



Landeshauptstadt  
Mainz

# *MaHYnzExperts: Wasserstoffkonzept für die HyExperts-Region Mainz*



Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Digitales  
und Verkehr

Koordiniert durch:



Projektträger:



# Inhalt

Abbildungen.....	3
Tabellen.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	11
Zusammenfassung.....	14
1 Einleitung.....	18
1.1 Einführung in das Projekt.....	18
1.2 Ziel des Projektes.....	18
1.3 Struktur des Dokumentes.....	19
1.4 Bearbeiter des Dokumentes.....	20
2 Übergreifendes Wasserstoffkonzept MaHYnzExperts.....	21
2.1 Potenzialanalyse.....	21
2.1.1 Stakeholderanalyse.....	21
2.1.2 Entwicklung und Konzeption möglicher Hochlaufszenerarien.....	27
2.1.3 Wasserstofferzeugung.....	28
2.1.4 Wasserstoffbedarf Mobilität und Logistik.....	49
2.1.5 Wasserstoffbedarf in der Industrie.....	66
2.1.6 Wasserstoffbedarf in der Energie- und Wärmeerzeugung.....	79
2.1.7 Vergleichende Betrachtung der Hochläufe zur Wasserstofferzeugung und -bedarfe.....	87
2.1.8 Fazit und nächste Schritte.....	90
2.2 AP 2.2: H <sub>2</sub> -Landkarte.....	93
2.2.1 Technische Realisierung.....	93
2.2.2 Visualisierung der ermittelten Wasserstoffdaten.....	94
2.2.3 Tankstellenstandorte.....	109
2.2.4 Visualisierung der bestehenden Transportinfrastruktur in der Region Mainz.....	114
2.3 H <sub>2</sub> -Zielbilder und Zeitmatrix.....	117
2.3.1 Ausprägungsmerkmale einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft.....	118
2.3.2 Externe Faktoren und Abhängigkeiten.....	119
2.3.3 Prämissen für den Aufbau einer H <sub>2</sub> -Wirtschaft in der Region Mainz.....	127
2.3.4 Priorisierung der H <sub>2</sub> -Bedarfe in der Region Mainz.....	129
2.3.5 Zielbild 1: Regional-fokussierte Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz.....	131
2.3.6 Zielbild 2: Vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz.....	135
2.3.7 Vergleich der Zielbilder und Transformationspfade.....	140
2.3.8 Einschätzung der Genehmigungsdauer unterschiedlicher Genehmigungsverfahren.....	140
2.3.9 Rechtlicher Rahmen für die Wasserstofferzeugung.....	141

2.4	Distributionskonzept.....	164
2.4.1	Distributionskomponenten .....	164
2.4.2	Rechtlicher Rahmen für den Transport, die Speicherung und die Distribution von Wasserstoff .....	177
2.4.3	Standort- und Betreibermodelle.....	198
2.4.4	Distributionspfade zwischen Erzeugung und Bedarf.....	205
2.5	Darstellung der Versorgungssicherheit und Redundanzen.....	238
2.5.1	Systemgrenzen.....	238
2.5.2	Versorgungssicherheit .....	239
2.6	Sensitivitätsuntersuchung.....	254
2.6.1	Sensitivitätsbetrachtungen .....	254
2.6.2	Rechtliche Betrachtungen.....	266
2.7	Handlungsempfehlungen und Fazit.....	275
2.7.1	Bewertungskriterien für die Ausbauplanung .....	275
2.7.2	Vergleichende Betrachtung der Ausbauszenarien (Zielbilder) .....	276
2.7.3	Herleitung eines Vorschlags für einen Ausbauplan .....	277
2.7.4	Handlungsempfehlungen für die Umsetzung des H <sub>2</sub> -Ausbauplans .....	281
2.7.5	Fazit .....	285
	Referenzen.....	286
	Anhang.....	302
	A1 Unterteilung der Region Mainz nach PLZ .....	302
	A2 Wasserstofferzeugung je Gebiet der Region Mainz.....	304
	A3 Wasserstoffbedarf je Gebiet der Region Mainz.....	308
	A4 Potenziallücken.....	309
	A5 Beispiel: Zentrale Wasserstofferzeugung Mainz vs. Alzey-Worms .....	310

## Abbildungen

Abbildung 0-1: Wasserstoffhochlauf in der Region Mainz in den zwei Szenarien von 2025 bis 2050 je Sektor. Quelle: Eigene Darstellung. ....	15
Abbildung 0-2: Wasserstoffquellen (grün) und -senken (rot) für Zielbild 1 im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	15
Abbildung 0-3: Wasserstoffquellen (grün) und -senken (rot) für Zielbild 2 im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	15
Abbildung 0-4: Distributionspfade für Wasserstoff in der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung.....	16
Abbildung 0-5: Möglicher Verlauf einer Wasserstoffpipeline in Mainz mit Anschlusspunkten an ein überregionales Netz. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, zugrundeliegende Basiskarte © Open Street Map. ....	17
Abbildung 2-1 Gesamtes Wasserstofferzeugungspotenzial in der Region Mainz im Basis-Szenario sowie im Ambitionierten Szenario auf Basis der geplanten Stakeholder-Projekte und zusätzlichen regionalen Erzeugungspotenzialen. ....	29
Abbildung 2-2 Übersicht der Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff. Quelle: Eigene Darstellung....	30
Abbildung 2-3 Netzausbaumaßnahmen für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2027. Quelle: FNB Gas (2022) .....	33
Abbildung 2-4 Netzausbaumaßnahmen für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2032. Quelle: FNB Gas (2022) .....	34
Abbildung 2-5 Schematischer Ansatz für die Potenzialanalyse zur Wasserstofferzeugung. Quelle: Eigene Darstellung. ....	35
Abbildung 2-6 Hochlaufkurve zusätzlicher EE-Potenziale in der Region Mainz .....	39
Abbildung 2-7 Volllaststunden von Wind und PV im globalen Vergleich. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten vom Weltenergierat.....	42
Abbildung 2-8 Gesamtes Wasserstofferzeugungspotenzial in der Region Mainz im Basis-Szenario.....	48
Abbildung 2-9 Gesamtes Wasserstofferzeugungspotenzial in der Region Mainz im Ambitionierten Szenario.....	48
Abbildung 2-10 Vergleich des Energieverbrauches in kWh/km für Solobusse .....	52
Abbildung 2-11 Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen an Neuanschaffungen pro Fahrzeugtyp im Basis und Ambitionierten Szenario .....	58
Abbildung 2-12 Flottenanteile im Basis-Szenario.....	61
Abbildung 2-13 Flottenanteile im Ambitionierten Szenario.....	62
Abbildung 2-14 Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor nach Kreisen in den Stützjahren im Basis-Szenario.....	64
Abbildung 2-15 Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor nach Kreisen in den Stützjahren im Ambitionierten Szenario .....	65
Abbildung 2-16 Wasserstoffbedarf nach Industriezweigen im Basis-Szenario.....	76
Abbildung 2-17 Wasserstoffbedarf nach Industriezweigen im Ambitionierten Szenario.....	76

Abbildung 2-18 Wasserstoffbedarf im Basis-Szenario.....	78
Abbildung 2-19 Wasserstoffbedarf nach Landkreisen im Ambitionierten Szenario.....	78
Abbildung 2-20 Wasserstoffnachfrage in der Region Mainz im Basis-Szenario (links) sowie im Ambitionierten Szenario (rechts) im energiewirtschaftlichen Sektor zur Wärmeversorgung des Haushalts- und GHD-Sektors:.....	80
Abbildung 2-21 Mengenpotenziale der Erzeugung und des Verbrauches, sowie Potenziallücke im Basis-Szenario.....	87
Abbildung 2-22 Mengenpotenziale der Erzeugung und des Verbrauches, sowie Potenziallücke im Ambitionierten Szenario.....	88
Abbildung 2-23 Gesamtwasserstoffnachfrage nach Sektoren im Basis-Szenario.....	89
Abbildung 2-24 Gesamtwasserstoffnachfrage nach Sektoren im Ambitionierten Szenario.....	89
Abbildung 2-25 Unterteilung der betrachteten Region Mainz in Gebiete anhand der Postleitzahlgebiete. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS basierend auf den Gemeindegrenzen der Länder Hessen und Rheinland-Pfalz.....	95
Abbildung 2-26 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2025 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	97
Abbildung 2-27 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2030 im Basis-Szenario.....	97
Abbildung 2-28 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2035 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	98
Abbildung 2-29 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2050 im Basis-Szenario. ....	99
Abbildung 2-30 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2025 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	99
Abbildung 2-31 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2030 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	100
Abbildung 2-32 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2035 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	100
Abbildung 2-33 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2050 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	101
Abbildung 2-34 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2025 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	104
Abbildung 2-35 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2030 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	105
Abbildung 2-36 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2035 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	105
Abbildung 2-37 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2050 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	106
Abbildung 2-38 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2025 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	107

Abbildung 2-39 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2030 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	107
Abbildung 2-40 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2035 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	108
Abbildung 2-41 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2050 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	108
Abbildung 2-42 Sprittankstellen in der Region Mainz, Stand: 16.01.2023. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Tankstellenstandorte © Tankerkönig. ....	110
Abbildung 2-43 Wasserstofftankstellen in der Region, welche entweder bereits in Betrieb sind oder sich bereits in der Realisierung befinden. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	111
Abbildung 2-44 Verkehrsaufkommen 2019 im Schwerverkehr auf Basis der BAST-Verkehrszählungen. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS. ....	113
Abbildung 2-45 Das Höchst- und Hochspannungsstromnetz der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Stromnetz © GeoBasis-DE / BKG (2021). ....	114
Abbildung 2-46 Bundesfernstraßennetz in der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Bundesfernstraßennetz © Bundesanstalt für Straßenwesen. ....	115
Abbildung 2-47 Standard OSM-Karte. Quelle: © OpenStreetMap .....	116
Abbildung 2-48 Methodisches Vorgehen für Arbeitspaket 2.3. Quelle: Eigene Darstellung. ....	117
Abbildung 2-49 Indikative regionale Unterschiede in Wasserstoffgestehungs- und Transportkosten in 2030. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Studiendaten. Für Deutschland wurden alle EE-Erzeugungsarten betrachtet. Deep Offshore bezieht sich auf Windenergie-Anlagen im Meer mit einer Wassertiefe von 25-55m. ....	121
Abbildung 2-50 Indikative regionale Unterschiede in Wasserstoffgestehungs- und Transportkosten in 2045. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Studiendaten. Für Deutschland wurden alle EE-Erzeugungsarten betrachtet. Deep Offshore bezieht sich auf Windenergie-Anlagen im Meer mit einer Wassertiefe von 25-55m. ....	121
Abbildung 2-51 EUA-Preise. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Future-Daten von Energate sowie Prognosen aus den Szenarien AP und STEPS des World Energy Outlook. Zwischen Stützjahren wurde linear interpoliert. ....	122
Abbildung 2-56 Wasserstoffnetz 2032 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur. Quelle: Netzentwicklungsplan 2022-2032, Zwischenstand 2022 (2022), Abbildung 34. ....	124
Abbildung 2-57 Geplanter Leitungsverlauf der Transportroute im Projekt „Flow – making hydrogen happen“. Quelle: www.flow-hydrogen.com. ....	126
Abbildung 2-54 Prämissen für den Aufbau einer H <sub>2</sub> -Wirtschaft in der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung. ....	129
Abbildung 2-55 Annahmegemäße Priorisierung der Wasserstoffnachfrage. Quelle: Eigene Darstellung. ....	130
Abbildung 2-56 Zeitlicher Ausbaupfad in Zielbild 1. Quelle: Eigene Darstellung. ....	132
Abbildung 2-57 H <sub>2</sub> -Bedarfe der Prioritätsgruppe 3 nach Segmenten. Quelle: Eigene Darstellung. ....	134
Abbildung 2-58 Zeitlicher Ausbaupfad in Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung. ....	136

Abbildung 2-59 Mögliches Importpotenzial und Importbedarf der Region Mainz in Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Literaturrecherchen.....	138
Abbildung 2-60 Konzentrationswirkung von Genehmigungen. Quelle: CMS Deutschland.....	142
Abbildung 2-61 Konzentrationswirkung von Genehmigungen mit Planfeststellung. Quelle: CMS Deutschland.....	157
Abbildung 2-62 Komponenten in der Wasserstoffwirtschaft. Quelle: Eigene Darstellung.....	164
Abbildung 2-63 Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit von Wasserstoffmenge und Transportdistanz. Quelle: Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen.....	170
Abbildung 2-64 Systematik der Tankstellenkonzepte. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von New Bus ReFuelling for European HydrogenBus Depots.....	176
Abbildung 2-65 Mögliche Lösungen für Standortmodelle. Quelle: Eigene Darstellung.....	199
Abbildung 2-66 Bewertung der Standortkonzepte. Quelle: Eigene Darstellung.....	201
Abbildung 2-67 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2025. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	207
Abbildung 2-68 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	208
Abbildung 2-69 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2035. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	208
Abbildung 2-70 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	209
Abbildung 2-71 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2025. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	210
Abbildung 2-72 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	211
Abbildung 2-73 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2035. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	211
Abbildung 2-74 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	212
Abbildung 2-75 Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für Erzeugungsstandorte. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.....	221
Abbildung 2-76 Möglicher Verlauf einer innerstädtische Wasserstoffpipeline in Mainz mit Erweiterung nach Osten Richtung Netzkopplungspunkt Hochheim. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, zugrundeliegende Basiskarte © Open Street Map.....	224
Abbildung 2-77 Skizze eines möglichen Wasserstoffnetzes mit Anbindung an eine überregionale Pipeline. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, zugrundeliegende Basiskarte © Open Street Map.....	225
Abbildung 2-78 Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für (halb-) öffentliche Tankstellen in Zielbild 1. Eigene Darstellung in QGIS.....	232
Abbildung 2-79 Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für (halb-) öffentliche Tankstellen in Zielbild 2. Eigene Darstellung in QGIS.....	232

Abbildung 2-80 Mögliche Cluster für Tankstellenstandorte basierend auf der Balanced Scorecard und des Schwerverkehrsaufkommens 2019. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Verkehrsaufkommen basiert auf den BAST-Verkehrszählungen, Tankstellen © Tankerkönig. Gesamtheitliche Betrachtung der Distributionskonzepte.....	233
Abbildung 2-87: Visualisierung von Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung der Störereignisse in eine Risikomatrix. Quelle: Eigene Darstellung.....	248
Abbildung 2-82: Schematische Darstellung der Methodik des verwendeten Energiesystemmodells. Quelle: Eigene Darstellung.....	255
Abbildung 2-83: Sensitivität Wasserstoffimportpreis.....	256
Abbildung 2-84: Sensitivität Volllaststunden der Elektrolyse.....	257
Abbildung 2-85: Sensitivität Wasserstoffpipelinekapazität.....	257
Abbildung 2-86: Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellungsart vom Wasserstoffimportpreis.....	258
Abbildung 2-87: Abhängigkeit der Elektrolyseleistung vom Wasserstoffimportpreis.....	259
Abbildung 2-88: Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellungsart von der Volllaststundenzahl der Elektrolyse.....	260
Abbildung 2-89: Abhängigkeit der Elektrolyseleistung von der Volllaststundenzahl.....	261
Abbildung 2-90: Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellungsart vom Anschlussdatum an ein überregionales Wasserstoffnetz.....	262
Abbildung 2-91: Abhängigkeit der Elektrolyseleistung vom Anschlussdatum an ein überregionales Wasserstoffnetz.....	263
Abbildung 2-92: Abhängigkeit der Wasserstoffspeicherkapazität von der Wasserstofferzeugung per Elektrolyse für alle Sensitivitäten.....	264
Abbildung 2-93: Annualisierten Gesamtkosten des modellierten Energiesystems für die Region Mainz.....	265
Abbildung 2-94: Durchschnittlichen Wasserstoffkosten in der Region Mainz pro Jahr.....	266
Abbildung 2-95: Risikomatrix zum Einfluss zukünftiger Änderungen und Anpassungen der nationalen Gesetzgebung auf die Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf der Risikoeinstufung von CMS Deutschland.....	272
Abbildung 2-96: Kategorien der Bewertungsskala. Quelle: Eigene Darstellung.....	276
Abbildung 2-97: Vergleichende Betrachtung der H <sub>2</sub> -Zielbilder. Quelle: Eigene Darstellung.....	277
Abbildung 2-98: Handlungsempfehlungen im Bereich H <sub>2</sub> -Erzeugung. Quelle: Eigene Darstellung.....	281
Abbildung 2-99: Handlungsempfehlungen im Bereich H <sub>2</sub> -Bedarf. Quelle: Eigene Darstellung.....	282
Abbildung 2-100: Handlungsempfehlungen im Bereich H <sub>2</sub> -Infrastruktur. Quelle: Eigene Darstellung.....	283
Abbildung 2-101: Übergreifende Handlungsempfehlungen. Quelle: Eigene Darstellung.....	284



## Tabellen

Tabelle 2-1 Annahmen und Inputs zur Herleitung der zusätzlichen EE-Potenziale.....	38
Tabelle 2-2 Annahmen und Inputs zur Herleitung der EE-Hochlaufkurven, Angaben in GWh(el).....	38
Tabelle 2-3 Annahmen und Inputs zur Herleitung der Wasserstoffpotenziale.....	40
Tabelle 2-4 Projizierte Wasserstofferzeugung der Stakeholder aufgeteilt nach Stakeholdergruppen, in GWh(H <sub>2</sub> ).....	45
Tabelle 2-5 Projizierte Wasserstofferzeugung der Stakeholder aufgeteilt nach Landkreisen, in GWh(H <sub>2</sub> ) .....	45
Tabelle 2-6 Zusätzliche Potenziale der Wasserstofferzeugung in der Region Mainz, in GWh(H <sub>2</sub> ).....	46
Tabelle 2-7 Ausgewählte Brennstoffzellen-Fahrzeugmodelle.....	51
Tabelle 2-8 H <sub>2</sub> -Kraftstoffbedarf in kg je 100 km für verschiedene Fahrzeugtypen.....	53
Tabelle 2-9 Modellierete Bedarfspotenziale nach Fahrzeugtypen im Verkehrssektors im Basis-Szenario .....	63
Tabelle 2-10 Modellierete Bedarfspotenziale nach Fahrzeugtypen im Verkehrssektors im Ambitionierten Szenario.....	63
Tabelle 2-11 Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor nach Kreisen (in GWh/a).....	65
Tabelle 2-12 Ausgewählte Studien zum Wasserstoffbedarf in der Industrie.....	72
Tabelle 2-13 Wasserstoffanteil am Gesamtenergiebedarf in Prozent.....	75
Tabelle 2-14 Modellierete Wasserstoffbedarfe der Industrie im Basis-Szenario .....	77
Tabelle 2-15 Modellierete Bedarfe nach Sektoren im Ambitionierten Szenario .....	77
Tabelle 2-16 Wasserstoff-Bedarf nach Kreisen in den Stützjahren (in GWh/a).....	79
Tabelle 2-17 Nutzungsarten für Wasserstoff in der Energie- und Wärmeerzeugung .....	80
Tabelle 2-18 Basis-Szenario - Wasserstoffbedarf bei Beimischung in das bestehende Erdgasnetz .....	85
Tabelle 2-19 Ambitioniertes Szenario - Wärme- und Energiegewinnung durch Brennstoffzellen.....	86
Tabelle 2-20 Ambitioniertes Szenario – Stromerzeugung in GWh aus wärmegeführten Brennstoffzellen in der Region Mainz unter Einsatz von Brennstoffzellen zur Fernwärmeversorgung.....	86
Tabelle 2-21 Mengenpotenziale der Erzeugung und des Verbrauches, sowie der Potenziallücke; in GWh(H <sub>2</sub> )/a.....	90
Tabelle 2-22 Entwicklung des geplanten deutschen Wasserstoffnetzes auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur, zwischen 2020 und 2022. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Netzentwicklungsplan 2020 bzw. 2022. ....	124
Tabelle 2-23 Übersicht geschätzter Hochläufe der Importkapazitäten von Wasserstoff in Deutschland, in TWh(H <sub>2</sub> )/a. Hinweis: Mit * markierte Werte interpoliert durch Frontier Economics. ....	126
Tabelle 2-24 Übersicht geschätzter Hochläufe der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffbedarfs in der Region Mainz in Zielbild 1, in GWh(H <sub>2</sub> )/a. Quelle: Eigene Darstellung. ....	134
Tabelle 2-25 Übersicht geschätzter Hochläufe der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffbedarfs in der Region Mainz, in GWh(H <sub>2</sub> )/a. Quelle: Eigene Darstellung. ....	137

Tabelle 2-26 Gefahrstoffrechtliche Einordnung von Wasserstoff. Quelle: CMS.....	158
Tabelle 2-27 Geschätzte Kosten für den Neubau bzw. die Umwidmung von Wasserstofffernleitungen Quelle: (European Hydrogen Backbone, 2022).....	168
Tabelle 2-28 Vergleich der verschiedenen Pipeline-Varianten. Quelle: Eigene Darstellung.....	169
Tabelle 2-29 Vergleich der Transportmedien für Wasserstoff. Quelle: Eigene Darstellung.....	171
Tabelle 2-30 Größenklassen für Wasserstofftankstellen mit ausgewählten Merkmalen nach H <sub>2</sub> Mobility. Quelle: e-mobil BW GmbH.....	173
Tabelle 2-31 Investitionskostenpfade für CGH <sub>2</sub> Tankstellen in Millionen Euro. Quelle: Europäische Kommission . .....	174
Tabelle 2-32 Gegenüberstellung CGH <sub>2</sub> -Anlieferung und Pipeline von Tankstellen. Quelle: e-mobil BW GmbH.....	174
Tabelle 2-33 Vergleich der Speicherung von Wasserstoff in stationären Behältern und Salzkavernen. Quelle: Warnecke, Matthias und Röhling, Simone.....	175
Tabelle 2-34 Vergleich der Versorgungswege für Industrieunternehmen. Quelle: Eigene Darstellung..	213
Tabelle 2-35: Standortbewertung zur Wasserstofferzeugung – Zielbild 1. Quelle: Eigene Darstellung..	219
Tabelle 2-36: Standortbewertung zur Wasserstofferzeugung – Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung..	220
Tabelle 2-37 Annualisierte Kosten für den Transport von 100 GWh Wasserstoff pro Jahr von Alzey- Worms nach Mainz. Quelle: eigene Berechnung durch d-fine .....	223
Tabelle 2-38 Bewertung der Gebiete für H <sub>2</sub> -Tankstellen in Zielbild 1. Quelle: Eigene Darstellung.....	230
Tabelle 2-39 Bewertung der Gebiete für H <sub>2</sub> -Tankstellen in Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung.....	231
Tabelle 2-40 Vergleich des Distributionskonzepts für die beiden Zielbilder Quelle: Eigene Darstellung. .....	237
Tabelle 2-41: Störereignisse in der Wasserstofferzeugung.....	244
Tabelle 2-42: Störereignisse bei Wasserstofftransport und -lagerung.....	245
Tabelle 2-43: Störereignisse beim Wasserstoffverbrauch.....	247
Tabelle 2-44 Unterteilung der Landkreise der Region Mainz nach Postleitzahl. Mit Stern (*) markierte Postleitzahlen sind nicht vollständig enthalten, sondern wurden auf den Teil, welcher im jeweiligen Landkreis liegt, eingeschränkt.....	304
Tabelle 2-45 Modellierete Erzeugungspotenziale der Stakeholder je Gebiet der Region Mainz. ....	304
Tabelle 2-46 Modellierete zusätzliche EE-Erzeugungspotenziale der Windanlagen je Gebiet der Region Mainz.....	305
Tabelle 2-47 Modellierete zusätzliche EE-Erzeugungspotenziale der PV-Anlagen je Gebiet der Region Mainz.....	306
Tabelle 2-48 Gesamte modellierete Erzeugungspotenziale je Gebiet in der Region Mainz.....	307
Tabelle 2-49 Gesamte modellierete Bedarfspotenziale je Gebiet der Region Mainz. ....	309
Tabelle 2-50 Differenz zwischen Erzeugung (Ambitioniertes Szenario) und Bedarf (Basis-Szenario).....	309
Tabelle 2-51 Differenz zwischen Erzeugung (Basis-Szenario) und Bedarf (Ambitioniertes Szenario).....	310

Tabelle 2-52 Parameter Kostenberechnung Stromleitung und Wasserstoffpipeline.....	310
Tabelle 2-53 Parameter Kostenberechnung H <sub>2</sub> -Trailer.....	311

## Abkürzungsverzeichnis

ADN. Europäisches Übereinkommen über die Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen  
ADR. Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße  
AEL. Alkalische Elektrolyse  
AFID. Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe  
AoA. Abschnitt oder Ast  
ArbSchG. Arbeitsschutzgesetz  
ArbStättV. Arbeitsstättenverordnung  
ARegV. Anreizregulierungsverordnung  
ASB. Anweisung StraßeninformationsBank  
ATEX-Betriebsrichtlinie. Richtlinie 1999/92/EG  
AwSV. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen  
AZB. Ausgangszustandsbericht  
BASt. Bundesanstalt für Straßenwesen  
BauGB. Baugesetzbuch  
BauNVO. Baunutzungsverordnung  
BBergG. Bundesberggesetz  
BetrSichV. Betriebssicherheitsverordnung  
BImSchG. Bundesimmissionsschutzgesetz  
BImSchV. Bundesimmissionsschutzverordnung  
BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Industrie  
BMWK. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz  
BNatSchG. Bundesnaturschutzgesetz  
CAPEX. Investitionsausgaben  
Cch<sub>2</sub>. kryokomprimierter Wasserstoff  
CCS. Carbon Capture and Storage  
CCU. Carbon Capture and Use  
CGH<sub>2</sub>. Komprimierter gasförmiger Wasserstoff  
ChemG. Chemikaliengesetz  
CLP. Verordnung EG Nr. 1272/2008 (Classification, Labelling and Packaging)  
CO<sub>2</sub>. Kohlenstoffdioxid  
COTIF. Übereinkommen über den internationalen Eisenbahnverkehr  
DTV. durchschnittliche Verkehrsstärke  
DVGW. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.  
EE. Erneuerbare Energien  
EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz  
EFRE. Europäische Fonds für Regionale Entwicklung  
EG. Europäische Gemeinschaft  
EnWG. Energiewirtschaftsgesetz  
EU. Europäische Union  
EuGH. Gerichtshof der Europäischen Union  
FFH. Fauna-Flora-Habitat-Gebiet  
GasHDrLtGV. Gashochdruckleitungsverordnung  
GasNEV. Gasnetzentgeltverordnung  
GasNZV. Gasnetzzugangsverordnung  
GbV. Gefahrgutbeauftragtenverordnung  
GefStoffV. Gefahrstoffverordnung  
GGBefG. Gefahrgutbeförderungsgesetz  
GGVSEB. Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt  
GGVSee. Gefahrgutverordnung See  
GHD. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

GW. Gigawatt  
 H<sub>2</sub>. Wasserstoff  
 HGB. Handelsgesetzbuch  
 HyCoVe. Hydrogen-based Commercial Vehicles  
 IE-Richtlinie. Richtlinie 2010/75/EG über Industrieemissionen  
 IMDG-Code. International Maritime Dangerous Goods Code  
 IPCEI. Important Projects of Common European Interest  
 KAS. Kommission für Anlagensicherheit  
 KIPKI. Kommunale Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation  
 KrWG. Kreislaufwirtschaftsgesetz  
 KWK. Kraftwärmekopplung  
 LH<sub>2</sub>. flüssiger Wasserstoff  
 LNG. liquefied natural gas  
 LOHC. Liquefied organic hydrogen carrier  
 MEGAL. Mitteleuropäische Gasleitung  
 MEGC. Multiple-Element Gas Container  
 METG. Mittelrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft  
 MIDAL. Mitte-Deutschland Anbindungs-Leitung  
 MW. Megawatt  
     . Netzentwicklungsplan  
 NRW. Nordrhein-Westfalen  
 ODV. Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung  
 OGE. Open Grid Europe  
 OpEx. Betriebsausgaben  
 ÖPFV. Öffentlicher Personenfernverkehr  
 ÖPNV. Öffentlicher Personennahverkehr  
 PEM. Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse  
 PPAs. Power Purchasing Agreements  
 ProdSG. Produktsicherheitsgesetz  
 ProdSV. Produktsicherheitsverordnung  
 PtG. Power-to-Gas  
 PtL. Power-to-Liquid  
 PV. Photovoltaik  
 REACH. Verordnung EG XE "EG" \t "Europäische Gemeinschaft" Nr. 1907/2006 (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals)  
 RED II. Richtlinie 2018/2001 (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II)  
 RID. Ordnung über die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter  
 ROG. Raumordnungsgesetz  
 RohrFltgV. Rohrfernleitungsverordnung  
 RoV. Raumordnungsverordnung  
 RWE. Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk  
 Seveso-III. EU-Richtlinie 2012/18/EU (Seveso-III-Richtlinie)  
 SFK. Störfallkommission  
 sLH<sub>2</sub>. subcooled liquid hydrogen  
 SPNV. Schienenpersonennahverkehr  
 SprengG. Gesetz über explosionsgefährliche Stoffe  
 StörfallV. Störfallverordnung (= 14. BImSchV)  
 StVZO. Straßenverkehrszulassungsordnung  
 SVZ. Straßenverkehrszählung  
 TA. Technische Anleitung  
 TA Luft. Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft  
 TAA. Technischer Ausschuss für Anlagensicherheit  
 TEN-E-Verordnung. Verordnung (EU) 2022/869 über transeuropäische Energieinfrastruktur  
 TENP. Trans Europa Naturgas Pipeline

THG. Treibhausgas  
TPED. Richtlinie 2010/35/EU über ortsbewegliche Druckgeräte  
TRBS. Technische Regeln der Betriebssicherheit  
TRGS. Technische Regeln für Gefahrstoffe  
TWh. Terrawattstunde  
ÜAnlG. Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen  
UGS. Untertagegasspeicher  
UN. United Nations  
UVP. Umweltverträglichkeitsprüfung  
UVPG. Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz  
UVP-V. Bergbau:Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben  
WasserstoffNEV. Wasserstoffnetzentgeltverordnung  
WHG. Wasserhaushaltsgesetz

## Zusammenfassung

Die Landeshauptstadt Mainz verfolgt das ambitionierte Ziel bis zum Jahr 2035 klimaneutral zu werden und hat bereits im Jahr 2015 mit der Inbetriebnahme eines Elektrolyseurs im Energiepark Mainz den Grundstein für die Entwicklung einer lokalen Wasserstoffwirtschaft gelegt. Im Rahmen der Förderung als HyExperts wurde ein übergreifendes Wasserstoffkonzept für die Landeshauptstadt Mainz und die umliegenden Landkreise entwickelt, um die Vision einer klimaneutralen und nachhaltigen Zukunft voranzutreiben. Das Wasserstoffkonzept wurde in enger Zusammenarbeit mit den Stakeholdern in der Region Mainz erarbeitet. Bereits bestehende Wasserstoffinitiativen und Planungen wurden in das Konzept integriert. Im Folgenden werden die Vorgehensweise und wichtigsten Kernaussagen des Konzepts kurz zusammengefasst.

Als erster Schritt wurden mithilfe einer Potenzialanalyse der mögliche Hochlauf der zukünftigen Wasserstoffherzeugung und des Wasserstoffbedarfs bis zum Jahr 2050 modelliert. Dabei wurde zwischen einem Basis- und einem Ambitionierten Szenario unterschieden, welches jeweils einen konservativen bzw. ausgeprägten Hochlauf der Wasserstoffnutzung und -herzeugung annimmt.

Die **Erzeugungspotenziale** wurden sektorübergreifend auf Basis von konkreten Stakeholder-Projekten und zusätzlichen Erneuerbare-Energie-Potenzialen berechnet. Im Basis-Szenario steigt die Wasserstoffherzeugung bis zum Jahr 2050 auf ca. 1 TWh(H<sub>2</sub>). Im Ambitionierten Szenario erreicht die Wasserstoffherzeugung im Jahr 2050 einen Wert von ca. 2 TWh(H<sub>2</sub>). In beiden Szenarien ist der Hochlauf der Erzeugungspotenziale insbesondere ab 2040 beobachtbar.

 **Bis zu 2 TWh (H<sub>2</sub>)**

---

**Wasserstoffherzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien in der Region Mainz in 2050**

---

Die **Bedarfspotenziale** in der Region Mainz wurden für die Sektoren Verkehr, Industrie, Energiewirtschaft & Wärme ermittelt (Abbildung 0-1). Für das Jahr 2050 ergibt sich ein Gesamtwasserstoffbedarf von ca. 2 TWh(H<sub>2</sub>) im Basis-Szenario mit einer fokussierten Wasserstoffnutzung in schwer dekarbonisierbaren Anwendungen. Im Ambitionierten Szenario trägt Wasserstoff umfassend zur Dekarbonisierung in den verschiedenen Sektoren bei und der Gesamtwasserstoffbedarf im Jahr 2050 beträgt ca. 11 TWh(H<sub>2</sub>). Die Ergebnisse zeigen eine große Spannweite zwischen den beiden Szenarien, die auf Unsicherheiten, wie z.B. in der Preisentwicklung oder Wasserstoffverfügbarkeit, zurückzuführen sind. Der Bedarfsanteil der Industrie am gesamten Wasserstoffbedarf der Region Mainz beträgt 85% im Basis-Szenario und 72% im

 **72% bis 85%**

---

**Anteil der Industrie an der gesamten Wasserstoffnachfrage in der Region Mainz in 2050**

---

Ambitionierten Szenario. In beiden Szenarien wird der Bedarf maßgeblich von der chemischen Industrie geprägt, in der Wasserstoff nicht nur energetisch, sondern primär stofflich genutzt wird (z.B. zur Herstellung von Ammoniak oder Methanol). Anwendungsbereiche für Wasserstoff in den Sektoren Verkehr und Wärme sind der ÖPNV und Schwerlastverkehr sowie die Weiternutzung und -entwicklung von (Fern-) Wärmenetzen.

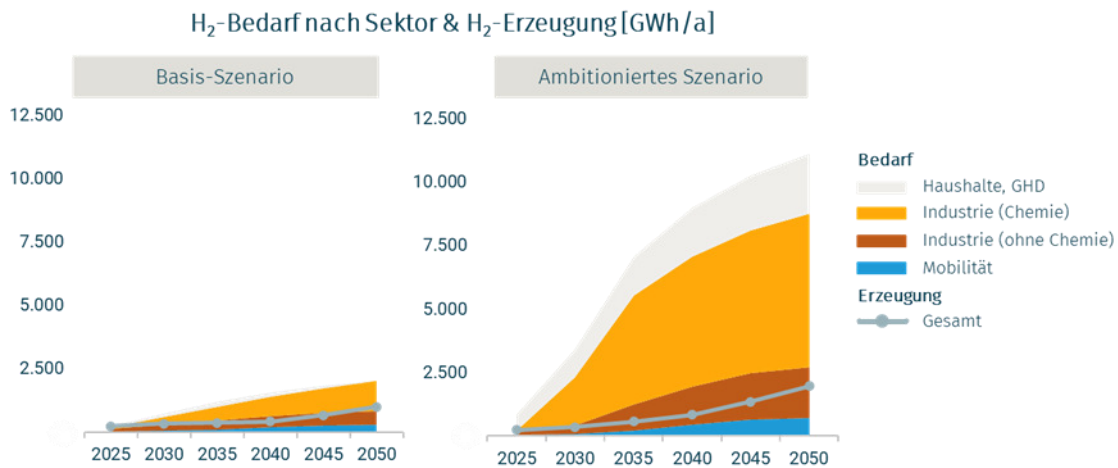


Abbildung 0-1: Wasserstoffhochlauf in der Region Mainz in den zwei Szenarien von 2025 bis 2050 je Sektor. Quelle: Eigene Darstellung.

Auf Basis der Potenzialanalyse wurden **regionale Wasserstoffquellen und Wasserstoffsenken** identifiziert und als Landkarten visualisiert (Abbildung 0-2 und Abbildung 0-3). In beiden Szenarien ist der Hochlauf der ermittelten Wasserstofferzeugung durch ländliche Gebiete in Rheinhessen-Nahe mit hohen Wind- und PV-Energiepotenzialen, sowie Stakeholder im Industriepark Mainz, Industriepark Höchst und Worms getrieben. Die ermittelten Wasserstoffbedarfe sind in beiden Szenarien durch die Städte Mainz, Wiesbaden und Worms sowie den Industriepark Frankfurt Höchst geprägt.

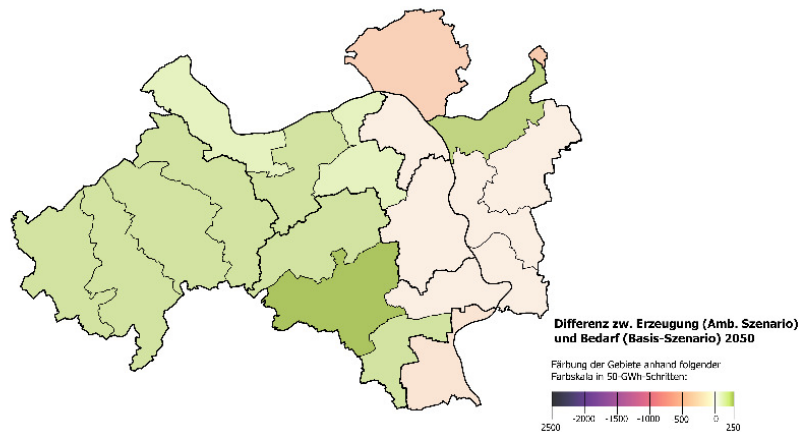


Abbildung 0-2: Wasserstoffquellen (grün) und -senken (rot) für Zielbild 1 im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

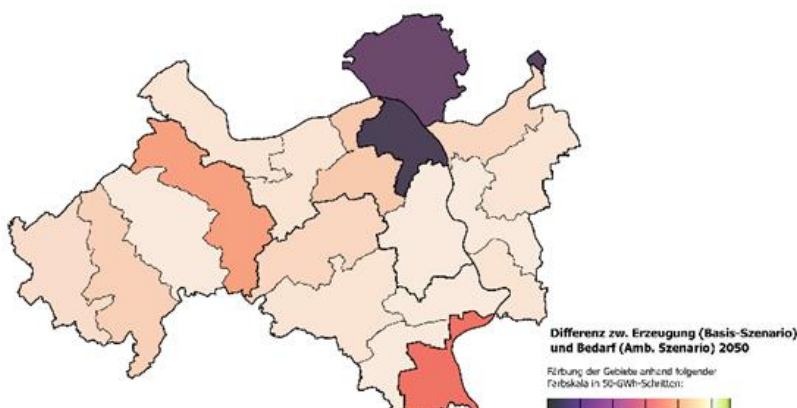


Abbildung 0-3: Wasserstoffquellen (grün) und -senken (rot) für Zielbild 2 im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Als zweiter Schritt wurden **zwei Zielbilder mit zeitlichem Ausbauplan für die Wasserstoffwirtschaft** in der Region Mainz entwickelt. Diese Zielbilder beschreiben unterschiedliche mögliche Transformationspfade hin zu einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft, die von der Entwicklung der externen wirtschaftlichen, politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen. In beiden Zielbildern spielt Wasserstoff eine wichtige Rolle für das Erreichen



der ambitionierten Klimaziele, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen. Im Zielbild einer „**Regional-fokussierten Wasserstoffwirtschaft**“ (Zielbild 1) kann der langfristig moderatere Bedarf (entsprechend dem Basis-Szenario) durch einen ausgeprägten Hochlauf der lokalen Wasserstofferzeugung (entsprechend dem Ambitionierten Szenario) gedeckt werden. Im Zielbild einer „**Vollintegrierten Wasserstoffwirtschaft**“ (Zielbild 2) entwickelt sich die Wasserstoffnachfrage sehr dynamisch (entsprechend dem Ambitionierten Szenario), so dass zusätzlich zu der lokalen Erzeugung ein hoher Importbedarf besteht, der durch die Anbindung an ein überregionales Wasserstoffnetz bedient werden kann. Da der Pipelineimport von Wasserstoff zudem in der Regel mit Kostenvorteilen im Vergleich zu einer lokalen Erzeugung in der Region Mainz verbunden ist, erfolgt im Zielbild 2 ein geringerer Ausbau der lokalen Wasserstofferzeugung (entsprechend dem Basis-Szenario).

Im Anschluss wurden **Standort- und Betreibermodelle, sowie verschiedene Distributionspfade** für die entwickelten Zielbilder bewertet. Basierend darauf wurden zielbildspezifische Distributionskonzepte abgeleitet, wobei die Konzepte aufeinander aufbauen können (Abbildung 0-4). In beiden Zielbildern wird eine verbrauchsnahe, zentrale Wasserstofferzeugung vorgesehen, da sie Skalenvorteile bietet und zudem die lokale Verwertung von Sauerstoff und Abwärme als Nebenprodukte der Elektrolyse ermöglicht. Die Verteilung des Wasserstoffs kann im Zentrum per Pipeline und außerhalb per Trailer erfolgen. Eine **zentrale Erzeugung mit angeschlossener Pipeline** (Abbildung 0-5) ist insbesondere für das Industriegebiet Mainz-Mombach von hohem Interesse, da dort eine hohe Dichte industrieller Verbraucher mit großem Bedarf vorzufinden ist. Zudem kann der erzeugte Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz beigemischt werden. Die **Wasserstofftankstelleninfrastruktur** kann an Verkehrsknotenpunkten und in Städten ausgebaut werden. Im Zielbild einer vollintegrierten Wasserstoffwirtschaft ist dabei ein verstärkter Ausbau des Pipelinenetzes und der Tankstelleninfrastruktur vorgesehen, um auch kleinere Zentren mit Wasserstoff bedienen zu können. Die **Wasserstoffspeicherung** erfolgt in Zielbild 1 über lokale Speicher, während in Zielbild 2 auch die Nutzung großer, überregionaler Speicher erforderlich ist.

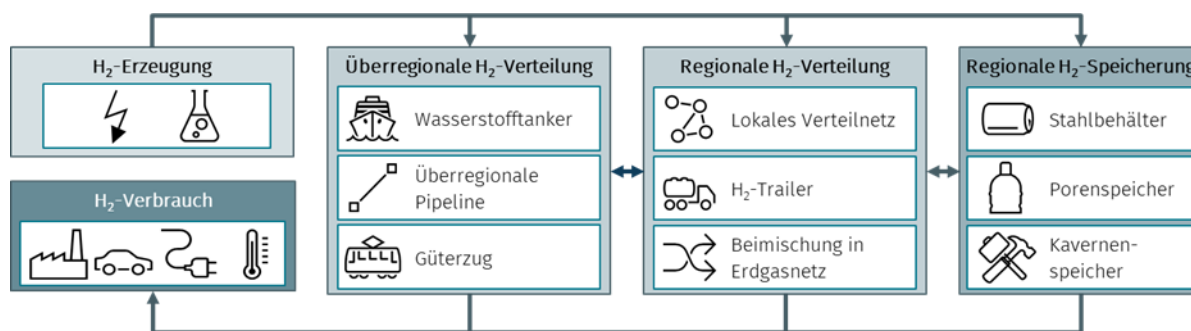


Abbildung 0-4: Distributionspfade für Wasserstoff in der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde im dritten Schritt ein **Ausbauplan mit Handlungsempfehlungen** für die Stadt und Region Mainz entwickelt. Dabei wurden wesentliche Erkenntnisse aus einer **Risiko- und Sensitivitätsanalyse** einbezogen mit dem Ziel, eine möglichst hohe Versorgungssicherheit und Resilienz des Systems zu ermöglichen. Der Ausbauplan folgt den Leitlinien Modularität, Skalierbarkeit und Diversifikation und sieht einen graduellen Übergang von Zielbild 1 hin zu Zielbild 2 vor.

Kurzfristig konzentriert sich der Ausbauplan auf die Umsetzung einer regional-fokussierten Wasserstoffwirtschaft, wobei insbesondere der **Ausbau der lokalen und regionalen EE-Erzeugungspotenziale** als „**no-regret**“-Maßnahme im Fokus steht. Wasserstoffspeicher spielen für die Versorgungssicherheit hier eine zentrale Rolle. Mittel- und langfristig kann eine umfassende, resiliente

und wettbewerbsfähige Wasserstoffversorgung in der Region Mainz durch eine **Einbindung in die überregionalen Versorgungssysteme** sichergestellt werden (Abbildung 0-5). Langfristig wird die Region Mainz deshalb zum Wasserstoffimporteureur. Das überregionale Wasserstoffnetz trägt maßgeblich zur Wirtschaftlichkeit der lokalen Wasserstoffwirtschaft bei, da es eine kostengünstige Versorgung ermöglicht. Ein frühzeitiger Anschluss an das überregionale Wasserstoffnetz sowie integrierte Auslegung und Betrieb von Elektrolyse- und Speicherkapazitäten sind die Grundlage einer sicheren und wirtschaftlichen Wasserstoffbereitstellung.

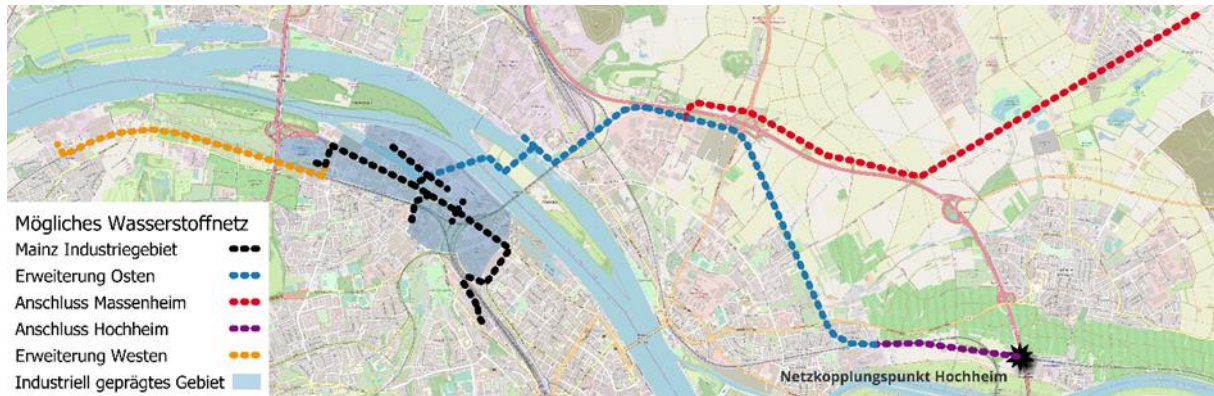


Abbildung 0-5: Möglicher Verlauf einer Wasserstoffpipeline in Mainz mit Anschlusspunkten an ein überregionales Netz.  
Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, zugrundeliegende Basiskarte © Open Street Map.

Im Rahmen des Wasserstoffkonzepts wurden auch die relevanten **rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen** für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft untersucht. Dazu gehören Checklisten für die Errichtung von Wasserstofferzeugungsanlagen, Tankstellen, Pipelines und Speicher. Zudem wurden spezifische rechtliche Fragen der Stakeholder u.a. zu bestehenden Fördermöglichkeiten, der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und der aktuellen und erwarteten Gesetzgebung und Rechtslage im Bereich Wasserstoff beantwortet.

Durch seinen ganzheitlichen Ansatz eröffnet das erarbeitete Wasserstoffkonzept zahlreiche Chancen für den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz und ebnet den Weg für eine nachhaltige Zukunft.

# 1 Einleitung

## 1.1 Einführung in das Projekt

Die Energiewende und die damit verbundenen Klimaschutzziele der Bundesregierung machen einen Systemwandel hin zu Erneuerbaren Energien notwendig. Im Sinne eines integrierten Energiesystems gilt es in den Sektoren Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr kontinuierlich eine Umstellung auf Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2045 und dementsprechend eine Sektorenkopplung zu erreichen.

Die damit verbundene Verkehrswende stellt deutsche Kommunen und deren kommunale Unternehmen vor große Herausforderungen. Die Elektrifizierung von Antriebstechniken im Mobilitätssektor und die damit einhergehende Dekarbonisierung wird als einer der Schlüsselfaktoren in der Energiewende angesehen. Im Verkehrsbereich wird in Ergänzung zur batteriebetriebenen Elektromobilität die Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Kraftstoff für die zukünftige Mobilität von Bedeutung sein.

Im Gegensatz zum Verkehrssektor werden in der Industrie bereits heute schon erhebliche Mengen an grauem Wasserstoff umgeschlagen, welche oft als Nebenprodukt der Produktion entstehen. Trotzdem stehen viele Industrieunternehmen aufgrund der hohen Energieintensivität ihrer Produktion vor der Herausforderung der Transformation Ihrer Energieträger hin zu Erneuerbaren Energien. Im Zuge der Dekarbonisierung wird hier ebenfalls neben einer verstärkten Elektrifizierung die Nutzung von Wasserstoff als regenerative Alternative zu fossilen Energieträgern von Bedeutung sein.

Auch auf der Energieerzeugerseite werden große Anstrengungen nötig sein, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Neben der Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien und ihrer Einspeisung ins Stromnetz kann hier Wasserstoff als Substitut des Energieträgers Gas eine zentrale Rolle spielen. Dieser kann entweder zur Produktion von Strom verwendet werden, als Beimischung bis zu einem gewissen Anteil ins Gasnetz eingespeist oder durch Methanisierung in synthetisches (Erd-)Gas umgewandelt werden. Wird der grüne Wasserstoff nicht direkt am Ort des Verbrauchs erzeugt, so ist die Bereitstellung über dedizierte Wasserstoffinfrastruktur wie Pipelines oder Tanklaster möglich. Neben der Option einer lokalen Erzeugung von Wasserstoff besteht die Möglichkeit, den lokalen Verbrauch (in Teilen) durch eine Anbindung der Region an die zukünftig geplante überregionale Wasserstoffinfrastruktur zu bedienen.

## 1.2 Ziel des Projektes

Die Landeshauptstadt Mainz verfolgt das Ziel idealerweise bis zum Jahr 2035 klimaneutral zu werden und unterstützt daher bereits zahlreiche Aktivitäten im Bereich innovativer Wasserstoffanwendungen. Durch die Förderung als HyExperts soll ein übergreifendes Wasserstoffkonzept Mainz in Kooperation mit Partner/-innen entstehen. Hierzu sollen bereits existierende Projekte, geplante Umsetzungen, mögliche Entwicklungsperspektiven und Studien koordiniert werden, um eine flächendeckende zukunftsfähige Wasserstoffwirtschaft zu gestalten.

Wichtig ist dabei die umfassende Vernetzung der Partner/-innen aus städtischen Versorgungsunternehmen, Straßen-, Schienen- und Schifffahrtsverkehr sowie aus dem öffentlichen Personennah- und Fernverkehr und der Industrie hinsichtlich einer gemeinsamen Nutzung von Wasserstoff als Energieträger für alternative Antriebskonzepte. Erst dieser kommunale Zusammenschluss ermöglicht eine zukunftsfähige Teilnahme in der Wasserstoffwirtschaft. Das Ziel hierbei ist die gemeinsame Nutzung einer Wasserstoffinfrastruktur inklusive der Etablierung einer regionalen Wertschöpfung. Alle relevanten Bestandteile dieser Wasserstoffwertschöpfungskette in der

Region Mainz von der Erzeugung grünen Wasserstoffs, über die Distribution bis hin zum Verbrauch in der Mobilitäts- und Logistikbranche, der Industrie sowie der Energie- und Wärmebranche werden dabei in diesem Wasserstoffkonzept abgebildet.

Neben der technischen Umsetzbarkeit muss das Vorhaben auch ökonomisch sinnvoll sein. Durch die gemeinsame Nutzung der Infrastruktur soll die Nutzung effizienter und kostengünstiger werden. Das gemeinsame Handeln sichert zudem eine strategisch sinnvolle Vernetzung der Wertschöpfungskette und reduziert damit die Risiken eines Markteintrittes. Je mehr Wasserstoff-Umsetzer dem regionalen Versorgungssystem beitreten, desto stabiler und ausfallsicherer wird es. Durch die regionale Vernetzung der Wasserstoffherzeuger und -anwender werden die politischen Ziele technisch und wirtschaftlich vorangebracht.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen spielen für lokale und übergreifende Wasserstoffprojekte und eine weiterhin erfolgreiche Marktaktivierung von Wasserstoff mit lokaler Wertschöpfung in Mainz eine essenzielle Rolle. Recht und Gesetz stellen wesentliche Rahmenbedingungen des menschlichen Verhaltens in freiheitlichen Gesellschaften dar. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung, die Infrastruktur, die Distribution und die Speicherung von Wasserstoff haben einen erheblichen Einfluss auf die handelnden Wirtschaftsteilnehmer. Für den Gesetzgeber bedeutet dies unter anderem, dass es regulatorische Hemmnisse abzubauen und ein effektives Fördermittelsystem einzurichten bzw. auszubauen gilt.

### **1.3 Struktur des Dokumentes**

Kapitel 2 dieses Dokumentes stellt den Hauptteil dar. Um die Nummerierungskonvention der Ausschreibung bzw. der Arbeitspakete beizubehalten, sind diese jeweils in einem eigenen Unterkapitel von Kapitel 2 enthalten.

Kapitel 2.1 enthält die Ergebnisse aus der Potenzialanalyse (AP 2.1). Dieser Teil fokussiert sich zuerst auf die Analyse der Stakeholder, bevor dann, darauf aufbauend, die eigentliche Potenzialanalyse der Wasserstoffherzeugung und des Wasserstofftransportes, sowie des Wasserstoffbedarfes in der Industrie, im Mobilitätssektor und im Energie- und Wärmesektor folgen.

In Kapitel 2.2 wird die Vorgehensweise und die Ergebnisse der H<sub>2</sub>-Landkarte (AP 2.2) erläutert. Hierbei werden zum einen die Ergebnisse der Potenzialanalyse geographisch visualisiert, zum anderen (mögliche) Infrastruktur der Versorgung dargestellt.

Kapitel 2.3 umfasst die Zeitmatrix (AP 2.3). Hier werden zunächst zwei Zielbilder einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz eingeführt. Dann wird jeweils ein Transformationspfad entwickelt, welcher die Umsetzung von Projekten in Erzeugung und Verbrauch zeitlich einordnet. Anschließend werden die rechtlichen Rahmenbedingungen der Erzeugung von Wasserstoff beleuchtet.

Kapitel 2.4 beinhaltet das Distributionskonzept (AP 2.4). Zunächst werden die technischen, wirtschaftlichen sowie rechtlichen Rahmenbedingungen von Transport, Speicherung und Distribution von Wasserstoff dargestellt, zugeschnitten auf die Fragen und Bedürfnisse der Region Mainz. Anschließend wird vorgestellt, wie der erzeugte Wasserstoff von dem Ort der Erzeugung an die Verbraucher gelangt.

In Kapitel 2.5 werden die Leistungsgrenzen des Gesamtsystems auf Grundlage der Begrenzungsparameter erläutert. Außerdem werden die Kernaussagen aus sektorspezifischen Strategiedialogen zusammengefasst. Zudem werden die Themen Versorgungssicherheit und

Redundanzen (AP 2.5) im Rahmen einer Risikoanalyse beleuchtet. Ergänzend dazu wird der Einsatz von Wasserstoffspeichern zur Erhöhung der Versorgungssicherheit diskutiert.

In Kapitel 2.6 werden die Ergebnisse einer modellgestützten Sensitivitätsbetrachtung (AP2.7) präsentiert. Zudem wird die Ausarbeitung der in den Kapiteln 2.3.8, 2.3.9 und 2.4.2 erläuterten Rechtsgrundlage für den Hochlauf der regionalen Wasserstoffwirtschaft um abschließende Punkte ergänzt

In Kapitel 2.7 werden auf Basis der Ergebnisse der Potentialanalyse (Kapitel 2.1), den entwickelten H<sub>2</sub>-Zielbildern und Zeitmatrix (Kapitel 2.3) und dem Distributionskonzept (Kapitel 2.4) ein Ausbauplan (AP 2.6) für die Region Mainz entwickelt und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

#### **1.4 Bearbeiter des Dokumentes**

Das vorliegende Dokument ist das Ergebnis der gemeinsamen Arbeit von d-fine GmbH, Frontier Economics Limited und der Rechtsanwaltskanzlei CMS Hasche Sigle. Die eingehende Betrachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise Verordnungen, Richtlinien und Bestimmungen, sowie die Erstellung entsprechender Checklisten und Genehmigungsleitfäden hinsichtlich der H<sub>2</sub>-Erzeugung sowie Speicherung und Verteilung wurde von der Rechtsanwaltskanzlei CMS Hasche Sigle durchgeführt. Dies befindet sich in den Kapiteln 2.3.8, 2.3.9, 2.4.2 und 2.6.2. Alle weiteren Arbeitsergebnisse sind in gemeinsamer Arbeit von d-fine GmbH und Frontier Economics Limited entstanden.

## 2 Übergreifendes Wasserstoffkonzept MaHYnzExperts

### 2.1 Potenzialanalyse

Die Potenzialanalyse der Erzeugung und des Bedarfes von (grünem) Wasserstoff soll Rückschlüsse auf den zukünftigen Ausbau der Infrastruktur, Distribution, Speicherung und den Importbedarf von Wasserstoff ermöglichen. Weiterhin soll hiermit der Ausgangspunkt für die Etablierung eines Expertennetzwerkes (MaHYnzExperts) geschaffen werden. Hierfür werden umfassende Informationen der aktuellen und geplanten zukünftigen Wasserstoffaktivitäten und Projekte in allen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung inklusive Nebenprodukte, Importe, Speicherung, Aufbereitung, Transport, Handel, Verbrauch) und Sektoren (Mobilität und Logistik, Industrie, Gebäudewärme, Energieversorgung) benötigt.

Die räumliche Untersuchung fokussiert sich hierbei auf die Landeshauptstadt Mainz, sowie das umliegende Rheinhessen mit den Landkreisen Mainz-Bingen und Alzey-Worms und der Stadt Worms. Überregional werden darüber hinaus die Landkreise Bad-Kreuznach und Groß-Gerau, die Stadt Wiesbaden, der Standort Frankfurt-Höchst sowie der Ausbau der Schifffahrtsroute Rotterdam-Duisburg-Mainz auf dem Rhein (RH<sub>2</sub>INE) in die Betrachtungen einbezogen.

#### 2.1.1 Stakeholderanalyse

##### 2.1.1.1 Recherche

Der erste Schritt der Potenzialanalyse bestand aus einer Analyse der Stakeholder, um mittels Fragebögen und Interviews Informationen über deren aktuelle bzw. potenzielle Wasserstofferzeugung, sowie den Bedarf zu erhalten. Ein erstes Grundgerüst der Stakeholder bildeten hierbei die Kontaktdaten der Unterzeichner des Letters of Intent (LOI), welche die Landeshauptstadt Mainz bei der Bewerbung im Rahmen der HyLand Förderrunde im Frühjahr 2021 unterstützten. Weitere potenzielle Stakeholder wurden durch umfangreiche Recherchen erfasst. Hierbei wurden Mitgliederlisten von Verbänden ausgewertet, regional bekannte Unternehmen aufgenommen, an Wasserstoff interessierte Unternehmen durch Web-Recherchen gesucht, sowie weitere bekannte Kontakte der Projektteilnehmer verwendet.

Insgesamt konnten somit 93 Stakeholder identifiziert werden. Diese teilen sich auf die folgenden Branchen auf:

- |   |                |
|---|----------------|
| • Behörde / Verband / Agentur / Interessierte   | 17 Stakeholder |
| • Energiewirtschaft                             | 7 Stakeholder  |
| • Entsorgung                                    | 2 Stakeholder  |
| • Forschung                                     | 2 Stakeholder  |
| • Industrie (Chemie und Pharma)                 | 16 Stakeholder |
| • Industrie (Papier, Zement, Glas und sonstige) | 9 Stakeholder  |
| • Logistik                                      | 24 Stakeholder |
| • Mobility                                      | 15 Stakeholder |
| • Netzbetreiber                                 | 1 Stakeholder  |

Diese identifizierten Stakeholder wurden anschließend priorisiert, da aufgrund der begrenzten Zeit nicht alle interviewt werden konnten und somit ein Fokus auf die wichtigsten Stakeholder gelegt werden konnte. Die Priorisierung wurde in 3 verschiedenen Gruppen vollzogen.

Die erste Gruppe umfasst 27 Stakeholder, welche sowohl den Fragebogen zugeschickt bekamen als auch zum Interview eingeladen wurden. Hier wurden solche Stakeholder im Bereich der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffbedarfes in der Region Mainz eingruppiert, welche sich am aktivsten am Thema beteiligen möchten, beziehungsweise bei welchen großer Bedarf bestehen könnte. Dies sind zum größten Teil Unterzeichner des Letters of Intent, mit welcher sie die Landeshauptstadt Mainz bei der HyLand-Auslobungsrunde 2021 unterstützten. Bei der Priorisierung wurde außerdem darauf geachtet, dass Stakeholder aus allen oben genannten Branchen vertreten sind, um einen umfassenden Einblick zu erhalten.

Die zweite Priorisierungsgruppe umfasst 21 Stakeholder, welche nur den Fragebogen zugeschickt bekamen. Hier wurden diejenigen Stakeholder eingruppiert, die interessant für eine Analyse im Rahmen des Projekts sind, allerdings keine große aktive Rolle in Bezug auf das Wasserstoffpotenzial der Region spielen werden.

In die dritte Priorisierungsgruppe wurden schließlich die restlichen 45 Stakeholder eingruppiert, welche für die Durchführung der Stakeholder-Analyse als weniger relevant erachtet wurden.

### **Stakeholder mit Wasserstofferzeugungspotenzialen**

Im Bereich der Wasserstofferzeugung wurden insgesamt 14 Stakeholder identifiziert. Bei Stakeholdern, die sowohl in der Wasserstofferzeugung aktiv sind oder Aktivitäten planen als auch Wasserstoff verbrauchen, wurden die Erzeugungs- und Verbrauchsaktivitäten separat ausgewertet.

Die erste Priorisierungsgruppe im Bereich der Wasserstofferzeugung umfasst acht Unternehmen, welche aktuell oder potenziell Wasserstoff erzeugen, darunter befinden sich fünf Unternehmen, welche einen LOI unterzeichnet haben. In der Gruppe befinden sich kommunale Unternehmen der Energiewirtschaft, Versorgung und Mobilität (Mainzer Stadtwerke AG, Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Wirtschaftsbetrieb Mainz AÖR), Industriebetriebe (Industriepark Höchst, Prefere Paraform GmbH & Co. KG, Nobian) sowie das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz. Des Weiteren wurde der Netzbetreiber Open Grid Europe GmbH in der ersten Priorisierungsgruppe erfasst, wobei kein Stakeholder-Interview stattgefunden hat. Die Gespräche mit den anderen sieben Stakeholdern wurden bereits durchgeführt.

Die zweite Priorisierungsgruppe enthält drei Unternehmen aus dem Bereich Industrie und Energiewirtschaft, die potenziell für den Bereich der Wasserstofferzeugung in Mainz und den relevanten umliegenden Landkreisen relevant sein könnten. Diese Unternehmen erhielten eine Kontaktanfrage und den Fragebogen, trotz mehrfacher Nachfragen gab es jedoch von diesen Unternehmen keine Rückmeldungen. Schließlich wurden drei weitere Unternehmen der dritten Priorisierungsgruppe zugeordnet.

### **Mobilität und Logistik Stakeholder**

Im Bereich der Mobilität- und Logistikbranche wurden elf Stakeholder der ersten Priorisierungsgruppe identifiziert, sieben davon hatten bereits den LOI unterschrieben. Dies betrifft beispielsweise kommunale Firmen wie den Entsorgungsbetrieb der Landeshauptstadt Mainz oder die Mainzer Verkehrsgesellschaft, welche beide in ihrem Fuhrpark Potenzial des Einsatzes von Wasserstoff sehen. Mit der DB Regio Bus Mitte und ESWE Verkehr wurden weitere zusätzliche Akteure im ÖPNV kontaktiert. Weiterhin wurden diverse Logistiker kontaktiert, welche entweder Potenzial im Transport von Wasserstoff sehen (DB Cargo BTT) oder Wasserstoff in ihrer Flotte einsetzen könnten (Ernst Frankenbach GmbH, Fiege Logistik, GO! Express & Logistics Mainz). Zusätzlich wurde NRW.Energy4Climate als Vertreter eines Joint Ventures von wasserstoffbetriebenen Binnenschiffen auf dem Rhein (RH<sub>2</sub>INE) kontaktiert.

Insgesamt wurden fünf Interviews geführt, von den restlichen Unternehmen wurde keine Rückmeldung erhalten oder es bestand kein Interesse an einem Interview.

Weitere zwölf Unternehmen wurden als Stakeholder der zweiten Priorisierungsgruppe klassifiziert und erhielten daher ebenfalls eine Kontaktanfrage und bei Interesse den Fragebogen. Dies betrifft vor allem Carsharing-Anbieter, verschiedene Spediteure und Akteure des ÖPNV, welche potenziell Wasserstoff in ihrem Fuhrpark einsetzen könnten. Vier dieser Unternehmen haben Interesse an einer Teilnahme bekundet und haben schon Erfahrungen mit dem Einsatz von Wasserstoff in der Flotte gesammelt (Book-n-drive Mobilitätssysteme) oder sehen potenziell die Chance für den Einsatz von Wasserstoff in Flotten (Spedition Schmelzer, die Hydrogen-based Commercial Vehicles (HyCoVe) Abteilung des Commercial Vehicle Clusters (CVC) und Schmitz + Bramer GmbH). Mit zwei der Unternehmen wurden aufgrund der Rückmeldungen im Fragebogen Interviews geführt. Trotz mehrfacher Nachfragen gab es von den restlichen Unternehmen keine Rückmeldungen.

Durch den Mix aus kommunalen Unternehmen, Spediteuren und ÖPNV-Anbietern konnte eine große Bandbreite verschiedenster Anwendungen und Herausforderungen der Verwendung von Wasserstoff im Mobilitätsbereich abgedeckt werden. Die gesammelten Eindrücke und Daten ermöglichen nun die Potenzialanalyse des Bedarfes.

### **Industrie-Stakeholder**

Aus dem produzierenden Gewerbe haben in der HyExperts-Region Mainz bereits fünf Stakeholder den LOI unterzeichnet (Schott AG, HeidelbergCement AG, Prefere Paraform, Renolit SE, Werner & Mertz). Diese Unternehmen haben bereits das Potenzial von Wasserstoff erkannt, befinden sich jedoch in unterschiedlichen Stadien in der Umsetzung ihrer Wasserstoffprojekte, wie z. B. ersten Überlegungen zu Anwendungen in der Logistik (Werner & Mertz) und zur stofflichen Verwertung von Wasserstoff in den Produktionsprozessen (Prefere Paraform), sowie konkretisierte Verwendung von Wasserstoff als Energieträger (Renolit SE).

Aus dem Chemie- und Pharmabereich wurden acht weitere Unternehmen in der HyExperts-Region Mainz identifiziert, unter anderem auch Unternehmen im Industriepark Höchst. Diese Unternehmen wurden kontaktiert. Zwei dieser Unternehmen haben bekundet, dass kein Interesse an einer Teilnahme an der Studie bestehe bzw. keine aktuellen oder geplanten Anwendungen für Wasserstoff existieren. Drei der Unternehmen haben ihr Interesse an einer Teilnahme bekundet (Infraserv, der Standortbetreiber des Industrieparks Höchst, Nobian, ein Wasserstofferzeuger im Industriepark Höchst und Budenheim, ein Phosphathersteller).

Zusätzlich konnten aus der energieintensiven Industrie für die erste Priorisierungsgruppe fünf weitere Stakeholder identifiziert werden (WEPA Hygieneprodukte GmbH, Essity Operations Mainz-Kostheim GmbH, Boehringer Ingelheim, Dyckerhoff GmbH, JUWÖ Poroton-Werke Ernst Jungk & Sohn GmbH), die aufgrund ihrer Größe einen für das Projekt relevanten Wasserstoffbedarf aufweisen könnten.

Mit diesen 13 Unternehmen wurden Interviews geführt, in denen neben den individuellen Wasserstoffbedarfen auch die benötigten Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf diskutiert und aufgenommen wurden.

Alle Interviewpartner haben sich dem Thema Wasserstoff gegenüber sehr offen gezeigt, aber auch auf Herausforderungen und Hemmnisse sowohl für das eigene Unternehmen, als auch allgemeiner Art hingewiesen. Zum Teil konnten die Stakeholder bereits fortgeschrittene Konzepte für den produktiven Einsatz von Wasserstoff, die zeitnah umgesetzt werden sollen, vorzeigen, teils wurden Pilotprojekte



angestoßen, während andere sich in der Konzeption der Transformation hin zur Klimaneutralität befinden und Wasserstoff als Option bewerten. Insgesamt konnten über die verschiedenen Industriezweige hinweg neben strategischen Überlegungen auch konkrete Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff als Ersatz fossiler Brennstoffe erfasst werden, die eine hinreichende Grundlage für die Potenzialanalyse bieten.

### **2.1.1.2 Fragebogen**

Der bereits erwähnte Fragebogen hat das Ziel, relevante Parameter für die Analyse des Wasserstoffpotenzials der Stakeholder abzufragen. Den Stakeholdern wurde er als WORD-Dokument zugesendet.<sup>1</sup>

Der Fragebogen adressiert die folgenden 5 Abschnitte, wobei die einzelnen Stakeholder nur ausgewählte, für sie relevante Abschnitte ausfüllen sollten.

- Kapitel 1 umfasst allgemeine Angaben zum Unternehmen, bzw. der Institution
- Kapitel 2 umfasst allgemeine Angaben zu Wasserstoffprojekten und Marktaktivitäten der Unternehmen/der HyExperts-Region Mainz
- Kapitel 3 umfasst Fragen zur H<sub>2</sub>-Erzeugung, H<sub>2</sub>-Speicherung und H<sub>2</sub>-Transport an verschiedenen Standorten
- Kapitel 4 umfasst Fragen zum Fahrzeugeinsatz in der Logistik- und Mobilitätsbranche
- Kapitel 5 umfasst Fragen zum H<sub>2</sub>-Bedarf in der Industrie

Alle Abschnitte enthalten sowohl Fragen zum Status Quo der Unternehmen als auch zu geplanten Investitionen und Umrüstungen von Flotten, Prozessen und Anlagen oder der Energieerzeugung. Auf Basis dieser Information kann schließlich der Hochlauf der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffbedarfes simuliert werden. Weiterhin wird in jedem Abschnitt explizit nach Limitierungen und Problemen bei der Umrüstung auf Wasserstoff gefragt, um einen Überblick über potenzielle Hemmnisse zu bekommen.

Insgesamt haben 18 Stakeholder den zugesandten Fragebogen ausgefüllt.

Ergänzend zu den Fragebögen konnten in den Interviews mit den Stakeholdern weitere Informationen gesammelt werden. Daneben konnte auch detaillierter über Chancen und Limitierungen bei der Umrüstung zu Wasserstoff diskutiert werden, was als grundlegende Information in die Hochlaufszzenarien der einzelnen Branchen eingehen konnte. Eine Übersicht über die wichtigsten Erkenntnisse aus den Interviews mit den Stakeholdern erfolgt in Abschnitt 2.1.1.4.

### **2.1.1.3 Durchführung der Interviews**

Durch die Priorisierung der Liste der Stakeholder sowie der Auswertung der Fragebögen wurden konkrete Gesprächspartner/-innen identifiziert und zum Interview eingeladen. In einem typischen Aufbau des Interviews wurde zunächst das Projekt und die aktuelle Arbeit vorgestellt und anschließend der Fragebogen sowie potenzielle Klärungsfragen dazu besprochen. Danach wurde Zeit für eine gemeinsame Diskussion eingeräumt, in der Anregungen sowie die nicht durch die Fragen im Fragebogen abgedeckten Sachverhalte aufgenommen wurden. Schlussendlich wurden die Interviewpartner/-innen nach Ihren Wünschen an das Projekt gefragt und abschließend noch das weitere Vorgehen des Projekts, wie insbesondere die Netzwerkbildung mit den geplanten Treffen, skizziert.

---

<sup>1</sup> Das Dokument ist im vertraulichen Anhang hinterlegt.

Insgesamt wurden für das vorliegende Projekt 26 Interviews in den Bereichen der Wasserstoffherzeugung und des -bedarfes geführt. Nicht alle dieser Interviewpartner/-innen haben den Fragebogen ausgefüllt, manche haben die abgefragten Informationen im Interview mitgeteilt. Daher ist die Anzahl der durchgeführten Interviews deutlich größer als die Anzahl der Rückläufe der Fragebögen.

Daraufhin wurden im folgenden Schritt die Inhalte der Antworten aus dem Fragebogen und den Interviews ausgewertet. Hierzu wurden die Informationen getrennt nach den Bedarfen der Mobilitäts- und Logistikbranche, der Industrie mit der Chemie und den Potenzialen der Erzeuger ausgewertet. Mittels dieser Informationen konnte im weiteren Verlauf der standort- und branchengenaue Wasserstoffbedarf, bzw. das Wasserstoffangebot ermittelt werden und der Hochlauf von Wasserstoff als alternativem Energieträger über die Stützjahre simuliert werden.

#### **2.1.1.4 Kernerkenntnisse aus den Interviews und Fragebögen bzgl. der einzelnen Sektoren**

Bevor im Rahmen der sich anschließenden Potenzialanalyse die quantitative Auswertung für die Erzeugungs- und Bedarfsszenarien erfolgt, werden an dieser Stelle die Hauptekenntnisse aus den Fragebögen und Interviews qualitativ zusammengefasst.

#### **Stakeholder für die Wasserstoffherzeugung**

Auf Erzeugerseite ergaben sich folgende Erkenntnisse:

- Die im Rahmen der Stakeholderanalyse kontaktierten Unternehmen auf der Erzeugungsseite sind entweder bereits heute in der (grünen) Wasserstoffherzeugung aktiv oder verfolgen konkrete Pläne zum Auf- und Ausbau eigener Elektrolyseurkapazitäten an den jeweiligen Betriebsstandorten.
- Aus Sicht der (potenziellen) erzeugenden Unternehmen wird die langfristige Planungssicherheit auf der Erzeugungsseite durch zwei wesentliche Faktoren bestimmt: Zum einen sollte aus den relevanten Bedarfsbereichen ein Anschub der Wasserstoffnachfrage erfolgen, ggf. unterstützt durch gezielte politische Anreize. Zum anderen braucht es gezielte Förderungen auf der Erzeugungsseite (Investitionsausgaben (CapEx) und Betriebsausgaben (OpEx)), um die Erzeugung von grünem Wasserstoff wirtschaftlich abbilden zu können.
- Die (potenziellen) erzeugenden Unternehmen sehen insbesondere Unternehmen aus dem Mobilitätssektor sowie in etwas geringerem Umfang aus der Industrie als relevante Nachfrager von Wasserstoff.
- Für die (potenziellen) wasserstoffherzeugenden Unternehmen ist zudem die veränderte Regulatorik (RED II, Delegated Acts) hinsichtlich der Strombezugskriterien relevant. Um den erzeugten Wasserstoff als „erneuerbar“ klassifizieren zu können (und diesen damit im THG-Quotenhandel nutzen zu können), muss der dafür genutzte Strom strenge Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, was beispielsweise die direkte Nutzung von Strom aus der eigenen Müllverbrennungsanlage ausschließt. Allerdings besteht derzeit noch Unsicherheit bezüglich der exakten Ausgestaltung der Strombezugskriterien in der zukünftigen europäischen wie nationalen Regulierung. Dies führt zu Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseanlagen in der Region Mainz.
- Die Erschließung zusätzlicher Wasserstoff-Erzeugungspotenziale auf Basis von lokaler Erneuerbarer Stromproduktion (Wind, PV) ist aus Sicht der Stakeholder aufgrund fehlender Flächen insbesondere im Stadtgebiet Mainz sehr beschränkt. Zusätzliche Potenziale sind eher in den angrenzenden Landkreisen vorhanden und sollten im Rahmen des Projekts mit analysiert werden.

