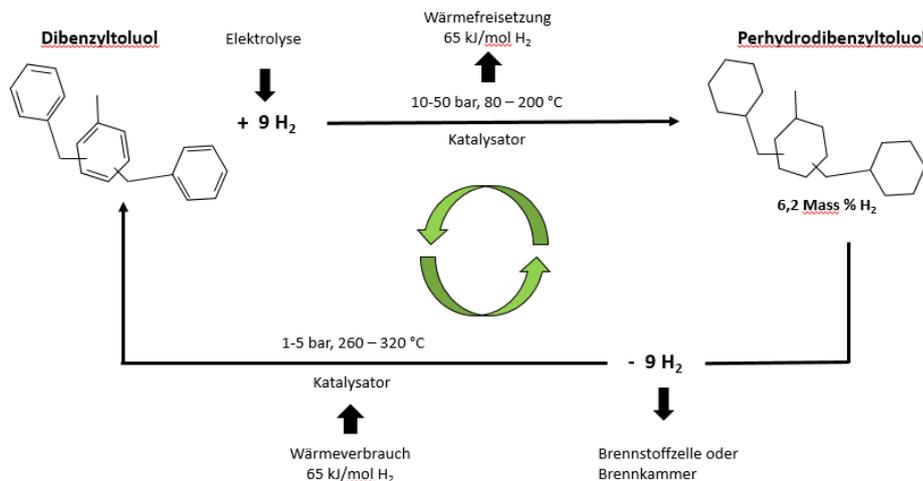


Abbildung 21 - LOHC-Speicherung, angelehnt an [210]

Anorganische Moleküle, die Wasserstoff binden und bei einer speziellen Temperatur wieder freisetzen können, werden Metallhydride genannt. Der Wasserstoff ist hier aber nicht kovalent gebunden, sondern ionisch. Um den Masseanteil des Wasserstoffs möglichst hoch zu halten, sind insbesondere Leichtmetalle wie Lithium, Magnesium oder Aluminium interessant. Je nach Metall variiert die Zersetzungstemperatur, die Temperatur bei dem Wasserstoff aus der Gitterstruktur gelöst wird. Die Temperaturen liegen im Bereich von 150 bis 400 °C [209]. Tabelle 6 zeigt einen Kostenvergleich von H₂-Gastanks und LOHC-Tanks.

Tabelle 6 - Annahmen Kosten Speichertechnologien [206] und Emissionen [211]

	Einheit	GH ₂ -Tank	LOHC-Tank
Druck	bar	15-250	1
Invest-Kosten	€/ Nm ³	44,93	4,49
Betriebskosten	% (Invest/Jahr)	2	2
Abschreibungsdauer	Jahre	20	20
Emissionen Invest	g/kWh Speicherkapazität	5.200	2.800

4.4.3

Wasserstoff-Transport

Eine weit verbreitete Transportmöglichkeit von Wasserstoff ist die via **LKW**. Diese werden mit den in Kapitel 4.3.2 vorgestellten Speicherbehältern für flüssig oder gasförmigen Wasserstoff beladen. Aufgrund der beschränkten Kapazität eignet sich der Transport von gasförmigem Wasserstoff mit dem LKW vor allem für den Transport kleiner Mengen über kurze Distanzen bis zu 300 km [212] S. 32099. Pipelines sollten für den Transport großer Mengen unabhängig der Distanz in Betracht gezogen werden [208] S. 19601.

In Deutschland gibt es bereits regionale **Wasserstoff-Rohrsysteme**, die ausschließlich zum Wasserstoff-Transport dienen. Das größte davon befindet sich im Rhein-Ruhr-Gebiet, wird von der Air Liquide GmbH betrieben und umfasst insgesamt Leitungslängen von 240 km. Darüber hinaus gibt es mehrere kleine Wasserstoff-Pipelines mit Längen zwischen 20-50 km [29].

Die Einspeisung von Wasserstoff ins **Erdgasnetz** bietet den Vorteil, dass bereits bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden kann. In Deutschland könnten so die bestehenden 50.000 km Hochdruckleitungsnetz und 500.000 km Verteilnetz für den Wasserstofftransport mitgenutzt werden [213]. Das bestehende Leitungsnetz verbindet bereits Regionalversorger, Stadtwerke und auch Sonderkunden mit hohem Erdgasbedarf, wie beispielsweise Glashersteller oder Gießereien [29]. Der Anteil, zu dem Wasserstoff ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann, ist aktuell limitiert durch die angeschlossenen Endgeräte. Befinden sich Erdgastankstellen im Netz, liegt der Einspeisungsanteil gemäß DVGW-Regelwerk bei maximal 2 Vol.-% und sonst bei 9,9 Vol.-%. Bis 2030 sollen unabhängig davon mindestens 10 Vol.-% Wasserstoff eingespeist werden können, wobei der DVGW generell die Einspeisung von 20 Vol.-% Wasserstoff in die bestehenden Gasleitungen für technisch machbar erachtet [213].

Entsprechend der Wasserstoffkonzentration, der vorhandenen Materialien und den geplanten Betriebsbedingungen sind ggfs. ergänzende Maßnahmen für einen sicheren Betrieb zu treffen. Eine gasförmige Wasserstoff-Atmosphäre führt insbesondere bei Stählen zu Versprödung, Rissbildung und anderen negativen Effekten [214] S. 18. Spezifische Untersuchungen mit den normalerweise für Erdgastransportleitungen eingesetzten Werkstoffen zeigen jedoch, dass es zu keiner relevanten Veränderung der Materialeigenschaften kommt. Zu berücksichtigen sind bei einer Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz die unterschiedlichen Brennwerte der beiden Gase. Um dem Verbraucher die versprochene Energiemenge zu liefern, muss der Volumenstrom entsprechend des beigemischten Wasserstoffanteils erhöht werden, da Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas einen geringeren Brennwert besitzt. Dies hat zur Folge, dass im Netz befindliche Verdichtungsstationen höhere Leistungen erbringen und gegebenenfalls ausgetauscht werden müssen. Neben der Leistungsfähigkeit müssen insbesondere alle Dichtelemente hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit in Wasserstoff-Atmosphäre überprüft werden. Weiterentwicklungsbedarf besteht auch bei den im Netz befindlichen Gaszählern. Diese müssen auch bei schwankender Gaszusammensetzung eine genaue Messung und damit Abrechnung ermöglichen. Bei Wasserstoffkonzentrationen im Gasleitungsnetz von bis zu 50 Vol.-% werden durch zusätzlich notwendige Überwachungs- und Instandhaltungsmaßnahmen aber nur Mehrkosten <10 % erwartet [29]. Die Trennung des Gasgemisches für Wasserstoff-Verbraucher am Einsatzort kann durch die sogenannte Membran-Technologie erfolgen. Das Fraunhofer Institut für keramische Technologien und Systeme IKTS entwickelte eine Membran, die aus einer hauchdünnen Kohlenstoffschicht auf einem keramischen Trägermaterial besteht. Diese Schicht ist für Wasserstoffmoleküle passierbar, während Methanmoleküle aufgehalten werden. Im Wasserstoff befindliche Erdgasreste werden in einer weiteren Trennstufe gefiltert, sodass aktuell eine Reinheit von über 90 % erreicht wird. Prototypen für die Trennung großer Volumina Erdgas und Wasserstoff sind aktuell in Planung [215].

Ökologisch betrachtet ist die beste Transportvariante die Einspeisung von Wasserstoff ins bestehende Gasnetz, wobei zu berücksichtigen ist, dass die transportierbaren Mengen begrenzt sind. Für den Transport größerer Mengen Wasserstoff ist die H₂-Pipeline die ökologisch beste Alternative. Diese Abstufung spiegelt sich auch im von Andresen et al abgeschätzten CO₂-Reduktionspotenzial. Das geringste CO₂-Reduktionspotenzial hat der Transport per LKW, da die Energie für die Wasserstoff-Kompression und der Kraftstoff für den LKW-Transport mitberücksichtigt werden müssen [208] S. 19611. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ergibt sich für die Transportoptionen dasselbe Ranking. Günstigste Variante ist die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur. Bei größeren Wasserstoffmengen lohnt sich die Errichtung von Wasserstoffpipelines, die zwar hohe Investitions-, aber geringe Betriebskosten mit sich bringen. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung am schlechtesten schneidet bei großen H₂-Mengen der LKW-Transport ab [208] S. 19611–19612.

Tabelle 7 und Tabelle 8 zeigen die Faktoren, die zur ökonomischen Betrachtung der verschiedenen Transportmöglichkeiten notwendig sind. Für den Straßentransport muss in einen LKW investiert werden, der auch während der Nutzungsdauer regelmäßig geprüft und

instandgesetzt werden muss. Hinzu kommt die Investition in den Gas- oder LOHC-Tank, wobei letzterer in der Anschaffung deutlich günstiger ist, da herkömmliche Öltanks oder Ähnliches genutzt werden können. Es wird von einer Nutzungsdauer der LKWs von 8 Jahren und der Anhänger von 12 Jahren ausgegangen. Dieser Punkt unterscheidet sich stark zum Pipeline-Transport. Bei der Lebensdauer einer Pipeline wird von 40 Jahren ausgegangen. Die Investitionskosten sind abhängig vom Leitungsdurchmesser und können gemäß Formel (7) mit den Parametern aus Tabelle 8 berechnet werden. Für die, in den berechneten Hubs, verwendeten Pipelines wurden Durchmesser in Abhängigkeit des benötigten Wasserstoffvolumens genutzt [216], die auf bestehenden Wasserstoffpipelines beruhen [217].

Tabelle 7 - Annahmen Transportkosten Straßentransport [206] und Emissionen [218]

	Einheit	Truck		
Investitionskosten	€	160.000		
Betriebskosten	% (Invest/Jahr) ¹	12		
Abschreibungsdauer	Jahre	8		
Transportkosten	€/km	0,59		
Emission Invest	kg/Truck	33.347,75		
Emission Betrieb	g/Nm ³ /km	0,000013485		
		+GH₂-Trailer	+LOHC-Trailer	
Transportkapazität	Nm ³	7.457,1	20.034	
Invest	€	550.000	150.000	
Betriebskosten	% (Invest/Jahr)	2	2	
Abschreibungsdauer	Jahre	12	12	

$$Invest \left[\frac{\text{€}}{\text{km}} \right] = Invest_A * D^2 + Invest_B * D + Invest_C \quad (7)$$

Tabelle 8 - Annahmen Transportkosten H₂-Pipeline [206] und Emissionen [218]

	Einheit	GH ₂ -Pipeline
Investitionskosten	€/km	382.500
Invest_A (siehe Formel (7))	€/mm ²	0,0022

¹ % (Invest/Jahr) bedeutet, dass die Betriebskosten pro Jahr prozentual von den Gesamtinvestitionskosten abhängen. Die hier genannten 12 % von 160.000 € entsprechen jährlichen Betriebskosten von 19.200 €.

Invest_B	€/mm	0,86
Invest_C	€	274,5
Leitungsdurchmesser	mm	25/50/75
Betriebskosten	% (Invest/Jahr)	4
Abschreibungsdauer	Jahr	40
Emission Invest	kg/km	74.808,43
Emission Betrieb	g/Nm ³ /km	0,005394

4.4.4

Wasserstoff-Umwandlung

Zur Nutzung der vorgestellten Speicher- und Transporttechnologien muss der Wasserstoff, wie in den Kapiteln 4.4.2 - 4.4.3 bereits vorgestellt, entsprechend transformiert werden. Dies kann zum einen die Kompression von gasförmigem Wasserstoff auf eine andere Druckstufe sein oder das Einbringen bzw. Herauslösen aus LOHC-Materialien. Eine Übersicht der Kosten und des Energiebedarfs der einzelnen Transformationsschritte ist in Tabelle 9 zu finden.

Tabelle 9 - Annahmen Transformationsschritte Wasserstoffspeicherung und -transport [219] und Emissionswerte [218]

	Einheit	Kompression	Hydrierung	Dehydrierung
Input	-	GH ₂ aus Elektrolyse	GH ₂ aus Elektrolyse	Toluol (LOHC)
Output	-	CGH ₂ 100bar/200bar	Toluol (LOHC)	CGH ₂
Invest-Kosten	€	71.000	157.000	127.000
Kapazität	Nm ³ /h	333,9	333,9	333,9
Verluste*¹	%	0,5	0,1	28,6
Betriebskosten	% (Invest/Jahr)	4	4	4
Lebensdauer	Jahre	15	20	20
Strombedarf	kWh/Nm ³	0,0728/0,0989	0,018	0,4043
Wärmebedarf	kWh/Nm ³	0	-1,186	1,2129
Emissionen (Invest)	kg/Anlage	1.427	Keine Daten Verfügbar	Keine Daten Verfügbar

*¹ Wasserstoffanteil, der zur Dehydrierung benötigt wird, ist eingerechnet

4.5

Potentielle Standorte für I-H₂-Hubs in Baden-Württemberg

Ziel dieser Studie ist die Identifikation von Regionen in Baden-Württemberg, die für I-H₂-Hubs geeignet sind. Hierfür wurden in Kapitel 1 die Nutzungspotenziale von Wasserstoff in industriellen Anwendungen und im Schwerlasttransport vorgestellt. In Kapitel 3 wurde erarbeitet, wo in Baden-Württemberg erneuerbare Energie zur Verfügung steht und wo noch Potenziale vorhanden sind. Aus der Synthese dieser beiden Teilergebnisse folgt nun die Ableitung potentieller Standorte für I-H₂-Hubs.

Dafür wurden die Standorte stofflicher und energetischer Verbraucher von Wasserstoff sowie die Nutzungsstandorte des Schwerlasttransports auf einer Baden-Württemberg Karte verortet. Der Wasserstoffbedarf wurde auf dieser Karte entsprechend des in Kapitel 1.3 beschriebenen mittelfristig progressiven Szenarios skaliert. Auf Basis dieser Kartendarstellung wurden verbrauchsintensive Regionen in Baden-Württemberg identifiziert. Verbraucher innerhalb eines Radius von 10 km wurden einem potentiellen I-H₂-Hub zugeordnet. In den I-H₂-Hubs befinden sich sowohl stoffliche und energetische Verbraucher als auch Logistikstandorte mit Wasserstoffbedarf für den Schwerlasttransport. Insbesondere bei der Auswahl zweier exemplarischer I-H₂-Hubs für die folgenden Fallstudien wurde auf eine möglichst heterogene Zusammensetzung der Verbraucher geachtet. Nachdem anhand der Verbrauchsabschätzungen potentielle I-H₂-Hubs identifiziert wurden, wurden die Standorte auf das Potenzial erneuerbarer Energien untersucht. Hierfür wurde die Kartenansicht der potentiellen Hubs mit Standortdaten für vorhandene und potentielle erneuerbare Energie überlagert.

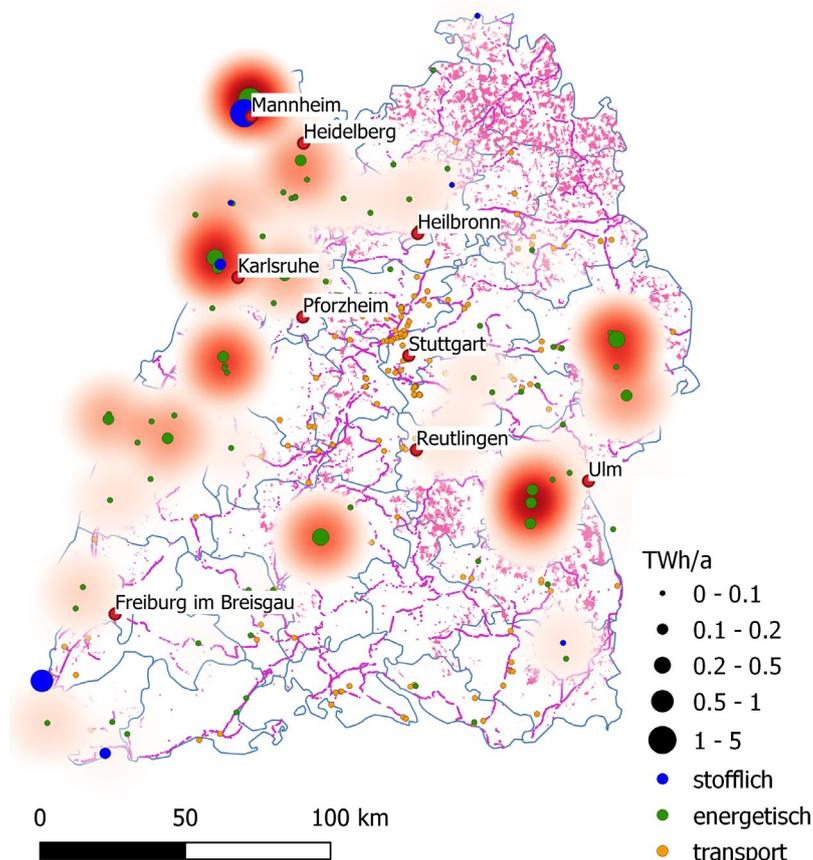


Abbildung 22 - Gegenüberstellung der PV- und Windkraft-Potenzialflächen zu Nutzungsschwerpunkten von H₂

Bei der Betrachtung der in Abbildung 22 dargestellten Karte von Baden-Württemberg fallen sofort die Metropolregion Rhein-Neckar, Karlsruhe, Weil am Rhein und weitere mögliche

Standorte auf, die bei vorhandenem großen Nutzungspotenzials auch lokale Potenzialflächen zum Ausbau von PV- oder Windkraft-Anlagen aufweisen.

Aus dem Abgleich mit der Verfügbarkeit regenerativer Energien gingen eine besonders interessante I-H₂-Hub-Region bei Karlsruhe und eine weitere bei Rheinfelden hervor, die im Rahmen dieser Studie in Fallstudien detaillierter betrachtet werden.

Für den Hub in Karlsruhe konnte, gemäß dem progressiven mittelfristigen Szenario, ein Wasserstoffbedarf in Höhe von ca. 0,41 TWh H₂ ermittelt werden. Dieser verteilt sich auf eine Raffinerie, zwei Papierfabriken sowie sieben Unternehmen für den Schwerlasttransport. Eine detaillierte Beschreibung sowie die umfassende ökonomische und ökologische Berechnung des Hubs ist in Kapitel 6.1 zu finden. Hubs mit einem Wasserstoffbedarf in ähnlicher Höhe sind in Aalen (Ostalbkreis) sowie in Ehingen (Alb –Donaukreis) möglich. Die Umsetzung eines I-H₂-Hubs in Ehingen würde mit ca. 0,55 TWh den H₂-Bedarf einer Gießerei, zweier Zement/Beton-Werke, einer Papierfabrik sowie einer Spedition decken. Der Hub in Aalen hätte einen Bedarf von etwa 0,40 TWh H₂. Er würde drei Speditionsunternehmen, zwei Papierfabriken und eine Eisengießerei dezentral mit Wasserstoff versorgen.

Eine weiterer besonders interessanter I-H₂-Hubs konnte in Rheinfelden identifiziert werden. Hier wurden für ein Chemieunternehmen, zwei Unternehmen aus der Metallbranche und drei Transportunternehmen im Schwerlasttransport ein mittelfristiger, progressiver Bedarf von etwa 0,24 TWh H₂ prognostiziert. Eine ausführliche Beschreibung und tiefergehende Analysen sind in Kapitel 6.2 dargestellt. Wasserstoff-Hubs mit prognostizierten Bedarfen in der Größenordnung des Hubs in Rheinfelden sind unter anderem auch in Kehl (Ortenaukreis), Lahr (Ortenaukreis), Heidenheim an der Brenz (Landkreis Heidenheim) und in Wiesloch (Rhein-Neckarkreis) umsetzbar. In Wiesloch und der Nachbargemeinde Sankt Leon-Rot ergibt sich durch die Berechnungen in dieser Studie ein Wasserstoffbedarf von in etwa 0,26 TWh H₂. Eine Gießerei, ein Papierhersteller, ein Zementhersteller sowie zwei Kalkwerke und zwei Speditionsunternehmen wären Teil dieses I-H₂-Hubs. Durch einen potentiellen I-H₂-Hub in Heidenheim an der Brenz könnten der Bedarf eines Hüttenwerks, eines Zementunternehmens sowie dreier Speditionen in Höhe von 0,24 TWh H₂ gedeckt werden. Im Ortenaukreis konnten zwei weitere potentielle Standorte identifiziert werden. Ein Hub in Kehl könnte Bedarfe von ungefähr 0,20 TWh H₂ eines Stahlwerkes, eines Papierherstellers sowie von vier Spediteuren abdecken. Zusätzlich ist ein deutlich kleinerer Hub mit 0,10 TWh H₂ für vier Speditionen und eine Papierfabrik in Lahr denkbar.

Weitere mögliche Potenziale sind nutzbar durch eine Radiuserhöhung der einbezogenen Verbraucher innerhalb eines Hubs. Der Radius wurde in dieser Studie auf 10 km festgelegt. In Anbetracht der geringen Transportkosten von Wasserstoff (Kapitel 4.4.3) ist eine Radiuserhöhung eines I-H₂-Hubs auf 20 km denkbar, um weitere Potenziale zu lokalisieren und auszuschöpfen.

5

Ökologische und ökonomische Bilanzierung eines I-H₂-Hubs

Die Methodik zur ökologischen und ökonomischen Bilanzierung von I-H₂-Hubs wird allgemeingültig entwickelt und in zwei Fallstudien angewendet. In der Bilanzierung mitbetrachtet werden die in Kapitel 4.4 vorgestellten Technologien für Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Transport. Zusätzlich wurden noch weitere Annahmen getroffen, die im Folgenden genauer beschrieben werden.

5.1

Zeitraum und Investitionen

Auf Basis der in Kapitel 1.3 vorgestellten Szenarien wird davon ausgegangen, dass bereits kurzfristig einige Branchen innovative Technologien einbinden werden und somit der Wasserstoffbedarf in den nächsten 3-5 Jahren über die rein stoffliche Nutzung ansteigen wird. Mittelfristig wird von einem stark ansteigenden Wachstum der Wasserstoffnachfrage durch die Industrie ausgegangen. Es wurde entschieden, die Bewertung der Hubs zu dem Zeitpunkt zu starten, ab dem mit ausreichend Umsetzungsprojekten zu rechnen ist. Zudem sollte ein längerer Zeitraum betrachtet werden, um mögliche Entwicklungen abzubilden. Entsprechend wird für die zeitliche Systemgrenze der Hub-Bilanzierung der Zeitraum von 2025-2035 festgelegt.

Bei den zu tätigenen Investitionen für die Hub-Infrastruktur wurde die jeweils zu erwartende Lebensdauer berücksichtigt. Folglich wurden für die ökonomische Bilanzierung die entsprechenden jährlichen Abschreibungen als Investitionssumme herangezogen.

5.2

Energiepreis- und Emissionsintensitätsentwicklung

Zur Bilanzierung der I-H₂-Hubs wurden verschiedene Annahmen über die Entstehungskosten von Strom- und Gas getroffen. Hierbei sind jeweils alle Kosten zur Herstellung (inkl. zu tätigenen Investitionen), Transport und Speicherung berücksichtigt. Die Kosten und ihre Entwicklung basieren auf Einschätzungen von Expert*innen sowie einer entsprechenden Literaturrecherche. Prognostizierte Kostenspannen (guter/schlechte Standorte für Wind/Sonne, Technologieentwicklung, usw.) wurden dabei gemittelt. Für den zugrunde gelegten Gaspreis wurden die Informationen aus der Quelle erweitert. Die in Interviews und einer Literaturrecherche identifizierten Preise und Preisentwicklungen wurden linear für die Jahre 2025-2035 approximiert. In den Gaskostenentwicklungen sind nur die Auswirkungen des ansteigenden CO₂-Preises berücksichtigt. Marktwirtschaftliche Schwankungen sind nicht berücksichtigt. Für die Auswirkungen der CO₂-Bepreisung des nEHG auf den Erdgaspreis wurde eine ähnliche Abschätzung wie für die Entwicklung der Kosten für grauen Wasserstoff angenommen. Die Kosten für das Jahr 2025 sind in Tabelle 10 mit dem jeweiligen Literaturverweis aufgeführt. Die erwartete Preisentwicklung in Abbildung 23 zu sehen.

Tabelle 10 - Strom- und Gaskosten im Jahr 2025

Energie	Kosten 2025	Quelle
Strom Mix GER	0,170 €/kWh (konstant)	Expert*innengespräch
Strom (PV frei)	0,038 €/kWh	[220]
Strom (Wind)	0,062 €/kWh	[220]
Strom (Biogas)	0,122 €/kWh (konstant)	[220]
Erdgas	0,034 €/kWh	[221]
Grauer Wasserstoff	0,060 €/kWh	[222]
Diesel	0,106 €/kWh	[223, 224]

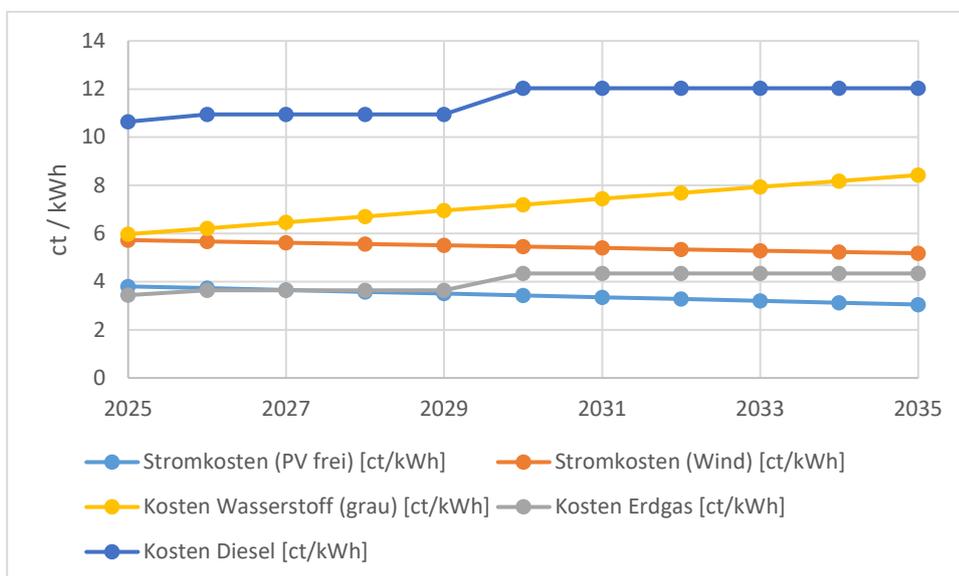


Abbildung 23 - Entwicklung der Energiekosten (ohne Eigenanteil EEG-Umlage)

Für die ökologischen Aspekte der Bilanzierung liegen mit Ausnahme für den deutschen Strom-Mix nur konstante Werte vor. Diese sind in Tabelle 11 aufgeführt. Die Entwicklung der Emissionsintensität des deutschen Strom-Mix wurde auf Basis der Energie- und Klimaschutzziele 2030 berechnet. Zugrunde gelegt wurden dabei variierende Anteile verschiedener Energieträger in der Strombereitstellung Baden-Württembergs. Die entsprechenden Annahmen finden sich in Anhang 9.6, Tabelle 34.

Tabelle 11 - Emissionen Strom- und Gas (CO₂ Äquivalent)

Energie	Emissionen	Quelle
Strom Mix BW 2020	0,438 kg/kWh	[225]
Strom Mix BW 2025	0,444 kg/kWh	Eigene Berechnung
Strom Mix BW 2030	0,336 kg/kWh	Eigene Berechnung
EE Mix BW 2025	0,038 kg/kWh	Eigene Berechnung
EE Mix BW 2030	0,036 kg/kWh	Eigene Berechnung
PV frei	0,100 kg/kWh	[218]
Wind	0,020 kg/kWh	[218]
Biogas	0,250 kg/kWh	[218]
Erdgas	0,201 kg/kWh	[226]
Grauer Wasserstoff	0,398 kg/kWh	[227]
Diesel	0,297 kg/kWh	[226]

5.3

Technologieentwicklung

Zusätzlich zur Entwicklung der Energiepreise wird in der Bilanzierung der Hubs eine Technologieentwicklung angenommen. Für bewährte und ausgereifte Technologien wurden konstante Investitions- und Betriebskosten angenommen. Für relativ neue Technologien, wie die in Kapitel 4.4.1 beschriebenen Erzeugungstechnologien für Wasserstoff und die Umwandlungstechnologien von gasförmigem Wasserstoff zu LOHC (beschrieben in Kapitel 4.4.4), wurde eine technologische Weiterentwicklung auf Basis von Literaturdaten berücksichtigt.

Die Entwicklung der Elektrolyse-Technologie ist anhand verschiedener Parameter abgebildet. Entsprechend wird mit einer Verringerung der Investitions- und Betriebskosten, der entstehenden Emissionen und des Strombedarfs sowie einer Erhöhung der Leistung und der Lebensdauer gerechnet. Die Annahmen hierfür basieren auf einer Studie der NOW-GmbH [196], wurden bis ins Jahr 2035 extrapoliert und durch Gespräche mit Expert*innen validiert. Für die HTEL Technologie werden in den kommenden zehn Jahren signifikante Verbesserungen angenommen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass diese Technologie im Vergleich zu den beiden weiteren berücksichtigten Elektrolysetechnologien sehr jung ist. Aus diesem Grund wurde die Technologieentwicklung nicht linear fortgeführt, da davon ausgegangen werden kann, dass Sättigungseffekte eintreten und sich die Entwicklungskurve asymptotisch einem Grenzwert annähert. Anders als für die Erzeugungstechnologien wurde für die LOHC-Technologie keine bestehende Prognose identifiziert. Um den technologischen Fortschritt in diesem Bereich zu berücksichtigen, wurde eine konstante Verbesserung von 1,5 % pro Jahr angenommen. Die Technologieentwicklung ist am Beispiel der Investitionskosten in Abbildung 24 dargestellt. Im Anhang 9.5 in Tabelle 33 sind sämtliche Parameter der Technologieentwicklungen im Detail aufgezeigt.