- Mittel- bis langfristig sehen die Stakeholder auf der Erzeugungsseite zudem die Möglichkeit, durch eine Anbindung der Region an überregionale Wasserstoffnetze den Zugang zu weiteren Erzeugungspotenzialen zu erschließen.

### **Mobilität und Logistik Stakeholder**

Aus Mobilität und Logistik ergaben sich folgende Erkenntnisse:

- Ergebnis aus allen Gesprächen ist, dass Wasserstoffmobilität in direkter Konkurrenz zu Batterieelektromobilität steht und die meisten Interviewpartner/-innen die Elektromobilität aktuell auf einem fortschrittlicheren Stand sehen.
- Ein Interviewpartner aus dem privaten Sektor weist darauf hin, dass die Anschaffung eines Wasserstofffahrzeuges mit einer sehr hohen Initialinvestition verbunden ist, weshalb die Anschaffung eines städtischen Testwasserstofffahrzeugs, das an verschiedene Unternehmen verliehen werden kann, sinnvoll sein könnte, damit diese die Einbindung in den operativen Einsatz untersuchen können. Auch eine starke generelle Förderung der Wasserstofffahrzeuge ist für viele Interviewpartner/-innen erforderlich.
- Das so genannte Henne-Ei-Problem wird oft erwähnt, es fehlt an Infrastruktur zur Betankung, wodurch sich die Anschaffung eines Fahrzeugs nicht lohnt. Da es allerdings kaum Fahrzeuge gibt, lohnen sich auch Tankstellen nicht. Außerdem sind die Fahrzeuge sehr teuer, da sie nicht in entsprechenden Stückzahlen produziert werden, wodurch wiederum die Nachfrage gering bleibt.
- Ein Interviewpartner weist darauf hin, dass insbesondere auch Wasserstoffderivate (z.B. Ammoniak, Methanol) als Energieträger in Betracht gezogen werden sollten, da sich diese leichter transportieren lassen.
- Ein Interviewpartner weist darauf hin, dass nicht nur Brennstoffzellenfahrzeuge (Umwandlung von Wasserstoff in Strom für Einsatz im Elektromotor) sondern auch Wasserstoffverbrennungsmotoren betrachtet werden sollten, da diese trotz geringeren Wirkungsgrades wegen des geringen Anschaffungspreises wirtschaftlicher sein könnten. Wichtig sei hierbei die Unterscheidung der verschiedenen Antriebstechnologien (Brennstoffzelle, Wasserstoffverbrennung, Batterieelektrisch) nach Anwendungsfällen (Kurz- oder Langstrecke, Schwerlast, Nebenaggregate).
- Stakeholder in der öffentlichen Hand haben bereits Erfahrungen mit dem Einsatz von Wasserstofffahrzeugen, hauptsächlich im Bereich der Spezialfahrzeuge.
- Die meisten Interviewpartner/-innen sehen eine große Schwäche der Wasserstoffmobilität aktuell in der Versorgungssicherheit; es sei ein starker Ausbau der Tankstelleninfrastruktur (redundant und regional) erforderlich.

### **Chemische Industrie Stakeholder**

Aus der chemischen Industrie ergaben sich folgende Erkenntnisse:

- Alle Unternehmen haben ihr Interesse an den Ergebnissen der Studie geäußert, sind jedoch vorsichtig mit konkreten Angaben zu Zukunftsplänen bzw. befinden sich noch in abwartender Position.
- Der zukünftige Einsatz bzw. die Umstellung auf alternative Energieträger und Antriebe richtet sich nach (wissenschaftlichen) Studien, technischen Innovationen und den Ergebnissen der aktuellen Studie z.B. beim Einsatz von Wasserstofffahrzeugen.
- Bei der Umstellung zu Wasserstoff müssten in vielen Betrieben Bauteile, z.B. Motoren oder Abgasanlagen ausgetauscht werden.

- Die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff erschweren die Umstellung einiger Produktionsprozesse, z.B. bei direktem Einsatz der Flamme.
- Die Unternehmen sind generell neuen Technologien gegenüber aufgeschlossen, z.B. Recycling von wasserstoffhaltigen Abgasen oder Einsatz von Wasserstoffturbinen, es gibt jedoch Unklarheiten über Finanzierungen und Fördermöglichkeiten.
- Es besteht ein generelles Interesse an der Vernetzung mit anderen Unternehmen zur Planung der Wasserstoffinfrastruktur, z.B. dem Verlauf von Pipelines.

## Industrie Stakeholder

Aus der weiteren Industrie ergaben sich folgende Erkenntnisse:

- Die Unternehmen zeigen sich dem Thema Wasserstoff gegenüber grundlegend aufgeschlossen und haben Interesse an den Ergebnissen der Studie. Es wird insbesondere gewünscht, dass durch die Koordination von Angebots- und Nachfrageseite die Planbarkeit für den Wasserstoffhochlauf zunimmt und das unternehmerische Risiko bei der Transformation der Prozesse dadurch gesenkt werden kann.
- In den Dekarbonisierungsstrategien der befragten Unternehmen wird Wasserstoff als wichtiger Baustein angesehen. Für die meisten Unternehmen ist die Elektrifizierung aktuell aufgrund absehbarer Kosten und bereits vorhandener Infrastruktur der einfachere und damit zunächst bevorzugte Schritt. Wasserstoff wird insbesondere dann als Lösung gesehen, wenn die Elektrifizierung aus technischen Gründen (wirtschaftlich) nicht durchführbar ist.
- Einige Unternehmen untersuchen aktuell in Pilotprojekten, ob beim Einsatz von Wasserstoff eine gleichbleibende Produktqualität gewährleistet werden kann. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn das Produkt in direkten Kontakt mit dem Brenngas oder den Abgasen kommt. In ersten Tests konnten positive Ergebnisse erzielt werden, dies soll nun verifiziert werden.
- Eine Pipelineanbindung für den Wasserstoffbezug ist gegenüber der Lieferung durch straßen- und schienengebundenen sowie dem Transport per Schiff bevorzugt. Eine kontinuierliche Verfügbarkeit ist grundlegend gewünscht. Größere lokale Wasserstoffspeicher werden aufgrund von regulatorischen Hürden (bspw. Störfallverordnung) kritisch gesehen. Wasserstoffderivate wie Ammoniak kommen bei Unternehmen infrage, die aufgrund der Entfernung zu anderen potenziellen Großverbrauchern nicht mit einem zeitnahen Pipelineanschluss rechnen.
- Einige Unternehmen befinden sich aktuell in der Konzeption bzw. Entwicklung von unternehmensweiten oder standortspezifischen Wasserstoffkonzepten. Andere Stakeholder haben bereits fortschrittliche Konzepte für den zum Teil sehr ausgeprägten Einsatz von Wasserstoff präsentiert, die zeitnah umgesetzt werden sollen. Dabei wurden die Erzeugung und lokale Distribution direkt mitgedacht.

Die Erkenntnisse finden insbesondere auch Eingang in die sich anschließende qualitative Analyse und die Entwicklung von Hochlaufszenerarien.

### 2.1.2 Entwicklung und Konzeption möglicher Hochlaufszenerarien

Für eine Analyse des Wasserstoffpotenzials und darauf aufbauender Untersuchungen bedarf es der Abschätzung der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffbedarfes in den nächsten Jahrzehnten. Hierfür wurde vorab der Zeitraum bis 2050 ausgewählt, mit den verwendeten Stützjahren 2025, 2030, 2035 und 2050. Zusätzlich werden in diesem Bericht an einigen Stellen die weiteren Stützjahre 2040 und 2045 genutzt, um einen höheren Detailgrad darstellen zu können. Sowohl die Erzeugungsmengen als

auch der Bedarf werden dabei pro Stützjahr in Gigawattstunden Wasserstoff pro Jahr (GWh(H<sub>2</sub>)/a) ermittelt.<sup>2</sup>

Die Berechnungen der Potenzialanalyse basieren auf unterschiedlichen Datenquellen. So kommen unter anderem Erkenntnisse aus den Stakeholder-Interviews und Fragebögen zum Einsatz, öffentlich verfügbare statistische Daten, beispielsweise von statistischen Ämtern, werden genutzt und Annahmen aus der wissenschaftlichen Literatur verwendet.

Da eine Abschätzung der Potenziale über einen solch langen Zeitraum von Unsicherheit geprägt sein kann, wurden zwei verschiedene Szenarien des erwarteten Hochlaufs („Basis“ und „Ambitioniert“) betrachtet. Für beide Szenarien wurden unterschiedliche Hochlaufquoten definiert. Die Betrachtung verschiedener Szenarien ist essenziell für die Konzeption der benötigten Infrastruktur. Diese sollte so ausgestaltet werden, dass bereits anfängliche, geringe Angebote und Bedarfe möglichst vollständig und redundant gedeckt werden können und weitere Kapazitäten zum Transport und eventuellen Import für einen schnelleren Hochlauf vorhanden sind.

- **Basis-Szenario:** Das Basis-Szenario stellt einen Hochlauf dar, bei dem es in naher Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit bei den Wasserstoffprojekten bleibt, die aktuell bereits geplant sind oder sogar Investitionsentscheidungen getroffen wurden. Es basiert daher stark auf den Erkenntnissen der Stakeholder-Analyse. Langfristig wird eine Welt modelliert, welche größtenteils von direkter Elektrifizierung geprägt ist. Hier muss analysiert werden, welche Zuwächse es an Bedarf und Erzeugung in einer solchen Welt noch geben kann.
- **Ambitioniertes Szenario:** In der Modellierung des Ambitionierten Szenarios werden kurzfristig die Verwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff über die Stakeholder-Projekte hinaus weitgehend ausgeschöpft. Langfristig werden günstige Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf angenommen, beispielsweise sinken Kosten und Preise im Verhältnis zu anderen Energieformen stark und eine umfassende Infrastruktur entsteht. Die günstigen Treiber für die Wasserstoffwirtschaft im Ambitionierten Szenario hängen hauptsächlich von der Entwicklung des europäischen und globalen Wasserstoffmarktes ab, die nicht von den Akteuren in der Region Mainz beeinflusst werden können. Auch für die Langfristsicht wird auf die Ergebnisse relevanter Studien zurückgegriffen. Dieses Szenario weicht insofern vom theoretischen Potenzial ab, als dass etwaige Nutzungskonkurrenzen in den Blick genommen werden.

### 2.1.3 Wasserstofferzeugung

Dieser Abschnitt beschreibt die Potenziale für einen möglichen Hochlauf der Wasserstofferzeugung in der Region Mainz. Dazu wird zunächst ein Überblick über die relevanten Wasserstofferzeugungstechnologien und die relevanten Wasserstoffinfrastrukturen (siehe Abschnitt 2.1.3.1) gegeben. Danach werden die Annahmen zusammengefasst, die bei der Abschätzung der Hochläufe zugrunde gelegt wurden (siehe Abschnitt 2.1.3.2). Die zentralen Annahmen umfassen:

- die Datenquellen für die Modellierung des Wasserstofferzeugungshochlaufs,
- die zeitliche und räumliche Definition der Hochlaufszzenarien, sowie
- die Annahmen für die Modellierung des Wasserstofferzeugungshochlaufs.

---

<sup>2</sup> Hinweis: Der Hochlauf zwischen den Stützjahren wurde nicht explizit betrachtet. Daher wurde zur Vereinfachung aus Darstellungszwecken in den Abbildungen eine lineare Interpolation des Hochlaufs der Wasserstofferzeugung / des Wasserstoffbedarfs zwischen den Stützjahren gewählt.

Im Ergebnis zeigt sich, dass das **Potenzial zur Wasserstoffherzeugung in der Region Mainz im Basis-Szenario von etwa 234 GWh(H<sub>2</sub>) im Jahr 2025 auf 1.045 GWh(H<sub>2</sub>) im Jahr 2050** ansteigt, wenn alle bestehenden und konkreten Projekte der Stakeholder zur Erzeugung von Wasserstoff umgesetzt werden und darüber hinaus ein Teil der regionalen EE-Potenziale für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden. Im **Ambitionierten Szenario entwickelt sich die Wasserstoffherzeugung langfristig dynamischer**, insbesondere getrieben durch eine stärkere Ausnutzung der regionalen EE-Potenziale, und steigt auf bis zu **2.063 GWh(H<sub>2</sub>) im Jahr 2050**. Abschnitt 2.1.3.3 stellt die Ergebnisse der Wasserstoffherzeugungshochläufe für die verschiedenen Szenarien detailliert dar.

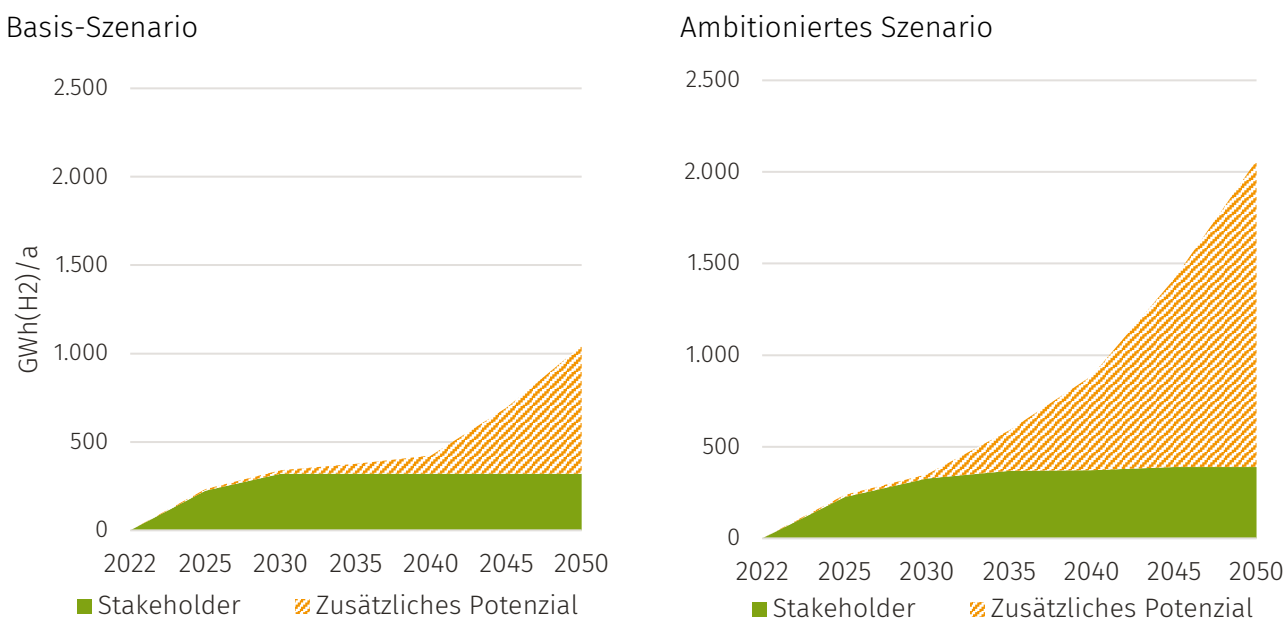


Abbildung 2-1 Gesamtes Wasserstoffherzeugungspotenzial in der Region Mainz im Basis-Szenario sowie im Ambitionierten Szenario auf Basis der geplanten Stakeholder-Projekte und zusätzlichen regionalen Erzeugungspotenzialen.

### 2.1.3.1 Berücksichtigte Erzeugungstechnologien und Infrastruktur

Dieser Abschnitt beschreibt die Annahmen hinsichtlich der berücksichtigten Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff, den verwendeten Primärenergieträgern sowie der Wasserstoffinfrastruktur.

#### Erzeugungstechnologien und Primärenergieträger

Es stehen eine Reihe von unterschiedlichen Technologien zur Wasserstoffherzeugung zur Verfügung. Diese unterscheiden sich sowohl in Bezug auf die Herstellungsverfahren als auch in Bezug auf die verwendeten Energieträger. Abbildung 2-2 zeigt eine Übersicht unterschiedlicher Herstellungsverfahren und der jeweils eingesetzten Primärenergieträger. Die gängigsten Erzeugungsverfahren sind:

- **Dampfreformierung:** Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt im großindustriellen Maßstab heute überwiegend mittels Dampfreformierung.<sup>3</sup> In dem chemischen Verfahren reagiert ein kohlenstoffhaltiger Brennstoff mit Wasserdampf, wobei Wasserstoff entsteht. In der Regel wird in dem Verfahren Erdgas als Brennstoff eingesetzt.<sup>4</sup> Der so erzeugte Wasserstoff wird als grauer Wasserstoff bezeichnet, da in der Produktion Kohlendioxid entsteht. Durch Abscheidung und Speicherung oder Verwendung des Kohlendioxids (Carbon Capture and

<sup>3</sup> Neben der Dampfreformierung stehen noch andere konventionelle Verfahren wie die Partielle Oxidation und die Autotherme Reformierung und die Gasifizierung fossiler Brennstoffe zur Verfügung.

<sup>4</sup> Weitere Brennstoffe, die in der Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden können, sind z.B. flüssige Kohlenwasserstoffe wie Flüssiggas (LPG) oder Naphtha.

Storage (CCS) bzw. Carbon Capture and Utilisation (CCU)) kann die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Erzeugungsprozesses zu einem großen Teil neutralisiert werden. Der so erzeugte CO<sub>2</sub>-arme Wasserstoff wird häufig als blauer Wasserstoff bezeichnet.

- **Wasserelektrolyse:** Bei der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyseverfahren wird Wasser unter Einsatz von elektrischem Strom in die Moleküle Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Die CO<sub>2</sub>-Bilanz des so erzeugten Wasserstoffs hängt ab von der Herkunft des eingesetzten Stroms. Stammt der Strom aus Erneuerbaren Energien gemäß der Bezugskriterien aus der Europäischen Erneuerbaren Energien Richtlinie RED II, spricht man von erneuerbarem, grünem Wasserstoff. Die Wasserelektrolyse stellt mit einer Leistung von in Summe 57 MW aktuell weniger als 1 % der gesamten Wasserstofferzeugungskapazitäten in Deutschland dar.<sup>5</sup> Im Jahr 2030 könnten die Wasserelektrolysekapazitäten in Deutschland auf über 7.000 MW steigen, wenn alle derzeit im Bau und in der Konzeption befindlichen Projekte umgesetzt werden.<sup>6</sup>
- **Pyrolyse:** Ein weiteres Verfahren zur Erzeugung von CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen, das allerdings noch nicht im industriellen Maßstab erprobt ist, ist die Methanpyrolyse. Dabei wird Erdgas in einem Reaktor unter sehr hohen Temperaturen in Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten. Wenn der bei der Pyrolyse entstehende feste Kohlenstoff deponiert oder weiterverwendet wird, gilt der so erzeugte Wasserstoff als CO<sub>2</sub>-neutral und wird als türkiser Wasserstoff bezeichnet.<sup>7</sup>
- Darüber hinaus entsteht Wasserstoff als **Nebenprodukt in Industrieprozessen** vor allem in der chemischen Industrie, z. B. im Rahmen der Chloralkali-Elektrolyse und bei der Herstellung von Ethylen und Styrol.

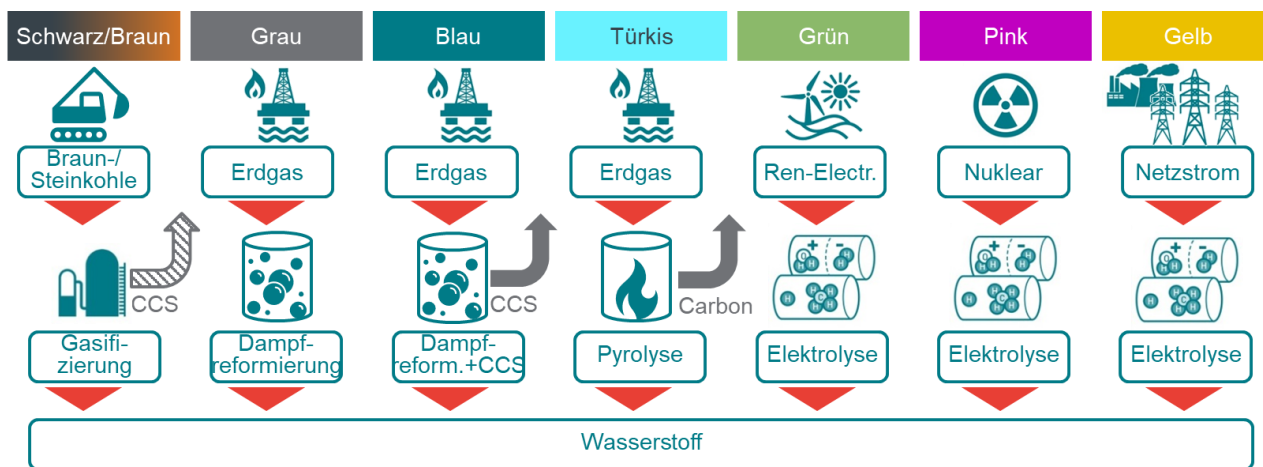


Abbildung 2-2 Übersicht der Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff. Quelle: Eigene Darstellung.

Im Rahmen der Erhebung der Erzeugungspotenziale der beteiligten Stakeholder wurde **keine Eingrenzung auf grüne Wasserstofferzeugung** vorgenommen. Stattdessen wurden alle bei den Stakeholdern betriebenen und geplanten Wasserstofferzeugungstechnologien und Primärenergieträger berücksichtigt. Bei der Abschätzung der Erzeugungshochläufe wurde jedoch implizit davon ausgegangen, dass in den Fällen, in denen aktuell keine grüne Wasserstoffproduktion vorliegt, zukünftig eine Umstellung auf grünen Wasserstoff erfolgen wird.

<sup>5</sup> (Hydrogen Europe, 2022, S. 14, 22)

<sup>6</sup> (Hydrogen Europe, 2022, S. 63)

<sup>7</sup> Kommen biogene Quellen wie Biogas, Deponie- oder Grubengase zum Einsatz, lassen sich durch die Deponierung des Kohlenstoffs sogar negative CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielen.

Die für die Wasserelektrolyse zur Verfügung stehenden Technologien wurden für die Hochlaufschätzung ebenfalls nicht weiter eingegrenzt. Aus den Stakeholder-Interviews ging jedoch hervor, dass die beteiligten Unternehmen vor allem an der Wasserstoffherzeugung durch PEM-Elektrolyse (Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse) interessiert sind. Einige Stakeholder erwähnten zudem, dass sie auch den Einsatz der AEL-Elektrolyse (Alkalische Elektrolyse) in Betracht ziehen würden.

Eine wichtige Rolle bei der Elektrolyse spielt der Ursprung des in der Herstellung verwendeten Stroms. Eine große Mehrheit der Stakeholder gab dabei an, dass der zukünftige Fokus auf der Erzeugung von Wasserstoff unter Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom liegt. In einigen Fällen ist es jedoch nicht klar, ob der aktuelle oder der geplante Strombezug für die Elektrolyse in Zukunft als grün klassifiziert werden kann. Diese Unsicherheiten werden in den nachfolgenden Abschnitten hervorgehoben, die betreffenden Erzeugungsmengen wurden aber im Sinne einer gesamtheitlichen Betrachtung in die Hochlaufschätzung miteingeschlossen.

Als Teil des Osterpakets der Bundesregierung<sup>8</sup> wurde u.a. eine Umlagenbefreiung für die Netzentnahme von Strom vorgesehen, der für die Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt wird (§25 Energie-Umlagen-Gesetz).<sup>9</sup> Außerdem wird der Bundesregierung die Ermächtigung erteilt, die Anforderungen an grünen Wasserstoff per Rechtsverordnung zu definieren (§26 Energie-Umlagen-Gesetz). Eine solche Rechtsverordnung ist jedoch ausstehend. Daher ist bisher insbesondere auf EU-Ebene nicht klar geregelt, unter welchen Kriterien der zukünftige Strom aus Erneuerbaren Energien und der damit produzierte Wasserstoff als grün klassifiziert werden wird. Diese regulatorische Unsicherheit wurde von vielen Stakeholdern als ein erhebliches Risiko für die erfolgreiche Umsetzung und Finanzierbarkeit der Wasserstoffprojekte identifiziert.

## Transport- und Speicherinfrastruktur

Neben der Bereitstellung eines dekarbonisierten Energieträgers liegt eine wichtige zukünftige Rolle von Wasserstoff in seiner Speicher- und Transportfähigkeit:

- **Wasserstoff als Speichermedium:** Wasserstoff kann dank der Möglichkeit zur physischen Lagerung die Lücke zwischen intermittierender erneuerbarer Stromerzeugung und einem sicheren, relativ konstanten Wasserstoffverbrauch schließen. Wasserstoff ermöglicht auch die längerfristige Speicherung von Erneuerbaren Energien, um die saisonale Lücke zwischen Energieerzeugung und Bedarf in den Sommer- und Wintermonaten zu schließen.
- **Wasserstoff als Transportmedium:** Mithilfe von Wasserstoff kann erneuerbarer Strom auch über größere Entfernungen transportiert werden. Verschiedene Transportmöglichkeiten stehen zur Verfügung, z. B. der leitungsgebundene Transport und der Transport per Tanklast auf Straße, Schiene oder per Schiff.

Im Rahmen der Potenzialanalyse wurden die vorhandenen und geplanten Anbindungen der Erzeugungskapazitäten der einzelnen Stakeholder an eine Wasserstoff-Transportinfrastruktur (z. B. geplante Gasnetzanbindung, Direktverbrauch am Standort, Trailerverladung) und die direkt an den Produktionsstandorten geplante Speicherinfrastruktur erfasst. Bei der Speicherung planen die Stakeholder häufig eine Kombination aus kleineren Batterie- und Wasserstoffspeichern, die dazu dienen, die fluktuierende Erzeugung von Strom und Wasserstoff innerhalb kurzer Zeiträume zu glätten. Grundsätzlich stehen zur Wasserstoffspeicherung die folgenden Optionen zur Verfügung:

---

<sup>8</sup> (BMWK, 2022c)

<sup>9</sup> (BMWK, 2022b)



- Speicherung von gasförmigem komprimiertem Wasserstoff
- Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff
- Speicherung in Form von chemischen Energieträgern, z.B. als LOHC (Liquified organic hydrogen carrier) oder in Form von Wasserstoff-Derivaten, z.B. Ammoniak oder Methanol

Eine aktuelle technische Studie der Europäischen Kommission<sup>10</sup> kommt zu dem Schluss, dass die Wasserstoffspeicherung in Form von chemischen Energieträgern aufgrund des hohen Energieverbrauchs in den Transformationsprozessen nur in den Fällen eine attraktive Option darstellt, in denen die Standorte der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffbedarfs sehr weit auseinanderliegen, in denen also sehr weite Transportwege zurückzulegen sind. Eine ähnliche Schlussfolgerung gilt für die Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff, bei dem ebenfalls erhebliche Transformationsverluste entstehen, die durch die relativen Kostenvorteile beim Transport nur bei größeren Transportdistanzen aufgewogen werden können. Die Speicherung von Wasserstoff in verflüssigter Form kann allerdings dann eine attraktive Option sein, wenn die Speicherung größerer Wasserstoffvolumen erforderlich ist und die lokalen Gegebenheiten keine entsprechenden Speichermöglichkeiten in geologischen Formationen wie Salzkavernen, ausgespeicherten Gasfeldern, anbieten, wie dies beispielsweise in der Region Mainz der Fall ist.

Grundsätzlich fluktuiert die lokale Wasserstofferzeugung aufgrund der wetterabhängigen Erzeugungsprofile von Wind- und PV-Anlagen. Um diese Schwankungen in der lokalen Wasserstofferzeugung in der Region auszugleichen, werden großvolumige Speicher voraussichtlich nur notwendig sein, wenn die lokale Wasserstofferzeugung zu bestimmten Jahreszeiten stündlich deutlich über dem Wasserstoffbedarf liegt. Solange der lokale Bedarf voraussichtlich konstant über der lokalen Erzeugung liegt, sind keine großvolumigen Speichermöglichkeiten notwendig.

Um Wasserstoff innerhalb von kürzeren Zeiträumen, z.B. für wenige Stunden oder Tage, zwischenspeichern, erscheint daher eine Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in speziellen Behältern aus Stahl oder Verbundwerkstoffen als am besten geeignete Option.<sup>11</sup> Die Kapitalkosten für stationäre Gasspeicherbehälter variieren stark in Abhängigkeit von der Druckstufe und der Größe des Tanks und liegen laut Kommissionsbericht zwischen 855 €/kg gespeichertem H<sub>2</sub> und 2023 €/kg gespeichertem H<sub>2</sub>.<sup>12</sup> Im Vergleich dazu sind die Kapitalkosten zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen mit 32 €/kg gespeichertem H<sub>2</sub> bis 35 €/kg gespeichertem H<sub>2</sub> erheblich geringer. Salzkavernen haben zudem eine hohe Lebensdauer von mindestens 40 Jahren, die Lebensdauer von stationären Wasserstofftanks wird mit 30 Jahren angenommen. Die Kapitalkosten für die Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff liegen zwischen 150 €/kg gespeichertem H<sub>2</sub> und 300 €/kg gespeichertem H<sub>2</sub>, allerdings kommen in diesem Fall noch die Kapitalkosten für die Anlagen zur Verflüssigung des Wasserstoffs hinzu. Die Analyse von geeigneten Speicherlösungen sowie der damit verbundenen Kosten für Wasserstoff (Kapital- und Betriebskosten) hängt von der verfügbaren Transportinfrastruktur sowie den lokalen Speicherbedarfen ab. Relevante Anwendungsfälle werden daher im Rahmen des Distributionskonzeptes (AP 2.4) konkretisiert.

Durch die perspektivische **Anbindung der Region Mainz an ein zukünftiges überregionales Wasserstoffnetzwerk** ergibt sich zudem die Möglichkeit, neben der lokalen Erzeugung von Wasserstoff innerhalb der Region Wasserstoff aus anderen Regionen zu importieren. Über ein solches Leitungsnetz

---

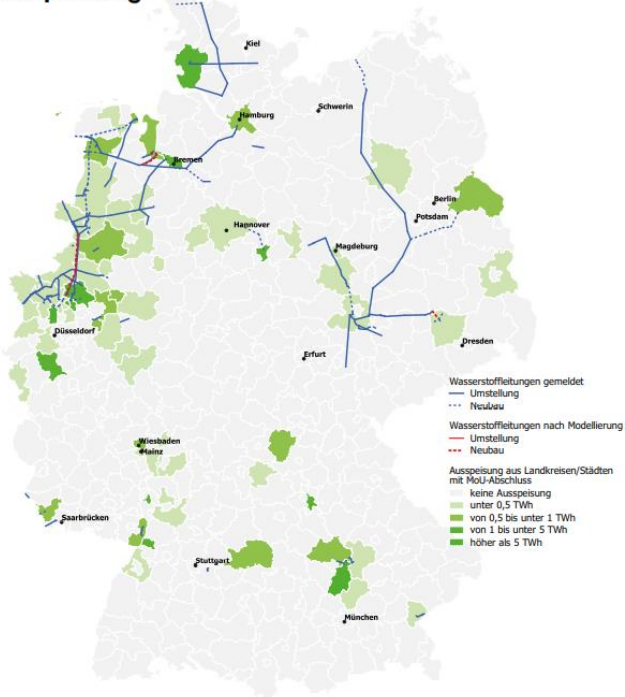
<sup>10</sup> (JRC, 2022)

<sup>11</sup> In geringem Umfang kann Wasserstoff auch in Pipelines (so genannter Line Pack) gespeichert werden.

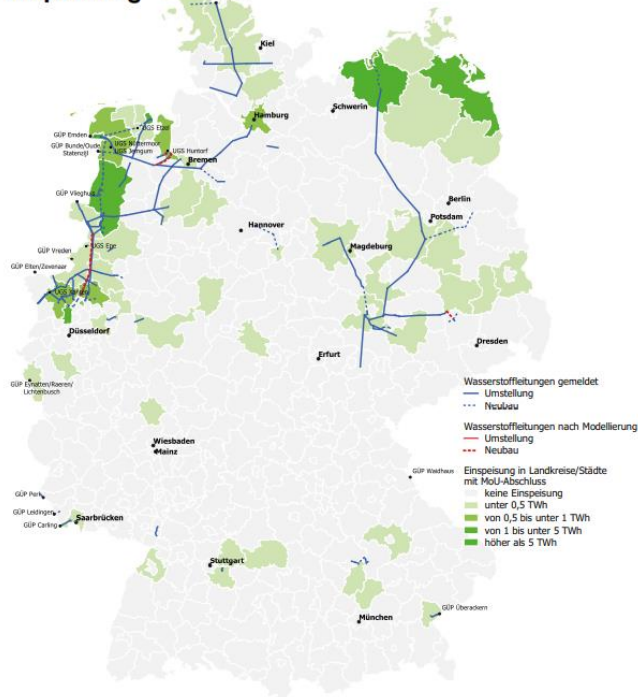
<sup>12</sup> (JRC, 2022). Für die Konvertierung der Kostenangaben von US-Dollar in Euro wurde mit einem Wechselkurs von 1 USD=0.919456 EUR gerechnet.

könnte die Region auch Zugang zu großvolumigen Wasserstoffspeichern erlangen, die aufgrund der geologischen Bedingungen z.B. in den Niederlanden sowie in Nord- und Ostdeutschland errichtet werden könnten.<sup>13</sup> Die Planungen für ein deutsches und europäisches Wasserstoffleitungsnetz laufen bereits seit einigen Jahren. In ihrer jüngsten Veröffentlichung haben die deutschen Ferngasnetzbetreiber (FNB Gas) die Ergebnisse der aktuellen Modellierungen für ein deutsches Wasserstoffnetz vorgestellt, die auf einer Marktabfrage zu Wasserstoffherzeugung und Bedarf basieren.<sup>14</sup> Im Ergebnis sehen die FNB Gas im Jahr 2027 Bedarf für ein Wasserstoffnetz mit einer Gesamtlänge von etwa 3.000 km, wobei es sich vorwiegend um einzelne Leitungen und regionale Teilnetze handelt, die noch nicht miteinander verbunden sind. Die Region Mainz wäre zu diesem Zeitpunkt noch nicht an ein Wasserstoffnetz angebunden (vgl. Abbildung 2-3).

### Ausspeisung



### Einspeisung



Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Zwischenstand in Anlage 3 ausgewiesen.

Abbildung 2-3 Netzausbaumaßnahmen für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2027. Quelle: FNB Gas (2022)<sup>15</sup>

Ausgehend von einem gesamten deutschen Wasserstoffbedarf in Höhe von 172 TWh ergibt sich im Jahr 2032 der Bedarf für ein deutschlandweites Wasserstoffnetz. Die Region Mainz befindet sich in direkter geographischer Nähe zu einer der geplanten überregionalen Wasserstoffleitungen und könnte somit längerfristig über einen guten Zugang zu großen überregionalen Wasserstoffhandelsrouten verfügen (vgl. Abbildung 2-4 und Kapitel 2.3.2).

<sup>13</sup> Derzeit gibt es weltweit nur vereinzelte Standorte in den USA und im Vereinigten Königreich an denen Wasserstoff in Salzkavernen gespeichert wird.

<sup>14</sup> (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2022)

<sup>15</sup> (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2022, S. 17)



- Im **ersten Schritt** wurde anhand der in Abschnitt 2.1.1 dokumentierten Stakeholder-Interviews und Fragebögen ein Bild der von diesen Unternehmen bereits realisierten sowie geplanten Projekte zur Wasserstoffherzeugung entwickelt („**Bottom-Up**“ Ansatz).
- Im **zweiten Schritt** wurden diese Daten durch weitere Analysen auf Basis der theoretischen und realisierbaren Potenziale zur grünen Wasserstoffherzeugung aus regional erzeugten Erneuerbaren Energien ergänzt („**Top-Down**“ Ansatz).

In beiden Ansätzen liegt der geographische Fokus der Datenerhebung bzw. -abschätzung auf der Landeshauptstadt Mainz sowie den umliegenden Landkreisen Mainz-Bingen, Alzey-Worms, Bad Kreuznach, und Groß-Gerau. Aufgrund der geographischen Nähe wurden zudem bestehende und geplante Wasserstoffherzeugungsprojekte in den Städten Wiesbaden und Worms, sowie am Standort Frankfurt-Höchst (Industriepark Höchst) betrachtet. Im Folgenden werden diese Gebiete als Region Mainz referenziert.

Durch die Zusammenführung der Bottom-Up und Top-Down Ansätze wurden zeitlich und räumlich differenzierte Hochlaufkurven der Wasserstoffherzeugung für die Region Mainz in zwei Szenarien entwickelt: einem Basis-Szenario und einem Ambitionierten Szenario. Die Vorgehensweise zur Abschätzung der Hochlaufszzenarien ist in Abbildung 2-5 zusammengefasst.

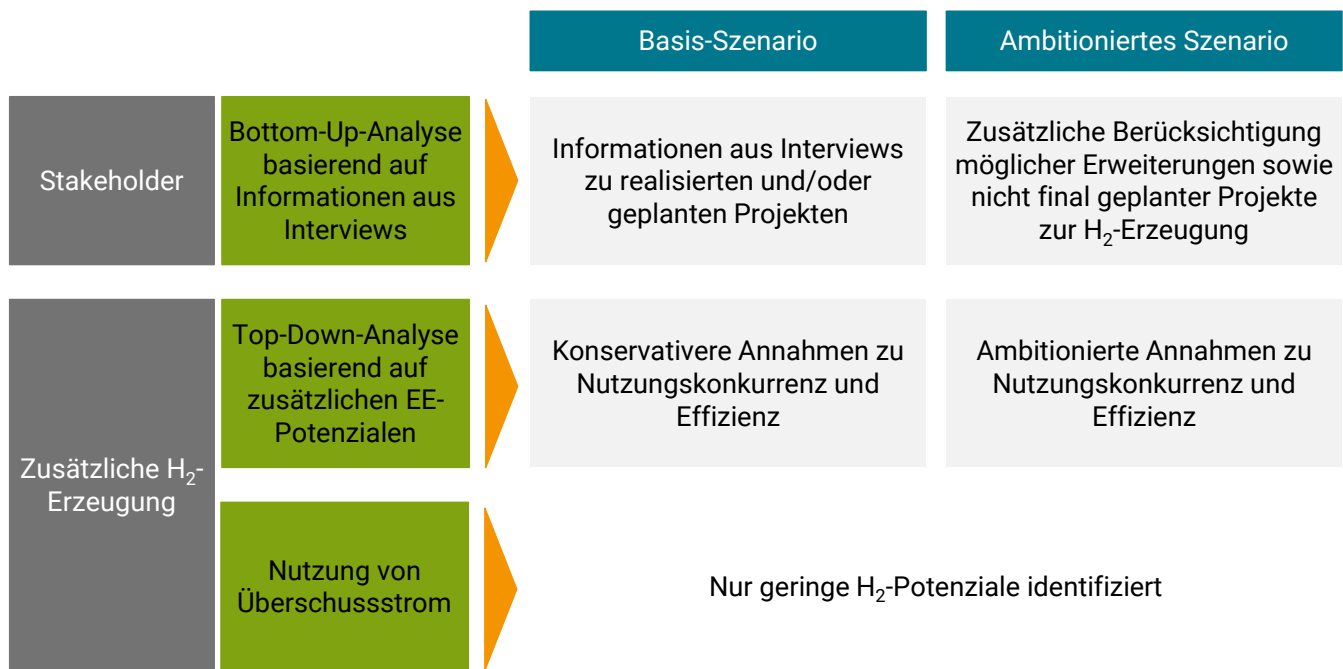


Abbildung 2-5 Schematischer Ansatz für die Potenzialanalyse zur Wasserstoffherzeugung. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.1.3.2.1 Stakeholder-Projekte

Der Ansatz zur Herleitung der Erzeugungspotenziale der Stakeholder sowie der darauf relevanten zeitlichen Einordnung basiert größtenteils auf den durch die einzelnen Stakeholder zur Verfügung gestellten Informationen. Zusätzlich wurden, basierend auf den Rückmeldungen der Unternehmen, an wenigen Stellen Annahmen zu möglichen Erzeugungsmengen sowie zum zeitlichen Hochlauf der angedachten Projekte in den relevanten Stützjahren getroffen. Die wesentlichen Stakeholder-Informationen und die getroffenen Annahmen werden in diesem Abschnitt beschrieben.

Alle Stakeholder haben ihr Anliegen, grünen Wasserstoff zu produzieren, hervorgehoben, gleichzeitig aber auch auf die Problematik der eindeutigen Zuordnung hingewiesen. Hierbei ist vor allem auf die ungeklärte regulatorische Situation hinzuweisen. Für die Herleitung der Erzeugungspotenziale

basierend auf den Plänen der Stakeholder wurde daher nicht nach der Farbe des produzierten Wasserstoffs differenziert und insbesondere auch keine Erzeugungspotenziale ausgeschlossen.

In der Herleitung der Hochlaufkurven wurden zunächst die Erzeugungsprojekte berücksichtigt, die bereits existieren oder für die konkrete Pläne vorliegen. Hierbei wurde angenommen, dass diese Projekte mit einer hohen Wahrscheinlichkeit realisiert werden. Die Ergebnisse wurden im **Basis-Szenario** zusammengeführt. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Plänen für Erzeugungsprojekte, die sich derzeit noch in einem sehr frühen Stadium befinden. Für diese Projekte sehen die Stakeholder noch eine Reihe ungeklärter Fragen, z. B. hinsichtlich der Umsetzbarkeit, der Wirtschaftlichkeit und der konkreten Zeitschiene. Im **Ambitionierten Szenario** mit einem stärkeren Wasserstoffhochlauf wurde angenommen, dass die aus aktueller Sicht eher unsicheren Erzeugungsvorhaben ebenfalls umgesetzt werden.

Bei allen Stakeholdern wurde zudem eine Brutto-Perspektive mit Blick auf die Wasserstoffherzeugung eingenommen. Hierbei wurde der von Unternehmen für den Eigenverbrauch erzeugte Wasserstoff für die Projektion des Erzeugungshochlaufs miteingeschlossen. Analog wurden die jeweiligen Verbräuche in den Projektionen des zukünftigen Wasserstoffverbrauchs in den einzelnen Segmenten mitberücksichtigt.

#### **2.1.3.2.2 Nutzung zusätzlicher Erneuerbare-Energien-Potenziale**

Neben den von den Stakeholdern des MaHYnzExperts-Projektes kommunizierten Plänen zur Wasserstoffherzeugung wurde für die Potenzialanalyse das zusätzliche Potenzial zur Erzeugung von Wasserstoff in der Region Mainz mitberücksichtigt. Hierfür wurde angenommen, dass die zukünftige Wasserstoffherzeugung auf Basis von Elektrolyse und unter Nutzung von EE-Strom realisiert wird, um grünen Wasserstoff zu erzeugen. Die Potenziale zur Erzeugung von grünem Wasserstoff sind somit durch die (lokal) vorhandenen Mengen an erneuerbar produziertem Strom begrenzt. Aufgrund der aktuellen Regulierung könnte in Zukunft nur solcher Wasserstoff als grün klassifiziert werden, der auf Basis von zusätzlich produzierten EE-Mengen erzeugt wird.<sup>18</sup> Eine finale Entscheidung zur Klassifizierung von grünem Wasserstoff steht jedoch aus. So hat das Europäische Parlament Anfang Oktober für eine Änderung der Richtlinie gestimmt, welche u.a. das Kriterium der Zusätzlichkeit lockern würde.<sup>19</sup>

Für die Herleitung der zusätzlichen Wasserstoffherzeugungspotenziale wurden bereits installierte EE-Anlagen ausgeschlossen. Dies ist zum einen im Sinne der RED II Richtlinie.<sup>20</sup> Zum anderen ist nicht zu erwarten, dass bereits existierende EE-Anlagen in großem Stil für die Erzeugung von Wasserstoff zur Verfügung stehen (für eine explizite Diskussion der Möglichkeiten zur Nutzung von überschüssigen Strommengen siehe Kapitel 2.1.3.2.3).

Im Folgenden wird das Vorgehen bei der Abschätzung der zusätzlichen Wasserstoffherzeugungspotenziale detailliert beschrieben.

### **1. Schritt: Herleitung der EE-Potenziale und der damit verbundenen Hochlaufkurven für die EE-Erzeugung in der Region Mainz**

Zur Herleitung der Hochlaufkurven für die Erzeugung von Erneuerbarem Strom in der Region Mainz wurde zunächst der Ausbaupfad der zusätzlichen **EE-Potenziale** in der Region Mainz abgeschätzt.

---

<sup>18</sup> (Parlament und Rat der EU, 2018)

<sup>19</sup> (Pieper, 2022)

<sup>20</sup> Im Februar 2023 hat die Europäische Kommission zwei Delegierte Akte für die Richtlinien zur Erzeugung von grünem Wasserstoff veröffentlicht. Diese werden in Kapitel 2.3 weiter diskutiert.

### Exkurs: Realisierbare EE-Potenziale in der Region Mainz

Die von dem Forschungsinstitut für Energiewirtschaft e.V. (FFE) publizierten Daten zu EE-Potenzialen sind das Ergebnis des Projektes „eXtremOS“. Im Rahmen dieses Projektes wurden 16 europäische Länder auf NUTS3-Ebene auf den Umfang ihrer potenziell umsetzbaren Erzeugung erneuerbarer Energien untersucht, darunter auch die im Rahmen dieses Projektes untersuchten Landkreise in der Region Mainz. In der Studie wurden Potenziale für Onshore Wind, Offshore Wind, freistehende Solaranlagen sowie Aufdach-Solaranlagen untersucht. Dazu wurde ein Bottom-Up-Modell auf Basis einer hohen räumlichen Auflösung genutzt. Dieses berechnet die potenzielle (technische) Erzeugungskapazität je Energiequelle mithilfe statistischer und geographischer Daten sowie historischer Wetterparameter für Wind und Sonnenstunden („theoretisches Potenzial“). So werden beispielsweise zur Schätzung des theoretischen Potenzials für freistehende Solaranlagen Ackerland und Weiden in Betracht gezogen, welche mit dem Anteil der auf Ackerflächen angebaute Energiepflanzen multipliziert werden, um die Nutzungskonkurrenz mit landwirtschaftlicher Nahrungsmittelproduktion zu berücksichtigen.

Um das technisch realisierbare Erzeugungspotenzial abzuleiten, wurden weiterhin regulatorische und technische Faktoren (z.B. Naturschutzgebiete, Landnutzung, Hangneigung sowie die Entfernung zu Siedlungsgebieten) in Betracht gezogen („technisches Potenzial“). So wird z.B. für Onshore Wind bei Schutzgebieten ein Puffer von 500 Metern angenommen. Außerdem wird für verschiedene Landnutzungsklassen (z.B. Flughäfen) ein Puffer von bis zu 5.000 Metern verwendet. Zusätzlich werden verschiedene Restriktionsarten festgelegt, die das Potenzial weiter reduzieren (z.B. wird für Flächen mit einer Hangneigung von über 10° das technische Potenzial auf null reduziert).

Weiterhin wurden zur Schätzung der wirtschaftlichen und praktischen Realisierbarkeit soziale Faktoren wie die Akzeptanz von Windenergieanlagen sowie wirtschaftliche Überlegungen zur Landnutzungskonkurrenz und Profitabilität betrachtet („realisierbares Potenzial“). Beispielsweise wird für Onshore Wind angenommen, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Windkraftanlage ein Minimum von 2.000 Volllaststunden erreicht werden muss. Demnach liegt in den verwendeten Daten für Regionen mit durchschnittlich geringeren Windstunden kein realisierbares Potenzial für Onshore Wind vor.

In der vorliegenden Analyse werden die Daten zum realisierbaren Potenzial als Grundlage für die Schätzung des EE-Gesamtpotenzials im Jahr 2050 verwendet. Nähere Informationen zu den im Projekt „eXtremOS“ getroffenen Annahmen sind online unter „Short Report on the Project: eXtremOS; Potential of the variable renewable energy sources in Europe - Potential analysis of wind and solar“ (2021) verfügbar.

Als Startwert für die **aktuelle EE-Erzeugung in der Region Mainz** wurden Daten aus dem Marktstammdatenregister zur Nettonennleistung der in der Region registrierten EE-Anlagen verwendet.<sup>21</sup> Mit Blick auf die Auslastung der derzeit betriebenen EE-Anlagen wurden Volllaststunden in Höhe von 1.000 h/a für PV-Anlagen sowie 2.500 h/a für Wind Onshore-Anlagen angenommen.<sup>22</sup> Als Obergrenze für die potenziell mögliche EE-Erzeugung in der Region Mainz dienen Daten zum **realisierbaren Erzeugungspotenzial von PV- und Wind-Onshore-Anlagen**. Die verwendeten Daten wurden im Rahmen eines vom BMWK geförderten Forschungsprojektes auf Landkreisebene erhoben (für Details zur genutzten Datengrundlage siehe Exkurs-Textbox).<sup>23,24</sup>

Um aus den vorhandenen Daten das **zusätzlich verfügbare EE-Potenzial** in den relevanten Landkreisen abzuleiten, wurde explizit für jeden Landkreis die Differenz zwischen dem realisierbaren EE-Potenzial (basierend auf der oben erwähnten Datengrundlage) sowie den bereits heute vorhandenen EE-Kapazitäten (wenn unter geschätzten Potenzialen; basierend auf Daten aus dem Marktstammdatenregister) betrachtet.

<sup>21</sup> (Bundesnetzagentur, 2022a)

<sup>22</sup> (Energiepark Mainz, o. D.)

<sup>23</sup> (M. Ebner, 2019)

<sup>24</sup> (Ebner, et al., 2021)

Tabelle 2-1 fasst die Annahmen und Inputs zur Berechnung der zusätzlichen EE-Potenziale in der Region Mainz zusammen. Im Ergebnis betragen die angenommenen zusätzlich realisierbaren EE-Potenziale in der Region Mainz 4.898 GWh(el) für PV-Anlagen sowie 2.300 GWh(el) für Onshore-Windanlagen.

	Photovoltaik	Wind Onshore	Quelle
<b>Installierte Leistung</b>	0,52 GW(el)	0,70 GW(el)	MaStR. (2022)
<b>Volllaststunden</b>	1.000 h/a	2.500 h/a	Energiepark Mainz
Vorhandene Erzeugungsmenge (wenn unter geschätztem Potenzial pro Landkreis)	518 GWh(el)/a	1.377 GWh(el)/a	Eigene Berechnung
<b>Realisierbare Erzeugungsmenge</b>	5.416 GWh(el)/a	3.678 GWh(el)/a	FfE (2019) <sup>25</sup>
<b>Zusätzliche EE-Potenziale</b>	<b>4.898 GWh(el)/a</b>	<b>2.300 GWh(el)/a</b>	Eigene Berechnung

Tabelle 2-1 Annahmen und Inputs zur Herleitung der zusätzlichen EE-Potenziale

Für die Herleitung des zeitlichen Hochlaufs der EE-Erzeugung wurde angenommen, dass die zusätzlichen EE-Potenziale in der Region Mainz bis zum Jahr 2050 vollständig realisiert werden. Dabei wurde wie folgt vorgegangen:

- Für die Herleitung der EE-Hochlaufkurve für die Region Mainz wurde der geschätzte Hochlauf der EE-Erzeugungsmengen in Deutschland in den Jahren 2030, 2040 und 2050 gemäß den BMWI-Langfristszenarien (Szenario TN-Strom) zugrunde gelegt.<sup>26</sup>
- Dieser wurde mit Schätzungen der Erneuerbaren Erzeugung im Jahr 2022 auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur<sup>27</sup> ergänzt und zwischen den Stützjahren linear interpoliert.

Die sich ergebenden EE-Erzeugungsmengen für Gesamt-Deutschland in den verschiedenen Stützjahren sind in Tabelle 2-2 dargestellt. Darauf aufbauend wurde die Hochlaufkurve der EE-Potenziale in der Region Mainz hergeleitet. Dazu wurde angenommen, dass der anteilige Verlauf des Wachstums der EE-Erzeugung in der Region Mainz den in Tabelle 2-2 dargestellten Hochläufen entspricht. Abbildung 2-6 zeigt die resultierende Hochlaufkurve der zusätzlichen EE-Potenziale in der Region Mainz.

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>PV</b>	46.600	72.250	97.900	124.550	151.200	209.500	267.800
<b>Wind Onshore</b>	89.600	146.800	204.000	284.250	364.500	388.900	413.300
<b>Quelle</b>	BNetzA	Eigene Berechnung	BMWI (2021) TN-Strom	Eigene Berechnung	BMWI (2021) TN-Strom	Eigene Berechnung	BMWI (2021) TN-Strom

Tabelle 2-2 Annahmen und Inputs zur Herleitung der EE-Hochlaufkurven, Angaben in GWh(el)

<sup>25</sup> (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020)

<sup>26</sup> (BMWi, 2021)

<sup>27</sup> (Bundesnetzagentur, 2022c)

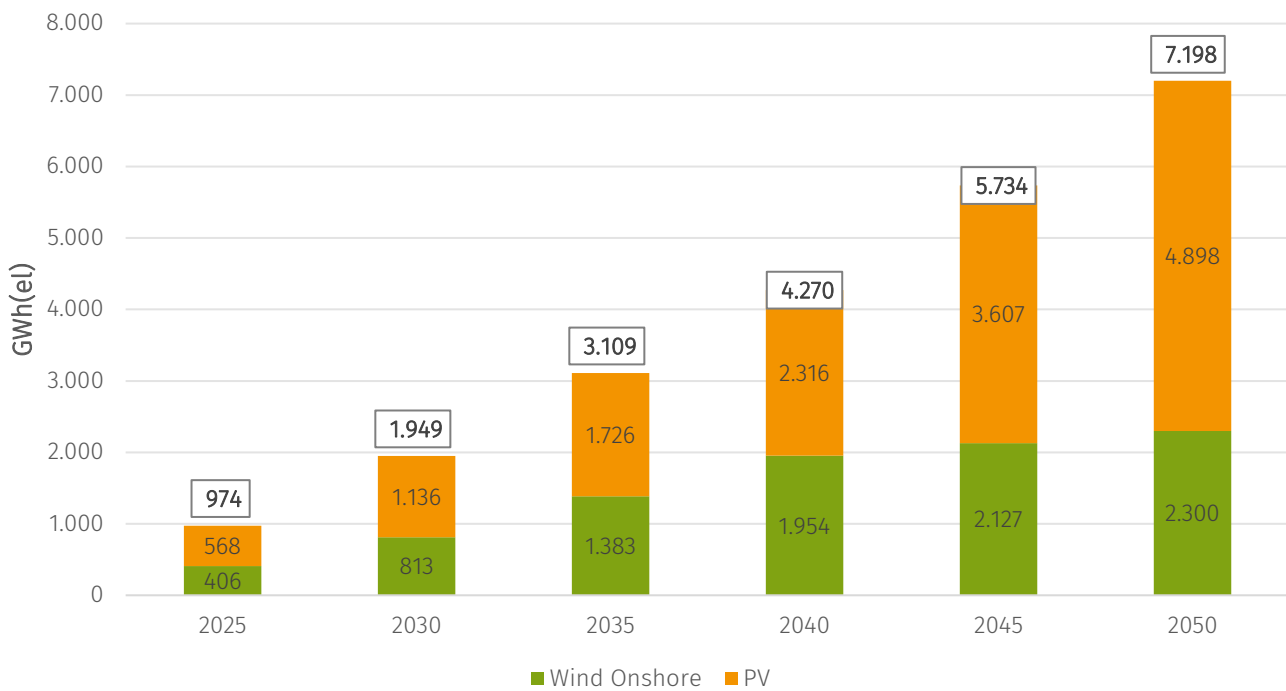


Abbildung 2-6 Hochlaufkurve zusätzlicher EE-Potenziale in der Region Mainz

## 2. Schritt: Herleitung der Hochlaufkurven für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Region Mainz

Im zweiten Schritt wurden basierend auf den zusätzlich realisierbaren EE-Mengen Hochlaufkurven für die zusätzliche Wasserstoffherzeugung in der Region Mainz hergeleitet. Dafür wurden Annahmen zur Verfügbarkeit des EE-Stroms für die Wasserstoffherzeugung sowie zum Wirkungsgrad der Elektrolyse getroffen.

Grundsätzlich stehen die zusätzlich realisierbaren EE-Kapazitäten nicht komplett für den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft zur Verfügung. Stattdessen ist davon auszugehen, dass ein Großteil der noch zu bauenden Anlagen für die Defossilisierung des Stromsektors bzw. die direkte Elektrifizierung von Endanwendungen benötigt wird. Mit Blick auf die zusätzlichen EE-Potenziale besteht somit eine „Nutzungskonkurrenz“.

Da für die zusätzlichen Wasserstoff-Erzeugungspotenziale in der Region Mainz zudem ausschließlich auf grünen Wasserstoff abgestellt wurde, ist zudem die derzeit noch nicht final geklärte Regulierung zu beachten. Insbesondere erscheint es aus heutiger Perspektive wahrscheinlich, dass zukünftig erzeugter Wasserstoff nur dann als grün klassifiziert werden kann, wenn er den Kriterien der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen und räumlichen Korrelation standhält.<sup>28</sup>

Da erhebliche Unsicherheiten in der Prognose der zusätzlichen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff nutzbaren EE-Kapazitäten bestehen, wurden zwei Szenarien mit variierenden Annahmen zur Nutzungskonkurrenz berücksichtigt. Für beide Szenarien wurde der Anteil der für die Wasserstoffherzeugung verfügbaren EE-Kapazitäten aus den im Mai 2021 veröffentlichten BMWi-Langfristszenarien hergeleitet.<sup>29</sup>

<sup>28</sup> (Europäische Kommission, 2022)

<sup>29</sup> (BMWi, 2021)



- Im **Basis-Szenario** wurde zur Einschätzung der Nutzungskonkurrenz der Strombedarf für Elektrolyse mit der gesamten Stromerzeugung im Szenario TN-Strom verglichen.
- Im **Ambitionierten Szenario** wurde das Szenario TN-H<sub>2</sub>-G verwendet, um den anteiligen Strombedarf für Elektrolyse zu ermitteln.
- Die beiden BMWi-Szenarien unterscheiden sich in erster Linie mit Blick auf die Nutzung verschiedener Energieträger: während im Szenario TN-Strom eine starke Nachfrage nach (erneuerbarem) Strom unterstellt wird, berücksichtigt das Szenario TN-H<sub>2</sub>-G einen stärkeren Anteil von Wasserstoff an der zukünftigen Energienachfrage.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle
<b>Basis-Szenario</b>							
Strombedarf Elektrolyse, GWh(el)/a	4.700	9.400	18.600	27.800	79.100	130.400	BMW (2021) TN-Strom; 2025, 2035, 2045 eigene Berechnung
Stromerzeugung, GWh(el)/a	287.600	575.200	682.350	789.500	866.050	942.600	
Anteil Elektrolyse-Strombedarf an Stromerzeugung („Nutzungskonkurrenz“)	1,6%	1,6%	2,7%	3,5%	9,1%	13,8%	
Annahme Wirkungsgrad Elektrolyse	68,0%	70,0%	71,0%	73,0%	74,0%	75,0%	Eigene Annahme basierend auf Edison Media
<b>Ambitioniertes Szenario</b>							
Strombedarf Elektrolyse, GWh(el)/a	5.150	10.300	66.100	121.900	189.300	256.700	BMW (2021) TN-H <sub>2</sub> ; 2025, 2035, 2045 eigene Berechnung
Stromerzeugung, GWh(el)/a	271.900	543.800	648.800	753.800	831.150	908.500	
Annahme Nutzungskonkurrenz	1,9%	1,9%	10,2%	16,2%	22,8%	28,3%	
Annahme Wirkungsgrad Elektrolyse	70,0%	73,0%	76,0%	79,0%	82,0%	85,0%	Eigene Annahme basierend auf Edison Media

Tabelle 2-3 Annahmen und Inputs zur Herleitung der Wasserstoffpotenziale

Für Wasserstoffherzeugung aus zusätzlichen EE-Potenzialen besteht weiterhin eine Nutzungskonkurrenz mit der bereits von den Stakeholdern für die geplante Wasserstoffherzeugung vorgesehene EE-Menge. Daher wurden die von den Stakeholdern für die Wasserstoffherzeugung vorgesehenen EE-Mengen von der potenziellen zusätzlichen EE-Erzeugung abgezogen. Da viele Stakeholder zur Wasserstoffherzeugung eine Kombination aus lokaler Stromerzeugung und Netzbezug planen, wurde angenommen, dass die Stakeholder den benötigten Strom jeweils zur Hälfte aus lokaler Produktion und aus dem Netz beziehen.

Neben der Nutzungskonkurrenz des EE-Stroms basiert die Herleitung der Hochlaufkurven zur Erzeugung von grünem Wasserstoff auf dem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse. Derzeit liegt der

durchschnittliche Wirkungsgrad von Elektrolyseuren bei 67%, ohne Berücksichtigung einer möglichen Nutzung der entstehenden Abwärme.<sup>30</sup> Für die Zukunft werden folgende Annahmen getroffen:

- Im **Basis-Szenario** steigt die Effizienz der Elektrolyse-Anlagen im Jahr 2050 auf 75%.
- Im **Ambitionierten Szenario** steigt der Wirkungsgrad der Elektrolyse im Jahr 2050 auf 85%.<sup>31</sup>

Tabelle 2-3 fasst die Annahmen zur Herleitung der Wasserstofferzeugungskurven zusammen. Insbesondere zeigt sich deutlich, dass im Ambitionierten Szenario bereits im Jahr 2035 ein deutlich höherer Anteil der EE-Strommengen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden kann. Für die Herleitung der Hochlaufkurven zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Region Mainz werden die in Tabelle 2-2 dargestellten Hochläufe der zusätzlichen EE-Erzeugung mit den Annahmen zur Nutzungskonkurrenz des jeweiligen Szenarios multipliziert.

### **Neben der Umsetzbarkeit spielt auch die Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle**

Neben den bereits beschriebenen Faktoren zur Nutzungskonkurrenz des EE-Stroms sowie dem Wirkungsgrad der Elektrolyse unterliegt die Herleitung des Potenzials zur lokalen Wasserstofferzeugung weiteren Faktoren. Insbesondere ist hierbei auf Abwägungen hinsichtlich der **Wirtschaftlichkeit lokaler Wasserstofferzeugung** hinzuweisen. In den Gesprächen mit den Stakeholdern wurde deutlich, dass Fragen der Wirtschaftlichkeit ein Hauptfaktor für die Entscheidung für oder gegen die Umsetzung von Projekten zur Wasserstofferzeugung sind. Derzeit hängt die Entscheidung in erster Linie von verfügbaren Fördermöglichkeiten sowie Absatzmöglichkeiten für (grünen) Wasserstoff ab.

Mittelfristig ist zudem zu erwarten, dass Projekte zur Wasserstofferzeugung mit Blick auf ihre Wirtschaftlichkeit zunehmend gegen **Möglichkeiten des Wasserstoffimports** abgewogen werden müssen (vgl. Kapitel 2.3.2). Dies ist insbesondere der Fall, wenn in Zukunft (globale) Transportsysteme für den Bezug von grünem Wasserstoff ausgebaut werden. In der Regel liegen die Potenziale zur günstigen Wasserstofferzeugung dort, wo vorteilhafte Bedingungen für die EE-Erzeugung herrschen. Der Kostenvorteil besteht häufig auch dann noch, wenn man zusätzliche Kosten in Verbindung mit dem notwendigen Transport und ggf. notwendigen Zwischenspeicherung von Wasserstoff mitberücksichtigt.

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse und die damit verbundenen Gestehungskosten für den Wasserstoff dürften in Zukunft somit vor allem Regionen mit hohem Aufkommen an EE-Strom, und insbesondere hohen Volllaststunden der Stromerzeugung auf Basis von Wind und PV für die Erzeugung großer Mengen an Wasserstoff in Frage kommen. Der Haupttreiber hierbei sind die geringeren Produktionskosten in Regionen mit höheren Volllaststunden der EE-Anlagen, welche zu einer höheren Auslastung der Elektrolyseure und damit einer gesteigerten Wirtschaftlichkeit führen. Innerhalb Deutschlands dürften sich aufgrund der Nähe zu Offshore-Windanlagen daher insbesondere Regionen in Küstennähe (z. B. an der Nordsee) für die Wasserstofferzeugung im großen Stil anbieten.

Im globalen Vergleich ist zudem zu erwarten, dass sich die Wasserstofferzeugung in Regionen mit besonders hohen Volllaststunden der Erzeugung auf Basis von Wind und PV konzentriert. Abbildung 2-7 zeigt, dass insbesondere Regionen in Nordafrika sowie Südamerika Potenziale für eine hohe Auslastung der Anlagen und somit kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff bieten (siehe auch zusätzliche Ausführungen in Kapitel 2.3.2).

---

<sup>30</sup> (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018)

<sup>31</sup> Bereits heute erreichen vereinzelte Elektrolyse-Anlagen einen Wirkungsgrad von 80,0%, siehe z. B. (Wiedemann, 2022) <https://edison.media/energie/elektrolyseur-erreicht-rekord-wirkungsgrad/25226262/>. In der Zukunft ist damit zu rechnen, dass deutlich höhere Wirkungsgrade realisierbar sind, siehe z. B. (Colditz, 2022).

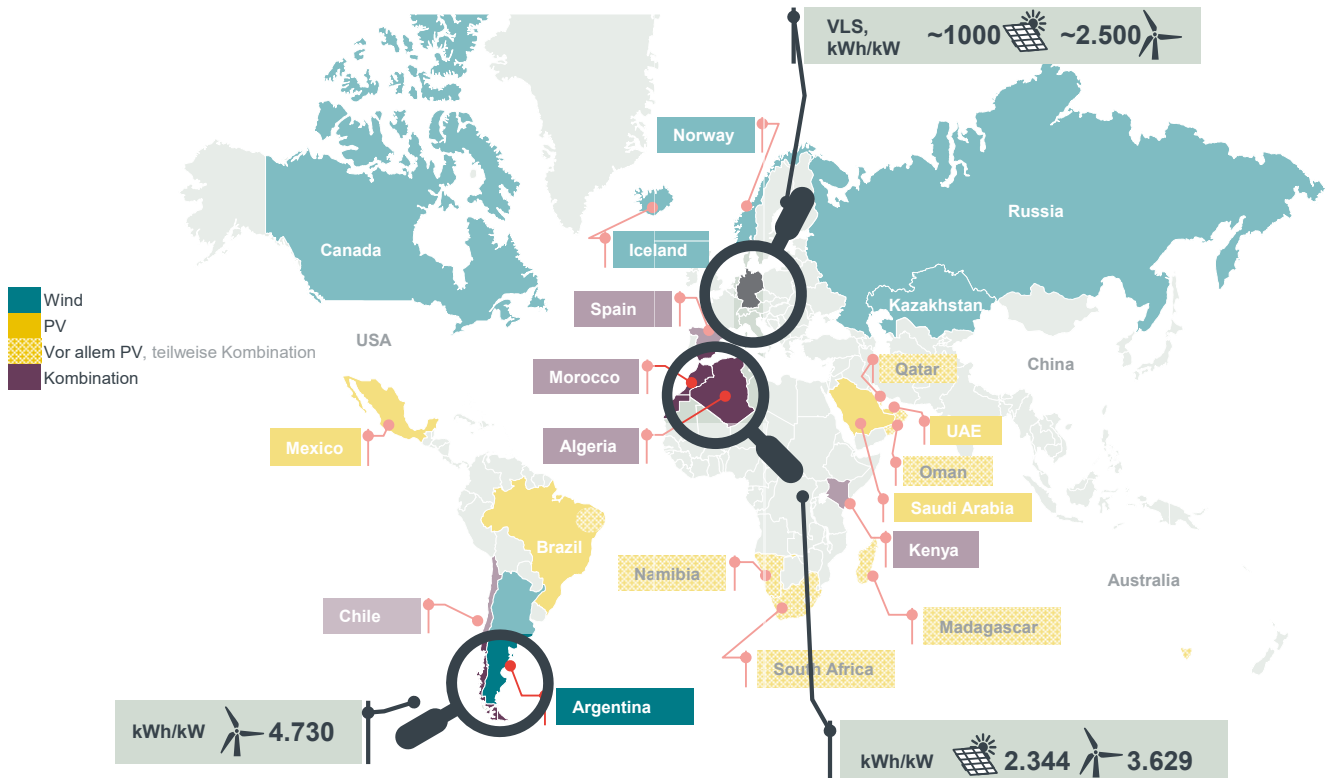


Abbildung 2-7 Volllaststunden von Wind und PV im globalen Vergleich. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten vom Weltenergieerat<sup>32</sup>.

### Integrierte Konzepte erhöhen die Wirtschaftlichkeit lokaler H<sub>2</sub>-Erzeugung

Während die Erzeugung großer Mengen an Wasserstoff in anderen Regionen der Welt aufgrund der höheren Volllaststunden für PV- und Wind-Anlagen und der damit höheren Auslastung der Elektrolyseure deutliche Kostenvorteile gegenüber einer lokalen Wasserstofferzeugung aufweisen, könnten auf lokaler Ebene insbesondere integrierte Konzepte in Zukunft wirtschaftlich darstellbar sein. Bei der Herstellung von Wasserstoff entstehen mit Sauerstoff und Wärme wertvolle Nebenprodukte, die im Rahmen von integrierten Konzepten sinnvoll genutzt werden können. Integrierte Konzepte im größeren Stil können beispielsweise Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung zur Belieferung von LKW- oder Fahrzeugflotten in Logistikzentren sein. Die dort entstehende Grundlastwärme kann beispielsweise von Kleingewerben (Bäckereien, Wäschereien) in der näheren Umgebung abgenommen oder in Nah- oder Fernwärmenetze eingebunden werden (siehe Kapitel 2.1.6) werden. Der entstehende Sauerstoff kann z.B. in Kläranlagen genutzt werden. Ein solcher Ansatz für ein integriertes Konzept unter Nutzung des im Rahmen der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs wird in der Landeshauptstadt Mainz beispielsweise vom Wirtschaftsbetrieb Mainz verfolgt.

<sup>32</sup> (Weltenergieerat, 2018)

Aus dem Stakeholder-Interview mit dem EE-Projektentwickler Abo Wind ging zudem hervor, dass integrierte Quartierskonzepte auch langfristig wirtschaftlich darstellbar sein könnten. Während Abo Wind erwartet, dass zukünftig vor allem größere Elektrolyse-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können, sind bei einer integrierten Nutzung auch kleinere Anlagengrößen denkbar. Ein Beispiel für ein solches Quartierskonzept ist das Projekt „Green Hydrogen Esslingen“.<sup>33</sup> Hier wird ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW genutzt, um unter Nutzung von überschüssigem Strom aus PV-Anlagen grünen Wasserstoff zu erzeugen. Die hierbei entstehende Abwärme wird zudem im Nahwärmenetz des Quartiers genutzt, um den Gesamtwirkungsgrad des Elektrolyseurs zu steigern.

#### **Exkurs: Höhere Effizienz der Elektrolyse durch Nutzung von Abwärme und Sauerstoff**

Bei der Elektrolyse werden rund 70% der eingesetzten elektrischen Energie in Wasserstoff umgesetzt. Der Rest der eingesetzten Energie, d.h. knapp ein Drittel, wird größtenteils als Abwärme (wenn auch auf einem eher niedrigen Temperaturniveau) abgegeben. Dazu fällt beim Elektrolyseprozess Sauerstoff an, volumentechnisch liegt das Verhältnis von Sauerstoff zu Wasserstoff bei 1:2. Neben der Nutzung des Wasserstoffs spielen die Weiterverwendung der Abwärme und des Sauerstoffs somit eine Rolle für die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse-Anlagen.

Eine konkrete Quantifizierung der Potenziale ist jedoch schwierig, insbesondere da die räumliche Nähe zu Abnehmern bei der Nutzung von Abwärme und Sauerstoff relevant ist. Mit Blick auf die Standortwahl für Elektrolyse-Anlagen dürfte die Nähe zu potenziellen Abnehmern von Wärme und Sauerstoff in jedem Fall eine Rolle spielen.

#### **2.1.3.2.3 H<sub>2</sub>-Erzeugung aus EE-Überschussstrom**

Neben der Nutzung von dedizierten EE-Anlagen für die Wasserstofferzeugung ist die Nutzung von überschüssigen Strommengen für die Erzeugung von Wasserstoff (oder weiteren Derivaten von Wasserstoff) ein häufig diskutierter Ansatz. Die Grundidee hierbei ist, die bereits verfügbaren EE-Kapazitäten möglichst effizient und im Sinne der Energiewende zu nutzen und die Situationen, in denen EE-Anlagen zur Sicherung der Systemstabilität abgeregelt werden müssen, zu minimieren.

Überschussstrom bezeichnet solche Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Stromnetz (primär im Übertragungsnetz) nicht übertragen werden können und abgeregelt werden (Einspeisemanagement). In den Jahren 2018 – 2020 wurden laut Daten der Bundesnetzagentur<sup>34</sup> in Deutschland insgesamt zwischen 5,4 und 6,5 TWh(el) im Sinne des Einspeisemanagements abgeregelt. Diese Menge an Ausfallarbeit stände somit grundsätzlich für die Erzeugung von Wasserstoff zur Verfügung. Es ist zudem zu erwarten, dass die Menge an Ausfallarbeit in Zukunft eher zunimmt. Dies liegt insbesondere an den Schwankungen in der Stromerzeugung von Wind und PV-Anlagen, die eine immer größere Rolle im Stromsystem einnehmen.

Nichtsdestotrotz dürfte eine Nutzung von Überschussstrom zur Wasserstofferzeugung in der Region Mainz in Zukunft eine untergeordnete Rolle spielen. In der Tat zeigen Daten zur Verteilung der Einspeisemanagement-Maßnahmen der Bundesnetzagentur<sup>35</sup>, dass diese zum Großteil (>80%) in Schleswig-Holstein und Niedersachsen angefallen sind. In Rheinland-Pfalz ist den Daten der Bundesnetzagentur zufolge im Jahr 2020 lediglich eine Ausfallarbeit in Höhe von 29 GWh(el) angefallen. Laut Energiemonitor betrug die Leistung der PV- und Wind-Anlagen in Rheinland-Pfalz in 2021 2,5 bzw.

<sup>33</sup> Siehe Details unter (Green Hydrogen Esslingen , 2023).

<sup>34</sup> (Bundesnetzagentur, 2022b, S. 148)

<sup>35</sup> (Bundesnetzagentur, 2021) Tabelle 12

3,8 GW(el).<sup>36</sup> Unter Annahme von 1.000 Volllaststunden für PV- sowie 2.500 Volllaststunden für Windanlagen in Rheinland-Pfalz entspricht dies einer EE-Erzeugung von rund 12 TWh(el). D.h. unter der Annahme, dass für das Einspeisemanagement ausschließlich PV- und Windanlagen abgeregelt wurden, standen im Jahr 2020 in Rheinland-Pfalz nur rund 0,24% der EE-Mengen als überschüssiger Strom zur Verfügung.

Unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrades von 70% für die Elektrolyse könnten in Rheinland-Pfalz auf Basis der Ausfallarbeit zwar rund 20 GWh(H<sub>2</sub>) erzeugt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese EE-Mengen nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt für die Wasserstofferzeugung „verfügbar“ wären, sondern vielmehr die Abregelung einzelner Spitzenlasten darstellen, während über einen Großteil des Jahres keine Ausfallarbeit anfällt. Das wiederum reduziert die Volllaststunden für Elektrolyse, welche explizit auf der Nutzung überschüssiger Strommengen basiert, deutlich und mindert somit die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse-Anlagen. Aus diesem Grund wurde die potenzielle Wasserstofferzeugung aus Überschussstrom bei dieser Potenzialanalyse für die Region Mainz ausgeschlossen.

### 2.1.3.3 Ergebnisse der zukünftigen Wasserstofferzeugung in den einzelnen Stützjahren

#### 2.1.3.3.1 Stakeholder-Projekte

In diesem Abschnitt werden die geplanten Projekte zur Wasserstofferzeugung der im Rahmen des MaHYnzExperts-Projektes interviewten Stakeholder in der Region Mainz zusammengefasst. Im Folgenden werden die für die Stützjahre 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050 hergeleiteten Ergebnisse zur Wasserstofferzeugung basierend auf den von den Stakeholdern genannten Projekten gezeigt. Dabei wird zwischen dem Basis-Szenario sowie einem Ambitionierten Szenario unterschieden.

#### Zukünftige Wasserstofferzeugung auf Basis der identifizierten Stakeholder-Projekte

Basierend auf den Gesprächen mit den verschiedenen Stakeholdern für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz wurde im **Basis-Szenario** für das Jahr 2050 ein Potenzial zur Erzeugung von **320 GWh(H<sub>2</sub>)** identifiziert. Im **Ambitionierten Szenario** liegt das geschätzte Potenzial zur Wasserstofferzeugung bei **389 GWh(H<sub>2</sub>)**.

Tabelle 2-4 sowie Tabelle 2-5 stellen die projizierten Erzeugungsmengen der Stakeholder im Basis-Szenario und im Ambitionierten Szenario aggregiert auf die Stakeholdergruppen (Tabelle 2-4) bzw. die betrachteten Städte und Landkreise (Tabelle 2-5) gegenüber.

---

<sup>36</sup> (Energieagentur Rheinland-Pfalz, o. D.)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Basis-Szenario</b>						
Energiewirtschaft	61	96	96	96	96	96
Kommunale Entsorger	2	2	2	2	2	2
Industrie	11	13	13	13	13	13
Chemie	150	208	208	208	208	208
<b>Gesamt</b>	<b>225</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>320</b>
<b>Ambitioniertes Szenario</b>						
Energiewirtschaft	61	96	125	125	142	142
Kommunale Entsorger	2	5	5	5	5	5
Industrie	13	16	26	26	26	26
Chemie	150	209	213	216	216	216
<b>Gesamt</b>	<b>226</b>	<b>326</b>	<b>368</b>	<b>372</b>	<b>389</b>	<b>389</b>

Tabelle 2-4 Projizierte Wasserstoffherzeugung der Stakeholder aufgeteilt nach Stakeholdergruppen, in GWh(H<sub>2</sub>)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Basis-Szenario</b>						
Landeshauptstadt Mainz	10	47	47	47	47	47
Landkreis Mainz-Bingen	0	0	0	0	0	0
Landkreis Alzey-Worms	0	0	0	0	0	0
Landkreis Bad Kreuznach	0	0	0	0	0	0
Landkreis Groß-Gerau	0	0	0	0	0	0
Stadt Wiesbaden	0	0	0	0	0	0
Stadt Worms	0	58	58	58	58	58
Standort Frankfurt Höchst	215	215	215	215	215	215
<b>Gesamt</b>	<b>225</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>320</b>	<b>320</b>
<b>Ambitioniertes Szenario</b>						
Landeshauptstadt Mainz	11	52	83	86	104	104
Landkreis Mainz-Bingen	0	1	1	1	1	1
Landkreis Alzey-Worms	0	0	4	4	4	4
Landkreis Bad Kreuznach	0	0	0	0	0	0
Landkreis Groß-Gerau	0	0	0	0	0	0
Stadt Wiesbaden	0	0	1	1	1	1
Stadt Worms	0	58	58	58	58	58
Standort Frankfurt Höchst	215	215	221	221	221	221
<b>Gesamt</b>	<b>226</b>	<b>326</b>	<b>368</b>	<b>372</b>	<b>389</b>	<b>389</b>

Tabelle 2-5 Projizierte Wasserstoffherzeugung der Stakeholder aufgeteilt nach Landkreisen, in GWh(H<sub>2</sub>)

### 2.1.3.3.2 Nutzung von zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Potenziale

Die projizierten Hochläufe für die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf Basis der zusätzlichen EE-Potenziale sind in Tabelle 2-6 dargestellt. Dabei ergeben sich im **Basis-Szenario zusätzliche Potenziale** zur Wasserstofferzeugung von **725 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2050. Im **Ambitionierten Szenario** betragen die zusätzlichen Erzeugungspotenziale im Jahr 2050 in der Region Mainz<sup>37</sup> **1.674 GWh(H<sub>2</sub>)**.

Insgesamt übersteigen im Jahr 2050 die zusätzlich möglichen Potenziale zur Wasserstofferzeugung in der Region im Basis-Szenario die in den Stakeholder-Gesprächen identifizierten Erzeugungsmengen um mehr als das Doppelte. Im Ambitionierten Szenario liegen die zusätzlichen Erzeugungspotenziale sogar um das Vierfache über den Stakeholder-Potenzialen.

Aus Sicht der vorhandenen Erneuerbaren-Energien-Potenziale und unter Berücksichtigung der zu erwartenden Nutzungskonkurrenz mit direkten Stromanwendungen gibt es in der **Region Mainz** daher noch durchaus **signifikante Potenziale für den Ausbau der lokalen Erzeugung von Wasserstoff**.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Basis-Szenario</b>						
Landeshauptstadt Mainz	0	1	2	4	18	38
Landkreis Mainz-Bingen	1	2	6	11	45	93
Landkreis Alzey-Worms	3	6	16	30	100	188
Landkreis Bad Kreuznach	4	9	24	44	141	255
Landkreis Groß-Gerau	0	1	4	9	40	87
Stadt Wiesbaden	0	1	2	4	18	40
Stadt Worms	0	0	1	2	11	23
Standort Frankfurt Höchst	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
<b>Gesamt</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>56</b>	<b>104</b>	<b>373</b>	<b>725</b>
<b>Ambitioniertes Szenario</b>						
Landeshauptstadt Mainz	1	1	7	18	43	81
Landkreis Mainz-Bingen	1	3	24	54	123	215
Landkreis Alzey-Worms	3	7	64	147	276	435
Landkreis Bad Kreuznach	5	10	96	221	390	590
Landkreis Groß-Gerau	0	2	18	45	112	205
Stadt Wiesbaden	0	1	8	20	51	93
Stadt Worms	0	0	4	11	30	55
Standort Frankfurt Höchst	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
<b>Gesamt</b>	<b>11</b>	<b>24</b>	<b>222</b>	<b>515</b>	<b>1027</b>	<b>1674</b>

Tabelle 2-6 Zusätzliche Potenziale der Wasserstofferzeugung in der Region Mainz, in GWh(H<sub>2</sub>)

So könnte die zusätzliche Wasserstofferzeugung in der Dekade ab 2025 im Basis-Szenario um den Faktor sechs steigen, wohingegen im Ambitionierten Szenario sogar von einer 20-fachen Wasserstofferzeugungsmenge im Jahr 2035 gegenüber 2025 ausgegangen wird. Allerdings sind die

<sup>37</sup> Im Gegensatz zur Stakeholder-Analyse wurde bei der Ermittlung der zusätzlichen Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff nicht der Standort des Industrieparks-Höchst in Frankfurt Höchst berücksichtigt.

absoluten Erzeugungsvolumen aus zusätzlichen EE-Potenzialen im Jahr 2035 immer noch vergleichsweise gering, mit einer Gesamtmenge von 56 GWh(H<sub>2</sub>) im Basis-Szenario und von 222 GWh(H<sub>2</sub>) im Ambitionierten Szenario. Dies liegt daran, dass der Großteil der zusätzlichen Erzeugungspotenziale erst in dem Zeitraum nach 2035 realisiert werden kann.<sup>38</sup>

Der zeitliche Hochlauf der Erzeugungspotenziale in der Region Mainz nach 2035 fällt somit in einen Zeitraum, in dem auch das Zusammenwachsen des deutschen Wasserstoffmarkts sowie die Integration in den europäischen und globalen Wasserstoffhandel erwartet wird. Es stellt sich also die Frage, zu welchem Grad in dieser späteren Hochlaufphase die (zusätzliche) Wasserstofferzeugung lokal erfolgen sollte (beispielsweise aus Gründen der Versorgungssicherheit, oder zur Nutzung von Synergieeffekten im Rahmen von integrierten Konzepten) gegenüber der Möglichkeit, zusätzliche Wasserstoffbedarfe über Importe abzudecken.

Aus regionaler Sicht lässt sich feststellen, dass mit fast zwei Dritteln ein Großteil der zusätzlichen Erzeugungspotenziale geographisch den Landkreisen Alzey-Worms sowie Bad Kreuznach zugeordnet werden kann. In diesen beiden Landkreisen basieren etwa 60 % der zusätzlichen Erzeugungspotenziale auf Wind-Anlagen. Demgegenüber stammen die Potenziale in den dichter besiedelten Stadtgebieten überwiegend aus Aufdach- und Freiflächen-PV-Anlagen.

#### **2.1.3.3 Gesamtes Wasserstofferzeugungspotenzial in der Region Mainz**

Nach der Zusammenführung der Wasserstofferzeugungspotenziale auf Basis der Stakeholder-Projekte und der zusätzlichen Erzeugungspotenziale auf Basis von neuen EE-Anlagen ergibt sich der folgende Hochlauf der Erzeugungspotenziale:

- Im **Basis-Szenario** beträgt die Wasserstofferzeugung im ersten Stützjahr 2025 234 GWh(H<sub>2</sub>) und steigt bis zum Jahr 2050 auf 1.045 GWh(H<sub>2</sub>) (vgl. Abbildung 2-8).
- Im **Ambitionierten Szenario** liegt die Wasserstofferzeugung im ersten Stützjahr 2025 mit 237 GWh(H<sub>2</sub>) nur leicht über der Erzeugung im Basis-Szenario. Der Hochlauf erfolgt jedoch dynamischer, sodass im letzten betrachteten Stützjahr 2050 eine gesamte Erzeugungsmenge von 2.063 GWh(H<sub>2</sub>) erreicht wird (vgl. Abbildung 2-9).

---

<sup>38</sup> In Bezug auf die verschiedenen EE-Erzeugungstechnologien unterscheidet sich der zeitliche Hochlauf in der Periode von 2030 bis 2050 zwischen Wind- und PV-Anlagen. Während der Ausbau von Onshore-Windkapazitäten vor allem in den 2030er Jahren erfolgt, findet ein Großteil des Ausbaus der PV-Anlagen in den 2040er Jahren statt.



## Basis-Szenario

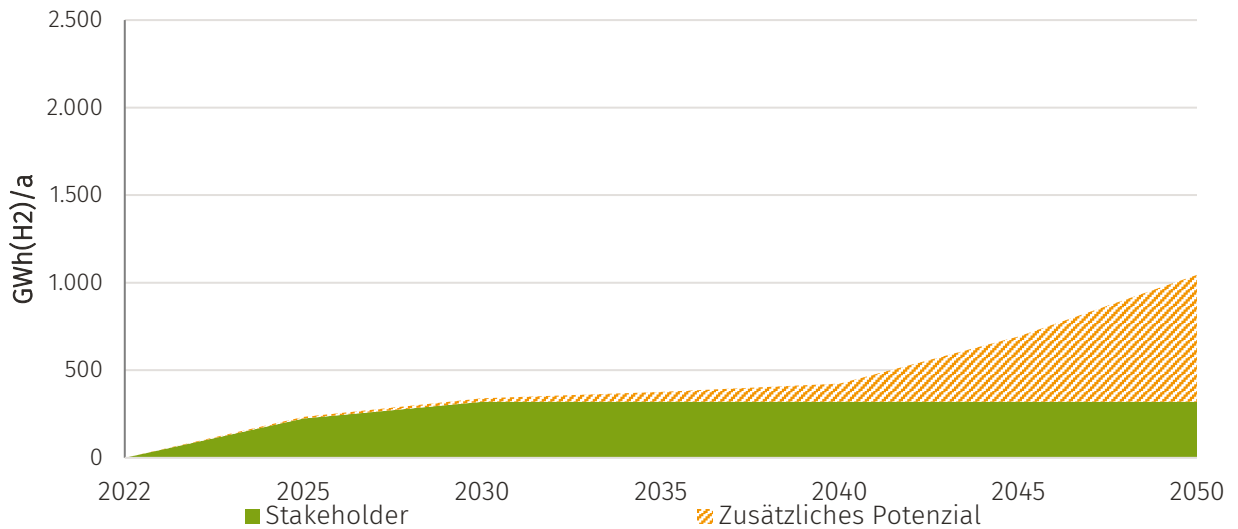


Abbildung 2-8 Gesamtes Wasserstofferzeugungspotenzial in der Region Mainz im Basis-Szenario.

## Ambitioniertes Szenario

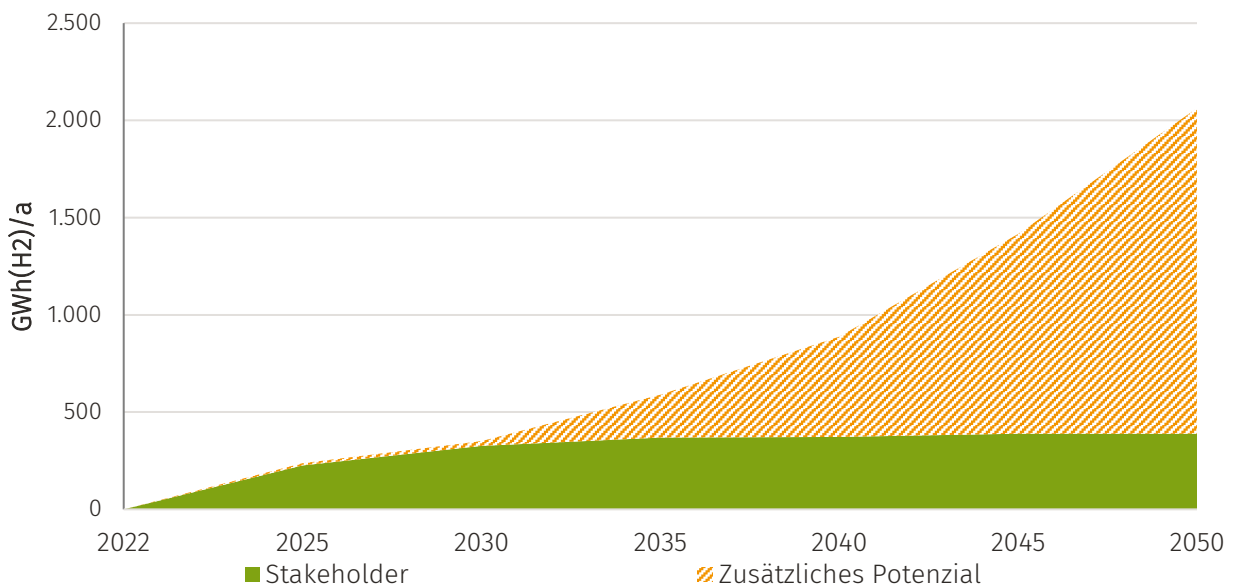


Abbildung 2-9 Gesamtes Wasserstofferzeugungspotenzial in der Region Mainz im Ambitionierten Szenario.

Der dynamischere Hochlauf im Ambitionierten Szenario wird dabei dadurch getrieben, dass

- Der (Aus-)Bau weiterer Erzeugungsprojekte bei spezifischen Stakeholdern erfolgt,
- ein größerer Anteil der zusätzlichen regionalen EE-Kapazitäten für die Produktion von Wasserstoff genutzt wird, sowie
- die Technologieentwicklung bei Elektrolyseuren die Erreichung eines höheren Wirkungsgrads ermöglicht.

Eine weitere Eingrenzung der Potenziale, z. B. durch Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Wasserstofferzeugung oder durch Restriktionen, die sich aus einer erforderlichen Anbindung an

Stromnetz- und/oder Wasserstoffnetz, wurde im Rahmen der Potenzialanalyse nicht vorgenommen. Diese Aspekte werden in den Kapiteln 2.3 (Zeitmatrix) und 2.4 (Distributionskonzept) detaillierter analysiert.

### 2.1.4 Wasserstoffbedarf Mobilität und Logistik

Der folgende Abschnitt beschreibt die Potenziale eines möglichen Hochlaufs des Wasserstoffbedarfes im Bereich der Mobilität und des Transportes in der Region Mainz<sup>39</sup>. Zuerst wird hierbei ein Überblick über die betrachteten Fahrzeugtypen und ausgewählte Modelle gegeben. Daraufhin werden die Annahmen und Berechnungsweisen erklärt, welche unter anderem folgende Punkte umfassen:

- Annahmen an den jährlichen Kraftstoffbedarf jedes Fahrzeugtyps
- Annahmen an die Modellierung der Hochläufe pro Fahrzeugtyp
- Berechnung des Anteils an Wasserstofffahrzeugen an der Gesamtflotte
- Annahmen für die Projektion der Hochläufe auf die gesamte Region Mainz

Abschließend werden die auf den genannten Annahmen basierenden Ergebnisse dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass das Potenzial des Bedarfes im Bereich der Mobilität und des Transportes in der Region Mainz im Jahr 2050 auf bis zu **306 GWh(H<sub>2</sub>) im Basis-Szenario** und auf bis zu **725 GWh(H<sub>2</sub>) im Ambitionierten Szenario** ansteigt<sup>40</sup>. In beiden Szenarien dominieren dabei die potenziellen Bedarfe von LKW. Die detaillierten Ergebnisse der Hochläufe sind in Abschnitt 2.1.4.3 zu finden.

Hierbei ist zu betonen, dass Hochläufe des Wasserstoffbedarfes im Verkehrssektor keinesfalls einen Ausbau der Elektromobilität ausschließen, sondern vielmehr als ergänzender Aspekt zum Erreichen der Klimaneutralität anzusehen sind. Aufgrund der Verfügbarkeit bzw. Effizienz von batteriebetriebenen Fahrzeugen bietet die Elektromobilität einen großen Mehrwert im Verkehrssektor<sup>41</sup>. Wichtig ist jedoch zu betrachten, dass der Einsatzumfang der jeweiligen Antriebsarten sich nach Verkehrsart bzw. Fahrzeugtyp unterscheidet. Allerdings ist ein umfangreicher Vergleich von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen zu batterieelektrischen Antrieben und die technische Bewertung der zukünftigen Entwicklung dieser beiden Technologien nicht Inhalt dieser Studie und wird deshalb im Rahmen dieses Berichtes nicht ausführlich betrachtet. Die Konkurrenz für die jeweiligen Fahrzeugtypen wurde allerdings anteilig für die Neuanschaffungsquoten und somit für die Hochlaufkurven berücksichtigt.

#### 2.1.4.1 Berücksichtige Technologien und Fahrzeuge

Für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors werden zukünftig Brennstoffzellensysteme in Verbindung mit grünem Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen. Hierbei sind vorrangig solche Fahrzeuge betroffen, die hohe energetische Anforderungen haben und solche Einsatzbereiche, in denen batterieelektrische Antriebe voraussichtlich weniger geeignet sind. Dies betrifft beispielsweise den Güterverkehr, Züge des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV), Busse des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV), PKW/Busse im Langstreckenbetrieb, Sonder- und Kommunalfahrzeuge sowie Schiffe.

Zwei verschiedene Technologien von Wasserstoffantrieben sind aktuell verfügbar, Wasserstoffdirektverbrenner und Brennstoffzellenfahrzeuge. Vor allem Fahrzeuge mit Brennstoffzelle stehen dabei aktuell im Fokus der Fahrzeughersteller, wobei das Rennen der Technologien noch nicht

---

<sup>39</sup> Hinweis: Ein umfangreicher Vergleich von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen zu batterieelektrischen Antrieben ist nicht Inhalt dieser Studie. Die Konkurrenz für die jeweiligen Fahrzeugtypen wurde allerdings für die Hochlaufkurven berücksichtigt.

<sup>40</sup> Die präsentierten Potenziale sind nicht mit einer Zukunftsprognose zu verwechseln, sondern spannen einen Szenarioraum für mögliche zukünftige Wasserstoffbedarfe auf.

<sup>41</sup> (Fichtner, 2023)

entschieden ist und sich auch Stimmen für den Wasserstoffdirektverbrenner finden. Langfristig wird allerdings der Brennstoffzelle mehr Potenzial zugeschrieben. So komme es, vor allem im Hauptanwendungsgebiet des Schwerlastgüterverkehrs, zu geringeren Wartungskosten, höherer Effizienz und einem höheren Kostensenkungspotenzial<sup>42</sup>. Alle unten betrachteten Fahrzeuge sind solche mit Brennstoffzelle.

Neben dem Wasserstoffdirektverbrenner stehen Brennstoffzellenfahrzeuge vor allem mit batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen im Wettbewerb der lokal klimaneutralen Antriebstechnologien im Verkehrssektor. Aufgrund des höheren Wirkungsgrades von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen von 64 % (im Vergleich zu 27 % bei Brennstoffzellenfahrzeugen<sup>43</sup>) stellen diese daher auf den ersten Blick die bessere Wahl dar. Dies gilt allerdings nur für die Fahrzeugtypen, in denen Elektrofahrzeuge sinnvoll eingesetzt werden können und die Reichweiten der Batterien ausreichend für den täglichen Gebrauch sind. Wie zuvor bereits genannt, sind insbesondere in Einsatzbereichen mit hohen energetischen Anforderungen Brennstoffzellenfahrzeuge im Vorteil.

Auf Basis der Informationen der Stakeholder wurden die folgenden relevanten Fahrzeugtypen identifiziert, die den Ausgangspunkt der Wasserstoffbedarfsanalyse darstellen:

- LKW
- Lieferfahrzeug
- Solobus
- Gelenkbus
- Reisebus
- Müllfahrzeug
- Binnenschiff
- PKW
- Zug

Als Lieferfahrzeug sind dabei Fahrzeuge mit typischerweise bis zu 3,5 t Nutzlast gemeint, alles darüber ist als LKW einzuordnen. Eine Übersicht mit Steckbriefen ausgewählter Modelle der oben genannten Fahrzeugtypen bietet Tabelle 2-7. Alle Fahrzeuge sind entweder bereits am Markt verfügbar oder stehen vor einer geplanten Markteinführung.

---

<sup>42</sup> Siehe Vergleich unter (e-mobil BW, 2021)

<sup>43</sup> Siehe Vergleich unter (BMUV, 2021)

Fahrzeugtyp	Hersteller	Modellbezeichnung	Reichweite	Kraftstoffverbrauch (kg/100 km)	Markteinführung	Kosten
LKW	Hyundai <sup>44</sup>	Xcient Fuel Cell	400 km	8,00	2020	/
LKW	Scania <sup>44</sup>	G350 Hydrogen	400 km	8,25	2019	/
LKW	VDL <sup>44</sup>		400 km	7,50	2020	/
Lieferfahrzeug	Opel <sup>49</sup>	Vivaro-e hydrogen	400 km	1,10	2021	/
Solobus	Caetona <sup>45</sup>	H2 City Gold	400 km	6,00	2020	ca. 800.000 €
Solobus	Van Hool <sup>46</sup>	A330 FC	350 km	9,00	2007	ca. 650.000 €
Solobus	Solaris <sup>46</sup>	Urbino 12 hydrogen	350 km	9,00	2019	ca. 650.000 €
Gelenkbus	Solaris <sup>47</sup>	Urbino 18 hydrogen	350 km	/	2023	/
Müllfahrzeug	Zoeller <sup>48</sup>	BLUEPOWER	400 km	/	2020	Ca. 875.000 €
PKW	Toyota <sup>49</sup>	Mirai II	650 km	0,76	2020	63.900 €
PKW	Hyundai <sup>49</sup>	Nexo	756 km	0,84	2018	77.000 €
Zug	Alstom <sup>50</sup>	Coradia iLint 54	1000 km	26 kg	2018	/

Tabelle 2-7 Ausgewählte Brennstoffzellen-Fahrzeugmodelle

#### 2.1.4.2 Annahmen & Methodik

Dieser Abschnitt beschreibt alle Annahmen, welche bei der Abschätzung des Potenzials des Wasserstoffbedarfes in der Mobilitäts- und Transportbranche zugrunde gelegt wurden. Zunächst wird hierbei auf die Verbräuche der einzelnen Fahrzeugtypen und die Hochläufe pro Fahrzeugtyp der Stakeholder eingegangen. Hierbei werden geplante oder bereits realisierte Projekte im Zuge der Umstellung auf Wasserstoffmobilität beachtet. Daraufhin wird dargestellt, wie die Ergebnisse der Analyse der Fahrzeugtypen der Stakeholder auf die komplette Region Mainz erweitert werden können.

Die Region Mainz besteht hierbei, wie in den vorangegangenen Abschnitten, aus der Landeshauptstadt Mainz, und den angrenzenden Landkreisen Mainz-Bingen und Alzey-Worms, der Stadt Worms, sowie den Landkreisen Bad Kreuznach, Groß-Gerau, der Stadt Wiesbaden und dem Standort Frankfurt-Höchst (Industriepark Höchst). Zeitlich werden die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 betrachtet.

Unter Beachtung der verschiedenen Annahmen und der in Abschnitt 2.1.2 definierten Szenarien entsteht ein Basis- und ein Ambitioniertes Szenario mit den dazugehörigen Hochläufen des Potenzials des Wasserstoffbedarfes in der Region Mainz.

<sup>44</sup> (H2-Share, o. D.)

<sup>45</sup> (CaetanoBus, o. D.)

<sup>46</sup> (WSW, o. D.)

<sup>47</sup> (Solaris, 2022)

<sup>48</sup> (Zöller-Kipper, 2022)

<sup>49</sup> (h2.live, o. D.)

<sup>50</sup> (Nawrocki, 2018)

### 2.1.4.2.1 Kraftstoffverbrauch, Laufleistung und Betankungsverhalten pro Fahrzeugtyp

Daten zum Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge wurden im Zuge der Befragung der Stakeholder mittels Fragebögen und Interviews abgefragt. Aufgrund der aktuell geringen Verbreitung von Brennstoffzellenfahrzeugen, wurde zusätzlich eine Auswertung verschiedener Studien und Herstellerangaben über den Verbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen durchgeführt. Angesichts der zurzeit ebenfalls geringen Marktverfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen wurden zur Plausibilisierung ebenfalls die Kraftstoffverbräuche von Diesel- und batterieelektrischen Antrieben aufgenommen. Insgesamt wurden, zusätzlich zu den Angaben der Stakeholder, weitere 35 Quellen ausgewertet.

Der Kraftstoffverbrauch wurde zunächst pro Fahrzeugtyp und Antriebsart einzeln analysiert und daraufhin zur besseren Vergleichbarkeit in Kilowattstunden pro Kilometer (kWh/km) umgerechnet. Hierbei wurden pro Kraftstoff die Werte „Minimaler Verbrauch“, „Maximaler Verbrauch“, „Median“, sowie das 25%- 75%-Quantil ermittelt.

Anschließend wurden die ermittelten Werte validiert und deren Konsistenz sichergestellt. Dazu wurde wie folgt vorgegangen:

- Prüfung der Verhältnisse der Kraftstoffverbrauchswerte verschiedener Antriebsarten eines Fahrzeugtyps (Bsp.: Batterieelektrische Antriebe haben einen geringeren Kraftstoffverbrauch als Dieselantriebe).
- Validierung der Verhältnisse zwischen Fahrzeugtypen (Bsp.: Lieferfahrzeuge haben einen geringeren Kraftstoffverbrauch als LKW).

Aufgrund der Unsicherheit über zukünftige Effizienzsteigerungen von Brennstoffzellenfahrzeugen konnten diese nicht berücksichtigt werden.

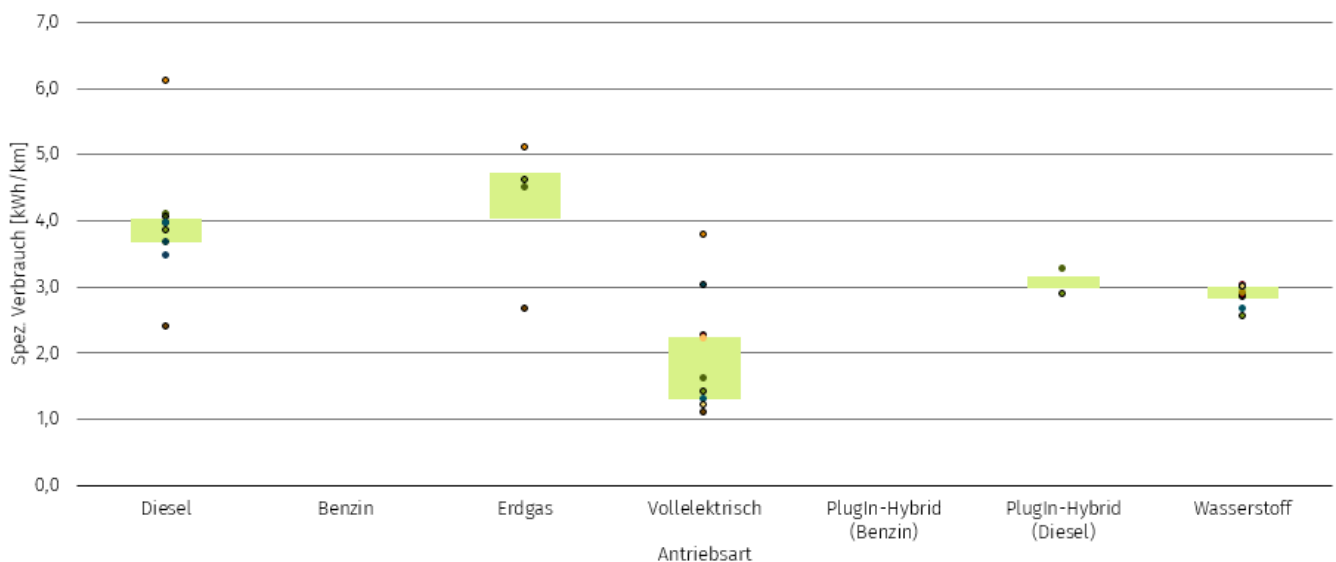


Abbildung 2-10 Vergleich des Energieverbrauches in kWh/km für Solobusse

Beispielhaft zeigt die Abbildung 2-10 die Medianverbräuche der Studien für einen Solobus. Ursprünglich wurden 7 verschiedene Antriebsarten in der Analyse berücksichtigt, jedoch konnten die Daten aufgrund der verschiedenen Eigenheiten der Fahrzeugtypen nicht für jede Antriebsart pro Fahrzeugtyp ermittelt werden. Für Solobusse ist festzustellen, dass der Energieverbrauch von heutigen Bussen mit Dieselmotor rund 33 % höher ist als bei Bussen mit Brennstoffzellenantrieb. Ein vergleichbares Bild bietet sich auch in anderen Fahrzeugklassen. Wie in der untenstehenden Grafik zu erkennen, stellt der

batterieelektrische Antrieb die effizienteste Antriebsart dar, gemessen am Energieverbrauch. Aus Gründen der Reichweite oder der Nutzlast eignet sich ein solcher Antrieb allerdings nicht für alle Anwendungsarten.

Abschließend wurde für jeden Fahrzeugtyp ein Wasserstoffverbrauch in kg pro 100 km auf Basis der Analyse festgelegt, in der Regel ist dies der Median der Daten. Die verwendeten Werte sind in der folgenden Tabelle 2-8 pro Fahrzeugtyp dargestellt.

Zur Berechnung des jährlichen Wasserstoffbedarfes eines jeden Fahrzeugs in der Region sind neben dem spezifischen Kraftstoffverbrauch ebenso die jährliche gefahrene Distanz, sowie das Betankungsverhalten relevant. Diese unterscheiden sich typischerweise ebenfalls stark nach Fahrzeugtyp. So absolvieren beispielsweise PKW, Lieferfahrzeuge und Müllfahrzeuge nur geringe Kilometerumfänge, da sie entweder in einem begrenzten geografischen Raum eingesetzt werden oder hohe Standzeiten haben. Fahrzeuge wie Fernreisebusse oder LKW sind hingegen auf langen Routen unterwegs und kehren oftmals nicht jeden Tag zu ihrem Ausgangsort zurück. Sie tanken daher oft am Betriebshof am Abfahrtsort oder am Zielort, je nach Streckenumfang zusätzlich noch unterwegs.

Zur Bestimmung der jährlichen Laufleistung pro Fahrzeugtyp wurde insbesondere auf die Stakeholderdaten zurückgegriffen. Diese wurde für die Stakeholder direkt verwendet und pro Fahrzeugtyp gemittelt für die Berechnung des Verbrauches der Gesamtregion verwendet. Falls keine Daten verfügbar waren, wurde auf externe Quellen wie beispielsweise vom Kraftfahrtbundesamt zurückgegriffen. Bei der Bestimmung des Betankungsverhaltens wurde ähnlich vorgegangen. Insgesamt wurde auf Basis der Angaben der Stakeholder angenommen, dass fast alle Fahrzeuge einen Großteil, wenn nicht sogar ausschließlich in der Region tanken. Vor allem Fahrzeuge mit großem Bewegungsradius, wie LKW oder Fernbusse tanken allerdings auch außerhalb der Region. Für jeden Fahrzeugtyp wird ein Betankungsfaktor angesetzt, welcher den Anteil der Region am Kraftstoffbedarf darstellt.

Fahrzeugtyp	Anzahl Datenpunkte	H <sub>2</sub> -Kraftstoffverbrauch in kg/100 km			Durchschnittliche Laufleistung pro Jahr	Anteil der Betankung in der Region
		25 %-Quantil	Median	75 %-Quantil		
LKW	12	7,16	<b>7,74</b>	8,17	110.600	0,67
Lieferfahrzeug	2	1,22	<b>1,25</b>	1,27	16.000	0,67
Gelenkbus	1	12,00	<b>12,00</b>	12,00	60.000	1,00
Solobus	9	8,50	<b>8,70</b>	9,00	60.000	1,00
Reisebus	2	8,89	<b>9,03</b>	9,16	194.300	0,2
Müllfahrzeug	3	6,45	<b>7,14</b>	9,79	21.250	1,00
PKW	8	0,76	<b>0,86</b>	0,97	13.900	0,75

Tabelle 2-8 H<sub>2</sub>-Kraftstoffbedarf in kg je 100 km für verschiedene Fahrzeugtypen

Die Verbrauchsdaten von Binnenschiffen (sowohl im Güter-, als auch im Personenbereich) und Zügen wurde in diesem Zuge nicht beachtet. Für Binnenschiffe im Personenverkehr wurden Berechnungen auf Basis der Leistung der Schiffsmotoren von Stakeholdern, der durchschnittlichen Anzahl an Volllaststunden pro Jahr und einem Wirkungsgrad der Brennstoffzelle von 80 % durchgeführt. Weiterhin wurde die Studie eines anderen Stakeholders zu Verbräuchen von Güter- und Personenbinnenschiffen

genutzt, um die berechneten Werte zu prüfen und Verbräuche von Güterbinnenschiffen zu erhalten. Im Bereich der Züge wurden Stakeholderangaben des Jahresverbrauches der Flotte als Grundlage genutzt.

An dieser Stelle sei noch kurz auf die Bedeutung der Region bezüglich des Nachtankens von Wasserstoff in der Güterschifffahrt hingewiesen. Die Landeshauptstadt Mainz hat hierfür nahe der Mündung des Mains in den Rhein eine zentrale Lage. Die RH<sub>2</sub>INE Location Study<sup>51</sup> hat die Nachfrage nach Wasserstoff auf dem Rhein nach Regionen analysiert. Im Projekt RH<sub>2</sub>INE geht es um die Einführung wasserstoffbetriebener Binnenschiffe auf dem Rhein-Alpen Korridor. Zum aktuellen Stand bestehen allerdings nur Planungen für den Aufbau eines solchen Korridors von Rotterdam bis Köln. Weitere Regionen, so auch die beiden von dieser Studie betroffenen Länder Hessen und Rheinland-Pfalz, sind allerdings bereits für die Erweiterung der Infrastruktur angedacht, erste Gespräche dazu bestehen bereits mit dem Projekt RH<sub>2</sub>INE. In der bereits erwähnten Location Study wird bereits ein Blick auf den Bedarf des Oberrheins geworfen. Die Autoren analysieren hier die Anzahl der Bootspassagen an regelmäßigen Meldestellen am Rhein und kommen zu der Aussage, dass 4,5 % der kompletten erwarteten Wasserstoffnachfrage der Schifffahrt auf dem Rhein durch solche südlich von Köln zustande kommt. Da die Region somit in den Gesamtbetrachtungen keine Hauptrolle spielt, fokussiert sich das Projekt aktuell noch auf den Rhein flussabwärts von Köln. Nichtsdestotrotz wird in Zukunft auch eine detaillierte Betrachtung des Oberrheins rund um Mainz notwendig sein, wenn es darum geht, den Rhein-Alpen Korridor mit klimaneutralen Antrieben zu überwinden. Gerade südlich der stark industrialisierten Rhein-Ruhr Region mit vielen Tankmöglichkeiten in diversen Häfen stellt die Region Mainz dann erstmals wieder einen großen Anlaufpunkt für die Schifffahrt auf dem Weg flussaufwärts dar. Dieser Tatsache wird in der Analyse mit einem beschleunigten Hochlauf der Nutzung wasserstoffbetriebener Antriebe, und damit einhergehend des Bedarfes, ab Mitte der 2030er Rechnung getragen.

#### **2.1.4.2.2 Annahmen für die Modellierung des Hochlaufs des Wasserstoffbedarfes**

Im folgenden Abschnitt sind die Angaben der Stakeholder über die Abschätzung ihres Wasserstoffbedarfes dargestellt. Diese werden als grundlegende Annahmen für die Hochlaufkurven des Wasserstoffbedarfes genutzt. Allen Modellierungen gemein ist die Annahme der Klimaneutralität auf Bundesebene bis zum Jahr 2045. Auf Ebene der Landeshauptstadt Mainz gibt es zusätzlich das ambitioniertere Ziel die Klimaneutralität möglichst bereits im Jahr 2035 erreicht zu haben.

- ÖPNV-Busunternehmen
  - Im Zuge der Technologiewende besteht die Notwendigkeit der sukzessiven Umstellung auf emissionsfreie Antriebe. Ein Stakeholder möchte ab 2025 nur noch solche Fahrzeuge anschaffen.
  - Für das Gelingen der Mobilitätswende muss es zu einer Änderung des Verkehrsverhaltens hin zu mehr ÖPNV kommen. Klimaneutrale Busse in ausreichender Zahl steigern dabei die Attraktivität der Alternativen und helfen die Mobilitätswende zu meistern.
  - Brennstoffzellenfahrzeuge werden vorrangig auf längeren Umläufen zum Einsatz kommen, da batterieelektrisch betriebene Busse auf kurzen Umläufen wirtschaftlich besser abschneiden. Im städtischen Gebiet werden daher batterieelektrische Busse im Vorteil gesehen, während es insgesamt vermutlich zu gemischten Flotten kommt.
  - Ein Stakeholder spricht langfristigen von einem Anteil von bis zu 45% Wasserstoffbussen, während der Rest Elektrobusse sein könnten. Bei anderen Unternehmen werden aufgrund

---

<sup>51</sup> (Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence, 2021)

von Anpassungen der Routen an die Leistung von Elektroantrieben etwas weniger Wasserstoffbusse erwartet.

- Aktuell sind Wasserstoffbusse teurer und wartungsanfälliger als Batteriebusse, wodurch kurzfristig der Anteil an Elektrobussen größer sein wird.
- Logistik- und Speditionsunternehmen
- Im Rahmen der Technologiewende zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors stellt die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger für Nutzfahrzeuge einen wichtigen Faktor dar. Der Vorteil gegenüber Elektro-LKWs wird dabei vor allem auf längeren Touren, bei hoher Gesamtmasse und unter Zeitdruck, wegen schnelleren Tankvorgängen, gesehen.
- Als besonderes Problem werden fehlende Betankungsmöglichkeiten erwähnt. Strecken ohne gute Infrastruktur könnten somit nicht mit Wasserstoffantrieben befahren werden.
- Bisher gibt es kaum Projekte und konkrete Planungen. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass die Marktverfügbarkeit von Wasserstoff-LKWs aktuell sehr begrenzt ist und erst in den nächsten Jahren langsam hochgefahren wird.
- Denkbar ist auch eine Marktentwicklung hin zu Wasserstoffdirektverbrennung, da diese in der Anschaffung nur geringfügig teurer als herkömmliche LKW sein könnten.
- Auf kurzen Distanzen, wie beispielsweise im Zustell- oder Auslieferungsbereich werden batteriebetriebene Fahrzeuge klar im Vorteil gesehen. Die hier gefahrenen Routen sind aufgrund geringer Distanzen und Beladungen ohne Probleme mit Elektrofahrzeugen möglich.
- Aufgrund fehlender Antworten der Stakeholder, und vermutlich geringer Relevanz, wurde auf eine Modellierung der Fahrzeuge in der Intralogistik und im Güterumschlag verzichtet. Ein Stakeholder aus dem Bereich der Transportlogistik erwähnte allerdings, dass aufgrund des stationären Einsatzes und der besseren Marktverfügbarkeit in der Intralogistik batterieelektrische Fahrzeuge im Vorteil gesehen werden.
- Binnenschifffahrt
  - Wasserstoff-Antriebe (sowohl Brennstoffzellen als auch Wasserstoffdirektverbrenner) stehen im Zuge der Dekarbonisierung sowohl im touristischen Linienverkehr als auch im Güterverkehr, in Konkurrenz zu E-Fuels. Bei beiden Varianten ist die Nutzung einer Batterie an Bord nötig.
  - Aufgrund der langen Lebensdauer und -nutzung und den hohen Anschaffungskosten von Schiffen wird die natürliche Umstellung der Flotten auf emissionsfreie Antriebe durch zyklische Reinvestition dauern. Eine Alternative stellt daher in diesem speziellen Anwendungsfall die Umrüstung bestehender Schiffe dar. Kurzfristig sind keine am Markt verfügbaren Modelle mit Wasserstoffantrieb bekannt. Ein erstes wasserstoffbetriebenes Güterschiff soll in einem Modellprojekt bereits Ende 2022 auf dem Niederrhein unterwegs sein.
- Spezialfahrzeuge
  - Im Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen wird großes Potenzial gesehen, da aktuell Elektrofahrzeuge bei verbrauchsintensiven Sonderfahrzeugen schnell an ihre Grenzen geraten. Durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz müssen bereits jetzt ein Teil der Neuanschaffungen lokal emissionsfrei sein.
  - Aktuell werden bereits Kombinationen aus vollelektrischen Abfallsammelfahrzeugen mit einer Brennstoffzelle als Range-Extender eingesetzt. Diese kann die Batterie aufladen und sorgt somit erst für lange Laufzeiten. Dies wird auch in Zukunft gegenüber einem reinen Wasserstoffantrieb präferiert, da somit die Vorteile des Elektromotors in der Stadt besser



ausgenutzt werden können (Rekuperation) und außerhalb der Dienstzeiten der Strom einer eigenen PV-Anlage zum Laden der Batterie genutzt werden kann.

- Aktuell ist die Marktverfügbarkeit gering, da nur ein Anbieter bekannt ist. Das Angebot an rein elektrischen Fahrzeugen scheint in der nahen Zukunft deutlich höher zu sein, es wird hier vermutlich zu einem Wettbewerb mit offenem Ausgang zwischen den beiden Antriebstechnologien kommen.
- PKW
  - Betrieb der Fahrzeuge im Vergleich zu Elektroautos nicht wirtschaftlich.
  - Aktuell deutet alles darauf hin, dass auch in Zukunft Elektroautos klar im Vorteil sind.

Da es nicht für alle beachteten Fahrzeugtypen passende Stakeholder gab, wurde der Hochlauf einiger Fahrzeugtypen ohne Stakeholderinformationen modelliert. Im Folgenden wird die Vorgehensweise in diesen Fällen dargestellt:

- ÖPFV-Busunternehmen
  - Die Anbieter von Fahrten im öffentlichen Personen-Fernverkehr (ÖPFV) stehen vor ähnlichen Problemen wie Spediteure. Es werden vor allem lange Touren gefahren, weiterhin ist die Gesamtmasse nicht zu vernachlässigen.
  - Aufgrund von hohem Preis- und Zeitdruck könnten Elektrobusse auf der Langstrecke ungeeignet sein, falls sich die Ladezeit nicht deutlich reduziert
  - Das Anfahren von großen Städten und Metropolregionen, sowie die Nutzung von Haltestellen an Verkehrsknotenpunkten, vereinfacht das Problem der Betankung, da Tankstelle vermehrt an solchen Orten in großen Städten oder an der Autobahn erwartet werden.
- Züge
  - In der Region Mainz sind noch einige Zugstrecken nicht elektrifiziert, hier werden aktuell Diesellokomotiven eingesetzt. Der wichtigste SPNV-Anbieter der Region hat einen hohen Anteil an Diesellokomotiven in der Flotte, daher werden die Hochlaufzahlen hier höher ausfallen als in anderen Studien.
  - Im Zuge der Dekarbonisierung wird die Reinvestition in Diesellokomotiven in nicht allzu ferner Zukunft zurückgehen. Als Ersatz könnten die Strecken entweder elektrifiziert werden oder Wasserstofflokomotiven zum Einsatz kommen.
  - Es wird ein Elektrifizierungsgrad der Schienen von 75 % in Deutschland im Jahre 2030 angestrebt, wovon bis 2021 61 % erreicht wurden<sup>52</sup>. Auf manchen Strecken wird eine Elektrifizierung allerdings aufgrund von topologischen oder schienenverkehrstypischen Gegebenheiten oder geringer Nutzung im Vergleich zu Wasserstofflokomotiven nicht wirtschaftlich sein.

### **Wirtschaftliche Annahmen**

Neben den soeben beschriebenen technischen und regulatorischen Annahmen haben auch wirtschaftliche Effekte eine große Rolle auf den Hochlauf wasserstoffbetriebener Fahrzeuge. Folglich werden vor einer Anschaffung immer Investitions- und Betriebskosten im Vergleich zu alternativen Technologien evaluiert werden müssen. Aktuell liegt der Preis von Wasserstofffahrzeugen deutlich über dem von Fahrzeugen mit anderen Antriebsarten. Daher ist eine Anschaffung ohne Förderung schwer möglich. Ein starker Hochlauf wird folglich erst dann und nur für die Fahrzeugtypen zustande kommen, in denen die Gesamtkosten aus Anschaffungs- und Betriebskosten in einer ähnlichen Preisklasse wie

---

<sup>52</sup> (BMVI, 2021)

die Alternativen liegen. In Stakeholdergesprächen wurde erwähnt, dass Wasserstoffbusse teils mehr als doppelt so teuer sind, wie vergleichbare Busse mit Dieselmotoren. Im LKW-Bereich wird der Unterschied noch größer beziffert, hier werden Modelle mit Brennstoffzelle als bis zu vier Mal so teuer genannt, wie solche mit konventionellem Dieselmotor. Die Mehrausgaben können aktuell durch Förderungen von bis zu 90 % aufgefangen werden. Vor allem bei schweren Nutzfahrzeugen und Sonderfahrzeugen sind dies jedoch aufgrund der hohen Investitionssummen noch immer beträchtliche Summen. Es wird davon ausgegangen, dass die Kosten in den kommenden Jahren sinken werden und aktuelle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren durch höhere Steuern und Regulierungen unwirtschaftlicher werden. Aufgrund der bereits weiter fortgeschrittenen Marktreife von Elektroantrieben sind diese jedoch aktuell und in naher Zukunft wirtschaftlich im Vorteil. Mehr zu den aktuellen Anschaffungskosten von Wasserstoff-Fahrzeugen gibt es auch in den Kurz-Steckbriefen verschiedener Modelle in Abschnitt 2.1.4.1.

Auch die laufenden Kosten eines Fahrzeugs mit Wasserstoffantrieb unterscheiden sich aktuell. So bleiben die Personalkosten im Betrieb zwar gleich, die Wartung unterscheidet sich allerdings von aktuellen Verbrennern, so dass unter Umständen hier andere Werkstätten oder solche mit speziell geschultem Personal genutzt werden müssen. Aufgrund der geringen Verbreitung von Wasserstofffahrzeugen in Deutschland zum aktuellen Zeitpunkt ist die Wartung teils sehr umständlich. Ein Stakeholder berichtet von monatelangen Ausfällen, da Ersatzteile nicht verfügbar waren. Hier musste auf Sonderanfertigungen zu höheren Kosten zurückgegriffen werden, aber auch lange Ausfälle implizieren verlorene Umsätze. Die Kosten des Energieträgers Wasserstoff liegen aktuell für Personenkraftwagen im Vergleich zu den verbreiteten Kraftstoffen leicht niedriger<sup>53</sup>. Dies liegt zum aktuellen Zeitpunkt (Oktober 2022) vor allem an hohen Preisen herkömmlicher Energieträger. Durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise sollten fossile Energieträger allerdings auch in Zukunft nicht mehr auf ein niedriges Preisniveau sinken. Im Wettbewerb der lokal emissionsfreien Antriebe liegen jedoch besonders Elektrofahrzeuge vorne, deren hohe Effizienz zu einem niedrigeren Energieverbrauch und geringeren Energiekosten führt. Generell sind die Preise von Wasserstoff und Strom korreliert, wodurch es rein preislich vermutlich weiter bei geringeren laufenden Energiekosten von Elektroantrieben bleiben wird. Aktuell ist ein Kilogramm Wasserstoff für 12,85 € an den meisten Tankstellen in Deutschland verfügbar<sup>54</sup>. Bei steigendem Angebot an Wasserstoff und potenziellem Überschussstrom aus erneuerbaren Energien in der Zukunft wird allerdings davon ausgegangen, dass dieser Preis in den nächsten Jahren sinken wird. Aus Stakeholdergesprächen ging hervor, dass ein Preis von ca. 7-8 € pro kg als wirtschaftlich angesehen wird. Diese Angabe ist allerdings mit Vorsicht zu betrachten, da neben den laufenden Energiekosten auch weitere Kosten wie Wartungs- und Anschaffungskosten in Wirtschaftlichkeitsabwägungen miteinbezogen werden müssen. Die aktuellen laufenden Kosten werden zusätzlich durch Umwege zu Tankstellen erhöht, was sich allerdings bei größerer Marktverfügbarkeit und mehr Tankstellen in Zukunft ändern wird.

#### **2.1.4.2.3 Berechnung des Flottenanteils von Wasserstofffahrzeugen unter Berücksichtigung der Prognose der jährlichen Nachfrageentwicklung und der Lebensdauer**

Für die kurz- bis mittelfristigen Zeiträume (bis 2035) können aufgrund aktuell bereits geplanter Projekte der Stakeholder Abschätzungen für den Hochlauf der Neuanschaffungen gemacht werden. So ist davon auszugehen, dass kurzfristig der ÖPNV den größten Abnehmer von Wasserstoff auf der Straße darstellt, während die Umrüstung der LKW erst mittel- bis langfristig erfolgt, dann aber volumenmäßig dominiert. Die getroffenen Angaben basieren auf Ergebnissen aus den Fragebögen und Stakeholderinterviews, der Auswertung der gegenwärtigen Standortkonzepte der wichtigsten Wasserstoffverbraucher inklusive der

---

<sup>53</sup> (BMW, 2022a)

<sup>54</sup> (H2 MOBILITY News, 2022)

Nutzbarkeit der aktuellen Infrastruktur, der Marktverfügbarkeit von Fahrzeugen, der Tankstelleninfrastruktur (genauer hierzu in AP 2.2), dem erwarteten Wettbewerb mit anderen Antriebsarten und den Ergebnissen anderer Studien und wurde schließlich mittels d-fines branchenspezifischer Expertise auf Angemessenheit überprüft. Mit den Neuanschaffungsquoten kann durch natürliche Reinvestitionszyklen die Flottenumstellung berechnet werden. Hierbei geht als wesentlicher Parameter insbesondere die durchschnittliche (wirtschaftliche) Lebensdauer der Fahrzeuge ein. Mithilfe der Flottenzusammensetzung kann unter Hinzunahme von durchschnittlichen Laufleistungen und Verbräuchen ein Hochlauf für den Wasserstoffbedarf der Flotten simuliert werden.

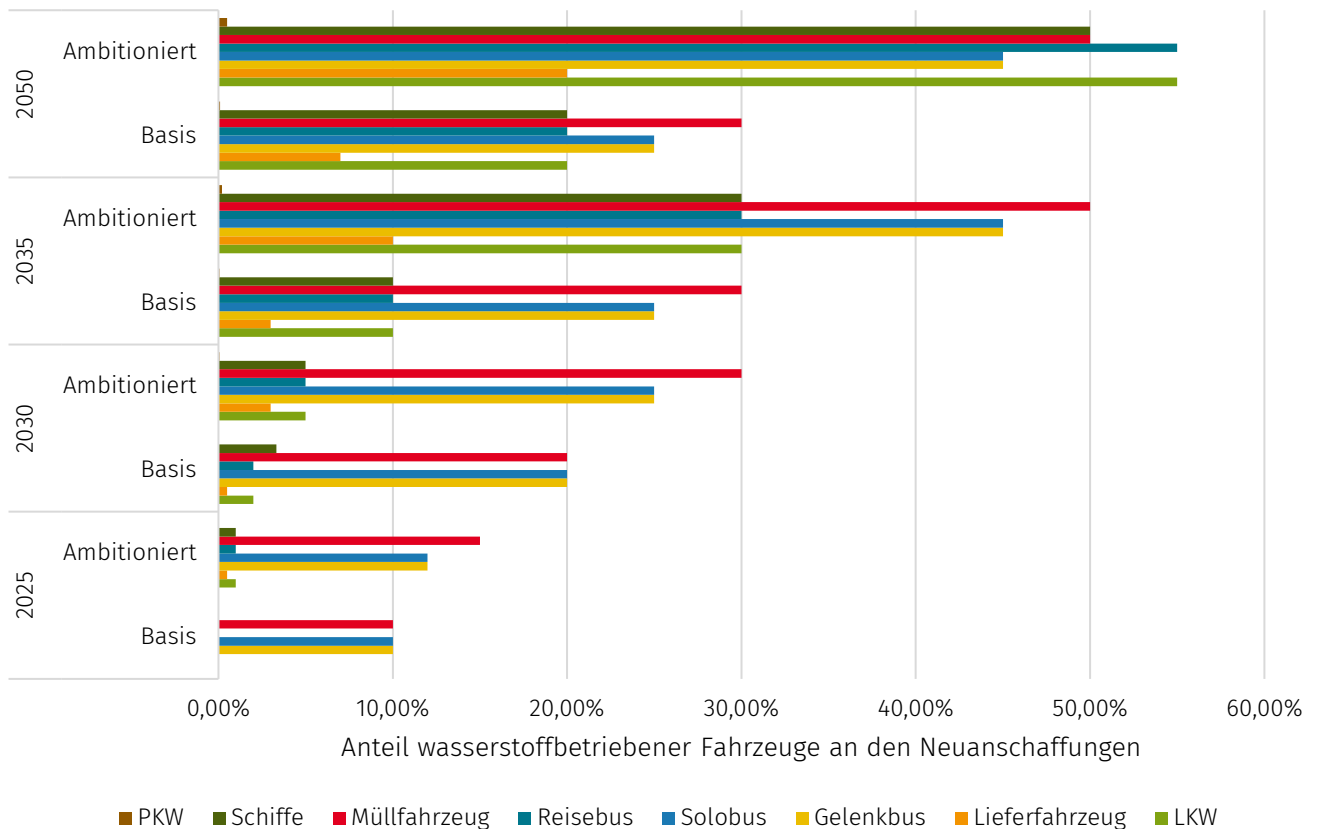


Abbildung 2-11 Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen an Neuanschaffungen pro Fahrzeugtyp im Basis und Ambitionierten Szenario

- Im Bereich der Transportlogistik für LKW
  - Kurzfristig: Nur vereinzelt Fahrzeuge verfügbar (2 – 5 %)
  - Langfristig: Potenzial für knapp ein Viertel bis über die Hälfte der emissionsfreien Fahrzeuge, je nach Einsatzgebiet und Verfügbarkeit von Wasserstoff und Preisentwicklungen
- Bereich der Transportlogistik für Lieferfahrzeuge
  - Kurz- und langfristig: Bei Umstellung zu emissionsfreien Fahrzeugen eher Elektrofahrzeuge im Vorteil, Wasserstoff nur bei besonderen Bedingungen, wie z. B. sehr hoher Umlaufstrecke (kurzfristig Anteil unter 5 %, langfristig bis zu 20 % im Ambitionierten Szenario)
- Für Busse im ÖPNV
  - Kurzfristig: Aufgrund guter Förderung bereits einige Fahrzeuge im Einsatz mit konkreten Projekten zur weiteren Anschaffung (20 – 25 %)

- Langfristig: Potenzial für ein Viertel bis zur Hälfte der emissionsfreien Fahrzeuge, je nach Umlaufrouen und Verfügbarkeit von Wasserstoff und Preisentwicklungen
- Für Busse im ÖPFV
  - Kurzfristig: Markt für Reisebusse ist noch im Aufbau (2 – 5 %)
  - Langfristig: Potenzial für ein Viertel bis über die Hälfte der emissionsfreien Fahrzeuge, je nach Einsatzgebiet und Verfügbarkeit von Wasserstoff und Preisentwicklungen
- Für PKW
  - Kurz- und langfristig: Anwendungsfälle beziehen sich eher auf Pilotprojekte sowie Kunden, die besonderen Wert auf Wasserstoff als Antriebsform legen. Wirtschaftlich kann Wasserstoff hier batterieelektrische Fahrzeuge eher nicht mehr einholen (unter 1 %)
- Für Binnenschiffe
  - Kurzfristig: Markt für Schiffe ist noch im Aufbau (3 – 5 %)
  - Langfristig: Wasserstoff steht in Konkurrenz zu E-Fuels, bietet aber Potenzial einen wesentlichen Teil der Flotten zu stellen, was wegen der langen Reinvestitionszyklen aber auch bis 2050 noch nicht vollständig abgeschlossen sein muss (20 – 55 %)
- Für Müllfahrzeuge
  - Kurzfristig: Aufgrund guter Förderung bereits einige Fahrzeuge im Einsatz mit konkreten Projekten zur weiteren Anschaffung (20 – 30 %)
  - Langfristig: Potenzial für mehr als ein Viertel bis die Hälfte der emissionsfreien Fahrzeuge, je nach Umlaufrouen und Verfügbarkeit von Wasserstoff und Preisentwicklungen

Um im Bereich der Züge nur solche Neuanschaffungen zu berücksichtigen, welche Dieselloks ersetzen, wird an dieser Stelle in den Szenarien direkt der Anteil an der Gesamtflotte der derzeit mit Diesel betriebenen Zügen vorgegeben, welcher im nächsten Abschnitt zu finden ist.

Auf Basis dieser Neuanschaffungsquoten von Brennstoffzellenfahrzeugen konnten dann mittels der durchschnittlichen Lebensdauer der Fahrzeuge der Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen an der Gesamtflotte berechnet werden. Hierzu wurde berechnet, wie hoch der durchschnittliche Anteil an Neuanschaffungen pro Jahr ist. Daraufhin konnte mittels des Anteils an Brennstoffzellenfahrzeugen an den Neuanschaffungen der Anteil an der Gesamtflotte berechnet werden. Iterativ konnte somit für jedes Jahr unter Berücksichtigung der zu ersetzenden Fahrzeuge und der bereits vorhandenen Menge an Brennstoffzellenfahrzeugen der Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen an der Gesamtflotte ermittelt werden und somit ein Hochlauf pro Fahrzeugtyp und Szenario bestimmt werden.

Mithilfe der Flottenzusammensetzung kann unter Hinzunahme von durchschnittlichen Laufleistungen und Verbräuchen ein Hochlauf für den Wasserstoffbedarf der Flotten simuliert werden.

#### **2.1.4.2.4 Projektion der Prognosen auf die Transport- und Logistikanwendungen der Region Mainz**

Auf Basis der zuvor genannten Annahmen, den Angaben der Stakeholder und des vorgestellten methodischen Vorgehens, lässt sich nun der Wasserstoffbedarf der Stakeholder in der betrachteten Region beziffern. Da im Zuge der durchgeführten Interviews und der beantworteten Fragebögen keine Totalaufnahme der Region angelegt werden konnten, bedarf es einer Abschätzung für jeden einzelnen Fahrzeugtyp, um den Gesamtbedarf der Region darzustellen. Hierbei wurde nicht nur auf Basis der zuvor getroffenen Annahmen eine Abschätzung des Gesamtbedarfes getätigt, sondern die Nachfrageentwicklung auch auf die spezifischen Eigenschaften der Transport- und Logistikanwendungen der Region korrigiert. Die dafür verwendeten Annahmen werden im Folgenden vorgestellt:

- Nutzfahrzeuge in der Transportlogistik

- Die Gesamtzahl der Nutzfahrzeuge in der Region wurde anhand von Bestandszahlen der Fahrzeuge abgeleitet. Diese Zahlen sind beim Kraftfahrtbundesamt auf Ebene der Zulassungsstellen verfügbar. Gepaart mit einem Korrekturfaktor konnte somit die Gesamtzahl der in der Analyse betrachteten LKW und Lieferfahrzeuge festgestellt werden. Der Korrekturfaktor wird angewandt, um den Bedarf nicht zu überschätzen. Er symbolisiert die Tatsache, dass nicht alle zugelassenen Fahrzeuge tatsächlich durchgängig in der Region genutzt werden bzw. im Einsatz sind.
- ÖPNV-Busunternehmen
  - Im Bereich der Busunternehmen konnte die Gesamtzahl an Bussen in der betrachteten Region durch Recherche auf den Internetseiten der Unternehmen festgestellt werden. Durch Angaben aus den Stakeholderinterviews wurde die Gesamtzahl an Bussen daraufhin auf Solo- und Gelenkbusse aufgeteilt, sofern diese Aufteilung nicht ebenfalls auf der Internetseite erwähnt wurde.
- ÖPFV-Busunternehmen
  - Die Zahl der betrachteten Fernbusse wurde mittels einer Analyse der Fahrpläne an den Busbahnhöfen der Region ermittelt. Da es in Wiesbaden kaum Abfahrten gab, und diese ebenfalls in Mainz halten würden, lag die Konzentration hierbei auf dem Fernbusbahnhof am Mainzer Hauptbahnhof.
- Entsorgungsbetriebe (Sonderfahrzeuge)
  - Im Bereich der Entsorgungsbetriebe lag die Anzahl an Fahrzeugen in der Landeshauptstadt Mainz durch Angaben aus den Stakeholderinterviews vor. Eine Gesamtzahl an Fahrzeugen in der Region konnte leider nicht, wie bei den Busunternehmen, durch Internetrecherche herausgefunden werden. Hier wurde daher die Annahme getroffen, dass die durchschnittliche Anzahl an Fahrzeugen in allen 7 betrachteten Kreisen gleich hoch ist. Die Landeshauptstadt Mainz hat leicht mehr Einwohner als der Durchschnitt der 7 Städte und Kreise. Da jedoch vor allem im ländlichen Raum höhere Umfänge gefahren werden müssen und somit die Abfallsammelfahrzeuge länger ausgelastet sind, gleicht dies eine geringere Einwohnerzahl und damit weniger anfallenden Abfall aus.
- PKW
  - Das Vorgehen zur Ermittlung der Gesamtzahl der PKW ist identisch mit dem der Nutzfahrzeuge, es basiert auf Daten des Kraftfahrtbundesamtes. Auch hier wurde ein Korrekturfaktor angewendet.
- Schiffe
  - Die Abschätzung des Gesamtverbrauches in der Region wurde mittels der Studie eines Stakeholders vorgenommen. Hierbei wurde der Verbrauch aller Schiffe auf dem Rhein in verschiedenen Stützjahren abgeschätzt, sowie in verschiedenen Szenarien der Bedarf an Wasserstoff modelliert.
- Züge
  - Mittels der Flotten der SPNV-Anbieter der Region, welche auf der Internetseite einsichtig sind, konnte ermittelt werden, wie viele Diesellokomotiven noch in Gebrauch sind und auf welchen Strecken diese unterwegs sind. Somit konnte abgeschätzt werden, welcher Anteil der Lokomotiven ersetzt werden muss unter Berücksichtigung der Tatsache, dass weiterhin Strecken elektrifiziert werden und hier somit eher Elektrolokomotiven zum Einsatz kommen würden.

### 2.1.4.3 Ergebnisse für die Stützjahre

Wie in Abschnitt 2.1.4.2.3 beschrieben, wurden, unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Lebensdauer und der szenariospezifischen Anteile von Wasserstofffahrzeugen an den Neuanschaffungen, Hochlaufkurven für die Anteile an Wasserstofffahrzeugen an der Gesamtflotte pro Fahrzeugtyp ermittelt werden<sup>55</sup>. Die Gesamtflotte bezieht sich dabei bei allen Fahrzeugtypen mit Ausnahme der Züge auf alle verfügbaren Fahrzeuge unabhängig vom Antrieb. Bei Zügen ist hiermit die Flotte der derzeit mit Diesel betriebenen Zügen gemeint.<sup>56</sup>

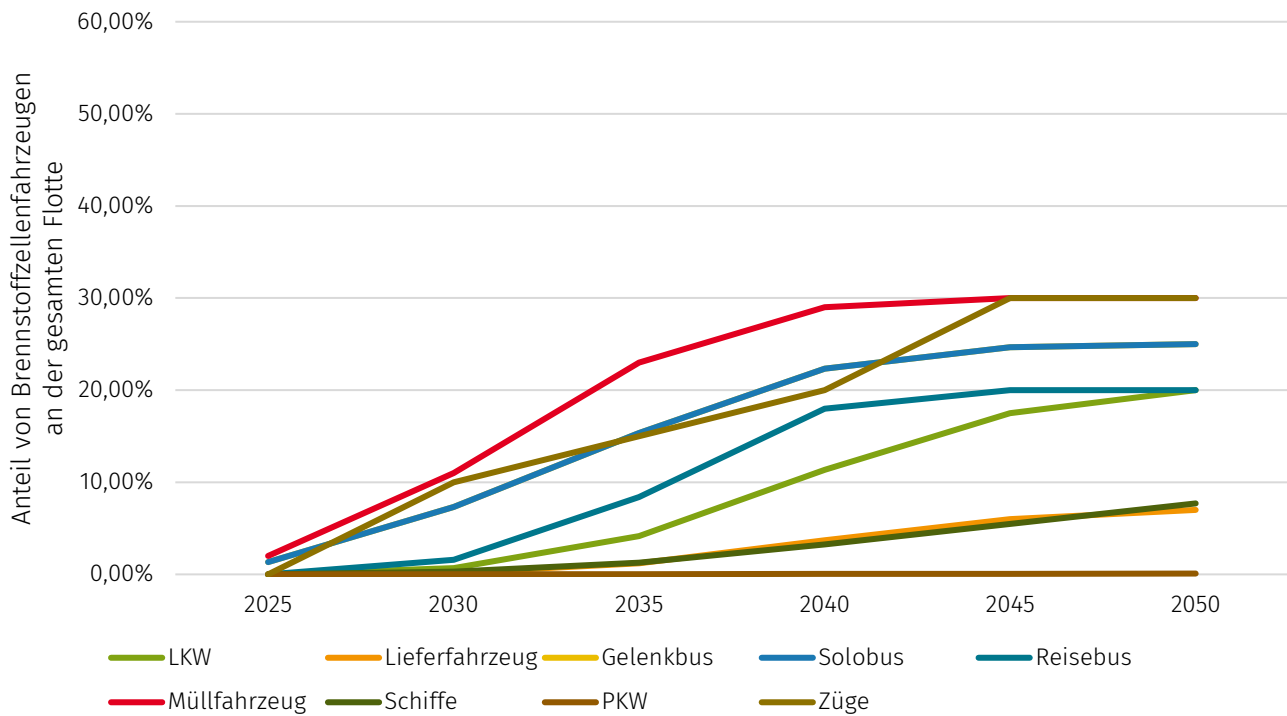


Abbildung 2-12 Flottenanteile im Basis-Szenario.<sup>57</sup>

<sup>55</sup> Die Hochlaufkurve im Basis-Szenario basiert auf den Angaben der Stakeholder, sowie den Ergebnissen der Literaturlauswertung und beinhaltet keine Gesamtsystemoptimierung. Eine technologische Bewertung bzw. der Vergleich zur Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen mit batteriebetriebenen Fahrzeugen ist nicht Teil dieser Studie.

<sup>56</sup> Für den Hochlauf des Flottenanteils von wasserstoffbetriebenen Zügen wurden nur nicht-elektrofizierte Züge betrachtet. Nicht-elektrofizierte Züge, die langfristig nicht durch wasserstoffbetriebene Züge ersetzt werden, werden elektrofiziert.

<sup>57</sup>In dieser Grafik sind nur nicht-elektrofizierte Züge berücksichtigt.

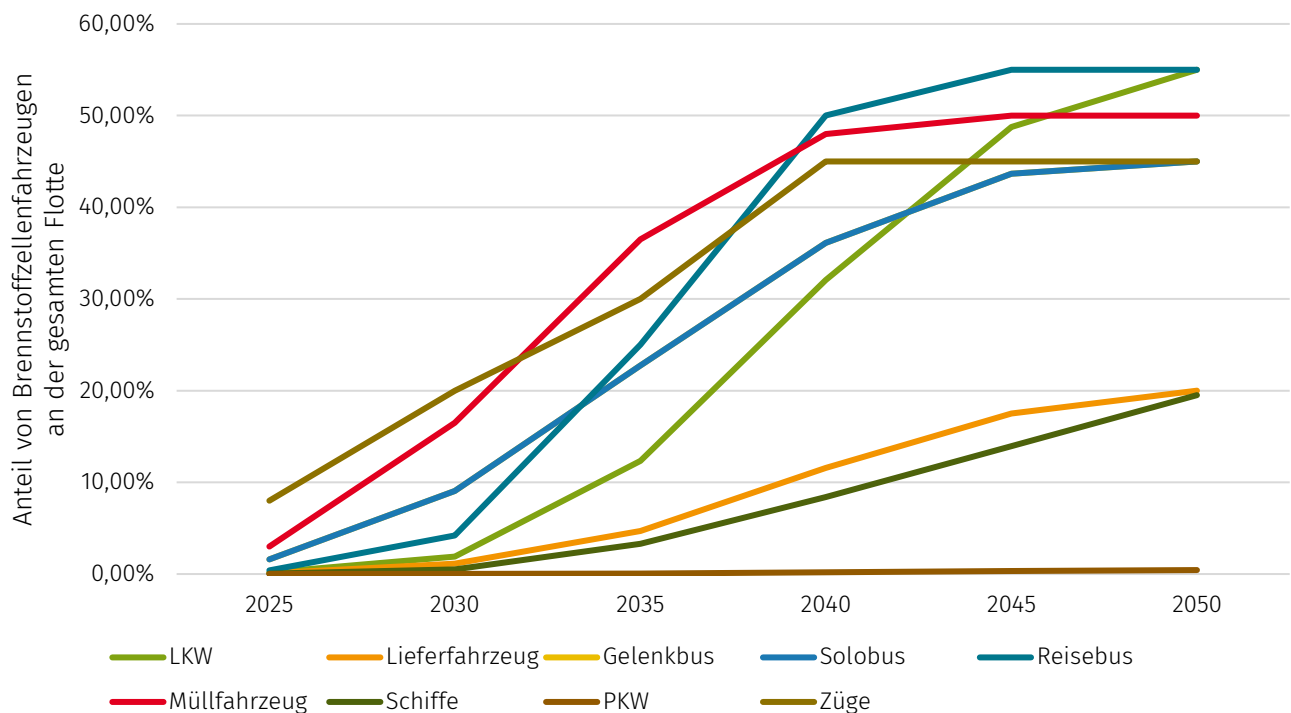


Abbildung 2-13 Flottenanteile im Ambitionierten Szenario.<sup>58</sup>

Aus den berechneten Hochlaufkurven lassen sich verschiedene Erkenntnisse gewinnen:

- Reisebusse erreichen aufgrund der geringsten Lebensdauer und somit schnellsten Reinvestitionszyklen aller Fahrzeugtypen von nur 5 Jahren in beiden Szenarien einen der schnellsten Hochläufe.
- Fahrzeugtypen mit bereits heute marktfähigen Technologien und Einsätzen, wie beispielsweise Züge, Abfallsammelfahrzeuge und Busse im ÖPNV-Betrieb haben ebenfalls schnelle Hochläufe. Bei den Bussen kommt es aufgrund des Wettbewerbs mit batteriebetriebenen Elektrobussen zu einem Niveau von bis zu 45 % im Ambitionierten Szenario im Jahr 2050, die Anteile von Zügen und Abfallsammelfahrzeuge erreichen steilere Hochläufe.
- Bei den LKW zeigt sich die geringe aktuelle Marktverfügbarkeit durch eine sehr flache Kurve in den Anfangsjahren, welche erst ab Mitte der 2030er Fahrt aufnimmt. Vor allem in der nahen Frist sind Elektro-LKW im Vorteil, da es ein deutlich größeres Angebot zu günstigeren Preisen gibt.
- Lieferfahrzeuge und PKW bleiben aufgrund des starken Wettbewerbs mit Elektroantrieben, welche bei diesen Fahrzeugen im Vorteil gesehen werden, bei geringen Flottenanteile von nur knapp 20 % (Lieferfahrzeuge) und weniger als einem Prozent (PKW) im Ambitionierten Szenario im Jahr 2050.

<sup>58</sup> In dieser Grafik sind nur nicht-elektrifizierte Züge berücksichtigt.