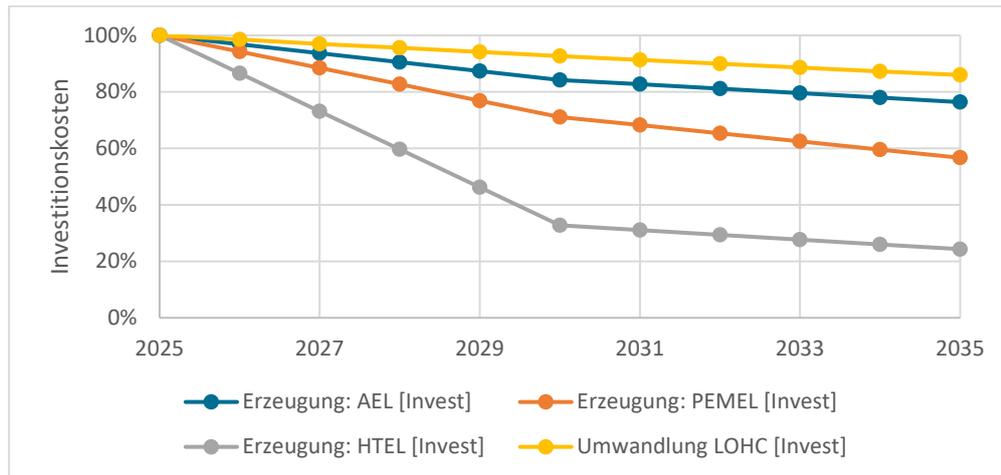


Abbildung 24 - Investitionskostenentwicklung Technologien

Für die Bilanzierung der Hubs werden die Kosten jeweils zum prognostizierten Beschaffungsdatum der einzelnen Anlagen berücksichtigt. Weitere Technologieverbesserungen werden erst bei erneuter Investition in neue Anlagen auf Grund von Ersatz, bzw. Kapazitätsausbau einkalkuliert.

5.4

Weitere Annahmen (Speicherung, Transport und Umwandlung)

In der Bilanzierung der Hubs wird angenommen, dass sowohl die Anlagen zur Erzeugung als auch die Anlagen zur Umwandlung von Wasserstoff jährlich 4.000 h betrieben werden. Am Elektrolyseurstandort wird ein Speicher vorgesehen, dessen Dimensionierung 0,5 % des jährlichen Wasserstoffbedarfs des jeweiligen Hubs entspricht. Bei einer Speicherung von gasförmigem Wasserstoff wird mit einem jährlichen Verlust von 0,25 % gerechnet. Eine geringere Verlustrate von 0,075 % wird der Speicherung in LOHC-Tanks zugrunde gelegt. Eine Speicherung in flüssigem Zustand in kryogenen Tanks wird nicht näher betrachtet. Diese Art der Speicherung ist nur in Kombination mit einem Transport über lange Distanzen > 500 km wirtschaftlich sinnvoll, was innerhalb eines Hubs nicht der Fall ist [206] S. 292. Als potentielle Transportmittel innerhalb eines Hubs werden im Rahmen der Bilanzierung LKWs und eine Wasserstoff-Pipeline betrachtet. Die zugrunde gelegten Annahmen für die Kosten des LKW-Transports sind in Tabelle 7 dargestellt. Es wurde festgelegt, dass ein LKW an 250 Tagen im Jahr für jeweils bis zu 8 Fahrten innerhalb des Hubs zur Verfügung steht. Die Annahmen für die Kosten des Pipeline-Transports entsprechen denen aus Tabelle 8. Entsprechend der innerhalb des Hubs zu befördernden Wasserstoffmengen wird aus drei möglichen Leitungsdurchmessern der passende ausgewählt. Gemäß Formel (7) werden auf dieser Basis die Investitionskosten berechnet. Für die Leitungslänge wurde die Luftlinie der Transportstrecke mit einem Korrekturfaktor i.H.v. 1,5 multipliziert. Dieser soll potentielle Unwägbarkeiten im Gelände abdecken. Grundsätzlich wurden die geplanten Wasserstoff Transportstrecken innerhalb eines Hubs reduziert, indem angenommen wurde, dass alle Speditionsunternehmen des Hubs durch eine zentrale Tankstelle mit Wasserstoff versorgt werden. Durch diese starke Vereinfachung der Hub-Infrastruktur ergeben sich signifikante Einsparungen bei den Investitions- und Betriebskosten, besonders im Fall einer H₂-Pipeline. Für die Speditionsunternehmen entsteht aufgrund der kurzen Distanz zu dieser zentralen Tankstelle innerhalb des Hubs nur ein sehr geringer Mehraufwand.

6 Fallstudien

Aus der Vielzahl von in Frage kommenden Standorten für I-H₂-Hubs in Baden-Württemberg (vgl. Abschnitt 4.5) wurden exemplarisch zwei Standorte ausgewählt, um in einer detaillierten Fallstudie die ökologischen und ökonomischen Potenziale zu berechnen.

6.1

Fallstudie I: I-H₂-Hub Karlsruhe

Der erste potentielle I-H₂-Hub westlich von Karlsruhe umfasst eine Raffinerie, die bisher grauen Wasserstoff stofflich verwendet, sowie zwei Papierwerke, in denen Wasserstoff perspektivisch zur energetischen Verwertung genutzt werden könnte. Zusätzlich zur industriellen Nutzung im Hub Karlsruhe sind neun Speditionsunternehmen vertreten, die Ihre LKW-Flotte auf Wasserstoff umrüsten könnten. Die Standorte der potentiellen Wasserstoffnutzer sind in Abbildung 25 abgebildet. Als optimaler Standort für die Wasserelektrolyse wurde im Hub Karlsruhe der größte Einzelverbraucher identifiziert. So können entstehende Transportkosten minimiert werden. Entsprechend liegt die Raffinerie im Zentrum des Hubs Karlsruhe und versorgt die anderen Standorte, entweder per Pipeline oder per Gas/LOHC-Trucks mit Wasserstoff.

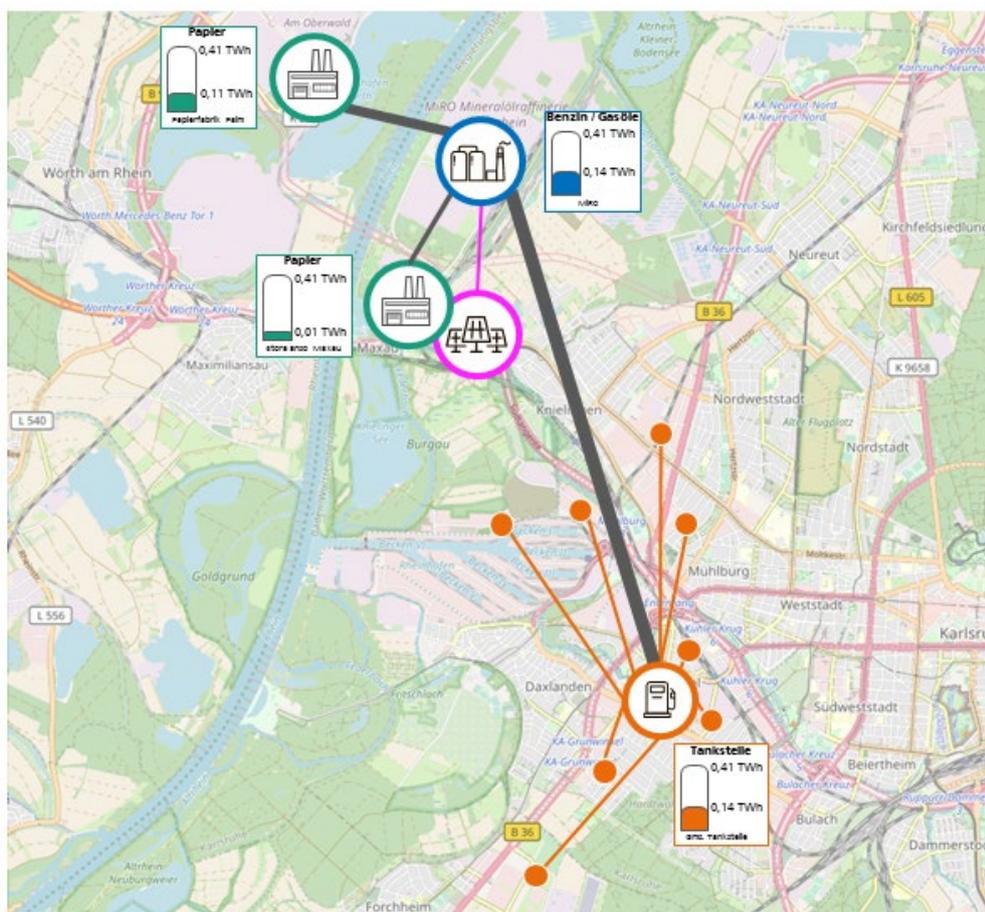


Abbildung 25 - Beispiel I-H₂-Hub Karlsruhe

Die in der Karte dargestellten grauen Striche zwischen den Verbrauchern visualisieren die Pipeline. Für die unterschiedlichen Logistik-Standorte wird eine gemeinsame Tankstelle an

einem zentral gelegenen Standort geplant, um somit die Fahrwege der einzelnen Speditionen zu reduzieren.

Grob lassen sich die Verbräuche nach der Art der Wasserstoffnutzung dritteln. Ungefähr ein Drittel des benötigten Wasserstoffs im progressiven mittelfristigen Szenario wird stofflich von der Raffinerie genutzt, ein weiteres Drittel wird energetisch von den beiden Papierwerken benötigt und das letzte Drittel von der gemeinsamen Tankstelle der Speditionsunternehmen. Die abgeschätzten Wasserstoffverbräuche für die verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 12 aufgeführt.

Tabelle 12 - Übersicht I-H₂-Hub Karlsruhe

Name	Branche	Energie-Typ	Durch H ₂ jährlich ersetzbare Energie [TWh]		
			Potenzial gesamt	Potenzial kurzfristig	Potenzial mittelfristig
MiRo	Chemie	Stofflich	0,239972	0,0719916	0,1439832
Papierfabrik Palm	Papier	Energetisch	0,038033	0,0038033	0,0114099
Stora Enso Maxau	Papier	Energetisch	0,373569	0,0373569	0,1120707
Gms. Tankstelle	Transport	Transport	0,267865	0,0664918	0,1392200

Die Erzeugung der Energie für die Elektrolyseure und für die Umwandlung (entweder in LOHC oder auf einen Druck von 200 bar) wird im Hub Karlsruhe durch Freiflächen-Photovoltaik (PV-frei) angenommen. Basierend auf den in Abschnitt 3.3 dargestellten Analysen wurden diesbezüglich ungenutzte Potenziale identifiziert. Selbst wenn die in der Abbildung 25 eingezeichnete Freifläche innerhalb der Hub-Grenzen vollständig zur Energieerzeugung ausgebaut würde, würde dies nur ungefähr 50 bis -65 % der für die Elektrolyse benötigten Energie bereitstellen. Für die Hub-Berechnung wurde davon ausgegangen, dass weitere Freiflächen in der Hub-Umgebung zusätzlich mit Photovoltaik ausgerüstet werden und den Strom verlustfrei an den Hub liefern können (regulatorische Aspekte hinsichtlich der Lokalität des Eigenverbrauchs wurden vernachlässigt). Saisonale Schwankungen der Sonnenstunden wurden nicht berücksichtigt, sodass in weiterführenden Analysen entweder die installierte Leistung und/oder die Dimensionierung des Wasserstoffspeichers deutlich erhöht werden müsste.

Auf Basis der in Kapitel 4.4 und 5 aufgeführten Berechnungsgrundlagen für einen Wasserstoff-Hub wurden die verschiedenen technischen Umsetzungsmöglichkeiten des Hubs in Karlsruhe berechnet und in Abbildung 26 miteinander verglichen. Für die Erzeugung des benötigten Wasserstoffs wurden die drei vorgestellten Technologieoptionen AEL, PEMEL und HTEL betrachtet. Wie in Kapitel 5.1 erläutert, wird entsprechend der eingeführten Szenarien von einer Erst-Investition im Jahr 2025 und einer Erweiterungsinvestition im Jahr 2030 ausgegangen. Bei den HTEL Elektrolyseuren ist zusätzlich noch eine Ersatz-Investition der initial installierten Elektrolyseure im Jahr 2033 notwendig, da die abgeschätzte Lebensdauer der Anlagen beim angenommenen Betrieb innerhalb dieses Jahres erreicht wird. Da zwischen der Erst-Investition und der Ersatz-Investition ein Technologiefortschritt erwartet wird, ist die Ersatz-Investition deutlich günstiger.

Auffällig ist, dass die Elektrolyseur-Technologien AEL und HTEL sich zwar in Investitions- und Betriebskosten unterscheiden, insgesamt jedoch ungefähr in den gleichen Gesamtkosten resultieren. Dies liegt an dem größeren Wirkungsgrad der HTEL Technologie, die jedoch zu Beginn des betrachteten Zeitraums deutlich höhere Investitionen erfordert. Dies spiegelt sich

auch in den zu erwartenden Emissionen während der Erzeugung wider. Durch den Einsatz von HTEL Elektrolyseuren im Vergleich zu AEL lassen sich über den betrachteten Zeitraum von 2025-2035 fast 60.000 Tonnen CO₂e einsparen.

Nach der Erzeugung des Wasserstoffs können zwei unterschiedliche Wege zur Speicherung und zum Transport eingeschlagen werden. Entweder kann der Wasserstoff gasförmig oder in Form von LOHC gelagert und transportiert werden. Die Vorteile von LOHC sind die günstigere und emissionsärmere Speicherung des Wasserstoffs sowie günstigere Transportkosten, sofern der Wasserstoff per LKW transportiert werden soll. Nachteilig sind die deutlich größeren Kosten und Emissionen bei der notwendigen Umwandlung. Die benötigte Energie zur Zurückwandlung von LOHC zu gasförmigen Wasserstoff ist, wie in Kapitel 4.4.2 beschrieben, in den Verlusten des Hubs berücksichtigt. Da die Verluste allgemein in die Hub-Berechnung eingehen und nicht den einzelnen Bereichen (hier Umwandlung) zugeschrieben werden, sind die hierdurch entstehenden Kosten und Emissionen in Abbildung 26 und Abbildung 30 für die Umwandlung untertrieben, da sie auf alle Bereiche gleichverteilt dargestellt sind.

Im Vergleich der unterschiedlichen Technologien (Abbildung 26) ist zu beachten, dass die Skala der Y-Achse nicht einheitlich ist, sondern pro Verarbeitungsschritt variiert. Die Erzeugung des Wasserstoffs durch die Elektrolyseure zeichnet sich mit Abstand für den größten Anteil sowohl der Kosten als auch der Emissionen verantwortlich. Der lokale Charakter des analysierten Hub-Gedankens reduziert Speicher- und Transportbedarfe, so dass diese kaum ins Gewicht fallen.

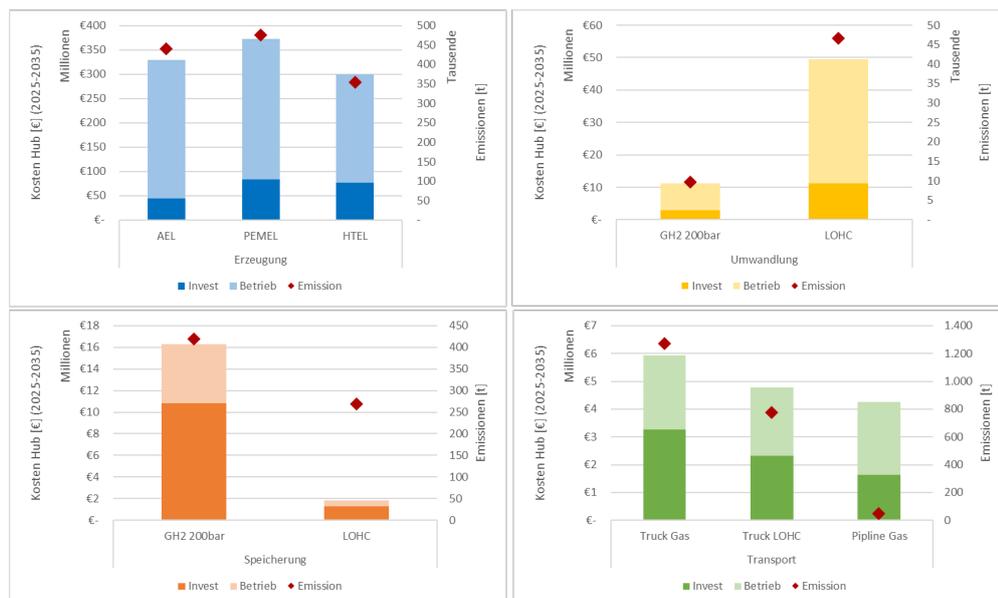


Abbildung 26 - Investitions- und Betriebskosten und Emissionen nach Technologien (I-H₂-Hub Karlsruhe 2025-2035)

Auf Basis der Technologievergleiche wurde im I-H₂-Hub Karlsruhe die Wasserstoff-Erzeugung mit HTEL Elektrolyseuren als am rentabelsten bewertet. Der so erzeugte Wasserstoff wird komprimiert, in Gastanks gespeichert und per Pipeline zu den Verbrauchern transportiert. Somit ergibt sich für den Hub Karlsruhe die Technologiekombination: HTEL, PV-frei, GH₂ und Pipeline.

Die für den I-H₂-Hub notwendigen jährlichen Investitions- und Betriebskosten werden in Abbildung 27 den Ersatzkosten gegenübergestellt. Diese setzen sich aus den Kosten zusammen, die entstehen würden, wenn kein Hub am Standort Karlsruhe umgesetzt werden würde. In der Darstellung wird unterschieden zwischen erwarteten Erzeugungskosten für

grauen Wasserstoff zur stofflichen Nutzung, erwarteten Kosten für Erdgas für die energetische Nutzung und erwarteten Kosten für Diesel für den Transport. Die Kostenentwicklungen über die Berechnungsdauer des Hubs sind in Abbildung 23 dargestellt.

Wie beschrieben macht die Erzeugung des Wasserstoffs einen Großteil der Kosten des Hubs aus. Den zweitgrößten Anteil der Kosten verantwortet die EEG Umlage, die anteilig auf den eigenen produzierten Strom zu entrichten ist (derzeit 40% bei lokalem Eigenverbrauch). Die Umwandlung, die Speicherung und der Transport von Wasserstoff können unter den zugrunde gelegten Annahmen nahezu vernachlässigt werden. Die benötigten Investitionen für notwendige Wasserstoff-Infrastruktur sind als Abschreibungen mit in den Kosten aufgeführt.

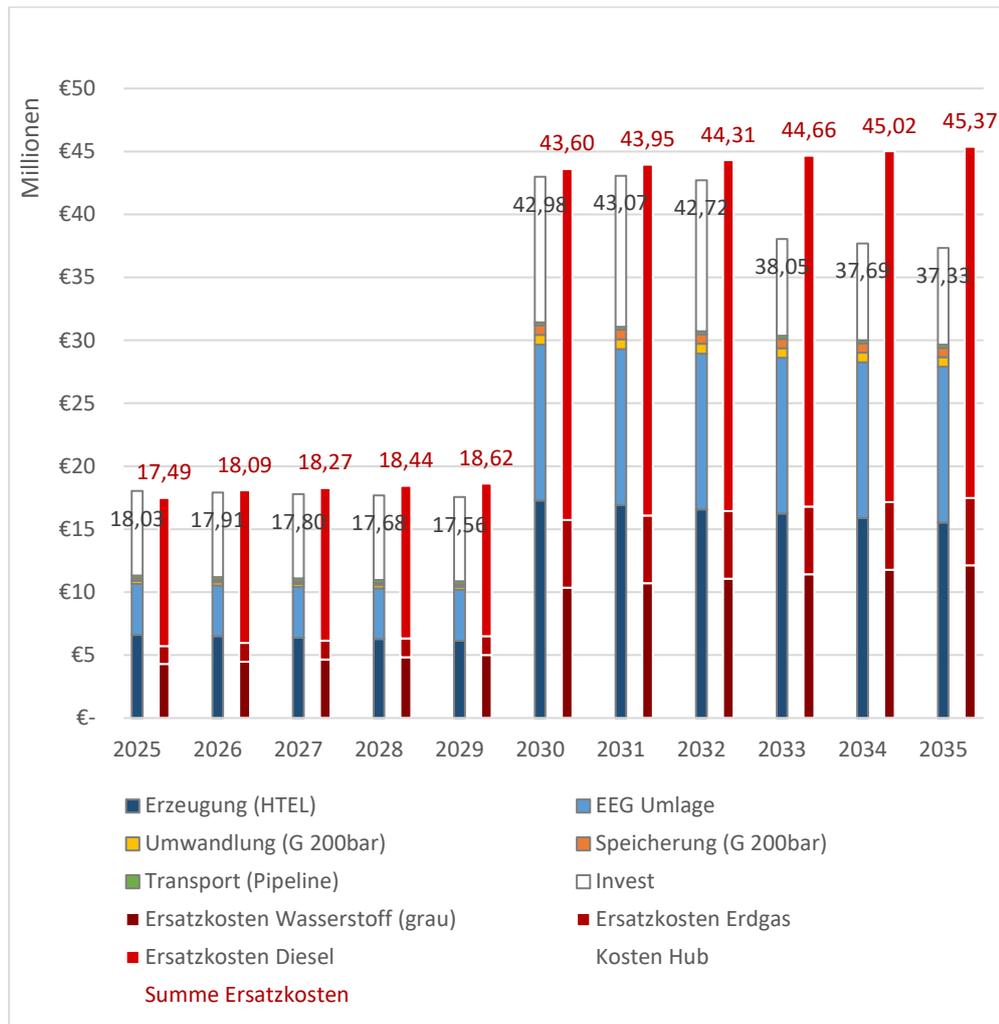


Abbildung 27 - Investitions- und Betriebskosten I-H₂-Hub Karlsruhe (HTEL, PV-frei, GH₂, Pipeline)

Die Gesamtkosten des I-H₂-Hubs liegen unter den Gesamtkosten der Ersatzleistungen. Besonders deutlich wird dies in den Jahren ab 2033. Hierbei wirken sich insbesondere zu diesem Zeitpunkt neu zu installierende Elektrolyseure (mit bis dahin stark weiterentwickelten Technologieparametern) positiv auf die Ergebnisse aus. Dass der Hub mittelfristig rentabel ist, liegt hauptsächlich an den Ersatzkosten der Speditionen. Aufgrund des prognostizierten steigenden Diesel-Preises und des angenommenen sinkenden Wasserstoffpreises (aufgrund der Technologieverbesserung) etabliert sich Wasserstoff innerhalb des Betrachtungszeitraums als günstigere Alternative für den Schwerlasttransport. Die benötigten Investitionen der Spediteure in neue LKWs sowie die Verfügbarkeit ebendieser

wurde in der Analyse nicht berücksichtigt. In der Diskussion in Kapitel 6.3 werden diese und weitere Annahmen kritisch betrachtet.

Auch ökologisch lohnt sich die Einrichtung eines Wasserstoff-Hubs. Insgesamt können durch den Hub über den Berechnungszeitraum von 2025-2035 über 890.000 Tonnen CO₂e eingespart werden. Hierbei wurden die bei Produktion und Anwendung anfallenden Emissionen der zu ersetzenden Energieträger (grauer Wasserstoff, Erdgas und Diesel) den durch Installation und Betrieb anfallenden Emissionen des Hubs gegenübergestellt. Inkludiert in den Hub-Emissionen sind die jeweiligen Invest- und Betriebsemissionen der Energieerzeugung, Wasserstoffherzeugung, Umwandlung, Speicherung und des Transports. Die Einsparungen sind in Abbildung 28 im Vergleich zu den verbleibenden Emissionen des Standorts, bestehend aus nicht ersetzten Energieträgern und den beschriebenen Hub-Emissionen, dargestellt.

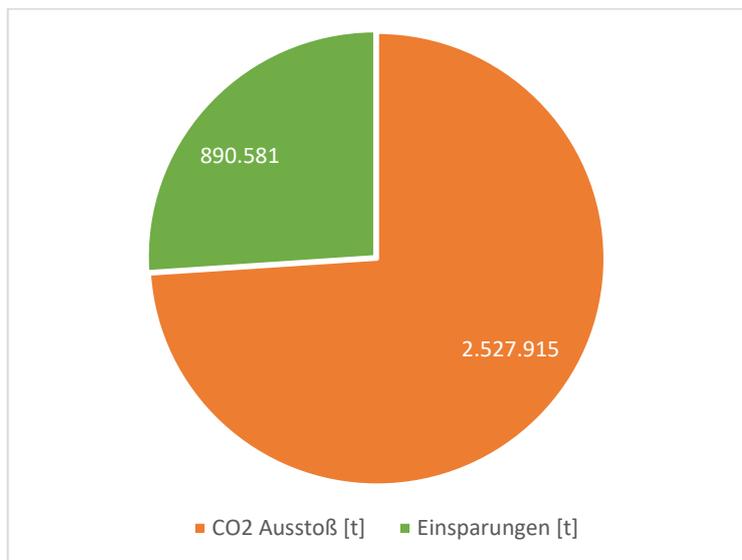


Abbildung 28 - Einsparungen CO₂ Äquivalent in Tonnen I-H₂-Hub Karlsruhe (2025-2035)

6.2

Fallstudie II: I-H₂-Hub Rheinfelden

Der ausgewählte Hub Rheinfelden ist ähnlich wie der Hub Karlsruhe aufgebaut. Anstatt einer Raffinerie liegt ein Chemie-Werk im Zentrum des Hubs und stellt den Elektrolyseur-Standort dar. Rheinfelden wurde aufgrund einer diversifizierten Wasserstoffverwendung (stofflich, energetisch und Transport) sowie aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung und der verfügbaren potentiellen Freiflächen für PV-Anlagen ausgewählt. Neben dem zentralen Chemie-Werk gibt es zwei Unternehmen aus der Metallbranche. Der gesamte Hub Rheinfelden ist in Abbildung 29 dargestellt. Da es sich hier nur um drei Speditionen handelt und diese auch örtlich nicht nah beieinanderliegen, wurde darauf verzichtet, eine extra Hub-Tankstelle zu planen. Diese wurde in das Werksgelände des Chemie-Werks eingegliedert und wird über eine interne Pipeline angeschlossen.

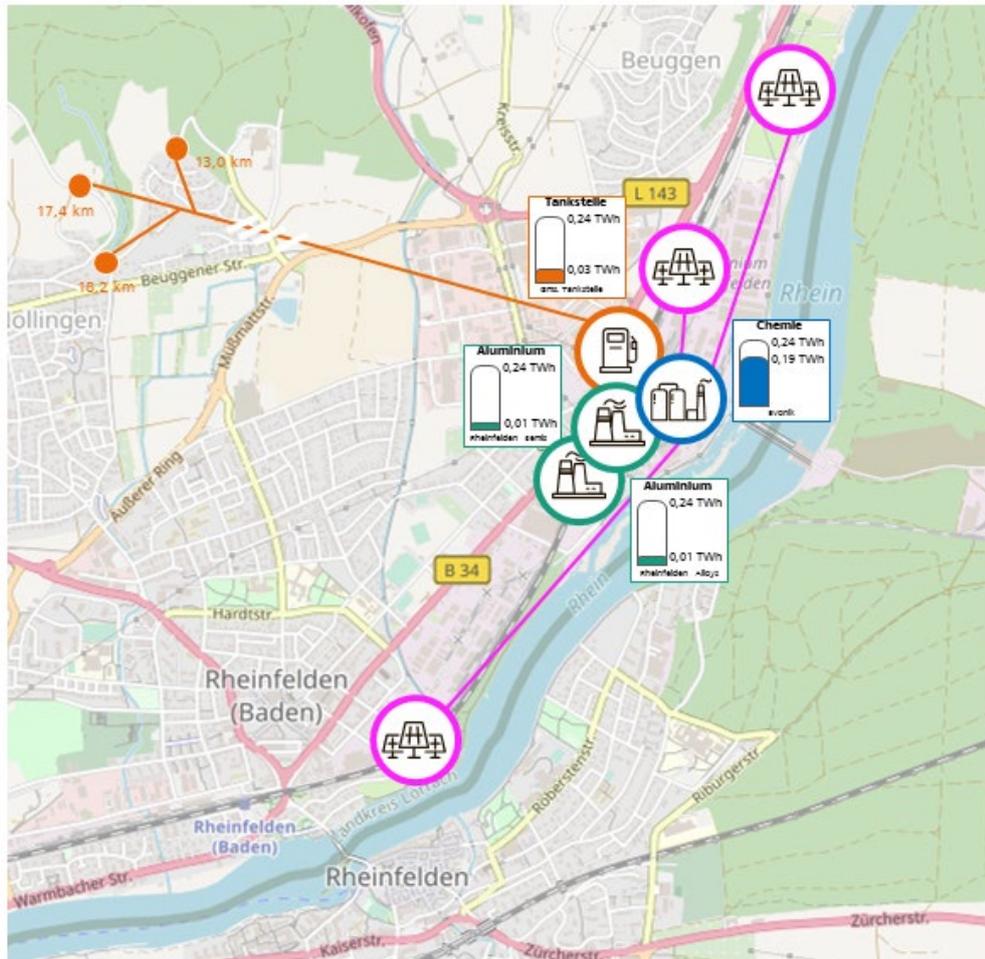


Abbildung 29 - Beispiel I-H₂-Hub Rheinfelden

Verglichen mit dem Karlsruher Hub müssen die Speditionsunternehmen somit jeweils längere Wege auf sich nehmen, um tanken zu können. Die in der Abbildung 29 dargestellten Distanzen werden nach Expertenaussagen aber auch heute schon von gewerblich genutzten Fahrzeugen zum Tanken von Wasserstoff zurückgelegt und stellen somit voraussichtlich kein signifikantes Problem dar. Die Übersicht über die Hub Teilnehmer und die jeweiligen prognostizierten Verbräuche ist in Tabelle 13 aufgeführt.

Tabelle 13 - Übersicht I-H₂-Hubs Rheinfelden

Name	Branche	Energie-Typ	Durch H ₂ jährlich ersetzbare Energie [TWh]		
			Potenzial gesamt	Potenzial kurzfristig	Potenzial mittelfristig
Evonik	Chemie	Stofflich	0,317844	0,0953532	0,1907064
Rheinfelden Semis	Metall	Energetisch	0,03	0,003	0,009
Rheinfelden Alloys	Metall	Energetisch	0,03	0,003	0,009
Gms. Tankstelle	Transport	Transport	0,0822470	0,0022717	0,0311634

Auch für diesen Hub stehen potentielle PV-Freiflächen zur Energiegewinnung zur Verfügung. Wiederum reichen diese aber nicht zur Deckung des Gesamtbedarfs aus. Es wird analog zum Hub Karlsruhe angenommen, dass die zusätzlich benötigte Energie von Solaranlagen auf nahegelegenen Freifläche zur Verfügung gestellt werden kann.