- Ein Abflachen der Kurven ist in den meisten Fällen ab ca. 2040 zu erkennen. Dies zeigt, dass mit dem Erreichen der Klimaneutralität (Landeshauptstadt Mainz idealerweise im Jahr 2035, Deutschland in 2045) ein Sättigungsniveau erreicht ist und der Anteil an der Flotte gleichbleibt. In wenigen Fällen kommt es auch danach noch zu einer Vergrößerung des Anteils von Wasserstofffahrzeugen an der Flotte. Dies resultiert aus langen Investitionszyklen und einer mitunter geringen Marktverfügbarkeit aktuell und in naher Zukunft, wie beispielsweise bei den Schiffen. Daher können und müssen in der Zwischenzeit Übergangstechnologien genutzt werden und ein Umstieg auf Wasserstoffantriebe, sofern sinnvoll, später geschehen. Übergangstechnologien können beispielsweise synthetische Kraftstoffe oder auch Elektroantriebe sein.

Wasserstoffverbrauch in GWh pro Jahr			2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stakeholder & Umfeld	Mobilität	ÖPNV (Busse)	1,17	11,66	26,8	39,03	43,01	43,69
		ÖPFV (Busse)	0,00	0,03	0,16	0,34	0,37	0,37
		SPNV (Züge)	24,33	30,01	32,85	35,68	41,36	41,36
		ÖPNV (Schiffe)	0,00	0,04	0,16	0,40	0,68	0,96
	Transport	LKW	0	5,71	35,71	97,11	149,95	171,37
		Lieferfahrzeuge	0	0,02	0,13	0,38	0,61	0,71
		Schiffe	0,00	1,50	6,39	16,53	27,81	39,08
	Sonderfahrzeuge	Müllfahrzeuge	1,41	2,02	4,21	5,31	5,5	5,5
		PKW	0	0,06	0,38	1,08	1,83	2,46
	<b>Insgesamt</b>			<b>26,91</b>	<b>51,04</b>	<b>106,77</b>	<b>195,87</b>	<b>271,22</b>

Tabelle 2-9 Modellierte Bedarfspotenziale nach Fahrzeugtypen im Verkehrssektors im Basis-Szenario<sup>59</sup>

Wasserstoffverbrauch in GWh pro Jahr			2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stakeholder & Umfeld	Mobilität	ÖPNV (Busse)	11,66	34,95	39,73	63,15	76,32	78,64
		SPNV (Züge)	28,87	35,68	41,36	49,88	49,88	49,88
		ÖPNV (Schiffe)	0,01	0,06	0,41	1,04	1,73	2,42
		ÖPFV (Busse)	0,01	0,08	0,47	0,94	1,03	1,03
	Transport	LKW	1,43	16,43	105,68	274,9	417,71	471,26
		Lieferfahrzeuge	0,01	0,12	0,48	1,18	1,78	2,04
	Sonderfahrzeuge	Müllfahrzeuge	1,41	3,02	6,69	8,8	9,16	9,16
		PKW	0,03	0,35	1,66	5,04	8,77	12,01
<b>Insgesamt</b>			<b>43,65</b>	<b>93,29</b>	<b>213,16</b>	<b>447,54</b>	<b>637,17</b>	<b>725,41</b>

Tabelle 2-10 Modellierte Bedarfspotenziale nach Fahrzeugtypen im Verkehrssektors im Ambitionierten Szenario<sup>60</sup>

<sup>59</sup> Das Basis-Szenario betrachtet bereits umgesetzte oder fest eingeplante Wasserstoffbedarfe im Verkehrssektor und repräsentiert damit den Status-Quo der Bedarfe. Dies ist nicht mit einem Minimalverbrauch zu verwechseln. Aufgrund von technologischen Verschiebungen kann es perspektivisch im Verkehrssektor auch zu Minderbedarfen kommen.

<sup>60</sup> Die modellierten Bedarfspotenziale sind im vertraulichen Anhang für Stakeholder und Umfeld einzeln aufgeschlüsselt angegeben.



Die Potenzialanalyse des Wasserstoffbedarfes im Verkehrssektor zeigt kurzfristig den stärksten Bedarf für Züge, da hier bereits konkrete Projekte<sup>61</sup> realisiert sind. Das Gesamtpotenzial im Jahr 2030 liegt bei 50 bis 90 GWh pro Jahr, wobei davon 27 bis 32 GWh auf die Stakeholder entfallen. Mittelfristig ist ein ausgeglichener Bedarf sichtbar, was vor allem am aktuell geringen Hochlauf bei den LKW liegt. Im Jahr 2035 liegt das Potenzial bei 100 bis 200 GWh pro Jahr, wovon 32 bis 72 GWh auf die Stakeholder entfallen. Langfristig könnte klar der Bedarf im Bereich der Transportlogistik dominieren. Im Jahr 2050 liegt das ermittelte Potenzial in den betrachteten 6 Landkreisen bei 274 bis 649 GWh pro Jahr, wovon 40 bis 59 GWh auf die Stakeholder entfallen.

Zusätzlich zur Gesamtbetrachtung findet sich in Tabelle 2-11 eine Übersicht der Bedarfe nach betrachteten Kreisen. Hierfür mussten die Bedarfe auf Kreisebene zugeordnet werden. In den meisten Fällen lagen die Daten zur Gesamtzahl der Fahrzeuge auf Kreisebene bereits vor, im Bereich der Schifffahrt wurde eine Aufteilung nach Größe der Häfen der betroffenen Kreise vollzogen. Kurzfristig resultiert der stärkste Bedarf am Standort Frankfurt-Höchst, wo bereits ab Ende 2022 täglich Züge mit Wasserstoff betankt werden. Mittel- und langfristig wird der höchste Bedarf in beiden Szenarien aus der Landeshauptstadt Mainz kommen. Dies liegt vor allem daran, dass wichtige Infrastruktureinrichtungen wie Betriebshöfe für Züge oder der größte Hafen der Region in Mainz liegen, und somit hier für den Bedarf sorgen. Weiterhin haben die Landkreise Groß-Gerau und Bad Kreuznach ebenfalls langfristig hohe Bedarfe, was hier an der höchsten Anzahl schwerer Fahrzeuge der Transportlogistik in dieser Studie liegt. Da langfristig die Bedarfe der Transportlogistik dominieren werden, ist es daher wenig verwunderlich, dass auch diese beiden Landkreise hohe Bedarfe haben.

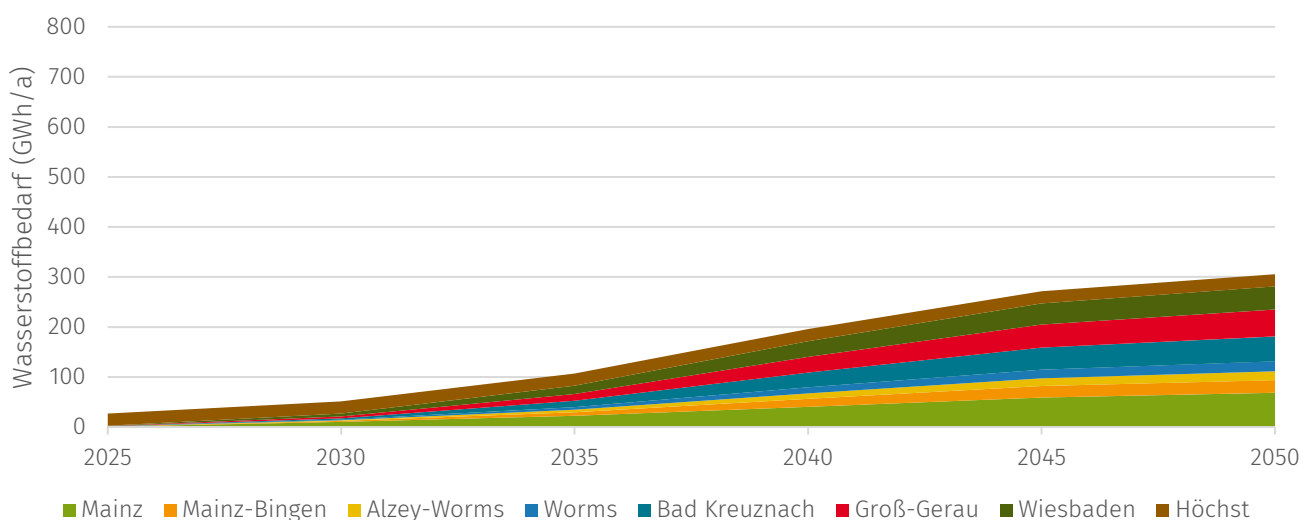


Abbildung 2-14 Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor nach Kreisen in den Stützjahren im Basis-Szenario

<sup>61</sup> Insbesondere ist hier die Taunuslinie des Rhein-Main-Verkehrsverbundes hervorzuheben.

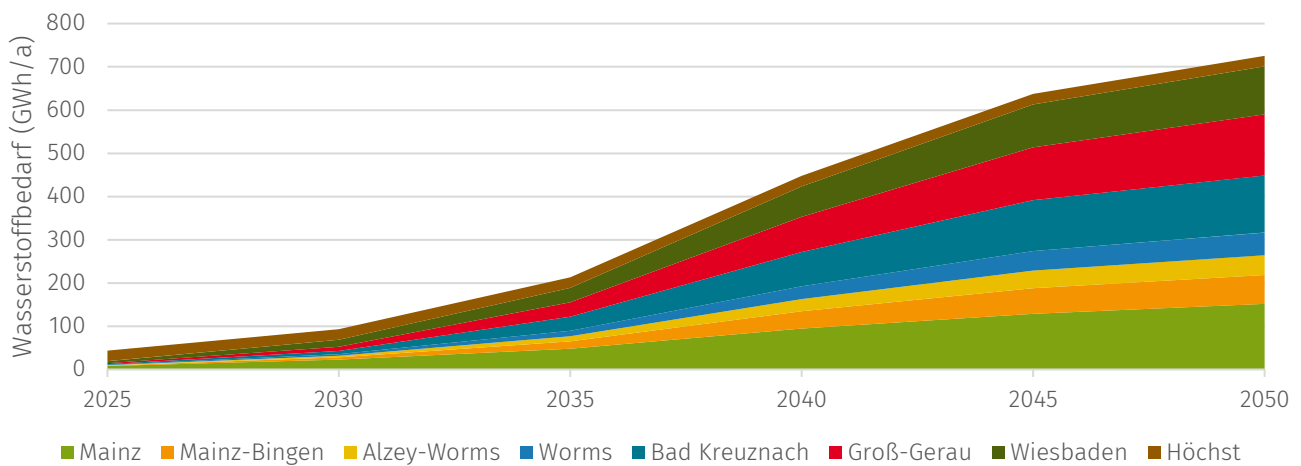


Abbildung 2-15 Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor nach Kreisen in den Stützjahren im Ambitionierten Szenario

Land- /Stadtkreis	Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landes- hauptstadt Mainz	0,47	10,14	22,69	40,64	59,22	68,41	7,71	23,06	47,76	94,30	128,41	151,77
Landkreis Mainz- Bingen	0,29	1,86	7,01	15,68	22,58	25,34	1,25	5,11	17,08	40,32	59,39	66,64
Landkreis Alzey- Worms	0,26	1,34	4,95	10,94	15,69	17,59	0,89	3,56	11,96	28,00	41,09	46,05
Stadt Worms	0,26	1,45	5,32	11,86	17,33	20,17	0,91	3,69	12,80	30,07	44,79	52,03
Landkreis Bad Kreuznach	0,30	2,78	12,24	29,52	43,75	49,46	1,57	7,75	32,09	78,89	117,73	132,28
Landkreis Groß- Gerau	0,35	3,40	13,56	31,51	46,56	53,91	2,08	9,27	33,91	81,79	122,57	141,38
Stadt Wiesbaden	0,65	5,73	16,66	31,38	41,75	46,29	4,91	16,52	33,22	69,85	98,86	110,92
Standort Frankfurt Höchst <sup>62</sup>	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33

Tabelle 2-11 Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor nach Kreisen (in GWh/a)

<sup>62</sup> Da für den Standort Frankfurt-Höchst nur wenige Informationen zur Verfügung standen, wird an dieser Stelle nur ein Projekt betrachtet, welches in einem Partnerinterview erwähnt wurde. Daten zur Skalierung bezüglich der Größe der Fahrzeugflotten am Standort Frankfurt-Höchst stehen leider nicht zur Verfügung.

Grafisch bereiten die Abbildungen Abbildung 2-14 und Abbildung 2-15 die vorrangigere Tabelle auf. Auch hier wird wieder klar die Landeshauptstadt Mainz mit dem größten Wasserstoff Bedarf im Verkehrssektor in der langen Frist ersichtlich.

Abschließend lässt sich für den Potenzialbedarf des Verkehrssektors festhalten, dass sich eine recht große Spanne der Potenziale in den beiden Szenarien mit 306 GWh/a im Basis-Szenario und 725 GWh/a im Ambitionierten Szenario im Jahr 2050 ergibt. Diese Spanne resultiert maßgeblich daraus, dass noch nicht feststeht, in welchem Umfang sich Wasserstoff im Verkehrssektor durchsetzen wird. Viele Stakeholder sehen zum aktuellen Zeitpunkt batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge sowohl technisch als auch wirtschaftlich im Vorteil, selbst in energieintensiven Anwendungen. Nur wenn sich die Anschaffungskosten von Wasserstofffahrzeugen und Wasserstoff als Energieträger verringern und somit wirtschaftlich mit anderen Antriebsformen mithalten können, kann es zu einem steilen Hochlauf und damit auch einem zukünftig hohen Wasserstoffbedarf kommen. Dies hängt laut Stakeholdern insbesondere auch von der Verfügbarkeit von Förderungen bei der Anschaffung von Fahrzeugen ab, anderenfalls sind zum aktuellen Zeitpunkt die Kosten nicht tragbar. Unabhängig des betrachteten Szenarios fällt der größte Bedarf in der langen Frist auf den Transportsektor und hier insbesondere auf LKW. Regional betrachtet liegen die größten Potenziale in der Landeshauptstadt Mainz, sowie den Landkreisen Groß-Gerau und Bad Kreuznach. Hierbei resultieren die Potenziale bei ersterer aus einer Mischung verschiedener Anwendungen in der Schifffahrt, im Schienenverkehr und im Schwerlastverkehr, während bei den beiden letztgenannten vor allem die hohe Dichte an LKW für ein großes Potenzial sorgt.

### 2.1.5 Wasserstoffbedarf in der Industrie

Im folgenden Abschnitt werden die Potenziale für den Hochlauf des Wasserstoffbedarfes der Industrie in der Region Mainz hergeleitet und dargestellt. Dazu werden zunächst die relevantesten industriellen Verfahren und Prozesse beschrieben und die Annahmen und Methodiken zur Modellierung des zukünftigen Wasserstoffbedarfes vorgestellt, welche folgende Punkte umfassen:

- Datengrundlage für die Ermittlung allgemeiner H<sub>2</sub>-Hochlaufpfade für die Industrie
- Szenariospezifische Annahmen auf Basis der Stakeholderinterviews
- Abschätzung der Wasserstoffbedarfe der regionalen Industrie, die nicht im Rahmen der Stakeholderinterviews erfasst wurde
- Aggregation zu Gesamtwasserstoffpotenzialen der Industrie in der Region Mainz

In der abschließenden Darstellung der Ergebnisse werden die Potenziale für den Wasserstoffbedarf der Industrie sowohl regional als auch nach Industriezweigen unterteilt diskutiert. Es stellt sich heraus, dass der Wasserstoffbedarf im **Basis-Szenario** von knapp **160 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2025 bis 2050 auf ca. **1.725 GWh(H<sub>2</sub>)** steigt. Im **Ambitionierten Szenario** entwickelt sich der Bedarf von **160 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2025 auf über **8.200 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2050. In beiden Szenarien wird der Bedarf maßgeblich von der chemischen Industrie geprägt.

#### 2.1.5.1 Technologien & Infrastruktur

Im Industriesektor kommt der Einsatz von Wasserstoff neben direktelektrischen Verfahren und Biomasse/Biogas hauptsächlich für die Dekarbonisierung der Hochtemperatur-Prozesswärme (> 500 °C) in Frage. Das betrifft insbesondere die energieintensiven Industriebranchen, wie Eisen & Stahl, Chemie, Zement, Kalk, Glas und Papier. Bei sehr hohen Temperaturen (> 1.000 °C) stehen elektrische

Verfahren noch nicht großindustriell zur Verfügung, so dass eine Dekarbonisierung dieser Prozesse praktisch nur durch Wasserstoff oder Biomasse/Biogase erreicht werden kann.<sup>63</sup>

Neben der energetischen Nutzung von Wasserstoff spielt in der Industrie auch die stoffliche Nutzung, d.h. die Verarbeitung von Wasserstoff als Rohstoff eine Rolle. Zum Beispiel wird Wasserstoff zur Herstellung von chemischen Produkten wie z. B. Methanol, Ammoniak oder Hydrierungsprodukten verwendet.<sup>64</sup> Diese Stoffe dienen als Rohstoff für die Herstellung von (synthetischen) Kraftstoffen, Düngemittel oder Kunststoffen. Der MaHYnzExperts Stakeholder Prefere Paraform verwendet für die Produktion von Formaldehyd große Mengen von Methanol. Auch im Industriepark Höchst wird aus Wasserstoff unter anderem Methanol erzeugt, um dieses zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen zu verwerten. Des Weiteren kann Wasserstoff in der Stahlherstellung zur Direktreduktion des Eisenoxids verwendet werden, sodass der Einsatz von CO<sub>2</sub>-intensivem Steinkohlenkoks vermieden wird.

In der Region Mainz ist ein Großteil der energieintensiven Industriezweige vertreten, wie beispielsweise die folgenden Branchen und Unternehmen:<sup>65</sup>

- Chemie & Pharma: Chemische Fabrik Budenheim KG, Boehringer Ingelheim Pharma GmbH & Co. KG, Prefere Paraform GmbH & Co. KG, RENOLIT SE, Industriepark F-Höchst
- Zement: HeidelbergCement AG (Zementwerk Mainz), Dyckerhoff GmbH (Werk Amöneburg)
- Glas: Schott AG
- Papier: Essity Operations Mainz-Kostheim GmbH, WEPA Hygieneprodukte GmbH

Nachfolgend werden ausgewählte Prozesse und Verfahren beschrieben, die in den betrachteten Branchen in der HyExperts Region Mainz zum Einsatz kommen. Zur Dekarbonisierung der Industrie müssen diese Prozesse zukünftig auf den Einsatz fossiler Brennstoffe verzichten, wobei eine (teilweise) Umstellung auf Wasserstoff dies ermöglichen kann.

- Chemie & Pharma:
  - Synthese von Formaldehyd: Formaldehyd wird durch Oxidation oder Dehydrierung von Methanol synthetisiert. Methanol wird dabei zwar nicht energetisch, sondern stofflich genutzt und wird daher im Energieverbrauch der Industrieunternehmen nicht berücksichtigt. Trotzdem hat es aufgrund der heute üblichen Herstellungsverfahren einen erheblichen Einfluss auf den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Produktes. Daher erfordert die Dekarbonisierung der Formaldehydsynthese den Einsatz von grünem Methanol. Für die chemische Industrie bietet sich neben dem Einkauf von grünem Methanol auch die eigene Herstellung an, was zu einem erheblichen Wasserstoffbedarf führt.
- Zement:
  - Klinkerbrennen: Der energie- und emissionsintensivste Prozess in der Zementherstellung ist das Klinkerbrennen, wozu heute sowie zukünftig Drehrohröfen zum Einsatz kommen. Ca. 2/3 der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei diesem Prozess entstehen bei der Kalzinierung, 1/3 sind auf die eingesetzten Brennstoffe zurückzuführen. Der alleinige Einsatz von Wasserstoff als Energieträger ist noch nicht ausreichend erforscht und gilt daher als unwahrscheinlich, die Beimischung von Wasserstoff zum Brennstoffgemisch als Maßnahme zur Dekarbonisierung der Zementindustrie wird aber als realistisch angesehen.

---

<sup>63</sup> Vgl. (BCG, 2021)

<sup>64</sup> (Mansilla et al., 2018)

<sup>65</sup> Die energieintensive Stahlindustrie (Rohstahl) ist in der Region nicht vertreten. Es gibt zur Zeit weder integrierte Hüttenwerke noch Elektrostahlwerke, vgl. (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021).

- Glas:
  - Herstellung der Glasschmelze: Die Schmelze zur Herstellung von Spezialglas wird aktuell in erdgasbeheizten Glasschmelzwannen erzeugt. Zur Dekarbonisierung des Prozesses ist sowohl die reine Umstellung auf Wasserstoff als auch eine partielle Elektrifizierung mit Wasserstoff als zusätzlicher Energiequelle denkbar.<sup>66</sup>
- Papier:
  - Entwässerung: Der überwiegende Teil der Energie in der Papierherstellung wird zur Entwässerung der Papierbahn benötigt, wobei zwischen der mechanischen und thermischen Trocknung unterschieden wird. Die mechanische Trocknung ist bereits heute elektrifiziert, die thermische Energie, die bei der Herstellung von Hygienepapier zu etwa gleichen Teilen in Form von Dampf und Heißluft eingesetzt wird, wird aktuell in aller Regel durch Erdgas erzeugt. Während die Dampferzeugung sowohl elektrifiziert als auch auf Wasserstoff umgestellt werden kann, wird die Heißluft auch zukünftig prozessbedingt vorwiegend durch Brennstoffe wie Wasserstoff erzeugt.<sup>67</sup>

### **Infrastrukturoptionen für die Bereitstellung von Wasserstoff**

Die meisten Interviewpartner/-innen halten langfristig eine Wasserstoffversorgung durch direkte Anbindung an eine Pipeline-Infrastruktur in Bezug auf Wirtschaftlichkeit als auch Versorgungssicherheit für die beste Lösung. Der Transport über das Straßen- und Schienennetz oder bei Flusslage per Schiff wird von den meisten Stakeholdern für den industriellen Einsatz im großen Stil nicht als sinnvoll erachtet. Eine weitere Option ist der Aufbau von eigenen Elektrolyseanlagen auf dem Werksgelände, insbesondere wenn die Pipeline-Anbindung durch eine ländliche Lage unattraktiv ist. Außerdem werden von einigen Unternehmen Tanks zur kurzzeitigen Speicherung von Wasserstoff in Betracht gezogen, um die Versorgungssicherheit zu steigern, wobei die Spannweite der geplanten Kapazität zur Überbrückung von einer Stunde bis zwei Tagen reicht, ist. Anders als beim Energieträger Strom ist allerdings keine Zwischenspeicherung von Wasserstoff zur Nutzung kurzfristiger Preissignale am Wasserstoffmarkt vorgesehen, dennoch wird in Betracht gezogen flexible Strompreise zur eigenen Produktion von grünem Wasserstoff zu nutzen inklusive anschließender Zwischenspeicherung.

Neben der Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung ist für den Einsatz von Wasserstoff häufig auch eine Umrüstung der Energieversorgungsinfrastruktur auf den Werksgeländen der Industrieunternehmen erforderlich. Wasserstoff ist als kleinstes chemisches Element äußerst flüchtig und führt zur Versprödung von Metallen. Daher sind Rohrleitungen und Dichtungen sowie Speicher für den Wasserstoffeinsatz auszulegen. Die Umstellung bestehender Infrastruktur erfordert in der Regel kostenintensive Nachrüstungen. Diese sind bei der Prozessumstellung von herkömmlichen Energieträgern auf Wasserstoff mit einzukalkulieren und ggf. durch Fördermaßnahmen oder Anreizsystem zu subventionieren.

### **Differenzkostenbetrachtung der Umstellung auf Wasserstoff in der Industrie**

Für die befragten Industrieunternehmen ist die zentrale Frage für die Umrüstung auf Wasserstoff, wie wettbewerbsfähig die neuen Prozesse sein werden. Der Kostennachteil im Vergleich zu herkömmlichen Technologien ist im Wesentlichen auf den aktuell hohen Preis von grünem Wasserstoff sowie der Unsicherheit in der Versorgung zurückzuführen. In einer systematischen Literaturrecherche wurden

---

<sup>66</sup> Ein großtechnischer Versuch mit 35% Volumenprozent Beimischung ist bereits erfolgreich abgeschlossen (Schott AG, 2022).

<sup>67</sup> Die Essity GmbH erprobte in einem großindustriellen Wasserstoffversuch bei laufender Produktion erfolgreich den Einsatz von 100% Wasserstoff in der sogenannten Tissue-Haubentrocknung (Essity Deutschland, 2023).

unterschiedliche Umrüstszenarien aus einschlägigen Studien ausgewertet (z. B. (Agora, 2020b), (dena, 2018) oder (BCG, 2021)), in denen unterschiedliche Wasserstoffnutzungspfade für die einzelnen energieintensiven Industriezweige bis 2030 bzw. 2050 in Deutschland ermittelt wurden. Eine Übersicht findet sich in Tabelle 2-12 unten. Einflussfaktoren sind neben den Investitionskosten in neue Anlagen insbesondere auch die zukünftigen Entwicklungen von Gas-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen. Gemäß (BCG, 2021) müsste der deutsche Industriesektor im Jahr 2030 eine Treibhausgasreduktion von etwa 40 % ggü. 2019 erreichen. Dafür seien zwischen 2021 und 2030 Mehrinvestitionen in Höhe von 50 Mrd. Euro notwendig, deren Großteil neben Effizienztechnologien auch auf die Finanzierung von Wasserstoff- und PtX-Anlagen falle.<sup>68</sup>

Um eine Verringerung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu verhindern, können die Mehrkosten von Investitionen in klimaneutrale Anlagen nicht ausschließlich von den einzelnen Industrieunternehmen getragen werden. Ohne öffentliche Investitionsförderung können die ambitionierten Klimaschutzziele kaum erreicht werden.<sup>69</sup> Um das ökonomische Risiko der Unternehmen zu verringern und somit einen Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff attraktiver zu machen, könnte außerdem eine Förderung bezogen auf die Differenzkosten von Wasserstoff zur nächsten fossilen Referenztechnologie (z. B. Gas inkl. CO<sub>2</sub>-Preise) attraktiv sein, etwa durch Klimaschutzverträge (CCfD). Die öffentliche Hand ermöglicht durch sie die Refinanzierung von Investitionen in nachhaltige Industrieanlagen, die noch nicht allein durch den Markt erzielt werden können. Außerdem gibt es für Unternehmen, die Endprodukte für den Verbraucher beispielsweise in der Papierindustrie herstellen, Anreize zur Investition in Wasserstofftechnologien durch einen Markt für klimaneutrale Produkte, an dem für ein umweltfreundliches Produkt ein Preisaufschlag gezahlt wird. Verpflichtende Quoten für die Weiterverarbeitung grüner Grundstoffe, wie Zement und Stahl, können diesen Trend noch verstärken.<sup>70</sup> Die zukünftigen Preisentwicklungen der Energieträger werden als exogene Szenario-Annahmen im späteren Verlauf des Projekts (in der Zeitmatrix in AP2.3) näher betrachtet.

### **2.1.5.2 Annahmen und Methodik zur Abschätzung des Wasserstoffbedarfs in der Industrie**

Dieser Abschnitt beschreibt alle Annahmen, welche bei der Abschätzung des Wasserstoffbedarfes in der Industrie getroffen wurden und als Annahmen für die Hochlaufkurven des Wasserstoffbedarfes zugrunde gelegt werden.

Aufgrund der Unsicherheit der Unternehmen über zukünftige Umstellungen auf Wasserstoff, erfolgt die Modellierung über die Umrechnung des aktuellen Energieverbrauchs bzw. Erdgasverbrauch in einen potenziellen Verbrauch von Wasserstoff. Dazu wurden verschiedene Transformationsszenarien ermittelt.

#### **Datenquellen**

In der vorliegenden Wasserstoffpotenzialanalyse wurden drei verschiedene Datenquellen verwendet, um die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffnutzung zu definieren:

- Stakeholder-Interviews: Informationen über den erwarteten Wasserstoffverbrauch in den einzelnen Industriezweigen und den entsprechenden Technologien wurden mittels Stakeholder-Interviews gesammelt. Diese Werte dienen als Grundlage für die Skalierung der

---

<sup>68</sup> Die gesamten jährlichen Bruttoanlageinvestitionen der deutschen Industrie müssten dafür gegenüber 2019 bereits heute im Schnitt um 1 Prozent jährlich steigen, vgl. (BCG, 2021, S. 80 & 95).

<sup>69</sup> Vgl. (BCG, 2021, S. 93 f.)

<sup>70</sup> Vgl. (BCG, 2021, S. 80)

aus der Literaturrecherche generierten Wasserstoffhochlaufkurve auf der Ebene Deutschlands auf die Ebene des Bundeslandes/Kreises.

- Literatur zu Transformationspfaden: Bestehende Studie geben einen Überblick über die Transformationspfade in der deutschen Industrie insgesamt sowie in ausgewählten energieintensiven Industriezweigen wie Chemie, Stahl, Papier, Zement und Glas. Die Studien beschreiben die für die Wasserstoffnutzung relevanten Technologien sowie geplante Entwicklungen in der Industrie. In vielen Studien finden sich Abschätzungen zum zukünftigen Endenergieverbrauch und zur Wasserstoffnutzung.
- Statistische Daten: Um die aus der Literaturrecherche gewonnenen Endenergieverbrauchs- und Wasserstoffbedarfswerte für Deutschland auf die Ebene der Bundesländer bzw. Städte zu regionalisieren, wurden historische Daten zu Endenergieverbräuchen, Umsätzen, Betrieben und Beschäftigtenzahlen in den Bundesländern Hessen und Rheinland-Pfalz für den Zeitraum 2018-2020 bei den relevanten Statistischen Landesämtern beantragt. Die Daten dienen als Grundlage für die kreis- und industriezweig aufgelösten Auswertungen, die aus bundesweiten Indikatoren abgeleitet werden.

### Literaturüberblick zu möglichen Transformationspfaden in der Industrie

Bestehende Studien geben einen Überblick über die Transformationspfade in der deutschen Industrie insgesamt sowie in ausgewählten energieintensiven Industriezweigen wie Chemie, Stahl, Papier, Zement und Glas. Studien beschreiben für die Wasserstoffnutzung relevante Technologien, notwendige Weiterentwicklungen, existierende Wasserstoff-Roadmaps, gesetzliche Anforderungen und schätzen den potenziellen Wasserstoffbedarf ein. Zusammen mit den Ergebnissen der regionalen Stakeholder-Analyse kann die Literaturübersicht einen Beitrag zur Prognose des Wasserstoffhochlaufs in der Industrie und den Industriezweigen von Hessen und Rheinland-Pfalz leisten. Tabelle 2-12 bietet einen Überblick über die Studien die im Rahmen der Potenzialanalyse als nützlich erachtet wurden.

Studien, die aktuelle Roadmaps beschreiben und den Technologieüberblick geben, helfen, die mit Wasserstoff verbundenen Veränderungen und Entwicklungen in Deutschland zu verstehen und damit die Situation in den für das Projekt relevanten Bundesländern (Hessen, Rheinland-Pfalz) besser einzuschätzen. So stellt beispielsweise das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vor und beschreibt die entsprechenden Ziele, Ambitionen sowie Status Quo, Handlungsfelder und Zukunftsmärkte<sup>71</sup>. Die Studie von Agora Energiewende<sup>72</sup> stellt die 13 Schlüsseltechnologien zur Wasserstoffnutzung vor. Diese Technologien werden in der Studie ausführlich beschrieben und diskutiert.

Als besonders relevant für die vorliegende Potenzialanalyse haben sich Studien erwiesen, die auf Basis von Szenarien und aufgeschlüsselt nach Jahren zukünftige Werte für den Wasserstoffbedarf und den Endenergiebedarf in den individuellen Industriezweigen sowie in der Gesamtindustrie abschätzen<sup>73</sup>. Auf Basis dieser Werte werden Wasserstoffhochlaufpfade für Deutschland erstellt, die dann anhand der Erkenntnisse aus der Stakeholder-Analyse auf die Bundesländerebene herunter skaliert werden.

---

<sup>71</sup> (BMWK, 2021b)

<sup>72</sup> (Agora, 2020b)

<sup>73</sup> (Agora, 2020c), (Agora, 2020a), (Agora, 2021), (dena, 2018), (IGBCE, 2022), (FZ Jülich, 2021), (Öko-Institut e.V., 2021)

Generell wurden aus den Studien die Prognosewerte für folgende Kennzahlen in den fünf ausgewählten energieintensiven Industrien bis zum Jahr 2050 extrahiert:

- Endenergiebedarf
- Wasserstoffbedarf (energetisch / stofflich)
- Erdgasbedarf
- Biomassebedarf
- Strombedarf
- Elektrolyseurkapazitäten

Einige Studien berücksichtigen bei der Berechnung des Wasserstoffbedarfs oder des Endenergieverbrauchs verschiedene mögliche Entwicklungsszenarien. Zum Beispiel werden die Transformationspfade in der Industrie definiert und analysiert<sup>74</sup>. Dabei werden vier Zielszenarien (starke Elektrifizierung/starke Technologieentwicklung, Reduktion 80%/95% im Jahr 2050) und ein Referenzszenario (Extrapolation der historischen und aktuellen Politik- und Technologieentwicklung) untersucht.

Auch die Studien<sup>75</sup>, die keine Kennzahlen für die individuellen Industriezweige liefern, können wertvolle Einblicke in die Gesamtindustrie Deutschlands liefern. Die Entwicklungspfade der Industrie können ebenfalls auf die Ebene der Bundesländer heruntergebrochen und für die Einschätzungen von restlichen Industriezweigen (außer ausgewählten energieintensiven Branchen) benutzt werden.

---

<sup>74</sup> (dena, 2018)

<sup>75</sup> z.B. (Metropolregion NordWest, 2021), (SCI4 Climate.NRW, 2021), (BCG, 2021), (BEE, 2021), (Fraunhofer ISI, 2021), (Fraunhofer ISI, ISE, IEG, 2021), (NOW, 2018a), (NOW, 2018b), (BCG, 2018)



Herausgeber	Jahr	Titel	Schwerpunkt	Referenz
Agora	2020	Klimaneutrales Deutschland 2050	Alle relevanten Industriezweige + Gesamtindustrie	(Agora, 2020c)
Agora	2020	Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement	Chemie, Stahl, Zement	(Agora, 2020a)
Agora	2021	Klimaneutrales Deutschland 2045	Alle relevanten Industriezweige + Gesamtindustrie	(Agora, 2021)
dena	2018	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende	Alle relevanten Industriezweige + Gesamtindustrie	(dena, 2018)
IGBCE	2021	Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa: Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf und -ausbau sowie die Preisentwicklungen für die Industrie	Alle relevanten Industriezweige + Gesamtindustrie	(IGBCE, 2021)
FZ Jülich	2021	Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen	Gesamtindustrie, Chemie, Stahl, Zement	(FZ Jülich, 2021)
Öko-Institut e.V.	2021	Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland	Gesamtindustrie, Chemie, Stahl, Papier, Glas	(Öko-Institut e.V., 2021)
Metr-reg. Nordwest	2021	Basiswissen Wasserstoff (Metropolregion Nordwest)	Chemie, Stahl, Papier, Zement	(Metropolregion NordWest, 2021)
SCI4 Climate.NRW	2021	Metaanalyse von Klimaschutzszenarien für die Branchen Stahl, Zement und Chemie	Chemie, Stahl, Zement	(SCI4 Climate.NRW, 2021)
BCG	2021	Klimapfade 2.0	Gesamtindustrie	(BCG, 2021)
BEE	2021	Das „BEE-Szenario 2030“	Gesamtindustrie, Chemie	(BEE, 2021)
Fraunh. ISI	2021	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem	Gesamtindustrie	(Fraunhofer ISI, 2021)
Fraunhofer ISI, ISE, IEG	2021	Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien	Gesamtindustrie	(Fraunhofer ISI, ISE, IEG, 2021)
NOW	2018	Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen	Gesamtindustrie	(NOW, 2018a)
NOW	2018	Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme	Gesamtindustrie	(NOW, 2018b)
BCG	2018	Klimapfade für Deutschland	Gesamtindustrie	(BCG, 2018)
DECHEMA	2019	Roadmap Chemie 2050	Chemie	(DECHEMA, 2019)
Fraunh. ISE	2019	Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland	Gesamtindustrie, Stahl	(Fraunhofer ISE, 2019)
Hans-Böckler Stiftung	2020	Struktur, Entwicklung und Zukunft der deutschen Stahlindustrie	Stahl	(Hans-Böckler Stiftung, 2020)
IGBCE	2022	Branchenausblick 2030+: Die Papier- und Zellstoffindustrie	Papier	(IGBCE, 2022)
BV-Glas	2021	BV-Glas: „wie sieht die Glasproduktion 2045 aus?“	Glas	(BV Glas, 2021b)
BV-Glas	2021	BV-Glas: „Glasindustrie 2021 Herausforderungen für die Unternehmen der Glasindustrie“	Glas	(BV Glas, 2021a)
VDZ	2020	Eine CO <sub>2</sub> - Roadmap für die deutsche Zementindustrie	Zement	(VDZ, 2020)
BMWK	2021	Die Nationale Wasserstoffstrategie	Gesamtindustrie	(BMWK, 2021b)
Agora	2020	Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement	Chemie, Stahl, Zement	(Agora, 2020b)
MKUEM Rheinland-pfalz	2022	Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz	Gesamtindustrie, Zement, Glas, Chemie, Papier	(Robinius et al., 2022)

Tabelle 2-12 Ausgewählte Studien zum Wasserstoffbedarf in der Industrie

## Annahmen in den Szenarien

Aus den von den Stakeholdern erhaltenen Informationen und Daten werden Stützpunkte für die H<sub>2</sub>-Potenzialkurven für beide Szenarien abgeleitet. Konkrete Vorhaben, wie die Umrüstung von bestehenden Anlagen oder Neuinvestitionen, die bereits geplant sind und deren Umsetzung entweder schon begonnen hat oder fest vorgesehen ist, werden bereits im Basis-Szenario betrachtet. Optionale Umrüstungen, die zwar als grundsätzlich realisierbar eingeschätzt werden, deren Umsetzung allerdings noch nicht final geplant oder terminiert ist, werden im Basis-Szenario nicht zur Definition von Stützpunkten im H<sub>2</sub>-Hochlauf verwendet, sondern gehen in das Ambitionierte Szenario ein. Dies gilt auch, wenn Vorhaben seitens der Stakeholder bei ausreichender H<sub>2</sub>-Verfügbarkeit umgesetzt werden sollen. Insbesondere bei der Beimischung von Wasserstoff zu Brennstoffgemischen wurde häufig angegeben, dass damit bis zu einem gewissen Prozentsatz umgehend gestartet werden könnte, wenn ausreichend Wasserstoff zu wirtschaftlich vertretbaren Konditionen bezogen werden kann. Zusätzlich wird angenommen, dass industrielle Prozesse in niedrigeren Temperaturniveaus im Allgemeinen elektrifizierbar sind, während Hochtemperaturprozesse (z.B. Klinker- oder Ziegelbrennen) zum Großteil auch zukünftig brennstoffbasiert betrieben werden. Diese Annahmen finden dann Verwendung bei der Definition von Stützpunkten für den H<sub>2</sub>-Hochlauf, wenn seitens der Stakeholder Angaben zu Produktionsverfahren ohne konkrete Pläne für den Wasserstoffbetrieb getätigt werden. Weiterhin die Annahme getroffen, dass Wasserstoff in den betrachteten Industrien in der HyExperts-Region Mainz primär als Substitut für Erdgas eingesetzt wird. Auf Basis dieser Annahme wird für Stakeholder, die keine konkreten H<sub>2</sub>-Potenziale angegeben haben, deren aktueller Erdgasbedarf aber bekannt ist, dieser als Obergrenze für den zukünftigen Wasserstoffbedarf definiert.

## Methodik zur Regionalisierung der restlichen Industrie

Der Wasserstoffbedarf der restlichen Industrie auf Landkreisebene für die einzelnen Industriesektoren wurde mit Hilfe der Transformationspfade anteilig am Gesamtenergiebedarf berechnet. Dabei wurden die Industriesektoren nach WZ2008 Klassifizierung definiert. Der Energiebedarf der Landkreise wurde sektorspezifisch ausgehend vom Energiebedarf auf Bundeslandebene, bzw. für die hessischen Landkreise auf Ebene des Regierungsbezirks Darmstadt abgeleitet, die durch die statistischen Landesämter für die einzelnen Industriesektoren zur Verfügung stehen. Zur Regionalisierung auf Landkreisebene wurde der Anteil der Beschäftigten der einzelnen Sektoren an der Gesamtzahl der Beschäftigten eines Sektors im Bundesland bzw. im Regierungsbezirk verwendet. Mit anderen Worten, es wurde angenommen, dass der Energiebedarf pro Mitarbeiter in einem Industriesektor gleich ist. Somit kann über die Anzahl der Mitarbeiter in einem Landkreis für einen Industriesektor der Energiebedarf dieses Sektors ermittelt werden. Dazu wurden die angefragten Beschäftigungsstatistiken der statistischen Bundesämter von 2020 verwendet, die die Zahl der abhängig Beschäftigten pro Wirtschaftsbereich nach WZ2008 Klassifizierung angeben. Für die rheinland-pfälzischen Landkreise wurde die Anzahl der abhängig Beschäftigten mit Niederlassung in Rheinland-Pfalz verwendet, in Hessen die Anzahl abhängig Beschäftigter die zugehörig sind zu rechtlichen Einheiten in den jeweiligen Landkreisen. Da bei einer geringen Anzahl von Unternehmen eines einzelnen Industriesektors keine Beschäftigtenstatistiken veröffentlicht werden, wurde die Beschäftigtenzahl dort über die Anzahl der Unternehmen multipliziert mit der durchschnittlichen Beschäftigtenzahl im Bundesland bzw. Regierungsbezirk für den betrachteten Industriesektor geschätzt. Da die allgemeinen Transformationspfade nur auf die Industrie abzüglich der Stakeholder angewandt werden, wurde der Energiebedarf dieser Unternehmen sowie deren Beschäftigtenzahl auf regionaler Ebene herausgerechnet.

### **Exkurs: Wasserstoffeinsatz zur Herstellung von Synthetischen Kraftstoffen mittels Power-to-Liquid in der Region Mainz**

Neben der direkten Verwendung von Wasserstoff für die Energie und Wärmeerzeugung für private Haushalte und die GHD-Sektoren, besteht mit Power-to-Liquid (PtL) die Möglichkeit, aus gebundenem CO<sub>2</sub> und Wasserstoff, ähnlich der Methanisierung, weitere Kohlenwasserstoffe synthetisch zu erzeugen. Diese stellen die Hauptbestandteile von Kraftstoffen, wie Kerosin oder Benzin und Diesel dar. Im Industriepark Höchst gibt es seit kurzem eine Pilotanlage im industriellen Maßstab von INERATEC (nach eigenen Angaben die größte PtL-Anlage weltweit), wo ab 2023 jährlich 3.500 t klimaneutrale Flüssigkraftstoffe für den Frankfurter Flughafen produziert werden sollen.<sup>76</sup> Dazu wird grüner Wasserstoff in Höhe von ca. 56 GWh/a benötigt per Elektrolyse vor Ort produziert wird. Der für den Prozess benötigte Kohlenstoff kann dabei aus nachhaltigen Quellen oder der Umgebungsluft gewonnen werden. Eine fossile Kohlenstoffquelle in der Region Mainz stellen die Prozessemissionen aus der Zementherstellung bei Dyckerhoff dar. (ca. 70.000 t CO<sub>2</sub>/a), die mithilfe von Carbon Capture and Use (CCU) nutzbar gemacht werden können. Um die Kohlenstoffdioxidemissionen von Dyckerhoff am Standort Amöneburg für PtL zu verwenden, werden bei einem Masseverhältnis von 22:1 von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> für die Methanisierung von 70.000 t CO<sub>2</sub> etwa 12.700 t Wasserstoff benötigt. Durch eine anschließende Wasserelektrolyse lassen sich wieder bis zu 6.350 t Wasserstoff zurückgewinnen, unter Freisetzung von Sauerstoff. Wichtig ist jedoch zu erwähnen, dass gemäß der europäischen Erneuerbaren Richtlinie (RED II) fossile Kohlenstoffquellen in der PtL-Erzeugung als nicht klimaneutral eingestuft werden. Entsprechend unterliegen die derzeit am Standort anfallenden Emissionen zukünftig Unsicherheiten.

Da keine weiteren Projektvorhaben von den Stakeholdern genannt wurden, beschränkt sich die Betrachtung des Wasserstoffbedarfs in der PtL-Produktion auf das o.g. Projekt im Industriepark Höchst.

### **2.1.5.3 Ergebnisse für die Stützjahre**

#### **Entwicklung der Transformationspfade für die Industrie**

Die Transformationspfade beschreiben die Entwicklung des Wasserstoffanteils am Gesamtenergiebedarf bis 2050 in Fünfjahresschritten. Deren Auswahl wurde auf Basis einer Metaanalyse der Ergebnisse aus der Literaturrecherche getroffen. Da die Prognosen der einzelnen Studien breit gestreut sind, wurde für jeden Industriesektor ein konservativer und ein progressiver Pfad, entsprechend dem Basis- und Ambitionierten Szenario, ermittelt. Der konservative Pfad repräsentiert ein Szenario, in dem Wasserstoff nur mäßig nachgefragt wird, während es im Szenario des progressiven Pfades einen hohen Anteil von Wasserstoff am Gesamtenergiebedarf gibt. Aufgrund der unterschiedlich ausführlichen Studienlage für die einzelnen Sektoren wurden verschiedene Annahmen getroffen, die im Folgenden erläutert werden.

Für die gesamte Industrie gibt es die ausführlichste Studienlage. Um die Transformationspfade zu bestimmen, wurden zunächst Ausreißer für die einzelnen Stützjahre aussortiert und anschließend die höchsten bzw. niedrigsten Werte für das Ambitionierte bzw. Basis-Szenario verwendet. Wenn für einzelne Jahre nicht plausible Abweichungen auftraten, wurden diese linear interpoliert. Für die Chemieindustrie wurde dieselbe Methodik verwendet. Bei den restlichen Industriesektoren gab es eine dünnere Studienlage, sodass auf Informationen aus dem allgemeinen Industriepfad zurückgegriffen

---

<sup>76</sup> (Frankfurter Neue Presse, 2022)

wurde. Für den Sektor Zement lagen nur Werte zum Stützjahr 2050 vor. Hier wurden wieder ein Ambitionierter und ein Basiswert gewählt und anschließend die allgemeinen Industriepfade so skaliert, dass sie den Studienergebnissen im Stützjahr entsprechen. Für die Glasindustrie war ein Transformationspfad in der Literatur<sup>77</sup> gegeben. Dieser wurde als Mittelwert eines konservativen und eines progressiven Szenarios angenommen, sodass die Streuung dieser Pfade der Streuung der allgemeinen Industriepfade entspricht. Da in der Papierindustrie der Energieeinsatz voraussichtlich auch durch andere Energieträger als Wasserstoff transformiert werden kann, wurde als Basis-Szenario angenommen, dass Wasserstoff keinen Anteil am Energiebedarf haben wird. In der Literatur<sup>78</sup> wird ein Pfad für die Papierindustrie angegeben, der für das Ambitionierte Szenario verwendet wurde. Eine interessante Beobachtung ist, dass der Wasserstoffanteil zunächst bis 2040 zunimmt, dann allerdings bis 2050 wieder auf null sinkt. Die berechneten Transformationspfade sind in Tabelle 2-13 zusammengefasst.

Industriesektor	Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Industrie gesamt</b>	0,14	1,7	4,4	7,1	8,1	9,1	0,14	3,5	22,8	28,9	38,1	44,3
<b>Chemie</b>	0	1,5	3,3	5,0	6,8	8,5	0	12,8	29,4	35,3	38,7	42,0
<b>Zement</b>	0	0,08	5,1	6,5	8,6	10	0,09	2,3	14,7	18,6	24,6	28,6
<b>Glas</b>	0	0,14	1,1	3,2	4,5	5,3	0	0,7	5,6	16,2	22,8	26,5
<b>Papier</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	5,1	3,5	0

Tabelle 2-13 Wasserstoffanteil am Gesamtenergiebedarf in Prozent

### Hochlaufkurven für Stakeholder und restliche Industrie

In Abbildung 2-16 ist der modellierte Wasserstoffbedarf der Industrie in der HyExperts-Region Mainz im Basis-Szenario als Summe der Stakeholder und übrigen Unternehmen abgebildet. Der Hochlauf verläuft im Basis-Szenario weitestgehend kontinuierlich. Hervorzuheben ist der große Wasserstoffbedarf in der Papierindustrie in den Stützjahren 2025 und 2030, welcher vor allem durch konkrete Umstellungspläne eines Stakeholders zurückzuführen ist. Im weiteren Hochlauf entwickelt sich die Chemieindustrie als größter H<sub>2</sub>-Abnehmer mit 70% des Wasserstoffbedarfs der Industrie im Jahr 2050.

<sup>77</sup> (BV Glas, 2021b)

<sup>78</sup> (Agora, 2020c)

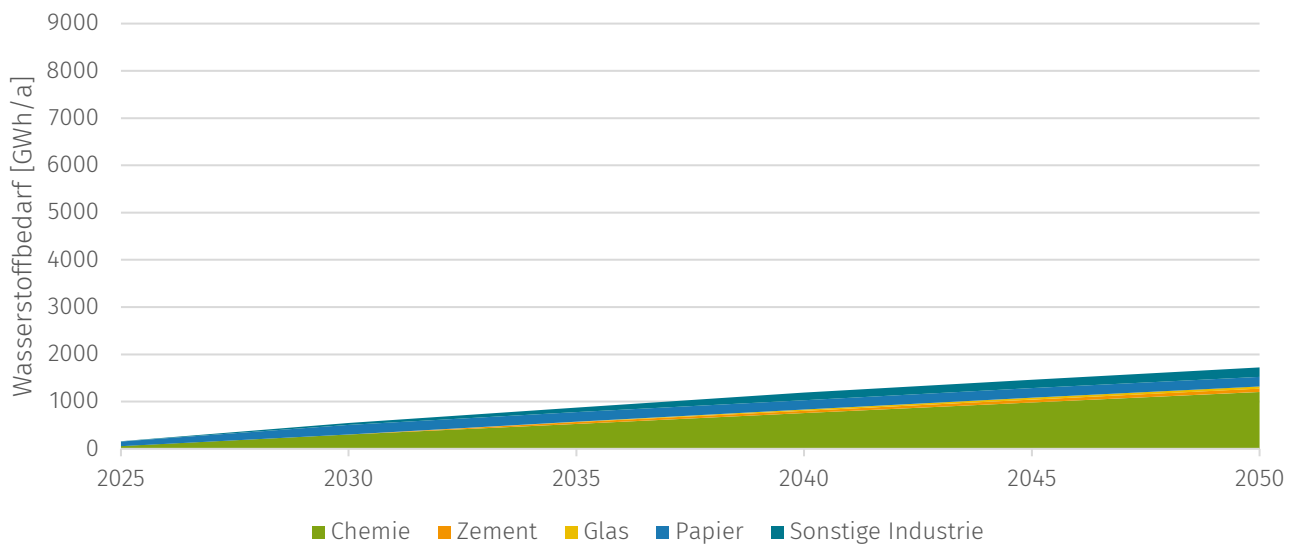


Abbildung 2-16 Wasserstoffbedarf nach Industriezweigen im Basis-Szenario.

Abbildung 2-17 zeigt den Wasserstoffbedarf der Industrie in der HyExperts-Region Mainz im Ambitionierten Szenario. Verglichen mit dem Basis-Szenario fällt der Hochlauf in Summe deutlich steiler und weniger kontinuierlich aus. Der stärkste Anstieg tritt zwischen 2030 und 2035 auf, ab dann flacht der Hochlauf zunehmend ab. Weiterhin treten insbesondere in der Glas- und sonstigen Industrie höhere H<sub>2</sub>-Potenziale gegenüber des Basis-Szenarios auf. Hervorzuheben ist wiederum die Chemieindustrie, die in diesem Szenario ca. 75% des Wasserstoffbedarfs der Industrie im Jahr 2050 ausmacht.

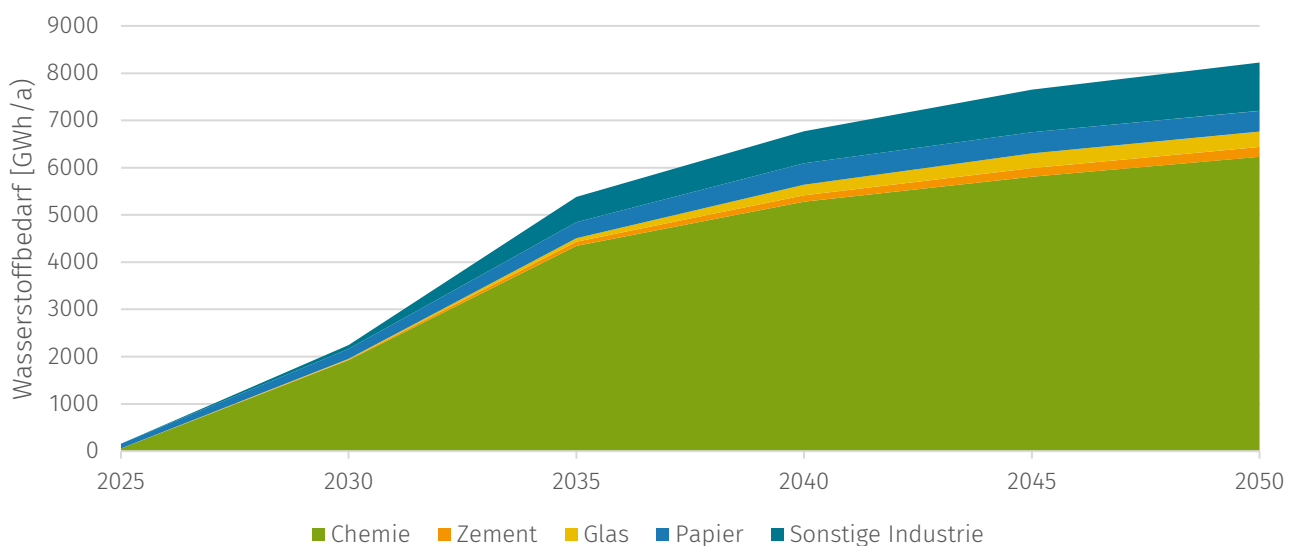


Abbildung 2-17 Wasserstoffbedarf nach Industriezweigen im Ambitionierten Szenario.

Zusätzlich zu den Hochlaufkurven sind die zugehörigen Daten, unterteilt nach Stakeholdern und übrigen Industrieunternehmen, für das Basis-Szenario in Tabelle 2-14 und für das Ambitionierte Szenario in Tabelle 2-15 aufgeführt. Es wird deutlich, dass in den frühen Stützjahren der Einfluss der Stakeholder auf den Wasserstoffbedarf der Industrie überwiegt, bis 2050 fällt der Anteil auf 26% im Basis- bzw. 24% im Ambitionierten Szenario. Wie bereits zuvor beschrieben, fällt unter den Stakeholdern insbesondere die Papierindustrie durch den frühen Wasserstoffhochlauf auf.

Wasserstoffverbrauch in GWh pro Jahr		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stakeholder & Umfeld	Chemie	56	304	529	754	980	1202
	Zement	0	0	37	47	62	73
	Glas	0	1	10	29	40	47
	Papier	100	200	200	200	200	200
	Sonstige Industrie	3	38	98	158	179	201
<b>Wasserstoffbedarf Total</b>		<b>159</b>	<b>544</b>	<b>875</b>	<b>1189</b>	<b>1463</b>	<b>1723</b>

Tabelle 2-14 Modellierter Wasserstoffbedarfe der Industrie im Basis-Szenario<sup>79</sup>

Wasserstoffverbrauch in GWh pro Jahr		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stakeholder & Umfeld	Chemie	56	1924	4343	5281	5810	6231
	Zement	0	17	91	136	180	208
	Glas	0	10	76	221	312	322
	Papier	100	208	334	454	450	440
	Sonstige Industrie	3	83	535	678	897	1024
<b>Wasserstoffbedarf Total</b>		<b>160</b>	<b>2243</b>	<b>5378</b>	<b>6770</b>	<b>7648</b>	<b>8225</b>

Tabelle 2-15 Modellierter Bedarfe nach Sektoren im Ambitionierten Szenario<sup>80</sup>

Zusätzlich zur Betrachtung der industriezweigspezifischen Wasserstoffpotenziale wird im Folgenden auf die regionalen Hochlaufkurven für beide Szenarien eingegangen. In Abbildung 2-18 sowie auf der linken Seite in Tabelle 2-16 ist der Wasserstoffhochlauf im Basis-Szenario dargestellt. Die bereits beschriebene Kontinuität des Hochlaufes wird nicht nur in Summe, sondern auch in jeder Region sichtbar. Unter den betrachteten Regionen entfällt der größte Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 auf den Industriepark Höchst, der niedrigste Wasserstoffbedarf wird für Mainz-Bingen und Groß-Gerau prognostiziert. In den frühen Stützjahren überwiegt der Wasserstoffbedarf in Wiesbaden, was auf den schnellen Hochlauf in der Papierindustrie zurückzuführen ist.

Der regionale aufgelöste Wasserstoffhochlauf für das Ambitionierte Szenario ist in Abbildung 2-19 sowie auf der rechten Seite von Tabelle 2-16 dargestellt. Der weniger kontinuierliche Hochlauf gegenüber dem Basis-Szenario wird maßgeblich von der Hochlaufkurve der Chemieindustrie geprägt. Somit wird dieses nicht kontinuierliche Verhalten insbesondere in den Regionen sichtbar, in denen viel Chemieindustrie angesiedelt ist. Dies gilt in erster Linie für den Industriepark Höchst, aber auch für den Landkreis Bad Kreuznach sowie die Stadt Worms. Den größten Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 weist entsprechend dem großen Bedarf der Chemieindustrie der Industriepark Höchst gefolgt von der Landeshauptstadt Mainz auf. Der geringste Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 liegt im Landkreis Groß-Gerau vor.

<sup>79</sup> Eine Aufschlüsselung der modellierten Bedarfspotenziale der Industrie getrennt für Stakeholder und Umfeld befindet sich im vertraulichen Anhang.

<sup>80</sup> Eine Aufschlüsselung der modellierten Bedarfspotenziale der Industrie getrennt für Stakeholder und Umfeld befindet sich im vertraulichen Anhang.

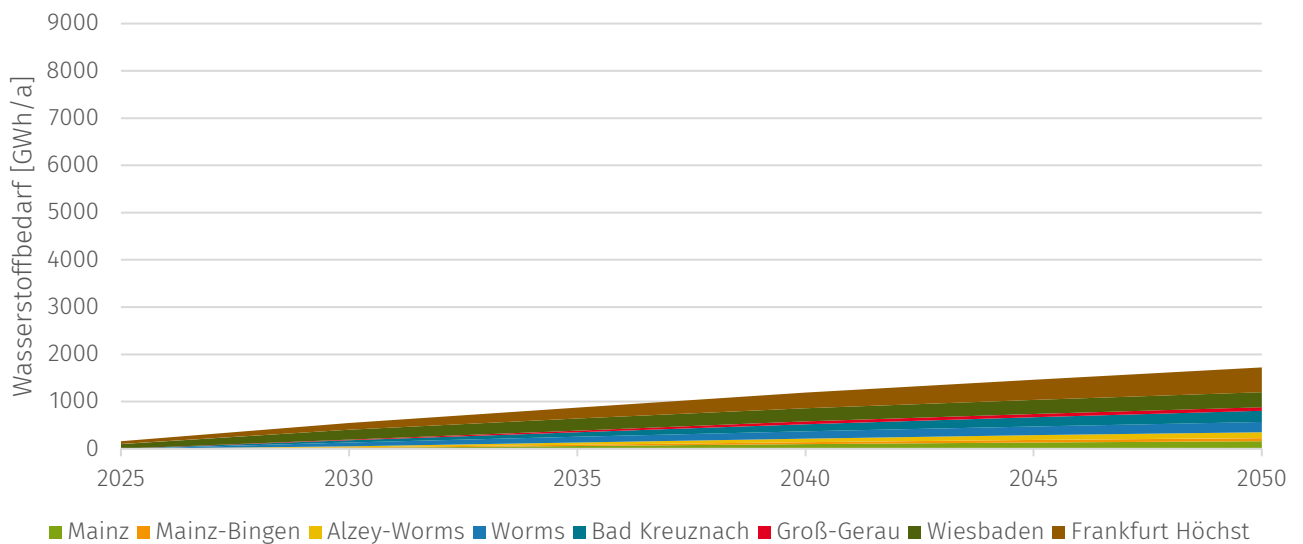


Abbildung 2-18 Wasserstoffbedarf im Basis-Szenario.

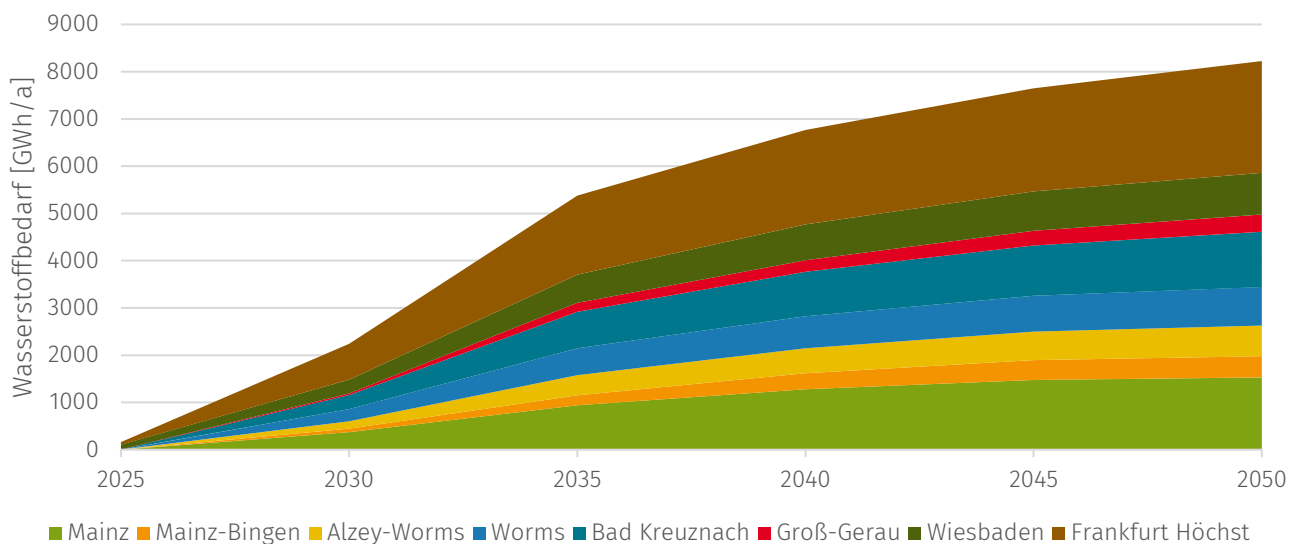


Abbildung 2-19 Wasserstoffbedarf nach Landkreisen im Ambitionierten Szenario.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich mit einem totalen Wasserstoffbedarf von ca. 1.725 GWh/a im Basis-Szenario und über 8.200 GWh/a im Ambitionierten Szenario eine recht große Spannweite ergibt. In welche Richtung der tatsächliche Hochlauf ausfällt, hängt laut Aussagen der Stakeholder maßgeblich von wirtschaftlichen Faktoren wie dem H<sub>2</sub>-Preis gegenüber alternativen Energieträgern sowie von der regionalen und sicheren Verfügbarkeit von Wasserstoff ab. Je früher Wasserstoff in ausreichendem Maße verfügbar ist, desto steiler wird der Hochlauf und desto größer auch der zukünftige Wasserstoffbedarf eingeschätzt.

Stadt / Landkreis	Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landeshauptstadt Mainz	0	20	58	100	133	161	0	372	939	1276	1474	1528
Landkreis Mainz-Bingen	0	11	25	39	52	64	0	72	209	344	423	449
Landkreis Alzey-Worms	0	22	51	79	102	125	1	155	429	525	604	650
Stadt Worms	0	84	121	156	188	219	0	257	573	680	753	816
Landkreis Bad Kreuznach	1	42	96	149	194	238	1	299	769	940	1064	1168
Landkreis Groß-Gerau	1	14	36	58	67	75	1	34	192	243	317	365
Stadt Wiesbaden	100	213	253	275	298	317	101	296	595	763	830	881
Frankfurt Höchst	56	139	235	332	429	525	56	757	1674	1999	2183	2367

Tabelle 2-16 Wasserstoff-Bedarf nach Kreisen in den Stützjahren (in GWh/a).

In beiden Szenarien entfällt die bei weitem größte Wasserstoffnachfrage auf die Chemieindustrie (1.200 – 6.230 GWh/a), was neben dem grundlegend großen H<sub>2</sub>-Potenzial in diesem Sektor auch auf die überdurchschnittliche Dichte an Unternehmen aus der Chemieindustrie in der HyExperts-Region Mainz zurückzuführen ist. Regional verteilen sich die Wasserstoffbedarfe in beiden Szenarien recht gleichmäßig auf die betrachteten Landkreise, wobei das größte Potenzial jeweils im Industriepark Höchst (530 – 2.370 GWh/a) und das kleinste Potenzial in Mainz-Bingen (60 GWh/a im Basis-Szenario) bzw. in Groß-Gerau (370 GWh/a im Ambitionierten Szenario) verortet ist.

### 2.1.6 Wasserstoffbedarf in der Energie- und Wärmeerzeugung

In diesem Abschnitt werden die Bedarfe für einen möglichen Hochlauf der Wasserstoffnachfrage in der Region Mainz für die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungssektor (GHD) beschrieben. Dazu wird zunächst ein Überblick über die relevanten Wasserstofferzeugungstechnologien und die relevanten Wasserstoffinfrastrukturen im Bereich der Energie- und Wärmeerzeugung gegeben (siehe Abschnitt 2.1.6.1). Danach werden die Annahmen zusammengefasst, die bei der Abschätzung der Hochläufe zugrunde gelegt wurden (siehe Abschnitt 2.1.6.2). Die zentralen Annahmen umfassen:

- die Datenquellen für die Modellierung des Wasserstofferzeugungshochlaufs,
- die zeitliche und räumliche Definition der Hochlaufszenerien, und
- die Annahmen der Modellierung des Wasserstofferzeugungshochlaufs.

Im Ergebnis zeigt sich, dass das Potenzial zur Wasserstoffnachfrage in der Region Mainz im **Basis-Szenario** von etwa **200 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2035 auf **0 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2050 absinkt. Im **Ambitionierten Szenario** entwickelt sich die Wasserstoffnachfrage langfristig dynamischer und steigt auf bis zu **2350 GWh(H<sub>2</sub>)** im Jahr 2050. Abschnitt 2.1.6.3 stellt die Ergebnisse der Wasserstoffnachfragen für die Szenarien detailliert dar.



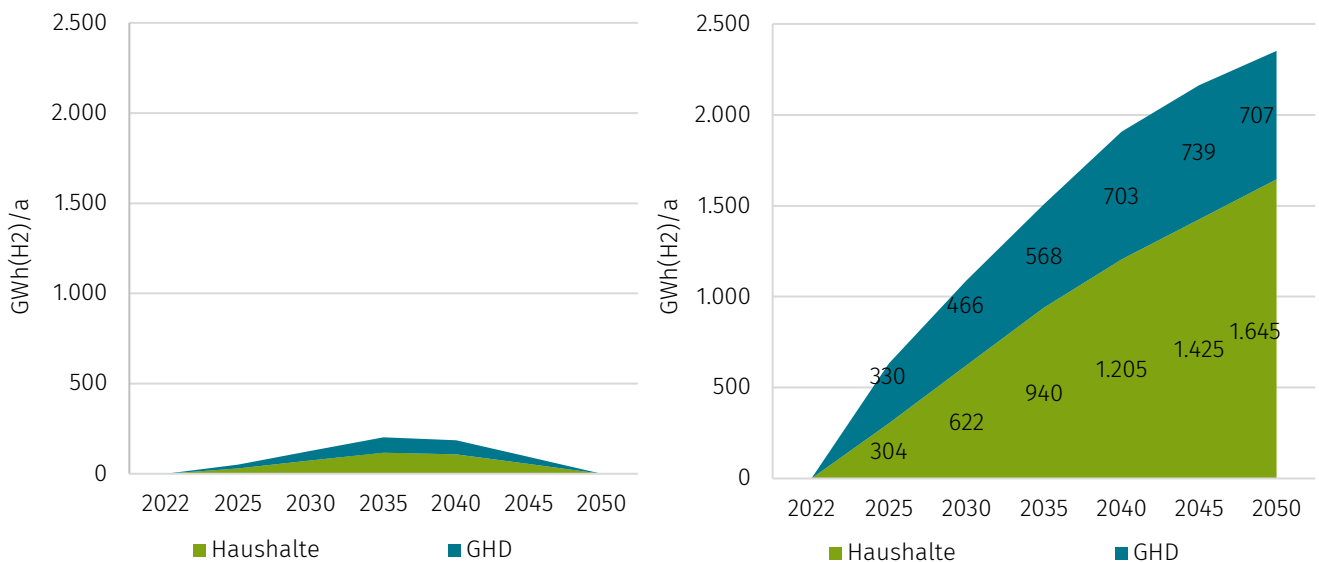


Abbildung 2-20 Wasserstoffnachfrage in der Region Mainz im Basis-Szenario (links) sowie im Ambitionierten Szenario (rechts) im energiewirtschaftlichen Sektor zur Wärmeversorgung des Haushalts- und GHD-Sektors:

### 2.1.6.1 Technologien und Infrastruktur

Im Bereich der Energie- und Wärmeerzeugung lassen sich folgende Nutzungsarten für Wasserstoff unterscheiden:

Raumwärme und Warmwasser im Haushalts- und GHD-Sektor	Stromerzeugung in Kraftwerken oder dezentralen BHKW/Brennstoffzellen	Erzeugung synthetischer Brennstoffe
Brennwertkessel (H <sub>2</sub> -Direktnutzung oder H <sub>2</sub> -Beimischung im Erdgasnetz)	Gasturbine (H <sub>2</sub> -Ready, ausschließliche H <sub>2</sub> -Nutzung oder Beimischung zu Erdgas)	Synthetisches Erdgas durch Methanisierung (Power-to-Gas(PtG))
Blockheizkraftwerk (H <sub>2</sub> -Direktnutzung oder H <sub>2</sub> -Beimischung im Erdgasnetz)	Blockheizkraftwerk (produziert mit steigendem Wasserstoffanteil ähnliche Anteile Strom und Wärme)	Synthetische flüssige Kraftstoffe (PtL) als klimaneutrales Substitut für Benzin, Kerosin, etc.
<b>Brennstoffzelle (thermischer Wirkungsgrad ca. 45 %<sup>81</sup>)</b>	Brennstoffzelle (elektrischer Wirkungsgrad ca. 40 % <sup>81</sup> )	

Tabelle 2-17 Nutzungsarten für Wasserstoff in der Energie- und Wärmeerzeugung

In der Region Mainz beträgt der Anteil der Wärmenachfrage von Haushalten und dem Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor (GHD) am Endenergieverbrauch im Basisjahr 2019 31 %. Davon werden 58 % mit Gas, 21 % mit Heizöl, 11 % mit Erneuerbaren und 10 % mit sonstigen Energieträgern erzeugt. Der Stromverbrauchsanteil von Haushalten und GHD beträgt 43 %<sup>82</sup>.

#### Wasserstoffverwendung im Gasnetz mittels Beimischung und Methanisierung

Um den Wasserstoffeinsatz in der Energie- und Wärmeerzeugung zu untersuchen, ist es zunächst notwendig die Verwendbarkeit der bestehenden Gasinfrastruktur zu betrachten. Nach den aktuellen technischen Vorgaben des DVGW kann bei Nachweis der Eignung der Anlagen und der Voraussetzungen

<sup>81</sup> (BMWK, 2021a, S. 21)

<sup>82</sup> Datengrundlage sind die Verbrauchswerte von Mainz, Mainz-Bingen, Alzey-Worms, Wiesbaden, Groß-Gerau und Bad Kreuznach aus den Jahren 2015, 2017, 2018 und 2019.

im Einzelfall eine Wasserstoff-Einspeisung von bis zu 20 % erfolgen.<sup>83</sup> Für genauere Informationen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen zur Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz siehe 2.4.2.1.1. Die gesamte Infrastruktur mitsamt den Rohrleitungen, Verdichterstationen, Ventilen wird als unkritisch bezüglich dieser Anpassung gesehen<sup>45</sup>. In industriellen Anwendungen, wie etwa Kokereien, sind Rohrleitungen aus vergleichbaren Werkstoffen für wesentlich höhere Wasserstoffkonzentrationen bereits seit Jahrzehnten im Einsatz. Ebenfalls könnten Bestandsgeräte in Privathaushalten mit einer erhöhten Wasserstoffkonzentration umgehen. In einem Pilotprojekt wurde eine Beimischungsquote von 20 Vol.-% Wasserstoff im Gasnetz bereits evaluiert. Es zeigte sich, dass nahezu alle Altgeräte problemlos funktionierten. Auftretende Störungen mit Messinstrumenten, sogenannten Prozessgaschromatographen (PCGs), sind durch Neugeräte und deren Zulassung ebenfalls behebbar.<sup>84</sup>

Die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz stellt eine Möglichkeit dar ohne Aufbau einer vollständig neuen Infrastruktur einen Beitrag zur Reduktion des Erdgasverbrauchs zu leisten. Dennoch wird die Beimischung auch kritisch betrachtet, da die Wasserstoffkonzentration im Gasnetz Fluktuationen aufweisen kann. Wie in Kapitel 2.4.1.1 erläutert wird, kann dies insbesondere für Industriekunden bzw. den Betrieb von industriellen Prozessen problematisch sein. Additiv zu einer moderaten Beimischung von Wasserstoff in das vorhandene Erdgasnetz ist daher der stellenweise Neubau einer Wasserstoffinfrastruktur zu erwägen.

Neben der Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz stellt die Methanisierung eine weitere Option hinsichtlich der Wasserstoffnutzung im Kontext der Gasinfrastruktur dar. Mittels Methanisierung lässt sich Wasserstoff zu synthetischem Methan umwandeln. Unter Einsatz von Erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Wasserstoff sowie zur anschließenden Methanisierung kann das synthetische Erdgas als klimaneutrales Substitut im bestehenden Gasnetz zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor verwendet werden. Primärer Vorteil dieser Variante ist die Möglichkeit der uneingeschränkten Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur. Die Nachteile liegen aktuell in den hohen Kosten, u.a. durch die auftretenden Umwandlungsverluste. Bei der Methanisierung wird CO<sub>2</sub> mit Wasserstoff an einem Katalysator bei etwa 300°C zu Methan und Wasserdampf umgewandelt. Da die Reaktion der Methanisierung exotherm verläuft wird Wärme freigesetzt. Der maximale Wirkungsgrad des chemischen Prozesses ohne Nutzung der entstehenden Abwärme liegt bei 84 %.

### **Wasserstofftechnologien für die Strom- und Wärmeerzeugung**

Im Wärmebereich wird im Rahmen der Dekarbonisierungsziele langfristig mit einer tiefgreifenden Transformation der bestehenden Technologiekapazitäten gerechnet. Analysen zufolge wird von einer Versorgungsstruktur basierend auf vorwiegend Wärmepumpen sowie innovativen Fernwärmeversorgungskonzepten ausgegangen<sup>85</sup>. Hierbei kann der Einsatz von grünem Wasserstoff vor allem in der Fernwärme einen bedeutenden Anteil zur Erreichung dieser Ziele leisten. Daher wird im Folgenden die direkte Nutzung von Wasserstoff in der Wärmeerzeugung, in Brennwertkesseln, Blockheizkraftwerken (BHKW) und Brennstoffzellen näher betrachtet.<sup>86</sup>

Der Einsatz von Wasserstoff in Blockheizkraftwerken wird dabei differenziert betrachtet, zwischen BHKWs, die ausschließlich mit Wasserstoff und BHKWs, die mit Erdgas und Wasserstoff-Gemischen betrieben werden. Insbesondere im Rahmen der aktuell geltenden 10 Vol.-% bzw. der diskutierten

---

<sup>83</sup> Dies ist die Konsequenz der neuen Technischen Regel des DVGW. Anlass der Überarbeitung im September 2021 war die Integration erneuerbarer Gase in das Erdgasnetz (Biomethan, Synthetisches Erdgas, Wasserstoff), vgl. (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., 2021) S. 7.

<sup>84</sup> (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), 2014)

<sup>85</sup> (BCG, 2021)

<sup>86</sup> Die Methanisierungstechnologie wurde in den Interviews auch nicht von den Stakeholdern genannt.

Erhöhung des Schwellwertes auf 20 Vol.-% Wasserstoff im Erdgasnetz ist der Betrieb bestehender BHKWs ohne umfassende technische Umrüstungen möglich. Dies gelingt etwa durch Softwareupdates bzw. Anpassungen der Turbolader<sup>87</sup>.

Einen Kennwert zur Analyse der Betriebsweise von BHKWs stellt die Stromkennzahl dar. Diese beschreibt das Verhältnis von elektrischer Leistung und thermischer Abwärmeleistung. BHKWs mit einer hohen Stromkennzahl kennzeichnen sich daher durch eine hohe Ausbeute an elektrischer Energie im Verhältnis zur gewonnenen Wärmemenge aus<sup>88</sup>. Zusätzlich kann Wasserstoff als Energieträger neben der klassischen Verbrennung in einer Gasturbine, mit oder ohne Wärmeauskopplung, in einer Brennstoffzelle zur Erzeugung von Strom sowie Wärme eingesetzt werden. Bei der Stromgewinnung mittels Brennstoffzelle wird elektrische Energie, im Gegensatz zum klassischen Verbrennungsprozess, direkt erzeugt, indem die chemischen Eigenschaften von Wasserstoff ausgenutzt werden. Der elektrische Wirkungsgrad einer Gasturbine ist durch die Verluste bei der Energieumwandlung mit bis zu ca. 40 % und bei Verwendung einer Gas-Dampf-Turbine mit bis zu 60 % geringer als der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle (derzeit bis zu 65 %).<sup>89</sup> Brennstoffzellen erreichen daher als Variante der Kraft-Wärme-Kopplung deutlich höhere Stromkennzahlen (bis zu 3) als motorengetriebene BHKWs oder Gasturbinen. Entsprechend ist im Falle eines Einsatzes von Wasserstoff in Brennstoffzellen zur lokalen Strom- und Wärmeerzeugung mit hohen Ausbeuten an elektrischer Energie zu rechnen. Dies eignet sich wesentlich im Hinblick einer zunehmend elektrifizierten Verbraucherstruktur (siehe im Verkehrssektor 2.1.4 oder Industriesektor 2.1.5). Darüber hinaus stellt der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen eine regelbare Erzeugungsoption dar, die für den Ausgleich von Fluktuationen der dargebotsabhängigen Strom- und Wärmeversorgung auf Basis von Erneuerbaren vorgesehen werden kann. Die ausgekoppelte Wärme wiederum kann durch Einspeisung ins Wärmenetz für die Fernwärmeversorgung verwendet werden. Demnach stellt neben der Wärmeerzeugung auf Basis von Wärmepumpen insbesondere die Fernwärme eine Möglichkeit dar das ambitionierte Ziel bis 2050 keine Verbrennung von fossilen Energieträgern zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten und im GHD-Sektor und somit die vollständige Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung zu erreichen. Der Einsatz von Wasserstoff in der Energieversorgung kann daher durch die Speicherung von Energie sowie die Deckung von Spitzenlasten eine Schlüsselrolle hinsichtlich der klimaneutralen Energieversorgung spielen<sup>90</sup>.

Bei größeren Industriestandorten, wie Essity oder Boehringer Ingelheim, die zum Teil eigene Kraftwerke betreiben, kann Wasserstoff auch zur reinen Stromerzeugung in H<sub>2</sub>-ready Gasturbinen eingesetzt werden. Da der Strom in der Regel nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird, wurde dieser Verwendungszweck bilanziell im Industrieteil erfasst (vgl. Abschnitt 2.1.5)

### **Wasserstoff zur Erzeugung synthetischer Flüssigkraftstoffe**

Mittels Fischer-Tropsch-Synthese kann Wasserstoff auch zur Erzeugung synthetischer Flüssigkraftstoffe (PtL), wie beispielsweise synthetischem Kerosin für den Flugverkehr, verwendet werden<sup>91</sup>. Für die Langstrecke gibt es zurzeit kaum klimaneutrale Alternativen, so dass PtL insbesondere im Flugverkehr eine Rolle spielt. Für die Erzeugung synthetischer Flüssigkraftstoffe wird neben Wasserstoff und Strom

---

<sup>87</sup> (Energas, 2021)

<sup>88</sup> Während bei der Verwendung von Erdgas die Stromkennzahl eines Verbrennungsmotor BHKWs im Bereich von 0,3 bis ca. 1 liegt, ist die Stromkennzahl bei der Verwendung von Wasserstoff als Energieträger etwa 1.

<sup>89</sup> (Bundesnetzagentur, 2011)

<sup>90</sup> (BMW, 2021a, S. 21)

<sup>91</sup> (Klimaschutzportal, 2022)

stets eine Kohlenstoffquelle benötigt, etwa aus CO<sub>2</sub>-Emissionen oder der Umgebungsluft mittels Direct-Air-Capture<sup>92</sup>. Mögliche Potenziale werden oben in Abschnitt 2.1.5 diskutiert.

### 2.1.6.2 Annahmen und Methodik

Für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs und dessen Fortschreibung bis 2050 des Haushalts- und GHD-Sektors der Region Mainz werden verschiedene Verbrauchsdaten der vergangenen Jahre herangezogen. Ausgehend von aktuellen Energienachfragen der einzelnen Bilanzräume werden zwei Szenarien für den Wasserstoffeinsatz im Wärmebereich näher analysiert, ein konservativer Wasserstoffnutzungspfad und ein Ambitioniertes Szenario. Auf die Methodik der Analyseansätze wird im Folgenden näher eingegangen.

#### Annahmen für die Berechnung des Wasserstoffpotenzials für private Haushalte

Für die Berechnung des Wasserstoffbedarfs für private Haushalte wird in einem ersten Schritt der Ausgangszustand hinsichtlich der Wärmenachfrage ermittelt. Hierzu wird eine Clusterung des Wohngebäudebestandes anhand von statistischen Daten der einzelnen Bilanzräume durchgeführt. Fortlaufende Modernisierungsmaßnahmen werden dabei als Reduktion des spezifischen Raumwärmebedarfes berücksichtigt. Sowohl im konservativen als auch im Ambitionierten Szenario wird von einer Vollsanierung des Wohngebäudebestandes bis 2050 ausgegangen, die zu einer allgemeinen Raumwärmereduktion von ca. 55 % führt. Auf eine Fortschreibung der gesamten Wohnstruktur mitsamt Abriss- und Neubauquoten wird verzichtet.

Gemäß der energetischen Sanierung der Gebäude, die im Rahmen der Einhaltung der Klimaziele notwendig ist, ist von einem sinkenden Erdgasverbrauch für die Wärmeerzeugung auszugehen. Insbesondere durch den Umstieg auf andere Heizungen wie etwa Wärmepumpen, wird die Gasnachfrage für die Wärmeerzeugung sinken<sup>93</sup>. Für die Entwicklung des Raumwärmebedarfs der Landeshauptstadt Mainz bis zum Jahr 2050 kann von einer jährlichen Reduktion von etwa 2,2 % ausgegangen werden. Dies deckt sich mit vorliegenden Daten zum Wärmebedarf der Landeshauptstadt Mainz<sup>94</sup>, nach denen der Wärmebedarf einerseits durch die steigende Einwohnerzahl und steigende Wohnfläche zunimmt, andererseits durch Sanierungen sinkt. Anhand spezifischer Wärmebedarfe des IWU<sup>95</sup> erfolgt die Ermittlung der Wärmenachfragen im Ausgangszustand, inklusive einer Wetterkorrektur an das langjährige Mittel der betrachteten Wetterregion. Die Wärmenachfrage wird bis 2050 in einen konstanten Anteil für Warmwassernachfrage und einen variablen Anteil an Raumwärmenachfrage aufgeteilt, wobei die Entwicklung der Raumwärmenachfrage insbesondere vom Sanierungsniveau der Gebäude abhängt. Die Wohngebäudetopologie sieht eine Einteilung in die Wohngebäudetypen Einfamilienhäuser, Reihenhäuser, kleine Mehrfamilienhäuser sowie große Mehrfamilien- und Hochhäuser vor. Der Einsatz von Wasserstoff wird aufgrund der potenziellen Skaleneffekte innerhalb der betrachteten Wohngebäudetopologie insbesondere für das Cluster der großen Mehrfamilien- und Hochhäuser vorgesehen, da diese schon jetzt und verstärkt in Zukunft an ein Fernwärmenetz angeschlossen sein werden. Dabei wird angenommen, dass die Fernwärmeerzeugung auf Basis von Wasserstoff in Brennstoffzellen umgerüstet wird.

In den betrachteten Szenarien wird hinsichtlich des Wasserstoffeinsatzes zwischen einer Beimischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgasnetz und der Verbrennung von reinem Wasserstoff zur Wärme- und Stromgewinnung durch Gasturbinen bzw. Brennstoffzellen unterschieden. Im Hinblick auf

---

<sup>92</sup> (Viebahn, 2019)

<sup>93</sup> (e-mobil BW, 2022)

<sup>94</sup> (Landeshauptstadt Mainz, 2021)

<sup>95</sup> (Institut Wohnen und Umwelt (IWU), 2015)

die allgemeinen Klimaschutzziele wird mit einem Rückgang von fossilem Erdgas bis 2050 gerechnet. Zur Erreichung einer klimaneutralen Wärmezeugung in Wohngebäuden für die Region Mainz wird bis 2050 die Annahme einer vollständigen Verdrängung von fossilem Erdgas im Haushaltssektor zugrunde gelegt. Im konservativen Szenario erfolgt eine kontinuierlich steigende Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz bis zu einem Niveau von 20 Vol.-%, welches im Jahr 2040 erreicht wird. Eine weitere Steigerung der Quote bis 2050 wird aus o.g. technischen Gründen nicht angenommen. Gleichzeitig resultiert aus der Reduktion von konventionellem Erdgas im Bilanzraum auch die Abnahme des absoluten Beimischungspotenzials von Wasserstoff bis entsprechend im Jahr 2050 keine Wasserstoffbeimischung mehr erfolgt. Die Wärmezeugung auf Basis von Erdgas wird dabei stetig durch andere Energieträger bzw. Technologien, wie Wärmepumpen oder Fernwärme, ersetzt.

Im Ambitionierten Szenario erfolgt neben der stetig ansteigenden Beimischung von Wasserstoff bis zu einem Niveau von 20 Vol.-% in das bestehende Erdgasnetz ein zunehmender Einsatz von Wasserstoff in der Fernwärmeerzeugung sowie ein Ausbau der Fernwärme bis 2050. Der jeweils mit Fernwärme versorgte Anteil der Wohngebäude wird entsprechend der Wohngebäudetopologie der einzelnen Bilanzräume individuell angepasst. Während die Versorgung von Einfamilienhäusern mit Fernwärme vergleichsweise gering ausfällt, nimmt die Durchdringung mit zunehmender Gebäudegröße aufgrund der steigenden Wärmebedarfsdichte und der damit einhergehenden besseren Wirtschaftlichkeit im Betrieb der Wärmenetze zu. Für Bilanzräume, in denen Wärmenetze bereits im Ausgangszustand existieren, werden dabei höhere Anteile an Häusern mit Fernwärmeversorgung angenommen. In den Städten Mainz und Wiesbaden wird aufgrund der bestehenden Wärmenetzinfrastruktur bis 2050 mit einem Fernwärmeanteil an der Wärmeversorgung von 37 % bzw. 39 % gerechnet. In Landkreisen mit einer geringeren Fernwärmedurchdringung, wie in Bad Kreuznach, Groß-Gerau oder Alzey-Worms liegen die Anteile im Bereich zwischen 3 % und 5 %. Der Fernwärmeanteil in den Landkreisen Worms sowie Mainz-Bingen liegt im Jahr 2050 bei 13 % bzw. 9 %. Ausschlaggebend für die Fernwärmedurchdringung ist neben dem Ausgangszustand der Fernwärmestruktur auch die Wohngebäudestruktur der einzelnen Bilanzräume.

### **Annahmen für die Berechnung des Wasserstoffpotenzials für den Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor**

Analog zu den privaten Haushalten wird im konservativen Pfad die ansteigende Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz bis zu einem Anteil von 20 Vol.-% abgebildet. Gleichzeitig wird im Hinblick auf die allgemeinen Klimaschutzziele mit einem Rückgang von fossilem Erdgas bis 2050 gerechnet. Daraus resultiert das auf das Nullniveau abnehmende Wasserstoffpotenzial im GHD-Sektor bis 2050.

Im Ambitionierten Szenario wird zusätzlich zur Wasserstoffbeimischung im konservativen Szenario die bis 2050 fortgeschriebene Wärmenachfrage mit einem maximalen Anteil von 25 % im Jahr 2050 durch kontinuierliche Steigerung des Einsatzes von Fernwärme im GHD-Sektor berücksichtigt. Die Wärmezeugung der Fernwärme basiert dabei auf einem Brennstoffzellenprozess unter gleichzeitiger Erzeugung von Strom. Es wird die Annahme getroffen, dass die gesamte Fernwärmeerzeugung für den GHD-Sektor durch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen gedeckt wird. Die Wärmenachfrage des Sektors unterliegt einer stetigen Reduktion durch fortlaufenden Sanierungsfortschritt bis zum Zieljahr 2050. Dabei erfolgt die Ermittlung der Wärmenachfragen im GHD-Sektor in den betrachteten Bilanzräumen anhand vorliegender Energiebilanzen. Statistische Fehlstellen werden durch Extrapolation anhand vorhandener Vergleichswerte ergänzt.

### 2.1.6.3 Ergebnisse

Unter Berücksichtigung der genannten Annahmen und Verwendung der statistischen Verbrauchs- und Klimadaten werden im Folgenden zwei Szenarien (Basis und Ambitioniert) hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs zur Wärme- und Stromerzeugung in privaten Haushalten und im GHD-Sektor bis 2050 analysiert.

Land- /Stadtkreis H <sub>2</sub> -Bedarf in GWh	GHD						Haushalte					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
H <sub>2</sub> in Vol.-%	3%	8%	15%	20%	20%	20%	3%	8%	15%	20%	20%	20%
H <sub>2</sub> in energ. %	0,81%	2,52%	5,35%	7,41%	7,41%	7,41%	0,81%	2,52%	5,35%	7,41%	7,41%	7,41%
Landeshauptstadt Mainz	3,5	8,7	13,9	12,8	6,4	0,0	5,1	12,7	20,2	18,7	9,3	0,0
Landkreis Mainz- Bingen	3,5	8,7	13,8	12,7	6,4	0,0	6,3	15,9	25,3	23,3	11,7	0,0
Landkreis Alzey- Worms	0,9	2,2	3,5	3,2	1,6	0,0	2,8	7,1	11,3	10,4	5,2	0,0
Stadt Worms	2,4	5,9	9,4	8,7	4,4	0,0	2,2	5,5	8,8	8,1	4,1	0,0
Stadt Wiesbaden	8,6	21,6	34,4	31,7	15,9	0,0	8,0	20,1	32,0	29,5	14,8	0,0
Landkreis Groß- Gerau	1,4	3,5	5,6	5,2	2,6	0,0	4,0	10,1	16,0	14,8	7,4	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	1,1	2,7	4,3	4,0	2,0	0,0	0,9	2,2	3,5	3,2	1,6	0,0

Tabelle 2-18 Basis-Szenario - Wasserstoffbedarf bei Beimischung in das bestehende Erdgasnetz

So ist für die Region Mainz in Tabelle 2-18 der Wasserstoffbedarf für beide Sektoren für das Basis-Szenario getrennt erfasst. Die zunehmende Beimischungsquote von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz bis zu einem Niveau von 20 Vol.-% lässt die Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2035 ansteigen. Weiterhin wird die zukünftige Nachfrage nach fossilem Erdgas als rückläufig angenommen, bis der Bedarf im Jahr 2050, gemäß den Dekarbonisierungszielen der Wärmeversorgung, das Nullniveau erreicht. So erreicht der Wasserstoffbedarf im Basis-Szenario einen Peak von bis zu 202 GWh/a im Jahr 2035 im GHD- und Haushaltssektor für die Region Mainz. Für die Landeshauptstadt Mainz ergibt sich analog ein Bedarf von bis zu 34 GWh.

In Tabelle 2-19 ist zum Vergleich der Wasserstoffbedarf für die Wärmeerzeugung bis 2050 für die beiden Sektoren im Ambitionierten Szenario dargestellt. Hierbei erfolgt die Wärmeversorgung mittels Fernwärme, deren Erzeugung auf Wärmeauskopplung aus Brennstoffzellen basiert. Der Wärmebedarf des GHD Sektors wird dabei bis 2050 zu 25 % durch Fernwärme gedeckt. Im Haushaltssektor erfolgt in Anlehnung an die im Kapitel 2.1.6.2 beschriebenen Annahmen die Versorgung mit Fernwärme individuell für jeden der gelisteten Bilanzräume.

Land- / Stadtkreis H <sub>2</sub> -Bedarf in GWh	GHD						Haushalte					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anteil H <sub>2</sub> Transformation <sup>96</sup>	5 %	8 %	10 %	15 %	20 %	25 %	Wärmeversorgung mittels Fernwärme, erzeugt durch Wärmeauskopplung aus Brennstoffzellen					
Landeshauptstadt Mainz	69,9	97,6	118,0	147,3	156,9	152,1	92,0	186,5	280,8	366,2	443,7	521,3
Landkreis Mainz-Bingen	45,0	64,2	78,9	96,8	100,5	95,1	31,5	66,1	100,7	123,8	137,3	150,8
Landkreis Alzey-Worms	15,0	21,1	25,7	31,9	33,7	32,4	5,7	12,8	19,9	21,8	19,5	17,1
Stadt Worms	32,7	46,5	57,0	70,2	73,1	69,5	14,8	30,7	46,5	58,4	66,9	75,4
Stadt Wiesbaden	119,2	169,5	207,6	255,6	266,4	253,2	143,1	290,3	437,2	569,9	690,2	810,5
Landkreis Groß-Gerau	23,2	32,7	39,8	49,3	52,0	50,0	12,5	27,1	41,6	48,8	50,0	51,1
Landkreis Bad Kreuznach	24,9	34,6	41,6	52,2	55,9	54,5	4,1	8,5	13,0	15,9	17,5	19,0

Tabelle 2-19 Ambitioniertes Szenario - Wärme- und Energiegewinnung durch Brennstoffzellen

Unter Berücksichtigung der zunehmenden Modernisierung des Gebäudebestandes sowie einer steigenden Versorgung durch Fernwärme im Haushalts- und GHD-Sektor wird bis 2035 ein Wasserstoffbedarf für den Einsatz in Brennstoffzellen in Höhe von 1.510 GWh berechnet. Bis 2050 steigt der Wasserstoffbedarf perspektivisch auf insgesamt 2.350 GWh in der Region Mainz an.

### H<sub>2</sub>-Bedarf zur H<sub>2</sub>-Verstromung in der Region Mainz

Zusätzlich zur Wärme werden mittels des Wasserstoffeinsatzes in Brennstoffzellen im Ambitionierten Szenario bis zu 1300 GWh im Jahr 2050 an elektrischer Energie innerhalb der betrachteten Bilanzräume erzeugt (siehe Tabelle 2-20). Dies kann im tageszeitlichen Verlauf insbesondere in Zeiten mit Spitzenlasten oder bei geringen Erträgen aus Erneuerbaren Primärenergiequellen zusätzlich zur Wärmeerzeugung einen Beitrag zur Stromlastdeckung leisten.

Stromerzeugung in GWh	Ambitioniertes Szenario - Brennstoffzelle					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Region Mainz	215,6	431,2	646,8	862,4	1.078,0	1.293,6

Tabelle 2-20 Ambitioniertes Szenario – Stromerzeugung in GWh aus wärmegeführten Brennstoffzellen in der Region Mainz unter Einsatz von Brennstoffzellen zur Fernwärmeversorgung

<sup>96</sup> Ein Wasserstoffanteil von 20 Vol.-% weist aufgrund des geringeren Brennwertes von Wasserstoff gegenüber Methan lediglich einem energetischen Anteil von etwa 7,41 % entspricht. Damit reduziert sich die CO<sub>2</sub> Emission ebenfalls um 7,41 %. Die aus der Wasserstoffbeimischung resultierende Brennwertreduktion des Gasgemisches, muss für einen konstanten Energiedurchsatz das verwendete Gasvolumen um etwa 14 % ansteigen. Dies bedeutet höhere Strömungsgeschwindigkeiten durch die Gasleitungen und somit steigende Pumpleistungen (TGA Fachplaner, 2021).

Das Ambitionierte Szenario sieht dabei eine Weiternutzung bzw. den Ausbau der bestehenden Wärmenetze vor. Die bereits existierende Kraftwerks- bzw. BHKW-Kapazitäten zur Versorgung des Bilanzraumes mit Strom und Wärme wird im Szenario implizit hinsichtlich eines möglichen Einsatzes mit klimaneutralem Wasserstoff berücksichtigt. Für die Versorgung von Wärme auf höheren Temperaturniveaus, z. B. für industrielle Prozesse, können zusätzlich Brennwertkessel zur Temperaturanhebung genutzt werden.

Ein weiterer Ausbau der Stromerzeugungsmengen auf Basis von wasserstoffbetriebenen Gasturbinen bis 2050 ist für die Deckung der Stromnachfrage ebenfalls durchaus denkbar. Gleichmaßen können Stromspitzen durch die Versorgung aus dem öffentlichen Stromnetz abgefangen werden. Die absolute Amplitude der lokalen Stromerzeugung auf Basis von Wasserstoff ist dabei abhängig von den lokalen Eigenbedarfsdeckungszielen sowie der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Versorgungspfaden und nach oben hin nicht beschränkt.

### 2.1.7 Vergleichende Betrachtung der Hochläufe zur Wasserstofferzeugung und -bedarfe

Nach der Betrachtung der Erzeugungspotenziale in der Region Mainz, sowie den Bedarfspotenzialen nach Wasserstoff im Verkehr, der Industrie und der Energie- und Wärmeerzeugung kann nun ein quantitativer Vergleich der jeweiligen Mengenpotenziale erfolgen. Durch einen Vergleich der Erzeugungs- und Bedarfsmengen kann außerdem die für den Import relevante Potenziallücke quantifiziert werden. Hierbei handelt es sich um die Menge an Wasserstoff, die nicht in der Region produziert werden kann, und daher aus anderen Regionen innerhalb Deutschlands oder aus dem Ausland importiert werden muss, um den Bedarf decken zu können.

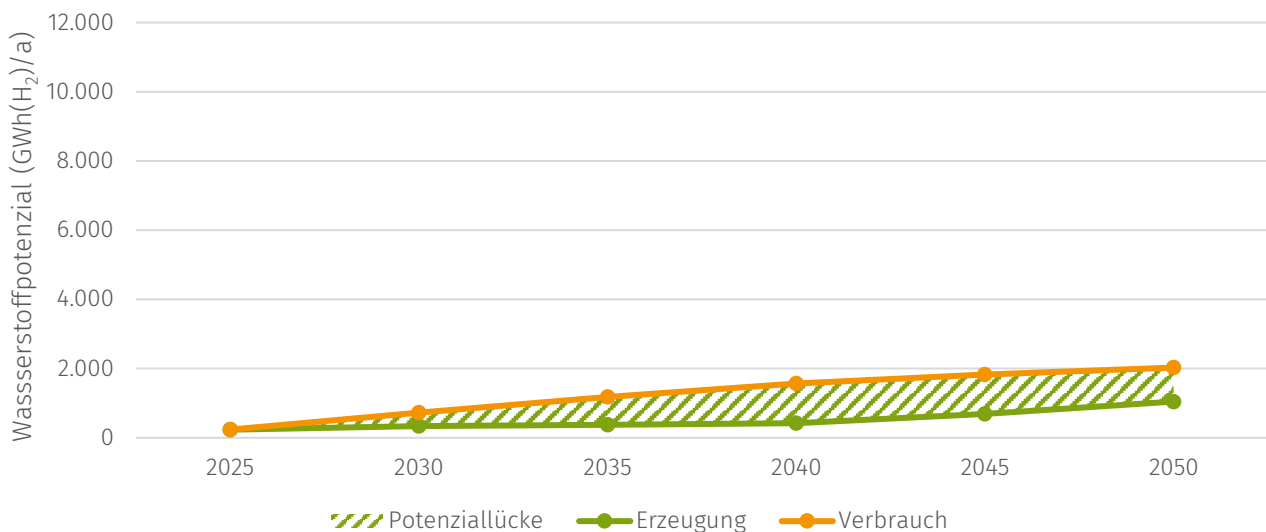


Abbildung 2-21 Mengenpotenziale der Erzeugung und des Verbrauches, sowie Potenziallücke im Basis-Szenario



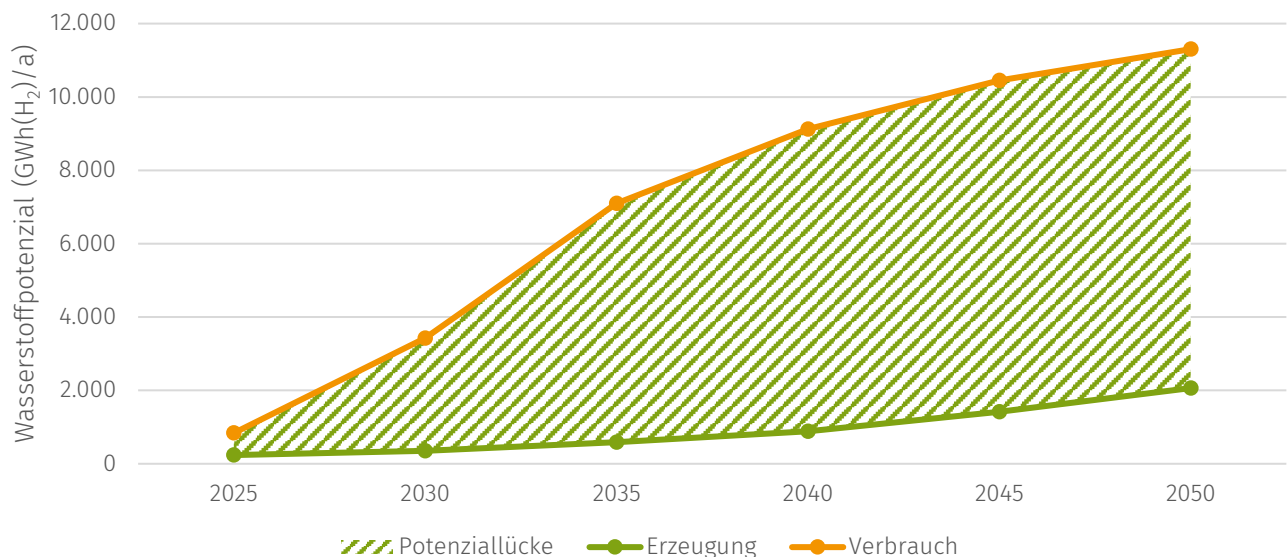


Abbildung 2-22 Mengenpotenziale der Erzeugung und des Verbrauches, sowie Potenziallücke im Ambitionierten Szenario

Abbildung 2-21 und Abbildung 2-22 stellen dabei grafisch das gesamte Bedarfspotenzial sowie das Erzeugungspotenzial in der Region Mainz in den Stützjahren dar. Auf den ersten Blick ist hierbei, insbesondere im Ambitionierten Szenario, die große Bedarfslücke ersichtlich, welche mit Importen zu schließen ist:

- Im **Basis-Szenario** sind **Wasserstoffbedarf und -erzeugung im Jahr 2025 nahezu ausgeglichen**, da hier vorrangig bereits bestehende und konkret geplante Projekte auf Erzeugungs- und Bedarfsseite berücksichtigt wurden. **Ab dem Jahr 2030** zeigt sich jedoch eine deutlich **dynamischere Entwicklung auf der Bedarfsseite**, die langfristig etwa das Doppelte des in der Region Mainz vorhandenen Erzeugungspotenzials beträgt.
- Im **Ambitionierten Szenario** zeigt sich bereits **im Jahr 2025 eine kleine Bedarfslücke**, die insbesondere **im Zeitraum der Jahre 2030 – 2035 stark ansteigt**. Der Anstieg der Bedarfspotenziale liegt im Ambitionierten Szenario um ein Mehrfaches über dem Anstieg der Erzeugungspotenziale. Insbesondere erfolgt der Hochlauf der Erzeugung zeitlich nachgelagert im Vergleich zum Hochlauf der Bedarfe. Daher beträgt die resultierende Bedarfslücke im Jahr 2035 rund das 12-fache der erwarteten Erzeugung, und im Jahr 2050 immer noch fast das 6-fache der erwarteten Erzeugung.

Auf der Bedarfsseite wird die Lücke vor allem durch die **hohen Nachfragepotenziale in der Industrie (einschließlich Chemie)** getrieben, welche in beiden Szenarien den Großteil des gesamten Wasserstoffbedarfs ausmachen. Dies ist für das Basis-Szenario in Abbildung 2-23 und für das Ambitionierte Szenario in Abbildung 2-24 grafisch dargestellt:

- Im **Basis-Szenario** steigt der Anteil der Industrie am Wasserstoffbedarf von 75 % im Jahr 2030 auf 85 % im Jahr 2050 – die Sektoren Mobilität, Energie- und Wärmeerzeugung repräsentieren demnach langfristig nur etwa 15 % der prognostizierten Gesamtnachfrage nach Wasserstoff in der Region Mainz.
- Im **Ambitionierten Szenario** findet zwar auch in den Sektoren Mobilität, Energie- und Wärmeerzeugung ein stärkerer Hochlauf statt – der Industriebedarf beträgt aber immer noch 65 % des Gesamtbedarfs im Jahr 2030 und 72 % des Gesamtbedarfs im Jahr 2050.

- Innerhalb des Industriesektors wird der Hochlauf insbesondere durch den potenziellen Bedarf der **in der Region Mainz stark vertretenen chemischen Industrie** bestimmt, die im Jahr 2050 etwa 70 % des Industriebedarfs in beiden Szenarien ausmacht. Damit hat die chemische Industrie einen Anteil an der gesamten Wasserstoffnachfrage in der Region Mainz von ca. 59 % im Basis-Szenario und ca. 54 % im Ambitionierten Szenario.

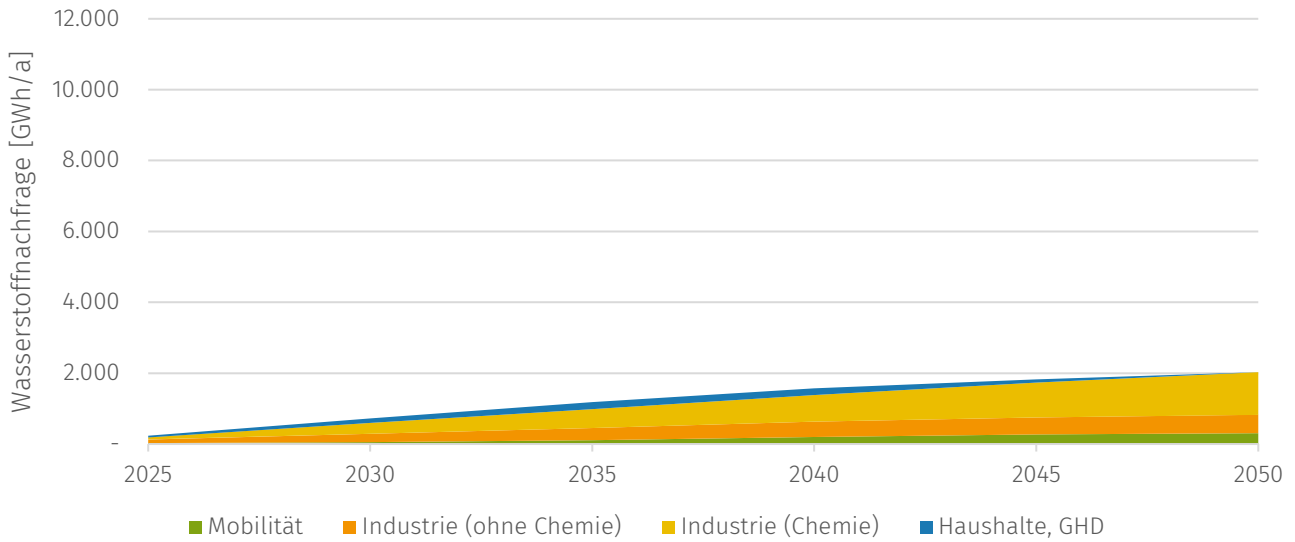


Abbildung 2-23 Gesamtwasserstoffnachfrage nach Sektoren im Basis-Szenario

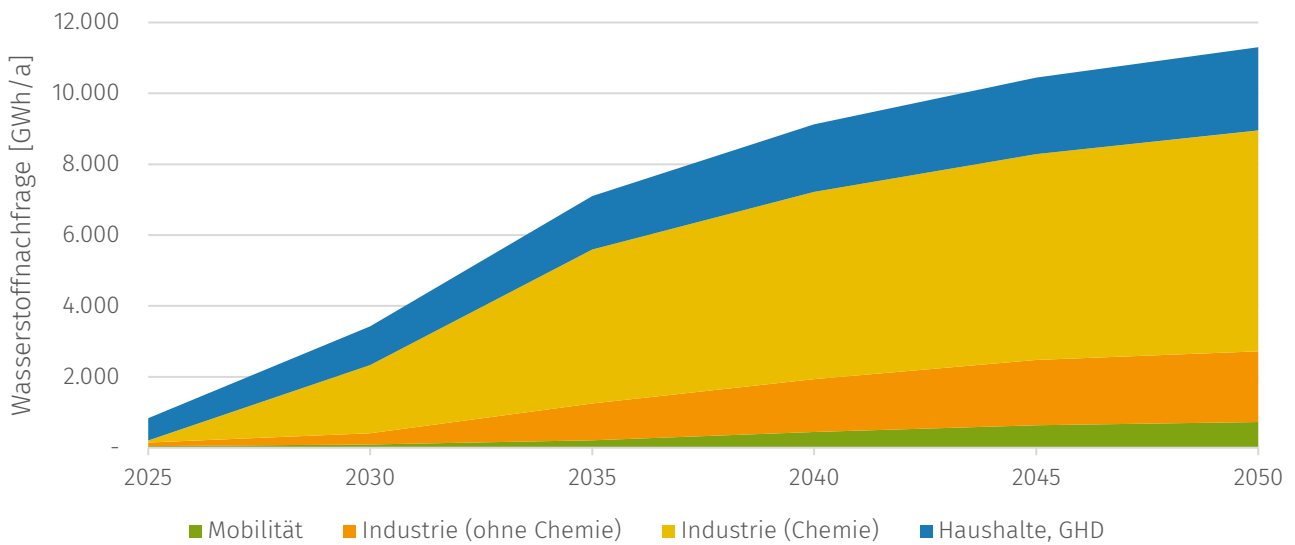


Abbildung 2-24 Gesamtwasserstoffnachfrage nach Sektoren im Ambitionierten Szenario

Einen Überblick über die Hochläufe je Sektor und Stützjahr bietet Tabelle 2-21.

Szenario	Kategorie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Basis	Erzeugung	234	340	376	424	693	1.045
	Verbrauch	237	722	1.183	1.571	1.827	2.028
	Potenziallücke	3	382	808	1,147	1,134	984
Ambitioniert	Erzeugung	237	350	590	887	1.416	2.063
	Verbrauch	837	3.424	7.100	9.126	10.449	11.303
	Potenziallücke	600	3.074	6.509	8.239	9.033	9.239

Tabelle 2-21 Mengenpotenziale der Erzeugung und des Verbrauches, sowie der Potenziallücke; in GWh(H<sub>2</sub>)/a

### 2.1.8 Fazit und nächste Schritte

Die abgeleiteten Hochlaufkurven für den Wasserstoffbedarf und die Erzeugung in der Region Mainz basieren, wie in diesem Kapitel erläutert, auf verschiedenen Datenquellen, insbesondere auf:

- konkreten Projektinformationen und Plänen der verschiedenen Stakeholder,
- allgemeinen Trends zum Energieverbrauch und Wasserstoffverbrauch in den einzelnen Industrien, sowie
- zusätzlichen Erzeugungsmöglichkeiten für Wasserstoff auf Basis der vorhandenen regionalen Potenziale für Wind und Photovoltaik.

Inwieweit die genannten Potenziale tatsächlich realisierbar sind, ist stark vom Eintreten sektoraler Abhängigkeiten abhängig. Da die **Erzeugungspotenziale in der Region mittel- bis langfristig deutlich unterhalb der erwarteten Bedarfe** liegen, ist eine Integration der Region in überregionale Wasserstoffmärkte und Infrastrukturen in beiden Szenarien erforderlich, um das volle Bedarfspotenzial realisieren zu können. Dabei unterscheidet sich das Volumen der benötigten Importe je nach Szenario stark. In welchem Umfang die Lücke bei den regionalen Bedarfspotenzialen in der Praxis tatsächlich über **Wasserstoffimporte** gedeckt werden kann, hängt zudem von weiteren Faktoren ab:

- Wie schnell kann der **Erzeugungshochlauf für Wasserstoff außerhalb der Region Mainz** (in Deutschland, Europa und weltweit) erfolgen?
- Zu welchem Zeitpunkt wird die Region Mainz **an überregionale Transportinfrastrukturen zum Import von Wasserstoff** angebunden und welche Importkapazitäten stellen diese Infrastrukturen bereit?
- Wie dynamisch entwickelt sich der **Wasserstoffbedarf außerhalb der Region Mainz**, der ebenfalls über die relevanten Infrastrukturen bedient werden muss?

Auf Basis der Antworten zu diesen Fragen lassen sich konkrete **Umstellungsszenarien für Wasserstoff in der Region Mainz** definieren. So erscheint es kurz- bis mittelfristig angemessen, die lokalen Potenziale im Bereich der Wasserstofferzeugung soweit wie möglich auszunutzen (d.h. auf den im Ambitionierten Szenario skizzierten Erzeugungspfad zu setzen), da selbst im Falle einer moderateren Nachfrageentwicklung (wie im Basis-Szenario skizziert) regionale Abnehmer für den hergestellten Wasserstoff vorhanden sind. Zudem ist es unwahrscheinlich, dass vor Mitte der 2030er Jahre

Wasserstoffimporte im großen Stil möglich sein werden. Die **Umsetzung von lokalen Erzeugungsprojekten** in diesem Zeitraum kann also als „**No-regret**“-Maßnahme angesehen werden.<sup>97</sup>

Je nach Entwicklung der Angebots- und Nachfragesituation erfordert die Definition von Umstellungsszenarien ggf. auch eine **Priorisierung der Wasserstoffbedarfe in den unterschiedlichen Sektoren**, wenn eine gleichzeitige Umstellung aller Segmente aufgrund der knappen Verfügbarkeit von Wasserstoff nicht möglich ist. Bei einer Priorisierung der Bedarfe müssen die **sektorspezifischen Anforderungen an die Wasserstoffversorgung** hinsichtlich der Transportwege, Kosten sowie Verfügbarkeit alternativer Dekarbonisierungsoptionen berücksichtigt werden. So kommen industrielle Großverbraucher erst dann zu hohen Wasserstoffverbräuchen, wenn sie überregional hergestellten Wasserstoff per Pipeline geliefert bekommen können. Die Lücke aus Erzeugung und Bedarfen in der Region kann nur schwer durch eine Anlieferung über Straße, Schiene oder eventuell Wasser geschlossen werden. Sollte es vorerst nur zur Entstehung von Tankstellen kommen, ohne ein geeignetes Konzept zur Belieferung der Industrie, so würde die Wasserstoff-Anwendung in diesem Zeitraum vornehmlich im Mobilitätssektor stattfinden, für den deutlich geringere Mengen benötigt werden. Industrieunternehmen, welche eigenen Wasserstoff produzieren können, sind davon natürlich ausgenommen, da sie auf keine oder weniger Zulieferungen angewiesen sind. Hingegen würde im Energie- und Wärmesektor erst dann Wasserstoff in größerem Umfang eingesetzt werden, wenn im Verkehr und der Industrie die Nachfrage gut bedient werden kann.

Neben der Abhängigkeit von der Belieferung mit Wasserstoff gibt es auch **Abhängigkeiten in der Nutzung**. Nutzt beispielsweise ein Industrieunternehmen Wasserstoff in der Produktion, so hat es bereits einen Zugang zu Know-how, Technik und vor allem Wasserstoff an sich. Damit steigen auch die Chancen, dass solch ein Unternehmen z. B. seine Fahrzeugflotte auf Wasserstoffantriebe umstellen wird.

Weiterhin ist der Hochlauf aktuell und in naher Zukunft von der **Verfügbarkeit von Fördermitteln** abhängig. Die Differenzkosten einer neuen Anlage oder eines neuen Fahrzeuges, welche Wasserstoff als Energieträger nutzen, im Vergleich zu heute eingesetzten Anlagen und Fahrzeugen sind teils immens, die Kosten liegen in manchen Anwendungen mehr als doppelt so hoch. Daher können sich viele Betriebe eine Umstellung nur dann leisten, wenn in ausreichendem Umfang Fördermittel zur Verfügung stehen. Andernfalls wird sich der Hochlauf deutlich verlangsamen.

Daher stellt sich die Frage, ob **Fördermittel besser auf Anwendungszwecke konzentriert** werden sollten, in denen es keine technisch oder ökonomisch sinnvollen Alternativen zur Dekarbonisierung gibt, beispielsweise im Schwerlastverkehr, bei kommunalen Sonderfahrzeugen oder der stofflichen Nutzung in der Industrie. Bei verbesserter zukünftiger Marktreife von Wasserstofffahrzeugen und -anlagen in der Industrie werden die Umrüstkosten sinken, so dass die Fördervolumina im Zeitverlauf reduziert werden können. Neben den Umrüstkosten spielen auch die laufenden Kosten eine wesentliche Rolle in den Wirtschaftlichkeitsabwägungen einer Umrüstung. Diese werden langfristig wesentlich von sinkenden Preisen für Wasserstoff und steigenden Preisen fossiler Alternativen geprägt sein. Allein aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Preise wird die Verwendung von Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern immer wirtschaftlicher werden. Dabei spielt auch das wachsende Umweltbewusstsein

---

<sup>97</sup> Die Einordnung von Maßnahmen als „no-regret“ beruht hierbei nicht auf einer Modellierung der kostenoptimalen Energiesysteme. Somit bezeichnet der Begriff in diesem Bericht nicht solche Erzeugungsprojekte, welche in einem kostenoptimalen Energiesystem für H<sub>2</sub>-basierte Dekarbonisierungsanwendungen erforderlich wären. Vielmehr wird der Begriff aus einer mengen- bzw. verfügbarkeitsbasierten Perspektive verwendet. Mit Blick auf die Erzeugung werden daher solche Projekte als „no-regret“ bezeichnet, für welche sowohl im Basis- als auch Ambitionierten Szenario aus Mengensicht eine entsprechende Nachfrage zu erwarten ist.

der wirtschaftlichen Akteure eine Rolle, die einem klimaneutralen Energiesystem einen gesamtwirtschaftlichen Mehrwert beimessen, der in einer einzelwirtschaftlichen Investitionsentscheidung nicht vollständig monetär bewertet werden kann. Daher hängt auch hier der Hochlauf von übergeordneten Entscheidungen der Politik ab.

Die verschiedenen wirtschaftlichen, infrastrukturbedingten, politischen und regulatorischen Abhängigkeiten werden im Arbeitspaket 2.3 (Zeitmatrix) detaillierter analysiert. Zusammen mit den identifizierten Bedarfs- und Erzeugungspotenzialen bilden sie die Basis für die Definition der konkreten Umstellungsszenarien für die Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz.

## 2.2 AP 2.2: H<sub>2</sub>-Landkarte

Um Projektbeteiligten, Stakeholdern und lokalen Entscheidungsträgern die schnelle Erfassung von Projektergebnissen und graphische Analysen zu ermöglichen, wird eine H<sub>2</sub>-Landkarte erstellt. Auf dieser wird die räumliche Verteilung des ermittelten Wasserstoffbedarfs und der ermittelten Erzeugung visualisiert. Zusätzlich werden die bestehende verteilungsrelevante Infrastruktur sowie Ergebnisse des Distributionskonzepts dargestellt. Die Datenbasis für die ermittelten Wasserstoffdaten bildet hierbei das Arbeitspaket 2.1.

### 2.2.1 Technische Realisierung

Die H<sub>2</sub>-Landkarte wird in die städtischen GIS-Systeme (Fachsoftware und WebGIS) eingebunden. Hierfür wurden alle im Rahmen des Projekts entwickelten Dateien an die Stadt Mainz übergeben, welche die Integration in ihre Systeme vornimmt.

Die Entwicklung der Karte wurde im Tool QGIS<sup>98</sup> vorgenommen. Bei QGIS handelt es sich um eine Open-Source Geoinformationssystemsoftware, mithilfe derer räumliche Daten betrachtet, bearbeitet, erstellt und analysiert werden können. Die Software unterstützt gängige Vektor- und Rasterdaten und ermöglicht das Einbinden von WMS- und WFS-Diensten.

Pro darzustellender Information wurde hier eine Ebene erstellt. Die Ebenen wurden im Koordinatenreferenzsystem ETRS 89 in UTM-Koordinaten, Zone 32N erstellt und der Stadt Mainz zur Verfügung gestellt. Jedes dieser Layer wurde an die Stadt Mainz im Shape-Format übertragen<sup>99</sup>. Außerdem ist je Layer eine Beschreibung des Datensatzes als Textdatei übergeben worden. Das Kartenmaterial wurde zusätzlich als Powerpoint-Präsentation übergeben. Die Stadt Mainz hat den Stil jeder Ebene selbstständig anhand von Spalten mit den Farbinformationen, den Datensatzbeschreibungen sowie der Powerpoint-Präsentation erstellt. Die Betrachtung des Kartenmaterials in einer Geoinformationssystemsoftware im Gegenzug zu Abbildungen in PowerpointPowerPoint oder in diesem Bericht hat den Vorteil, dass Details durch Vergrößerung des Ausschnitts besser betrachtet werden können.

Insgesamt wurden folgende Ebenen erstellt und übergeben:

- **Basiskarte:** Darstellung der Region Mainz mit Unterteilung in Gebiete (siehe Kapitel 2.2.2.1)
- **Erzeugung je Gebiet:** Darstellung der H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale, regionalisiert über die Unterteilung der Region Mainz in Gebiete (siehe Kapitel 2.2.2.1, für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 sowie für die beiden Szenarien Basis-Szenario und Ambitioniertes Szenario)
- **Stakeholder-Erzeugung:** Darstellung der H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale der Stakeholder (siehe Kapitel 2.2.2.2, für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 sowie für die beiden Szenarien Basis-Szenario und Ambitioniertes Szenario)
- **Bedarf je Gebiet:** Darstellung des H<sub>2</sub>-Bedarfs je Sektor, regionalisiert über die Unterteilung der Region Mainz in Gebiete (siehe Kapitel 2.2.2.3.1, für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 sowie für die beiden Szenarien Basis-Szenario und Ambitioniertes Szenario)
- **Stakeholder-Bedarf:** Darstellung des H<sub>2</sub>-Bedarfs der Stakeholder (siehe Kapitel 2.2.2.3, für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 sowie für die beiden Szenarien Basis-Szenario und Ambitioniertes Szenario)

---

<sup>98</sup> QGIS Version 3.28.1-Firenze.

<sup>99</sup> Dies umfasst die Dateitypen \*.cpg, \*.dbf, \*.prj, \*.qmd, \*.shp und \*.shx.

- **Tankstellen-Standorte:** Darstellung der existierenden herkömmlichen Tankstellen in der Region Mainz (siehe Kapitel 2.2.3.1)
- **H<sub>2</sub>-Tankstellen-Standorte:** Darstellung der existierenden und geplanten Wasserstoff-Tankstellen in der Region Mainz (siehe Kapitel 2.2.3.1)
- **Verkehrsaufkommen im Schwerverkehr 2019:** Darstellung des Verkehrsaufkommens auf den Hauptverkehrsachsen (Autobahn und Bundesstraße) im Schwerverkehr des Jahres 2019 (siehe Kapitel 2.2.3.2)
- **Mögliche weitere Standorte von H<sub>2</sub>-Tankstellen:** Darstellung der von den Stakeholdern vorgeschlagenen möglichen Standorte von H<sub>2</sub>-Tankstellen (siehe Anhang mit vertraulichen Informationen)
- **Stromnetz:** Darstellung des Höchst- und Hochspannungsnetzes in der Region Mainz (siehe Kapitel 2.2.4)
- **Bundesfernstraßennetz:** Darstellung der Bundesfernstraßen in der Region Mainz (siehe Kapitel 2.2.4)
- **OSM-Basiskarte:** Darstellung der Basisdaten von OpenStreetMap (siehe Kapitel 2.2.4)
- **Potenziallücke je Gebiet:** Darstellung der Differenz zwischen den Erzeugungspotenzialen und dem Bedarf, regionalisiert über die Unterteilung der Region Mainz in Gebiete (siehe Distributionskonzept, Kapitel 2.4.4.1, für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050, als Differenz zwischen dem Ambitionierten Szenario der Erzeugung und dem Basis-Szenario des Bedarfs sowie dem Basis-Szenario der Erzeugung und dem Ambitionierten Szenario des Bedarfs)
- **Bewertung der Erzeugungsstandorte:** Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für Erzeugungsstandorte (siehe Distributionskonzept, Kapitel 2.4.4.4)
- **Pipeline-Beispiel:** Möglicher Verlauf einer innerstädtischen Wasserstoffpipeline in Mainz (siehe Kapitel 2.4.4.6.2)
- **Bewertung der Tankstellenstandorte:** Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für (halb)öffentliche Tankstellen (siehe Kapitel 2.4.4.7)

Die Visualisierung und die verwendeten Daten für die jeweiligen Ebenen werden in den folgenden Kapiteln sowie im Distributionskonzept (Kapitel 2.4) beschrieben.

## 2.2.2 Visualisierung der ermittelten Wasserstoffdaten

Die in Arbeitspaket 2.1 erarbeiteten Daten zu Wasserstoffherzeugung und -bedarf werden je Gebiet der Landkreise abgebildet. Die Potenziale der Stakeholder für H<sub>2</sub>-Erzeugung und -Bedarf werden ebenfalls dargestellt. Diese Daten werden jeweils für die vier verwendeten Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 mit einem Layer pro Stützjahr dargestellt.

### 2.2.2.1 Basiskarte

Die ermittelten Wasserstoffdaten wurden im vorherigen Kapitel geografisch auf Landkreisebene ermittelt. Diese grobe Unterteilung der betrachteten Region wird für dieses und die nachfolgenden Kapitel verfeinert. Um eine vergleichbare Größe der betrachteten Gebiete zu erreichen, werden die vier Landkreise Bad Kreuznach, Mainz-Bingen, Alzey-Worms und Groß-Gerau in jeweils vier Teile geteilt. Zusammen mit den Städten Mainz, Wiesbaden und Worms sowie dem Industriepark Höchst ergibt sich die Unterteilung der betrachteten HyExperts-Region Mainz in Gebiete entsprechend Abbildung 2-25.

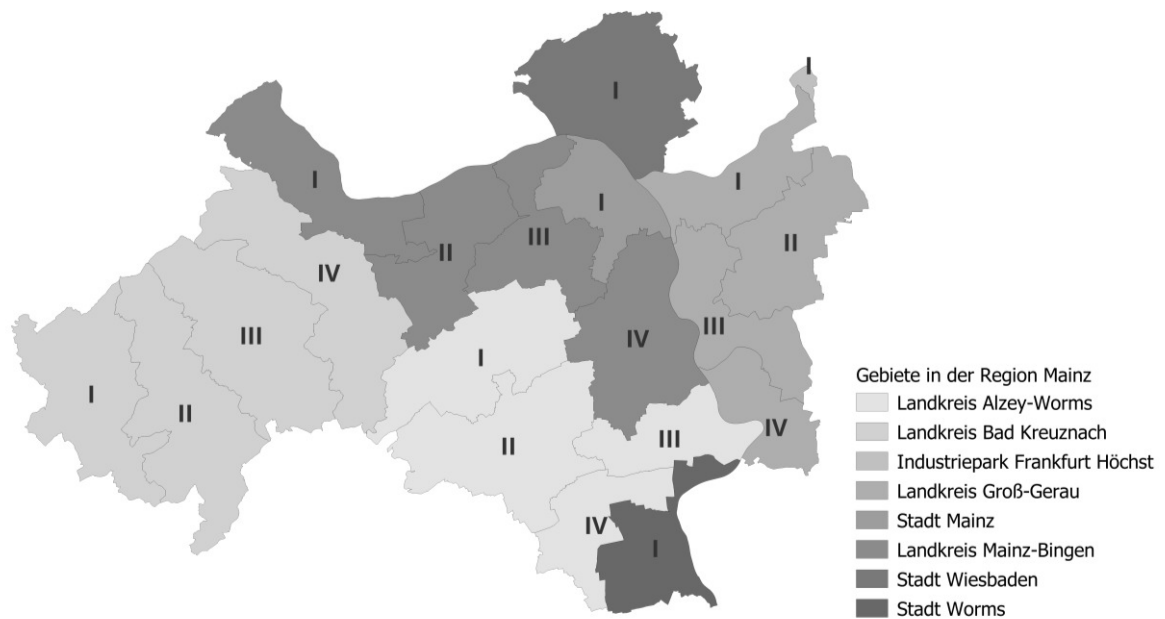


Abbildung 2-25 Unterteilung der betrachteten Region Mainz in Gebiete anhand der Postleitzahlgebiete. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS basierend auf den Gemeindegrenzen der Länder Hessen und Rheinland-Pfalz.

Die Landkreise wurden auf Basis der Postleitzahlgebiete unterteilt.<sup>100</sup> Die genaue Aufteilung der Postleitzahlgebiete auf die unterschiedlichen Gebiete findet sich im Anhang in Tabelle 2-44.

Drei verschiedene Konstellationen konnten nicht aus den Geometrien der vorliegenden Postleitzahl- und Daten übernommen werden und mussten gesondert behandelt werden.

- Der Industriepark Höchst ist als Teilgebiet von PLZ 65929 manuell ausgewählt worden.
- Die PLZ 55578 liegt sowohl im Landkreis Mainz-Bingen als auch Alzey-Worms, während die PLZ 55576 sowohl im Landkreis Mainz-Bingen als auch Bad Kreuznach liegt. Beide Gebiete wurden entsprechend der Grenzen der Landkreise aufgeteilt.
- Die PLZ 67294, 67823, 55758 und 67744 liegen nur teilweise innerhalb der betrachteten Region. Hier wurde der außerhalb der Region liegende Teil abgeschnitten und nicht berücksichtigt. Als Hilfsmittel diente hier der Layer der in der Region liegenden Gemeinden der Postleitzahlen.

Bei einer Heatmap-Visualisierung sowie bei der Darstellung einzelner Objekte auf der H<sub>2</sub>-Landkarte werden die Gebietsgrenzen als Basis benötigt, um eine eindeutige räumliche Einordnung zu ermöglichen. Dies ist beispielsweise der Fall bei der Darstellung der Stakeholder-Bedarfe und -Erzeugungen als Heatmap und bei der Einzeichnung von Tankstellen. In diesen Fällen liegt die Karte aus Abbildung 2-25 zugrunde, in welcher lediglich alle Gebietsgrenzen eingezeichnet sind.

### 2.2.2.2 Visualisierung des Wasserstoffherzeugungspotenzials

Erzeugungsrelevante Daten werden auf verschiedene Arten auf der H<sub>2</sub>-Landkarte visualisiert. Zum einen wird das Erzeugungspotenzial auf Gebietsebene dargestellt. Da für die Herstellung von grünem Wasserstoff voraussichtlich eine gewisse geographische Korrelation mit erneuerbarer Energieerzeugung

<sup>100</sup> Die Verteilung der Erzeugungs- und Bedarfspotenziale auf die Gebiete basiert auf den Postleitzahlen. Damit die Karten in das städtische QGIS-Gebiet eingebunden werden können, wurden die Grenzverläufe der Postleitzahlgebiete in Rheinland-Pfalz an die bereitgestellte Gemarkungsgrenze angepasst. Die Postleitzahlgebiete entstammen den OSM-Daten mit Stand vom 07.11.2020 in (Esri Deutschland, 2022).



relevant wird, werden existierende erneuerbare Energieerzeugungsquellen auf der Karte geographisch lokalisiert. Weiterhin wird das Erzeugungspotenzial der verschiedenen Stakeholder als Heatmap dargestellt.

#### **2.2.2.2.1 Visualisierung des Wasserstofferzeugungspotenzials auf Gebietsebene**

Die Erzeugungspotenziale von Wasserstoff aus Arbeitspaket 2.1 muss von Landkreisebene auf die Gebiete verteilt werden. Die Daten der Stakeholder sind über ihre Adresse eindeutig einem Gebiet zuzuordnen. Die Verteilung der EE-Potenziale erfolgt über Potenzialflächen.

#### **Verteilung der Erzeugungspotenziale**

Zur Lokalisierung der Potenziale zur Erzeugung Erneuerbarer Energien wurden die der Webapplikation „Photovoltaik- und Windflächenrechner“ von Agora Energiewende zugrunde liegenden Potenzialflächen verwendet<sup>101,102</sup>. Dafür werden Geodaten für verschiedene Gebiete mit Restriktionen für die Erzeugung erneuerbarer Energien übereinandergelegt, und die dann noch freistehenden Flächen als PV- bzw. Onshore-Wind-Potenzialflächen definiert.

Für die Potenziale aus Windenergie sind die Potenzialflächen außerhalb von Landschaftsschutzgebieten, inklusive Wälder, mit einem Siedlungsabstand von 1000 m von Relevanz. Für die EE-Potenziale aus PV werden die Freiflächen-PV-Anlagen auf Acker- und Grünlandflächen mit Beschränkung auf benachteiligte Gebiete gem. § 37c EEG, und Freiflächen-PV-Anlagen entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen (500-Meter-Streifen) als Potenzialflächen betrachtet. Diese Daten wurden gewählt, da sie mit den in der Potenzialanalyse zugrundeliegenden Annahmen am konsistentesten sind, sowie die bundesweite und regionale Regulierungslage widerspiegeln. Dies ging auch aus Gesprächen mit Stakeholdern hervor.

Der Verteilschlüssel für die EE-Potenziale auf die Gebiete errechnet sich über die Flächenanteile, welche die beschriebenen Wind- bzw. PV-Potenzialflächen in den Gebieten an den Wind- bzw. PV-Potenzialflächen im jeweiligen Landkreis haben.

Das Ergebnis der Verteilung zeigt die modellierten Wasserstofferzeugungspotenziale je Gebiet. Diese sind im Anhang in Tabelle 2-45 (Stakeholder-Potenziale), Tabelle 2-46 (zusätzliche EE-Potenziale durch Windanlagen), Tabelle 2-47 (zusätzliche EE-Potenziale durch PV-Anlagen) und Tabelle 2-48 (gesamtes Potenzial) zu finden. Es wird hier jeweils nach dem Basis-Szenario und dem Ambitionierten Szenario unterschieden.

#### **Kartensicht**

In den Abbildungen des Bedarfs auf Gebietsebene sind zwei Darstellungen vereint: zum einen sind die Gebiete abhängig von ihrem Gesamt-Erzeugungspotenzial von Wasserstoff eingefärbt. Die Skala der Einfärbung ist über alle Ebenen identisch von 0 bis 250 GWh pro Jahr in 25-GWh-Schritten und ermöglicht damit einen Vergleich zwischen den Stützjahren und den beiden Szenarien. Zum anderen ist über jedem Gebiet ein Kreisdiagramm abgebildet, dessen Größe ebenfalls vom Gesamt-Erzeugungspotenzial an Wasserstoff abhängt und welches die Anteile von Stakeholder, Wind- und PV-Anlagen am Erzeugungspotenzial abbildet. Die maximale Größe des Kreisdiagramms ist abhängig von

---

<sup>101</sup> Die für die Durchführung der Potenzialanalyse verwendeten, öffentlich verfügbaren Daten beinhalten nur EE-Erzeugungs-Potenziale auf Landkreis-Ebene. Daher können die direkt der Potenzialanalyse zugrunde liegenden Potenzialflächen nicht für die genaue Verteilung auf die Gebiete verwendet werden.

<sup>102</sup> (Amme, 2022)

dem maximalen Wasserstoff-Erzeugungspotenzial in einem Gebiet dieser Ebene und ist daher nicht zwischen den Stützjahren und den beiden Szenarien vergleichbar.

In Abbildung 2-26, Abbildung 2-27, Abbildung 2-28 und Abbildung 2-29 ist das Erzeugungspotenzial für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2050 im Basis-Szenario auf Gebietsebene dargestellt.

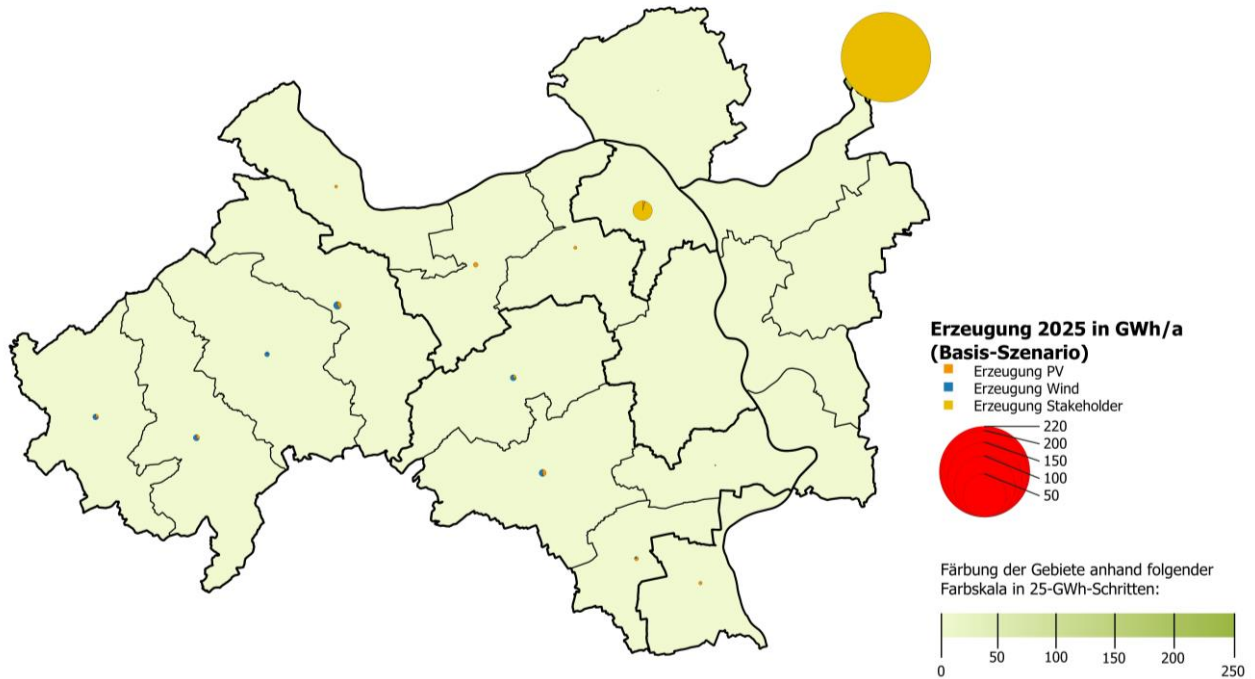


Abbildung 2-26 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2025 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

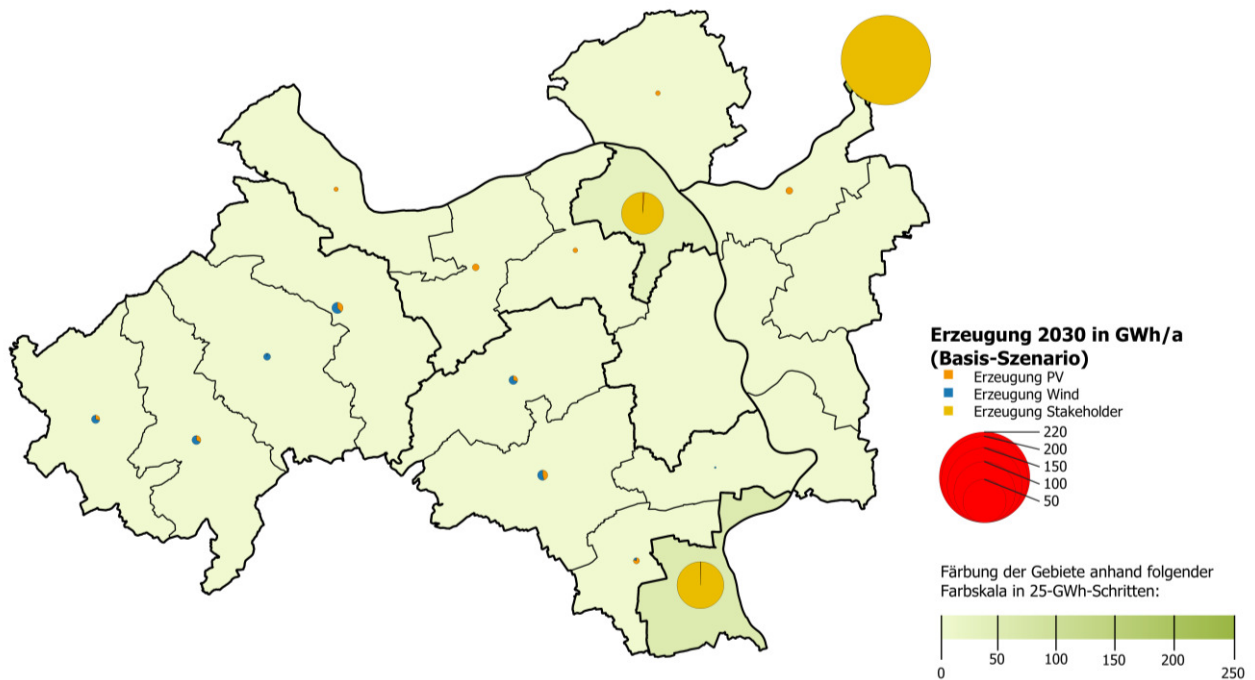


Abbildung 2-27 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2030 im Basis-Szenario.

In Abbildung 2-26 sieht man, dass 2025 im Basis-Szenario fast ausschließlich im Industriepark Höchst Erzeugungspotenzial liegt. Dort kommt das Potenzial ausschließlich aus Stakeholder-Projekten, welche im Rahmen dieses Projekts erfasst wurden. Ansonsten ist ein wenig Erzeugungspotenzial in Mainz zu beobachten, welches zum großen Teil auf Stakeholder-Projekte zurückzuführen ist. Im Jahr 2030 ist das höchste Erzeugungspotenzial im Basis-Szenario nach wie vor im Industriepark Höchst zu verorten, wie in Abbildung 2-27 zu sehen ist. Außerdem haben Stakeholder-Projekte in Worms und in Mainz entsprechend hohe Erzeugungspotenziale.

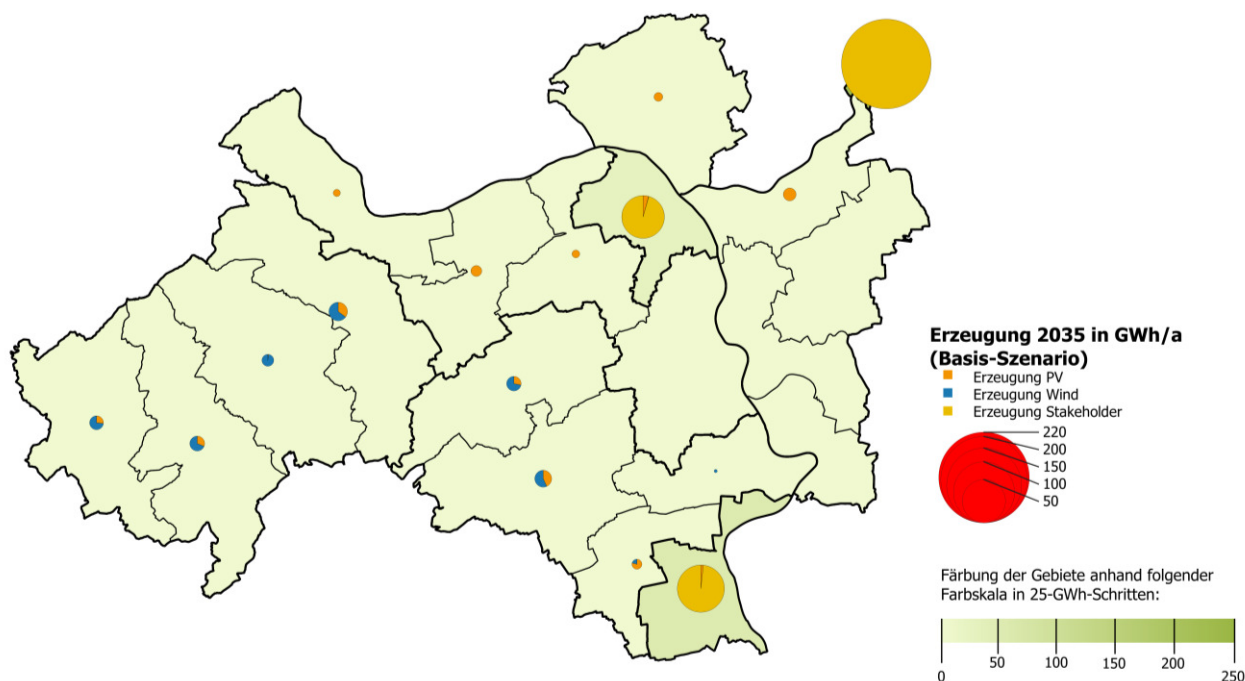


Abbildung 2-28 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2035 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

In Abbildung 2-28 ist zu sehen, dass 2035 im Basis-Szenario nach wie vor fast das gesamte Erzeugungspotenzial in der Region Mainz aus Stakeholder-Projekten im Industriepark Höchst, Worms und Mainz kommt. Dies ändert sich im Jahr 2050 (siehe Abbildung 2-29), wo die zusätzlichen EE-Erzeugungspotenziale hochlaufen und einen signifikanten Anteil des Erzeugungspotenzials ausmachen. Insbesondere die ländlichen Regionen in Rheinhessen-Nahe haben hohe Wind- und PV-Energiepotenziale.

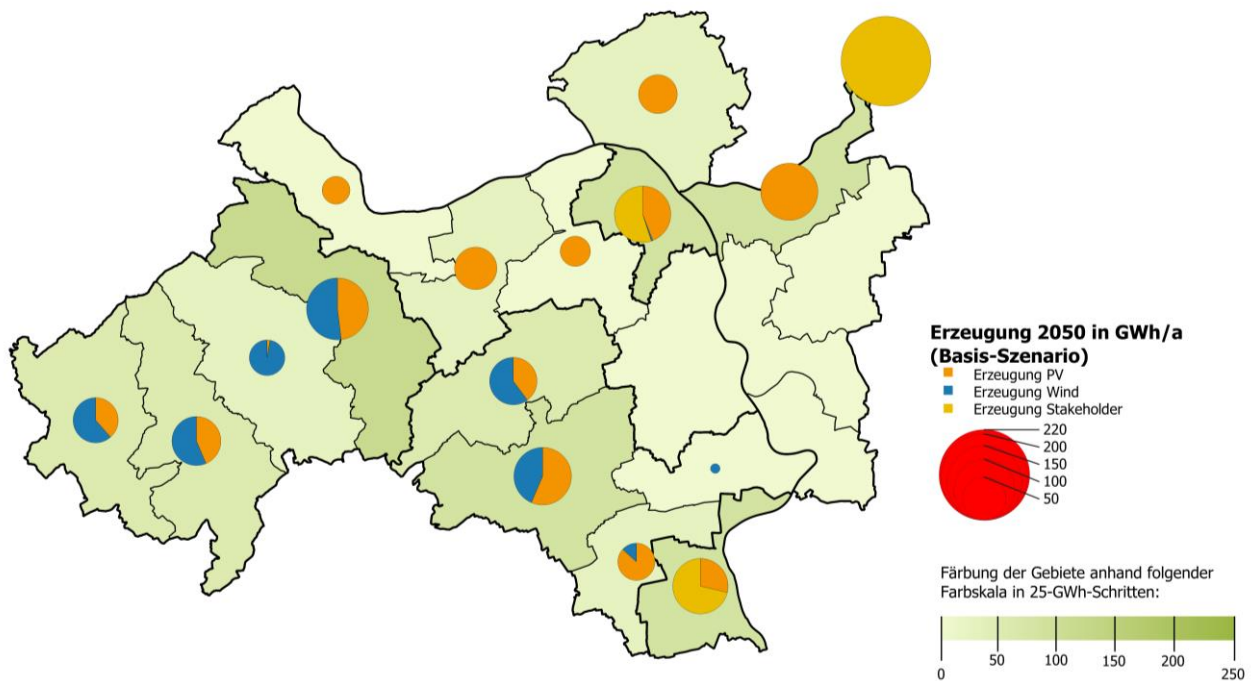


Abbildung 2-29 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2050 im Basis-Szenario.

In Abbildung 2-30, Abbildung 2-31, Abbildung 2-32 und Abbildung 2-33 ist das Erzeugungspotenzial für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2050 im Ambitionierten Szenario auf Gebietsebene dargestellt.