Analog zum I-H₂-Hub Karlsruhe wurden auch für Rheinfelden die einbindbaren Technologien miteinander verglichen und in Abbildung 30 dargestellt. Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass die AEL-Technologie für den gesamten Hub ohne Berücksichtigung der anteiligen EEG-Umlage günstiger wäre als die HTEL-Technologie. Dies liegt daran, dass am Hub Rheinfelden insgesamt weniger Wasserstoff benötigt wird und somit der verbesserte Wirkungsgrad die höheren Investitionskosten für HTEL-Anlagen nicht aufwiegen kann. Anzumerken ist jedoch, dass dies über den Berechnungszeitraum des Hubs von 2025-2035 „nur“ insgesamt eine Differenz i.H.v. 2 Millionen Euro bedeuten würde (ohne EEG-Umlage). Durch die größeren Stromverbräuche des Hubs aufgrund der weniger effizienten AEL Technologie werden im Vergleich zur HTEL-Technologie dafür aber fast 60.000 Tonnen CO_{2e} zusätzlich ausgestoßen. Aus Demonstrationszwecken und zur Veranschaulichung anderer Technologiekombinationen wurde im Folgenden mit der Einbindung von alkalischen Elektrolyseuren kalkuliert. Aus ökologischer und evtl. perspektivisch auch aus ökonomischer Sicht sollte bei einer realen Umsetzung der Wasserstoff jedoch mit HTEL erzeugt werden.

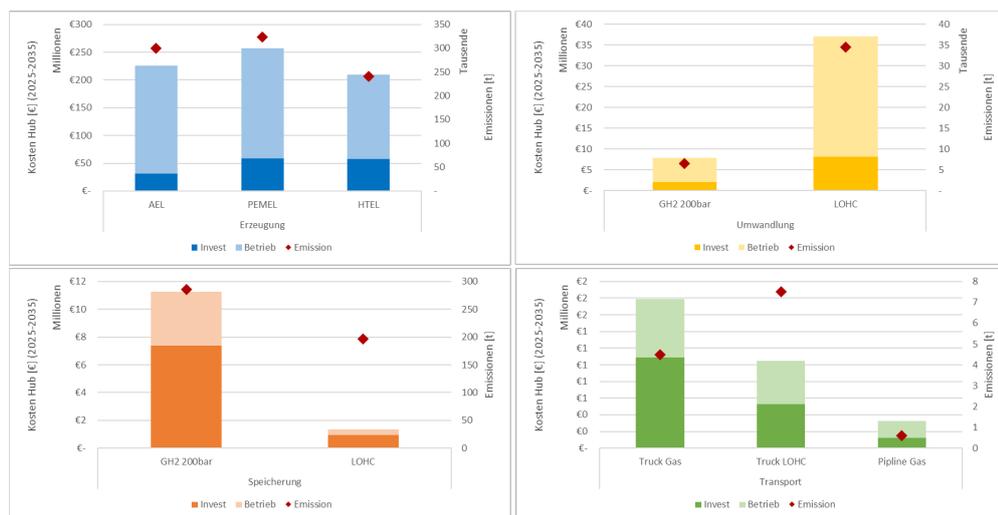


Abbildung 30 - Investitions- und Betriebskosten und Emissionen nach Technologie (I-H₂-Hub Rheinfelden 2025-2035)

Der mittels AEL erzeugte Wasserstoff wird komprimiert, in Gastanks gespeichert und per Pipeline zu den Verbräuchern transportiert. So ergibt sich für den Hub Rheinfelden die Kombination: AEL, PV-frei, GH₂ und Pipeline.

Aufgrund der Hub-Zusammensetzung mit deutlich weniger Wasserstoffbedarf im Transportsektor ist der Hub als nicht profitabel zu bewerten (wohlgemerkt unter den zugrunde gelegten Annahmen). Die Verteilung der Kosten ähnelt derjenigen des Hubs Karlsruhe. Hierbei machen die Erzeugung von Wasserstoff und die anteilige EEG-Umlage die

mit Abstand größten Teile der Betriebskosten aus. Die Übersicht der Kosten ist in Abbildung 31 für die einzelnen Berechnungsjahre des Hubs dargestellt.

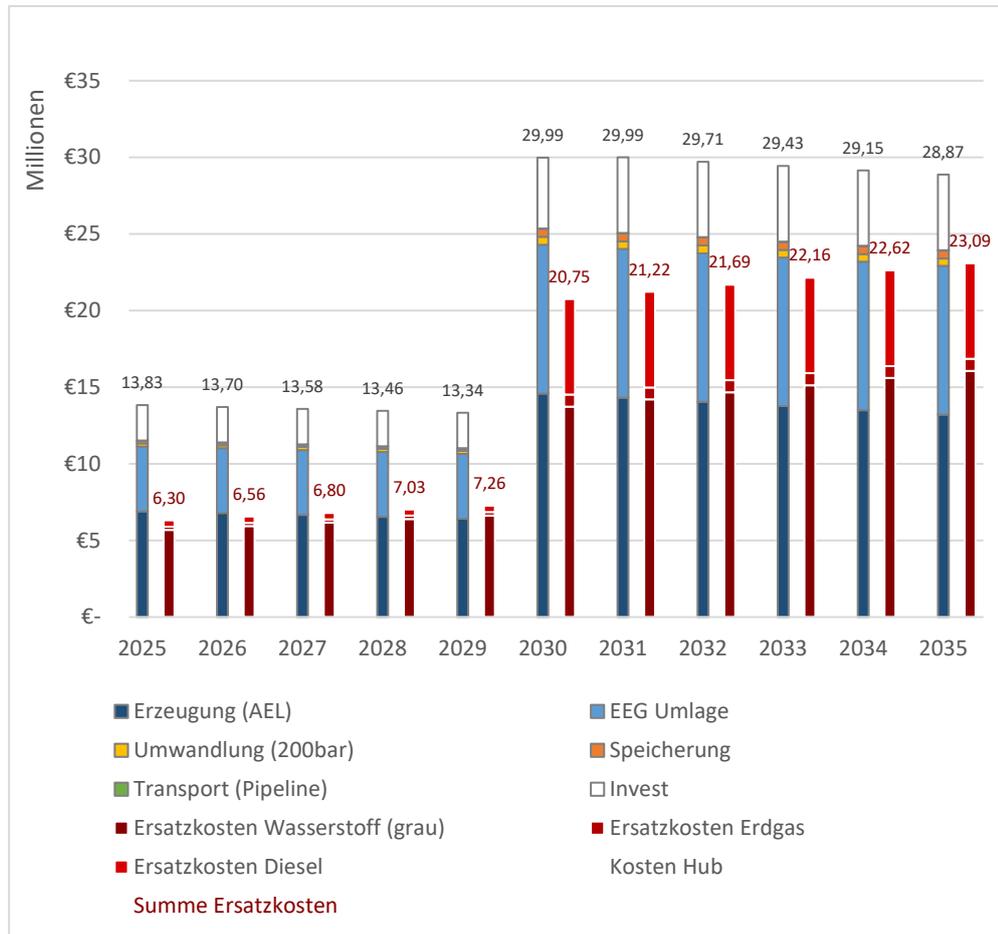


Abbildung 31 - Investitions- und Betriebskosten I-H₂-Hub Rheinfelden (AEL, PV-frei, GH₂, Pipeline)

Anders als beim Hub Karlsruhe, bei dem HTEL-Technologie eingesetzt wird, muss durch die längere Lebensdauer der alkalischen Elektrolyseure während des Betrachtungszeitraums kein Tausch von veralteten Anlagen angestoßen werden.

Die Emissionen am Standort Rheinfelden reduzieren sich durch den Einsatz des grünen Wasserstoffs. Die Einsparungen sind aufgrund zweier Faktoren weniger stark als beim Hub Karlsruhe. Durch den Einsatz von weniger effizienten AEL-Elektrolyseuren erhöht sich der Strombedarf. Analog steigen die hierfür anfallenden Emissionen. Dies entspricht den angesprochenen 60.000 Tonnen CO_{2e}, die durch den Einsatz von HTEL-Elektrolyseuren eingespart werden könnten. Zusätzlich wird am Standort Rheinfelden weniger Diesel substituiert. Entsprechend wird weniger emissionsintensiver Diesel ersetzt. Trotzdem errechnet sich die Emissionseinsparung über den Berechnungszeitraum des Hubs auf über 460.000 Tonnen CO_{2e} im Vergleich zum Standort ohne Etablierung eines I-H₂-Hubs. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 32 dargestellt.

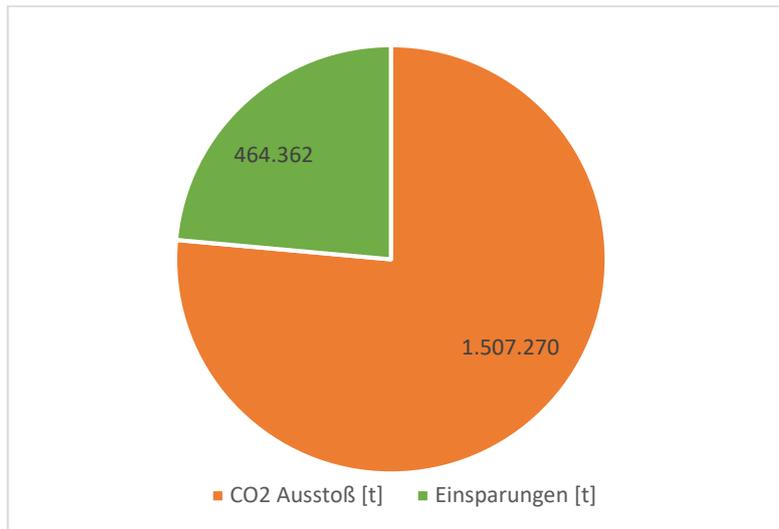


Abbildung 32 - Einsparung CO₂ Äquivalent I-H₂-Hub Rheinfelden (2025-2035)

6.3

Zusammenfassung und Diskussion Fallstudien I-II

Um die Ergebnisse einzuordnen, wurden einzelne Aspekte in Bezug auf andere Veröffentlichungen und Datenquellen untersucht. Die Tabelle 14 stellt eine Zusammenfassung der Ergebniseinordnung dar.

Tabelle 14 - Einordnung der I-H₂-Hub-Berechnung

Annahme / Berechnung	Einordnung
Die Technologieentwicklung (Investition, Effizienz, Betriebskosten, Emissionen und Lebensdauer der Elektrolyseure AEL, PEMEL und HTEL wurde aufbauend auf einer Studie [228] in jährliche Verbesserungsschritte linear approximiert und vom letzten Stützpunkt im Jahr 2030 bis in das Jahr 2035 erweitert.	Die so entstandenen Zahlen wurden in Gesprächen mit Experten und Expertinnen gespiegelt und als eher konservativ eingestuft.
In den Hub-Berechnungen für den Transport hat sich gasförmiger Wasserstoff durch Wasserstoffpipelines immer als günstigste und emissionsärmste Alternative herausgestellt.	In der Literatur wird das Ergebnis, dass der Pipeline-Transport insbesondere für kurze Strecken die kostengünstigste und emissionsärmste Methode ist, bestätigt [219] S. 1, [229] S. 431. Des Weiteren konnte das Ergebnis in einem Interview mit Expert*innen aus einem großen Chemieunternehmen bestätigt werden.
Die durchschnittlichen Herstellkosten von grünem Wasserstoff belaufen sich aufgrund der durchgeführten Berechnungen bis zum Verbraucher zwischen 2025-2035 auf 6,99 ct/kWh (I-H ₂ -Hub Rheinfelden) und	Eine Greenpeace Kurzstudie aus dem Jahr 2020 prognostiziert die Kosten für die grüne Wasserstoffherstellung im Jahr 2030 zwischen 6 ct/kWh-12 ct/kWh (US) [227].

7,08 ct/kWh (I-H₂-Hub Karlsruhe) jeweils ohne EEG Umlage.

In den Berechnungen ist der Ersatz von Diesel der Treiber für die Wirtschaftlichkeit der I-H₂-Hubs.

Die Studie IndWEde beschreibt, dass Brennstoffzellenfahrzeuge wettbewerbsfähig sind ab Wasserstoff-Produktionskosten von ca. 7,5-10,5 ct/kWh [196]. Mit durchschnittlichen Produktionskosten der Hubs von 7,04 ct/kWh Wasserstoff (ohne EEG Umlage) wären die Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen wirtschaftlich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die getroffenen Annahmen und Berechnungen durch die Aussagen von Experten und Expertinnen sowie durch andere Studien und Veröffentlichungen gestützt werden. Keine der durchgeführten Berechnungen kam zu deutlich anderen Ergebnissen, sodass die Hub-Ergebnisse valide erscheinen.

Für beide Hubs wurden die erwarteten Kosten und Emissionen berechnet und den jeweiligen Ersatzkosten und im Ausgangszustand anfallenden Emissionen gegenübergestellt. Diese Berechnungen basieren auf Annahmen, die in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben sind. Für beide Hubs sind die Gesamtemissionen über den Berechnungszeitraum von 2025-2035 niedriger als der jeweilige Vergleich mit der Anwendung der konventionellen Stoffe grauer Wasserstoff, Erdgas und Diesel. Der Hub Karlsruhe ist unter den zugrunde gelegten Annahmen zudem als ökonomisch rentabel zu bewerten.

Im Vergleich der beiden Hubs fällt auf, dass der Hub Rheinfelden nicht profitabel ist. Dies liegt daran, dass dort deutlich weniger Diesel ersetzt wird als im Hub Karlsruhe. Aus diesem Grund unterschreiten die Hub-Kosten die Vergleichskosten über den gesamten Hub-Zeitraum nicht. Hieraus wird deutlich, welchen Einfluss der Ersatz von Diesel durch grünen Wasserstoff im Transportsektor auf die Rentabilität der Hubs hat. Wie in Abschnitt 6.1 bereits angedeutet, ist jedoch gerade der Ersatz von Diesel mit einigen Annahmen hinterlegt. Zunächst müssten die Spediteure in eine komplett neue LKW-Flotte investieren, um Wasserstoff als Energieträger nutzen zu können. Diese Kosten wurden in der Hub-Berechnung nicht berücksichtigt. Auch müssen hierfür genügend Wasserstoff-LKWs zur Verfügung stehen, was durchaus kritisch hinterfragt werden kann.

Es muss außerdem beachtet werden, dass sowohl Technologieentwicklungen (bezüglich Effizienz, Lebensdauer) als auch deren Kostenentwicklungen (Investitionskosten) bis zum Jahr 2025 und darüber hinaus bis zum Ende des Hub-Berechnungszeitraums angenommen wurden. Diese werden im Anhang 9.6 in

Tabelle 35 dargestellt. Obwohl die entsprechenden Annahmen Literaturquellen entnommen wurden und von Expert*innen validiert wurden, stellt dies einen gewissen Unsicherheitsfaktor dar. Insbesondere die signifikanten Verbesserungen der Technologieparameter der HTEL sind als kritisch zu bewerten.

Der größte Einflussfaktor auf die Profitabilität (ökonomisch und ökologisch) der Hubs ist jedoch der verwendete Strom. Für beide Hubs wird eine Eigenerzeugung von Strom mit Photovoltaik Anlagen auf Freiflächen angenommen, wobei nur die Herstellkosten und 40% der EEG-Umlage (6,5 ct/kWh) [230] betrachtet wurden. Wie sensitiv die Profitabilität der Hubs vom Strom abhängt, ist in Abbildung 33 beispielhaft für den Hub Rheinfelden dargestellt. Allein die angenommenen Stromkosten von PV-frei zwischen 3-4 ct ohne die anteilige EEG-Umlage (vergleiche Abbildung 23) würden den Hub profitabel machen. Andere Stromarten oder Aufschläge wie zum Beispiel EEG steigern die Hub-Kosten deutlich und führen dazu, dass die Vergleichs-Energieträger (grauer Wasserstoff, Erdgas und Diesel) ökonomisch sinnvoller sind. Zusätzlich zum hinterlegten Szenario (PV-frei, 40% EEG) ist in Abbildung 33 eines mit Bezug des deutschen Strom-Mix und eines ohne Entrichtung der EEG-Umlage dargestellt. In letzterem Szenario würden die gesamten Hub-Kosten von 220 Mio. Euro auf 145 Mio. Euro sinken. Der Break-Even-Point von 165 Mio. Euro wäre entsprechend unterschritten.

Würde der Hub nicht mit eigenproduziertem Strom, sondern mit dem deutschen Strom-Mix betrieben werden, würden sich die Hub-Kosten auf über 500 Millionen Euro mehr als verdoppeln. Zusätzlich würde dies eine negative Einsparung (also eine Steigerung) der emittierten CO₂e bedeuten. Dies verdeutlicht, wie sensitiv die Hub-Berechnungen auf die Eingangsgröße Strom reagieren.

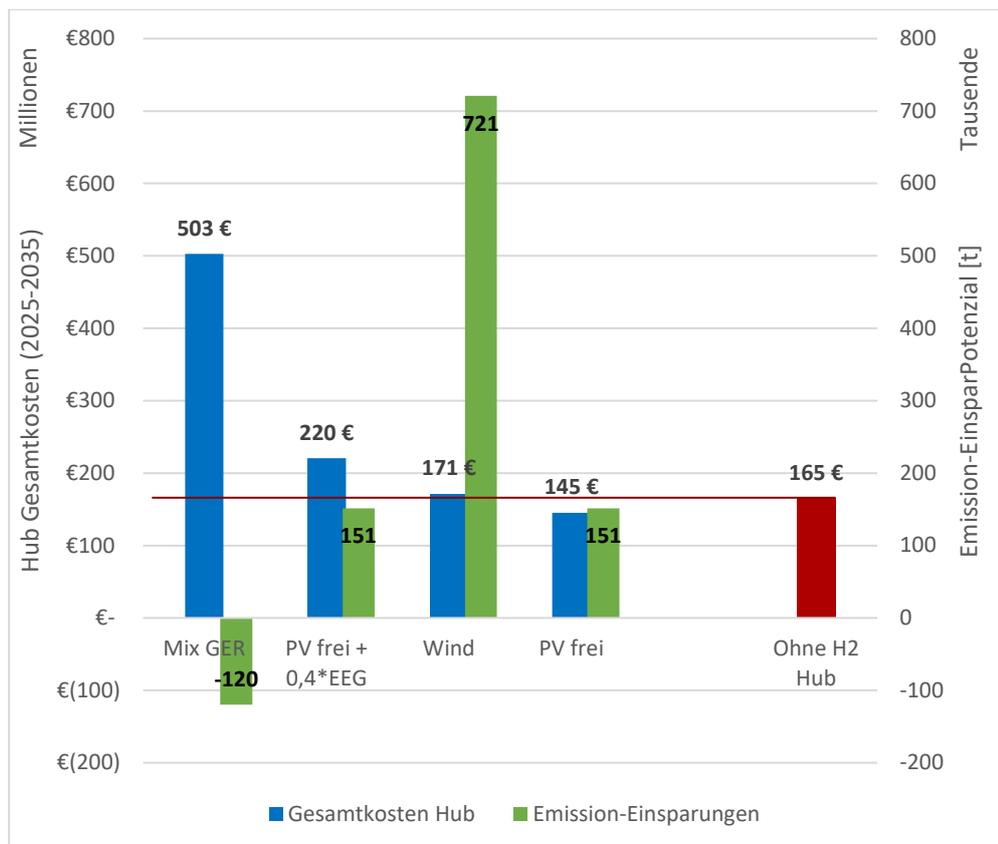


Abbildung 33 – Beispiel- I-H₂-Hub Rheinfelden in Abhängigkeit des verwendeten Stroms (2025-2035, HTEL, GH₂, Pipeline)

In den Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass die Investitionen in den Hub zum Anfang des Berechnungszeitraums und im Jahr 2030 als Erweiterungsinvestition durchgeführt werden. Dies ist der Ausgestaltung der definierten Szenarien geschuldet. Realistischer wäre ein langsamer Ausbau des Hubs in vielen Schritten. Dies hängt auch von den einzelnen Verbrauchern und der jeweiligen Möglichkeit Wasserstoff zu verwenden ab. Dem Ersatz von stofflichem Wasserstoff steht technisch in einigen Anwendungsfällen wenig im Wege. Entsprechend könnte dieser Schritt bereits kurzfristig erfolgen. Danach muss geprüft werden, ob es sinnvoller wäre den technisch einfacheren Wechsel von der thermischen Verwertung (Erdgas durch Wasserstoff) zu vollziehen oder den ökonomisch lohnenswerteren Wechsel im Transportsektor. Dieser inkrementelle Aufbau der Hubs würde einem Unternehmenskonsortium erlauben, risikoärmer zu Investieren.

6.4

Fallstudie III (Zusatzauswertung): Ökologisches Potenzial Transport BW

Zusätzlich zu den beschriebenen Fallstudien in ausgewählten Regionen für potentielle Wasserstoff-Hubs (Rheinfelden & Karlsruhe) wurde auf Basis der akquirierten Daten eine weitere Analyse mit ausgeweiteter Systemgrenze angeschlossen. Da für den Transportsektor entsprechende detaillierte Informationen vorliegen, bzw. erarbeitet wurden, sollte anhand einer weiteren Fallstudie das ökologische Potenzial der Substitution konventioneller (Dieselmotoren) durch wasserstoffbetriebene Antriebsformen im Transport in allen zuvor identifizierten Schwerpunktkreisen bewertet werden. Die prognostizierten Anteile von Wasserstofffahrzeugen in den Flotten von Logistikunternehmen sowie in kommunalen Fuhrparks (vgl. Abschnitt 1.3.2) bilden hierfür die quantitative Grundlage.

Bei den Wasserstofffahrzeugen wird die Herstellung von H₂ durch Elektrolyse angesetzt. Dabei werden die eingesetzten Energieträger variiert (vgl. Tabelle 11). Die Wasserstoffherstellung wird mit spezifischen Strom-Mixen für Baden-Württemberg bewertet. Die Strom-Mixe werden auf Basis der Energie- und Klimaschutzziele 2030 berechnet [133]. Der Anteil der jeweiligen Energieträger am Strom-Mix ist in Anhang 9.6, Tabelle 34 zu finden. Die Umweltwirkungen der Wasserstoffherstellung hängen sehr stark vom eingesetzten Energie-Mix ab (vgl. Tabelle 11).

Bei der Analyse der Treibhausgasemissionen werden den wasserstoffbetriebenen LKW mit dem ermittelten Durchschnittsverbrauch ein schwerer Euro-6 LKW gegenübergestellt. Die Ermittlung der Umweltprofile erfolgt in der GaBi Software zur Ökobilanzierung; der ermittelte durchschnittliche Verbrauch liegt bei 34,3 Liter Diesel je 100 Kilometer [225].

Zunächst werden die THG-Emissionen der Fahrzeuge für eine Fahrstrecke von 100 km verglichen. Dabei wird dieselbe durchschnittliche Zuladung von 18,44 t angesetzt. Die Ergebnisse sind in

Tabelle 30 dargestellt. Die THG-Emissionen von Wasserstofffahrzeugen liegen dabei über denen des Diesel-LKW wenn der Wasserstoff mit dem erwarteten Netzstrom-Mix für Baden-Württemberg hergestellt wird. Erfolgt die Herstellung des Wasserstoffes mit dem Erneuerbare Energien-Mix für Baden-Württemberg, ergibt sich hingegen ein deutliches Reduktionspotenzial im Vergleich zu Diesel-LKW.

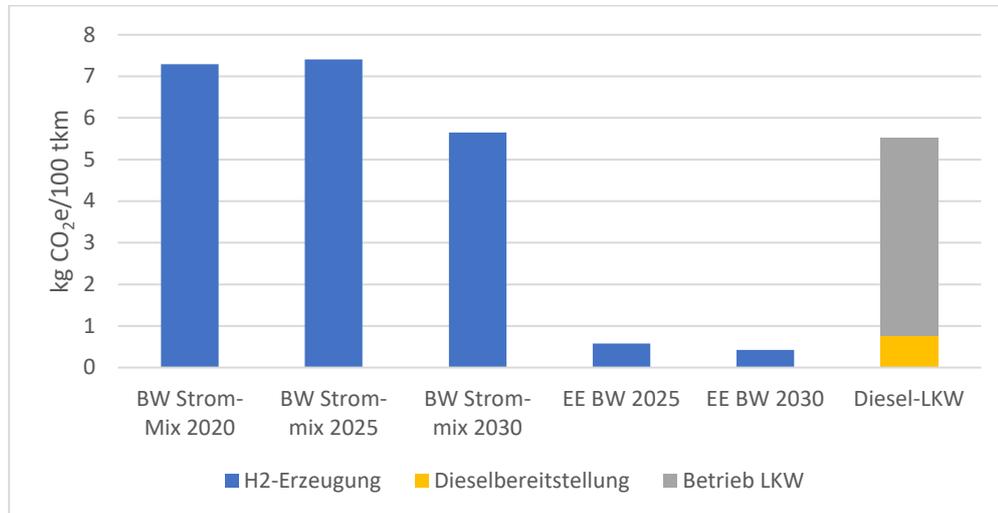


Abbildung 34 - THG-Emission von LKW, 100 tkm

Zur Bewertung der Veränderung der THG-Emissionen wird die Erbringung der aktuellen Transportleistung mit Diesel-LKW als Basis der Analyse angesetzt. Für die Jahre 2025 und 2030 werden die zuvor beschriebenen Szenarien zur Flottendurchdringung von Wasserstoffnutzfahrzeugen angesetzt und die daraus resultierenden Emissionen denen des Basisjahres gegenübergestellt. Dabei wird zwischen dem konservativen und progressiven Szenario unterschieden (vgl. Abschnitt 1.3). Außerdem wird die H₂-Erzeugung durch den deutschen Strom-Mix in den betrachteten Jahren sowie einen erneuerbaren Strom-Mix betrachtet.

Abbildung 35 zeigt die THG-Emissionen für das progressive Szenario bei Erzeugung des Wasserstoffs durch Elektrolyse und unter Zufuhr des deutschen Strom-Mix. Verglichen mit dem konventionellen Betrieb der Transportbetriebe in den Schwerpunktkreisen ist dabei ein leichter Anstieg zu verzeichnen.

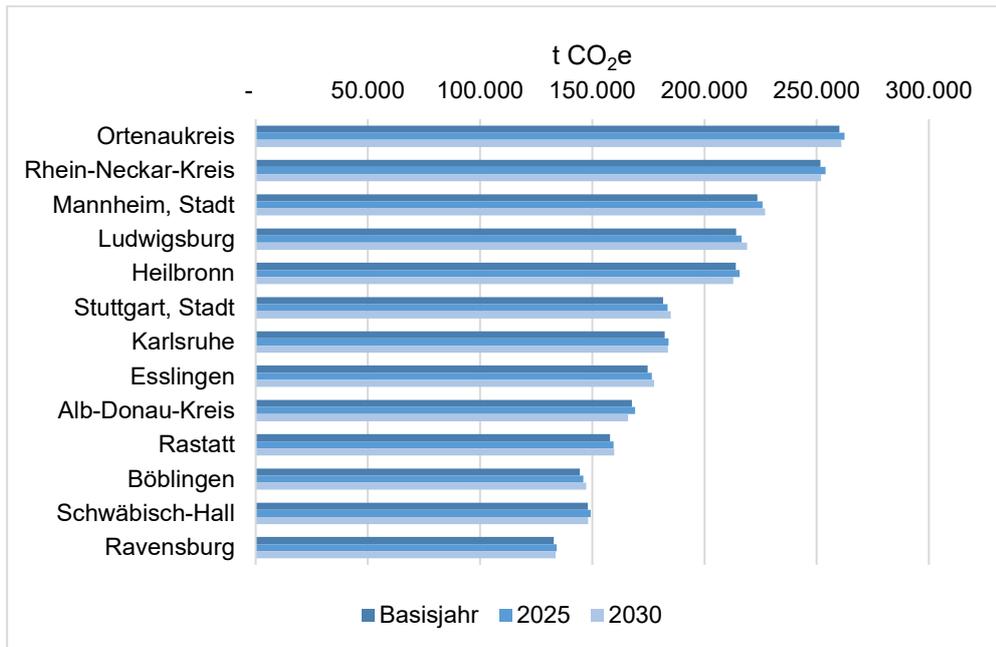


Abbildung 35 - THG-Emissionen Logistikunternehmen, H₂-Erzeugung mit deutschem Strom-Mix, progressives Szenario

Die Zusammenfassung über alle analysierten Szenarien bei Strombereitstellung durch den deutschen Strom-Mix findet sich in Abbildung 36. In einigen Kreisen kommt es in 2030 in beiden Szenarien zu einer leichten Reduktion. Dies ist auf die unterschiedlichen Auslastungen nach Gütergruppen zurückzuführen, die in die Erfassung des Dieserverbrauchs einfließen. Die ökologische Bewertung wird jedoch einheitlich auf Flottenebene mit durchschnittlichen Zuladungswerten durchgeführt. Insgesamt ist der Einsatz von Elektrolyse-Wasserstoff, hergestellt unter Verwendung des deutschen Strom-Mix jedoch mit Blick auf die Treibhausgasemissionen nicht vorteilhaft.

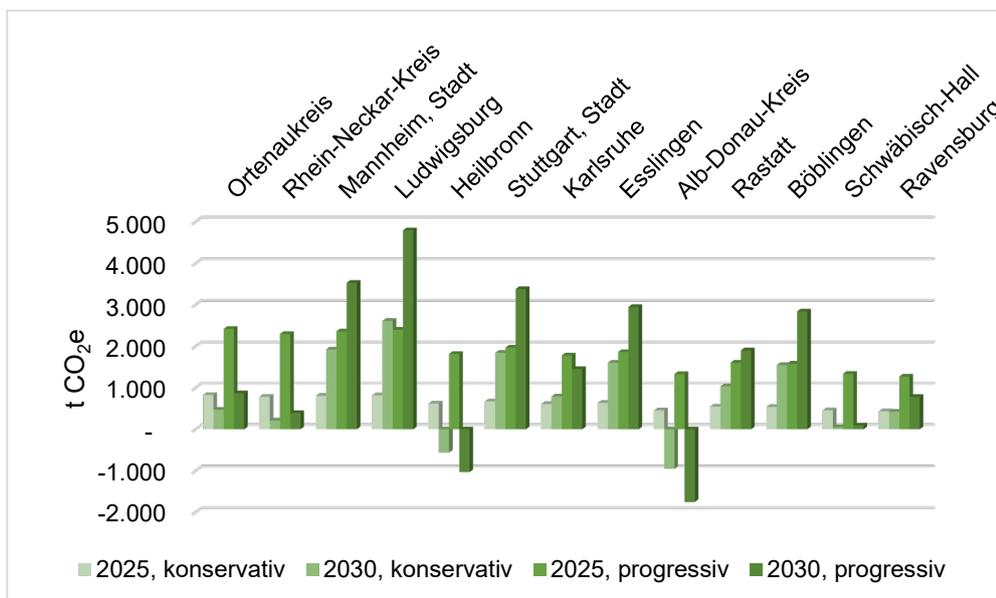


Abbildung 36 - Reduktionspotenziale Logistikunternehmen nach Landkreisen, H₂-Erzeugung mit deutschem Strom-Mix

Anders verhält es sich bei der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherstellung. In allen betrachteten Schwerpunktkreisen kommt es zu einer

Reduktion der Emissionen. Die Reduktionspotenziale sind dabei in 2030 auf Grund des höheren Anteils von Wasserstoff-LKW deutlich größer. Die ökologischen Vorteile der Nutzung von erneuerbaren Energien zeigen sich in Abbildung 37 nochmals deutlich. Die größeren Potenziale liegen im Ortenaukreis und dem Rhein-Neckar-Kreis, da hier die größten Transportleistungen verortet sind. Im Durchschnitt über alle Schwerpunktkreise können die Emissionen in 2030 um 19 % (konservatives Szenario) bzw. um 35 % (progressives Szenario) reduziert werden.

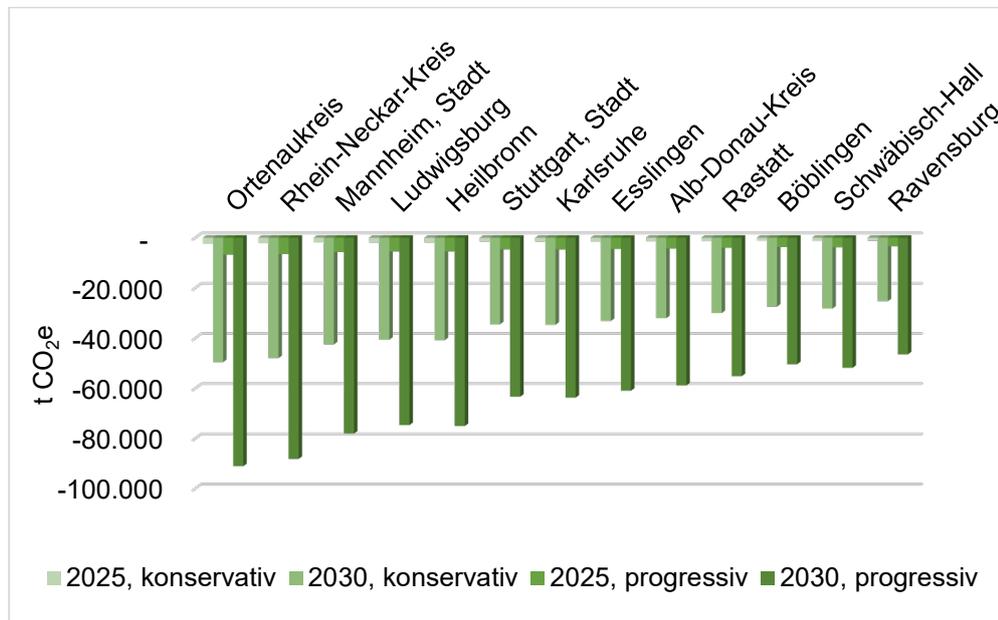


Abbildung 37 - Reduktionspotenziale Logistikunternehmen nach Landkreisen, H₂-Erzeugung mit Erneuerbaren Energien

Analog zum Vorgehen für Logistikunternehmen werden die THG-Emissionen für kommunale Fuhrparks betrachtet. Es wird angenommen, dass die größten Potenziale hier bei schweren Maschinen liegen, nämlich Abfallsammelfahrzeugen und Kehrmaschinen. Für beide Anwendungen gibt es Hybridfahrzeuge mit H₂-Range Extendern. Informationen zum Verbrauch wurden von FAUN bereitgestellt [90]. Die Annahmen zum Verbrauch der kommunalen H₂-Fahrzeuge sind in Abschnitt 1.2.3 aufgeführt. Der angenommene Verbrauch für Kehrmaschinen liegt bei 95 Litern Diesel je 100 km [231], der Verbrauch von Abfallsammlern bei 71,3 Litern Diesel je 100 km [232].

Die Ergebnisse sind in Abbildung 38 dargestellt. Ähnlich zu den LKW zeigt sich auch hier, dass Wasserstofffahrzeuge dann ökologische Potenziale aufweisen, wenn der Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Der größte Anteil der THG-Emissionen stammt hier aus der Erzeugung des Wasserstoffs. Der Ladestrom trägt nur in geringem Umfang zum Ergebnis bei und ist beim Laden mit EE-Strom vernachlässigbar.

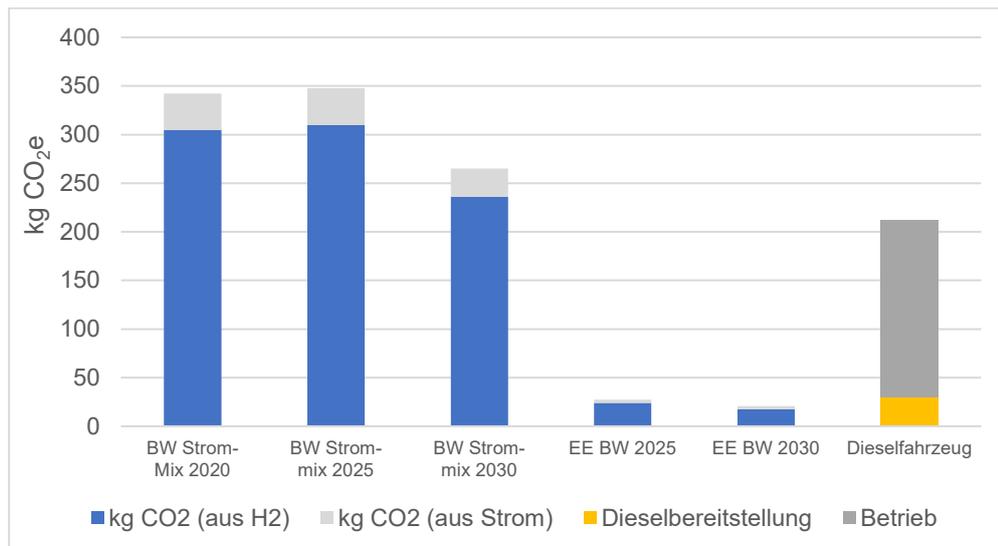


Abbildung 38 - Vergleich der THG-Emissionen von Abfallsammlern je 100 km Fahrleistung

Auch für die betrachteten Kehrmaschinen wurde ein Vergleich von Fahrzeugen mit Dieselantrieb und Wasserstoffantrieb durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 39 dargestellt. Analog zu den Abfallsammlern zeigt sich auch hier, dass der Einsatz von Wasserstofffahrzeugen nur bei Nutzung von erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherzeugung zu einer Reduktion von THG-Emissionen führt.

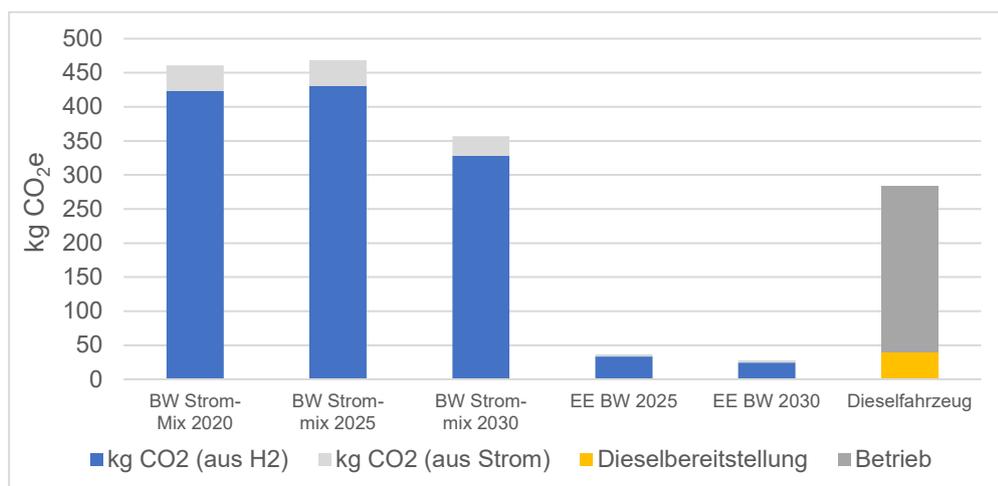


Abbildung 39 - Vergleich der THG-Emissionen von Kehrmaschinen je 100 km Fahrleistung

Die Berechnung der Änderung der THG-Emissionen für die Kommunen bei H₂-Herstellung mit deutschem Strom Mix ist in Anhang 9.4, Tabelle 32 aufgeführt. Bei der Herstellung von Wasserstoff mit dem Strom-Mix Baden-Württemberg steigen die Treibhausgasemissionen sowohl im konservativen als auch im progressiven Szenario in allen Schwerpunktkreisen und Kommunen mit mehr als 50.000 Einwohner*innen an. Bei der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Herstellung von Wasserstoff kann eine Reduktion der THG-Emissionen in allen betrachteten Schwerpunktkreisen und Kommunen erreicht werden, wie in Anhang 9.4, Tabelle 32 dargestellt. Unabhängig vom betrachteten Zeitpunkt und dem zugrunde gelegten Szenario ergeben sich Potenziale zur Reduktion der kommunalen THG-Emissionen. Diese belaufen sich im Durchschnitt über alle betrachteten Kreise und Kommunen auf 18 % im konservativen und 50 % im progressiven Szenario, was auf die höheren Durchdringungsraten als bei den LKW-Flotten zurückzuführen ist.

7

Handlungsempfehlungen

Auf Basis der erarbeiteten Ergebnisse wurden Handlungsempfehlungen an Stakeholder aus Industrie, Politik und Forschung abgeleitet. Es wurden hierbei explizit nur Empfehlungen aufgenommen, die im direkten Zusammenhang mit der Etablierung von regionalen Wasserstoff-Hubs sowie deren wirtschaftlichen und ökologischen Nutzen stehen.

7.1

Handlungsempfehlungen für die Industrie

Handlungsempfehlungen für die Industrie betreffen unterschiedliche Interessensgruppen. So werden im Nachfolgenden Hinweise für die Anwender- als auch die Herstellerseite von Wasserstofftechnologien zusammengefasst.

Bildung von Allianzen zur Nutzung von Skalen- und Synergieeffekten (Anwenderseite)

Unternehmensübergreifende Zusammenarbeit ist ein zentraler Aspekt bei der Etablierung von regionalen Wasserstoff-Hubs. Wie die Ergebnisse aus den vorgestellten Fallstudien verdeutlichen, tragen die Investitionskosten für Elektrolyseure signifikant zur wirtschaftlichen Gesamtbilanz des Hubs bei. Es ist davon auszugehen, dass diese im Verhältnis sinken, sofern Skaleneffekte durch Großaufträge eintreten. Entsprechend birgt der Zusammenschluss mehrerer Unternehmen gegenüber Individualprojektierungen Vorteile. So verteilt sich die Risikolast auf das gesamte Konsortium anstatt auf einen Einzelinvestor. Die Bildung von Partnerschaften birgt zudem das Potenzial, auch in anderen Bereichen Stoffflüsse unternehmensübergreifend zu denken und Wissensaustausch voranzutreiben. Solche industriellen Symbiosen ermöglichen die Erhöhung der Ressourceneffizienz sowie die Etablierung einer Kreislaufwirtschaft. So kann in vorliegendem Anwendungsfall beispielsweise das Koppelprodukt Sauerstoff ein relevanter Inputfaktor für andere Branchen und Produktionsprozesse darstellen.

Proaktive Verpflichtung zum Klimaschutz (Herstellerseite, Anwenderseite)

Die derzeitige Monetarisierung ausgelöster Umweltwirkungen ist für Unternehmen oftmals nicht Grund genug um eine Verringerung anzustreben. Jedoch sind Erhöhungen in der diesbezüglichen Bepreisung absehbar. Strengere Regularien und Vorgaben seitens Politik, aber auch Abnehmern in der Downstream-Lieferkette sind ein Risiko, dem Unternehmen in Zeiten des Klimawandels ausgesetzt sind. Eine proaktive und bindende Verpflichtung zum Klimaschutz und der Reduzierung der eigenen Umweltwirkungen schafft Zeit zur Transformation der eigenen Geschäftstätigkeit hin zu einer nachhaltigeren Ausrichtung. Anstatt auf externe Vorgaben zu warten und anschließend den aufgedrängten zeitlichen Rahmen erfüllen zu müssen, bietet vorausschauendes Commitment Unabhängigkeit für strategische Entscheidungsprozesse. Zudem entstehen Möglichkeiten zur verantwortungsbewussten Positionierung in der öffentlichen Wahrnehmung. In Verbindung mit etwaigen Zertifizierungen zur Hervorhebung der Glaubwürdigkeit der Anstrengungen zur Klimaneutralstellung der eigenen Unternehmung können signifikante Wettbewerbsvorteile generiert werden.

Prüfen von Einbindungspotenzial von grünem H₂ (Anwenderseite)

Unternehmen sollten das Einbindungspotenzial von Wasserstofftechnologien in den eigenen Geschäftsprozessen prüfen. Die vorliegende Untersuchung bietet hierfür eine valide Grundlage und generiert einen umfassenden Überblick. Nichtsdestotrotz, sollten individuelle Analysen angestoßen werden. Neben den dargestellten sind weitere Anwendungsfälle denkbar. So könnte auf langfristige Sicht die Einbindung von Wasserstoff auch in niedrigeren Temperaturniveaus von Interesse sein. Zudem sollten sämtliche Nutzer von stofflichem

Wasserstoff prüfen inwieweit hierbei die Substitution von grauem Wasserstoff realisierbar ist. Wie die Fallstudien beschreiben, sind so signifikante Reduktionen der individuellen Umweltwirkung möglich. Integrierte Energiesystemkonzepte unter Einbindung von regional erzeugter erneuerbarer Energie und Wasserstofftechnologien schaffen Unabhängigkeit von marktwirtschaftlichen Schwankungen. Allgemein sollte jedoch neben grünem Wasserstoff auch die Vorteilhaftigkeit von blauem oder türkisen Wasserstoff auf Basis ganzheitlicher Analysen geprüft werden. Der ökologische und wirtschaftliche Nutzen muss über den gesamten Lebenszyklus der einzubindenden Technologien evaluiert werden, um Nachhaltigkeit nachzuweisen.

Industrialisierung der Produktion von Wasserstofftechnologien (Herstellerseite)

Insbesondere die enormen Investitionskosten von Wasserstofftechnologien verhindern derzeit den wirtschaftlichen Betrieb von industriellen Wasserstoff-Hubs. Selbst unter Berücksichtigung technologischer Weiterentwicklung und Parametern zur Kostendegression auf Basis von Literaturwerten, stellen die Investitionskosten ein grundlegendes Hemmnis dar. Es müssen folglich Anstrengungen unternommen werden, die Elektrolyse-Technologie weiterzuentwickeln. Dies betrifft technologische Parameter wie bspw. die Verringerung der Katalysatorbeladung mit knappen bzw. kritischen Rohstoffen. Zudem schlagen sich Verbesserungen des Wirkungsgrads direkt in den operativen Kosten nieder. Das Erzielen von Skaleneffekten wird als relevanter Hebel identifiziert, um künftig Produktions- und respektive Investitionskosten von Elektrolyseuren signifikant zu verringern. Es gilt die derzeit oftmalige Manufakturproduktion von Elektrolyseuren in eine automatisierte Serienproduktion zu überführen, um bei steigender Nachfrage entsprechende Produktionskapazitäten bereitstellen zu können. Insbesondere das Stapeln der einzelnen Komponenten eines Elektrolyse Stacks stellt durch die Anforderungen an das Handling biegeschlaffer Teile und einer passgenauen Ablage noch eine fertigungstechnische Herausforderung dar. Über diesen fertigungstechnischen Herausforderungen steht jedoch ein grundlegendes Problem: Ähnlich dem Ausbau der Tankstelleninfrastruktur im Mobilitätssektor ergibt sich bezüglich des Ausbaus der Produktionskapazitäten von Elektrolyseuren ein „Henne-Ei-Paradoxon“. Der Ausbau kann genau genommen erst stattfinden, sobald ein entsprechender Bedarf besteht. Andererseits muss dieser zunächst durch die Absenkung der Investitionskosten für Elektrolysetechnologien generiert werden. Industrielle Partnerschaften und Abnahmeverträge bieten die Möglichkeit entsprechende Risiken für Produzenten zu verringern. Weiterhin sind politische Instrumente denkbar (vgl. Abschnitt 7.2). In jedem Fall bietet die innovative und diversifizierte Unternehmenslandschaft in Baden-Württemberg ideale Ausgangsbedingungen um sich im Bereich Wasserstofftechnologien als Technologieführer zu etablieren.

Berücksichtigung innovativer Geschäftsmodelle beim Produktdesign (Herstellerseite)

Die Lebensdauer von Wasserstofftechnologien hat direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Hubs. Entsprechend ist zu prüfen, inwieweit After-Sales-Services von bspw. Elektrolyseurherstellern zu einem wirtschaftlicheren Betrieb beitragen können. Dies betrifft insbesondere die Instandhaltung der jeweiligen Wasserstofftechnologien. Mit einer entsprechenden Mess- und Prüfinfrastruktur, dem integrierten Monitoring von Prozessparametern und Auswertungsmethoden zur Zustandsdiagnose einzelner Komponenten kann in Verbindung mit einer vorausschauenden Instandhaltung die Lebensdauer des Systems erhöht werden. Hierfür müssen geeignete Vorgehensweisen entwickelt werden. Ein modularer Aufbau der Wasserstoffsysteme ermöglicht zudem ein zielgerichtetes Remanufacturing und verringert den Ressourcenbedarf und somit die Kosten erheblich. Sowohl der modulare Aufbau als auch integrierte Monitoringkonzepte müssen frühzeitig Bestandteil des Produktdesigns sein. Zudem entsteht für Elektrolyseur-Produzenten so die Möglichkeit, das Geschäftsmodell vom klassischen Verkaufsansatz hin zu dienstleistungsorientierten Modellen weiterzuentwickeln.

Kenntnis über Forschungs- und Förderlandschaft (Herstellerseite, Anwenderseite)

Insbesondere in den vergangenen Monaten wurden umfangreiche Förderprogramme zur Unterstützung der Weiterentwicklung und Marktdurchdringung von Wasserstofftechnologien lanciert. Stetig aktualisierte Kenntnis über mögliche finanzielle Förderungen bietet die Möglichkeit anstehende Investitionen zu verringern bzw. eigene Prozesse und Technologien weiterzuentwickeln. Die Kooperation mit wissenschaftlichen Einrichtungen erleichtert die Beantragung öffentlicher Mittel und unterstützt die zielgerichtete und fachlich fundierte Untersuchung individueller Fragestellungen. Ein grobes Verständnis für die inhaltliche Ausrichtung der vielfältigen nationalen und internationalen Forschungsinstitute erleichtert die Identifikation von potentiellen Partnerschaften. Die Nutzung von Vernetzungsangeboten schafft hier einen Überblick und ermöglicht zudem den Erfahrungsaustausch mit anderen Unternehmen aus derselben Branche. Zu nennen ist für die baden-württembergische Industrie in diesem Zusammenhang das „Brennstoffzellen-Cluster“ der e-mobil BW.

7.2

Handlungsempfehlungen für die Politik

Wie bereits erwähnt, spielen Wasserstofftechnologien in derzeitigen Förderprogrammen der öffentlichen Hand eine zentrale Rolle. Nachfolgende Hinweise bieten Diskussionsansätze für die zielgerichtete Ausgestaltung künftiger finanzieller und organisatorischer Unterstützung der entsprechenden Marktdurchdringung. Es werden sowohl Handlungsempfehlungen auf Länder-, als auch auf Bundesebene ausgesprochen.

Forschungsförderung und Unterstützung des Transformationsprozesses

Obwohl mit der alkalischen Elektrolyse bereits eine Technologie mit ausreichendem Reifegrad verfügbar ist, bedürfen einige Prozessparameter von Elektrolyseuren weiterer Optimierung, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Zudem müssen Produktionsprozesse verbessert, automatisiert und skaliert werden. Es gilt die Produktionskosten von Wasserstofftechnologien zu verringern, um im Umkehrschluss die notwendigen Investitionen für die Anwenderseite herabzusetzen. Grundlage dafür ist eine umfangreiche Forschungsförderung, wie sie beispielsweise in dem von der Landesregierung Baden-Württemberg unterstützten Forschungsprojekt „HyFab Baden-Württemberg“ erfolgt. In diesem Projekt wird eine Forschungsfabrik etabliert, um Brennstoffzellenprodukte serientauglich zu gestalten und zu produzieren. Ähnliche Programme sollten für Elektrolysetechnologien und Peripheriekomponenten aufgesetzt werden bzw. sollten diese in das bestehende Programm aufgenommen werden. Auch die Skalierung der Produktionsinfrastruktur bei derzeitigen und potentiellen Herstellern von Wasserstofftechnologien sollte durch finanzielle Anreizprogramme unterstützt werden. Die Förderung des Transformationsprozesses der baden-württembergischen Industrie hin zu zukunftsfähigen Produkten wie bspw. Elektrolyseuren und Brennstoffzellen sichert Arbeitsplätze und etabliert die Technologieführerschaft des Wirtschaftsstandorts Baden-Württemberg. Die innovative und breit aufgestellte Unternehmenslandschaft in Baden-Württemberg besitzt im besonderen Maß produktionstechnisches Know-How und bedarf in einigen Fällen nur einer zielführenden Starthilfe, um im Bereich der Wasserstofftechnologien aktiv zu werden. Daher sollten entsprechende Anreizprogramme ausgearbeitet werden.

Intensivierung der Anstrengungen zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energieversorgung

Mit den getroffenen Annahmen erreichen nur die Szenarien mit lokal erzeugtem Grünstrom Ergebnisse, die im akzeptablen Bereich liegen. Unternehmen sind daher angehalten in Infrastruktur zur Erzeugung erneuerbarer Energien zu investieren. Um die Dekarbonisierung der Industrie voranzutreiben, müssen Anstrengungen der Landes- und Bundesregierung zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energieversorgung intensiviert werden. Insbesondere die Entwicklung der installierten Windkraftleistung büßte nach intensivem Zubau in den Jahren von 2014-2017 deutlich an Dynamik ein. Es gilt die Gründe zu erforschen und etwaige regulatorische Hemmnisse abzubauen. Ferner sind

Investitionsförderprogramme zu prüfen, um neben dem EEG weitere Instrumente zur Unterstützung des Ausbaus der erneuerbaren Energieversorgung auf den Weg zu bringen. Hierbei könnte auch explizit die Einbindung von Wasserstofftechnologien zur Sektorkopplung im Sinne ganzheitlicher und dezentraler Energiesysteme berücksichtigt werden. Dies könnte Diskussionen um die Synchronisation des Ausbaus erneuerbarer Energien und des Stromtransportnetzes entschärfen. Bisher notwendige Abregelungen können durch die Einbindung von Power-to Gas Technologien verringert werden.

Etablierung von Partnerschaften mit angrenzenden Bundes- und Nachbarländern

Die vorliegende Untersuchung zeigt auf, dass Potenziale zur Installation und Nutzung von Wasserstofftechnologien oftmals über Ländergrenzen hinweg erschlossen werden können (vgl. Ludwigshafen, Rheinland-Pfalz bzw. diverse potentielle Abnehmer auf französischem Boden). Die Landesregierung kann hier eine koordinierende Rolle einnehmen und länderübergreifend Stakeholder vernetzen. Hierfür bieten sich offene Netzwerk- und Informationsveranstaltungen an. Ein solcher grenzüberschreitender Erfahrungsaustausch bietet in vielerlei Hinsicht Mehrwert für die Hersteller- und Anwenderseite von Wasserstofftechnologien. Eine Beschränkung auf baden-württembergische Unternehmen ist hierbei explizit zu vermeiden. Es gilt zu kooperieren statt zu konkurrieren, um nicht nur als Bundesland Baden-Württemberg, sondern als europäische Gemeinschaft im Bereich Wasserstoff Vorreiter zu werden und entsprechend internationale Sichtbarkeit zu generieren. Zu prüfen sind weiterhin länderübergreifende Förderprogramme, bspw. für Wasserstoff-Modellregionen. Das vorgestellte Projekt H₂-Rivers ist ein prominentes Beispiel für eine solche (innerdeutsche) länderübergreifende Zusammenarbeit. Die Intensivierung solcher Bemühungen wird empfohlen. Die Förderung solcher Modellregionen ist laut der baden-württembergischen Wasserstoff Roadmap bereits vorgesehen.

Senkung Strombezugskosten für Elektrolyse-Betrieb

Eher auf bundesdeutscher statt auf Länderebene wird die Prüfung der regulatorischen Einordnung von Elektrolyseuren empfohlen. Durch die Befreiung von Netzentgelten sowie von Abgaben, Umlagen (EEG) und Steuern beim Strombezug für den Betrieb von Elektrolyseuren können die operativen Kosten von Wasserstoff-Hubs signifikant verringert werden. Dies ist insbesondere für Standorte interessant, für die aus geographischen, wirtschaftlichen oder weiteren Gründen die lokale Installation von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie nicht möglich ist. Durch den Betrieb mit dem deutschen Strom-Mix erhöht sich im Vergleich zum Betrieb mit rein regenerativer Energie die Umweltwirkung des durch Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs signifikant.

Weitere Aktivitäten im Bereich Öffentlichkeitsarbeit

In den vergangenen Monaten erlebte Wasserstoff eine förmliche Renaissance in der öffentlichen Wahrnehmung. Diese Dynamik muss durch zielgerichtete und fundierte Information der Bevölkerung genutzt und gefördert werden. Wie bereits erwähnt, werden für Wasserstoff-Projekte umfassende Fördermittel von Bund und Ländern zur Verfügung gestellt. Hieraus entstehende Projekte und Projektergebnisse, die aktiv im Außenraum kommuniziert werden müssen. Durch Transparenz und eine kritische Aufbereitung der erarbeiteten Ergebnisse soll Akzeptanz gegenüber der Wasserstofftechnologie als solcher und der großvolumigen Fördermittel geschaffen werden. Sachdienliches Informationsmaterial muss erstellt und der Bevölkerung zur Verfügung gestellt werden. Es gilt ganzheitliche Betrachtungen durchzuführen, um etwaige Wechselwirkungen zwischen den drei Säulen der Nachhaltigkeit zu berücksichtigen. Zudem kann im gleichen Zuge ein Bürger*innendialog angestoßen werden, um die Notwendigkeit erneuerbare Energien weiter auszubauen zu kommunizieren und reflektiert zu diskutieren. Das Für und Wider muss detailliert aufbereitet und niederschwellig zur Verfügung gestellt werden. Bedenken von Interessensgruppen muss offen und im Dialog begegnet werden.

Anpassung des CO₂-Preises bzw. anderweitige Honorierung von CO₂-Einsparungen

Die derzeit geplante Erhöhung des CO₂-Preises genügt laut den dieser Untersuchung zugrundeliegenden Berechnungen nicht, um eine wirtschaftliche Substitution von Erdgas durch grünen Wasserstoff in Hochtemperaturprozessen zu erlangen. Auf Bundesebene sollte daher eine weitere Erhöhung des CO₂-Preises geprüft werden unter dem Gesichtspunkt, ob die damit einhergehende Verteuerung von Erdgas zu einem für grünen Wasserstoff wirtschaftlichen Szenario führt. Hierbei müssen individuelle soziale und wirtschaftliche Implikationen berücksichtigt werden. Entsprechend sind Analysen durchzuführen, inwieweit die betroffenen Branchen und Einzelunternehmen in der Lage sind, die zusätzlich entstehende finanzielle Belastung zu stemmen. Gegebenenfalls sind Förderprogramme notwendig, die die Transformation zur Dekarbonisierung der Industrie unterstützen, ohne die Unternehmen vor zu hohe finanzielle Herausforderungen zu stellen. Entsprechend sind anstatt strafender auch incentivierende Programme denkbar. Ein finanzieller Anreiz je eingesparter Mengeneinheit THG-Emissionen bzw. je eingespartem relativen Prozentsatz motiviert Unternehmen gegebenenfalls zur Implementierung von Wasserstofftechnologien. Die entsprechende Finanzierbarkeit müsste seitens öffentlicher Hand geprüft werden.

Definition klarer und verbindlicher Ziele mittels Roadmap zur Dekarbonisierung der Industrie

Neben allgemeinen Treibhausgas-Minderungszielen für den Industriesektor sollten ambitionierte, aber realistische branchenspezifische Ziele auf Basis von individuellen Machbarkeitsstudien und der Analyse von Best-in-Class Technologien abgeleitet werden. Diese müssen sich im Zeitverlauf zum angestrebten Gesamt-minderungsziel summieren. Die öffentliche Hand muss hierfür konkrete Rahmenbedingungen definieren und im Austausch mit sämtlichen Stakeholdern akzeptable und zielführende Anforderungen stecken. Insbesondere in energieintensiven Branchen können Wasserstofftechnologien eine zentrale Rolle spielen. Bereits erstellte und veröffentlichte Wasserstoff-Roadmaps einzelner Bundesländer (u.a. Baden-Württemberg) können im Entstehungsprozess der branchenspezifischen Roadmaps als relevanter fachlicher Input genutzt werden. Branchenübergreifendes Werkzeug zur Verringerung von THG-Emissionen ist hingegen die Etablierung verbindlicher Anteile von erneuerbarem Gas im deutschen Gasnetz. Dies würde sowohl die durchschnittliche THG-Intensität der Gasnutzung verringern, als auch einen planbaren Ausbau von Elektrolyseurkapazitäten anstoßen. Bestehende Regelungen bzgl. der maximalen Konzentration von Wasserstoff im Erdgas sollten im gleichen Zuge nochmalig analysiert und gegebenenfalls aktualisiert werden.

Marktaktivierung durch Investitionsförderprogramme

Die vorliegende Studie identifiziert die hohen Investitionskosten für Elektrolyseure als zentrales Hemmnis bei der Etablierung von industriellen Wasserstoff-Hubs. Unter den derzeitigen Preisannahmen für solche Systeme, kann ein wirtschaftlicher Betrieb bei angestrebter Substitution von grauem Wasserstoff sowie der Verringerung des Erdgasbedarfs für Hochtemperaturanwendungen nur durch eine entsprechende Anschubfinanzierung gewährleistet werden. Die öffentliche Hand sollte daher überprüfen, inwieweit ein Investitionsförderprogramm für Elektrolyseure zu realisieren ist. Denkbar wäre auch die ausgeweitete Förderung von Wasserstoff-Modellregionen nach Charakter der hier vorgestellten regionalen industriellen Wasserstoff-Hubs.