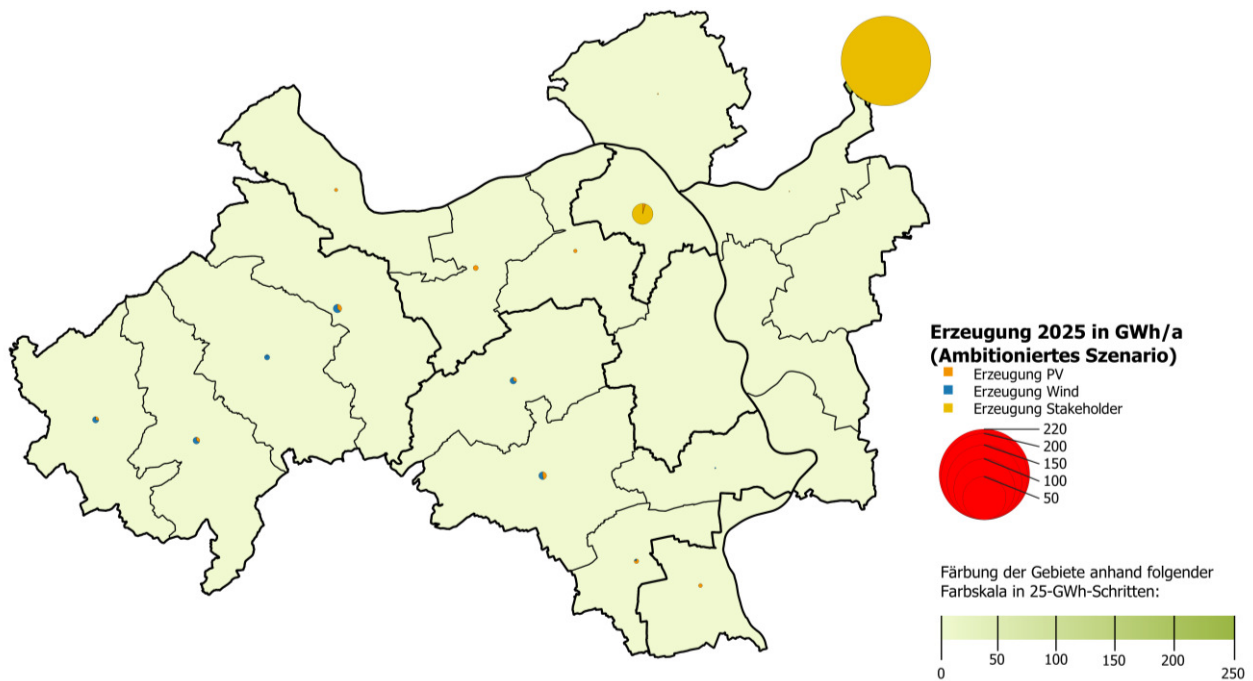


Abbildung 2-30 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2025 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Die Abbildung 2-30 zeigt, dass im Ambitionierten Szenario im Jahr 2025 fast ausschließlich im Industriepark Höchst Erzeugungspotenzial liegt. Dort kommt das Potenzial ausschließlich aus Stakeholder-Projekten, welche im Rahmen dieses Projekts erfasst wurden. Ansonsten ist ein wenig Erzeugungspotenzial in Mainz zu beobachten, welches zum großen Teil auf Stakeholder-Projekte zurückzuführen ist. Im Jahr 2030 ist das höchste Erzeugungspotenzial im Basis-Szenario nach wie vor im

Industriepark Höchst zu verorten, wie in Abbildung 2-31 zu sehen ist. Außerdem haben Stakeholder-Projekte in Worms und in Mainz entsprechend hohe Erzeugungspotenziale.

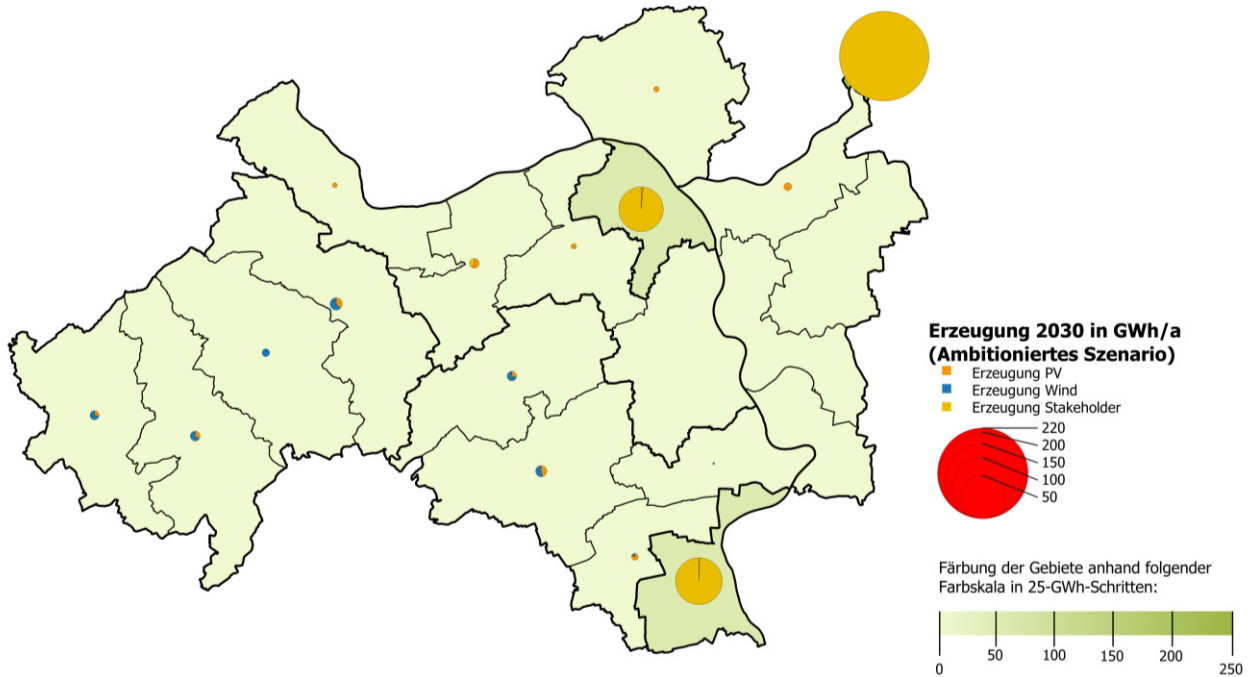


Abbildung 2-31 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2030 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

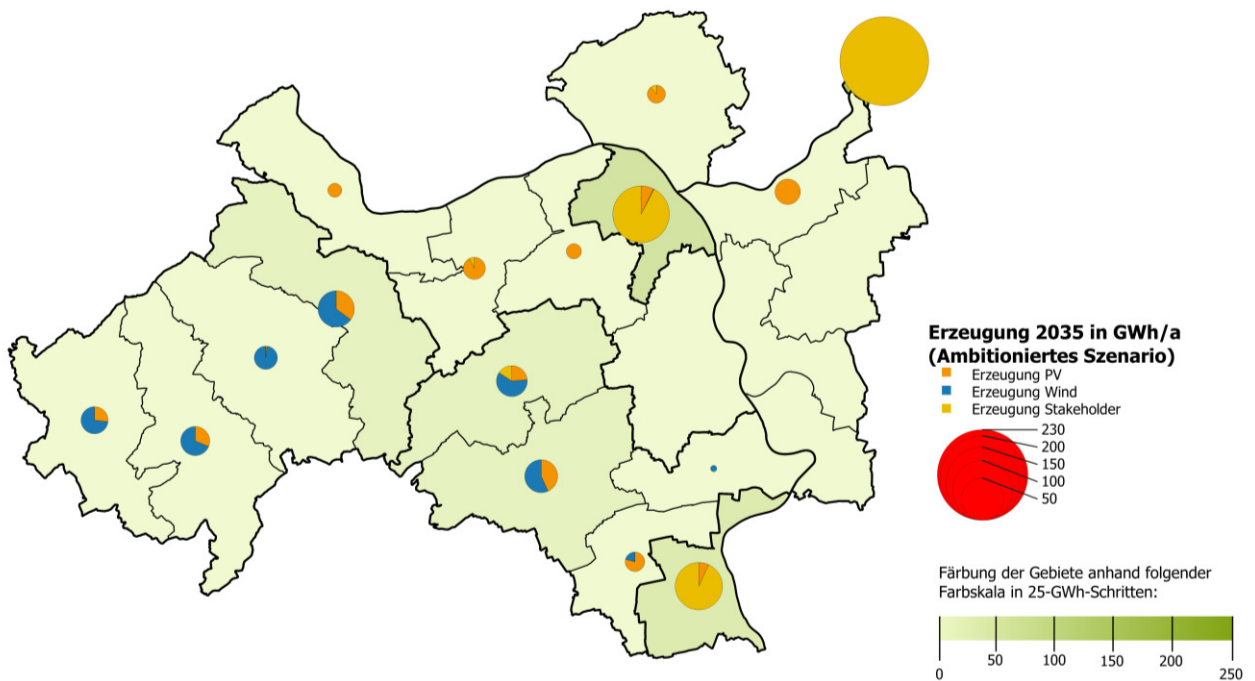


Abbildung 2-32 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2035 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

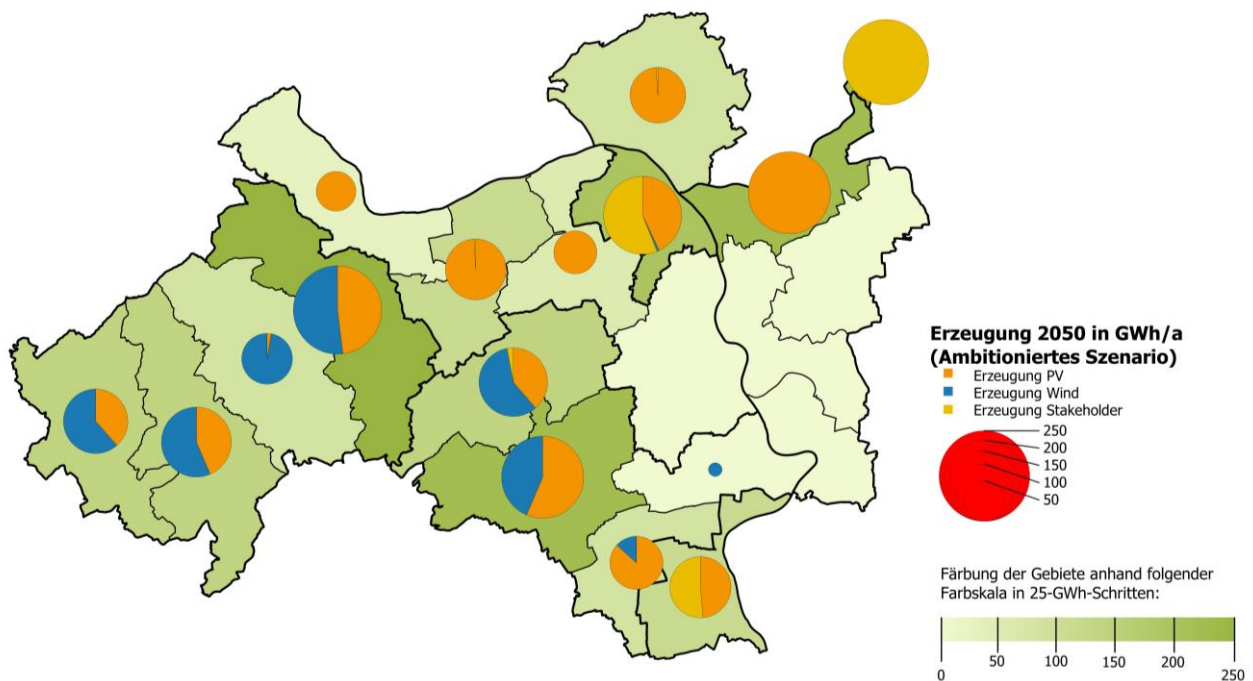


Abbildung 2-33 Erzeugungspotenziale je Gebiet und Herkunft im Jahr 2050 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Im Jahr 2035 liegen die Haupt-Erzeugungspotenziale im Ambitionierten Szenario nach wie vor in Stakeholder-Projekten im Industriepark Höchst, in Mainz und in Worms, wie in Abbildung 2-32 zu sehen ist. Gleichzeitig startet der Hochlauf EE-Erzeugungspotenziale in den ländlichen Regionen in Rheinhessen-Nahe. Bis 2050 ist ein sehr ausgeprägter Hochlauf der Erzeugungspotenziale durch Wind- und PV-Anlagen in Abbildung 2-33 zu beobachten.

Im Vergleich zwischen dem Basis-Szenario und dem Ambitionierten Szenario sieht man, dass der Hochlauf der EE-Erzeugungspotenziale bis 2050 im Ambitionierten Szenario sehr viel stärker ausgeprägt ist. In beiden Szenarien überwiegen die PV-Potenziale im Vergleich zu den Wind-Potenzialen in allen Gebieten außer in zwei Gebieten in Alzey-Worms. Im Industriepark Höchst herrscht über alle Stützjahre hinweg im Basis-Szenario das gleiche Stakeholder-Potenzial von 215 GWh pro Jahr. Im Ambitionierten Szenario steigt das Potenzial im Jahr 2035 von 215 GWh pro Jahr auf 221 GWh pro Jahr leicht an und bleibt anschließend bis 2050 nahezu konstant. In beiden Szenarien ist im Jahr 2050 ein höherer Anteil von Erzeugung durch PV-Potenziale als durch Windpotenziale zu beobachten.

Es ist zu bemerken, dass in drei der vier Gebiete von Groß-Gerau (GG II, GG III, GG IV) sowie in einem Gebiet von Mainz-Bingen (MB IV) bis 2050 in beiden Szenarien gar kein Erzeugungspotenzial zu sehen ist. Das Gebiet AZ IV in Alzey-Worms hat sehr kleine Windpotenziale im Vergleich zu den anderen Gebieten des Landkreises und hat keine PV-Potenziale. Dies liegt an dem gewählten Verteilschlüssel der Erzeugungspotenziale auf die Gebiete: dieser basiert auf der Größe der PV- bzw. Wind-Potenzialflächen in dem jeweiligen Gebiet, wie diese in der Webapplikation „Photovoltaik- und Windflächenrechner“ von Agora<sup>103</sup> ausgewiesen sind. In dieser Applikation haben die genannten Gebiete keine ausgewiesenen Wind- bzw. PV-Potenzialflächen. Gleichzeitig basiert die Analyse der zusätzlichen EE-Potenziale auf der FfE-Studie<sup>104</sup>.

<sup>103</sup> (Amme, 2022)

<sup>104</sup> (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020)

### 2.2.2.3 Visualisierung des Wasserstoffbedarfs

Der Wasserstoffbedarf wird zum einen als Gesamtbedarf je Gebiet visualisiert, wobei die Bedarfe je Gebiet zusätzlich sektoral unterschieden werden.<sup>105</sup>

#### 2.2.2.3.1 Visualisierung des Wasserstoffbedarfes auf Gebietsebene

Der Wasserstoffbedarf aus Arbeitspaket 2.1 muss von Landkreisebene auf die Gebiete verteilt werden. Die Daten der Stakeholder sind über ihre Adresse eindeutig einem Gebiet zuzuordnen. Um den hochgerechneten Anteil des Bedarfs zu verteilen, werden zum einen die Bevölkerungsdaten, und zum anderen die Beschäftigtendaten nach Industriezweig auf Postleitzahlebene benötigt. Die Daten der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) werden über die Anteile der Bevölkerung der einzelnen Gebiete an der Gesamtbevölkerung der Landkreise verteilt. Die Bedarfe der Industrie werden über die Industrie- und Gewerbeflächendaten auf die Gebiete verteilt. Im Mobilitäts- und Logistiksektor erfolgt die Verteilung entweder auf einer eindeutigen Zuordnung des Bedarfs auf ein Gebiet oder ebenfalls auf Basis der Bevölkerungsdaten.

Der gesamte modellierte Wasserstoffbedarf je Gebiet für das Basis-Szenario und das Ambitionierte Szenario befindet sich im Anhang in Tabelle 2-49.

#### Verteilung des Bedarfs der Mobilität und Logistik

Der Wasserstoffbedarf für den Mobilitäts- und Logistiksektor wurde mit vom Fahrzeugtyp abhängigen Schlüsseln auf die Gebiete aufgeteilt.

Der Bedarf der Busse im ÖPFV, der Züge sowie der Binnenschifffahrt konnte den Gebieten eindeutig zugeordnet werden. Da hierfür keine Stakeholder in den Landkreisen Alzey-Worms, Bad Kreuznach, Groß-Gerau und Mainz-Bingen vorhanden sind, mussten diese nicht gesondert betrachtet werden. Wie in Kapitel 2.1.4.2.4 beschrieben, lag die Konzentration der Bedarfsprognosen für die ÖPFV-Busunternehmen auf dem Fernbusbahnhof am Mainzer Hauptbahnhof, da es am einzigen anderen Fernbusbahnhof der Region in Wiesbaden kaum Abfahrten gab und diese ebenfalls in Mainz halten. Der Bedarf der Züge konnte mittels der Betriebshöfe der SPNV-Anbieter eindeutig einem Gebiet zugeordnet werden. Über die geografische Lage der Häfen war auch eine eindeutige Zuordnung des Bedarfs der Schiffe möglich.

Der Wasserstoffbedarf ohne Stakeholder auf Landkreisebene der PKW, LKW und Lieferfahrzeuge wurde wie in Abschnitt 2.1.4.2.4 erläutert anhand der Fahrzeugstatistik des Kraftfahrtbundesamtes geschätzt. Diese Daten liegen zwar auch auf Gemeindeebene vor, allerdings gibt es auf Gemeindeebene aufgrund von Datenschutz keine vollständigen Daten für Nutzfahrzeuge in der Transportlogistik. Als Alternative wurde der Bevölkerungsanteil der Gemeinden<sup>106</sup> am gesamten Landkreis verwendet. Diese Wahl wurde über den Landkreis Groß-Gerau plausibilisiert: für diesen Landkreis liegen vollständige Bestandszahlen auf Gemeindeebene für die Nutzfahrzeuge (LKW und Lieferfahrzeuge) vor, sodass der starke statistische Zusammenhang zwischen Bevölkerungszahl und dem Bestand der Nutzfahrzeuge in der Transportlogistik für die Gemeinden in Groß-Gerau festgestellt werden konnte. Dieser Zusammenhang wurde mittels dem sog.  $R^2$ -Wert analysiert, mit dem bewertet werden kann, wie gut Messwerte zu einem Modell passen. Er gibt an, welcher Anteil der Variation der abhängigen Größe (hier: der Bestand der Nutzfahrzeuge in der Transportlogistik) von der unabhängigen Größe (hier: die Bevölkerungszahl) erklärt werden kann. Bei einem  $R^2$ -Wert von 0 gibt es keinen linearen Zusammenhang zwischen zwei Größen,

---

<sup>105</sup> Zum anderen werden die Wasserstoffbedarfe der Stakeholder, die an der Erstellung dieses Konzeptes entscheidend mitgewirkt haben, als Detailsicht im vertraulichen Anhang dargestellt.

<sup>106</sup> (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2021b)

bei einem  $R^2$ -Wert von 1 sind die Größen proportional zueinander. Weitere Informationen hierzu finden sich zum Beispiel in (Draper, 1998). In diesem Fall liegt der  $R^2$ -Wert bei 0,8776, sodass die Bevölkerungszahl als Maß für den Nutzfahrzeugbestand in guter Näherung angenommen werden kann. Mit den gleichen Überlegungen wurde der  $H_2$ -Bedarf für PKW geschätzt. Abschließend wurde der Bedarf der Stakeholder der PKW, LKW und Lieferfahrzeuge auf Gemeindeebene hinzugerechnet.

Der Wasserstoffbedarf der Müllfahrzeuge und der ÖPNV-Busunternehmen auf Landkreisebene wurde ebenfalls über die Bevölkerungszahl auf Gemeindeebene regionalisiert. Da hierfür keine Stakeholder in den Landkreisen Alzey-Worms, Bad Kreuznach, Groß-Gerau und Mainz-Bingen vorlag, mussten diese nicht gesondert betrachtet werden.

Das Ergebnis der Verteilung, der modellierte Wasserstoffbedarf des Mobilitäts- und Logistiksektors je Gebiet für das Basis-Szenario und das Ambitionierte Szenario, ist im vertraulichen Anhang zu finden.

### **Verteilung des Bedarfs der Industrie**

Auf Landkreisebene erfolgt die regionale Zuordnung der Industriebedarfe über die Beschäftigtendaten der verschiedenen Industriezweige (siehe Kapitel 2.1.5.2). Da auf Gemeindeebene keine vollständigen Beschäftigtendaten in der Industrie vorlagen, wurde die Gewerbefläche auf Gemeindeebene als Verteilschlüssel verwendet. Dieser Schlüssel wird für alle Industriezweige gleichermaßen angewendet. Die Gewerbefläche wurde über die Statistik zur Industrie- und Gewerbefläche auf Gemeindeebene<sup>107</sup> ermittelt, von welcher anschließend die Fläche der Stakeholder abgezogen wurde, die aus öffentlichen Standortprofilen und Presseberichten<sup>108</sup> hervorgehen.

Der Wasserstoffbedarf der Industrie ohne Stakeholder wird anhand der ermittelten Gewerbeflächen von der Landkreisebene auf die Gemeinden verteilt. Anschließend werden die Gemeinden den definierten Gebieten zugeordnet und die Wasserstoffbedarfe der Industrie ohne Stakeholder entsprechend aufsummiert. Da die Gemeinden genau einem Landkreis und einer Postleitzahl zugeordnet sind, kann deren Fläche exakt einem Gebiet zugeordnet werden, insbesondere in den Sonderfällen, in denen eine Postleitzahl mehrere Landkreise umfasst. Zum Schluss wurden die Wasserstoffbedarfe der Stakeholder den  $H_2$ -Bedarfen der restlichen Industrie in den jeweiligen Gebieten hinzugefügt.

Das Ergebnis der Verteilung, der modellierte Wasserstoffbedarf des Industriesektors je Gebiet, ist im vertraulichen Anhang zu finden. Es wird hier nicht nach dem Bedarf der chemischen Industrie und der restlichen Industrie unterschieden<sup>109</sup>.

### **Verteilung des Bedarfs der Energie- und Wärmeerzeugung**

Der Wasserstoffbedarf von Haushalten und GHD wurde wie bereits bei der Verteilung des Bedarfs der Mobilität und Logistik beschrieben mittels der Bevölkerungszahl regionalisiert, die auf Gemeindeebene vorliegt. Die Bevölkerung der Gebiete wurde ermittelt und unter der Annahme gleicher Pro-Kopf-Bedarfe in den Gebieten als Schlüssel zur Regionalisierung des Wasserstoffbedarfes von Landkreisebene auf die Gebiete angewendet.

Das Ergebnis der Verteilung, der modellierte Wasserstoffbedarf der Haushalte und des GHD-Sektors je Gebiet für das Basis-Szenario und das Ambitionierte Szenario, ist im vertraulichen Anhang zu finden.

---

<sup>107</sup> (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2021a)

<sup>108</sup> (VDL, 2019), (Chemische Fabrik Budenheim KG, 2013), (Boehringer Ingelheim, 2016)

<sup>109</sup> Eine Unterscheidung der Bedarfe nach chemischer Industrie und restlicher Industrie befindet sich im vertraulichen Anhang.



## Kartensicht

In den Abbildungen sind zwei Darstellungen vereint: zum einen sind die Gebiete abhängig von ihrem Gesamtbedarf an Wasserstoff eingefärbt. Die Skala der Einfärbung ist über alle Ebenen identisch von 0 bis 2500 GWh pro Jahr in 50-GWh-Schritten und ermöglicht damit einen Vergleich zwischen den beiden Szenarien über alle Stützjahre hinweg. Zum anderen ist über jedem Gebiet ein Kreisdiagramm abgebildet, dessen Größe ebenfalls vom Gesamtbedarf an Wasserstoff im jeweiligen Szenario und Stützjahr abhängt und welches die Anteile der verschiedenen Sektoren Mobilität, Industrie (inkl. Chemie) und Haushalt bzw. GHD am Wasserstoffbedarf sind. Die maximale Größe des Kreisdiagramms ist abhängig von dem maximalen Wasserstoffbedarf in einem Gebiet dieser Ebene und ist daher nur innerhalb eines Stützjahrs und eines Szenarios vergleichbar.

In Abbildung 2-34, Abbildung 2-35, Abbildung 2-36 und Abbildung 2-37 ist der Bedarf für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2050 im Basis-Szenario auf Gebietsebene dargestellt.

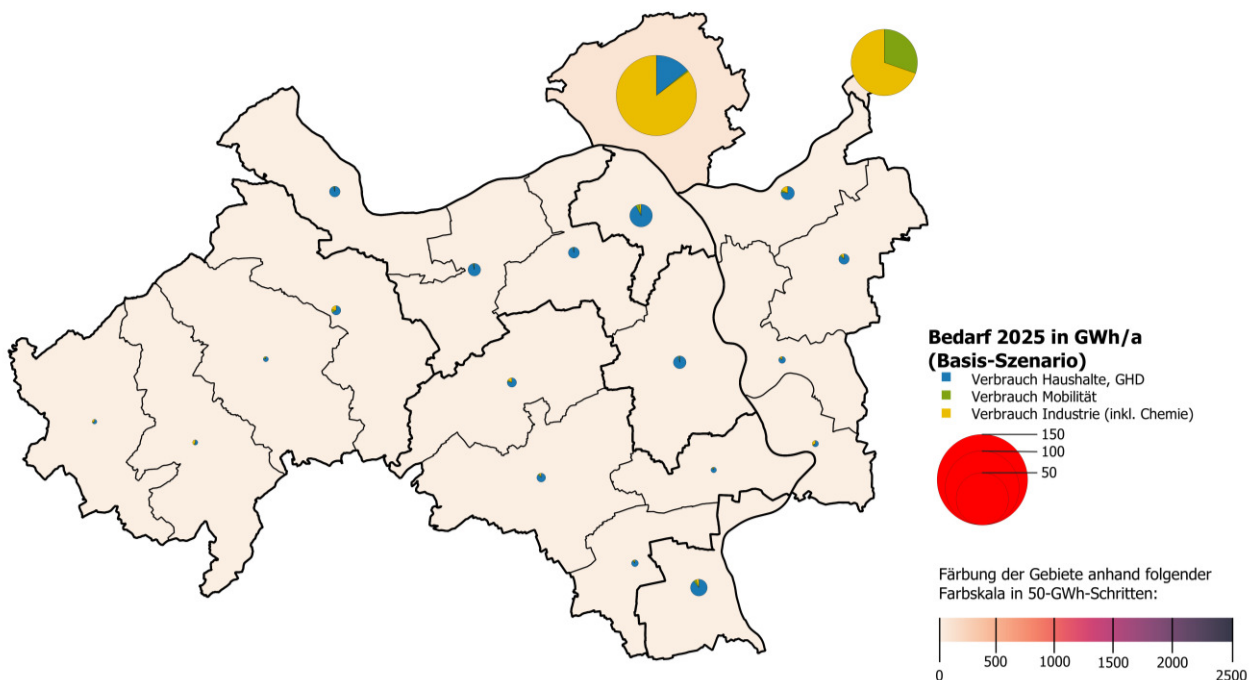


Abbildung 2-34 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2025 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

In Abbildung 2-34 sieht man, dass 2025 der Großteil des Bedarfs im Basis-Szenario in Wiesbaden und im Industriepark Höchst liegt. In den anderen Gebieten kommt der sehr geringe Bedarf überwiegend aus dem GHD-Sektor und den Haushalten. Im Jahr 2030 ist der höchste Bedarf im Basis-Szenario nach wie vor in Wiesbaden und im Industriepark Höchst zu verorten, wie in Abbildung 2-35 zu sehen ist.

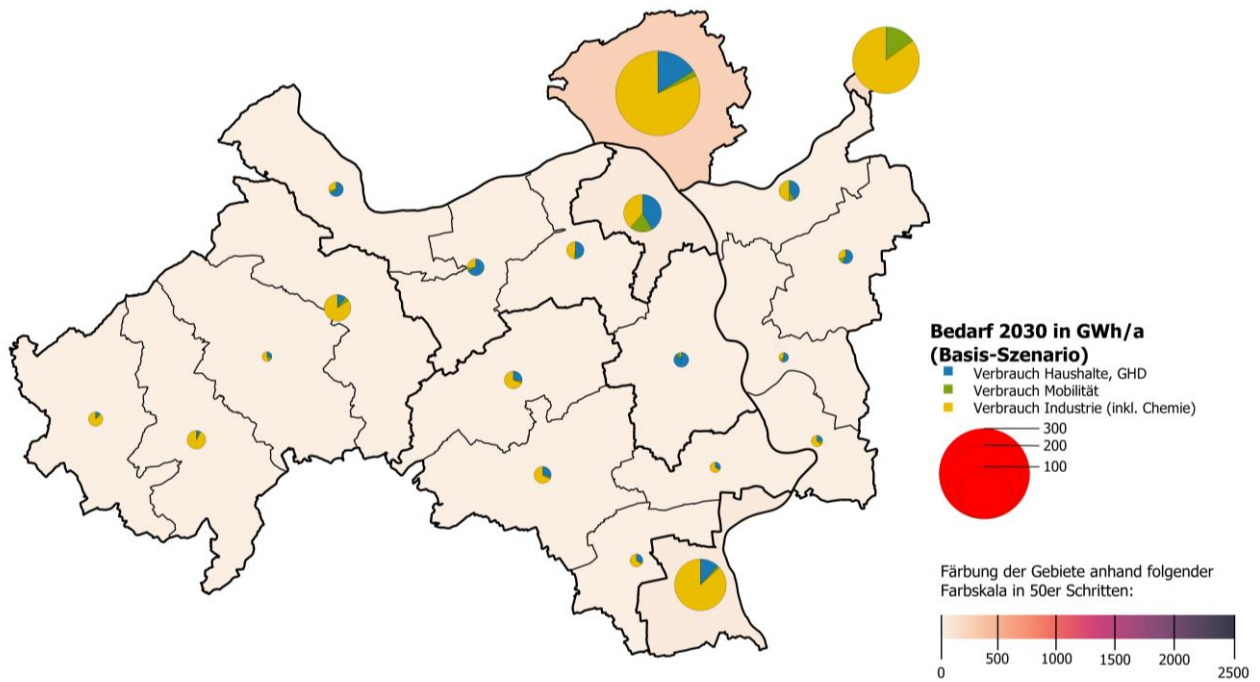


Abbildung 2-35 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2030 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

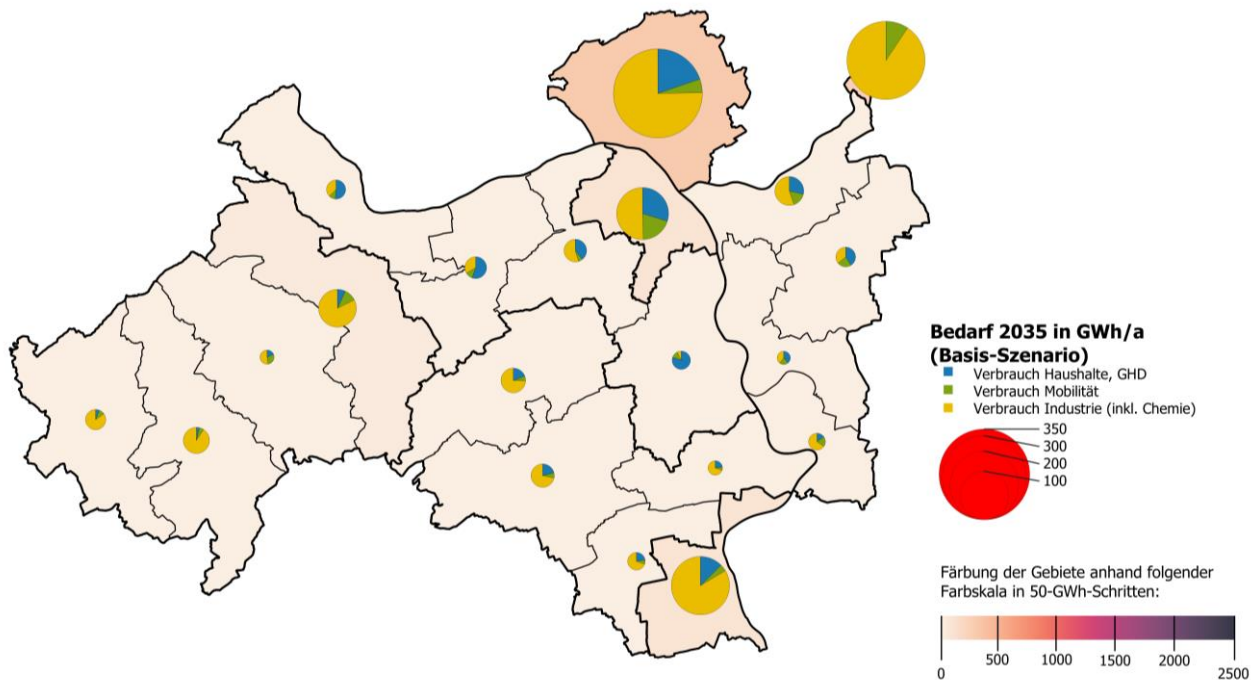


Abbildung 2-36 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2035 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Wie in Abbildung 2-36 zu sehen ist, liegt der höchste Bedarf im Basis-Szenario im Jahr 2035 nach wie vor in Wiesbaden und im Industriepark Höchst. Auch in Mainz und in Worms ist der Bedarf höher als in den anderen Gebieten. Im Jahr 2050 in Abbildung 2-37 haben die Haushalte und der GHD-Sektor keinen Anteil mehr am Bedarf. Stattdessen dominiert der Bedarf der Industrie.

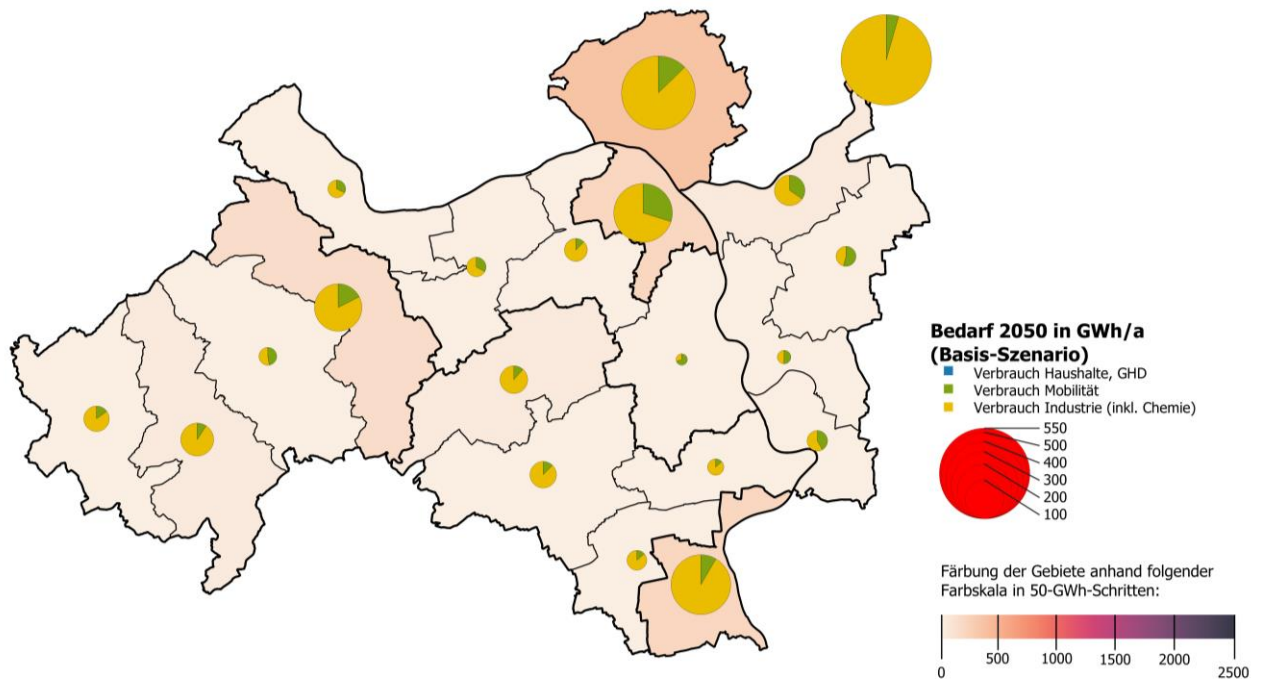


Abbildung 2-37 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2050 im Basis-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Bis 2050 ist der Hochlauf im Basis-Szenario hauptsächlich durch den Industriepark Höchst, Wiesbaden, Worms, Mainz, und Bad Kreuznach IV getrieben (absteigend nach Bedarfshöhe sortiert). Über die Jahre ändert sich der Anteil der verschiedenen Sektoren am Bedarf innerhalb der Gebiete. Der Anteil des Haushalts- und GHD-Bedarfs nimmt in allen Gebieten ab und geht bis 2050 auf 0 runter, wohingegen der Anteil des Mobilitäts- und Logistik-Sektors stetig wächst. Im Stützjahr 2050 nimmt dann der gesamte Industriebedarf bis auf in drei Gebieten mit wenig Bedarf (Alzey-Worms II und III sowie Mainz-Bingen IV) mindestens die Hälfte bis zu über 90 % des Bedarfs ein.

In Abbildung 2-38, Abbildung 2-39, Abbildung 2-40 und Abbildung 2-41 ist der Bedarf für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2050 im Ambitionierten Szenario auf Gebietsebene dargestellt.

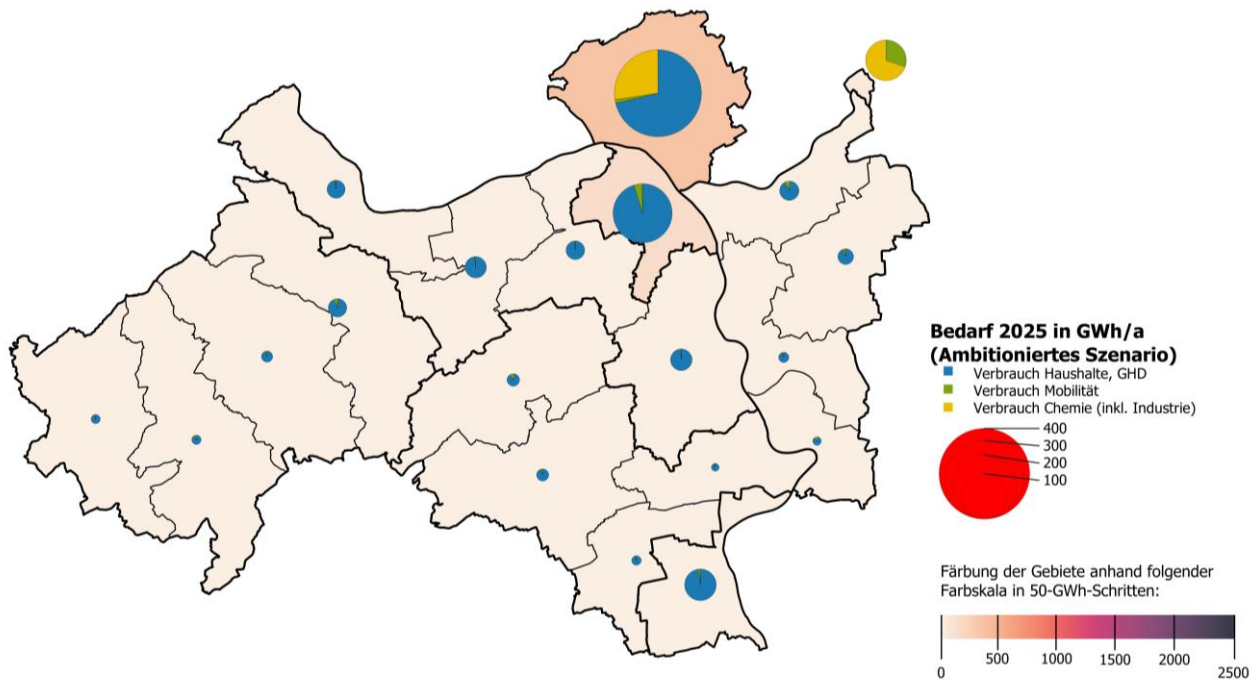


Abbildung 2-38 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2025 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Der Großteil des Bedarfs im Ambitionierten Szenario im Stützjahr 2025 (siehe Abbildung 2-38) entsteht in Wiesbaden und Mainz. Der Bedarf wird mit Ausnahme vom Industriepark Höchst, wo dies in der Potenzialanalyse nicht betrachtet wurde, vom Sektor Haushalte und GHD dominiert.

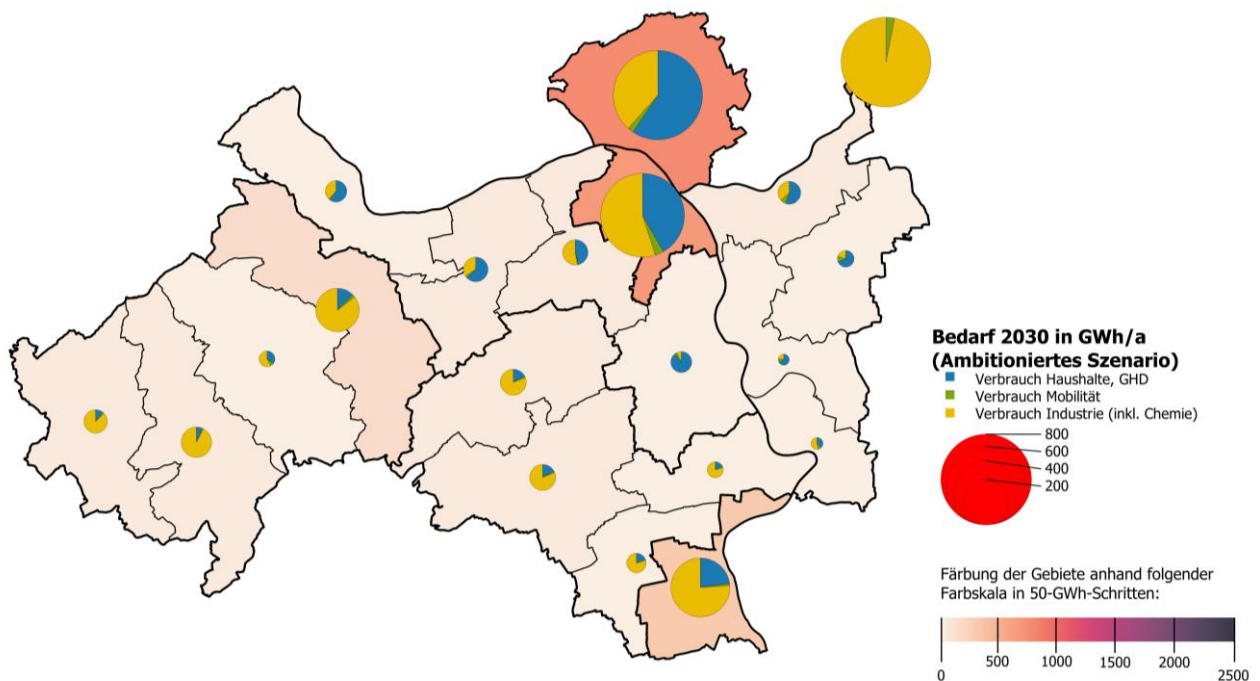


Abbildung 2-39 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2030 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

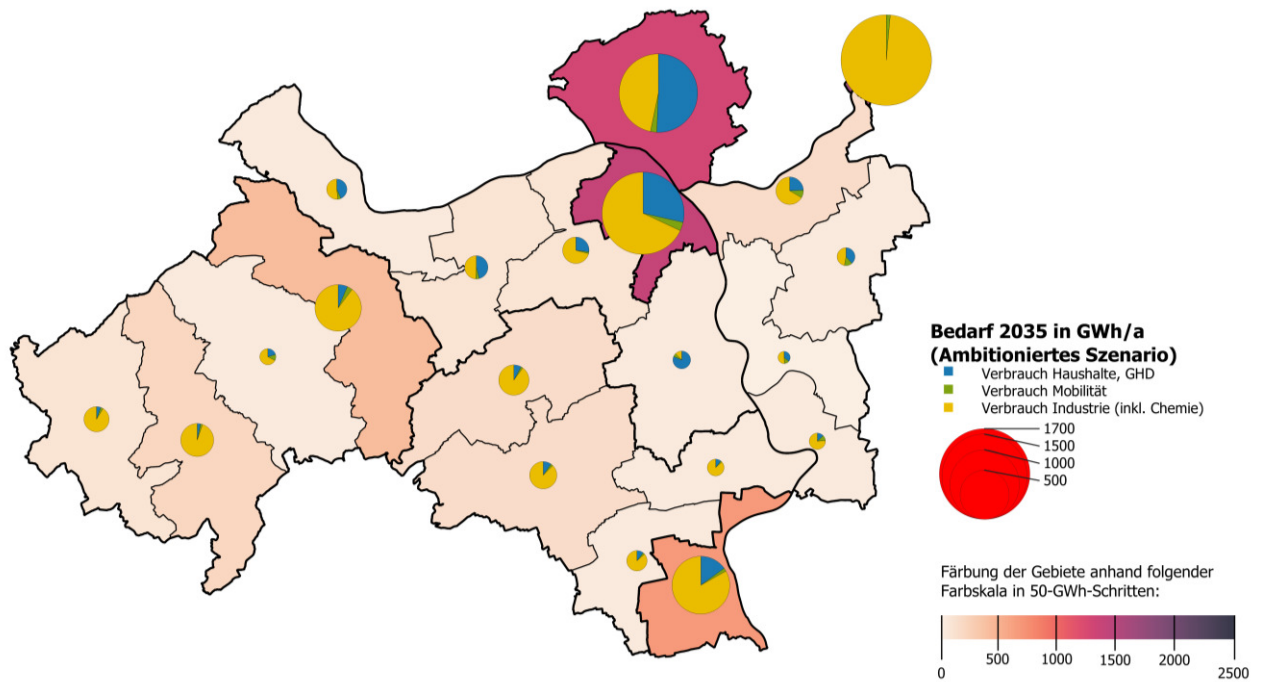


Abbildung 2-40 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2035 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Im Jahr 2030 ist der Bedarf im Ambitionierten Szenario (siehe Abbildung 2-39) im Industriepark Höchst, in Mainz und in Wiesbaden signifikant höher als in den anderen Gebieten. Dies ändert sich auch bis 2035 in Abbildung 2-40 nicht.

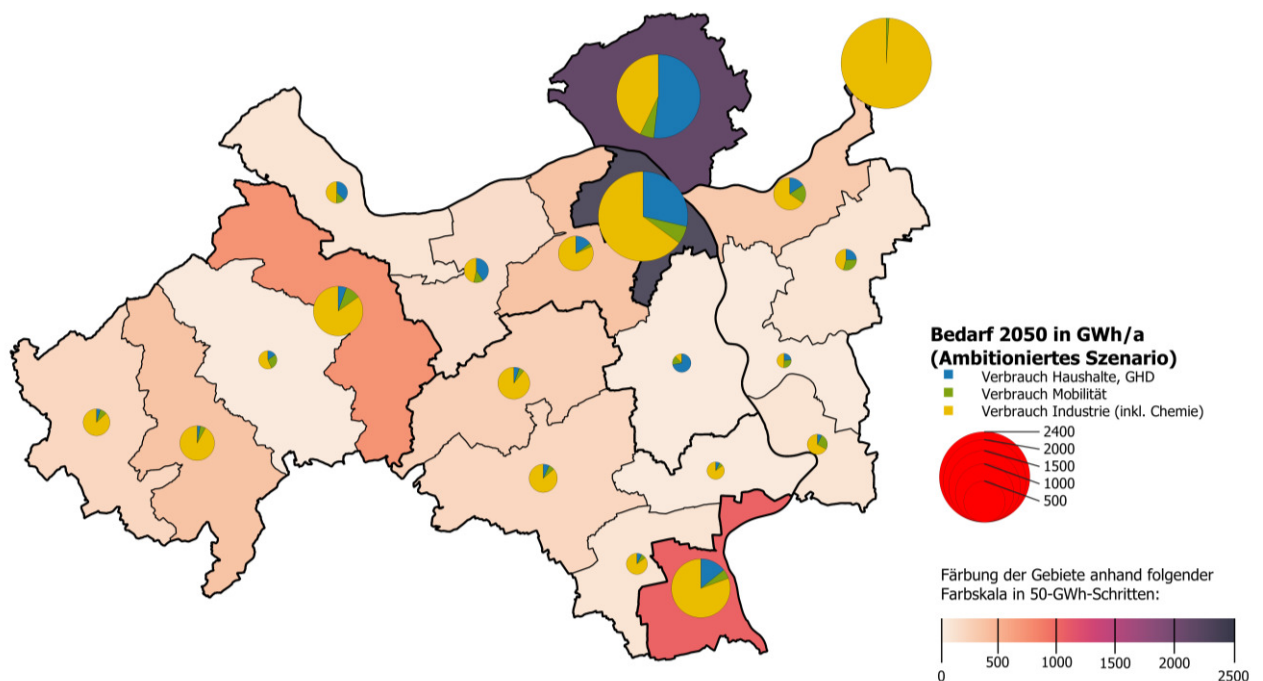


Abbildung 2-41 Bedarf je Gebiet und Sektor im Jahr 2050 im Ambitionierten Szenario. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Im Jahr 2050 ist der Abstand zwischen den Gebieten mit dem höchsten und niedrigsten Bedarf in Abbildung 2-41 sehr groß: während in einem Teilgebiet von Groß-Gerau lediglich knapp 60 GWh pro Jahr benötigt werden, werden im Industriepark Höchst und in Mainz fast 2400 bzw. ca. 2350 GWh pro Jahr benötigt.

Wie im Basis-Szenario auch, überwiegt im Ambitionierten Szenario in fast allen Gebieten der Bedarf der Haushalte und des GHD-Sektors im Jahr 2025. Einzig im Industriepark Höchst ist dieser nicht vorhanden, da dieses Gebiet in der Potenzialanalyse der Energie- und Wärmeerzeugung nicht betrachtet wurde. Bis 2050 ist der Hochlauf hauptsächlich durch den Industriepark Höchst, Mainz, Wiesbaden, Worms und Bad Kreuznach IV getrieben (absteigend nach Bedarfshöhe sortiert). Dies sind die gleichen Gebiete, welche den Hochlauf im Basis-Szenario treiben, allerdings ändert sich nicht nur die Höhe des Gesamtbedarfs, welcher im Ambitionierten Szenario mehr als fünfmal so hoch ist wie im Basis-Szenario, sondern auch die Reihenfolge der Bedarfshöhe.

Auffällig ist der hohe Bedarf im östlichen Teil von Bad Kreuznach im Vergleich zu den anderen Gebieten in Bad Kreuznach. Insgesamt ist der hohe Bedarf in Bad Kreuznach im Vergleich zu den benachbarten Landkreisen insbesondere durch eine hohe Anzahl von Beschäftigten in der chemischen Industrie zu erklären. Der Großteil der Unternehmen der chemischen Industrie liegt im östlichen Teil von Bad Kreuznach und führt darüber zu einem hohen Bedarfspotenzial.

### **2.2.3 Tankstellenstandorte**

Die H<sub>2</sub>-Landkarte enthält eine Visualisierung der bestehenden Tankstelleninfrastruktur. Bereits bestehende Tankstellen, an welchen herkömmliche Treibstoffe erhältlich sind, können erweitert werden und dann ebenfalls Wasserstoff anbieten. Die Rahmenbedingungen hierzu werden im Distributionskonzept (Kapitel 2.4) diskutiert. Die Karte enthält ebenfalls eine Darstellung von bereits existierenden Wasserstofftankstellen. Außerdem wird eine Analyse des Verkehrsaufkommens durchgeführt, welches die Standortanalyse weiterer Wasserstofftankstellen in Kapitel 2.4.4 ermöglicht. Die von den Stakeholdern im Fragebogen oder Interview vorgeschlagenen Standorte für Wasserstofftankstellen werden ebenfalls auf der Karte eingezeichnet. Dies ist im Anhang mit den vertraulichen Informationen zu finden.

#### **2.2.3.1 Bestehende Tankstellen**

Existierende Tankstellen für herkömmliche Treibstoffe sind ein möglicher Standort für Wasserstoff-Tankstellen. Daher werden diese auf der H<sub>2</sub>-Landkarte eingezeichnet. Die Darstellung findet sich in Abbildung 2-42. Die Standortdaten der Tankstellen stammen aus (Tankerkönig, 2023) und sind vom 16.01.2023. Tankerkönig<sup>110</sup>, ein Dienstleister für aktuelle Spritpreise, ist von der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe beim Bundeskartellamt als Verbraucher-Informationsdienst zugelassen und erhält von diesem Amt die Informationen über die Tankstellen. Die in den Daten verfügbaren rund 17.000 Tankstellen stehen in ganz Deutschland, und wurden für die H<sub>2</sub>-Landkarte auf die Region Mainz eingegrenzt.

---

<sup>110</sup> (Tankerkönig, 2023)

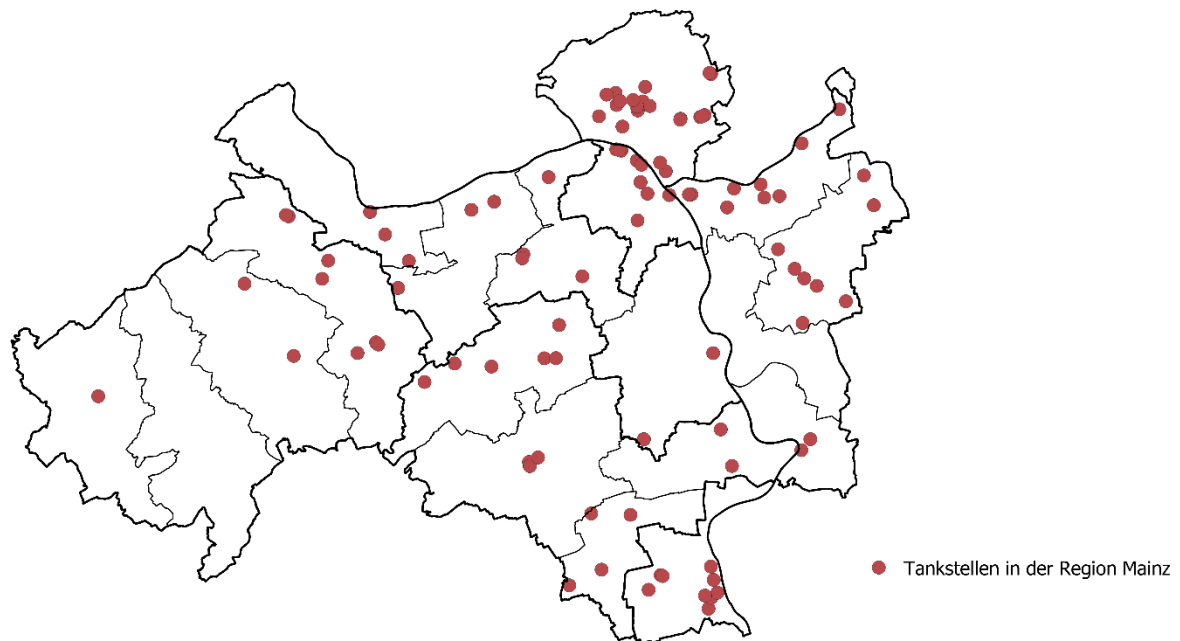


Abbildung 2-42 Sprittankstellen in der Region Mainz, Stand: 16.01.2023. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Tankstellenstandorte © Tankerkönig.

Auch die bereits bestehenden oder fest geplanten Wasserstofftankstellen werden auf der H<sub>2</sub>-Landkarte eingezeichnet. Die beiden öffentlichen Tankstellen in der Region Mainz wurden über die H<sub>2</sub>-Live Plattform<sup>111</sup> identifiziert, welche von H<sub>2</sub> Mobility betrieben wird und den Status aller öffentlichen Wasserstofftankstellen in Europa enthält. Weitere Standorte, welche von Unternehmen betrieben werden, stammen aus den Interviews mit den Stakeholdern sowie weitergehender Recherche.

Im Folgenden wird ein Überblick über die bereits bestehende H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur in der Region Mainz sowie über sich in der Realisierung befindliche Projekte gegeben.

### Standort Industriepark Höchst

Die erste öffentliche Wasserstofftankstelle in Deutschland wurde 2006 im Industriepark Höchst eröffnet. Als Nebenprodukt in der Chlorproduktion fallen jährlich rund 50 Millionen Kubikmeter H<sub>2</sub> an. Über eine 1,7 km lange Hochdruck-Pipeline (1.000 bar) wird der Wasserstoff zu einer konventionellen Tankstelle geleitet, wo er an einer 350-bar- und einer 700-bar-Zapfsäule abgegeben wird. Hier können PKW, LKW sowie Busse mit Brennstoffzellen betankt werden. Seit 2022 ist zusätzlich im Nordteil des Industrieparks eine Anlage zur Betankung von Zügen betriebsbereit mit der ersten von vier geplanten Zapfsäulen. Aktuell können hier bis zu 2 t Wasserstoff pro Tag getankt werden.

### Standort Wiesbaden Nordenstadt

Die zweite bereits in Betrieb genommene öffentliche H<sub>2</sub>-Tankstelle befindet sich in Wiesbaden Nordenstadt an der Autobahn A66. Seit 2017 können hier Brennstoffzellenfahrzeuge mit 700 bar tanken. An der von der Daimler AG errichteten Station an einer herkömmlichen Shell Tankstelle können täglich 40 PKW mit Brennstoffzellentechnologie in jeweils 2-3 Minuten aufgetankt werden. Die Betankung von LKW und Bussen mit 700 bar ist nicht möglich.

<sup>111</sup> (H2.LIVE, 2023)

### Standort ESWE Verkehrsgesellschaft

Auf dem Betriebsgelände in Wiesbaden befindet sich eine von der ESWE und der Mainzer Mobilität gemeinsam betriebene H<sub>2</sub>-Tankstelle<sup>112</sup>. Der grüne Wasserstoff stammt aus dem Energiepark Mainz. Die Anlage dient zur Betankung der Brennstoffzellenbusflotte beider Unternehmen mit 350 bar gasförmigen Wasserstoff. Da die ESWE Verkehrsgesellschaft jedoch im Dezember 2022 angekündigt hat, in Zukunft auf Busse mit Brennstoffzellen zu verzichten, ist die Zukunft dieses Standorts ungewiss.<sup>113</sup>

### Standort Wirtschaftsbetrieb Mainz

Wie bereits in Abschnitt 2.1.3.3 erwähnt, plant der Wirtschaftsbetrieb Mainz auf dem Gelände des Zentralklärwerks den an dem Standort durch Elektrolyse gewonnenen grünen Wasserstoff ab 2024 teilweise durch eine extern betriebene öffentliche Tankstelle zu verteilen. Es soll sowohl die Betankung von PKW, LKW als auch Bussen des ÖPNV mit 350 bzw. 700 bar möglich sein. Eine potenzielle Abnehmerin ist die Busflotte der Mainzer Verkehrsgesellschaft. Das Vorhaben wurde 2022 genehmigt.<sup>114</sup>

### Kartensicht

Auf der Karte sind in Abbildung 2-43 die fünf Wasserstofftankstellen eingezeichnet. Bei öffentlichen H<sub>2</sub>-Tankstellen sind die Punkte ausgefüllt, wenn diese privat von einem Betrieb genutzt werden, sind die Punkte nicht ausgefüllt. Außerdem wird in der Darstellung farblich unterschieden zwischen der geplanten Tankstelle und den sich bereits in Betrieb befindlichen Anlagen.

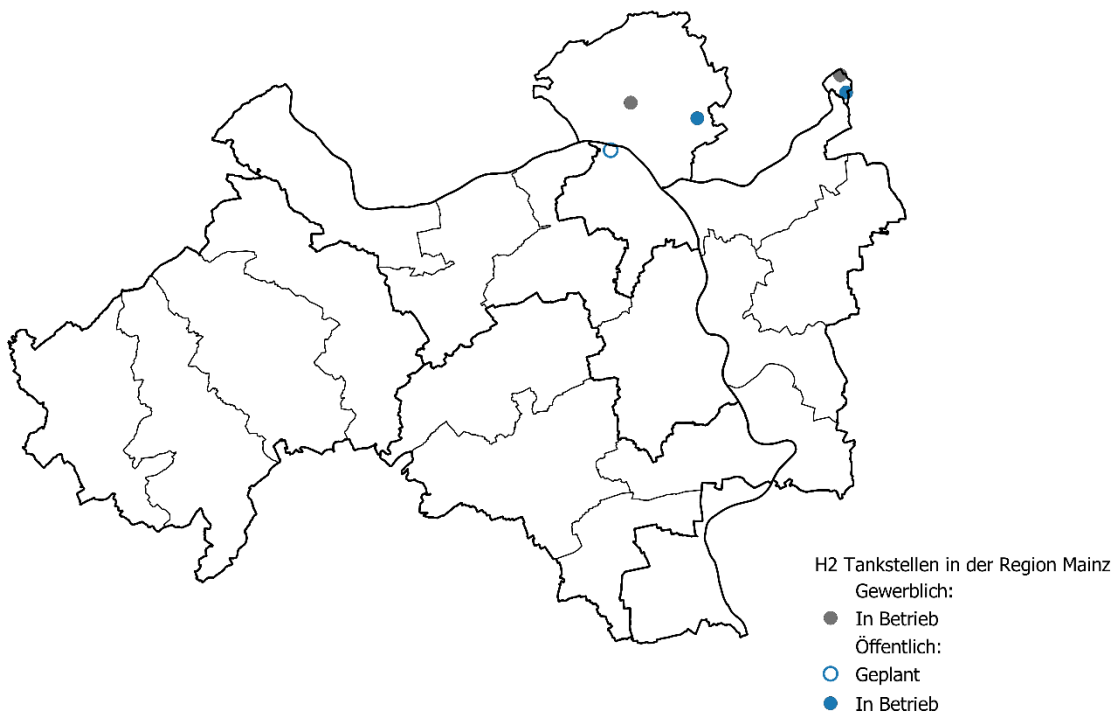


Abbildung 2-43 Wasserstofftankstellen in der Region, welche entweder bereits in Betrieb sind oder sich bereits in der Realisierung befinden.<sup>115</sup> Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

<sup>112</sup> Im 3. Quartal 2023 wird die Tankstelle aus Wiesbaden zum Wirtschaftsbetrieb Mainz verlegt.

<sup>113</sup> (Maus, 2022)

<sup>114</sup> (MKUEM, 2022)

<sup>115</sup> Im 3. Quartal 2023 wird die Tankstelle aus Wiesbaden zum Wirtschaftsbetrieb Mainz verlegt.



### 2.2.3.2 Darstellung des Verkehrsaufkommens

Zur regionalen Identifikation möglicher weiterer öffentlicher Wasserstofftankstellen ist eine Visualisierung des Verkehrsaufkommens sinnvoll. Hierfür wird das Augenmerk auf das Verkehrsaufkommen des Schwerverkehrs gelegt, da mindestens 98 % des errechneten Wasserstoffbedarfs auf der Straße in Mobilität und Logistik durch LKW, Busse des ÖPNV und ÖPFV sowie Müllfahrzeuge zustande kommt (über alle Stützjahre hinweg in beiden Szenarien).

#### Beschreibung des BAST-Datensatzes

Hierfür wurden die Verkehrszählungsdaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST) herangezogen. Zu weiteren Hintergründen zu den Zählungen siehe Exkurs-Box. Es wurde der aktuelle Datensatz der Straßenverkehrszählung (SVZ) 2021 verwendet, welcher für Autobahnen und Bundesstraßen auf der Website der BAST zur Verfügung steht.<sup>116</sup> Dieser enthält jeweils insgesamt 318 Attribute, in denen alle Informationen je Zählstelle enthalten sind. Die genaue Beschreibung der einzelnen Attribute ist im verfügbaren Datensatz enthalten. Neben allgemeinen Zählstellenangaben waren hier insbesondere die Lageinformationen und die verschiedenen Ausprägungen der durchschnittlichen Verkehrsstärken (DTV), d.h. die durchschnittliche Anzahl von Fahrzeugen in 24 Stunden, von Interesse. Es werden unter anderem die DTV nach verschiedenen zeitlichen Gruppierungen angegeben. Weiterhin wird nach Leicht- und Schwerverkehr sowie nach den einzelnen Fahrzeugarten unterschieden. Der Schwerverkehr umfasst die Fahrzeugtypen Busse, LKW (> 3,5 t) mit und ohne Anhänger und Lastzüge und die DTV des Schwerverkehrs wird mit DTVSV bezeichnet.

#### Exkurs: Straßenverkehrszählungen der BAST

An automatischen Dauerzählstellen werden alle Kraftfahrzeuge auf deutschen Autobahnen und außerörtlichen Bundesstraßen permanent gezählt. Diese Daten werden der BAST monatlich übermittelt, welche durchschnittliche tägliche Verkehrsstärken pro Jahr zur Verfügung stellt.

Alle fünf Jahre erfolgt eine turnusmäßige Zählung des Straßenverkehrs, bei der zusätzlich zu den automatischen Dauerzählstellen temporäre Messsysteme eingesetzt werden. Aufgrund der COVID-19-Pandemie wurde die Zählung von 2020 auf das Jahr 2021 verschoben. Die letzten Zählungen haben 2015 und 2021 stattgefunden.

Zusätzlich zu den Ergebnissen der SVZ 2021 enthält der Datensatz als Vergleich die Ergebnisse der Zählungen 2010 und 2015 sowie die Fortschreibung/Hochrechnung der Ergebnisse der SVZ 2015 mit temporären Messungen 2016 bis 2019 auf das Jahr 2019.

Die Verkehrszählungsdaten für einige Straßenabschnitte in der Region enthalten keine Jahresauswertung 2021 für diese Dauerzählstelle, da die Datengrundlage nicht ausreichend ist. Da dieser Anteil sehr viel höher ist als in den Vergleichswerten 2019, wurden diese für die Auswertung herangezogen. Da auch 2021 die mit der COVID19-Pandemie verbundenen Maßnahmen und Effekte einen Einfluss auf die Verkehrsbelastung haben könnten, wie auch von der BAST angemerkt,<sup>117</sup> können diese Beeinflussungen mit der Wahl des Jahres 2019 ausgeschlossen werden.

#### Datenaufbereitung

Die Daten wurden über ihre Angabe der Lageinformationen im ASB<sup>118</sup> (Anweisung StraßeninformationsBank) ihren jeweiligen Straßenabschnitten zugeordnet über den angegebenen

<sup>116</sup> (Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST), 2022a)

<sup>117</sup> (Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST), 2022b)

<sup>118</sup> (Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST), 2018)

Gültigkeitsbereich der Zählstelle über die Netzknoten. Ein Netzknoten ist ein Knotenpunkt, bei dem zwei oder mehr Straßen verkehrstechnisch verknüpft sind. Über diese Netzknoten sind die Abschnitte als zwischen zwei Knoten liegender, gerichteter Teil des Straßennetzes eindeutig definiert. Insgesamt wurden lediglich die Straßenabschnitte betrachtet, welche (zumindest teilweise) in der Region Mainz liegen sowie das Verbindungsstück der A 5 / A 67, welches außerhalb der Region östlich liegt.

Nicht allen Straßenabschnitten konnte auf diese Art das Verkehrsaufkommen einer Zählstelle zugeordnet werden. Dies war beispielsweise bei den Start- bzw. Endabschnitten einer Autobahn oder Bundesstraße nicht immer der Fall. Bei denjenigen, bei denen dies nicht möglich war, wurde der Wert DTFSV leer gelassen.

In einigen Fällen ist der Wert der DTFSV für das Jahr 2019 leer. Dort wurde individuell vorgegangen und dieses Vorgehen auch im Datensatz dokumentiert. Sofern möglich, wurde anhand der DTFSV des Vorgängerabschnitts geschätzt: Es wurde das Verhältnis des DTFSV von diesem zum Vorgängerabschnitt für 2015 berechnet und dieses mit dem DTFSV des vorliegenden Abschnitts multipliziert. Falls 2015 keine Zählung vorgenommen wurde, wurde das Verhältnis zum Vorgängerabschnitt für 2021 berechnet. Für mehrere Abschnitte auf der A 643 war 2015 ein verringertes Verkehrsaufkommen registriert, daher wurden die Werte von 2021 genommen.

### Kartensicht

Für die Darstellung des Verkehrsaufkommens wurde das Verkehrsaufkommen je Straßenabschnitt mit dem Bundesfernstraßennetz auf Basis der ASB der BAST<sup>119</sup> verknüpft. Die Darstellung dieser Daten und eine genauere Beschreibung findet sich in Kapitel 2.2.4.

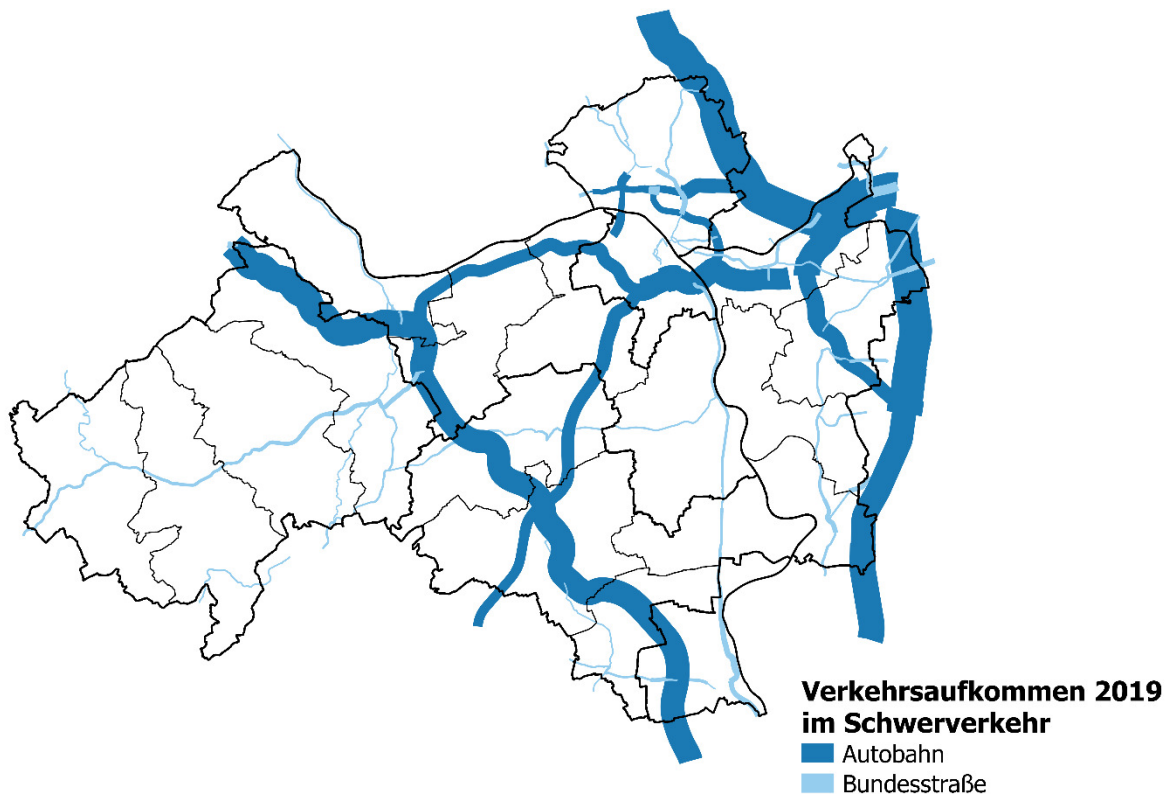


Abbildung 2-44 Verkehrsaufkommen 2019 im Schwerverkehr auf Basis der BAST-Verkehrszählungen. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

<sup>119</sup> (Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST), 2020)

Die beschriebenen Daten, das Verkehrsaufkommen des Schwerverkehrs 2019 auf Basis der BAST-Verkehrszählungen, sind in Abbildung 2-44 dargestellt. Die Bundesstraßen und die Autobahnen sind in zwei verschiedenen Farben eingefärbt (dunkel- bzw. hellblau). Die Dicke der Linie des jeweiligen Straßenabschnitts ist linear abhängig von dem gemessenen Verkehrsaufkommen (DTV). Wenn für ein Straßenabschnitt keine Daten vorliegen, ist dieser auch nicht auf der Karte eingezeichnet, wie beispielsweise am Rüsselsheimer Dreieck (Kreuzung von A 60 und A 67) in Groß-Gerau I.

Sichtbar ist, dass das Hauptverkehrsaufkommen im Schwerverkehr auf den Autobahnen liegt. Besonders hoch ist der Verkehrsaufkommen auf der A 3, welche durch den Nordosten von Wiesbaden verläuft, auf der A 5 bzw. A 67, welche am östlichen Rand der Region von Norden nach Süden verläuft und auf der A 61 welche vom Nordwesten der betrachteten Region nach Worms verläuft. In Mainz und Wiesbaden läuft ein Ring von Autobahnen, bei denen das Schwerverkehrsaufkommen für eine städtische Umgebung sehr hoch ist.

#### 2.2.4 Visualisierung der bestehenden Transportinfrastruktur in der Region Mainz

Um mögliche Distributionsstandorte und Transportmittel für das Wasserstoffkonzept der Region Mainz identifizieren zu können, wird eine Darstellung der derzeitigen Lage des Stromnetzes, Hauptverkehrsstraßen, Häfen sowie Schieneninfrastruktur benötigt. Zum Gasverteilnetz liegen keine öffentlich verfügbaren GIS-Daten vor.

##### Stromnetz

Das Stromnetz in der Region Mainz ist in Abbildung 2-45 dargestellt. Die Darstellung umfasst das Höchst- und Hochspannungsstromnetz mit mindestens 110 kV Netzspannung. Die Daten stammen aus dem Digitalen Landschaftsmodell des Bundes<sup>120</sup> und wurden auf die Region Mainz eingeschränkt.