Ähnlich der Definition eines Mindestanteils erneuerbarer Gase im Gasnetz würde ein solches Förderprogramm einen planbaren und steigenden Bedarf an Wasserstofftechnologien bedeuten. Dies resultiert in Planungssicherheit für die Industrie – das Risiko der angestrebten Skalierung der Produktion von Wasserstofftechnologien würde verringert. Im Idealfall führt die damit einhergehende Kostendegression dazu, dass das Investitionsförderprogramm nach der initialen Marktaktivierung obsolet wird. Dies müsste im Detail geprüft werden.

7.3

Handlungsempfehlungen für die Forschung

Die breit aufgestellte Forschungslandschaft in Baden-Württemberg kann die Transformation der baden-württembergischen Industrie hin zu nachhaltigen und dekarbonisierten Produktionsstätten unterstützen. Im Bereich der Wasserstofftechnologien im Allgemeinen und der Etablierung von industriellen Wasserstoff-Hubs ergeben sich konkrete Handlungsbedarfe.

(Weiter-) Entwicklung der Wasserstofftechnologien und Fertigungsprozesse

Wie bereits erwähnt, existiert Potenzial zur Verbesserung der Leistungsparameter der etablierten Wasserstofftechnologien. Forschungseinrichtungen sollten, insbesondere unter Berücksichtigung der geplanten Marktdurchdringung von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen, Anstrengungen fokussieren, in diesem Bereich weiterhin Fortschritte zu erzielen. Zudem müssen bei zunehmendem Bedarf produktionstechnische Aspekte beforscht und optimiert werden. Sowohl auf fertigungstechnische als auch auf technologische Forschungslücken wird hier nicht im Einzelnen eingegangen, da dies nicht Fokus der vorliegenden Untersuchung ist. Diverse aktuelle und fachspezifische Arbeiten, Studien und Analysen geben hierüber bereits einen umfassenden Überblick (vgl. bspw. [196]). Nichtsdestotrotz sei an dieser Stelle auf die notwendigen Entwicklungen hingewiesen. Die vorliegende Untersuchung berücksichtigt bei den dargestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen Technologieentwicklungspfade auf Basis von veröffentlichter Literatur. Sollten sich die diskutierten Parameter innerhalb des zugrunde gelegten Zeithorizonts nicht wie erwartet verbessern, hat dies direkte Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Hubs. Diese Handlungsempfehlung ist somit Stakeholder-übergreifend auszusprechen. Forschungs- und Technologieförderung seitens Politik müssen Hand in Hand mit den jeweiligen Forschungsleistungen der Forschung und Entwicklungs- und Skalierungsleistungen der Industrie gehen.

Ganzheitliche Analysen der Einbindung von Wasserstofftechnologien

Forschungseinrichtungen sollten den ökonomischen und ökologischen Nutzen der Einbindung von Wasserstofftechnologien in das industrielle Umfeld und Energiesysteme im Detail analysieren und bewerten. Vorliegende Untersuchung bietet diesbezügliche Ansätze und legt einen Grundstein für tiefergehende Betrachtungen. Lokale Besonderheiten und individuelle Rahmenbedingungen können allerdings meist nur in Einzelfallbetrachtungen berücksichtigt werden. Diese Bewertungen sollten zügig und zudem vor dem breiten Roll-Out von Wasserstofftechnologien erfolgen. Berücksichtigt werden sollte hierbei die gesamte Farbenlehre des Wasserstoffs. Nur bei Technologieoffenheit können anwendungsspezifische Optima ermittelt und eine zielgerichtete, nachhaltige und bedarfsorientierte Einbindung unterstützt werden. Hierbei müssen Lebenszyklusanalysen der Produktionsinfrastruktur, der Betrieb in Einzelanwendungen, aber auch in beschriebenen industriellen Wasserstoff-Hubs betrachtet werden. Nur bei ökologischem Nutzen im ganzheitlichen Betrachtungsrahmen, sollten entsprechende Technologien, Modellregionen und Hubs gefördert werden. Besagte Analysen ermöglichen zudem die Identifikation von Optimierungspotenzialen über den gesamten Produktlebenszyklus hinweg, die wiederum in anschließenden Forschungsprojekten angegangen werden sollten.

Vertiefende Analysen industrieller Wasserstoff-Hubs

Die vorgestellten Wasserstoff-Hubs sind konzeptionell realisierbar. Nichtsdestotrotz sind detaillierte Ausarbeitungen und Vorgaben hinsichtlich technologischer und planerischer Aspekte zu erarbeiten. So muss die Betriebsstrategie der einzelnen Systeme und Komponenten aufeinander abgestimmt werden. Dies betrifft bspw. die optimierte Regelung des Energiebezugs sowie die zeitliche und organisatorische Synchronisation von Wasserstoffproduktion und –bedarf. Entsprechend muss die Auslegung der notwendigen Systeme detailliert werden. Die in vorliegender Untersuchung getroffenen Annahmen hinsichtlich der Elektrolyse- und Speicherkapazität müssen auf einzelne Anwendungsfälle adaptiert werden. Ebenso müssen weitere technische Leistungsparameter wie bspw. unterschiedliche Druckniveaus der Herstellungs- und Anwendungstechnologien

berücksichtigt werden. Die Spezifizierung der vorliegenden Ergebnisse würde im Idealfall während der Konzeptionierung eines realen Wasserstoff-Hubs erfolgen. Die dabei erarbeiteten Erkenntnisse könnten übertragbare Rahmenbedingungen schaffen.

Innovative Formen der Wasserstoffgewinnung untersuchen und weiterentwickeln

Abschnitt 4.4.1 stellt die Technologien zur Wasserstofferzeugung dar. Neben den konventionellen Prozessrouten (bspw. Dampfreformierung) und den Elektrolysetechnologien sind auch alternative Verfahren aufgeführt. Insbesondere diejenigen, die durch die Prozessierung von Biomasse Wasserstoff produzieren, wird relevantes Potenzial zugeschrieben. Insbesondere für Wasserstoff-Hubs in ländlich geprägten Räumen mit vereinzelt Wasserstoffanwendern könnte diese Form der Gewinnung künftig eine Rolle spielen. Es wird folglich zum einen nahegelegt diese Technologie weiter zu entwickeln und zum anderen den ökologischen und ökonomischen Nutzen zu beforschen. Die Einbindung einer entsprechenden Pilotanlage in einer Modellregion ist anzustreben.

8

Fazit und Ausblick

Die aktuelle Pandemie hat in allen Bereichen unserer Gesellschaft zu einer Neubewertung des Handelns und der geltenden Randbedingungen geführt. Bekannte Begriffe wie Nachhaltigkeit und neue Begriffe wie Resilienz wurden im Hinblick auf weltweite Lieferketten in den Fokus gestellt.

In dieser Studie wurde aufgezeigt, dass lokal vernetztes Handeln in Form von in Hubs organisierten Erzeugungs- und Verbrauchsgemeinschaften sowohl ökologisch als auch ökonomisch sinnvoll gestaltet werden kann. In den Beispielrechnungen für zwei mögliche Hubs wird erkennbar, dass selbst bei vorsichtigen Annahmen hinsichtlich der Weiterentwicklung der zu Grunde liegenden Technologien und der zu erwartenden staatlichen Regularien schon ab Mitte des Jahrzehnts sich der Betrieb eines solchen Hubs wirtschaftlich rechnen kann. Voraussetzung dafür ist die Neuregelung hinsichtlich der EEG-Abgaben auf selbst genutzten Strom.

Dies, und die Investitions- und Forschungsförderung bestmöglich weiter zu entwickeln, sollte ein zu priorisierendes Ziel der Landesregierung sein, um damit nicht nur die Nachhaltigkeit und Resilienz der baden-württembergischen Industrie hinsichtlich der Energienutzung zu steigern, sondern diese damit gleichzeitig ökonomisch leistungsfähiger zu machen.

Im Vergleich mit dem angestrebten Import von H₂ aus Saudi-Arabien findet so die entsprechende Wertschöpfung in Baden-Württemberg statt. Die Voraussetzungen sind günstig: Baden-Württemberg ist das sonnenintensivste Bundesland, Windkraftpotenzialflächen sind in großem Maße vorhanden, große Teile der Potenzialflächen sowohl für PV als auch für Windkraft sind in Landesbesitz.

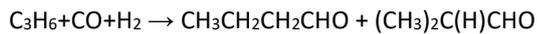
Darüber hinaus hat die baden-württembergische Industrie mit ihren vielen, agilen mittelständischen Betrieben und der gut ausgebauten Forschungslandschaft das Potenzial, die möglichen massiven Technologieverbesserungen bei den Elektrolyseuren und deren Produktion zu erschließen.

9 Anhang

9.1 Chemische Formeln

Tabelle 15 - Übersicht chemische Formeln für stöchiometrische Berechnungen

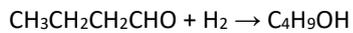
Hydroformylierung von Propen:



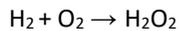
n-Butanal

iso-Butanal

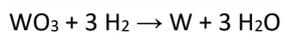
Hydrierung von n-Butanal zu n-Butanol:



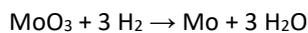
Wasserstoffperoxid-Herstellung im Anthrachinon-Verfahren, Bruttogleichung:



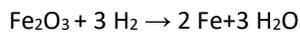
Wolframreduktion:



Molybdänreduktion:



Direktreduktion Eisen:



9.2 Umrechnungsfaktoren

Gewicht und Volumen

0,08988 kg pro Nm³ H₂

Arbeit und Energie

1 Wh entspricht 3.600 J

Gewicht und Energiegehalt

1 kg H₂ enthält 33,33kWh Energie

9.3 Stoffliche Verwendung von H₂ in der Industrie

Tabelle 16 - Anwendungstechnologien für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff

Branche	Anwendung	Produkt	Prozess	Druckstufe [bar]	Temperaturbedarf	H ₂ -Bedarf pro t Einsatz-/Endprodukt [Ein/End]
Chemie	Ammoniaksynthese	Ammoniak	Haber- Bosch-Verfahren	150-250 [5]	>350°C [5, 233]	1974 m ³ [End][29]; 0,14 t [End] [28]; 0,173 t [End] [5]; 0,178 t [End] [30]
Chemie	Erdölraffinerien	z.b Mineralölprodukte (Otto- und Dieselkraftstoffe, Kerosin, weitere Aromaten)	Hydrocracking	Mild Hydrocracking: 35-70; Conventional Hydrocracking: 85-140 [54]	Mild Hydrocracking: 350-440°C; Conventional Hydrocracking: 350-450°C [54]	0,027 t [Ein] [29]
Chemie	Erdölraffinerien	z.b Mineralölprodukte	Hydrotreating/-processing	25-50 [54]	360-400°C [54]	0,002-0,009 t [Ein] [29]
Chemie	Methanolsynthese	Methanol	Hydrierung von Synthesegas vs. direkte katalytische Methanolsynthese	50-100 [5]	200-300°C [5]	0,189 t [End] [32]; 0,13 t [End] [28]; 0,16 t [End] [5]
Chemie	Methanisierung der Abluft (Biogas / Müllverbrennung)	synthetisches Methan CH ₄	Sabatier Prozess	1-30 [36] >1 [234]	200-500°C [36] 350°C [234]	0,25 t [End] [28]; 0,19 t [End] (CO input); 0,25 t [End] (CO ₂ input) [33]

Chemie	chemischer Recyclingprozess	Pyrolyseöl oder H ₂ -und CO reiches Synthesegas	Pyrolyse (Hydrogenation) oder Vergasungsverfahren			0,002-0,011 t [Ein] (Plastic waste) [40]
Chemie		Pyrogene Kieselsäure	Flammpyrolyse			
Chemie	Waschrohstoffe, Papier- und Zellstoffbleiche, Abwasser- und Abluftreinigung, Desinfektion von Verpackungsmaterialien	Wasserstoffperoxid H ₂ O ₂	Anthrachinon-Prozess	4 [235]	50°C [235]	0,059 t [End] [Stöchiometrie vgl. 9.1]
Chemie	Hydroformylierung	Aldehyde	Hydroformylierung, z.B. Ruhrchemie-Rhône-Poulenc-Prozess	10-300 [44]	>60°C [45] 60-180°C [44]	0,028 t [End] (n-Butanal) [Stöchiometrie vgl. 9.1]
Chemie	Hydrierung zu Alkoholen	Alkohole zur Herstellung von Tensiden, Weichmachern, etc.	Hydrierung	260-270 barg [236]	145°C [236]	0,027 t H ₂ [End] (n-Butanol) [Stöchiometrie vgl. 9.1]
Chemie	Fett-/Ölhydrierung	Margarine, feste Fette	Hydrierung	6-7 [7]	120-180°C [50]	0,226 t H ₂ [End] (auf Palmölbasis) [48]
Elektro	Kühlmittel für Supraleiter	Kühlung des Supraleiters durch flüssigen Wasserstoff	Kühlung	1 [70]	-252,85°C [70]	Kein Verbrauch – Geschlossener Kreislauf [70]
Glas	Inert-/Schutzgas	Flachglas / Floatglas-	Inertisierung	> 1	600-1.100°C	0,157 kg H ₂ [End] [63, 64, 237]

Halbleiter- industrie	Verwendung als Reduktions- und Ätzmittel	-	Glühprozess Silizium Wafer (Trägergas), Epitaxie (Reduktionsgas), Stabilisator für mehr Beständigkeit von Chemikalien, Einbringung in Silikonfilme für weniger kristalline Strukturen [60], Verbesserung mechanischer Eigenschaften [238]	abh. von Prozess	abh. von Prozess	abh. von Prozess
Metall	Stahlherstellung	Rohstahl	Direktreduktion		max 1.000°C [59]	0,080 t [End] (Rohstahl) [32]
Metall	Metallverarbeitung	Randentkohlter Stahl	Wärmebehandlung	1 bar [239]	800-1.040°C [240]	
Metall	Metallverarbeitung	Wolfram-, Molybdänpulver,	Reduktion Metalle	0,04 bar Überdruck [241]	Wolfram 600-1.100°C Molybdän 1.050°C [55]	0,031 t [End] (Wolfram) 0,060 t [End] (Molybdän) [56]
Metall	Wasserstoff - Schweißen	Schweißnaht	Autogenes Schweißen / Gasschmelzschweißen (Sauerstoff + Schweißgas)	10 bar [242]	ca. 2.000°C [243]	Abh. von Prozess und Anwender

Tabelle 17 - Daten zur Abschätzung des energetischen Wasserstoffbedarfs

Tabelle 18 - Datenbasis zur Abschätzung des energetischen Bedarfs verschiedener Industrien

Branche	SEC	Quelle SEC	Produktionsmenge Branche	Quelle Produktionsmenge	Ma-Anzahl Branche	Quelle Ma-Anzahl
Einheit	[GJ/t]		[t/a]		[Personen]	
Stahl De	11,6		40.000.000	[244]	85.000	[245]
Papier De	5,5		22.073.000	[246]	39.900	[246]
Behälterglas De	5,8		4.089.000	[247]	9568	[247]
Glas Fr	10,9		4.090.000	[248]	19202	[249]
Zement De	3,5		24.800.000	[17]	8037	[17]
Zucker De	4,5	[3]	Südzucker Werk Offenau, Produktionskapazität 220.000-270.000t, 200 Mitarbeiter*innen [250]			
Ammoniak De	11,3		BASF Werk Ludwigshafen, Produktionskapazität 496.400t [251]			
			Borealis Pec-Rhin Ottmarsheim, Produktionskapazität 237.350t [251]			
Methanol De	15,0		BASF Werk Ludwigshafen, Produktionskapazität 300.000t [252]			
Ziegel	1,4		8.700.000	[253]	8500	[254]
Kalk	3,7		6.400.000	[17]	3556	[17]
Eisenguss	2,16	[255]	2.715.000	[256]	35400	[256]
Nicht-Eisen-Guss	1,8	[11]	769.000		32500	

9.4 Transport

Tabelle 19 - Kombiniertes H₂-Bedarf von Logistik und Kommunen in Schwerpunktkreisen in kg

Landkreis / Stadt	H ₂ Bedarf Kommunen					H ₂ Bedarf Logistik					H ₂ Bedarf kombiniert				
	konservativ		progressiv		H ₂ Potenzial gesamt	konservativ		progressiv		H ₂ Potenzial gesamt	konservativ		progressiv		H ₂ Potenzial gesamt
	2025	2030	2025	2030		2025	2030	2025	2030		2025	2030	2025	2030	
ORTENAUKREIS	11.314	41.484	24.588	115.098	150.849	125.577	2.634.590	368.305	4.838.379	12.770.357	136.890	2.676.074	392.893	4.953.477	12.921.207
LUDWIGSBURG	14.330	52.544	31.144	145.785	191.068	108.553	2.277.438	318.376	4.182.475	11.039.172	122.883	2.329.981	349.520	4.328.260	11.230.240
RHEIN-NECKAR-KREIS	14.426	52.895	31.352	146.760	192.346	120.930	2.537.112	354.678	4.659.362	12.297.861	135.356	2.590.007	386.030	4.806.122	12.490.208
ESSLINGEN	14.063	51.566	30.564	143.071	187.511	87.319	1.831.939	256.097	3.364.325	8.879.758	101.382	1.883.505	286.662	3.507.396	9.067.269
HEILBRONN	9.037	33.137	19.641	91.940	120.498	101.086	2.120.779	296.476	3.894.774	10.279.818	110.123	2.153.916	316.117	3.986.715	10.400.317
STUTTGART, STADT	16.723	61.318	36.345	170.131	222.976	91.170	1.912.746	267.394	3.512.725	9.056.640	107.893	1.974.064	303.739	3.682.855	9.279.616
KARLSRUHE	11.702	42.909	25.433	119.052	156.031	89.058	1.868.431	261.199	3.431.342	9.271.441	100.760	1.911.340	286.632	3.550.393	9.427.472
RAVENSBURG	7.489	27.459	16.276	76.187	99.852	64.569	1.354.665	189.376	2.487.818	6.566.316	72.058	1.382.124	205.652	2.564.005	6.666.167
MANNHEIM, STADT	8.150	29.882	17.712	82.909	108.662	111.454	2.338.291	326.883	4.294.230	11.334.137	119.603	2.368.173	344.595	4.377.140	11.442.800
Böblingen Kreis	10.317	37.829	22.422	104.957	137.559	72.737	1.526.029	213.332	2.802.525	7.216.625	83.054	1.563.857	235.754	2.907.483	7.354.184
Alb-Donau-Kreis	5.191	19.033	11.281	52.807	69.210	78.059	1.637.669	228.939	3.007.551	7.938.091	83.250	1.656.702	240.220	3.060.358	8.007.301
Schwäbisch Hall	5.160	18.918	11.213	52.490	68.794	70.964	1.488.827	208.132	2.734.204	7.396.950	76.124	1.507.745	219.345	2.786.694	7.465.744

Anhang

Rastatt Kreis	6.086	22.314	13.226	61.912	81.142	77.960	1.635.596	228.649	3.003.744	7.928.045	84.046	1.657.910	241.876	3.065.656	8.009.187
Total	133.987	491.287	291.199	1.363.099	1.786.499	1.199.436	25.164.110	3.517.837	46.213.455	121.975.211	1.333.424	25.655.397	3.809.036	47.576.554	123.761.710

Tabelle 20 - Kombiniertes H₂-Bedarf von Logistik und Kommunen in Schwerpunktkreisen in TWh

Landkreis / Stadt	H ₂ Bedarf Kommunen					H ₂ Bedarf Logistik					H ₂ Bedarf kombiniert				
	konservativ		progressiv		H ₂ Potenzial gesamt	konservativ		progressiv		H ₂ Potenzial gesamt	konservativ		progressiv		H ₂ Potenzial gesamt
	2025	2030	2025	2030		2025	2030	2025	2030		2025	2030	2025	2030	
ORTENAUKREIS	0,00038	0,00138	0,00082	0,00384	0,00503	0,0042	0,0878	0,0123	0,1613	0,4256	0,00456	0,08919	0,01310	0,16510	0,43066
LUDWIGSBURG	0,00048	0,00175	0,00104	0,00486	0,00637	0,0036	0,0759	0,0106	0,1394	0,3679	0,00410	0,07766	0,01165	0,14426	0,37430
RHEIN-NECKAR-KREIS	0,00048	0,00176	0,00104	0,00489	0,00641	0,0040	0,0846	0,0118	0,1553	0,4099	0,00451	0,08632	0,01287	0,16019	0,41630
ESSLINGEN	0,00047	0,00172	0,00102	0,00477	0,00625	0,0029	0,0611	0,0085	0,1121	0,2960	0,00338	0,06278	0,00955	0,11690	0,30221
HEILBRONN	0,00030	0,00110	0,00065	0,00306	0,00402	0,0034	0,0707	0,0099	0,1298	0,3426	0,00367	0,07179	0,01054	0,13288	0,34664
STUTTGART, STADT	0,00056	0,00204	0,00121	0,00567	0,00743	0,0030	0,0638	0,0089	0,1171	0,3019	0,00360	0,06580	0,01012	0,12275	0,30929
KARLSRUHE	0,00039	0,00143	0,00085	0,00397	0,00520	0,0030	0,0623	0,0087	0,1144	0,3090	0,00336	0,06370	0,00955	0,11833	0,31422
RAVENSBURG	0,00025	0,00092	0,00054	0,00254	0,00333	0,0022	0,0452	0,0063	0,0829	0,2189	0,00240	0,04607	0,00685	0,08546	0,22218
MANNHEIM, STADT	0,00027	0,00100	0,00059	0,00276	0,00362	0,0037	0,0779	0,0109	0,1431	0,3778	0,00399	0,07893	0,01149	0,14589	0,38139
Böblingen Kreis	0,00034	0,00126	0,00075	0,00350	0,00458	0,0024	0,0509	0,0071	0,0934	0,2405	0,00277	0,05212	0,00786	0,09691	0,24511
Alb-Donau-Kreis	0,00017	0,00063	0,00038	0,00176	0,00231	0,0026	0,0546	0,0076	0,1002	0,2646	0,00277	0,05522	0,00801	0,10200	0,26688
Schwäbisch Hall	0,00017	0,00063	0,00037	0,00175	0,00229	0,0024	0,0496	0,0069	0,0911	0,2465	0,00254	0,05025	0,00731	0,09288	0,24883

Anhang

Rastatt Kreis	0,00020	0,00074	0,00044	0,00206	0,00270	0,0026	0,0545	0,0076	0,1001	0,2642	0,00280	0,05526	0,00806	0,10218	0,26695
Total	0,00447	0,01637	0,00971	0,04543	0,05954	0,0400	0,8387	0,1172	1,5403	4,0654	0,00456	0,08919	0,01310	0,16510	4,12498

Tabelle 21 - Bedarf an Tankstellen der Größe XS (938 kg Abgabemenge, 19 LKW/Tag) in den Schwerpunktkreisen

	Konservatives Szenario		Progressives Szenario	
	2025	2030	2025	2030
Ortenaukreis	0,5	10,0	1,5	18,6
Rhein-Neckar-Kreis	0,5	9,7	1,4	18,0
Mannheim Stadt	0,4	8,9	1,3	16,4
Ludwigsburg	0,5	8,7	1,3	16,2
Heilbronn	0,4	8,1	1,2	15,0
Stuttgart Stadt	0,4	7,4	1,1	13,8
Karlsruhe	0,4	7,2	1,1	13,3
Esslingen	0,4	7,1	1,1	13,2
Alb-Donau-Kreis	0,3	6,2	0,9	11,5
Rastatt	0,3	6,2	0,9	11,5
Böblingen	0,3	5,9	0,9	10,9
Schwäbisch-Hall	0,3	5,7	0,8	10,5
Ravensburg	0,3	5,2	0,8	9,6

Tabelle 22 - Bedarf an Tankstellen der Größe M (3.750 kg Abgabemenge, 75 LKW/Tag) in den Schwerpunktkreisen

	Konservatives Szenario		Progressives Szenario	
	2025	2030	2025	2030
Ortenaukreis	0,1	2,9	0,4	5,3
Rhein-Neckar-Kreis	0,1	2,8	0,4	5,1
Mannheim Stadt	0,1	2,5	0,4	4,7
Ludwigsburg	0,1	2,5	0,4	4,6
Heilbronn	0,1	2,3	0,3	4,3
Stuttgart Stadt	0,1	2,1	0,3	3,9
Karlsruhe	0,1	2,0	0,3	3,8
Esslingen	0,1	2,0	0,3	3,7
Alb-Donau-Kreis	0,1	1,8	0,3	3,3
Rastatt	0,1	1,8	0,3	3,3
Böblingen	0,1	1,7	0,3	3,1
Schwäbisch-Hall	0,1	1,6	0,2	3,0
Ravensburg	0,1	1,5	0,2	2,7

Tabelle 23 - Landkreise mit als 2000 N3 LKW und SZM

Stadt- bzw. Landkreis	Bestand N3 LKW und SZM
Ortenaukreis	3.420
Ludwigsburg	2.714
Esslingen	2.704
Heilbronn	2.260
Stuttgart Stadt	2.130
Ravensburg	2.116
Rhein-Neckar-Kreis	2.016
Karlsruhe	2.001

Tabelle 24 - Stadt- bzw. Landkreise mit eingehenden Transporten über 15 Mio. t

Stadt- bzw. Landkreis	Eingehende Transporte (in Mio. t)
Ortenaukreis	21,6
Rhein-Neckar-Kreis	20,2
Ludwigsburg	18,0
Heilbronn	17,4
Esslingen	16,2
Stuttgart Stadt	16,1

Tabelle 25 - Stadt- bzw. Landkreise mit ausgehenden Transporten über 15 Mio. t

Stadt- bzw. Landkreis	Ausgehende Transporte (in Mio. t)
Ortenaukreis	21,7
Rhein-Neckar-Kreis	19,2
Ludwigsburg	17,5
Stuttgart Stadt	15,9
Heilbronn	15,8

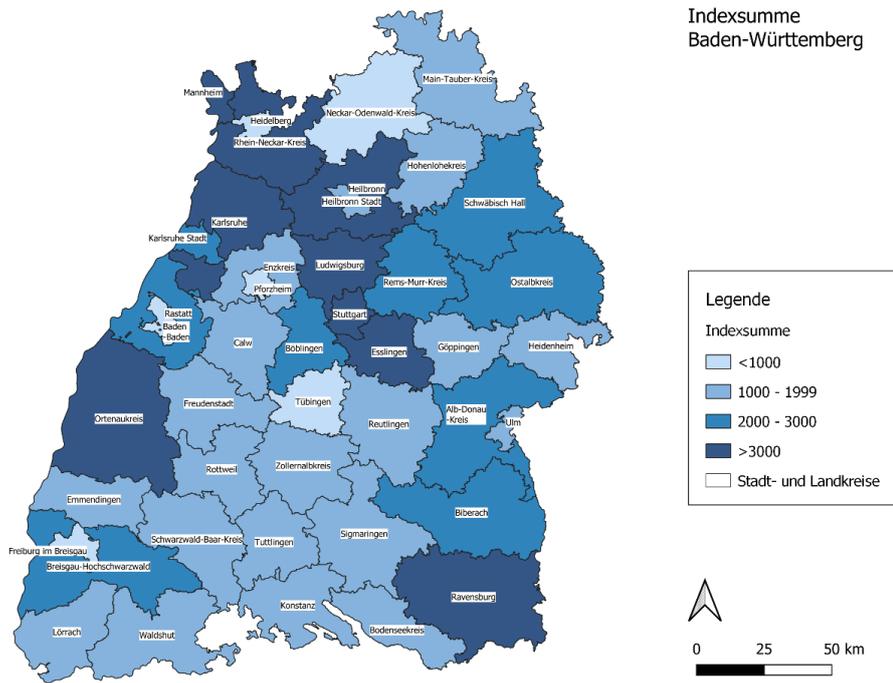


Abbildung 40 - Indexsummen Baden-Württemberg

Tabelle 26 - Indexsummen der Schwerpunktkreise

Stadt- bzw. Landkreis	Indexsumme
Ortenaukreis	5.476
Ludwigsburg	4.432
Rhein-Neckar-Kreis	4.260
Esslingen	4.037
Heilbronn	3.964
Stuttgart Stadt	3.785
Karlsruhe	3.521
Ravensburg	3.266
Mannheim Stadt	3.007
Schwäbisch-Hall	2.698
Böblingen	2.664
Rastatt	2.659
Alb-Donau-Kreis	2.646

Tabelle 27 - Anteil der transportierten Güter für den Ferntransport 2030-2035

Klasse	NST01	NST02	NST03	NST04	NST05	NST06	NST07	NST08	NST09	NST10
Schwerlast	68%	70%	74%	66%	55%	65%	67%	63%	64%	63%
Andere	32%	30%	26%	34%	45%	35%	33%	37%	36%	37%
Klasse	NST11	NST12	NST13	NST14	NST15	NST16	NST17	NST18	NST19	NST20
Schwerlast	62%	61%	61%	58%	73%	69%	65%	66%	69%	x
Andere	38%	39%	39%	42%	27%	31%	35%	34%	31%	x

Tabelle 28 - Anteil der transportierten Güter für den Nah- und Regionaltransport 2030-2035

Klasse	NST01	NST02	NST03	NST04	NST05	NST06	NST07	NST08	NST09	NST10
Schwerlast	68%	68%	62%	63%	47%	60%	66%	63%	56%	61%
Andere	32%	32%	38%	37%	53%	40%	34%	37%	44%	39%
Klasse	NST11	NST12	NST13	NST14	NST15	NST16	NST17	NST18	NST19	NST20
Schwerlast	56%	61%	47%	46%	56%	46%	59%	54%	70%	x
Andere	44%	39%	53%	54%	44%	54%	41%	46%	30%	x

Tabelle 29 - Durchschnittliche Beladung auf Ladungsfahrten für den Nah- und Regionaltransport 2030-2035 in Tonnen

Klasse	NST01	NST02	NST03	NST04	NST05	NST06	NST07	NST08	NST09	NST10
Schwerlast	21,1	24,1	22,9	17,7	15,5	16,9	21,0	17,2	20,1	20,4
Andere	12,8	22,9	13,9	8,7	5,3	7,2	13,3	10,7	11,1	8,3
Klasse	NST11	NST12	NST13	NST14	NST15	NST16	NST17	NST18	NST19	NST20
Schwerlast	17,3	17,0	16,9	16,6	15,6	6,8	16,2	17,1	17,8	x
Andere	5,3	7,5	4,0	7,6	4,7	1,5	4,0	6,5	12,8	x

Tabelle 30 - Durchschnittliche Beladung auf Ladungsfahrten für den Ferntransport 2030-2035 in Tonnen