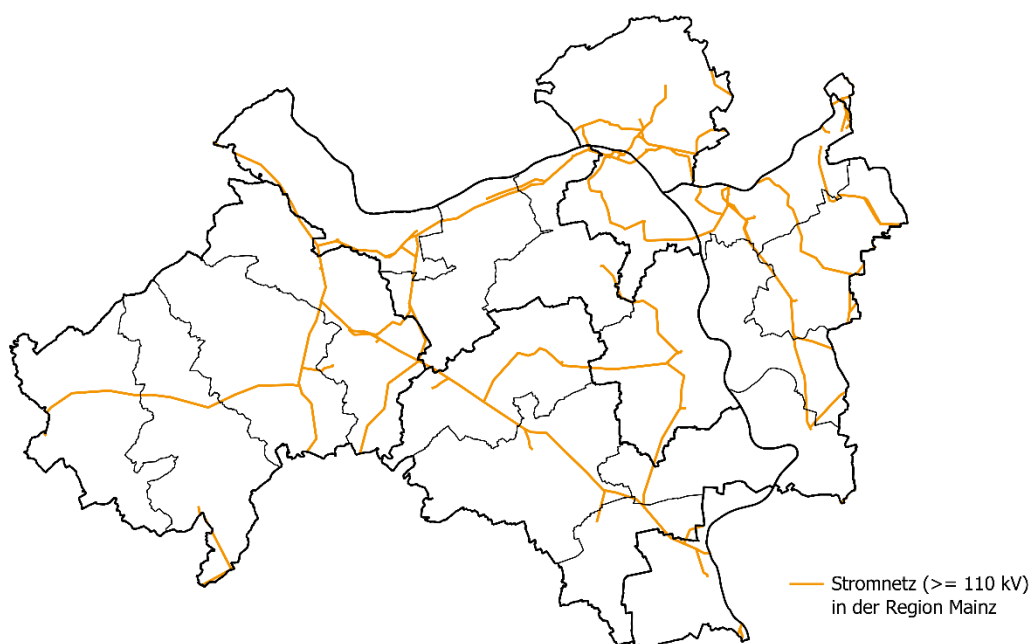


Abbildung 2-45 Das Höchst- und Hochspannungsstromnetz der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Stromnetz © GeoBasis-DE / BKG (2021).

<sup>120</sup> (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2021)

## Bundesfernstraßen

Die Darstellung der Bundesfernstraßen in der Region Mainz findet sich in Abbildung 2-46. Die Autobahnen sind hier in dunkelblauer, die Bundesstraßen in hellblauer Farbe dargestellt. Die Geodaten für diese Darstellung stammen aus dem Bundesfernstraßennetz auf Basis der ASB<sup>121</sup> mit Sektoren (AoA, Abschnitt oder Ast), Netzknoten und Nullpunkten von der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt)<sup>122</sup>. Diese Daten wurden bereits in der Darstellung des Verkehrsaufkommens in Kapitel 2.2.3.2 verwendet. Die Geodaten wurden auf die Region Mainz eingeschränkt, wobei für jeden Sektor, der mindestens teilweise in der betrachteten Region liegt, der gesamte Abschnitt inklusive dem nächsten, außerhalb der Region gelegenen Netzknoten, hinzugenommen wurde. Weiterhin wurden die Abschnitte der A 5 bzw. A 67, welche die in der Region befindlichen Abschnitte verbinden, aber östlich außerhalb der Region liegen, hinzugenommen.

Die Netzknoten definieren die Abschnitte als zwischen zwei Knoten liegender, gerichteter Teil des Straßennetzes eindeutig. Ein Ast dient der Verknüpfung der Abschnitte untereinander (z.B. die Verbindungsrampen an einem Autobahnkreuz). Für die Darstellung auf der Karte wurden die Abschnitte und Äste der Autobahnen und Bundesstraßen ausgewählt, welche auf der Bestandsachse liegen. Diese liegt in der Mitte der Straße und ist unabhängig von der Anzahl Streifen und Richtungen der Straße.

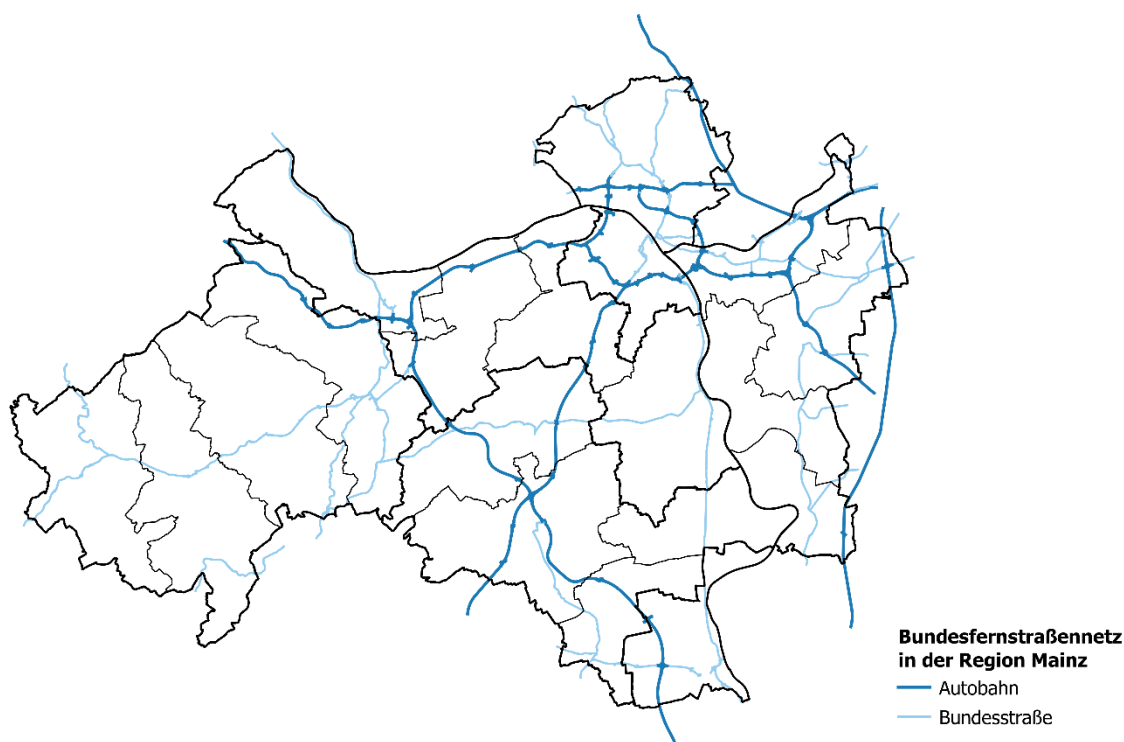


Abbildung 2-46 Bundesfernstraßennetz in der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Bundesfernstraßennetz © Bundesanstalt für Straßenwesen.

<sup>121</sup> (Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt), 2018)

<sup>122</sup> (Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt), 2020)

## Open Street Maps (OSM)

Die OSM-Standardkarte enthält frei nutzbare Geodaten. Für dieses Projekt insbesondere relevant sind die Infrastrukturdaten wie Häfen, Straßen sowie Schieneninfrastruktur.<sup>123</sup> Diese OSM-Karte ist in Abbildung 2-47 dargestellt.

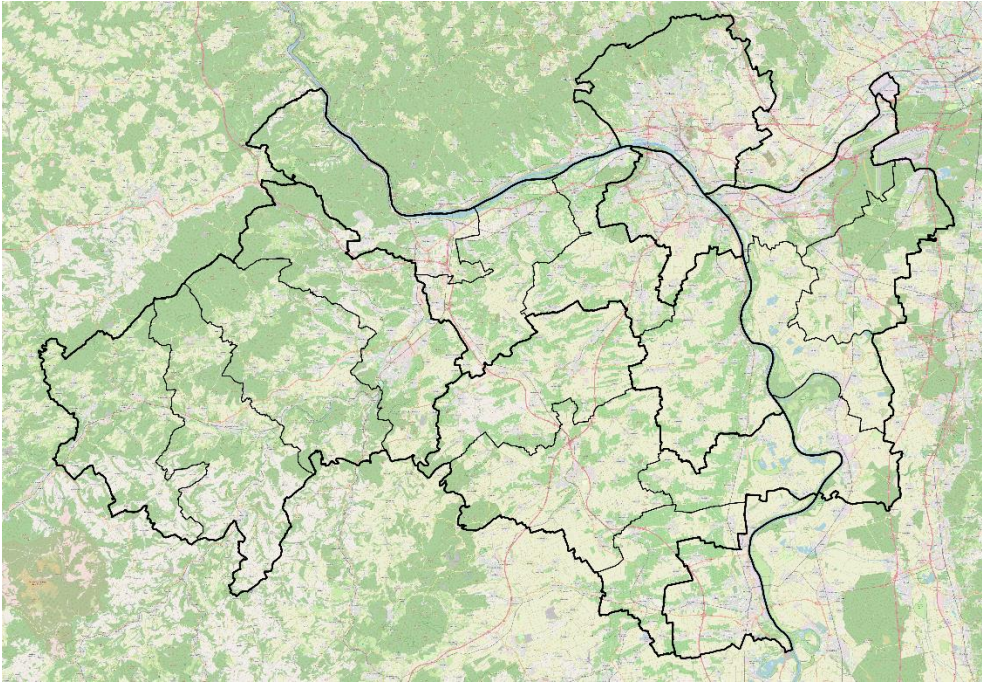


Abbildung 2-47 Standard OSM-Karte. Quelle: © OpenStreetMap

---

<sup>123</sup> (OpenStreetMap, 2023)

## 2.3 H<sub>2</sub>-Zielbilder und Zeitmatrix

Dieses Kapitel betrachtet verschiedene Zielbilder für eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz und beschreibt die mit der Erreichung der jeweiligen Zielbilder verbundenen zeitlichen Transformationspfade.

Die H<sub>2</sub>-Zielbilder beschreiben den langfristigen Ausbau von lokalem H<sub>2</sub>-Angebot, lokaler H<sub>2</sub>-Nachfrage sowie H<sub>2</sub>-Importen in der Region Mainz, und die dafür erforderlichen politischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen. Die Zielbilder spiegeln damit den Endzustand eines bestimmten Transformationspfades wider.

Die folgende Abbildung 2-48 beschreibt das methodische Vorgehen in diesem Kapitel.

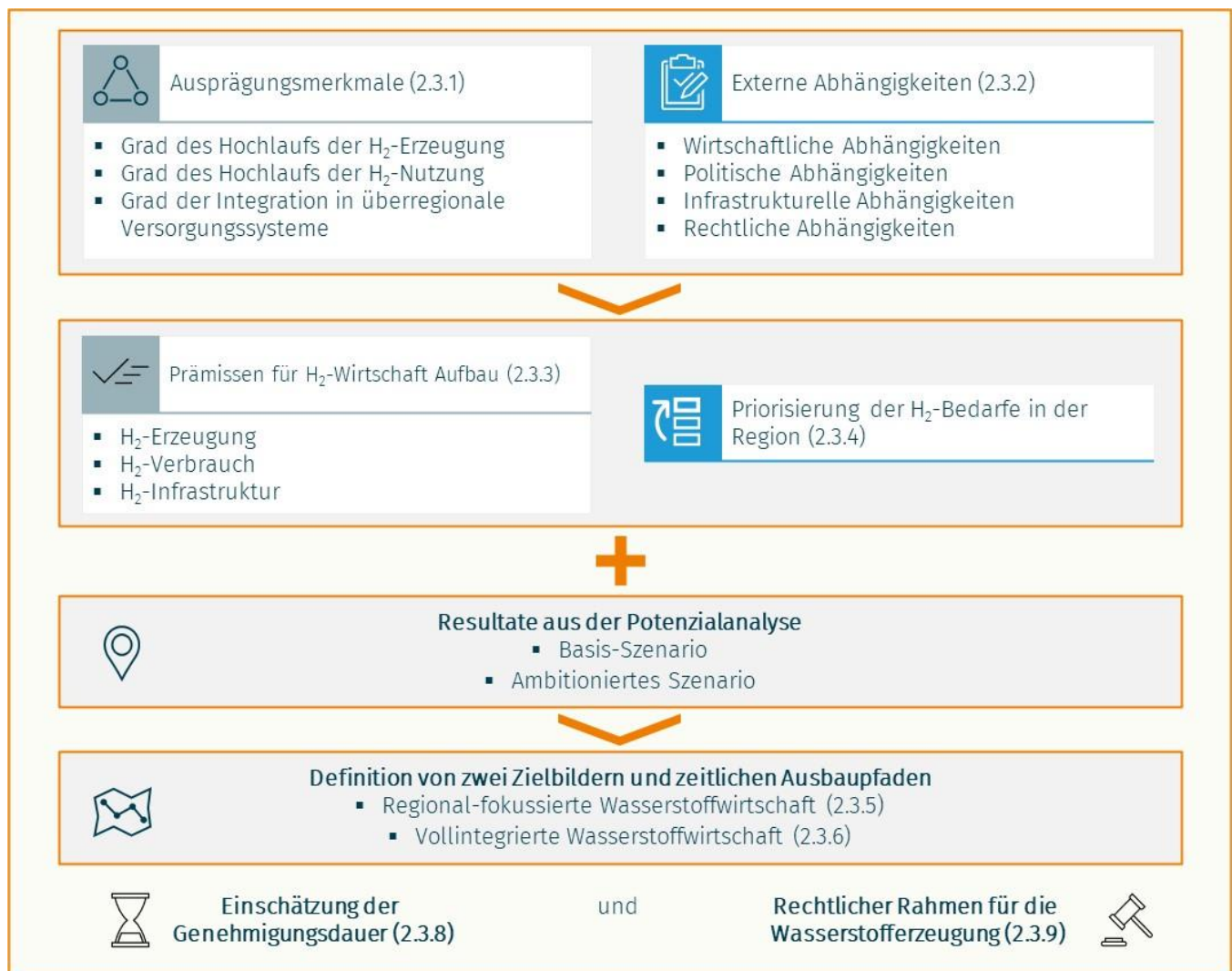


Abbildung 2-48 Methodisches Vorgehen für Arbeitspaket 2.3. Quelle: Eigene Darstellung.

Die nachfolgenden Abschnitte sind wie folgt strukturiert:

- Kapitel 2.3.1 beschreibt die Ausprägungsmerkmale der Zielbilder einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft.
- Kapitel 2.3.2 fasst die externen Faktoren und Abhängigkeiten zur Erreichung der Zielbilder zusammen.

- Kapitel 2.3.3 leitet darauf aufbauend die Prämissen für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Region Mainz ab.
- Kapitel 2.3.4 beschreibt das Vorgehen im Fall einer erforderlichen Priorisierung der H<sub>2</sub>-Bedarfe in der Region.
- Kapitel 2.3.5 und 2.3.6 konkretisieren zwei H<sub>2</sub>-Zielbilder sowie die damit verbundenen zeitlichen Ausbaupfade. Diese bilden die Grundlage für die Analysen in den weiteren Arbeitspaketen.
- Kapitel 2.3.7 führt eine vergleichende Betrachtung der H<sub>2</sub>-Zielbilder durch und fasst zielbildübergreifende Gemeinsamkeiten und Unterschiede prägnant zusammen.
- Abschließend werden in Kapitel 2.3.8 und 2.3.9 die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen ausgeführt.

### 2.3.1 Ausprägungsmerkmale einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft

Grundsätzlich lassen sich verschiedene Zielbilder für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz anhand der folgenden Ausprägungsmerkmale darstellen:

- Der **Grad des Hochlaufs der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung** betrachtet die Menge lokaler Erzeugung sowie die Geschwindigkeit der Realisierung entsprechender Projekte. Von Interesse ist dabei in der Region Mainz vor allem die Umsetzungsgeschwindigkeit, Größe und Menge zusätzlicher Wasserstoffprojekte, die neben der baldigen Realisierung bereits geplanter Stakeholder-Projekte, angestrebt werden. Für die Zielbilder wird konkret zwischen zwei Ausprägungen des Grades des Hochlaufs der H<sub>2</sub>-Erzeugung unterschieden:
  - **hohe lokale H<sub>2</sub>-Erzeugung:** Eine weitgehende Ausnutzung der regionalen H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale durch einen zeitlich priorisierten, umfassend politisch unterstützten Ausbau von großvolumigen lokalen Wasserstofferzeugungsprojekten und
  - **geringere lokale H<sub>2</sub>-Erzeugung:** Ein langsamerer Ausbau der H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Region Mainz, der insbesondere auf die Umsetzung von lokalen „no-regret“-Erzeugungsprojekten<sup>124</sup> fokussiert ist.
- Der **Grad des Hochlaufs der H<sub>2</sub>-Nutzung** betrachtet die H<sub>2</sub>-Bedarfe in den verschiedenen Sektoren sowie die Geschwindigkeit bei der Realisierung von Projekten zur Wasserstoffnutzung. Für die Zielbilder wird konkret zwischen zwei Ausprägungen des Grades des Hochlaufs der H<sub>2</sub>-Nutzung unterschieden:
  - **hohe H<sub>2</sub>-Nutzung:** Ein starker Hochlauf der H<sub>2</sub>-Nutzung, der eine Vielzahl von Sektoren und Anwendungen umfasst, u.a. getrieben durch eine breite politische Förderung des Energieträgers Wasserstoff. Wasserstoff stellt dadurch in vielen Bereichen eine attraktive Dekarbonisierungsoption z.B. im Vergleich zu einer direkten Elektrifizierung dar.
  - **geringere H<sub>2</sub>-Nutzung:** Eine priorisierte Nutzung von H<sub>2</sub> in den einzelnen Sektoren, u.a. für schwer zu dekarbonisierende Anwendungen, unterstützt durch sektorspezifische politische Fördermaßnahmen.
- Der Grad der Integration in ein überregionales H<sub>2</sub>-Versorgungssystem betrachtet die Frage, inwieweit die Region Mainz in den Zielbildern in die perspektivischen deutschland- und

---

<sup>124</sup> Wie bereits in Kapitel 2.1.8 diskutiert, beruht die Einordnung von Maßnahmen als „no-regret“ nicht auf einer Modellierung der kostenoptimalen Energiesysteme, sondern bezeichnet die Erzeugungsprojekte, welche mengenmäßig erforderlich sind, um die mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretende lokale H<sub>2</sub>-Nachfrage (beispielsweise im Rahmen von bereits von Stakeholdern konkret geplanten Projekten) zu decken.

europaweiten H<sub>2</sub>-Infrastrukturen integriert wird und welche Transportwege und Speicherlösungen für Wasserstoff genutzt werden. Wir unterscheiden zwei Ausprägungen:

- **hoher Grad der Integration:** Die Region Mainz ist an überregionale H<sub>2</sub>-Systeme angeschlossen, vor allem in Form von Pipeline-Netzwerken. Wasserstoff aus überregionalen Quellen spielt insbesondere langfristig eine entscheidende Rolle für die Gestaltung des H<sub>2</sub>-Konzeptes in der Region.
- **geringer Grad der Integration:** Das H<sub>2</sub>-Konzept der Region Mainz stellt die Realisierung regionaler H<sub>2</sub>-Erzeugungsprojekte in den Vordergrund. Überregionale Anschlussmöglichkeiten werden bei Bedarf punktuell genutzt, um die lokale Versorgungsinfrastruktur zu ergänzen.

### 2.3.2 Externe Faktoren und Abhängigkeiten

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft hängt von einer Reihe von externen Faktoren ab. Hierzu zählen wirtschaftliche, infrastrukturbedingte, politische und rechtliche Abhängigkeiten. Diese externen Faktoren stellen den Rahmen dar, innerhalb dessen Wasserstoff zukünftig zum Einsatz kommen kann. Aufgrund ihrer Bedeutung für ein Wasserstoffkonzept in der Region Mainz werden diese explizit diskutiert. Die folgenden Abschnitte gehen auf wirtschaftliche, politische und infrastrukturelle Abhängigkeiten ein, und geben einen Überblick über die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen. Eine ausführliche Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen wird in Kapitel 2.3.9 vorgenommen.

#### Wirtschaftliche Abhängigkeiten

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist eng mit der Frage der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Projekten und der sich daraus ergebenden Wettbewerbsfähigkeit der Erzeugung und des Einsatzes von Wasserstoff verbunden. Hierzu zählen insbesondere die zu erwartenden Preisentwicklungen für (grünen) Wasserstoff, aber auch die Kosten für alternative Wege zur Dekarbonisierung (wie z. B. zunehmende Elektrifizierung oder die Betrachtung von Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate). Ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff ist aber auch die Definition von grünem Wasserstoff mit Blick auf dessen Erzeugung. Dieser Punkt wurde auch in den Stakeholder-Gesprächen wiederholt hervorgehoben. Nach langem

#### Exkurs: Die Definition von grünem H<sub>2</sub> – Entwicklungen auf EU-Ebene

Im Februar 2023 hat die EU-Kommission zwei Delegierte Rechtsakte in ihre Renewable Energy Directive aufgenommen. Der erste Delegierte Rechtsakt definiert die Kriterien für die Herstellung von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO), wie z. B. grünem Wasserstoff:

1. **Zusätzlichkeit:** Ab 2028 muss grüner Wasserstoff mit erneuerbarem Strom aus neuen EE-Anlagen erzeugt werden. Hierzu zählen EE-Anlagen, die maximal drei Jahre alt sind.
2. **Zeitliche Korrelation:** Ab 2030 ist eine stündliche Korrelation von erneuerbarer Stromerzeugung und Wasserstofferzeugung einzuhalten (bis dahin monatlich). Ausnahme: der Strompreis ist kleiner als 20€/MWh(el) oder kleiner als das 0,36-fache des CO<sub>2</sub>-Preises.
3. **Geographische Korrelation:** Die EE-Anlage muss in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur sein. Ausnahme: angrenzende Zone mit mindestens gleich hohem Strompreis.

Der zweite Delegierte Rechtsakt definiert die Methode zur Berechnung der Treibhausgase über den Lebenszyklus von RFNBOs.



Warten hat die Europäische Kommission im Februar 2023 die Richtlinien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff veröffentlicht.<sup>125</sup> In der Textbox wird der aktuelle Stand der Diskussion kurz beleuchtet.<sup>126</sup>

Kurz- bis mittelfristig ist die Attraktivität des Wasserstoffeinsatzes in vielen Sektoren auch von den relativen Kosten von Wasserstoff im Vergleich zu derzeit genutzten fossilen Energieträgern abhängig. Dabei stellt sich z.B. die Frage, ob die erwartete Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems einen ausreichenden Anreiz setzt, um von fossilen Technologien auf erneuerbare Alternativen wie Wasserstoff umzustellen. Im Folgenden werden die jeweiligen Kostenentwicklungen diskutiert.

Die **Wirtschaftlichkeit von (grünem) Wasserstoff** setzt sich, je nach Produktionsort, aus zwei zentralen Kostenblöcken zusammen. Diese bestehen einerseits aus **Gestehungskosten**, welche hauptsächlich von den Strombezugs- bzw. Stromgestehungskosten sowie den Kosten der Elektrolyse (Anschaffungs- und Anbindungskosten des Elektrolyseurs, Lebenszeit der Anlage, Höhe der Umwandlungsverluste und Materialkosten) abhängig sind. Hinzu kommt die Höhe der **Transportkosten**, welche vor allem für Importe relevant werden.

Die größten Kostentreiber der Wasserstoff-Gestehungskosten sind dabei:

- die Auslastung des Elektrolyseurs und
- die Kosten von Strom aus erneuerbaren Quellen.

Der wirtschaftliche Betrieb einer Elektrolyseanlage erfordert dabei eine möglichst hohe Auslastung, da der Leerlauf eines Elektrolyseurs Opportunitätskosten verursacht. Dies führt zu regionalen Unterschieden bei den Gestehungskosten: Regionen mit **hohen (PV- und Wind-) Volllaststunden sowie geringer Saisonalität** haben einen Kostenvorteil bei der lokalen Produktion von Wasserstoff. Beide Faktoren begünstigen eine hohe Auslastung der Elektrolyse sowie niedrigere Gestehungskosten für erneuerbaren Strom.

Transportkosten werden hauptsächlich durch Transportart und Transportdistanz getrieben. Im internationalen Verkehr kann Wasserstoff grundsätzlich **gasförmig via Pipelines** oder **verflüssigt über Schiffe** transportiert werden. Zu erwarten ist, dass Pipeline-Transport günstiger als Schiffstransport nach Deutschland wird, wobei Kostenunterschiede vor allem durch die benötigten Umwandlungsschritte von Wasserstoff (z.B. in Wasserstoffderivate wie Ammoniak) bei Transport per Schiff entstehen.

Abbildung 2-49 zeigt einen indikativen Vergleich der geschätzten Wasserstoffgestehungs- und Transportkosten zwischen Deutschland und beispielhaften Regionen in Europa und MENA in der kurzen Frist (im Jahr 2030). Da die Kostenentwicklung der Herstellung und des Transports von grünem Wasserstoff (bzw. Wasserstoffderivaten) aufgrund des vergleichsweise frühen Technologie-Entwicklungsstadiums von erheblicher Unsicherheit geprägt ist, wird eine mögliche Spannbreite der Wasserstoffkosten betrachtet. Hierfür wurden exemplarisch Regionen außerhalb Deutschlands aufgegriffen, welche zum einen mengentechnisch relevante Potenziale für den Import von H<sub>2</sub> aufweisen und zum anderen vorteilhafte Bedingungen für eine hohe Auslastung der EE-Anlagen der jeweils gezeigten Erzeugungsart vorweisen. Für die gezeigte Spanne pro Land wird ein Basis-Szenario mit einem Ambitionierten Szenario verglichen. Im Ambitionierten Szenario werden grundlegend niedrigere Kosten für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, niedrigere Investitionskosten, sowie höhere Auslastung der

---

<sup>125</sup> (Europäische Kommission, 2023)

<sup>126</sup> Die hierfür zugrunde gelegten Informationen basieren auf dem Stand Mitte Februar 2023.

Elektrolyse angenommen als im Basis-Szenario. Dabei spiegeln sich die vorteilhaften Volllaststunden in diesen Ländern, verglichen mit Deutschland, vor allem für Photovoltaik und Onshore Wind, in niedrigeren Gesteherungskosten wider.

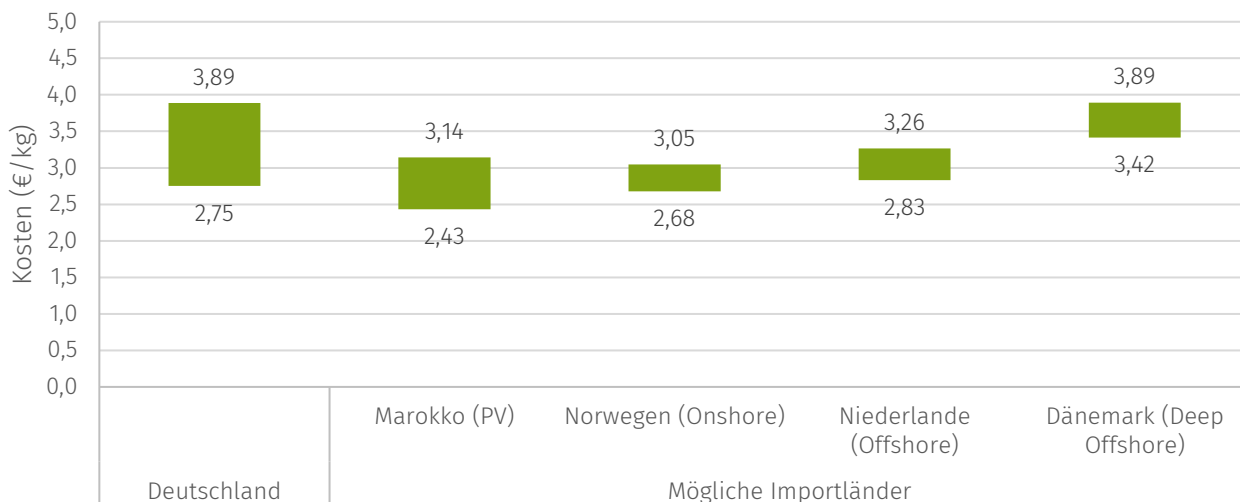


Abbildung 2-49 Indikative regionale Unterschiede in Wasserstoffgestehungs- und Transportkosten in 2030. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Studiendaten<sup>127</sup>.

Für Deutschland wurden alle EE-Erzeugungsarten betrachtet. Deep Offshore bezieht sich auf Windenergie-Anlagen im Meer mit einer Wassertiefe von 25-55m.

Abbildung 2-50 zeigt einen Vergleich der geschätzten deutschen Wasserstoff-Importkosten auf lange Frist (im Jahr 2045). Die im Vergleich zum Jahr 2030 niedrigeren Kosten sind hauptsächlich durch erwartete technische Fortschritte getrieben.

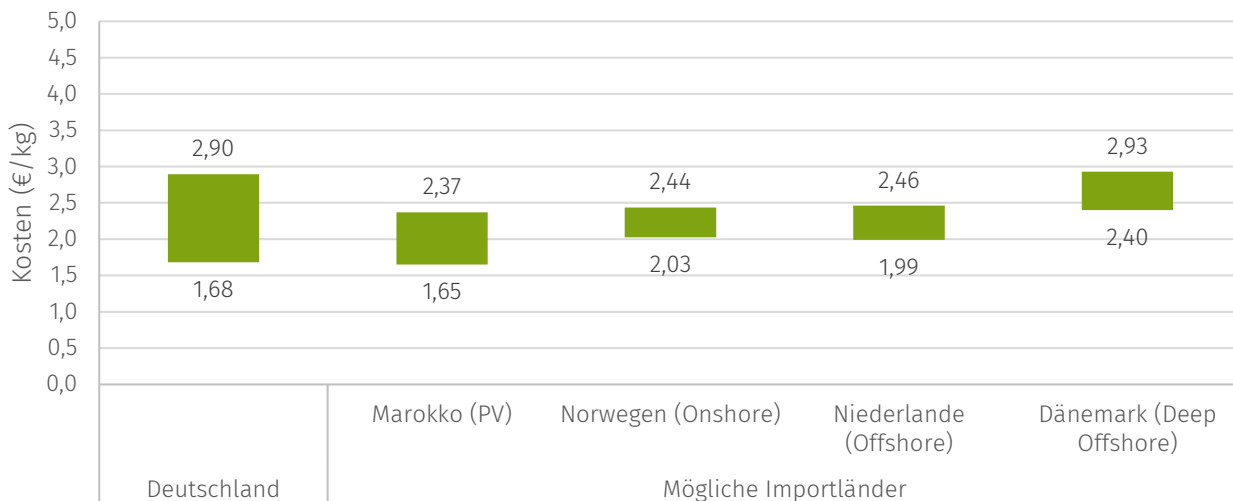


Abbildung 2-50 Indikative regionale Unterschiede in Wasserstoffgestehungs- und Transportkosten in 2045. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Studiendaten<sup>128</sup>.

Für Deutschland wurden alle EE-Erzeugungsarten betrachtet. Deep Offshore bezieht sich auf Windenergie-Anlagen im Meer mit einer Wassertiefe von 25-55m.

<sup>127</sup> (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2022)

<sup>128</sup> (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2022)

Neben den Gesteungskosten von Wasserstoff spielen **Kosten für alternative Energieträger** eine Rolle. Insbesondere steht die Nutzung von Wasserstoff in einigen Anwendungsbereichen in Konkurrenz zu einer direkten Elektrifizierung. Damit sind auch z. B. die Kosten der direkten Nutzung von (grünem) Strom, mitsamt der Kosten für die Umrüstung auf elektrifizierte Anwendungen, von Bedeutung für die relative Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffnutzung.

Ebenso von Relevanz ist die Entwicklung der **Bepreisung des Ausstoßes von Kohlenstoffdioxid**, welche im Fall der Weiternutzung fossiler Energieträger entsteht und somit die relativen Kosten von Wasserstoff (insbesondere im Vergleich zu Erdgas) beeinflusst. In der Europäischen Union ist der Preis des Ausstoßes von CO<sub>2</sub> durch das EU-ETS geregelt (siehe Exkurs-Box). Abbildung 2-51 zeigt die projizierten Preise für den Ausstoß von einer Tonne CO<sub>2</sub>, basierend auf aktuellen Future-Preisen für die Jahre 2023, 2024 und 2025<sup>129</sup> sowie zwei langfristige Preisszenarien auf Basis des World Energy Outlook.<sup>130</sup>

Die Entwicklung ist von hoher Unsicherheit geprägt und die zukünftige Entwicklung steht in Abhängigkeit der weiteren politischen Leitlinien. Das Szenario WEO 2022 APS zeigt deutlich, dass in Zukunft mit weiter steigenden Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu rechnen sein dürfte. Dies ist insbesondere im Einklang mit den jüngsten Anstiegen der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die dadurch steigenden Opportunitätskosten für die Vermeidung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes dürften dazu führen, dass die Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung weiter intensiviert werden. In der Folge ist von einer verbesserten Wirtschaftlichkeitsperspektive für grünen Wasserstoff auszugehen.

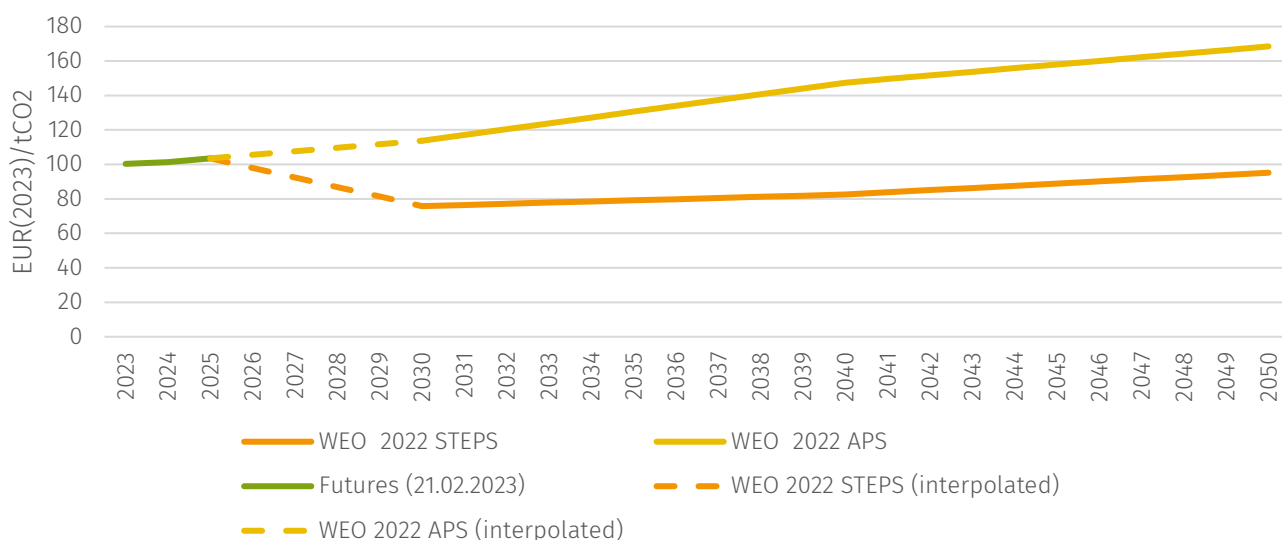


Abbildung 2-51 EUA-Preise. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Future-Daten von Energate<sup>131</sup> sowie Prognosen aus den Szenarien AP und STEPS des World Energy Outlook. Zwischen Stützjahren wurde linear interpoliert.<sup>132</sup>

### Politische und infrastrukturelle Abhängigkeiten

Auf lokaler Ebene können bereits entscheidende Schritte in Richtung einer Wasserstoffwirtschaft in der Region gegangen werden. Zeugnis hiervon sind die in den Gesprächen mit Stakeholdern diskutierten Projekte in der Region Mainz. Allerdings bedürfen die Stakeholder der starken Unterstützung seitens der Politik sowie der Verwaltung, welche auf lokaler Ebene dazu beitragen kann, dass Projekte realisiert

<sup>129</sup> (Energate, 2023)

<sup>130</sup> (International Energy Agency, 2022)

<sup>131</sup> (Energate, 2023)

<sup>132</sup> (International Energy Agency, 2022)

werden (z. B. durch die Ausschreibung entsprechender Flächen für EE- oder Elektrolysekapazitäten). Gleichzeitig ist in vielerlei Hinsicht ein überregionaler Ansatz erforderlich. Dies gilt beispielsweise für Themen des Aufbaus einer überregionalen Infrastruktur, aber auch für das Aufbringen signifikanter Fördermittel. Die letzteren Punkte stellen somit politische und auch insbesondere infrastrukturelle Abhängigkeiten dar. Hierzu werden im Folgenden zunächst verschiedene politische Initiativen zur Förderung einer Wasserstoffwirtschaft diskutiert. Eng verbunden mit den politischen Entwicklungen sind außerdem Abhängigkeiten von überregionalen Infrastrukturentwicklungen, auf die im Anschluss eingegangen wird.

Auf **nationaler Ebene** wurde durch die Veröffentlichung der Wasserstoffstrategie im Jahr 2020 ein politisches Momentum kreiert.<sup>133</sup> Dieses wurde durch die Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2022 weiter aufgegriffen.<sup>134</sup> Insbesondere wurden hierbei zentrale Zielniveaus angehoben (so z. B. die angestrebte Verdoppelung der Elektrolysekapazität in Deutschland bis 2030 von 5 GW auf mindestens 10 GW) und die Errichtung eines H<sub>2</sub>-Leitungsnetzes von mindestens 1.800 km bis 2027 angekündigt.<sup>135</sup>

Gleichzeitig wurde die Wasserstoffstrategie um einen strategischen Ansatz zur Sicherung von Importen ergänzt. Hierzu zählen insbesondere verschiedene H<sub>2</sub>-Partnerschaften und Absichtserklärungen, wie z. B. die im Dezember 2022 abgeschlossene Vereinbarung über die Produktion und den Import von grünem Wasserstoff mit Namibia<sup>136</sup> oder die im Januar 2023 unterzeichnete Vereinbarung zur strategischen Zusammenarbeit mit Norwegen.<sup>137</sup>

Auf **EU-Ebene** werden die Bemühungen zum langfristigen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft insbesondere durch die REPowerEU-Initiative forciert.<sup>138</sup> Unter anderem wird darin das Ziel festgelegt, bis 2030 in der EU 10 Millionen Tonnen grünen Wasserstoff zu erzeugen und weitere 10 Millionen Tonnen grünen Wasserstoff zu importieren. Der europäische Rechtsrahmen, der zum Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur führen soll, wird in Abschnitt 2.3.9 genauer dargestellt.

Neben dem grundsätzlichen politischen Gestaltungswillen sowie der Vereinbarung politischer Ambitionen hängt der Ausbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Region Mainz stark von **infrastrukturellen Entwicklungen auf überregionaler Ebene** ab.<sup>139</sup> Hierzu zählen insbesondere der Aufbau einer deutschland- und europaweiten Wasserstoffinfrastruktur sowie die Anbindung der Region Mainz an die überregionalen Transportwege. Eine wichtige Abhängigkeit in Bezug auf die zukünftige Versorgung der Region Mainz mit Wasserstoff besteht zu der Realisierung des geplanten H<sub>2</sub>-Pipeline-Netzwerks (v.a. Fernleitungsnetze) zum Transport und Import von Wasserstoff. Außerdem dürfte auch der Aufbau von H<sub>2</sub>-Speicherpotenzial eine Rolle spielen, um etwaige Schwankungen in der Wasserstofferzeugung (z. B.

---

<sup>133</sup> (BMWi, 2020)

<sup>134</sup> (BMWK, Fortschrittsbericht zur nationalen Wasserstoffstrategie, 2022)

<sup>135</sup> (BMWK, Entwurf zur Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022)

<sup>136</sup> (BMWK, Pressemitteilung: Stark-Watzinger: Deutschland und Namibia bauen ihre starke Wasserstoff-Partnerschaft weiter aus., 2022)

<sup>137</sup> (BMWK, Pressemitteilung: Norwegen und Deutschland verstärken Energiekooperation auf dem Weg zur Klimaneutralität. , 2023)

<sup>138</sup> (Europäische Kommission, 2022)

<sup>139</sup> Eine entscheidende Rolle für das Gelingen eines Wasserstoffkonzepts in der Region Mainz spielt selbstverständlich auch der Ausbau einer fokussierten Infrastruktur in der Region. Dies wird im Kapitel 2.4 weitergehend erläutert.

aufgrund von Wetterabhängigkeiten) mit einem eher konstanten Wasserstoffverbrauch vereinen zu können.<sup>140</sup>

Bereits bestehende und immer konkreter werdende Projektpläne zeigen, dass ein schneller Ausbau des Wasserstoff-Pipelinenetzes sowohl deutschland- als auch europaweit absehbar ist. Dabei kommt dem Aufbau einer überregionalen Wasserstoffinfrastruktur vor allem in der kurzen bis mittleren Frist zugute, dass neben einem deutschlandweiten Neubau von Speichern und Pipelines für den überregionalen Transport von Wasserstoff auch eine Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur möglich ist. So zeigt beispielsweise die Aktualisierung des Netzentwicklungsplans 2022, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die geplante Länge des deutschen Wasserstoffnetzes um 50-70% erweitert haben, wobei nur rund ein Drittel der Leitungen neu gebaut werden sollen (siehe Tabelle 2-22).

Wasserstoffnetz	2030 (NEP 2020) <sup>141</sup>	2032 (NEP 2022) <sup>142</sup>
Gesamtlänge	5.100 km	7.600-8.500 km
...davon Umwidmung	3.700 km	4.500-5.900 km
...davon Neubau	1.400 km	2.300-2.900 km

Tabelle 2-22 Entwicklung des geplanten deutschen Wasserstoffnetzes auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur, zwischen 2020 und 2022. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Netzentwicklungsplan 2020 bzw. 2022.

Auch auf europäischer Ebene werden die Pläne zum Ausbau des Wasserstoffnetzes beschleunigt. So plant die Initiative „European Hydrogen Backbone“ („EHB“), ein Zusammenschluss europäischer Energieinfrastrukturbetreiber, mittlerweile den Aufbau eines 39.700 km langen Wasserstoffnetzes zur Verbindung 21 europäischer Länder bis zum Jahr 2040<sup>143</sup> - ein Wachstum von rund 70% gegenüber der vorhergehenden Version des Netzes.

Insbesondere für die Region Mainz relevant ist die geplante Umrüstung von Fernleitungen, welche eine Verbindung zwischen Südwestdeutschland mit der Nordsee (Mittelrheinische Erdgastransportleitung, „METG“; Trans Europa Naturgas Pipeline, „TENP“; Mitte-Deutschland Anbindungs-Leitung, „MIDAL“), Südwesteuropa (Mitteleuropäische Gasleitung, „MEGAL“), sowie der Ostsee (Nordeuropäische Erdgasleitung, „NEL“; Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung, „OPAL“) herstellen. Insbesondere könne laut H2-Roadmap-Studie des Landes Rheinland-Pfalz die zukünftige H2-Nachfrage in Rheinland-Pfalz größtenteils durch die Umstellung der bestehenden Gasfernleitungen nach bzw. in Rheinland-Pfalz gedeckt werden (insbesondere der TENP, METG, und MEGAL), aber

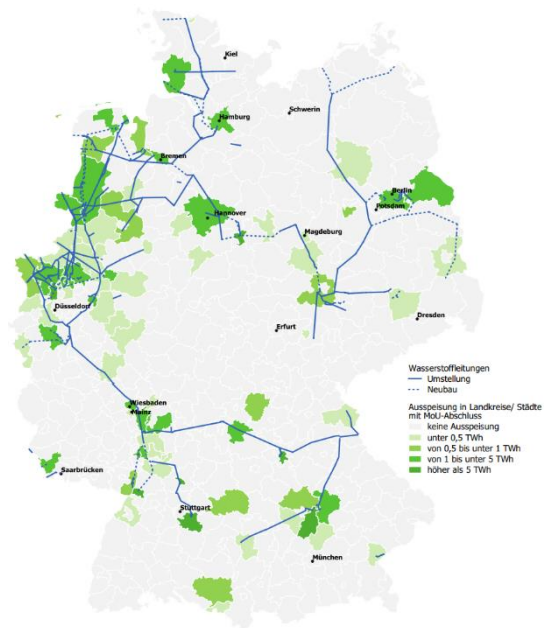


Abbildung 2-52 Wasserstoffnetz 2032 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur. Quelle: Netzentwicklungsplan 2022-2032, Zwischenstand 2022 (2022), Abbildung 34.

<sup>140</sup> Der Aufbau von oberirdischen Speichern wird als Teil des Distributionskonzepts in Kapitel 2.4 näher diskutiert.

<sup>141</sup> (FNB Gas, 2021); (FNB Gas, 2023)

<sup>142</sup> (FNB Gas, 2022); (FNB Gas, 2023)

<sup>143</sup> (power-to-x.de, 2021)

es ist auch ein punktueller Neubau von H<sub>2</sub>-Pipeline erforderlich (z. B. zur Verstärkung der Anbindung an Nordrhein-Westfalen sowie das Saarland).<sup>144</sup>

Abbildung 2-52 zeigt dabei die bereits für 2032 bestehenden Pläne für das deutsche Wasserstoff-Fernleitungsnetz für Ausspeisung auf Basis des Netzentwicklungsplans<sup>145</sup>, in denen Teile der METG und MEGAL bereits für den Transport von Wasserstoff vorgesehen sind. Die Möglichkeit für die Ausspeisung von Wasserstoff in der Region Mainz / Wiesbaden liegt hier im vorgesehenen Zeitraum bei bis zu 5 TWh, sodass bereits mittelfristig mit der Möglichkeit des überregionalen Wasserstoffimports in die Region gerechnet werden kann.

Auf individueller Projektebene sind erste überregionale Infrastruktur-Projekte bereits vor 2030 geplant. Hierzu zählt unter anderem das Projekt „Flow – making hydrogen happen“, mit welchem bis 2028 eine Nord-Süd-Transportroute für Wasserstoff realisiert werden soll. Durch den direkten Anschluss der Region um Ludwigshafen an diese Nord-Süd-Verbindung (siehe Abbildung 2-53) könnten sich ebenfalls Anschlussmöglichkeiten für die Region Mainz ergeben. Weiterhin haben sich OGE und RWE zu dem nationalen Infrastrukturprojekt „H<sub>2</sub>ercules“ zusammengeschlossen, mit dem Ziel, Wasserstoffverbraucher im Südwesten Deutschlands mit in Norddeutschland erzeugtem und importiertem grünem Wasserstoff zu verbinden<sup>146</sup>. In diesem Rahmen wird die Realisierung von 1.500 km Pipelines sowie 1 GW zusätzlicher Elektrolyse-Kapazität (v.a. im Norden Deutschlands) bis 2030 geplant.

Auch die Planung für die Umrüstung und den Neubau von Speichern für die Zwischenlagerung von Wasserstoff wird zunehmend konkreter. Beispielsweise sollen, ebenfalls im Rahmen des H<sub>2</sub>ercules-Projekts, vor allem in Nord- und Westdeutschland in Deutschland diverse Kavernenspeicher mit einer Energiespeicherkapazität von rund 24 TWh an das geplante Netz angeschlossen werden.<sup>147</sup> Dabei soll bereits 2027 der erste kommerzielle Wasserstoffspeicher in Betrieb genommen werden. Weniger relevant ist dies in der Region Rheinland-Pfalz, in der nur vereinzelt natürliche Speichermöglichkeiten mit relativ hoher Kapazität vorhanden sind. Spezifisch die Region Mainz wird daher voraussichtlich vor allem als Verbraucher und Transportkorridor für Importe fungieren.<sup>148</sup>

---

<sup>144</sup> (Umlaut Energy GmbH im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität, 2022)

<sup>145</sup> (FNB Gas, 2022, Abbildung 34)

<sup>146</sup> (H<sub>2</sub>ercules, kein Datum)

<sup>147</sup> (H<sub>2</sub>ercules, kein Datum)

<sup>148</sup> (Umlaut Energy GmbH im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität, 2022)

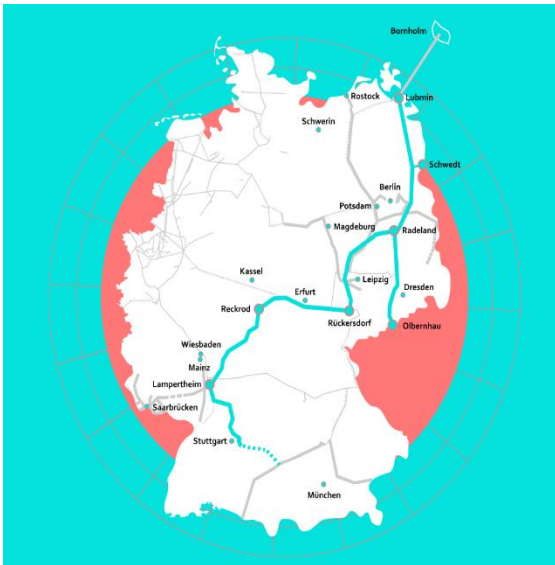


Abbildung 2-53 Geplanter Leitungsverlauf der Transportroute im Projekt „Flow – making hydrogen happen“. Quelle: [www.flow-hydrogen.com](http://www.flow-hydrogen.com)

Aufgrund vergleichsweise geringer eigener Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbaren Energien ist Deutschland insgesamt voraussichtlich ein zukünftiger Netto-Importeur von Wasserstoff.<sup>149,150</sup> Die Verfügbarkeit von Wasserstoff-Importen in Deutschland ist damit abhängig von dem Aufbau von EE- und Elektrolyse-Kapazitäten in anderen Ländern sowie einer damit einhergehenden Bereitschaft der relevanten Regionen für den Export von Wasserstoff nach Deutschland.

Tabelle 2-23 zeigt die durch verschiedene Studien geschätzten Hochläufe für den Import von Wasserstoff für ganz Deutschland. Die breite Spanne der Schätzungen zeigt eine vergleichsweise hohe Unsicherheit, welche vor allem durch den Grad der Elektrifizierung (Nutzungskonkurrenz Strom vs. Wasserstoff) sowie die Importquote von Wasserstoff aus anderen Kontinenten nach Europa getrieben wird.<sup>151</sup>

Szenario	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle
Importszenario 1	0	0	38	178	356*	Langfristszenarien 3, Szenario T45-Strom <sup>152</sup>
Importszenario 2	3	36	96	213	426*	Langfristszenarien 3, Szenario T45-H <sub>2</sub>
Importszenario 3	171	330*	488*	647	776*	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Base Case <sup>153</sup>
Importszenario 4	487	969*	1.452*	1.934	2.321*	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Optimistischer Case

Tabelle 2-23 Übersicht geschätzter Hochläufe der Importkapazitäten von Wasserstoff in Deutschland, in TWh(H<sub>2</sub>)/a. Hinweis: Mit \* markierte Werte interpoliert durch Frontier Economics.

### Rechtliche Abhängigkeiten

Hinsichtlich des anwendbaren Rechtsrahmens ist zunächst zu konstatieren, dass ein spezifisch auf die Wasserstoffwirtschaft zugeschnittener Rechtsrahmen hinsichtlich Erzeugung, Transport und Verbrauch von Wasserstoff – etwa in Form eines Wasserstoffinfrastrukturgesetzes – nicht existiert. Vielmehr ergibt sich das Regelungsregime aus unterschiedlichen Gesetzen des Genehmigungsrechts, des Gefahrstoffrechts und der Energieregulierung. Insbesondere zu nennen sind:

<sup>149</sup> (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021)

<sup>150</sup> (Fraunhofer ISI, 2022)

<sup>151</sup> Die optimistischste identifizierte Schätzung (Importszenario 4) ist getrieben durch die Annahme, dass zusätzlich zu innereuropäischen Importen 10% des im mittleren Osten und Nordafrika (zusammen „MENA“) produzierten Wasserstoffs nach Deutschland importiert werden können.

<sup>152</sup> (Fraunhofer ISI, 2022)

<sup>153</sup> (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2022)

- das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und einschlägige Bundesimmissionsschutzverordnungen (BImSchV) hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens für Wasserstoffherzeugungsanlagen;
- die einschlägigen bau-, planungs- und umweltrechtlichen Vorschriften, die im Zuge des BImSchG-Genehmigungsverfahrens zu prüfen sind;
- sicherheitsrechtliche Gesetze und Verordnungen, die bei der Bewirtschaftung von Wasserstoff über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg – Produktion, Lagerung, Transport und Verbrauch – insbesondere unter dem Aspekt des Explosionsschutzes zu beachten sind;
- das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), welches in der bislang geltenden Fassung nur einen eingeschränkt anwendbaren Regelungsrahmen aufweist.

Die genannten rechtlichen Rahmenbedingungen werden in Kapitel 2.3.9 und 2.4.2 im Detail diskutiert.

### 2.3.3 Prämissen für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Region Mainz

Für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Region Mainz ist eine Reihe von Prämissen zu erfüllen, welche im Folgenden diskutiert werden. Abbildung 2-54 fasst die verschiedenen Prämissen in den Bereichen Erzeugung, Nachfrage und Infrastruktur zusammen.

Die lokale **Erzeugung von grünem H<sub>2</sub>** spielt eine entscheidende Rolle für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Region Mainz. Notwendige Kriterien hierfür sind die Verfügbarkeit von grünem Strom sowie die Wirtschaftlichkeit des Aufbaus lokaler Elektrolysekapazitäten für Investoren.

- **Verfügbarkeit von grünem Strom:** Für die erhöhte Verfügbarkeit von grünem Strom ist es wichtig, dass der regionale Ausbau von EE-Anlagen beschleunigt wird. Mit der Einführung des 2%-Flächenziels im „Wind-an-Land-Gesetz“<sup>154</sup>, welches im Februar 2023 in Kraft getreten ist, hat die Bundesregierung hierzu erste Weichen gestellt.
- **Kriterien für grünen H<sub>2</sub>:** Weiter müssen auch rechtliche Fragen zur Definition von grünem Wasserstoff geklärt werden, um einen verlässlichen rechtlichen Rahmen für H<sub>2</sub>-Projekte zu gewährleisten. Die Europäische Kommission hat dazu jüngst die entsprechenden delegierten Rechtsakte zur Definition von erneuerbarem Wasserstoff und zur Berechnung der Treibhausgasemissionen vorgelegt.<sup>155</sup>
- **Finanzielle Förderung von Investition in Elektrolyseure:** Um den forcierten Ausbau einer regionalen H<sub>2</sub>-Wirtschaft und insbesondere von regionalen H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten anzustreben, sind hohe Investitionen notwendig. Dies kann durch zielgerichtete Förderungen der Investitionen in den Aufbau von Elektrolysekapazitäten unterstützt werden.
- **Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren:** Neben der Sicherstellung des Bezugs von grünem Strom sowie der finanziellen Förderung von H<sub>2</sub>-Erzeugungsprojekten spielen bürokratische Hürden eine wichtige Rolle. Aktuell sind im Fall von erforderlichen Planfeststellungsverfahren Genehmigungsdauern von über zwei Jahren keine Seltenheit (siehe Abschnitt 2.3.8). Eine Möglichkeit, um diese abzubauen, ist die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen und Elektrolyseure. Ein Beispiel hierfür bildet der politisch forcierte Ausbau der Flüssigerdgasterminal (Liquefied natural gas (LNG)-Terminals) (Stichwort „Neue Deutschlandgeschwindigkeit“).

<sup>154</sup> (Bundesregierung, 2023)

<sup>155</sup> Das Europäische Parlament und der Europäische Rat können die Vorschläge nun mit einer Frist von maximal vier Monaten annehmen oder ablehnen, vgl. (CMS, 2023).



In den Gesprächen mit (potenziellen) Stakeholdern zur H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Region Mainz wurde zudem die sichere Abnahme des Wasserstoffs wiederholt als entscheidende Voraussetzung für die Investition in und den Aufbau von weiteren H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten genannt. Parallel zur Sicherstellung eines ausreichenden Hochlaufs der H<sub>2</sub>-Erzeugung muss daher eine ausreichend hohe **Nachfrage nach grünem Wasserstoff** sichergestellt werden. Notwendige Kriterien hierfür sind die Bereitstellung finanzieller Anreize zur Umstellung auf Wasserstoff sowie die rechtliche Sicherheit mit Blick auf das Erreichen von Dekarbonisierungszielen.

- **Gezielte Förderung von Investitionen:** Damit Stakeholder in der Region ihre Prozesse auf Wasserstoff umstellen, sind in der Regel signifikante Investitionen zu tätigen. Um Anreize zur raschen Umstellung z. B. von Produktionsprozessen in der Industrie oder ÖPNV-Flotten auf Wasserstoff zu schaffen, könnten Investitionskosten explizit gefördert werden. Da aus heutiger Sicht der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Regel nicht wettbewerbsfähig gegenüber der fossilen Alternative (z.B. Erdgas) ist, werden zudem staatliche Förderprogramme erforderlich sein, um den Markthochlauf zu unterstützen. Ein möglicher Ansatz besteht in der geplanten Einführung von Klimaschutzdifferenzverträgen (*Carbon Contracts for Difference*), die im Wesentlichen darauf beruhen, dass die Zusatzkosten des Einsatzes von Technologien auf Basis von grünem Wasserstoff im Vergleich zu einer festgelegten Referenztechnologie kompensiert werden.<sup>156</sup>
- **Rechtlicher Rahmen für H<sub>2</sub>-Bezug und -Finanzierung:** Rechtliche Sicherheit ist entscheidend für Stakeholder einer Wasserstoffwirtschaft. Um diesen zu garantieren, sollte ein pragmatisch anwendbarer Rahmen für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff entwickelt werden. Zur Absicherung des Vertriebs und des Bezugs von Wasserstoff können langfristige Verträge zwischen Erzeugern und Verbrauchern, welche sowohl Preismechanismen als auch Mengen für bis zu 15 Jahre garantieren eine wichtige Rolle spielen.
- **Sicherheit der Anrechenbarkeit für Klimaziele:** Stakeholder müssen klare Anreize mit Blick auf die Anrechenbarkeit von konkreten Dekarbonisierungsmaßnahmen durch den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff für die Erreichung der Klimaziele haben.

Für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft ist zudem der **Ausbau einer H<sub>2</sub>-kompatiblen Infrastruktur** unabdingbar. Dies gilt insbesondere, um die Quellen und Senken innerhalb der Region Mainz zu verknüpfen (siehe Details im Kapitel 2.4), aber auch um den Anschluss der Region Mainz an breitere Versorgungssysteme zu gewährleisten und so die regionale H<sub>2</sub>-Erzeugung mit Wasserstoff aus überregionalen Quellen zu komplementieren.

- **Ausbau und Förderung eines regionalen Verteilnetzes:** In der Region Mainz gab es bereits wiederholt Pläne zum Ausbau eines lokalen Pipelinenetzes, zuletzt im Rahmen des IPCEI-Antrags der Landeshauptstadt Mainz. Um die Quellen und Senken effizient zu verknüpfen, müsste ein klarer Plan zum Ausbau und zur Förderung eines regionalen Verteilnetzes entwickelt und umgesetzt werden (s. Abschnitt 2.4.4.6.2 zur Umsetzung einer innerstädtischen Wasserstoffpipeline in Mainz).
- **Unterstützung beim Aufbau von Speicherkapazitäten:** Sollte die lokale Erzeugung zeitweise über dem Bedarf liegen, ist neben der Bereitstellung von Transportinfrastruktur auch der Aufbau ausreichender Speicherkapazitäten notwendig, um insbesondere mit Blick auf lokal erzeugten Wasserstoff saisonale Abweichungen zwischen dem H<sub>2</sub>-Angebot und der H<sub>2</sub>-

---

<sup>156</sup> Ein erstes Programm zu Klimaschutzverträgen wird derzeit von der Bundesregierung erarbeitet. Dieses sieht zunächst eine Fokussierung auf der Stahl- und Chemieindustrie vor. Siehe: (BMWK, 2023)

Nachfrage ausgleichen zu können. Hilfreich hierfür ist es, wenn sowohl die Bereitstellung finanzieller Förderung neuer Speicherprojekte als auch die Verfahren zur Genehmigung solcher Anlagen beschleunigt werden.

- **Aufbau von und Anschluss an überregionale Versorgungssysteme:** Je nach angestrebtem Ausbauszenario dürfte ein Bezug von Wasserstoff aus überregionalen Quellen notwendig sein. Die hierfür benötigten Anschlüsse müssten entsprechend geplant und umgesetzt werden.

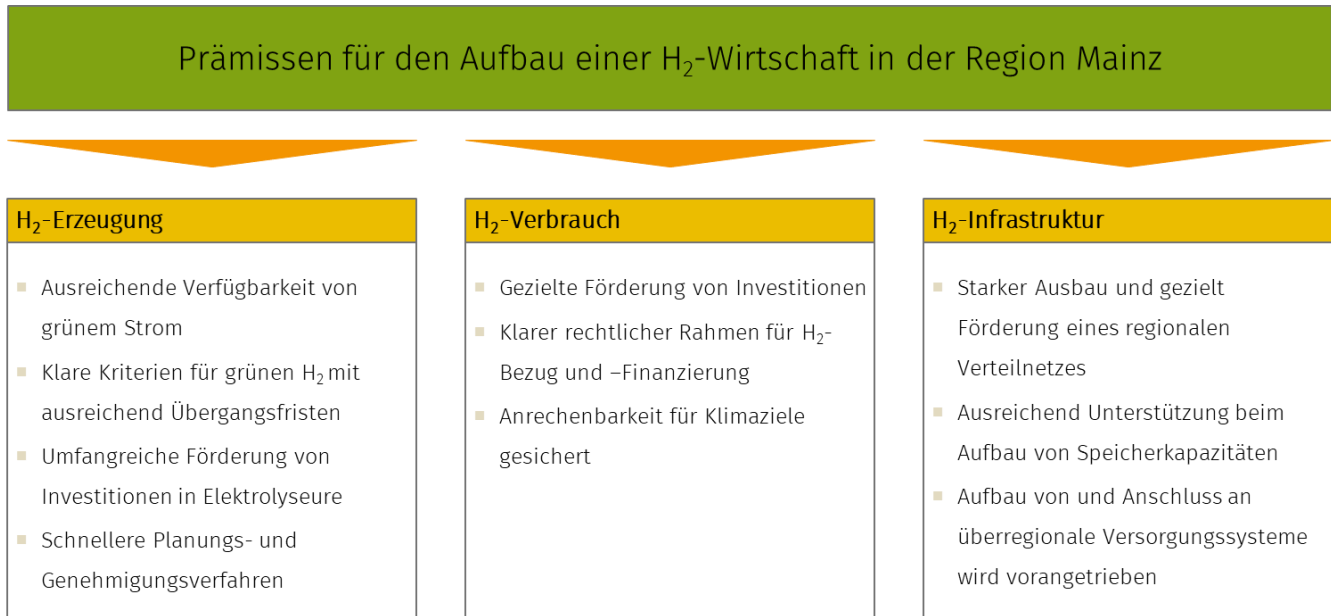


Abbildung 2-54 Prämissen für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Region Mainz. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.3.4 Priorisierung der H<sub>2</sub>-Bedarfe in der Region Mainz

Grundsätzlich dürfte Wasserstoff, insbesondere ohne die Hinzunahme von Importen in der Region Mainz, kurz- bis mittelfristig ein knappes Gut bleiben. Je nach angestrebtem Ausbauszenario ist die Bereitstellung von grünem Wasserstoff, auch über die kurze Frist hinaus, womöglich nicht (sinnvoll) durch lokale Erzeugungskapazitäten zu realisieren. Zudem besteht heute in vielen Sektoren bzw. Anwendungen noch Unsicherheit darüber, ob diese langfristig am kostengünstigsten durch Wasserstoff dekarbonisiert werden können.

Für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Wirtschaft ist es daher unter Umständen notwendig, Bedarfe zu priorisieren. Grundsätzlich funktioniert eine solche Priorisierung in der marktwirtschaftlichen Betrachtung über den Preismechanismus. Da der Wert der Nutzung von grünem Wasserstoff allerdings derzeit die Gesteigungs- und Transportkosten noch nicht decken kann, und zudem eine gewisse infrastrukturelle Koordination bei der Netzplanung erforderlich ist, bedarf es in der kurzen Frist mitunter einer gewissen Bedarfs-Priorisierung. Hierbei könnten beispielsweise Kriterien wie etwa die Frage, welche Emissionen schwierig oder nur mit hohen Kosten vermieden werden können („hard-to-abate emissions“) und an welchen Stellen Wasserstoff besonders kostengünstig zur Dekarbonisierung verwendet werden kann, eine Rolle spielen.

Die in dieser Studie vorgenommene Priorisierung basiert vor allem auf drei zentralen Prämissen. Zum einen werden diejenigen Bereiche vorgezogen, bei welchen die Dekarbonisierung über andere Methoden, wie eine Elektrifizierung, nicht möglich oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden ist. Zum anderen werden diejenigen Stakeholder-Bedarfe vorgezogen, welche durch ihre Teilnahme an diesem Projekt ein ausgeprägtes Interesse an Wasserstoff gezeigt haben. Außerdem erhalten die

Bereiche in den folgenden Analysen eine hohe Priorisierung, welche besonders schnell, sukzessive und mit wenig Aufwand auf Wasserstoff umstellen können. Eine indikative Priorisierung der Bedarfe in der Region Mainz wurde im Rahmen dieser Studie vorgenommen und ist in Abbildung 2-55 dargestellt.

Priorität 1 wird demnach annahmegemäß dem Wasserstoffbedarf derjenigen Stakeholder in der Industrie eingeräumt, die einen konkreten Bedarf für den Hochlauf geäußert haben und bei welchen Ideen, Pläne oder bereits Testprojekte zum Einsatz des Wasserstoffs existieren. Dies betrifft Unternehmen mit industriellen Prozessen, die einen hohen Energiebedarf aufweisen (z.B. Herstellung von Glas). Eine Elektrifizierung dieser Prozesse ist entweder aus technischer Sicht nicht (vollständig) möglich, ökonomisch unattraktiv oder sehr unwahrscheinlich und wird aktuell geprüft.<sup>157</sup> Zusätzlich werden diejenigen Anwendungsfälle des Mobilitäts- und Logistik-Sektors annahmegemäß am höchsten priorisiert, in welchen eine Elektrifizierung beispielsweise aufgrund der Reichweite oder der Ladezeiten schwierig zu realisieren bzw. unwirtschaftlich ist (z.B. im Regionalbusverkehr oder im Schwerlastverkehr bei weiten Entfernungen). Genauso sind konkrete Stakeholder-Projekte annahmegemäß am höchsten priorisiert. Aufgrund der im Vergleich zu Industrieanlagen kürzeren Lebensdauer und größeren Stückzahlen von Fahrzeugen und Anlagen im Mobilitäts- und Logistik-Sektor eignet sich dieser Sektor darüber hinaus besonders für einen zeitnahen und sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffnutzung.

Priorität 2 erhalten annahmegemäß den Bedarf derjenigen Stakeholder der Industrie, welche nicht in Priorität 1 enthalten sind. Für diese liegen keine konkreten Wasserstoffbedarfe vor, daher wurde die Nachfrage über branchenspezifische Literaturpfade modelliert (vgl. hierzu Abschnitt 2.1.5). Dennoch sind auch hier schwer- und nicht-elektrifizierbare industrielle Prozesse vorhanden und die Unternehmen zeigen grundsätzlich Interesse an dem Einsatz von Wasserstoff.

Priorität 3 erhält annahmegemäß zum einen der restliche Wasserstoffbedarf des Industrie-Sektors, welcher auf Basis von Literaturpfaden ermittelt wurde (vgl. hierzu Abschnitt 2.1.5). Zum anderen haben die Bedarfe der Haushalte und des GHD-Sektors Priorität 3, da hier auch andere Möglichkeiten der Dekarbonisierung zum Einsatz kommen können (z.B. Wärmepumpen in der Raumwärme).

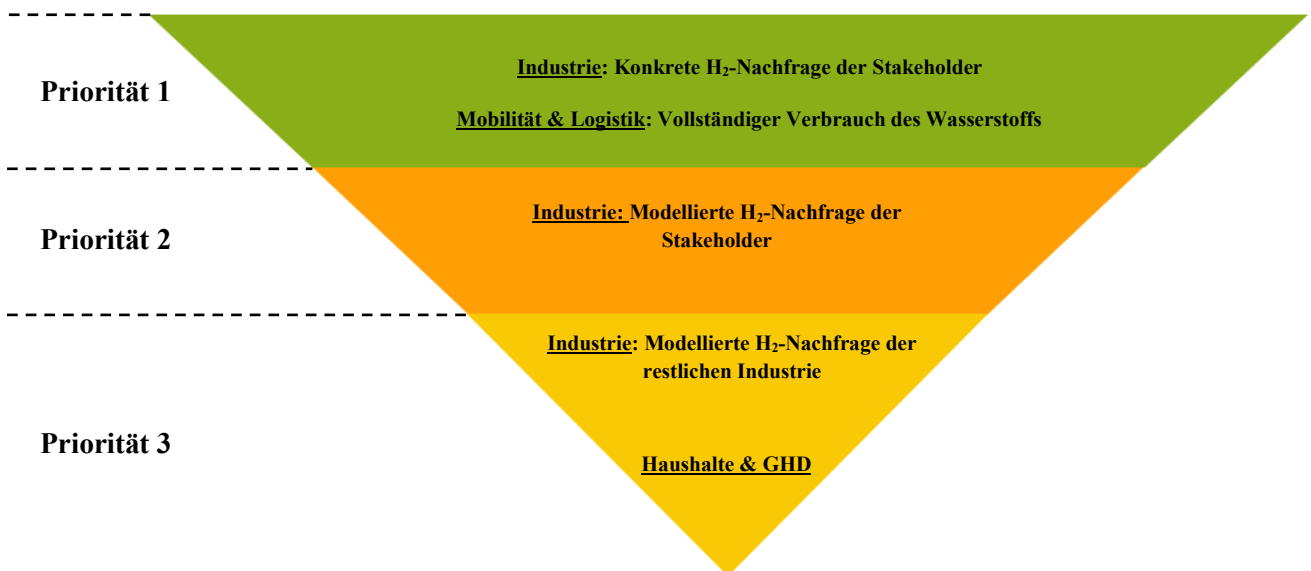


Abbildung 2-55 Annahmegemäße Priorisierung der Wasserstoffnachfrage. Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>157</sup> Insbesondere die stoffliche und energetische Nutzung von Wasserstoff ist in bestimmten Sektoren der Industrie wie der Grundstoffchemie weitgehend preisunelastisch, da kaum ökonomisch attraktive Alternativen zur Dekarbonisierung existieren, siehe (HYPAT, 2023).

## 2.3.5 Zielbild 1: Regional-fokussierte Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz

### 2.3.5.1 Definition

Das erste Zielbild beschreibt eine weitgehend auf die Region fokussierte, nahezu autarke Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz. Dieses Zielbild beruht damit wesentlich darauf, dass der H<sub>2</sub>-Verbrauch aus lokalen Erzeugungsquellen gedeckt wird, die um eine punktuelle Integration in die überregionalen Versorgungswege allenfalls ergänzt werden. Insgesamt ist der Grad des Ausbaus der Wasserstoffwirtschaft in diesem Zielbild durch das lokale H<sub>2</sub>-Angebot, basierend auf den lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzialen determiniert.

Mit Blick auf den **Hochlauf der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung** wird in diesem Zielbild ein starker Ausbau der H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten in der Region vorgesehen. Hier wird angenommen, dass bereits kurzfristig sämtliche Hebel in Bewegung gesetzt werden, um zusätzliche Elektrolyseanlagen sowie die dafür benötigten EE-Anlagen auszubauen. Erklärtes Ziel ist es, die H<sub>2</sub>-Versorgung der Region Mainz so weit wie möglich unabhängig von überregionalen Entwicklungen zu sichern. Insgesamt entspricht die H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Region langfristig dem Ambitionierten Szenario aus Kapitel 2.1.

Aus Verbrauchersicht erfolgt die Umstellung auf Wasserstoff deutlich selektiver, sodass nur ein moderater **Hochlauf der H<sub>2</sub>-Nutzung erfolgt**. Zwar wird Wasserstoff in diesem Zielbild über alle Sektoren hinweg genutzt, der Fokus liegt jedoch auf der Umsetzung von „no-regret“ Maßnahmen. Entscheidender Faktor hierfür ist die endliche Verfügbarkeit von in der Region produziertem grünen Wasserstoff. Maßnahmen aus laufenden Projekten der Stakeholder zur Umstellung auf H<sub>2</sub> wird daher eine hohe Priorität zugewiesen. Der Bedarf entspricht insgesamt langfristig dem des Basis-Szenarios aus der Potenzialanalyse. Kurz- bis mittelfristig (bis ca. 2040) ist eine zusätzliche Priorisierung der Bedarfe notwendig.

Bezüglich der H<sub>2</sub>-Infrastruktur bildet die Region Mainz mit Blick auf die Versorgung und Nutzung von Wasserstoff ein weitestgehend in sich geschlossenes System mit einem entsprechend niedrigen **Grad der Integration in überregionale Versorgungssysteme**. Ein Anschluss an überregionale Netze erfolgt höchstens punktuell. Denkbar ist die Errichtung von Stichleitungen zum gezielten Anschluss einzelner großer H<sub>2</sub>-Abnehmer an überregionale Versorgungssysteme. Gleichzeitig ist es in diesem Zielbild von Nöten, dass innerhalb der Region Mainz ein gut lokal verbundenes System aufgebaut und durch Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff ergänzt wird. Ein Hauptaugenmerk liegt hierbei auf dem Aufbau von Clustern, innerhalb derer Wasserstoff mithilfe kleinerer Pipeline-Systeme transportiert werden kann, sowie Trailertransport vor allem für kleinere Verbraucher/-innen außerhalb der Cluster. Eine wesentliche Rolle kommt in einer regional-fokussierten H<sub>2</sub>-Wirtschaft zudem den Möglichkeiten zur (Zwischen-)Speicherung von Wasserstoff zu. Dies ist insbesondere relevant, da die Erzeugungsprofile basierend auf Wind- und Solarenergie zeitlich nicht perfekt mit den Lastprofilen der Nachfragesektoren korrelieren.

### 2.3.5.2 Zeitlicher Ausbaupfad / Transformationspfad

Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, ist dieses Zielbild insbesondere durch den hohen Grad des Hochlaufs der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung geprägt. Der planerische Fokus liegt somit auf der Errichtung möglichst großer Potenziale zur Erzeugung von Wasserstoff in der Region Mainz.

Abbildung 2-56 vergleicht den Hochlauf der H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Region mit der Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Die Nachfrage ist dabei analog zu den Schilderungen in Kapitel 2.3.4 in drei Prioritätsgruppen eingeteilt. Es wird deutlich, dass in Zielbild 1 ab 2050 die kompletten H<sub>2</sub>-Bedarfe des Basis-Szenarios durch lokale Erzeugungsquellen von Wasserstoff abgedeckt werden können.