Klasse	NST01	NST02	NST03	NST04	NST05	NST06	NST07	NST08	NST09	NST10
Schwerlast	20,7	24,8	24,6	17,4	12,6	17,6	21,8	17,8	21,6	21,9
Andere	12,2	24,6	24,6	11,6	5,4	10,6	15,4	12,1	12,5	9,1
Klasse	NST11	NST12	NST13	NST14	NST15	NST16	NST17	NST18	NST19	NST20
Schwerlast	16,6	17,4	14,6	19,2	15,8	7,4	16,5	17,6	17,8	x
Andere	6,8	7,7	4,9	14,4	7,4	3,1	6,4	8,1	9,7	x

Tabelle 31 - Fahrleistung Abfallsammler und Kehrmaschinen

Landkreis / Kommune	Einwohner	EW / km ²	Abfallsammler km/a	Kehrmaschinen km/a
ORTENAUKREIS	429.479	232	1.196.402	203.631
<i>Ortenaukreis Kreis Rest</i>	<i>369.260</i>	<i>207</i>	<i>1.083.819</i>	<i>175.079</i>
<i>Offenburg Stadt</i>	<i>60.219</i>	<i>760</i>	<i>112.582</i>	<i>28.552</i>
LUDWIGSBURG	543.984	794	1.018.546	257.922
<i>Ludwigsburg Kreis Rest</i>	<i>450.709</i>	<i>700</i>	<i>842.623</i>	<i>213.697</i>
<i>Ludwigsburg Stadt</i>	<i>93.275</i>	<i>2159</i>	<i>175.923</i>	<i>44.225</i>
RHEIN-NECKAR-KREIS	547.625	516	1.023.812	259.648
ESSLINGEN	533.859	834	999.618	253.122
<i>Esslingen Kreis Rest</i>	<i>440.524</i>	<i>700</i>	<i>823.582</i>	<i>208.868</i>
<i>Esslingen Stadt</i>	<i>93.335</i>	<i>2028</i>	<i>176.036</i>	<i>44.253</i>
HEILBRONN	343.068	313	779.294	162.661
STUTTGART,STADT	634.830	3607	1.197.334	300.995
KARLSRUHE	444.232	410	1.009.093	210.626
RAVENSBURG	284.285	175	780.144	134.790
<i>Ravensburg Kreis Rest</i>	<i>233.360</i>	<i>152</i>	<i>684.938</i>	<i>110.644</i>
<i>Ravensburg Stadt</i>	<i>50.925</i>	<i>553</i>	<i>95.207</i>	<i>24.145</i>
MANNHEIM,STADT	309.370	2143	583.494	146.683
Freiburg Stadt	229.707	1511	407.312	108.912
Heidelberg Stadt	158.932	1484	281.815	75.355
Ulm Stadt	126.356	1068	224.052	59.910
Pforzheim Stadt	125.989	1285	223.401	59.736
Reutlingen Stadt	115.621	263	262.638	54.820
Tübingen Stadt	90.211	440	204.918	42.772
Villingen-Schwenningen	85.710	207	251.568	40.638
Konstanz Stadt	84.203	350	191.271	39.924
Aalen Stadt	68.388	208	200.726	32.425
BÖBLINGEN	391.640	636	728.415	185.690
<i>Böblingen Kreis Rest</i>	<i>276.521</i>	<i>524</i>	<i>516.970</i>	<i>131.108</i>
<i>Böblingen Stadt</i>	<i>50.289</i>	<i>1285</i>	<i>89.172</i>	<i>23.844</i>

<i>Sindelfingen Stadt</i>	<i>64.830</i>	<i>1276</i>	<i>122.274</i>	<i>30.738</i>
<i>Friedrichshafen Stadt</i>	<i>61.332</i>	<i>327</i>	<i>139.318</i>	<i>29.080</i>
<i>Schwäbisch Gmünd Stadt</i>	<i>61.234</i>	<i>208</i>	<i>179.729</i>	<i>29.033</i>
<i>Göppingen Stadt</i>	<i>58.022</i>	<i>402</i>	<i>131.800</i>	<i>27.510</i>
<i>Waiblingen Stadt</i>	<i>55.647</i>	<i>498</i>	<i>126.405</i>	<i>26.384</i>
<i>Baden-Baden Stadt</i>	<i>55.259</i>	<i>394</i>	<i>125.523</i>	<i>26.200</i>
<i>Alb-Donau-Kreis</i>	<i>197.047</i>	<i>145</i>	<i>578.355</i>	<i>93.427</i>
<i>Schwäbisch Hall</i>	<i>195.861</i>	<i>133</i>	<i>574.874</i>	<i>92.865</i>
<i>RASTATT</i>	<i>231.018</i>	<i>313</i>	<i>504.584</i>	<i>109.534</i>
<i>Rastatt Kreis Rest</i>	<i>180.808</i>	<i>266</i>	<i>410.713</i>	<i>85.727</i>
<i>Rastatt Stadt</i>	<i>50.210</i>	<i>846</i>	<i>93.870</i>	<i>23.806</i>
Total			15.120.844	3.267.926

Schwerpunktkreise sind in Großbuchstaben aufgeführt. Unterteilungen von Städten mit mehr als 50.000 Einwohnern und dem verbleibenden Landkreis sind in kursiv in den Spalten unter den Ergebnissen auf Landkreisebene dargestellt. Städte mit mehr als 50.000 Einwohner in Schwerpunktkreisen werden dabei separat aufgeführt, da hier davon ausgegangen wird, dass lokal ein höherer H₂-Bedarf der Kommune im Landkreis auftritt. Der verbleibende H₂-Bedarf des Landkreises verteilt sich hingegen auf die Fläche des Landkreises, ist also weniger lokal konzentriert.

Tabelle 32 - Veränderung THG-Emissionen, H₂-Herstellung mit deutschem Strom-Mix/ Erneuerbaren Energien (t CO₂e)

Landkreis	Deutscher Strom-Mix				Erneuerbare Energien			
	konservativ		progressiv		konservativ		progressiv	
	2025	2030	2030	2025	2025	2030	2030	2025
ORTENAUKREIS	108	98	235	273	-207	-783	-450	-2.172
<i>Ortenaukreis Kreis Rest</i>	<i>84</i>	<i>52</i>	<i>183</i>	<i>145</i>	<i>-187</i>	<i>-705</i>	<i>-406</i>	<i>-1.957</i>
<i>Offenburg Stadt</i>	<i>24</i>	<i>46</i>	<i>52</i>	<i>128</i>	<i>-20</i>	<i>-78</i>	<i>-44</i>	<i>-215</i>
LUDWIGSBURG	216	415	470	1.151	-183	-701	-398	-1.945
<i>Ludwigsburg Kreis Rest</i>	<i>179</i>	<i>345</i>	<i>390</i>	<i>956</i>	<i>-151</i>	<i>-580</i>	<i>-329</i>	<i>-1.610</i>
<i>Ludwigsburg Stadt</i>	<i>37</i>	<i>70</i>	<i>80</i>	<i>195</i>	<i>-32</i>	<i>-121</i>	<i>-69</i>	<i>-336</i>
RHEIN-NECKAR-KREIS	218	419	474	1.162	-184	-705	-400	-1.956
ESSLINGEN	212	407	461	1.130	-180	-688	-390	-1.909
<i>Esslingen Kreis Rest</i>	<i>175</i>	<i>337</i>	<i>381</i>	<i>934</i>	<i>-148</i>	<i>-567</i>	<i>-322</i>	<i>-1.573</i>
<i>Esslingen Stadt</i>	<i>37</i>	<i>70</i>	<i>80</i>	<i>195</i>	<i>-32</i>	<i>-121</i>	<i>-69</i>	<i>-336</i>
HEILBRONN	115	182	249	504	-137	-522	-298	-1.449
STUTTGART,STADT	251	479	545	1.330	-215	-823	-467	-2.284
KARLSRUHE	148	235	322	653	-178	-676	-386	-1.876
RAVENSBURG	74	72	160	200	-135	-511	-294	-1.418
<i>Ravensburg Kreis Rest</i>	<i>53</i>	<i>33</i>	<i>116</i>	<i>92</i>	<i>-118</i>	<i>-446</i>	<i>-257</i>	<i>-1.237</i>
<i>Ravensburg Stadt</i>	<i>20</i>	<i>39</i>	<i>44</i>	<i>108</i>	<i>-17</i>	<i>-66</i>	<i>-37</i>	<i>-182</i>
MANNHEIM,STADT	122	234	266	648	-105	-401	-228	-1.113
Freiburg Stadt	95	189	206	523	-74	-283	-160	-784
Heidelberg Stadt	66	130	143	362	-51	-196	-111	-543
Ulm Stadt	52	104	113	288	-41	-156	-88	-432
Pforzheim Stadt	52	103	113	287	-40	-155	-88	-430
Reutlingen Stadt	39	61	84	170	-46	-176	-101	-488
Tübingen Stadt	30	48	65	133	-36	-137	-78	-381

Villingen-Schwenningen Stadt	20	12	42	34	-43	-164	-94	-454
Konstanz Stadt	28	45	61	124	-34	-128	-73	-356
Aalen Stadt	16	10	34	27	-35	-131	-75	-362
BÖBLINGEN	156	302	340	837	-131	-502	-285	-1.393
<i>Böblingen Kreis Rest</i>	<i>110</i>	<i>211</i>	<i>239</i>	<i>587</i>	<i>-93</i>	<i>-356</i>	<i>-202</i>	<i>-988</i>
<i>Böblingen Stadt</i>	<i>21</i>	<i>41</i>	<i>45</i>	<i>115</i>	<i>-16</i>	<i>-62</i>	<i>-35</i>	<i>-172</i>
<i>Sindelfingen Stadt</i>	<i>26</i>	<i>49</i>	<i>56</i>	<i>136</i>	<i>-22</i>	<i>-84</i>	<i>-48</i>	<i>-233</i>
Friedrichshafen Stadt	20	32	45	90	-25	-93	-53	-259
Schwäbisch Gmünd Stadt	14	9	30	24	-31	-117	-67	-324
Göppingen Stadt	19	31	42	85	-23	-88	-50	-245
Waiblingen Stadt	19	29	40	82	-22	-85	-48	-235
Baden-Baden Stadt	18	29	40	81	-22	-84	-48	-233
Alb-Donau-Kreis	45	28	98	78	-100	-376	-217	-1.044
Schwäbisch Hall	45	28	97	77	-99	-374	-215	-1.038
RASTATT	80	134	175	372	-89	-340	-194	-943
<i>Rastatt Kreis Rest</i>	<i>60</i>	<i>96</i>	<i>131</i>	<i>266</i>	<i>-72</i>	<i>-275</i>	<i>-157</i>	<i>-764</i>
<i>Rastatt Stadt</i>	<i>20</i>	<i>38</i>	<i>43</i>	<i>107</i>	<i>-17</i>	<i>-65</i>	<i>-37</i>	<i>-179</i>
Total	2.279	3.865	4.952	10.723	-2.465	-9.395	-5.358	-26.066

9.5

Wasserstoffregularien ausgewählter Länder (basierend auf [141])

Tabelle 33 - Überblick internationaler Wasserstoffregularien

Land	Bereich					Rechtlicher Rahmen
	Herstellung	Speicherung	Konditionierung	Verteilung	Nutzung	
AT	x	x		x		Zurzeit kein rechtlicher Rahmen der sich mit H ₂ beschäftigt. Im März 2019 hat die österreichische Regierung ihre H ₂ -Initiative vorgestellt, sowie mit der Durchführung begonnen. Zurzeit nur wenige Gesetze, die sich explizit mit H ₂ befassen. Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 ist derzeit nur auf Erdgas oder auf Erdgasqualität aufbereitetes biogenes Gas beschränkt, H ₂ wird also nicht explizit miterfasst.
BE	(x)	(x)		(x)	x	Es gibt verschiedene Gesetze, die sich speziell auf H ₂ beziehen. Diese regeln aber meist Gesundheits- oder Sicherheitsaspekte bei der Verwendung von H ₂ , oder dem Transport dessen. H ₂ ist im Netz zurzeit nicht mit Erdgas austauschbar. Einspeisung eines H ₂ -Anteils in das Erdgasnetz steht weit oben auf der H ₂ -Agenda. Richtlinien für Herstellung und Speicherung von H ₂ sind aus den Richtlinien für Gesundheits- und Sicherheitsmaßnahmen zu entnehmen. Der Transport wird zurzeit durch einen königlichen Erlass von 2017 und 2002 über die Transportgenehmigung für gasförmige und andere Produkte durch Rohrleitungen geregelt.
BG				(x)		Keine spezifischen Gesetzgebungen für die H ₂ -Regulierung. Zudem wird keine Entwicklung in diesem spezifischen Rahmen vorgesehen. Wahrscheinlich ist, dass Bulgarien den EU-Vorschriften folgen wird. Bis dahin gelten die bestehenden Gesetze zur Energieregulierung, wie das Energiegesetz ERSA und das Raumplanungsgesetz. Diese greifen auf Herstellung, Anschluss, Verteilung und den Transport von H ₂ zu.
CL		(x)		(x)	(x)	Kein spezifischer rechtlicher Rahmen. Hier gilt Wasserstoff nur als brennbares Gas der Klasse 2.1 und fällt unter diesen Regularien. Diese beinhalten den Transport, die Speicherung und Lagerung in Arbeitsbereichen.
CN	(x)	x	(x)	x	x	Keine einheitlichen Gesetze für Wasserstoff. Manche Provinzen haben jedoch Regelungen aufgestellt, die Entwicklung von H ₂ voranzubringen. Der Entwurf des "Energy Law of the People's Republic of China", der am 10.04.2020 beschlossen wurde, listet H ₂ innerhalb der Definition "Energie". Daher wird die Bedeutung und das Potenzial von H ₂ in der Gesetzgebung nicht vollständig berücksichtigt. Wasserstoff-Energiebranchen wurden in die Kategorie zur Förderung von Auslandsinvestitionen aufgenommen. Hierzu zählen die Kraftstoffproduktion, Lagerung, Transport, Verflüssigung und der Bau und Betrieb von Wasserstoffanlagen.

CZ			x	x			Mängel an Regulierungen bzgl.: Parken mit Brennstoffzellenfahrzeugen, Verfahren zur Erlangung behördlicher Genehmigung für den Bau der H ₂ -Infrastruktur und Implementierung aktueller internationaler Normen. Es müssen Regeln eingehalten werden, die sich auf bestehende Energie- und Planungsgesetze von Gasen stützen. Kein spezielles Gesetz, das sich auf die Nutzung oder der Kommerzialisierung von H ₂ bezieht. Erst seit 2017 gilt H ₂ als alternativer Kraftstoff nach dem Gesetz. Da es einige Gesetze gibt, die auf die Verwendung von Wasserstoff hinweisen, wird der Bereich "Nutzen" als vollwertig erfüllt angesehen.
FR	(x)			(x)	(x)		Regelungen zur Nutzung von H ₂ im Mobilitätssektor sind weiter fortgeschritten als für die Einspeisung von H ₂ im Gasnetz. Hierbei geht es v.a. um die Entwicklung von Projekten durch die Netzbetreiber, die von der Energieregulierungsbehörde CRE reguliert werden, da diese im Wesentlichen von den Netztarifen abhängig sind. Seit 2019 sind auch H ₂ -Tankstellen für Fahrzeuge und Boote erlaubt. Es gibt kein spezifisches H ₂ -Gesetz, jedoch beinhaltet das letzte Energie -und Mobilitätsgesetz die Förderung der H ₂ -Entwicklung, besonders die Installation von H ₂ -Tankstellen.
DE	x				x		Der rechtliche Rahmen ist noch nicht umfassend. Kein vollständiges Paket von entsprechenden Regularien, das die H ₂ -Wertschöpfungskette komplett abdeckt. Ein Rahmen, der für die Markteinführung von blauem H ₂ notwendig ist, fehlt vollständig. Elektrolyse- H ₂ (grüner H ₂) fällt unter die Definition von Biogas.
IT	x				(x)		Der italienische Rechtsrahmen für die H ₂ -Produktion, dem Betrieb und Anschluss ist eher bruchartig geregelt, was sich als Hindernis für die Entwicklung neuer Projekte erweist. Genehmigungsprozesse für Wasserstoffproduktion -und Speicherung sind auf nationaler Ebene festgelegt, jedoch können die lokalen Behörden unterschiedliche Anforderungen in Bezug auf die Nutzung stellen. Es fehlt außerdem ein klarer Unterschied bezüglich der Genehmigungsverfahren zwischen der Produktion von H ₂ für industrielle Nutzung und für die Produktion von grünem H ₂ . Das bedeutet, dass Restriktionen in Bezug auf die Landnutzung unabhängig von der Produktionsmethode gelten. Es gelten allgemeine Bestimmungen, die sich auf Gas und andere fossile Brennstoffe beziehen. Seit 2018 wird erstmals eine Regelung eingeführt, die zwischen dem Reformierungs- und Elektrolyseverfahren unterscheidet.
JP	x	x	x	x	x		Noch keine spezifischen Gesetze für die Verwendung von H ₂ . Wasserstoff wird derzeit als eine Art Hochdruckgas geregelt. Es gelten zudem die baurechtlichen Vorschriften und Umweltvorschriften. Für die Herstellung und Speicherung ist eine Genehmigung bzw. Anzeige beim Präfekturgouverneur erforderlich, wobei sich die Anforderungen nach der Menge der Produktion bzw. Speicherung richten. Bei dem Transport muss sich an den technischen Standards des Hochdruck-Gassicherheitsgesetzes gehalten werden.
MX	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)		Es existieren Bestimmungen, die allgemeine Richtlinien für Wasserstoff als Energiequellen als saubere Energie festlegen. Saubere Energie wird klassifiziert, wenn diese aus der Verwendung von Wasserstoff stammt (Erzeugung in Brennstoffzellen). Ansonsten fehlt es an regulatorischen Vorschriften, was sich nachteilig auf die Entwicklung von Wasserstoffprojekten auswirkt. Es gibt keine ausdrückliche Regelung von H ₂ in der mexikanischen Verfassung. Jedoch legt §27 fest, dass der Staat die direkte Kontrolle über die natürlichen Ressourcen hat, die auf mexikanischen Boden gewonnen werden (auch kontinentale Plattformen und Unterwassergrundfläche gehören hierzu). Für verschiedene Aktivitäten im Zusammenhang mit der Produktion und Nutzung von H ₂ müssen unterschiedliche Genehmigungen eingeholt werden, die alle durch das Kohlenwasserstoffgesetz geregelt werden. Genehmigungen sind auch für den Transport und Import, Kompression und Verteilung sowie Lagerung nötig (und weitere Konditionierungsverfahren). Für die Herstellung von H ₂ gelten keine direkten Richtlinien, jedoch aber für die Erzeugung von Energie durch Wasserstoff (Brennstoffzellen).

UAE, SA, EG	(x)	(x)			Derzeitig kein spezifisches Regelwerk für die Lizenzierung und Implementierung von H ₂ -Projekten. UAE: Im Juli 2019 wurde bekannt gegeben, dass der Entwurf für technischen Regulierungen von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen vollendet wurde. Saudi-Arabien: Keine Regulierung für H ₂ -Projekte. Das Ministerium für Energie reguliert, entwirft und implementiert Gesetze, welche sich auf Öl und Gas beziehen. (Allgemeine Regulierung) Ägypten: Kein einheitliches Gesetz speziell für H ₂ . Die bereits existierenden Gesetze für Gas, Transport und Wasser-sektoren werden auch für Wasserstoff angewandt. Gas wird hier aber nur als Gemisch von Kohlenwasserstoffen und Nicht-Kohlenwasserstoffen, welche einen gasförmigen Zustand haben definiert. Darunter fallen alle unkonventionellen Arten von Gasen, unabhängig davon, ob diese konditioniert wurden oder nicht.
NL		x			Nehmen Umbau des bestehenden Erdgasnetze vor. Die Basis für die Ermöglichung von Transport und Verteilung von H ₂ wurde bereits von Netzwerkunternehmen gelegt. Es gibt keine spezifischen Regulierungen für H ₂ , was bedeutet, dass die bereits existierenden Regulierungen für Gas auf die H ₂ -Projekte angewandt werden. Jedoch gibt es einen Prozess zur Vorlage einer Gesetzgebung, die den Transport und die Verteilung von H ₂ durch Netzunternehmen ermöglicht, welcher eingeleitet worden ist. Dieser soll Ende 2020 veröffentlicht worden sein. Es gibt jedoch ein Gasgesetz, welches den Anteil der Wasserstoffbeimischung festlegt und zurzeit bei 0.5 Vol. % H ₂ in regionalen Netzen und bei 0.2 Vol. % H ₂ in nationalen Netzen liegt. Dieser Anteil soll laut Regierung auf 10- 20 Vol. % erhöht werden. Es gibt ein Implementiertes Gesundheits- und Sicherheitsprogramm, welches spezifisch für Wasserstoff gilt und vier Jahre lang durchgeführt werden soll, um Probleme zu identifizieren.
PE	(x)	x	x		Keine Gesetzgebung, die wasserstoffbasierte Projekte speziell regelt. Daher gelten die allgemeinen Regeln von industriellen Gasen für H ₂ . H ₂ -Transport wird von den nationalen Regulierungen für Landtransporte und Gefahrstoffen reguliert. Es können aber branchenspezifische Vorschriften für die Verwendung von H ₂ gelten. H ₂ -Transport wird durch die nationalen Vorschriften für den Landtransport von gefährlichen Materialien und Abfällen geregelt. Diese Regelung schreibt vor, dass für den H ₂ -Transport eine Genehmigung vom Ministerium für Verkehr eingeholt werden, dadurch wird H ₂ spezifische genannt. Seit 2018 gibt es ein Förderprogramm zur H ₂ -Nutzung im Mobilitätssektor, wobei eine bestimmter Anteil von H ₂ festgelegt wurde.
PL	x	(x)	(x)	x	Fehlende Regulierungen, wie z.B. im Transport oder Herstellungssektor, sind Barrieren für eine Wasserstoffentwicklung. Jedoch gibt es ein Gesetz zur Elektromobilität und für alternative Kraftstoffe, welches sich mit der Verwendung von H ₂ und flüssigen Brennstoffen im Transportwesen befasst. Es gibt immer noch keine Regulierungen bezüglich technischen Bedingungen außerhalb des Industriesektors. 2021 soll ein eigenes H ₂ -Gesetz veröffentlicht werden, zudem soll 2020 eine Wasserstoff-Strategie vorgestellt werden. Für die H ₂ -Erzeugung gibt es keine Genehmigung, jedoch eine Genehmigungspflicht für die Erzeugung von Strom aus H ₂ , wodurch sich die H ₂ -Nutzung regulieren lässt.
PT	(x)	(x)	(x)		Keine spezifischen H ₂ -Regulierungen. Es gibt mehrere Gesetze, welche für den Gastransport, den Tankstellen, zur Speicherung und Installation von gasförmigen Kraftstoffen in Gebäuden gelten, doch diese sind nicht anwendbar auf den Wasserstoff. Die Regierung wird sich wohl auf die Regularien des Transportes, der Speicherung und der Nutzung von Gas stützen müssen. Jedoch muss es eine spezifische Regelung für die Verteilung, Herstellung und den Transport von H ₂ geben.
RO	x	(x)	x	x	Noch keine wasserstoffspezifische Gesetzgebung. Wasserstoffproduktion wird als industrielle Produktionstätigkeit eingestuft, unabhängig ihrer Herkunft und Produktion. Es wurde ein Memorandum veröffentlicht, welches vorschlägt, dass in der nächsten Programmperiode (2021-2027) die Forschung und Entwicklung hinsichtlich der H ₂ -Nutzung im Transportwesen und der Fernwärmenutzung in den Fokus gestellt werden soll. 2020 wurde eine Änderung des Energiegesetzes vorgenommen, um Bestimmungen zur Wasserstoffproduktionen aufzunehmen. März 2017 wurde der nationale politische Rahmen für die Marktentwicklung in Bezug auf Kraftstoffalternativen im Transportsektor und für die Installation der entsprechenden Infrastruktur festgelegt.

RU	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	Keine spezifische Gesetzgebung, die sich speziell mit der Wasserstoffindustrie befasst. Dieser Bereich wird daher durch verschiedene Gesetze geregelt, die sich zum Teil aber widersprechen oder veraltet sind. Wasserstoff wird ähnlich wie Erdgas gehandhabt. Wasserstoff wird lediglich als brennbares Gas, also als ein Gefahrenstoff, eingestuft. Erzeugung, Aufbereitung, Verwendung, Lagerung und Beförderung von Wasserstoff sind ab 20 Tonnen genehmigungspflichtig. Ein Unternehmen, welches H ₂ erzeugt, verwendet, transportiert oder anderweitig verarbeitet, muss zahlreiche Sicherheitsvorschriften beachten, die für den Betrieb von gefährlichen Industrieanlagen gelten. Diese Vorschriften gelten oft als widersprüchlich und überzogen.
SG	(x)	(x)		x		Kein klar definiertes gesetzliches Rahmenwerk, das speziell auf H ₂ anwendbar ist. Die Anwendbarkeit bestehender Gesetze in Bezug auf Gase muss allgemeiner betrachtet werden, da in den verschiedenen Phasen des Imports, Transports, Produktion und Speicherung von H ₂ unterschiedliche Gesetzgebungen gelten werden. H ₂ ist als brennbares Gas geregelt und fällt unter den "Fire Safety" Regulierungen.
SK	(x)	(x)	x	(x)	(x)	Kein spezifischer regulatorischer Rahmen. H ₂ wird als Quelle erneuerbarer Energien anerkannt. Derzeitigen Regeln zur Einspeisung, Transport und Nutzung von Gasen, würde für H ₂ und Methan gelten. Umweltverträglichkeitsprüfung für die Lagerung und Produktion von H ₂ sind relevant.
KR	x	x		x	x	Ab 2021 tritt ein Wasserstoffgesetz in Kraft, der "Hydrogen Act". Die untergeordneten Gesetze müssen hierfür noch verkündet werden. Die Gesetzgebung bewegt sich jedoch schnell, um Vorreiter in der Wasserstoffindustrie zu werden. Januar 2019 kündigte die Regierung die „Hydrogen Economy Roadmap“ zur Förderung der Entwicklung und Nutzung von Wasserstoffenergie an. Es wird erwartet, dass das Wasserstoffgesetz die zentrale Gesetzgebung zur Regulierung der Wasserstoffindustrie wird, während das Erneuerbare-Energien-Gesetz verwendet wird, wenn ein Thema nicht abgedeckt ist. Das Ministerium für Handel, Industrie und Energie ist für die Entwicklung der Politik der Wasserstoffwirtschaft verantwortlich.
ES	(x)	x		x		Es gibt keinen umfassenden rechtlichen Rahmen speziell für H ₂ -Technologien. Darüber hinaus wird die Produktion aus erneuerbaren Quellen durch die Klassifizierung der Elektrolyse als "Energienutzung" und nicht als "Energieumwandlungsgerät" behindert. Das führt zu Anschlussgebühren für das Betreiben der Elektrolyse, sowie längere Entwicklungszeiten und Umweltauflagen, was grünen H ₂ zu einer weniger wettbewerbsfähigen Energiequelle macht. Dadurch wurden Investitionen aus privaten Sektoren abgeschreckt und alle Pilotprojekte werden als reine Experimente durchgeführt. Es müssen klare Regelungen für die Einspeisung von H ₂ in das Gasnetz implementiert werden. Die Wasserstoffproduktion wird wie jede andere anorganische Gasproduktionsanlage betrachtet und unterliegt unabhängig von der Größe den gleichen Bedingungen. Es gibt keine Verbote für die Nutzung von Land für die Wasserstoffproduktion, aber es gibt Verbote für die Speicherung großer Mengen an H ₂ . Für die Speicherung von mehr als 200.000 t Wasserstoff ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich.
TR				(x)	(x)	Zurzeit gibt es Bestimmungen zur Förderung der Verwendung von H ₂ , wie z.B. Regeln und Verfahren zur Steigerung der Energieeffizienz im Transportwesen. Jedoch sind keine detaillierte Vorschriften für die H ₂ -Herstellung und die Überwachung von Unternehmen, die H ₂ herstellen, bekannt. Es gibt Gesetze, die die Märkte für Flüssiggas, Elektrizität und Erdgas regeln. Jedoch gibt es keines welches speziell den Term " Gas" definiert. Daher ist es unklar wie H ₂ geregelt werden soll.
UA	x	(x)		(x)		Derzeit ist der regulatorische Rahmen für Wasserstoff aufgrund der bisher engen Anwendung von Wasserstoff in der Industrie brüchig und es gibt noch kein Gesetz, welches H ₂ regelt. Bestehende Gesetze gelten für Energie, Transport und Bewegung von Gasen für H ₂ -Projekte. Aus Biomasse hergestellter H ₂ wird im Gesetz der Ukraine über alternative Brennstoffarten als "alternative Art von gasförmigen Brennstoffen" definiert.

UK	(x)	x		x	Keine klar definierten Gesetze vorhanden. Sehr wenige Gesetze beziehen sich speziell auf H ₂ , daher gelten die Regulierungen für Gase im Allgemeinen. Wasserstoff fällt unter die Definition "Gas". Die einzuspeisende H ₂ -Konzentration beträgt seit 1996 0.1 Vol. %, soll aber auf 20 Vol. % erhöht werden.
US	(x)	(x)		(x) (x)	Jeder Bundesstaat in den USA hat seine eigene spezifische Politik bezüglich H ₂ . Die Staaten entlang der US-Westküste sind hier weiter fortgeschritten. Daher wird Kalifornien als Hauptbeispiel erwähnt. Die EPA befasst sich auf Bundesebene mit der Erzeugung in den USA, einschließlich erneuerbarer Energien. Obwohl es nicht ein spezielles Gesetz gibt, das die Produktion von Wasserstoff regelt, zielt das EISA darauf ab die EPA zu fördern.

9.6 I-H₂-Hub Berechnung

Tabelle 34 - Anteil verschiedener Energieträger am Strom-Mix Baden-Württemberg

	BW 2020	BW 2025	BW 2030	EE BW 2025	EE BW 2030
Kernenergie	20,73%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Steinkohle	34,15%	31,17%	18,53%	0,00%	0,00%
Erdgas	8,94%	17,32%	22,39%	0,00%	0,00%
Mineralöl	0,41%	0,22%	0,00%	0,00%	0,00%
Windenergie	7,52%	17,97%	25,10%	35,02%	42,48%
Photovoltaik	11,99%	16,67%	19,50%	32,49%	33,01%
Biomasse	7,32%	6,93%	5,21%	13,50%	8,82%
Wasserkraft	8,94%	9,52%	8,69%	18,57%	14,71%
Geothermie	0,00%	0,22%	0,58%	0,42%	0,98%

Tabelle 35 - H₂ Erzeugungstechnologie Entwicklung in Anlehnung an [196]

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CAPEX [€/kW]	AEL	900	875,5	851	826,5	802	777,5	753	728,5	704	679,5	655	642,75	630,5	618,25	606	593,75
	PEMEL	1450	1385	1320	1255	1190	1125	1060	995	930	865	800	767,5	735	702,5	670	637,5
	HTEL	2300	2115	1930	1745	1560	1375	1190	1005	820	635	450	426,88	403,75	380,63	357,5	334,38
OPEX [€/kW/a]	AEL	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5	24	24,25	24,5	24,75	25	25,25
	PEMEL	13	12,6	12,2	11,8	11,4	11	10,6	10,2	9,8	9,4	9	8,8	8,6	8,4	8,2	8
	HTEL	32,5	30,45	28,4	26,35	24,3	22,25	20,2	18,15	16,1	14,05	12	10,98	9,95	8,93	7,9	6,88
El. Energieverbrauch [kWh/ Nm³]	AEL	4,65	4,635	4,62	4,61	4,59	4,58	4,56	4,55	4,53	4,52	4,5	4,49	4,485	4,48	4,47	4,46
	PEMEL	4,9	4,895	4,89	4,89	4,88	4,88	4,87	4,87	4,86	4,86	4,85	4,85	4,845	4,84	4,84	4,84
	HTEL	3,8	3,785	3,77	3,76	3,74	3,73	3,71	3,70	3,68	3,67	3,65	3,64	3,635	3,63	3,62	3,61
Lebensdauer [Betriebs h]	AEL	56250	58875	61500	64125	66750	69375	72000	74625	77250	79875	82500	83813	85125	86438	87750	89063
	PEMEL	45000	46750	48500	50250	52000	53750	55500	57250	59000	60750	62500	63375	64250	65125	66000	66875
	HTEL	20000	23000	26000	29000	32000	35000	38000	41000	44000	47000	50000	51500	53000	54500	56000	57500
Lebensdauer [Standzeit System a]	AEL	22	22,1	22,2	22,3	22,4	22,5	22,6	22,7	22,8	22,9	23	23,05	23,1	23,15	23,2	23,25
	PEMEL	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3	21,5	21,7	21,9	22,1	22,3	22,5	22,6	22,7	22,8	22,9	23
	HTEL	8	9,2	10,4	11,6	12,8	14	15,2	16,4	17,6	18,8	20	20,6	21,2	21,8	22,4	23
Emissionen (Invest) [g/kW - el.-Input]	AEL	41570	40438	39307	38175	37043	35912	34780	33649	32517	31385	30254	29688	29122	28556	27990	27425
	PEMEL	110200	105260	100320	95380	90440	85500	80560	75620	70680	65740	60800	58330	55860	53390	50920	48450
	HTEL	9630	8855	8081	7306	6532	5757	4982	4208	3433	2659	1884	1787	1690	1594	1497	1400

- [1] DÖSCHER, Henning: *Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg : Klimaschutz und Wertschöpfung kombinieren*. 2020
- [2] FCH JU: *Hydrogen roadmap Europe : A sustainable pathway for the European energy transition*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2019
- [3] FLEITER, Tobias ; ELSLAND, Rainer ; HERBST, Andrea: *Heat Roadmap Europe : Baseline scenario of the heating and cooling demand in buildings and industry in the 14 MSs until 2050*. 08.2017
- [4] PREGGER, Thomas ; GRAF, Daniela ; KREWITT, Wolfram: *Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung*. Stuttgart, 2008
- [5] TÖPLER, Johannes (Hrsg.); LEHMANN, Jochen (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2017
- [6] BEHR, Arno ; AGAR, David W. ; JÖRISSEN, Jakob ; VORHOLT, Andreas J.: *Einführung in die Technische Chemie*. 2. Auflage. Berlin : Springer Spektrum, 2016
- [7] BEHR, Arno ; AGAR, David W. ; JÖRISSEN, Jakob ; VORHOLT, Andreas J.: *Einführung in die Technische Chemie*. Heidelberg : Spektrum Akademischer Verlag, 2010
- [8] MITSUBISHI CHEMICAL: *Manufacturing Process of Carbon Black*. URL <http://www.carbonblack.jp/en/cb/seizou.html#:~:text=Furnace%20Black%20Process%20This%20method%20forms%20carbon%20black,its%20properties%20such%20as%20particle%20size%20or%20structure.> – Überprüfungsdatum 2021-05-25
- [9] GEIPEL-KERN, Anke: *Ethylen-Pipeline Süd schließt Lücke zum nordwesteuropäischen Ethylnetz*. URL <https://www.process.vogel.de/ethylen-pipeline-sued-schliesst-luecke-zum-nordwesteuropaeischen-ethylnetz-a-120578/> – Überprüfungsdatum 2021-05-25
- [10] SCHLEMMER, Jannik ; SCHIMMEL, Matthias ; ACHELIK, Christian: *Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie*. 2020
- [11] HÜBNER, Tobias ; GUMINSKI, Andrej ; ROUYRE, Elsa: *Energiewende in der Industrie : Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Branchensteckbrief der NE-Metallindustrie*. 2019
- [12] UNTERSTELLER, Franz: *Perspektiven für die Entsorgung von Klärschlamm und die Phosphor-Rückgewinnung in Baden-Württemberg*. 2020
- [13] BDG - BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN GIEßEREI-INDUSTRIE: *Branchenkennzahlen 2020 - Deutsche Gießerei-Industrie*. URL https://www.bdguss.de/fileadmin/content_bdguss/Branche/Die_Branche_in_Zahlen/Branche_in_Zahlen.pdf – Überprüfungsdatum 2021-05-31
- [14] GÜHL, Sarah ; SCHWARZ, Marcel ; SCHIMMEL, Matthias: *Branchensteckbrief der Nahrungsmittelindustrie*. 2020
- [15] WEIGERT, Stefan: *Roadmap treibhausgasneutrale Zuckerindustrie in Deutschland : Pfade zur Klimaneutralität 2050*. URL https://www.zuckerverkaende.de/images/stories/docs/Roadmapstudie_Zuckerfabrik_Treibhausgasneutral_01-12-20.pdf – Überprüfungsdatum 2021-02-24
- [16] VEREIN DEUTSCHER ZEMENTWERKE E.V.: *Zementherstellung*. URL <https://mitglieder.vdz-online.de/zementindustrie/zement/herstellung/> – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [17] HÜBNER, Tobias ; GUMINSKI, Andrej ; ROON, Serafin von: *Energiewende in der Industrie : Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie*. 2019
- [18] BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN ZIEGELINDUSTRIE: *Ziegelherstellung*. URL <https://www.ziegel.de/produkte> – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [19] BUNDESVERBAND DER GIPSINDUSTRIE E.V.: *Veredlung : Kalzinieren*. URL <https://www.gips.de/wissen/veredlung/kalzinieren/> – Überprüfungsdatum 2021-05-04

-
- [20] BUNDESVERBAND GLASINDUSTRIE E.V.: *Glasarten*. URL <https://www.bvglas.de/ueber-glas/allround-talent-glas/glasarten/> – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [21] SCHOTT AG: *Was Sie schon immer über Glas wissen wollten*. URL https://www.schott.com/german/company/experience_glass/faq.html – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [22] SROCKE, Gerd: *Hochbrandgips - ein vergessener Baustoff*. URL <https://igbauernhaus.de/unsere-themen/bautechnik/gips/hochbrandgips.html> – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [23] GODIN, Hélène: *Branchensteckbrief der Papierindustrie*. 2020
- [24] BLUMENTHAL, Gert ; LINKE, Dietmar ; VIETH, Siegfried: *Chemie : Grundwissen für Ingenieure*. Wiesbaden : B.G. Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2006
- [25] DOLCI, Francesco: *Green hydrogen opportunities in selected industrial processes : Workshop summary report (26th of June 2018, Centre Albert Borschette, Brussels, Belgium)*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2018 (EUR, Scientific and technical research series 29637)
- [26] ENCON.EUROPE GMBH: *Potentialatlas für Wasserstoff : Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor*. URL https://www.innovationsforum-energiewende.de/fileadmin/user_upload/Potentialstudie-fuer-gruenen-Wasserstoff-in-Raffinerien.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [27] HEBLING, Christopher ; RAGWITZ, M. ; FLEITER, T.: *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland (10.2019)*. URL https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [28] IRENA: *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Abu Dhabi, 2019
- [29] SCHÜTZ, Stefan ; HÄRTEL, Philipp: *Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger : Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien (08.2016)*. URL https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_08_2016_klimaschutz_und_regenerativ_erzeugte_chemische_energieetrae.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [30] BATOOL, M. ; WETZELS, W.: *Decarbonisation options for the Dutch fertiliser industry*. The Hague, 03.10.2019
- [31] IEA (Hrsg.): *The Future of Hydrogen : Seizing today's opportunities. Final Report*. Paris, 2019
- [32] MICHALSKI, Jan ; ALTMANN, Matthias ; BÜNGER, Ulrich: *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen : Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, innovation Digitalisierung und energie des Landes Nordrhein-Westfalen*. URL https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/Bericht_Wasserstoffstudie_NRW-2019-04-09_komp.pdf – Überprüfungsdatum 2020-12-01
- [33] RÖNSCH, Stefan ; SCHNEIDER, Jens ; MATTHISCHKE, Steffi: *Review on methanation – From fundamentals to current projects*. In: *Fuel* 166 (2016), S. 276–296
- [34] ADLER, Bernhard: *Moderne Energiesysteme – ein Beitrag zur Energiewende*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2019
- [35] KRAUSE, Hartmut ; KÜHN, Michael ; NITZSCHE, Jörg: *Abschlussbericht : Wirtschaftliche Bewertung der HYPOS-Wertschöpfungsketten zur Wasserstoffherzeugung im Kontext der verschiedenen Nutzungspfade – H2-Index*. URL https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_H2-Index_TP1_Potenzialanalyse_End.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [36] GAO, Jiajian ; WANG, Yingli ; PING, Yuan: *A thermodynamic analysis of methanation reactions of carbon oxides for the production of synthetic natural gas*. In: *RSC Advances* 2 (2012), Nr. 6, S. 2358
- [37] LINDNER, CHRISTOPH, SCHMITT, JAN ; HEIN, Julia: *Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2019 : Kurzfassung der Conversio Studie*. 2020
- [38] RAMACHANDRAN, R. ; MENON, K. Raghunath: *An overview of industrial uses of hydrogen*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 23 (1998), Nr. 7, S. 593–598
- [39] RUSS, Manfred ; GONZALES, Maria ; HORLACHER, Maik: *Evaluation of pyrolysis with LCA – 3 case studies*. Leinfelden-Echterdingen, 2020

-
- [40] RAMESOHL, Stephan ; VETTER, Laura ; MEYS, Raoul; BENDIX, Philipp (Mitarb.); KALETTA, Bernd (Mitarb.); KOBIELA, Georg (Mitarb.); KOOP, Julia (Mitarb.); SEIFERT, Ulrich (Mitarb.); SIEVERING, Christoph (Mitarb.); SIMON, Balint (Mitarb.): *Chemical Plastics Recycling - Potentials and Development Prospects : A contribution to defossilizing the chemical and plastics processing industry in NRW*. Discussion paper by the Circular Economy. Gelsenkirchen, 2020
- [41] SCHMIDT, Mario (Hrsg.); HAUBACH, Christian (Hrsg.); PREIB, Marlene (Hrsg.): *100 Betriebe für Ressourceneffizienz - Band 2 : Praxisbeispiele und Erfolgsfaktoren*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2018
- [42] BARTHEL, Henryk ; RÖSCH, L. ; WEIS, J.: Fumed Silica - Production, Properties, and Applications. In: WEIS, Johann; AUNER, Norbert (Hrsg.): *Organosilicon chemistry II : From molecules to materials*. Weinheim Federal Republic of Germany, New York : VCH, 1996, S. 761–778
- [43] FLÖRKE, Otto W. ; GRAETSCH, A. Heribert ; BRUNK, Fred: Silica. In: *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Weinheim, Germany : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000
- [44] MÜNNICH, Christian: *Untersuchungen zur Hydroformylierung von längerkettigen Olefinen an einem immobilisierten Rhodium(II)-Katalysator*. Technischen Universität Darmstadt, Fachbereich Chemie. 2001. URL <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/116/1/Dissertation10.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [45] EVANS, D. ; OSBORN, J. A. ; WILKINSON, G.: *Hydroformylation of alkenes by use of rhodium complex catalysts*. In: *J. Chem. Soc. A* (1968), Nr. 0, S. 3133–3142
- [46] RAMBHUUJUN, Nigel ; SALMAN, M. Saad ; WANG, Ting: *Renewable hydrogen for the chemical industry*. In: *MRS Energy & Sustainability* 7 (2020)
- [47] BINNEWIES, Michael ; FINZE, Maik ; JÄCKEL, Manfred: *Allgemeine und Anorganische Chemie*. Berlin, Heidelberg : Springer Spektrum, 2016
- [48] MUHAMMAD, A. S. B. AZMI ; AMRAN, M. N. A. BIN ; ZOPRI, A. S. B. MOHD: *PRODUCTION OF 10,000 TONNE PER YEAR MARGARINE FROM PALM OIL*. Mara, 2019
- [49] DIE CHEMIE-SCHULE: *Hydrierung*. URL <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Hydrierung> – Überprüfungsdatum 15.04.21
- [50] ZAJÍ, J. ; BARES, M. ; DEDEK, I.: *Verlauf der Hydrierung pflanzlicher Öle - Makrokinetische Einflüsse*. In: *Lipid / Fett* 90 (1988), Nr. 5, S. 189–194
- [51] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *Einsatzgebiete für Power Fuels : Erdö Raffinerie*. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [52] SCHERZER, Julius: *Hydrocracking Science and Technology*. Boca Raton : Chapman and Hall/CRC, 1996 (Chemical Industries Ser v.66)
- [53] PARKASH, Surinder: *Refining processes handbook*. Amsterdam, Boston : Gulf Professional Pub, 2003
- [54] MEUSINGER, J.: *Hydrocracking Science and Technology*. J. A. SCHERZER, A. J. GRUIA. Marcel Dekker, New York, 1996, 320 Seiten, Zahlr. Abb. u. Tab., geb., \$ 165,-, ISBN 0-8247-9760-4. In: *Chemie Ingenieur Technik* 69 (1997), Nr. 8, S. 1161–1162
- [55] LUIDOLD, S. ; ANTREKOWITSCH, H.: *Wasserstoff – ein Reduktionsmittel mit Zukunft: Teil 1 – Stand der Technik*. In: *BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte* 152 (2007), Nr. 9, S. 292–295
- [56] SCHNURNBERGER, Werner: Hydrogen as Raw Material. In: WINTER, Carl-Jochen; NITSCH, Joachim (Hrsg.): *Hydrogen as an Energy Carrier: Technologies, Systems, Economy*. Berlin, Heidelberg : Springer, 1988, S. 56–78
- [57] HAASE, G.: *Verlauf der Reduktion feinverteilter Kupfer(II)-oxyds mit Wasserstoff*. In: *Angewandte Chemie* 69 (1957), Nr. 24, S. 778. URL <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/ange.19570692405> – Überprüfungsdatum 2021-01-11
- [58] WAICHENHAIN, Uwe: *Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg*. URL https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/6_Wirtschaft/Ressourceneffizienz_und_Umwelttechnik/Wasserstoff/200724-Potentialstudie-H2-Baden-Wuerttemberg.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-10

- [59] TEC-SCIENCE: *Direktreduktionsverfahren*. URL <https://www.tec-science.com/de/werkstofftechnik/stahl-erzeugung-herstellung/direktreduktionsverfahren/>. – Aktualisierungsdatum: 2018-06-21 – Überprüfungsdatum 2020-12-23
- [60] CIGAL, Jean-Charles: *Expanding use of hydrogen in the electronics industry*. URL https://www.linde-gas.com/en/images/Expanding%20Use%20of%20Hydrogen%20in%20the%20Electronics%20Industry%20Gasworld%20November%202016_tcm17-418683.pdf – Überprüfungsdatum 18.12.20
- [61] FRAILE, Daniel: *Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas : CertifHy*. 22.06.2015
- [62] LEISIN, Matthias: *Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor : Branchensteckbrief der Glasindustrie*. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Projektbericht: I C 4 - 80 14 38/42, SISDE17915, 2020
- [63] ENSSLEN, Frank ; SCHNEIDER, Jens ; SCHULA, Sebastian: *Produktion, Eigenschaften und Tragverhalten von thermisch gebogenen Floatgläsern für das Bauwesen - Erstprüfung und werkseigene Produktionskontrolle im Rahmen des Zulassungsverfahrens*. In: *Stahlbau* 79 (2010), S1, S. 46–51
- [64] LT GASETECHNIK: *Erfolgreiche Auslieferung einer Flachglas-Schutzgasversorgungsanlage*. URL <https://www.lt-gasetechnik.de/2017/04/18/erfolgreiche-auslieferung-einer-flachglas-schutzgasversorgungsanlage/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [65] RÜFFER, Paul ; HEFT, Andreas ; GRÜNLER, Bernd: *Dünne Barrierschichten auf Floatglas*. In: WELLER, Bernhard; TASCHKE, Silke (Hrsg.): *Glasbau 2014*. D-69451 Weinheim, Germany : Wiley-VCH Verlag GmbH, 2014, S. 267–275
- [66] MESSER GROUP: *Glass - Floating and Forming*. URL <https://www.messergroup.com/de/minerals/glass/floating-and-forming> – Überprüfungsdatum 2021-12-14
- [67] BUNDESVERBAND GLASINDUSTRIE E.V.: *Jahresbericht 2019*. URL https://www.bvglas.de/media/BV_Glas/Jahresbericht_2019.pdf – Überprüfungsdatum 2021-04-30
- [68] TÜV SÜD: *Schweißgase : Passende Services zum Schweißen*. URL <https://www.tuvsud.com/de-de/industrie/druckgeraete-info/schweissen/schweissgase> – Überprüfungsdatum 2021-04-30
- [69] HORNBOGEN, Erhard (Hrsg.); EGGELER, Gunther (Hrsg.); WERNER, Ewald (Hrsg.): *Werkstoffe*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2017
- [70] STAUTNER, W. ; XU, M. ; MINE, S.: *Hydrogen cooling options for MgB₂-based superconducting systems*. In: AIP Publishing LLC, 2014 (AIP Conference Proceedings), S. 82–90
- [71] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge (in Kraft getr. am 20. 6. 2019)*. In: *Amtsblatt der europäischen Union*, 2019
- [72] HYUNDAI HYDROGEN MOBILITY AG: *Hyundai Motors liefert erste XCIENT Fuel Cell Trucks in der Schweiz aus und kündigt die Expansion auf globalen Märkten an*. 07.10.2020. URL <https://hyundai-hm.com/2020/10/07/hyundai-motors-liefert-die-ersten-xcient-fuel-cell-trucks-in-der-schweiz-aus-und-kuendet-die-expansion-auf-die-globalen-nutzfahrzeugmaerkte-an/> – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [73] COOLIDGE, Ariz: *Nikola Corporation Breaks Ground on Coolidge Multi-Product Factory 4.0 Manufacturing Facility*. 23.07.2020. URL https://nikolamotor.com/press_releases/nikola-corporation-breaks-ground-on-coolidge-multi-product-factory-4-0-manufacturing-facility-86 – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [74] RUF, Yvonne ; BAUM, Markus ; ZORN, Thomas: *Fuel cells hydrogen trucks : Heavy duty's high performance green solution : study summary*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2021
- [75] DAIMLER TRUCK AG: *Daimler Trucks präsentiert Technologiestrategie für Elektrifizierung | Daimler Truck AG | Daimler Truck AG : Weltpremiere des Mercedes-Benz Brennstoffzellen-Konzept-Lkw*. URL <https://www.daimler-truck.com/innovation-nachhaltigkeit/effizient-emissionsfrei/brennstoffzellen-lkw-mercedes-benz-genh2-truck.html>. – Aktualisierungsdatum: 2021-06-20 – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [76] IVECO Presseinformation : *Nikola Tre wird in Ulm gebaut*. London, 20.06.2021. URL <https://www.iveco.com/Germany/presse/veroeffentlichungen/Pages/cnhi-und-nikola-bauen-nikola-tre.aspx> – Überprüfungsdatum 2021-06-20

- [77] *HECTOR - Hydrogen waste collection vehicles in North West Europe*. URL <https://www.nweurope.eu/projects/project-search/hector-hydrogen-waste-collection-vehicles-in-north-west-europe/undefined>. – Aktualisierungsdatum: 2021-06-20 – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [78] SCHAAL, Sebastian: *Electrive Newsletter : Faun kündigt Serienproduktion von Wasserstoff-Nutzfahrzeugen für 2021 an*. 07.08.2020. URL <https://www.electrive.net/2020/08/07/faun-kuendigt-serienproduktion-von-wasserstoff-nutzfahrzeuge-fuer-2021-an/> – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [79] SALCHENEGGER, Stefan: *Emissionen von Wasserstofffahrzeugen : Abschätzung der Emissionen von wasserstoff- und brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen*. Wien : Umweltbundesamt, 2006 (Report / Umweltbundesamt)
- [80] UMWELTBUNDESAMT: *Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU) : Merkblatt über die besten verfügbaren Techniken für die Herstellung Anorganischer Grundchemikalien: Ammoniak, Säuren und Düngemittel*. 2007
- [81] SCHALOSKE, Manuel ; SCHOTT, Benjamin ; PÜTTNER, Andreas: *Energieträger der Zukunft : Potentiale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg*. URL https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/12054_Studie_Wasserstoff_Innenteil_RZ_NEU_Einzelseiten_72.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-04
- [82] UMWELTBUNDESAMT: *ProBas Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme : Prozessdetails: Chem-OrgMethanol-DE-2020/en*. URL <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7BE7B2AF34-BEF2-4352-B256-4F817731D830%7D> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [83] MIRO MINERALOELRAFFINERIE OBERRHEIN GMBH & CO. KG: *Anlagenkapazität*. URL <https://www.miro-ka.de/de/produkte-prozesse/anlagenkapazitaet.htm>
- [84] ZEAG ENERGIE AG: *Wasserstoff für die Raumfahrt*. URL <https://www.h2orizon.de/raketenpruefstaende.html>
- [85] DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT: *Sektorenkopplung mit Wind-Wasserstoff : H2ORI-ZON - neue An-la-ge für re-ge-ne-ra-ti-ve Was-ser-stof-fer-zeu-gung*. URL https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2018/3/20180705_h2orizon-neue-anlage-fuer-regenerative-wasserstoffherzeugung_28767.html
- [86] SOLARIFY: *16 Millionen Euro für innovative CO2-Vermeidung*. URL <https://www.solarify.eu/2020/07/15/629-16-millionen-euro-fuer-innovative-art-der-co2-vermeidung/>
- [87] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1) : Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirke*. URL https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html. – Aktualisierungsdatum: 2021-06-20 – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [88] DAIMLER AG (Hrsg.): *Actual driven mileage and refueling behavior in Germany*. Stuttgart
- [89] VKU VERLAG (Hrsg.): *Stadtreinigung 2018. VKU-Umfrage zu Betriebsdaten*. 2018
- [90] FAUN - KIRCHHOFF GROUP: *BLUEPOWER : Handout*. URL <https://www.fau.com/bluepower/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-06-16 – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [91] DAIMLER AG: *Daimler Global Media Site : Startschuss für „H2Accelerate“: beteiligte Unternehmen wollen emissionsfreien Wasserstoff-Lkw gemeinsam zum Durchbruch verhelfen -*. Stuttgart, 15.12.2020. URL <https://media.daimler.com/marsMediaSite/de/instance/ko.xhtml?oid=48445607> – Überprüfungsdatum 2021-06-20
- [92] ALTENBURG, Sven ; ECKERT, Stefan ; FALTENBACHER, Michael: *Nullemissionsnutzfahrzeug : Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative*. Stuttgart, 10.2017
- [93] STAATSMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG: *Eine Wasserstoff-Roadmap für Baden-Württemberg*. Stuttgart, 21.04.2021. URL <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/eine-wasserstoff-roadmap-fuer-baden-wuerttemberg/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [94] ROSE, Philipp ; WIETSCHEL, Martin ; GNANN, Till: *Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen?* In: *Working Papaer Sustainability and Innovation 2020*, Nr. 09. URL

https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2020/WP-09-2020_Wasserstoff-Tankstellen_Wi-Gnt-rose.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-20

Anhang

- [95] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT (Hrsg.): *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2020*. 2021
- [96] STÖBER, Ingrid ; BUCHNER, Kurt: *Geothermie*. Heidelberg : Springer, 2012 (Springer Geology)
- [97] LGRBWISSEN: *Nutzungen von Erdwärmesonden in Baden-Württemberg*. URL <https://lgrbwissen.lgrb-bw.de/geothermie/oberflaechennahe-geothermie/erdwaermesonden/nutzungen-baden-wuerttemberg>. – Aktualisierungsdatum: 2021-05-05 – Überprüfungsdatum 2021-05-05
- [98] LGRBWISSEN: *Nutzungen von Brunnensystemen in Baden-Württemberg*. URL <https://lgrbwissen.lgrb-bw.de/geothermie/oberflaechennahe-geothermie/brunnensysteme/nutzungen-baden-wuerttemberg>. – Aktualisierungsdatum: 2021-05-05 – Überprüfungsdatum 2021-05-05
- [99] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTEMBERG (Hrsg.): *Tiefe Geothermie für Baden-Württemberg*
- [100] LANDESAMT FÜR GEOLOGIE, ROHSTOFFE UND BERGBAU: *Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden*. Stuttgart, 2005
- [101] PLATTFORM ERNEUERBARE ENERGIEN BADEN-WÜRTEMBERG: *Aufbruchsstimmung bei tiefer Geothermie in Baden-Württemberg*. 19.11.2020. URL https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user_upload/PDF/2020_PM/201119_PM_Tiefe_Geothermie_in_BW.pdf – Überprüfungsdatum 2021-05-05
- [102] LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTEMBERG: *Windenergie*. URL <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/erneuerbare-energien/windenergie> – Überprüfungsdatum 09.04.21
- [103] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTEMBERG: *Windenergie*. URL <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/windenergie/>. – Aktualisierungsdatum: 19.01.21 – Überprüfungsdatum 09.04.21
- [104] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTEMBERG (Hrsg.): *Windenergie in Baden-Württemberg : Ein Überblick zu Planungs- und Genehmigungsverfahren*. 2015
- [105] PLATTFORM ERNEUERBARE ENERGIEN BADEN-WÜRTEMBERG E.V.: *Windenergieausbau in BW stärker vorantreiben – Energiewende beschleunigen*. 15.06.2020. URL <https://erneuerbare-bw.de/de/presse/news-detail/windenergieausbau-in-bw-staerker-vorantreiben-energie-wende-beschleunigen-72/> – Überprüfungsdatum 2021-05-19
- [106] ALBRECHT, Carsten ; PAUEN, Raimund ; BLOCH, Christoph: *Windatlas Baden-Württemberg 2019*. Stuttgart, 2019
- [107] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTEMBERG: *Sonnenenergie*. URL <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/sonnenenergie/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-05-05 – Überprüfungsdatum 2021-05-05
- [108] ACKER, Ursula: *Solarzellen*. URL <https://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarzellen>. – Aktualisierungsdatum: 2021-06-15 – Überprüfungsdatum 2021-06-15
- [109] KRESSER, Thomas: *Weltrekord: Solarzelle erreicht ungeahnten Wirkungsgrad*. In: *ingenieur.de - Jobbörse und Nachrichtenportal für Ingenieure* (2021-04-19)
- [110] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTEMBERG: *Solaroffensive des Landes Baden-Württemberg*. URL <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/sonnenenergie/solaroffensive/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-05-05 – Überprüfungsdatum 2021-05-05
- [111] LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTEMBERG: *Energieatlas*. URL <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/freiflachen/potenzialanalyse>. – Aktualisierungsdatum: 2021-05-05 – Überprüfungsdatum 2021-05-05
- [112] TIETZ, Andreas: *Inanspruchnahme von Landwirtschaftsfläche durch Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2017* : Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2018
- [113] GIESECKE, Jürgen ; MOSONYI, Emil: *Wasserkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2009

- [114] LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG: *Bestehende Wasserbauwerke - Energieatlas*. URL <https://www.energieatlas-bw.de/wasser/bestehende-wasserbauwerke>. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [115] WASSERWIRTSCHAFTSVERBAND BADEN-WÜRTTEMBERG E.V. (Hrsg.): *Die Kraft des Wassers naturverbundene Wasserkraft in Baden-Württemberg : Zukunft & Chance*. Stuttgart
- [116] HEIMERL, Stephan ; KOHLER, Beate: *Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland*. In: *Wasserwirtschaft* (2017), Nr. 10, S. 77–79. URL https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [117] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG: *Wasserrecht*. URL <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/umwelt-natur/wasser-und-boden/rechtsvorschriften/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [118] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT: *Die Europäische Wasserrahmenrichtlinie und ihre Umsetzung in Deutschland*. URL <https://www.bmu.de/themen/wasser-abfall-boden/binnengewasser/gewaesserschutzpolitik/deutschland/umsetzung-der-wrrl-in-deutschland/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [119] KEUNEKE, Rita: *Wasserkraft in Deutschland - Aktuelle Zahlen und Entwicklungen*. In: *Wasserwirtschaft (Wasserwirtschaft)* 109 (2019), Nr. 5, S. 138–141. URL http://www.floecksmuehle-fwt.de/images/08_downloads/WaWi_2019_05_FA31.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [120] REISS, Johannes ; BECKER, Andreas ; HEIMERL, Stephan: *Ergebnisse der Wasserkraftpotenzialermittlung in Baden-Württemberg*. In: *Wasserkraft* (2017), Nr. 10, S. 18–23. URL https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Reiss_Becker_Heimerl.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [121] MOSER, Albert: *Potentialstudie Pumpspeicherstandorte in Baden-Württemberg - Zusammenfassung*. 1. Auflage. Karlsruhe, 2012
- [122] *Fördergrundsätze kleine Wasserkraft (2017)*, 2017
- [123] DIECKMANN, Christiane ; EDELMANN, Werner ; KALTSCHMITT, Martin: Biogaserzeugung und -nutzung. In: KALTSCHMITT, Martin; HARTMANN, Hans; HOFBAUER, Hermann (Hrsg.): *Energie aus Biomasse*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2016, S. 1609–1755
- [124] LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG: *Bestehende Biomethaneinspeiseanlagen - Energieatlas*. URL <https://www.energieatlas-bw.de/biomasse/bestehende-biogasanlagen>. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [125] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN: *Installierte Leistung (el) Biogas - Bioenergie - BW - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föederal Erneuerbar*. URL https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BW/kategorie/bioenergie/auswahl/270-installierte_leistung/ordnung/2011/sicht/diagramm/jahr/2011/#goto_270. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [126] UMWELTBUNDESAMT: *Biogasanlagen*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industrieverbraucher/biogasanlagen#umweltprobleme-bei-der-produktion-von-biogas>. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [127] UMWELTBUNDESAMT: *Bioenergie*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie?sprungmarke=Biogas#Nachhaltigkeit>. – Aktualisierungsdatum: 2021-04-23 – Überprüfungsdatum 2021-04-23
- [128] SCHOLWIN, Frank ; GROPE, Johan ; CLINKSCALES, Angela: *Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle*. 2019
- [129] SCHEFTLELOWITZ, Mattes ; RENSBERG, Nadja: *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) : Zwischenbericht Mai 2015*. 2015
- [130] NITSCH, Joachim: *Ausbau der erneuerbaren Enrgien für eine wirksame Klimapolitik in Baden-Württemberg : Entscheidende Schritte in den nächsten zehn Jahren*. 05.2020

- [131] STENULL, Maria: *Stand und Entwicklungspotenziale der landwirtschaftlichen Biogasnutzung in Baden-Württemberg : ein regionalspezifischer Vergleich*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Dissertation. 2016-07-06
- [132] TROST, Tobias ; SÖNKE, Horn ; JENTSCH, Mareike: *Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (2012), Nr. 3, S. 173–190
- [133] FUCHS, Anna-Lena ; KELM, Tobias: *Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg : Statusbericht 2019*. 300. Aufl. Stuttgart, 12.2019
- [134] FAVRE-PERROD, P.: A vision of future energy networks. In: *2005 IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa*, 2005, S. 13–17
- [135] MOHAMMAD, Mohammadi ; YOUNES, Noorollahi ; BEHNAM, Mohammadi-ivatloo ; HOSSEIN YOUSEFI: *Energy hub: From a model to a concept – A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017), S. 1512–1527. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117310985>
- [136] PROIETTO, Rosario ; ARNONE, Diego ; BERTONCINI, Massimo ; ROSSI, Alessandro ; LA CASCIA, Diego ; MICELI, Rosario ; SANSEVERINO, Eleonora Riva ; ZIZZO, Gaetano: Mixed heuristic-non linear optimization of energy management for hydrogen storage-based multi carrier hubs. In: *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2014, S. 1019–1026
- [137] MOLLER, T. Kasper ; JENSEN, R. Torben ; AKIBA, Etsuo: *Hydrogen - A sustainable energy carrier*. In: *Progress in Natural Science: Materials International* 27 (2017), Nr. 1, S. 34–40. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1002007116303240>
- [138] SCHENUIT, Carolin ; HEUKE, Reemt ; PASCHKE, Jan: *Potenzialatlas Power to Gas : Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*. Berlin, 2016
- [139] HAMANN, Kevin: *Netzanschluss*. URL <https://www.wind-energie.de/themen/netze/netzanschluss/>. – Aktualisierungsdatum: 03.05.21
- [140] DELOITTE: *Der EEG-Netzanschluss und das Wahlrecht des Anlagenbetreibers : Wann sind die Mehrkosten des Netzbetreibers erheblich?* URL <https://www2.deloitte.com/de/de/pages/energy-and-resources/articles/eeg-netzanschluss-und-wahlrecht-des-anlagebetreibers.html>. – Aktualisierungsdatum: 03.05.21
- [141] MUNIR, Hassan ; MAJUMDER-RUSSEL, Dalia ; CIOLKOWSKI, Piotr: *The Promise of Hydrogen: An International Guide*. 26.20.2020
- [142] BAYERNWERK NETZ GMBH: *Gasfamilien - Erdgase - Gasgerätekatogorien*. URL <https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/kommunen/installateure/gasfamilien-erdgase-geraetekategorien.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [143] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: *Regulierung von Wasserstoffnetzen : Bestandsaufnahme*. 13.07.2020
- [144] DVGW: *G 655 Merkblatt 04/2021 : Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendung*. URL <https://shop.wvgw.de/Produkt-Katalog/DVGW-Regelwerk/DVGW-Regelwerk-Gas/Gasanwendung-im-Haushalt/G-655-Merkblatt-04-20212>
- [145] LINKE, Gerald ; GRÖSCHL, F. ; BRANDES, F.: *Zukunftsmarkt Wasserstoff: Position und Maßnahmen des DVGW*. In: *DVGW energie wasser-praxis* (2021), Nr. 4. URL <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/wasserstoff-publikationen> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [146] HEINRICH, Alexander ; HEINE, Claudia ; KOSFELD, C. Peter: *Länderkritik an Plänen für Regelung von Wasserstoffnetzen : Wirtschaft und Energie/Unterrichtung - 14.04.2021 (hib 485/2021)*. Berlin, 14.04.2021. URL <https://www.bundestag.de/presse/hib/834336-834336> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [147] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Regelung von Wasserstoffnetzen : Wirtschaft und Energie/Antwort - 14.04.2021 (hib 485/2021)*. URL <https://www.bundestag.de/presse/hib/834338-834338> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [148] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Wasserstoffregelungen umstritten : Wirtschaft und Energie/Anhörung - 14.04.2021 (hib 479/2021)*. URL <https://www.bundestag.de/presse/hib/834224-834224> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [149] THE HIGH PRESSURE GAS SAFETY INSTITUTE OF JAPAN: *Overview of the High Pressure Gas Safety Act in Japan*. URL https://www.khk.or.jp/english/overview_of_hpg_safety_act.html – Überprüfungsdatum 2021-06-07

- [150] MINISTRY OF JUSTICE JAPAN: *Basic Act on Energy Policy (Act No. 71 of June 14 of 2002)*. URL <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/jap75588.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [151] TANEDA, K. ; JALLAIS, S. ; VYAZMINA, E.: *Comparison of regulations codes and standards for hydrogen refueling stations in japan and france*. URL https://hysafe.info/uploads/2019_papers/150.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [152] METI MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AUND INDUSTRY: *Basic Hydrogen Strategy (key points)*. URL https://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [153] MAX-PLANCK-INSTITUT FÜR CHEMISCHE ENERGIEKONVERSION: *Weltweit erster Flüssigwasserstofftanker*. URL <https://www.solarify.eu/2020/03/28/116-weltweit-erster-fluessigwasserstofftanker/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [154] SOONGKI, Yi et al.: *The Energy Regulation and Markets Review: South Korea*. URL [The Energy Regulation and Markets Review: South Korea](https://www.energyregulationandmarkets.com/review/south-korea)
- [155] CLIFFORD CHANCE: *Focus on hydrogen: Korea's new energy roadmap*. URL <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2020/10/focus-on-hydrogen-korea-new-energy-roadmap.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [156] KAN, Sichao: *South Korea's hydrogen strategy and industrial perspectives*. URL <https://www.ifri.org/en/publications/editoriaux-de-lifri/edito-energie/south-koreas-hydrogen-strategy-and-industrial> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [157] BDEW: *Wasserstoff in der Praxis : Anwendungen in der Energiewirtschaft*. URL <https://www.bdew.de/energie/wasserstoff/wasserstoff-der-anwendung/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [158] GLOTZBACH, Ulrich: *Wege in die Energiezukunft. : Transformationspfade der Energiesysteme in internationaler Perspektive*. München, 2020
- [159] AGERT, Carsten ; BRAND, Urte ; DENIZ, Özcan: *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende : Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille*. 09.2020
- [160] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Amtsblatt der Europäischen Union : Übliche Gasarten und die entsprechenden Eingangsdrücke nach Artikel 4 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/426 des Europäischen Parlaments und des Rates über Geräte zur Verbrennung gasförmiger Brennstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/142/EG*. URL [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018XC0614\(02\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018XC0614(02)&from=EN) – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [161] BMVI: *EU-Wasserstoffkonferenz "Priority" : Scheuer: Weichen stellen für klimaneutralen Verkehr*. 25.11.2020. URL <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2020/066-scheuer-priority.html> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [162] METROPOLREGION RHEIN NECKAR GMBH: *Bund fördert Zukunftstechnologie Wasserstoff in Rhein-Neckar*. 12.12.2019. URL <https://www.m-r-n.com/presse/presse-meldung-details/131254/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [163] E-MOBIL BW GMBH: *Schaufenster für Brennstoffzellenmobilität – H2Rivers und H2Rhein-Neckar*. URL <https://www.e-mobilbw.de/ueber-uns/projektaktivitaeten/h2rivers-h2rhein-neckar> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [164] BRINNER, Andreas: *H2 Rivers: Wasserstoff-Erzeugung und Tankstelle in Waiblingen*. URL <https://www.zsw-bw.de/projekt/regenerative-kraftstoffe/h2-rivers-wasserstoff-erzeugung-und-tankstelle-in-waiblingen.html> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [165] ENERGY HUB EMSLAND ENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT GMBH: *Das HyExperts – Projekt : H2-Region Emsland wird als Wasserstoffregion gefördert*. URL <https://h2-region-emsland.de/das-hyexperts-projekt/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [166] NOWEGA GMBH: *Mit Wasserstoff bringen wir gemeinsam die Energiewende voran*. URL <https://www.get-h2.de/>
- [167] GET-H2: *Mit Wasserstoff bringen wir gemeinsam die Energiewende voran : GET H2 – Initiative für den Aufbau einer bundesweiten H2Infrastruktur*. URL https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/geth2_infobroschuere_4seiter_200311.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07

- [168] GASNETZ HAMBURG GMBH: *HH-WIN: Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz : Unser Plan für die Versorgung der Industrie mit grünem Gas*. URL <https://www.gasnetz-hamburg.de/ueber-gasnetz-hamburg/innovationen/hh-win> Anhang
- [169] GASNETZ HAMBURG GMBH: *Hamburgs Industrie auf Wasserstoff vorbereiten : Klimaneutrale Energieversorgung mit bestehendem Netz möglich*. 08.12.2020. URL <https://www.gasnetz-hamburg.de/ueber-gasnetz-hamburg/presse/pressemitteilungen/hh-win> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [170] KURZWEIL, Peter: *Brennstoffzellentechnik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016
- [171] AIR LIQUIDE: *Autotherme Reformierung - Synthesegaserzeugung : Katalytische Synthesegaserzeugung über partielle Oxidation mit anschließender Reformierung des gasförmigen Einsatzstoffes*. URL <https://www.engineering-airliquide.com/de/autotherme-reformierung-synthesegaserzeugung> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [172] EL-SHAFIE, Mostafa ; KAMBARA, Shinji ; HAYAKAWA, Yukio: *Hydrogen Production Technologies Overview*. In: *Journal of Power and Energy Engineering* 07 (2019), Nr. 01, S. 107–154
- [173] HARP, Günter: Technologien zur Produktion von Wasserstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe. In: MAUS, Wolfgang (Hrsg.): *Zukünftige Kraftstoffe*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2019, S. 305–370
- [174] KURZWEIL, Peter (Hrsg.); DIETLMEIER, K. Otto (Hrsg.): *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015
- [175] HAMACHER, Thomas: Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger. In: TÖPLER, Johannes; LEHMANN, Jochen (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2017, S. 1–23
- [176] MEHMETI, Andi ; ARAMPATZIS, George ; ULGIATI, Sergio: *Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies*. In: *Environments* 5 (2018), Nr. 2, S. 24
- [177] BHANDARI, Ramchandra ; TRUDEWIND, A. Clemens ; ZAPP, Petra: *STE Research Report : Life Cycle Assessment of Hydrogen Production Methods - A Review*. Jülich, 2012
- [178] OZBILEN, Ahmet ; DINCER, Ibrahim ; ROSEN, A. Marc: *Life cycle assessment of hydrogen production via thermochemical water splitting using multi-step Cu–Cl cycles*. In: *Journal of Cleaner Production* 33 (2012), S. 202–216
- [179] CHAUBEY, Rashmi ; SAHU, Satanand ; JAMES, O. Olusola: *A review on development of industrial processes and emerging techniques for production of hydrogen from renewable and sustainable sources*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23 (2013), S. 443–462
- [180] LEVIN, D.: *Biohydrogen production: prospects and limitations to practical application*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 29 (2004), Nr. 2, S. 173–185
- [181] CHEN, Jie ; LI, Chen ; WANG, Shuai: *Engineering a chemoenzymatic cascade for sustainable photobiological hydrogen production with green algae*. In: *Energy & Environmental Science* 13 (2020), Nr. 7, S. 2064–2068
- [182] ITO, Kohei ; LI, Hua ; HAO, Y. Ming: *Alkaline Water Electrolysis*. In: SASAKI, Kazunari; LI, Hai-Wen; HAYASHI, Akari (Hrsg.): *Hydrogen Energy Engineering*. Tokyo : Springer Japan, 2016 (Green Energy and Technology), S. 137–142
- [183] BAYKARA, S. Z.: *Experimental solar water thermolysis*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 29 (2004), Nr. 14, S. 1459–1469
- [184] SMOLINKA, Tom: *Wasserstoffbereitstellung mittels Wasserelektrolyse: Stand der Technik und Perspektiven : Impulsvortrag zum Thema „Wasserstoff – Schwergewicht für die Energiewende!“* (12. Niedersächsische Energietage). Hannover, 05.11.2019. URL <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-578310.html> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [185] PITSCHAK, Bernd ; MERGEL, Jürgen ; MÜLLER, Martin: *Elektrolyse-Verfahren*. In: TÖPLER, Johannes; LEHMANN, Jochen (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2017, S. 207–227
- [186] HAKE, Jürgen-Friedrich ; KOJ, Jan Christian ; KUCKSHINRICHS, Wilhelm ; SCHLÖR, Holger ; SCHREIBER, Andrea ; WULF, Christina ; ZAPP, Petra ; KETELAER, Thomas: *Towards a Life Cycle Sustainability Assessment of Alkaline Water Electrolysis*. In: *Energy Procedia* 105 (2017), S. 3403–3410
- [187] MARCUELLO, Pablo: *Improvements to Integrate High Pressure Alkaline Electrolysers for Electricity/H2 production from Renewable Energies to Balance the Grid : Pictures final publishable summary report*. URL

- [188] IMMANUEL, Vincent ; BESSARABOV, Dmitri: *Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), S. 1690–1704
- [189] CHATZICHRISTODOULOU, Christodoulos ; ALLEBROD, F. ; MOGENSEN, M. B.: *High Temperature and Pressure Alkaline Electrolysis Cells (HTP-AEC) - Section for Electrochemical Materials*. URL <https://orbit.dtu.dk/en/publications/high-temperature-and-pressure-alkaline-electrolysis-2-> Aktualisierungsdatum: 2020-12-03 – Überprüfungsdatum 2020-12-03
- [190] ADOLPHSEN, J. Quitzau: *Development and characterization of high temperature and -pressure alkaline electrolysis cells (HTP-AECs)*. Technical University of Denmark, Department of Energy Conversion and Storage. Ph.D. Thesis. 2018. URL <https://orbit.dtu.dk/en/publications/development-and-characterization-of-high-temperature-and-pressure-> Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [191] KRAGLUND, Mikkel Rykær: *Alkaline membrane water electrolysis with non-noble catalysts*. Lyngby, Technical University of Denmark, Department of Energy Conversion and Storage. Ph.D. Thesis. 2017. URL <https://orbit.dtu.dk/en/publications/alkaline-membrane-water-electrolysis-with-non-noble-catalysts-> Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [192] KUANG, Yun ; KENNEY, J. Michael ; MENG, Yongtao: *Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels*. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 116 (2019), Nr. 14, S. 6624–6629
- [193] DRESP, Sören ; DIONIGI, Fabio ; KLINGENHOF, Malte: *Direct Electrolytic Splitting of Seawater: Opportunities and Challenges*. In: *ACS Energy Letters* 4 (2019), Nr. 4, S. 933–942
- [194] HU, Lan ; REXED, Ivan ; LINDBERGH, Göran: *Electrochemical performance of reversible molten carbonate fuel cells*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (2014), Nr. 23, S. 12323–12329. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319914005424>
- [195] MEDRANO, Jose Antonio ; PALO, Emma ; GALLUCCI, Fausto: *Konventionelle Verfahren zur Wasserstoffherstellung*. In: KIRCHER, Manfred; SCHWARZ, Thomas (Hrsg.): *CO₂ und CO - nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Kreislaufwirtschaft*. Berlin : Springer Spektrum, 2020, S. 17–37
- [196] SMOLINKA, Tom ; WIEBE, Nikolai ; STERCHELE, Philip: *Studie IndWEde : Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. URL https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [197] KIEMEL, Steffen ; SMOLINKA, Tom ; LEHNER, Franz: *Critical materials for water electrolyzers at the example of the energy transition in Germany*. In: *International Journal of Energy Research* (2021)
- [198] SMOLINKA, Tom: *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien : Kurzfassung des Abschlussberichts*. 2011
- [199] TJARKS, Geert: *PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen : = PEM-electrolysis-systems for the integration in power-to-gas applications*. Der. Jülich : Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, 2017 (Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie & Umwelt Band 366)
- [200] KURZWEIL, Peter: *Elektrolyse von Wasser*. In: KURZWEIL, Peter; DIETLMEIER, K. Otto (Hrsg.): *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, S. 363–472
- [201] REISERT, Michael ; APHALE, Ashish ; SINGH, Prabhakar: *Solid Oxide Electrochemical Systems: Material Degradation Processes and Novel Mitigation Approaches*. In: *Materials (Basel, Switzerland)* 11 (2018), Nr. 11
- [202] HAMELMANN R. ; CROTOGINO, F.: *Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots*. URL http://www2.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200802/bilder/wasserstoff_speicher.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [203] REGIERUNGSPRÄSIDIUM FREIBURG: *Zuständigkeiten für Untergroundspeicher*. URL https://www.lgrb-bw.de/bergbau/zustaendigkeiten_der_landesbergdirektion/zustaendigkeiten_fuer_untergrundspeicher- Überprüfungsdatum 2021-05-26

- [204] RADLER, Michael: *Wasserstoff - Energieträger der Zukunft? : Fachdidaktische Aufarbeitung der Verwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff als Treibstoff*. Linz, Johannes Kepler Universität Linz. Diplomarbeit. URL <https://epub.jku.at/obvulihs/download/pdf/3853654?originalFilename=true> – Überprüfungsdatum 2020-11-26
- [205] SCHRAMM, N. ; NEUBERT, M.: *Entwicklung eines Kohlenstoffverstärkten Ringdruckbehälters zur Wasserstoffspeicherung*. 2019
- [206] REUß, M. ; GRUBE, T. ; ROBINIUS, M.: *Corrigendum to “Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model” [Appl. Energy 200 (2017) 290–302]*. In: *Applied Energy* 256 (2019), S. 113311. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919309857>
- [207] EBERLE, Ulrich ; FELDERHOFF, Michael ; SCHÜTH, Ferdi: *Chemische und physikalische Lösungen für die Speicherung von Wasserstoff*. In: *Angewandte Chemie* 121 (2009), Nr. 36, S. 6732–6757
- [208] ANDRESEN, Lisa ; BODE, Carsten ; SCHMITZ, Gerhard: *Dynamic simulation of different transport options of renewable hydrogen to a refinery in a coupled energy system approach*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (2018), Nr. 42, S. 19600–19614. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918326557>
- [209] GLANTE, Stephan: *Untersuchungen zur Synthese von ZIF-8 und Wasserstoffspeicherung in ausgewählten metall-organischen Gerüstverbindungen*. Dissertation. Januar 2019. URL https://www.researchgate.net/publication/334317818_Untersuchungen_zur_Synthese_von_ZIF-8_und_Wasserstoffspeicherung_in_ausgewählten_metalloorganischen_Gerüstverbindungen – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [210] WASSERSCHIED, Peter: *Chemical Hydrogen Storage*. URL <https://www.hi-ern.de/hi-ern/h2Storage/node.html>. – Aktualisierungsdatum: 2021-06-15 – Überprüfungsdatum 2021-06-15
- [211] ADAMETZ, Patrick ; PÖTZINGER, Christian ; MÜLLER, Stefan ; MÜLLER, Karsten ; PREIBINGER, Markus ; LECHNER, Raphael ; BRÜGGEMANN, Dieter ; BRAUTSCH, Markus ; ARLT, Wolfgang: *Thermodynamic Evaluation and Carbon Footprint Analysis of the Application of Hydrogen-Based Energy-Storage Systems in Residential Buildings*. In: *Energy Technology* 5 (2017), Nr. 3, S. 495–509
- [212] HURSKAINEN, Markus ; IHONEN, Jari: *Techno-economic feasibility of road transport of hydrogen using liquid organic hydrogen carriers*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020), Nr. 56, S. 32098–32112. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920332134>
- [213] NOZHAROVA, Dennitsa ; DIWALD, Werner: *H2-Industrie Potenzialstudie Brandenburg : Studie zur Identifizierung und Analyse der Chancen und Potenziale zur Wasserstoffnutzung und Ansiedlung einer Wasserstoffindustrie im Land Brandenburg, insbesondere unter Beachtung der energie- und industriepolitischen Aspekte*. Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. URL https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoff_Industrie_Potenzialstudie_Brandenburg.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [214] PLUVINAGE, G. ; CAPELLE, J. ; MELIANI, M. Hadj: *Pipe networks transporting hydrogen pure or blended with natural gas, design and maintenance*. In: *Engineering Failure Analysis* 106 (2019), S. 104164. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1350630719305072>
- [215] FRAUNHOFER GESELLSCHAFT: *Grüner Wasserstoff: Transport im Erdgasnetz*. URL <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2021/april-2021/gruener-wasserstoff-transport-im-erdgasnetz.html> – Überprüfungsdatum 2021-05-26
- [216] ADAM, Peter ; HEUNEMANN, Frank ; ENGELSHOVE, Stefan: *Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende : Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis*. 2020
- [217] KRIEG, Dennis: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Jülich : Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 2012 (Schriften des Forschungszentrums Jülich : [...], Reihe Energie & Umwelt Bd. 144)
- [218] WERNET, G. ; BAUER, C. ; STEUBING, B. ; REINHARD, J. ; MORENO-RUIZ, E. ; AND WEIDEMA, B.: *The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology*. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* (2016), 21(9), pp.1218–1230. URL <http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1087-8>

- [219] NIERMANN, M. ; TIMMERBERG, S. ; DRÜNERT, S. ; KALTSCHMITT, M.: *Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 135 (2021), S. 110171. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304627>
- [220] KOST, Christoph ; SHAMMUGAM, Shivenes ; JÜLCH, VERENA, NGUYEN, HUYEN-TRAN ; SCHLEGL, Thomas: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien : März 2018*. 2018
- [221] JANKOWSKY, Jens: *Auswirkungen der CO₂-Bepreisung nach dem BEHG*. URL <https://www.ihk-ostbrandenburg.de/zielgruppeneinstieg-unternehmer/energie/auswirkungen-der-co2-bepreisung-4759348> – Überprüfungsdatum 2021-04-30
- [222] FRIEDRICH, Michael: *Die zukunft der grünen Gase : Vier proWindgas-Tarife für noch mehr Klimaschutz*. URL <https://www.greenpeace-energy.de/blog/wissen/windgas/blauer-wasserstoff/> – Überprüfungsdatum 2021-04-30
- [223] MEYER, Helmuth: *CO₂-Steuer – warum manche Autos nun mehr kosten*. URL <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/auto-kaufen-verkaufen/kfz-steuer/co2-steuer/> – Überprüfungsdatum 2021-06-23
- [224] MAROTECH GMBH: *Entwicklung der Dieselpreise für Großverbraucher : erstes Vierteljahr 2021*. URL <https://www.lasiportal.de/service/dieselpreisindex/entwicklung-der-dieselpreise/> – Überprüfungsdatum 2021-06-23
- [225] SPHERA SOLUTIONS GMBH: *GaBi Software System and Database for Life Cycle Engineering*. 1992-2021
- [226] JUHRICH, Kristina: *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. 2016
- [227] BUKOLD, Steffen: *Kurzstudie Blauer Wasserstoff : Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades*. 2020
- [228] SMOLINKA, Tom: *Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität : Entwicklungsstand und Forschungsbedarf*. URL https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Infrastruktur_nachhaltige_Mobilitaet.pdf – Überprüfungsdatum 2020-11-02
- [229] WULF, C. ; REUB, M. ; GRUBE, T. ; ZAPP, P. ; ROBINIUS, M. ; HAKE, J.-F. ; STOLTEN, D.: *Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options*. In: *Journal of Cleaner Production* 199 (2018), S. 431–443. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261832170X>
- [230] ENERGIE-EXPERTEN: *EEG-Umlage auf Eigenverbrauch seit 2021 : Wieviel EEG-Umlage muss bei Eigenverbrauch gezahlt werden? Ab welcher kWp-Grenze muss ich keine Umlage zahlen? Welche Meldepflichten muss ich einhalten?* URL <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/eigenverbrauch/eeg-umlage-pflichten#c23757>. – Aktualisierungsdatum: 2020-12-21 – Überprüfungsdatum 2021-06-28
- [231] GRÄBENER, Sven; Technische Universität berlin (Mitarb.); GÖHLICH, Dietmar (Mitarb.) : *Methodische Entwicklung und Bewertung von Elektrifizierungskonzepten für innerstädtische Nutzfahrzeuge*. 2017
- [232] THINKSTEP AG ; PROGNOSE AG: *Nullemissionsnutzfahrzeuge : Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative*. 2017
- [233] TÖPLER, Johannes ; LEHMANN, Jochen: *Hydrogen and Fuel Cell*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [234] RACHOW, Fabian: *Prozessoptimierung für die Methanisierung von CO₂ – vom Labor zum Technikum*. Cottbus–Senftenberg, Brandenburgische Technische Universität Cottbus–Senftenberg, Fakultät für MINT - Mathematik, Informatik, Physik, Elektro- und Informationstechnik. Dissertation. 2017. URL https://www.researchgate.net/publication/319537157_Prozessoptimierung_fur_die_Methanisierung_von_CO2_vom_Labor_zum_Technikum – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [235] CAMPOS-MARTIN, Jose M. ; FIERRO, L. G. Jose ; BLANCO-BRIEVA, Gema: *Wasserstoffperoxid-Synthese: Perspektiven jenseits des Anthrachinon-Verfahrens*. In: *Angewandte Chemie* 118 (2006), Nr. 42, S. 7116–7139
- [236] FALCKE, Heino ; HOLBROOK, Simon ; CLENAHAN, Iain: *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Large Volume Organic Chemicals*. 2017
- [237] WELLER, Bernhard ; TASCHKE, Silke: *Glasbau 2014*. D-69451 Weinheim, Germany : Wiley-VCH Verlag GmbH, 2014

- [238] KIM, Seo-han ; YOON, Janghee ; BANG, Joonho: *In-Zn-O Thin Films with Hydrogen Flow*. In: *Coatings* 9 (2019), Nr. 8, S. 485
- [239] SMITH, R. J. ; BRYANT, R. G.: *Metal substitutions incarbonic anhydrase: a halide ion probe study*. In: *Biochemical and biophysical research communications* 66 (1975), Nr. 4, S. 1281–1286
- [240] GRABKE, H.-J.: *Die Kinetik der Entkohlung und Aufkohlung von γ -Eisen in Methan-Wasserstoff-Gemischen*. In: *Berichte der Bunsengesellschaft für physikalische Chemie* 69 (1965), Nr. 5, S. 409–414
- [241] KROHNE MESSTECHNIK GMBH: *Durchflussmessung von Wasserstoff in der Wolframproduktion*. URL <https://de.krohne.com/de/anwendungen/durchflussmessung-wasserstoff-wolframproduktion/> – Überprüfungsdatum 15.04.21
- [242] GCE GMBH: *Autogenes Schweißen und Schneiden : Produktkatalog*. URL http://www.cosima.com/fileadmin/download/kataloge/GCE_Autogen2013.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-15
- [243] WILEY INFORMATION SERVICES GMBH: *Autogenes Schweißen : Fachgebiet - Produktionstechnik*
- [244] WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG STAHL: *Rohstahlproduktion in Deutschland : Wesentliche Daten und Fakten rund um Stahl und die Stahlindustrie auf einen Blick*. URL <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/> – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [245] WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG STAHL: *WV Stahl*. URL <https://www.stahl-online.de/ueber-uns/> – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [246] VERBAND DEUTSCHER PAPIERFABRIKEN E.V.: *Papierkompass*. URL https://www.vdp-online.de/fileadmin/0002-VDP/07_Dateien/7_Publikationen/Kompass_de.pdf – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [247] BV GLAS: *Behälterglaswaren auf einen Blick: 2018 und 2019*. URL https://www.bvglas.de/media/Facts_and_figures_Jahresberichte/Ueberblick_Behaelterglaswaren.pdf – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [248] DELOITTE: *Bilan national du recyclage 2005-2014 : Evolutions du recyclage en France de différents matériaux : métaux ferreux et non-ferreux, papiers-cartons, verre, plastiques, inertes du BTP et bois*. 2017
- [249] OBSERVATOIRE DES METIERS - INDUSTRIES DU VERRE: *Des données sur le Secteur*. URL http://observatoire-industrieduverre.fr/p_secteur.php – Überprüfungsdatum 2021-05-04
- [250] SÜDZUCKER GROUP: *Werk Offenau*. URL <https://www.suedzucker.de/de/unternehmen/standorte/zuckerfabriken-deutschland/offenau> – Überprüfungsdatum 2021-05-06
- [251] EUROPEAN COMMISSION (Hrsg.): *Integrated Pollution Prevention and Control : Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers*. 2007
- [252] UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.): *Prozessdetails: Chem-OrgMethanol-DE-2020/en*
- [253] HÜBNER, Tobias ; GUMINSKI, Andrej ; ROON, Serafin von: *Energiewende in der Industrie : Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Branchensteckbrief der Keramikindustrie*. 2019
- [254] BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN ZIEGELINDUSTRIE E.V.: *Übersicht*. URL <https://www.ziegel.de/> – Überprüfungsdatum 2021-05-06
- [255] LUDWIG, Tanja: *Potenziale der Energieeffizienzsteigerung in der Gießerei-Industrie durch Abwärmenutzung*. Freiberg, Technischen Universität Bergakademie Freiberg, Fakultät für Werkstoffwissenschaft und Werkstofftechnologie. Dissertation. 2019. URL <https://tubaf.qucosa.de/api/qucosa%3A36055/attachment/ATT-0/> – Überprüfungsdatum 2021-06-07
- [256] BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN GIEßEREI-INDUSTRIE (Hrsg.): *Branchenkennzahlen 2020 - Deutsche Gießerei-Industrie*. 2020