## Zielbild 1 - Regional-fokussierte Wasserstoffwirtschaft

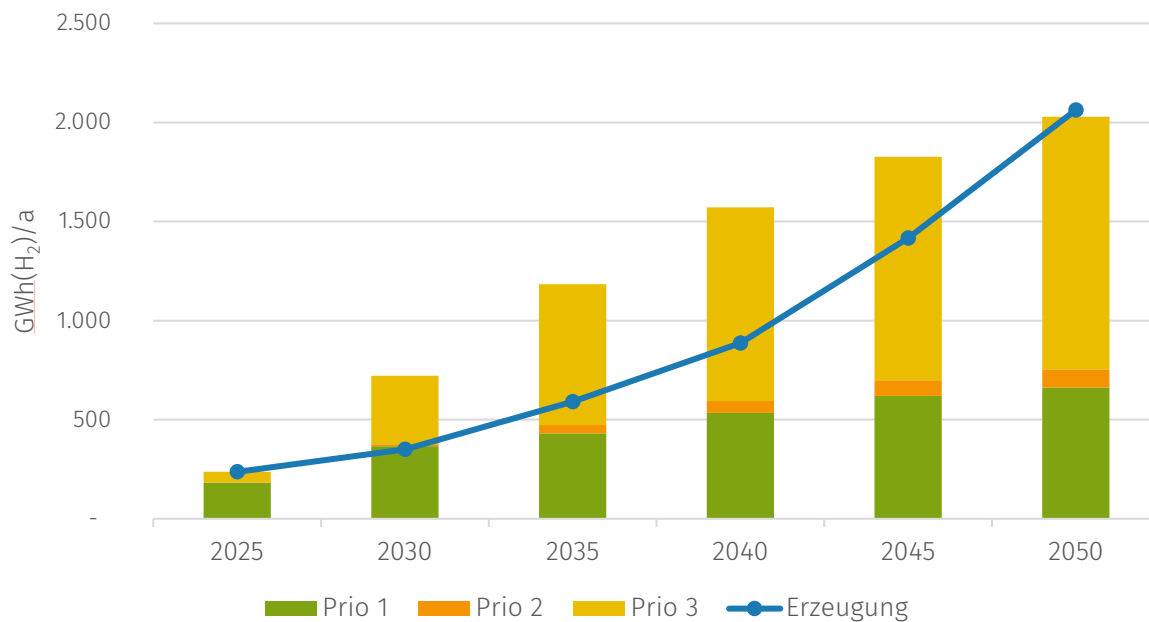


Abbildung 2-56 Zeitlicher Ausbaupfad in Zielbild 1. Quelle: Eigene Darstellung.

Kurz- und mittelfristig übersteigt der H<sub>2</sub>-Bedarf jedoch deutlich die H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale in der Region Mainz. Während die Bedienung des in den Prioritätsgruppen 1 und 2 identifizierten H<sub>2</sub>-Bedarfs über den gesamten Zeitraum auch ohne zusätzliche Importe kurzfristig möglich sein dürfte, können in diesem Zielbild vor allem die Bedarfe aus der Prioritätsgruppe 3 nicht in Gänze durch die in der Region identifizierten

H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale bedient werden. Einen entscheidenden limitierenden Faktor stellt hierbei die Verfügbarkeit von EE-Strom für die H<sub>2</sub>-Erzeugung dar, welche selbst bei forciertem Ausbau die Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff in der Region begrenzt. Neben der Erzeugung von grünem Wasserstoff durch in der Region produzierten Grünstrom ist jedoch grundsätzlich auch die zunehmende Nutzung von Power Purchasing Agreements (PPAs) für den Bezug von Grünstrom denkbar, welche die Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff weiter anheben könnte (siehe Exkurs-Box zu PPAs).

### Exkurs: Power Purchasing Agreements

Power Purchasing Agreements (PPA) sind langfristige Stromlieferverträge, die zwischen einem Erzeuger und einem Abnehmer abgeschlossen werden. So halten die Parteien vorab Aspekte wie die Liefermenge, Preise oder Herkunft des Stroms fest, welcher physisch oder bilanziell geliefert werden kann.

Durch PPAs können Bezieher ihre Stromkosten mit großer Sicherheit planen und Erzeuger ihre Auslastung und Einnahmen. Besonders nützlich sind PPAs für Firmen, die nachweislich **erneuerbare Energien** nutzen wollen oder müssen, da sie durch ein PPA eindeutig die Herkunft ihres genutzten Stroms nachweisen können. Nicht zuletzt sind PPAs daher auch ein wesentlicher Baustein in der Definition von grünem Wasserstoff.

Als solche sind PPAs in den im Februar 2023 veröffentlichten Delegierten Rechtsakten der EU-Kommission explizit genannt. Hierbei ist jedoch das Kriterium der geographischen Korrelation zu beachten, welches besagt, dass der per PPA bezogene EE-Strom in der gleichen Gebotszone erzeugt werden muss, in der der Elektrolyseur steht.

Wie in der Exkurs-Box diskutiert, bildet die geforderte geographische Korrelation als Voraussetzung für den Bezug von EE-Strom (d.h. der EE-Strom muss in der gleichen Gebotszone erzeugt werden, in der der Elektrolyseur steht) eine Restriktion für die weitreichende Nutzung von PPAs zur Erzeugung von grünem H<sub>2</sub>. Insbesondere, da aus heutiger Sicht nicht eindeutig ist, ob auch in Zukunft in Deutschland eine einzige Gebotszone gelten wird. So ist denkbar, dass Deutschland bei weiter verstärktem EE-Ausbau mit Blick auf die Strom-Gebotszonen in Nord und Süd unterteilt wird.<sup>158</sup> In einem solchen Szenario wäre die Region Mainz vermutlich einer südlichen Gebotszone zuzuordnen, was die Nutzung von PPAs zumindest einschränkt.

Neben dieser allgemeinen Betrachtung erlaubt die Darstellung des zeitlichen Ausbaupfades weitere Schlussfolgerungen mit Blick auf den Transformationspfad in der Region Mainz (die konkreten Zahlen sind in Tabelle 2-24 dargestellt):

- In der **kurzen Frist bis 2030** liegt der Fokus auf der Umsetzung von „no-regret“ Projekten. Im Bereich der Wasserstoffherzeugung zählt hierzu insbesondere die Realisierung bereits geplanter Stakeholder-Projekte. Gleichzeitig sollten jedoch bereits kurzfristig weitere Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff realisiert werden, um die Erzeugungskapazitäten entsprechend dem Ambitionierten Szenario aus der Potenzialanalyse auszubauen. Insgesamt sind bis 2030 zusätzliche H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten in Höhe von rund **350 GWh(H<sub>2</sub>)/a** denkbar. Zusätzlich sollte bereits frühzeitig ein starker Fokus auf die Entwicklung sowie den Ausbau weiterer EE-Anlagen gelegt werden, welche den Grundstein für weitere H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten legt. Auf Bedarfsseite dürften die lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugungsmengen kurzfristig ausreichen, um den H<sub>2</sub>-Bedarf in den Prioritätsgruppen 1 und 2 zu decken. Neben der priorisierten Nutzung von Wasserstoff im Bereich Mobilität und Transport steht damit insbesondere die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie im Fokus. In 2030 macht der Bedarf der Industrie mehr als 80% des gesamten Wasserstoffbedarfs aus. Diese Nachfrage setzt sich insbesondere zusammen aus konkreten Projekten der in der Region ansässigen Industrieunternehmen.
- **Mittelfristig (bis 2040)** werden auf dem hier anvisierten Transformationspfad die Erzeugungskapazitäten in der Region deutlich auf **850-900 GWh(H<sub>2</sub>)/a** ausgebaut. Hierfür wird insbesondere die Initialisierung und Umsetzung neuer, bislang noch nicht konkretisierter Elektrolyse-Projekte benötigt. Entscheidend für den Aufbau lokaler Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff ist der Ausbau der EE-Anlagen in der Region. Wie in Kapitel 2.1.3 dargestellt, besitzen insbesondere die Landkreise Alzey-Worms sowie Bad Kreuznach signifikante Potenziale zum Ausbau zusätzlicher EE-Kapazitäten, welche einen entscheidenden Faktor für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten spielen. Damit lassen sich die kompletten Bedarfe der Prioritätsgruppen 1 und 2 in Höhe von 595 GWh(H<sub>2</sub>)/a decken. Hierbei ist zu beobachten, dass der Anteil der im Bereich der Mobilität und Transport angesiedelten Bedarfe auf über 10% des Gesamtbedarfs steigt. Zusätzlich zu den Bedarfen der Prioritätsgruppen 1 und 2 können weitere 200-300 GWh(H<sub>2</sub>)/a der in Prioritätsgruppe 3 verorteten Bedarfe gedeckt werden.
- In der **langen Frist bis 2050** sieht dieser Transformationspfad einen Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf knapp **2.100 GWh(H<sub>2</sub>)/a** vor. Damit können wiederum die gesamten Bedarfe der Projekte mit Priorität 1 und 2 in Höhe von 754 GWh(H<sub>2</sub>)/a bedient werden. Analog zur Entwicklung zwischen 2030 und 2040 steigt auch bis 2050 der Anteil der H<sub>2</sub>-Bedarfs im

---

<sup>158</sup> Siehe z.B. (dpa, 2022)

Bereich der Mobilität und Transport weiter an, auf nunmehr 15% des Wasserstoffbedarfs. Gleichzeitig kann die komplette Nachfrage der Prioritätsgruppe 3 bedient werden.

[in GWh(H <sub>2</sub> ) / Jahr]	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugung	350	590	887	1.416	2.063
Bedarf	722	1.183	1.571	1.827	2.028

Tabelle 2-24 Übersicht geschätzter Hochläufe der Wasserstoffproduktion und des Wasserstoffbedarfs in der Region Mainz in Zielbild 1, in GWh(H<sub>2</sub>)/a. Quelle: Eigene Darstellung.

Die genauere Betrachtung des Transformationspfades zeigt deutlich, dass selbst in einer regional-fokussierten H<sub>2</sub>-Wirtschaft, d.h. ohne die fokussierte Ausrichtung auf H<sub>2</sub>-Importe, entscheidende Projekte zur Nutzung von Wasserstoff umsetzbar sind. Insbesondere können die priorisiert identifizierten Bedarfe komplett bedient werden. Mittel- und langfristig sind zudem weitere Projekte, welche heute noch nicht konkretisiert sind, umsetzbar – selbst ohne signifikante H<sub>2</sub>-Importe. Gleichzeitig bedeutet dies, dass die mit einer geringeren Priorität eingeordneten Bedarfe mittelfristig nicht komplett bedient werden können. Abbildung 2-57 zeigt die Zusammensetzung der H<sub>2</sub>-Bedarfe in Prioritätsgruppe 3, aufgeteilt in die einzelnen Segmente. Eine explizite Zuordnung, welche der H<sub>2</sub>-Bedarfe in Prioritätsgruppe 3 zu welchem Zeitpunkt bedient werden können, ist in diesem Kontext nicht möglich.

Für die Zuordnung der verfügbaren H<sub>2</sub>-Mengen dürften insbesondere die folgenden Kriterien entscheidend sein:

- Verfügbarkeit notwendiger Infrastruktur
- Identifikation von „hard-to-abate“-Emissionen
- Investitionszyklen

H<sub>2</sub>-Bedarfe der Prioritätsgruppe 3 nach Segmenten

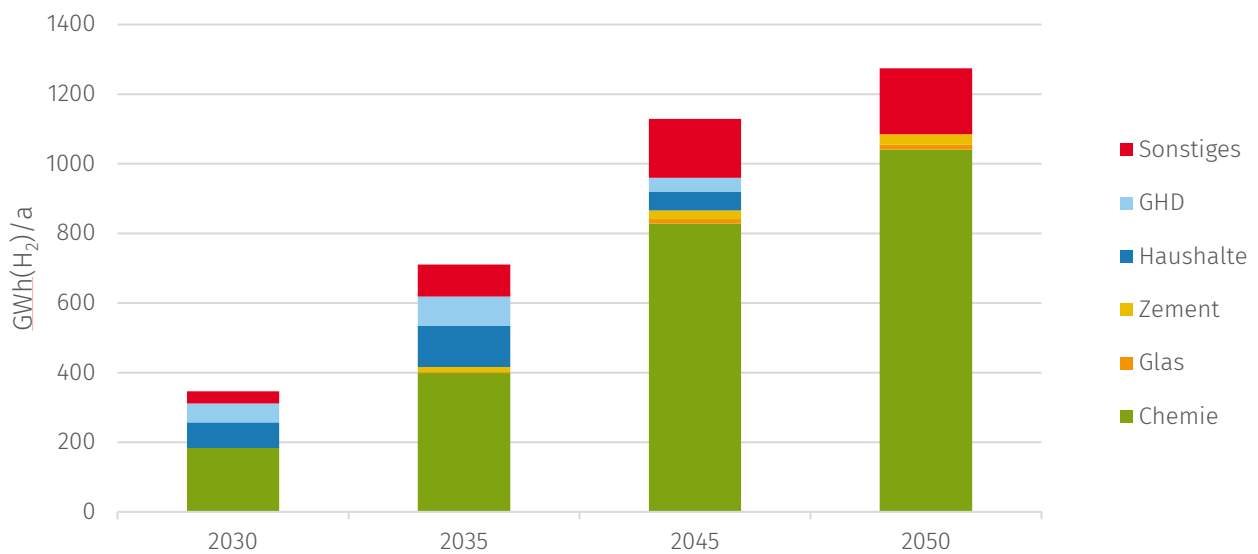


Abbildung 2-57 H<sub>2</sub>-Bedarfe der Prioritätsgruppe 3 nach Segmenten. Quelle: Eigene Darstellung.

Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in diesem regional-fokussierten Zielbild realisieren zu können, ist der Aufbau einer effektiven Infrastruktur innerhalb der Region essenziell. Neben dem Ausbau der Transportinfrastruktur, welcher in Kapitel 2.4 vertiefend erläutert wird, spielen aufgrund der saisonalen Abhängigkeit der lokalen EE-Erzeugung Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff eine wichtige Rolle, um so zeitliche Divergenzen zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch von Wasserstoff ausgleichen zu können.

Die in Zielbild 1 benötigten **Speicherbedarfe** wurden auf Basis der geschätzten jährlichen Erzeugungs- und Bedarfspotenziale untersucht.<sup>159,160,161</sup> Zur Berechnung des Speicherbedarfs wurde jeweils die Differenz aus geschätzter stündlicher Erzeugung und Bedarf gebildet und jeweils mit bisher gespeichertem Wasserstoff verrechnet. Vereinfachend wurde angenommen, dass keine Aufreinigung des Wasserstoffs benötigt wird, sowie, dass Wasserstoff verlustfrei in den Speicher ein- und aus dem Speicher ausgespeist werden kann. Auf Basis der Wasserstofferzeugung im Ambitionierten Szenario, sowie des Wasserstoffverbrauchs im Basis-Szenario wurde in der kurzen Frist (2030) ein maximaler Speicherstand von rund. 590 MWh(H<sub>2</sub>) errechnet, welcher sich in der mittleren bis langen Frist jeweils auf knapp 7 GWh(H<sub>2</sub>) (2040) bzw. gut 140 GWh(H<sub>2</sub>) (2050) erhöht.<sup>162</sup>

## 2.3.6 Zielbild 2: Vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz

### 2.3.6.1 Definition

Als zweites Zielbild wird eine „Vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz“ vorgesehen, in welcher insbesondere die Einbettung der Region in die überregionalen Infrastrukturen erfolgt und ein wesentlicher Teil des lokalen H<sub>2</sub>-Verbrauchs aus überregionalen Quellen bedient wird. Insgesamt ist der Grad des Ausbaus der Wasserstoffwirtschaft in diesem Zielbild langfristig durch die Wasserstoffnachfrage determiniert, da das begrenzte lokale Angebot hier keine Limitation darstellt. Lokale Erzeugungskapazitäten dienen als Brücke hin zu einer H<sub>2</sub>-Versorgung auf Basis überregionaler Versorgungswege.

Mit Blick auf den **Grad des Hochlaufs der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung** werden in diesem Szenario die lokalen Kapazitäten durch die Anknüpfung an überregionale Versorgungssysteme ergänzt, sodass der H<sub>2</sub>-Bezug sich im Zeitverlauf von der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung immer mehr hin zu einem umfassenden Import von Wasserstoff verschiebt. Die lokale H<sub>2</sub>-Erzeugung entspricht langfristig dem Basis-Szenario aus Kapitel 2.1, während Importpotenziale entscheidend ausgebaut werden.

Aus Bedarfsicht wird Wasserstoff in diesem Zielbild über alle Sektoren hinweg genutzt und bis 2050 erfolgt ein starker **Hochlauf der H<sub>2</sub>-Nutzung**. Kurzfristig ist aufgrund des noch limitierten (lokalen)

---

<sup>159</sup> Um den Speicherbedarf abschätzen zu können, wurde die potenzielle jährliche Wasserstofferzeugung mithilfe von typischen saisonalen EE-Erzeugungsprofilen sowie der jährliche Wasserstoffbedarf anhand Standard-Lastprofilen für die nachfragenden Sektoren auf stündlicher Ebene untersucht. Speziell wurde die stündliche Verteilung der Wasserstofferzeugung aus Wind- und Solarenergie anhand eines repräsentativen Wetterjahres (2012) für Rheinhessen-Pfalz aus EMHIREs-Datensätzen für Wind- und Solarenergieerzeugung geschätzt, wobei für die Wasserstofferzeugung durch bekannte Stakeholder für 30% der Gesamtproduktion eine konstante Erzeugung (z.B. durch Netzbezug mit PPAs) angenommen wird, während die restliche Erzeugung durch Stakeholder variabel gemäß EE-Erzeugungsprofilen angenommen wird. Für Wasserstoffbedarf wurden hingegen typische Lastprofile für Mobilität (stündlich variabel, täglich konstant), Industrie (variabel nach Tageszeit, täglich konstant) sowie Haushalte (starke stündliche, leichte tägliche Variation) angenommen.

<sup>160</sup> (Joint Research Centre, 2016)

<sup>161</sup> (Joint Research Centre, 2017)

<sup>162</sup> Für eine detailliertere Diskussion der benötigten Speicherkapazitäten, insbesondere im Kontext der Versorgungssicherheit, wird auf Kapitel 2.5 verwiesen. In Kapitel 2.4.4.5 werden Speicher zudem als Teil des Distributionskonzeptes diskutiert.



Angebots weiterhin eine Priorisierung der Nutzung notwendig. Mittel- bis langfristig hingegen ist aufgrund der Importmöglichkeiten die Verfügbarkeit kein limitierender Faktor für den Verbrauch von Wasserstoff. Dementsprechend nehmen wir in diesem Zielbild an, dass die Dekarbonisierung der verschiedenen Sektoren durch eine umfassende Nutzung von Wasserstoff erfolgt, sodass der Verbrauch von Wasserstoff in der Region stark ansteigt und langfristig dem Ambitionierten Szenario aus der Potenzialanalyse entspricht.

Entscheidend für das Zielbild der **vollintegrierten Wasserstoffwirtschaft** ist daher auch der Ausbau einer effektiven Transportinfrastruktur, sowohl mit Blick auf den lokalen Ausbau der Versorgungswege aber vor allem hinsichtlich des Anschlusses der Region Mainz an die überregionalen Versorgungssysteme, wie etwa den European Hydrogen Backbone.

### 2.3.6.2 Zeitlicher Ausbaupfad / Transformationspfad

Wie im vorherigen Kapitel erläutert, liegt der Fokus in diesem Zielbild auf der umfassenden Realisierung von Projekten zur Nutzung von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren. Gleichzeitig liegt ein planerischer Fokus auf der Beschaffung von Wasserstoff. Abbildung 2-58 fasst den zeitlichen Hochlauf der H<sub>2</sub>-Erzeugung und des -Verbrauchs im Zielbild 2 zusammen. Die Nachfrage ist wiederum in drei Prioritätsgruppen eingeteilt. Es wird ersichtlich, dass die H<sub>2</sub>-Bedarfe mittel- bis langfristig nicht durch die lokalen Erzeugungspotenziale gedeckt werden können und somit eine hohe Lücke entsteht, welche durch Importe bedient werden muss. So übersteigt der H<sub>2</sub>-Verbrauch die Erzeugung in der Region Mainz in 2040 bereits um rund 8.700 GWh(H<sub>2</sub>)/a. Diese Lücke steigt bis 2050 auf knapp 10.300 GWh(H<sub>2</sub>)/a an.

Zielbild 2 - Vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft

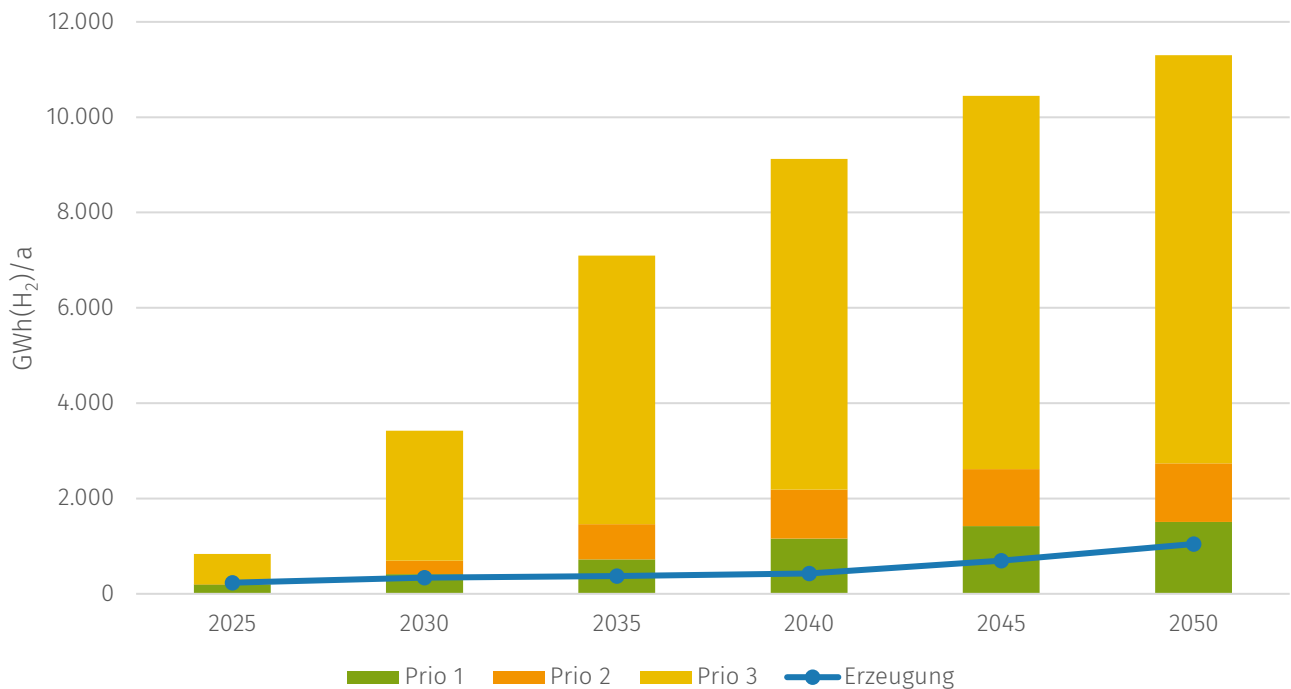


Abbildung 2-58 Zeitlicher Ausbaupfad in Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung.

Während die lokalen Erzeugungsmengen ausreichen dürften, um die Bedarfe der Prioritätsgruppe 1 zu decken, können bereits die Bedarfe der Prioritätsgruppe 2 über den Zeitverlauf nur sehr eingeschränkt durch lokale Quellen bedient werden. Insbesondere dürften jedoch die im Vergleich zum Zielbild 1 stark erweiterten Bedarfe der Prioritätsgruppe 3 nicht durch lokale Quellen für die Erzeugung von Wasserstoff

bedient werden. Dementsprechend besteht eine signifikante Potenziallücke, welche, zum Erreichen des in diesem Zielbild anvisierten Transformationspfad durch Importe bedient werden muss.

Neben dieser allgemeinen Betrachtung erlaubt die Darstellung des zeitlichen Ausbaupfades von Zielbild 2 wiederum weitere Schlussfolgerungen mit Blick auf den Transformationspfad in der Region Mainz (die konkreten Zahlen sind in Tabelle 2-25 dargestellt):

- In der **kurzen Sicht bis 2030** liegt der Fokus, parallel zum Zielbild 1, auf dem Ausbau der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten, welche bis 2030 insbesondere durch die Realisierung von Stakeholder-Projekten auf rund **300 – 350 GWh(H<sub>2</sub>)/a** ausgebaut werden. Gleichzeitig wird deutlich, dass bereits in 2030 die Nachfrage der in Prioritätsgruppen 1 und 2 verorteten Bedarfe nicht komplett durch diesen Hochlauf der Erzeugungskapazitäten abgedeckt werden kann.
- In der **mittleren Sicht bis 2040** ergibt sich ein ähnliches Bild. Es erfolgt lediglich ein moderater Zubau an Erzeugungskapazitäten auf **400 GWh(H<sub>2</sub>)/a**. Währenddessen steigt der H<sub>2</sub>-Bedarf in der Region Mainz stark an auf insgesamt **9.100 GWh(H<sub>2</sub>)/a**. Dies ist insbesondere getrieben durch deutlich gesteigerte Bedarfe in der Prioritätsgruppe 3, welche im Vergleich zu 2030 um rund 150% ansteigen. Gemessen an den gesamten H<sub>2</sub>-Bedarfen aller Prioritätsgruppen in der Region Mainz genügt die lokale H<sub>2</sub>-Erzeugung nur noch, um etwa 5% der lokalen Nachfrage zu bedienen. Dementsprechend wird bereits mittelfristig deutlich, dass Importe von Wasserstoff aus überregionalen Quellen eine entscheidende Rolle spielen, um den Transformationspfad erfolgreich gestalten zu können.
- In der **langen Frist bis 2050** steigt die Erzeugung von Wasserstoff in der Region Mainz deutlich auf bis zu **1.000 GWh(H<sub>2</sub>)/a** in 2050 an. Hiermit lassen sich größtenteils die Bedarfe der Prioritätsgruppe 1 bedienen. Gleichzeitig steigt die in der Prioritätsgruppe 2 und 3 identifizierte H<sub>2</sub>-Nachfrage aber auch weiter an, sodass die Potenziallücke weiter auf bis zu knapp **10.300 GWh(H<sub>2</sub>)/a** steigt.

GWh(H <sub>2</sub> ) / Jahr	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugung	340	376	424	693	1.045
Bedarf	3.424	7.100	9.126	10.449	11.303

Tabelle 2-25 Übersicht geschätzter Hochläufe der Wasserstoffproduktion und des Wasserstoffbedarfs in der Region Mainz, in GWh(H<sub>2</sub>)/a. Quelle: Eigene Darstellung.

Aus der Betrachtung des zeitlichen Ausbaupfades wird deutlich, dass die in Zielbild 2 anvisierten H<sub>2</sub>-Bedarfe nicht durch die in der Region produzierten H<sub>2</sub>-Mengen abgedeckt werden können und somit eine Potenziallücke entsteht. Eine zeitnahe Anbindung an ein überregionales Wasserstoffnetz ist daher zur Realisierung von Zielbild 2 von zentraler Bedeutung.

Wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, bestehen bereits recht konkrete Pläne zur Umrüstung von Pipelines, die momentan für den Ferntransport von Erdgas in die Region Rheinhessen verwendet werden. Gleichzeitig ist auch der Neubau von Pipelines für den Transport von Wasserstoff in Planung, um die Erweiterung des Wasserstoffnetzes in Deutschland zu unterstützen. Dabei wird in mittlerer bis langer Frist mit der Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten nach Deutschland gerechnet. Gleichzeitig unterliegen die konkret verfügbaren Mengen an importiertem Wasserstoff, insbesondere bei einer

langfristigen Betrachtung, heute noch gewissen Unsicherheiten, was durch die in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Spannweiten für den H<sub>2</sub>-Import nach Deutschland untermauert wird.

Eine Unsicherheit besteht mit Blick auf die Verteilung der bei Einbezug von H<sub>2</sub>-Importen verfügbaren Wasserstoffmengen innerhalb Deutschlands. Um die Möglichkeiten der Bedienung der Region Mainz mit Importen zu diskutieren, wurde daher angenommen, dass rund 1,5% der gesamten H<sub>2</sub>-Importe nach Deutschland für Endabnehmer/-innen in der Region Mainz zur Verfügung stehen. Diese Annahme basiert auf dem aktuellen Erdgasverbrauch durch Betriebe im verarbeitenden Gewerbe in der Region Mainz im Verhältnis zu dem gesamten Erdgasverbrauch in Deutschland.<sup>163</sup> In der Region Mainz beträgt dies rund 4 TWh für 2021.<sup>164</sup> Im Vergleich dazu liegt der relevante Gesamtverbrauch in Deutschland bei etwa 270 TWh.<sup>165</sup> Abbildung 2-59 zeigt die auf dieser Annahme sowie den in Kapitel 2.3.2 hergeleiteten Importpotenzialen nach Deutschland eine Spanne der geschätzten Importpotenziale für die Region Mainz.

Die recht weiten Spannen für die jeweiligen Stützjahre spiegeln dabei die vergleichsweise hohe Unsicherheit bei der Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten in Deutschland wider, abhängig von:

- Wasserstofferzeugungskapazitäten in- und außerhalb Europas, sowie
- der entsprechenden Bereitschaft, einen Teil des dort erzeugten Wasserstoffs nach Deutschland zu exportieren.

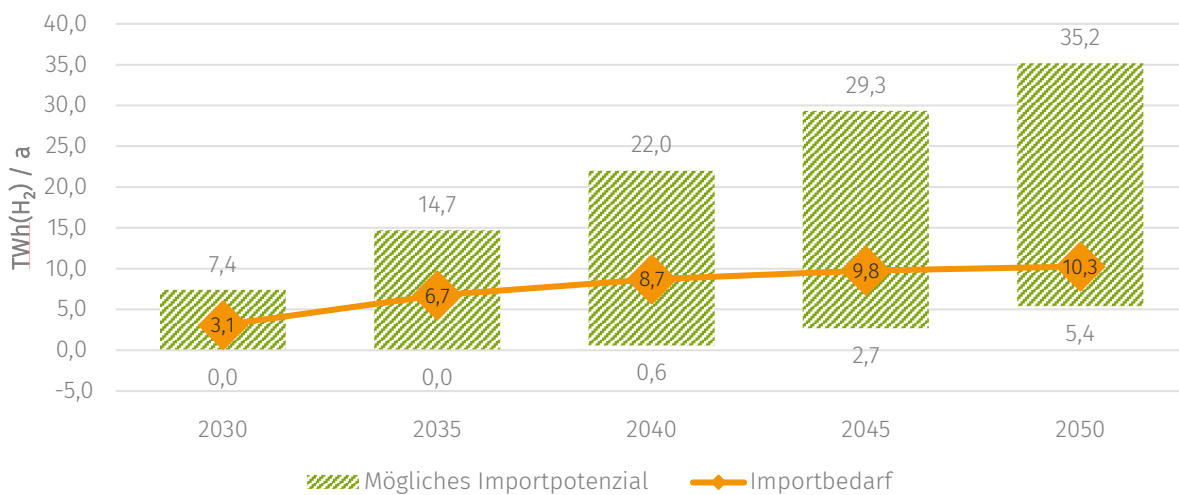


Abbildung 2-59 Mögliches Importpotenzial und Importbedarf der Region Mainz in Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Literaturrecherchen<sup>166</sup>.

Es ergibt sich dabei ein erwarteter Hochlauf der Verfügbarkeiten von Wasserstoffimporten, welcher sich in Kombination mit einer regionalen Infrastrukturplanung ebenfalls als zeitlicher Ausbaupfad darstellen lässt:

<sup>163</sup> Bei der Betrachtung wurden die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen, Bremen und Mecklenburg-Vorpommern abgezogen, da diese in einer Wasserstoffwirtschaft eher Netto-Exporteure als Netto-Importeure sein dürften. Diese Einschätzung basiert insbesondere auf (Fraunhofer ISI, 2022)

<sup>164</sup> Region Mainz hier definiert als die Landkreise/kreisfreie Städte Alzey-Worms, Bad Kreuznach, Groß-Gerau, Mainz, Mainz-Bingen, Wiesbaden und Worms, sowie die kreisfreie Stadt Frankfurt am Main, um den hohen erwarteten Wasserstoffbedarf durch den Industriestandort Frankfurt-Höchst berücksichtigen zu können.

<sup>165</sup> (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023)

<sup>166</sup> (Fraunhofer ISI, 2022), (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023), (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2022)

- **Bis 2035** wird in der Region Mainz bei ambitionierter Entwicklung des Wasserstoffverbrauchs ein Importbedarf von knapp 7 TWh(H<sub>2</sub>) pro Jahr aufgebaut. Laut neuem Netzentwicklungsplan<sup>167</sup> wird für diesen Zeitraum bereits der Anschluss der Region Mainz an ein deutsches Wasserstoffnetz geplant. So gibt die FNB Gas für 2032 anhand bereits gemeldeter Pläne an, dass sowohl Teile der METG-Pipeline (Verbindung der Region an die Nordsee) als auch Teile der MIDAL-Pipeline (Verbindung nach Südwesteuropa und die Ostsee) für den Transport von Wasserstoff umgebaut werden. FNB Gas schätzt dabei ein potenzielles Ausspeisevolumen von unter 0,5 TWh(H<sub>2</sub>) (Mainz) bis 5 TWh(H<sub>2</sub>) (Wiesbaden, Groß-Gerau) pro Landkreis. Damit sollte es im optimistischen Importszenario (Verfügbarkeit von 14,7 TWh(H<sub>2</sub>) für die Region Mainz) möglich sein, den geschätzten Importbedarf der Region Mainz in 2035 zu decken.
- In der **mittleren Sicht bis 2040** ergibt sich ein ähnliches Bild, jedoch basierend auf größeren Mengen. Der geschätzte Importbedarf der Region Mainz steigt auf ca. 9 TWh(H<sub>2</sub>) pro Jahr – welcher bereits, je nach Auslegung der Kapazitäten, mit den oben genannten für 2032 geplanten Umstellungen der METG- und MIDAL-Pipelines infrastruktureseitig gedeckt werden könnte. Grundsätzlich sollen laut der “European Hydrogen Backbone“-Studie in 2040 in Deutschland zusätzliche Verbindungen zwischen Deutschland und der Schweiz, Polen sowie der Tschechischen Republik geschaffen werden<sup>168</sup>. Die unabhängig von der Infrastruktur angebotsseitig für die Region Mainz verfügbaren Importmengen Wasserstoff sind an dieser Stelle ein noch eher limitierender Faktor – so werden nur in einem der vier dargestellten Szenarien eine für die Deckung des Importbedarfs der Region Mainz ausreichende Menge an Wasserstoffimporten bereitgestellt. Auch hier muss der Ausbau des Wasserstoffverbrauchs möglicherweise priorisiert werden, sollten mittelfristig keine Wasserstoffimporte v.a. aus dem Mittleren Osten und Afrika für Deutschland verfügbar werden.
- In der **langen Frist bis 2050** steigt der Importbedarf in der Region Mainz auf rund 10,3 TWh(H<sub>2</sub>) pro Jahr – welcher laut geschätzter Import-Verfügbarkeiten angebotsseitig in zwei der vier betrachteten Importszenarien gedeckt werden kann. Infrastruktureseitig soll laut FNB Gas bis 2050 das bisher geplante Wasserstoffnetz in Deutschland fertiggestellt sein. Somit sollten bis dahin die für die Region Mainz wichtigsten Transportrouten auf den Transport von Wasserstoff umgestellt sein – so zum Beispiel, zusätzlich zur MIDAL und METG, auch die TENP (Verbindung zur Nordsee über Belgien und in die Schweiz) und die MEGAL (Verbindung nach Südwesteuropa, Polen, und Tschechien). Dabei ist zu beachten, dass die Aufnahmekapazität des Gesamtnetzes eine bindende Importgrenze bilden könnte: Laut FNB Gas hat das fertiggestellte deutsche Wasserstoffnetz eine Kapazität von etwa 504 TWh(H<sub>2</sub>)<sup>169</sup> – damit könnten bei o.g. Annahmen (1,5% Anteil der Region Mainz an Gesamtverbrauch in Deutschland) höchstens rund 7,5 TWh(H<sub>2</sub>) der Region Mainz per Pipeline in die Region Mainz transportiert werden. Noch nicht gedeckte Bedarfe müssten in diesem Fall durch alternative Transportwege bedient werden.

<sup>167</sup> (FNB Gas, 2022), Abbildung 34.

<sup>168</sup> (European Hydrogen Backbone, 2022)

<sup>169</sup> (FNB Gas, kein Datum)

### 2.3.7 Vergleich der Zielbilder und Transformationspfade

Die Diskussion der Zielbilder zeigt, dass in der Region Mainz **verschiedene Pfade zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft** denkbar sind. Dabei wurden die Zielbilder bewusst so gewählt, dass sie einen **Szenarioraum** für die Umsetzung einer Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz aufspannen. Die beiden Zielbilder und die spezifischen Transformationspfade sind somit nicht als exklusiv zu verstehen.

Wie in den vorherigen Abschnitten erläutert, hängt die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in der Region von zahlreichen wirtschaftlichen, politischen, rechtlichen und regulatorischen Faktoren ab, so dass eine genaue Vorhersage über zukünftige Wasserstoffnachfrage und das Wasserstoffangebot nicht möglich ist. Jedoch lässt sich festhalten, dass **grüner Wasserstoff in beiden Zielbildern eine wichtige Rolle für das Erreichen der ambitionierten Klimaziele** der Region spielen wird – auch bei Unterschieden zwischen den konkreten lokalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungsmengen in den beiden skizzierten Zielbildern.

Auch wenn sich die beiden Zielbilder langfristig stärker unterscheiden, ist es wichtig zu betonen, dass es kurzfristig eine Reihe von **Gemeinsamkeiten zwischen den Zielbildern** und den damit verbundenen Transformationspfaden gibt. **Kurzfristig** – bis zum Jahr 2030 – nehmen beide Zielbilder einen starken **Ausbau der lokalen Erzeugungskapazitäten** an, um den Wasserstoffbedarf der Priorität 1, d.h. den Bedarf in den konkret geplanten Stakeholder-Projekten in allen Sektoren sowie den gesamten Bedarf im Mobilitätssektor, zu decken. Sofern die Deckung dieser priorisierten Bedarfe sichergestellt werden soll, stellt der kurzfristig beschleunigte Ausbau von EE-Anlagen sowie Elektrolyse-Anlagen in der Region Mainz eine „no-regret“ Maßnahme dar, welche unabhängig vom finalen Zielbild ist. Dies liegt insbesondere daran, dass kurzfristig nicht in größerem Ausmaß auf die alternative Möglichkeit von Wasserstoffimporten zurückgegriffen werden kann.

**Mittel- bis langfristig** werden die **Unterschiede zwischen den Zielbildern** und den Transformationspfaden deutlich, da sich der Fokus im Zielbild 2 von der lokalen Erzeugung auf die Integration der Region in überregionale Versorgungssysteme verschiebt, während in Zielbild 1 das Hauptaugenmerk weiter auf der Erschließung lokaler Quellen liegt. Daraus ergeben sich dann mittel- bis langfristig deutliche Unterschiede hinsichtlich der realisierbaren Bedarfspotenziale in der Region Mainz. Zur Realisierung umfassender Wasserstoffbedarfe in den verschiedenen Verbrauchssektoren ist die Nutzung von Wasserstoffimporten und damit die Anbindung an überregionale Transportwege notwendig. Die Region Mainz ist aufgrund ihrer geographischen Lage und der aktuell geplanten Netztopologie gut für eine Anbindung an zukünftige Wasserstoff-Versorgungsrouten geeignet.

Aus heutiger Sicht bestehen noch eine Reihe von **wirtschaftlichen, politischen, rechtlichen und infrastrukturellen Unsicherheiten** in Bezug auf die künftige Entwicklung im Bereich Wasserstoff, so dass insbesondere langfristig nicht sicher vorhergesagt werden kann, wie hoch die wirtschaftlich realisierbare Wasserstoffnachfrage sein wird. Daher erscheint es insbesondere aus planerischer Sicht wichtig, verschiedene Optionen für die zukünftige Wasserstoffversorgung und den Wasserstoffbedarf offen zu halten.

### 2.3.8 Einschätzung der Genehmigungsdauer unterschiedlicher Genehmigungsverfahren

Die Dauer der Genehmigungsverfahren hängt von zahlreichen Faktoren im Einzelfall ab, die nicht sicher prognostiziert werden können. Gleichwohl soll im Folgenden eine Einschätzung der Genehmigungsdauern der unterschiedlichen Verfahren gegeben werden.

Bei Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren ist eine Verfahrensdauer von über **zwei Jahren** keine Seltenheit. Da dieses Verfahren nahezu sämtliche weiteren Genehmigungen im Sinne einer

formellen Konzentrationswirkung enthält, sind zahlreiche Fachbehörden einzubinden. Zudem werden regelmäßig Umweltvereinigungen angehört. Da beim Plangenehmigungsverfahren regelmäßig eine etwaige UVP-Pflicht und eine Beteiligung der Öffentlichkeit und Umweltvereinigungen entfällt, ist ein Plangenehmigungsverfahren *einige Monate* kürzer.

Auch das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren ist ein durchaus komplexes Verfahren, das die Prüfung der meisten öffentlich-rechtlichen Normen einschließt und damit die Einbindung einiger Fachbehörden notwendig macht. Schon die Zusammenstellung der erforderlichen Unterlagen (einschließlich Planunterlagen, Sachverständigen-Gutachten, etc.) kann mehrere Monate bis zu zwei Jahren dauern. Ab Erhalt der wesentlichen Unterlagen hat die Behörde innerhalb einer Frist von *sieben Monaten*, in vereinfachten Verfahren innerhalb einer Frist von *drei Monaten*, zu entscheiden. Die zuständige Behörde kann die Frist um jeweils *drei Monate* verlängern.

Ein Erlaubnisverfahren nach § 18 BetrSichV kann in *einigen Wochen/ wenigen Monaten* abgeschlossen sein. Gesetzlich ist die Behörde nach § 18 Abs. 5 BetrSichV verpflichtet, über den Antrag innerhalb von *drei Monaten*, nachdem er bei ihr eingegangen ist, zu entscheiden. Dasselbe gilt für die Baugenehmigung.

### 2.3.9 Rechtlicher Rahmen für die Wasserstofferzeugung

Im Folgenden werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Genehmigung, Errichtung und für den Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen dargestellt. Die folgenden Abschnitte wurden von CMS Hasche Sigle erstellt.

Zunächst wird ein Überblick über die verfahrensrechtlichen und materiell-rechtlichen Rahmenbedingungen der *Genehmigung und Errichtung* von Wasserstofferzeugungsanlagen gegeben. Hierbei werden stets konkrete Hinweise zu Gestaltungsoptionen und rechtssicheren Spielräumen für eine möglichst reibungslose Durchführung der Verfahren auf der Grundlage von Erfahrungen in vergleichbaren Genehmigungsverfahren erteilt.

Anschließend wird auf den *Betrieb* von Wasserstofferzeugungsanlagen näher eingegangen. Teilweise sind diese Vorschriften bereits im Rahmen des Genehmigungsverfahrens relevant, sodass an die entsprechenden Stellen verwiesen werden kann.

#### 2.3.9.1 Die Genehmigung und Errichtung von Wasserstofferzeugungsanlagen

##### 2.3.9.1.1 Auswahl des Genehmigungsverfahrens

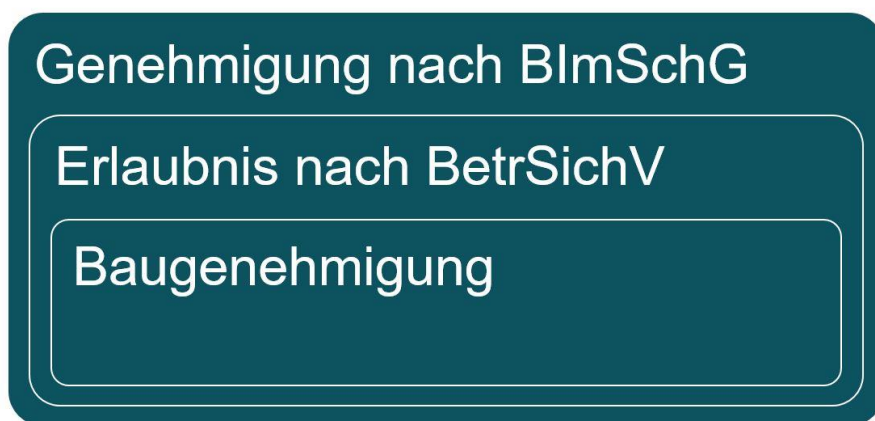
Frühzeitig im Projekt stehen Vorhabenträger vor der Frage, welches Genehmigungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen durchzuführen ist. Es kommen mehrere Genehmigungen mit unterschiedlichen Behördenzuständigkeiten in Betracht. Letztlich hängt die Art der Genehmigung von den spezifischen Anlagenparametern und den Umständen im Einzelfall ab.

In Betracht kommen grundsätzlich ein Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren, eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung, eine Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und eine einfache Baugenehmigung.

Die beschriebenen Genehmigungen entfalten eine sogenannte formelle Konzentrationswirkung, das heißt das jeweils höherrangige Genehmigungsverfahren schließt den Prüfgegenstand der nachrangigen Genehmigungsverfahren ein und eine gesonderte Einholung der nachrangigen Genehmigungen ist nicht notwendig. Ist nach den Anlagenparametern beispielsweise eine immissionsschutzrechtliche

Genehmigung nach dem BImSchG notwendig, schließt dieses die Erlaubnis nach der BetrSichV und die Baugenehmigung mit ein.<sup>170</sup>

Das für vorliegendes Wasserstoffkonzept relevanteste Genehmigungsverfahren ist die immissionsschutzrechtliche Genehmigung mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach dem BImSchG, da kommerziellen Anlagen zur Wasserstoffherstellung regelmäßig eine solche benötigen.<sup>171</sup> Mithin kann die Konzentrationswirkung der Genehmigungen wie folgt veranschaulicht werden:



CMS Deutschland

Abbildung 2-60 Konzentrationswirkung von Genehmigungen. Quelle: CMS Deutschland.

Die folgenden Ausführungen zum rechtlichen Rahmen gelten im Grundsatz für alle Arten von Wasserstoffherzeugungsanlagen, die kommerziell betrieben werden. Es ist im Grundsatz auch davon auszugehen, dass alle Wasserstoffherzeugungsanlagen – unabhängig des jeweiligen Herstellungsverfahrens (Elektrolyse, Plasma-Gasifizierungsverfahren, etc.) – einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, deren Erteilungsvoraussetzung es ist, dass die Anlage sämtliche öffentlich-rechtlichen Vorschriften einhält. Insoweit ist zu beachten, dass die Entscheidung, welches spezifische Genehmigungsverfahren anzuwenden ist und welche öffentlich-rechtlichen Normen im Rahmen dieses Verfahren geprüft werden, letztlich der zuständigen Genehmigungsbehörde obliegt. Die Genehmigungsbehörde wird diese Entscheidungen stets anhand der spezifischen Anlagenparameter und den Einzelfallumständen treffen.<sup>172</sup> Der vorliegende Leitfaden dient insoweit nur als Orientierung und Hilfestellung, welche Genehmigungsverfahren in formeller Hinsicht in Betracht kommen und welche öffentlich-rechtlichen Vorschriften in materieller Hinsicht hierbei regelmäßig geprüft werden und kann diesbezüglich keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben.

<sup>170</sup> Mit Ausnahme von Planfeststellungen, bestimmter wasserrechtlicher Genehmigungen und bergrechtlichen Zulassungen (vgl. § 13 BImSchG).

<sup>171</sup> In Ausnahmefällen kann eine Erzeugungsanlage planfeststellungsbedürftig sein; vgl. hierzu später.

<sup>172</sup> So hängen zahlreiche genehmigungsrelevante Fragen von technischen Einzelheiten und Parametern des spezifischen Vorhabens und des konkret verwendeten Erzeugungsverfahrens ab (z.B. Standort, Merkmale, mögliche Umweltauswirkungen; Einsatz explosiver, gefährlicher oder wassergefährdender Stoffe; Erreichen bestimmter Temperaturen; Überschreiten etwaiger Füllkapazitäten oder Umschlagkapazitäten usw.). Auf eine Vielzahl dieser technischen Fragen geht der vorliegende Leitfaden ein, obgleich eine vollständige Darstellung im Rahmen dieses Wasserstoffkonzepts nicht möglich ist. Sofern es in rechtlicher Hinsicht auf eine Differenzierung der Wasserstoffherzeugungsarten ankommt, wird eine explizite Unterscheidung vorgenommen („Elektrolyseur“). Sofern von „Wasserstoffherzeugungsanlagen“ gesprochen wird, ist davon auszugehen, dass die Darstellung aus Rechtssicht im Grundsatz auf alle Arten der Wasserstoffherzeugung anwendbar ist.

### 2.3.9.1.2 Immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Die Errichtung und der Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen unterliegt regelmäßig der Genehmigungspflicht des Bundesimmissionsschutzgesetzes. Gleichwohl ist die Einordnung der Wasserstofferzeugungsanlagen in das immissionsschutzrechtliche Anlagenzulassungsrecht mit erheblichen rechtlichen Unsicherheiten behaftet und im Einzelnen umstritten.

#### a) Genehmigungspflicht

Nach § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG i. V. m. 4. BImSchV Anhang 1 Nr. 4.1.12 bedürfen die Errichtung und der Betrieb von

*"Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang [...] zur Herstellung von [...] Wasserstoff"*

einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Dies gilt nach § 1 Abs. 1 S. 1 4. BImSchV nur, soweit den Umständen nach zu erwarten ist, dass die Anlage länger als während der zwölf Monate, die auf die Inbetriebnahme folgen, an demselben Ort betrieben werden. Auch handelt es sich bei Wasserstofferzeugungsanlagen regelmäßig um eine Betriebsstätte oder sonstige ortsfeste Einrichtung nach § 3 Abs. 5 BImSchG und damit um eine Anlage im Sinne des BImSchG.

Ob Wasserstofferzeugungsanlagen der *Herstellung von Wasserstoff in industriellem Umfang* im Sinne der Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV dienen, beantwortet die juristische Fachliteratur uneinheitlich.<sup>173</sup> Allerdings geht die behördliche Praxis regelmäßig von einer entsprechenden Genehmigungspflicht nach Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV aus.<sup>174</sup> Zudem liege nach der EU-Kommission ein starkes Indiz für das Vorhandensein eines *industriellen Umfangs* bereits dann vor, wenn die Tätigkeit zu kommerziellen Zwecken durchgeführt werde.<sup>175</sup> Auch dies wird man bei der überwiegenden Zahl der für das Wasserstoffprojekt „MaHYnzExperts“ relevanten Vorhaben zu bejahen haben.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Praxis derzeit von der beschriebenen Genehmigungspflicht von Wasserstofferzeugungsanlagen ausgeht; gleichwohl sind die rechtlichen Grundlagen uneindeutig. Mithin ist schon aus Gründen der Rechtssicherheit empfehlenswert, von einer Genehmigungspflicht nach BImSchG auszugehen und sich frühzeitig im Projektablauf mit den Genehmigungsbehörden über das BImSchG-Genehmigungsverfahren abzustimmen.

#### b) Genehmigungsverfahren

Soweit man – wie hier – von einer Genehmigungspflicht nach Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV ausgeht, ist das Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG durchzuführen, welches eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorsieht (sogenanntes Vollgenehmigungsverfahren).<sup>176</sup> Im Folgenden werden die wesentlichen Schritte des Genehmigungsverfahrens dargestellt und konkrete Hinweise für einen

---

<sup>173</sup> Vgl. Darstellung bei *Langstädtler*, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, 203. Teilweise wird eine Genehmigungspflicht auch nach Nr. 1.15 des Anhangs 1 der 4. BImSchV (Wasserstoff als „Biogas“) angenommen, mit der Folge, dass ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung anwendbar wäre (vgl. *Langstädtler*, a.a.O.). Dies entspricht jedoch nicht der behördlichen Praxis und dürfte auch der Systematik der 4. BImSchV widersprechen.

<sup>174</sup> Die Behördenpraxis folgt einem Beschluss des *Ausschusses Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge* (AISV) der Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI), 139. Sitzung vom 4. bis 6. Juli 2017.

<sup>175</sup> Vgl. (EU-Kommission, 2023); offizielle Leitlinien der EU-Kommission für die Auslegung des Begriffs „industrieller Maßstab“ existieren bisher jedoch nicht.

<sup>176</sup> Vgl. Anhang 1 der 4. BImSchV, Nr. 4.1.12, Dritte Spalte: Kennzeichnung „G“.



möglichst reibungslosen Ablauf gegeben. Es ist zu beachten, dass die Darstellung sehr verkürzt ist und der Komplexität zahlreicher Genehmigungsverfahren nur ansatzweise gerecht wird.

- Zunächst muss die zuständige Genehmigungsbehörde ermittelt werden. Die für das BImSchG-Verfahren zuständige Behörde in Rheinland-Pfalz ergibt sich aus der Immissionsschutz-Zuständigkeitsverordnung Rheinland-Pfalz.<sup>177</sup> Die Zuständigkeit richtet sich im Wesentlichen nach der Art der Anlage und deren Belegenheitsort. Bei einer Anlage auf dem Gebiet einer kreisfreien oder großen kreisangehörigen Stadt ist die Stadtverwaltung zuständig,<sup>178</sup> beispielsweise die Stadtverwaltung Mainz (Grün- und Umweltamt). Bei kreisangehörigen Gemeinden, die keine großen kreisangehörigen Städte sind, sind die jeweiligen Kreisverwaltungen zuständig.<sup>179</sup>
- Nachdem die Genehmigungsbehörde ermittelt wurde, sollte zunächst ein informelles Vorgespräch mit der Behörde stattfinden, in dem das Vorhaben vorgestellt wird und die planungsrechtliche Situation nebst einschlägigem Genehmigungsverfahren besprochen wird (§ 2 Abs. 2 der 9. BImSchV). Für Vorhabenträger empfiehlt es sich dringend, solche Gespräche noch vor Antragstellung zu führen und gut vorzubereiten, um frühzeitig die groben Weichenstellungen vorzunehmen und die Vorstellungen aller Beteiligten zu klären.
- Vor Antragstellung empfiehlt es sich ebenfalls, eine etwaige Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu prüfen und mit der Behörde im Rahmen eines Scoping-Termins die erforderlichen Untersuchungen und Unterlagen zu besprechen (eingehender zur UVP-Pflicht unten).
- Die Behörde teilt regelmäßig mit, welche Unterlagen für die Antragstellung erforderlich sind, wo man diese findet und welche Anforderungen an die inhaltliche und formale Ausgestaltung bestehen. Regelmäßig wird schon das Vorgespräch aufzeigen, welche gutachterlichen Stellungnahmen vom Antragsteller beigebracht werden müssen. Es ist ratsam, für die Erstellung der Gutachten genügend Zeit einzuplanen.
- Hiernach erfolgt die schriftliche oder elektronische Antragstellung bei der zuständigen Genehmigungsbehörde. Die Antragstellung sollte den Anforderungen der Behörde entsprechen und möglichst vollständig sein, um einen reibungslosen Ablauf zu gewährleisten.<sup>180</sup> Zur Antragstellung sollten sämtliche Untersuchungen und Unterlagen zur Vorprüfung der UVP-Pflicht eingereicht werden. Unvollständige Antragsunterlagen führen zu Nachforderungen und verzögern damit das Verfahren.
- Die Behörde prüft die Unterlagen auf Vollständigkeit und fordert den Antragsteller gegebenenfalls zur Nachreichung fehlender Unterlagen auf. Bei Vollständigkeit eröffnet die Behörde das Genehmigungsverfahren. Für den Antragsteller ist es ratsam, die Behörde um eine Vollständigkeitsbestätigung zu bitten. Denn nach Erhalt der wesentlichen Unterlagen hat die Behörde innerhalb einer Frist von sieben Monaten – mit Verlängerungsoption von weiteren drei Monaten – über den Antrag zu entscheiden. Eine Vollständigkeitsbestätigung erleichtert den Nachweis des Fristablaufs. Dies ist jedoch nicht notwendig, wenn die Behörde den Antragsteller über die voraussichtlich zu beteiligenden Behörden und den geplanten zeitlichen

---

<sup>177</sup> (Ministerium der Justiz Rheinland-Pfalz, 2020)

<sup>178</sup> Vgl. Ziff. 1.1.1.5 ImSchZuVO.

<sup>179</sup> Vgl. Ziff. 1.1.1.4 ImSchZuVO.

<sup>180</sup> Eine umfangreiche Anleitung für die Beantragung der Immissionsschutzgenehmigung und für die Erstellung der Antragsunterlagen in Rheinland-Pfalz findet sich beispielsweise bei: (SGB Süd, 2021); übergeordnete Anforderungen sowie die in den einzureichenden Unterlagen zu treffenden Angaben sind in §§ 3 bis 4a der 9. BImSchV festgelegt.

Ablauf des Genehmigungsverfahrens von sich aus unterrichtet - was regelmäßig der Fall sein dürfte (§ 7 Abs. 2 der 9. BImSchV).

- Sodann erfolgt die Öffentlichkeitsbeteiligung. Hierbei veröffentlicht die Behörde das Vorhaben in ihrem amtlichen Veröffentlichungsblatt und entweder im Internet oder in örtlich verbreiteten Tageszeitungen. Zudem legt die Behörde den Antrag und die vom Antragsteller vorgelegten Unterlagen, sowie die entscheidungserheblichen Berichte und Empfehlungen, die der Behörde im Zeitpunkt der Bekanntmachung vorliegen, einen Monat zur Einsicht aus. Bis ein Monat nach Ablauf der Auslegungsfrist kann die Öffentlichkeit gegenüber der zuständigen Behörde schriftlich oder elektronisch Einwendungen erheben.<sup>181</sup> Es empfiehlt sich durch gezielte und frühzeitige Öffentlichkeitsarbeit eine Akzeptanz in der Bevölkerung für das geplante Projekt zu werben (z.B. veranstalten von Info-Abenden).
- Mit Ablauf der Einwendungsfrist sind für das Genehmigungsverfahren alle Einwendungen grundsätzlich ausgeschlossen. Sofern Einwendungen rechtzeitig erhoben werden, erfolgt ggf. ein Erörterungstermin mit der Behörde, dem Antragsteller und den beteiligten Einwendern.<sup>182</sup> Ziel des Erörterungstermins ist die Sachverhaltsaufklärung. Der Antragsteller sollte den Erörterungstermin sehr gut vorbereiten, denn jede Einwendung muss durch den Antragsteller beantwortet werden. Nach dem Erörterungstermin legt die Behörde fest, ob und welche Nachweise bzw. Unterlagen der Antragsteller mit Blick auf die Einwendungen nachträglich beizubringen hat.
- Anschließend erfolgt die abschließende Prüfung durch die zuständige Genehmigungsbehörde. Aufgrund der eingangs dargestellten Konzentrationswirkung (s.o.), bindet die Genehmigungsbehörde die übrigen Fachbehörden selbständig ein.<sup>183</sup>
- Das Verfahren schließt mit der Entscheidung der Behörde ab. Sie erlässt entweder einen Genehmigungsbescheid oder einen Ablehnungsbescheid.

Da Wasserstofferzeugungsanlagen regelmäßig als Anlage nach der Industrieemissions-Richtlinie zu qualifizieren sind,<sup>184</sup> ergeben sich hieraus besondere Anforderungen sowohl für das Genehmigungsverfahren als auch für den Betrieb der Anlage. Insbesondere kann es gemäß § 10 Abs. 1a BImSchG im Rahmen des Genehmigungsverfahrens unter Umständen erforderlich sein, zusätzlich einen sogenannten Ausgangszustandsbericht (AZB), der den Zustand des Bodens und des Grundwassers auf dem Anlagengrundstück darstellen soll, einzureichen.<sup>185</sup> Außerdem gelten für den Betrieb der Anlage weitergehende Überwachungsmaßnahmen nach § 52a BImSchG, insbesondere ein anderer, engerer Rhythmus der behördlichen Überwachung der Anlage sowie eine Pflicht (der Behörde) zur Veröffentlichung der Überwachungsberichte auf ihren Internetseiten.

---

<sup>181</sup> Es gilt die längere Monatsfrist aus § 10 Abs. 3 S. 4 Hs. 2 BImSchG, da Wasserstofferzeugungsanlagen gemäß Anhang 1 der 4. BImSchV, Nr. 4.1.12, Vierte Spalte: Kennzeichnung „E“ als Anlagen nach der Industrieemissions-Richtlinie zu qualifizieren sind.

<sup>182</sup> Vgl. § 10 Abs. 3 und 4 BImSchG und § 18 der 9. BImSchV.

<sup>183</sup> Vgl. § 10 Abs. 5 BImSchG; weiter zur Konzentrationswirkung: § 13 BImSchG.

<sup>184</sup> Vgl. Anhang 1 der 4. BImSchV, Nr. 4.1.12, Vierte Spalte: Kennzeichnung „E“.

<sup>185</sup> Eine AZB-Pflicht besteht allerdings nur, wenn die in der Anlage verwendeten, erzeugten oder freigesetzten gefährlichen Stoffe „ihrer Art“ nach wasser- oder bodengefährdend sind, vgl. § 10 Abs. 1a BImSchG (maßgebend hierfür sind insbesondere die Wassergefährdungsklassen). Da Wasserstoff im Rahmen der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS) in Anhang 1, Kenn-Nr. 741 als „nicht wassergefährdend“ eingestuft wird, dürfte diesbezüglich eine mögliche Boden- oder Wassergefährdung i.S.v. § 10 Abs. 1a BImSchG unwahrscheinlich sein. Allerdings ist es naheliegend, dass bei einer Elektrolyseanlage diverse Einsatzstoffe für die Wasseraufbereitung verwendet werden, die im Einzelfall wassergefährdend sein können (z.B. Ionenaustauscherharze, Kühlflüssigkeiten, Hydrauliköle, etc.).

Neben einem förmlichen Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG kommt ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren bei Vorliegen einer Versuchsanlage in Betracht.<sup>186</sup> Hiernach sind Versuchsanlagen Anlagen, die *„ausschließlich oder überwiegend der Entwicklung und Erprobung neuer Verfahren, Einsatzstoffe, Brennstoffe oder Erzeugnisse dienen“*. Beim vereinfachten Genehmigungsverfahren ist keine Öffentlichkeitsbeteiligung notwendig, was regelmäßig das Genehmigungsverfahren erheblich verkürzt. Bei Pilotprojekten sind Wasserstoffelektrolyseure von Genehmigungsbehörden durchaus als Versuchsanlagen eingestuft worden.

Allerdings ist zu beachten, dass ausschließlich zu kommerziellen Zwecken genutzte Anlagen keine Versuchsanlagen im Sinne der Vorschrift darstellen. Vielmehr muss die Entwicklung und Erprobung neuer Verfahren, Einsatzstoffe, Brennstoffe oder Erzeugnisse der überwiegende Zweck der Anlage darstellen.<sup>187</sup> Wann dies bei Wasserstoffherstellungsanlagen der Fall ist, muss unter Betrachtung der Umstände des Einzelfalls ermittelt werden und hängt insbesondere von der konkreten technischen Ausrichtung und dem Innovationsgrad der Anlage ab.

Zudem ist zu beachten, dass eine Genehmigung einer Versuchsanlage im vereinfachten Verfahren nur befristet, höchstens für drei Jahre – mit einer Verlängerungsoption von einem Jahr – erteilt werden kann.<sup>188</sup> Zuletzt ist ein solches Verfahren ausgeschlossen, wenn eine Anlage UVP-pflichtig ist.<sup>189</sup>

### c) Genehmigungsvoraussetzungen

Auf eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung besteht grundsätzlich ein Rechtsanspruch, sofern die Genehmigungsvoraussetzungen des § 6 Abs. 1 BImSchG erfüllt sind. Hiernach ist eine Genehmigung zu erteilen, wenn:

*„1. sichergestellt ist, dass die sich aus § 5 BImSchG und einer auf Grund des § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden, und*

*2. andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen.“*

Mithin ist zum einen erforderlich, dass der Anlagenbetreiber insbesondere die *immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten aus § 5 BImSchG* einhält. Nach den Grundpflichten sind Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können, Vorsorge gegen solche Gefahren getroffen wird, Abfälle vermieden oder beseitigt werden und Energie sparsam und effizient verwendet wird.<sup>190</sup> Die Grundpflicht, erhebliche Belästigungen der Nachbarschaft zu vermeiden, meint insbesondere das Unterlassen erheblicher Geruchs- oder Lärmbelästigungen. Die Genehmigungsbehörde misst das Vorliegen einer erheblichen Geruchs- oder Lärmbelästigung der Nachbarschaft anhand allgemeiner Verwaltungsvorschriften (TA Luft, TA Lärm).<sup>191</sup>

---

<sup>186</sup> Vgl. § 2 Abs. 3 4. BImSchV.

<sup>187</sup> Hansmann/Röckinghausen, in: (Landmann/Rohmer, 2022), 4. BImSchV, § 2, Rn. 9 ff.

<sup>188</sup> Vgl. § 2 Abs. 3 S. 1 4. BImSchV.

<sup>189</sup> Vgl. § 2 Abs. 3 S. 2 4. BImSchV.

<sup>190</sup> Vgl. Grundpflichten des § 5 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 BImSchG.

<sup>191</sup> So setzt insbesondere die TA-Lärm Richtwerte für Lärmimmissionen außerhalb von Gebäuden fest. In Industriegebieten gelte hiernach ein Richtwert von 70 dB(A); in Gewerbegebiete gelte tagsüber ein Richtwert von 65 dB(A) und nachts von 45 dB(A), etc.

Darüber hinaus sind Anlagen so zu errichten, zu betreiben und stillzulegen, dass auch nach einer Betriebseinstellung von der Anlage oder dem Anlagengrundstück keine entsprechenden Gefahren hervorgerufen werden können, vorhandene Abfälle ordnungsgemäß und schadlos verwertet oder beseitigt werden und die Wiederherstellung eines ordnungsgemäßen Zustandes des Anlagengrundstücks gewährleistet ist.<sup>192</sup> Der Vorhabenträger muss den Nachweis erbringen, dass die Grundpflichten mit hinreichender, dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz entsprechender Wahrscheinlichkeit eingehalten werden.<sup>193</sup>

Des Weiteren setzt die Erteilung der Genehmigung voraus, dass auch die Einhaltung der Pflichten aus **Rechtsverordnungen nach § 7 BImSchG** und anderen Ermächtigungen nach dem BImSchG sichergestellt ist.<sup>194</sup> Für Wasserstofferzeugungsanlagen besonders relevant ist die Einhaltung der sogenannten Störfallverordnung (= 12. BImSchV).

Die ebenfalls durch die Genehmigungsbehörde zu prüfenden **anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften** betreffen die gegebenenfalls einschlägigen anlagenbezogenen Vorgaben insbesondere der Umweltverträglichkeitsprüfung, des Bodenschutzrechts, des Naturschutzrechts,<sup>195</sup> des Wasserrechts,<sup>196</sup> des Abfallrechts sowie des Bauplanungs- und Bauordnungsrechts.

Den Kern der einzuhaltenden **Belange des Arbeitsschutzes** bildet das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG). Darüber hinaus zählen hierzu die unter dem ArbSchG erlassenen deutschen Verordnungen (z.B. BetrSichV, GefStoffV, ArbStättV), das Gesetz über explosionsgefährliche Stoffe (SprengG) sowie den auf Grundlage des § 8 Produktsicherheitsgesetz (ProdSG) erlassenen Rechtsverordnungen (z. B. Druckgeräteverordnung, Explosionsschutzprodukteverordnung etc.).

Im Folgenden wird auf diejenigen Vorschriften näher eingegangen, die für die Genehmigung von Wasserstofferzeugungsanlagen eine besondere Relevanz aufweisen. Hierzu zählen insbesondere die Einhaltung der Störfallverordnung (= 12. BImSchV), der Umweltverträglichkeitsprüfung, der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und des Bauplanungs- und Bauordnungsrechts.

### 2.3.9.13 Einhaltung der Störfallverordnung (= 12. BImSchV)

Die Störfallverordnung (= 12. BImSchV) dient der Vermeidung von Störfällen und der Verhinderung von Unfällen, die durch gefährliche Stoffe verursacht werden. Wasserstofferzeugungsanlagen könnten je nach vorgesehener Lagermenge des Wasserstoffs als Störfallbetrieb nach der Verordnung einzuordnen sein. In diesem Fall ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb der Anlage.

---

<sup>192</sup> Vgl. Grund- und Nachsorgepflichten des § 5 Abs. 3 Nr. 1 bis 3 BImSchG.

<sup>193</sup> Enders, in: (Prof. Dr. Ludger Giesberts, 2022), § 6 BImSchG, Rn. 8.

<sup>194</sup> Beispielsweise: 4. BImSchV (s.o.), StöV (= 12. BImSchV), VO über die Verbrennung von Abfällen (= 17. BImSchV), etc.

<sup>195</sup> Es kann notwendig sein, die naturschutzrechtlichen Regelungen der §§ 13 ff BNatSchG i. V. m. mit dem Landesnaturschutzgesetz zu prüfen und ggfs. Vermeidungs- und Minimierungs- sowie Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen zum Ausgleich von schädlichen Umwelteinwirkungen (beispielweise durch die Flächenversiegelung) durchzuführen.

<sup>196</sup> Im Rahmen des Genehmigungsantrages nach dem BImSchG werden regelmäßig die wasserrechtlichen Anforderungen durch die Wasserbehörde geprüft. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Prüfung „wassergefährdender Stoffe“ nach §§ 62 ff. WHG. Ein zweiter Schwerpunkt liegt regelmäßig auf der Prüfung der Einhaltung wasserrechtlicher Vorschriften bei der Einleitung von Abwasser in das öffentliche Kanalnetz (§§ 54, 58 WHG). Hierbei ist zu beachten, dass nur die Einleitung von Abwasser in das Kanalnetz im Rahmen des BImSchG-Verfahrens geprüft wird. Die Direkteinleitung von Wasser in oberirdische Gewässer oder das Grundwasser bedarf einer gesonderten Genehmigung, die nicht von der formellen Konzentrationswirkung des BImSchG-Genehmigung erfasst ist (vgl. § 13 BImSchG, §§ 8, 10 WHG).

Der Anwendungsbereich der Verordnung ist eröffnet, wenn in Betriebsbereichen bestimmte gefährliche Stoffe in Mengen vorhanden sind, die bestimmte Schwellenwerte erreichen oder überschreiten.<sup>197</sup>

Wasserstoff ist ein gefährlicher Stoff im Sinne der 12. BImSchV.<sup>198</sup> Hiernach liegt ein Störfallbetrieb vor, wenn ein Betriebsbereich den Schwellenwert von 5 Tonnen Wasserstoff erreicht.<sup>199</sup> Bei Erreichen der 5-Tonnen-Schwelle gilt der Betriebsbereich als ein sogenannter „*Betriebsbereich unterer Klasse*“ mit der Folge, dass die 12. BImSchV anwendbar ist, mit Ausnahme der §§ 9 bis 12 der 12. BImSchV. Bei einem Störfallbetrieb der „*unteren Klasse*“ hat der Anlagenbetreiber besondere Sicherheitsvorkehrungen zu treffen, um das Auftreten von Störfällen zu verhindern bzw. die Auswirkungen so gering wie möglich zu halten. Die entsprechenden Pflichten („*Grundpflichten*“) ergeben sich aus §§ 3 bis 8a der 12. BImSchV und umfassen unter anderem die Erstellung eines Konzeptes zur Verhinderung von Störfällen, die Einführung eines Sicherheitsmanagementsystems zur Umsetzung des Konzeptes sowie Informationspflichten gegenüber der Öffentlichkeit.

Ab einer Menge von 50 Tonnen Wasserstoff eines Betriebsbereichs handelt es sich um einen Störfallbetrieb der „*oberen Klasse*“.<sup>200</sup> Dies hat zur Folge, dass die erweiterten Pflichten der §§ 9 bis 12 der 12. BImSchV einzuhalten sind. Diese umfassen unter anderem die Erstellung eines Sicherheitsberichts, die Erstellung eines internen Alarm- und Gefahrenabwehrplans sowie weitergehende Informationspflichten gegenüber der Öffentlichkeit.

Die bei der Mengenermittlung zu berücksichtigende Menge ist die Höchstmenge, die im Betriebsbereich vorhanden ist oder vorhanden sein kann.<sup>201</sup> Der Begriff des Betriebsbereichs ist in § 3 Abs. 5a BImSchG legaldefiniert. Ein Betriebsbereich ist der gesamte unter der Aufsicht eines Betreibers stehende Bereich, in dem gefährliche Stoffe in einer oder mehreren Anlagen einschließlich gemeinsamer oder verbundener Infrastrukturen auch bei Lagerung bezeichneten Mengen tatsächlich vorhanden oder vorgesehen sind, soweit vernünftigerweise vorhersehbar ist, dass die genannten gefährlichen Stoffe bei außer Kontrolle geratenen Prozessen anfallen. Daher kommt es für die Einordnung von Wasserstoffherstellungsanlagen als Störfallbetrieb darauf an, welche Höchstmengen an Wasserstoff innerhalb der Wasserstoffherstellungsanlage selbst und den betriebsbezogenen Nebeneinrichtungen vorhanden sein können. Unmittelbar mit der Anlage verbundene Speicher, Abfüllanlagen, etc. werden dabei regelmäßig als Nebeneinrichtungen zur Anlage anzusehen sein. Soweit dies nach der konkreten Ausgestaltung der Anlage der Fall sein sollte, wäre die zusammengenommene Wasserstoffhöchstmenge maßgeblich.

Ist eine Wasserstoffherstellungsanlage in einem eher unwahrscheinlichen Fall als Störfallbetrieb einzuordnen, welcher nicht der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht unterliegt, ist eine störfallrechtliche Genehmigung einzuholen (§§ 23a, 23b BImSchG).

#### **2.3.9.1.4 Umweltverträglichkeitsprüfung**

Die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist ein Instrument aus dem Umweltrecht und dient der Umweltvorsorge mit dem Ziel, umweltrelevante Vorhaben vor ihrer Zulassung auf mögliche

---

<sup>197</sup> Die Art der Stoffe und die Mengenschwellen ergeben sich aus der Stoffliste des Anhangs 1 der Verordnung. Die Vorschrift des § 1 Abs. 1 12. BImSchV teilt die Betriebsbereiche in „*untere und obere Klassen*“ ein. Das Vorliegen der „*unteren und oberen Klassen*“ richtet sich wiederum nach der Stoffliste in Anhang 1 der Verordnung.

<sup>198</sup> Vgl. 12. BImSchV, Anhang 1, Nr. 2.44.

<sup>199</sup> Vgl. 12. BImSchV, Anhang 1, Nr. 2.44, vierte Spalte.

<sup>200</sup> Vgl. 12. BImSchV, Anhang 1, Nr. 2.44, fünfte Spalte.

<sup>201</sup> Vgl. 12. BImSchV, Anhang 1, Ziff. 4.

Auswirkungen hin zu überprüfen. Die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung kann ein Genehmigungsverfahren erheblich verzögern, da es unter anderem die Erstellung eines ausführlichen UVP-Berichts, ein Verfahren für eine Öffentlichkeitsbeteiligung und eine zusammenfassende Darstellung und Bewertung der Umweltauswirkungen der Behörde erfordert.

Eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung („UVP“) dürfte bei Wasserstofferzeugungsanlagen regelmäßig nicht vorliegen. Gleichwohl dürfte in aller Regel eine allgemeine Vorprüfungspflicht für eine UVP nach § 7 Abs. 1 UVPG bestehen.<sup>202</sup> Hierbei prüft die Behörde, ob eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht. Die allgemeine Vorprüfung wird als überschlägige Prüfung der in Anlage 3 zum UVPG aufgeführten Kriterien durchgeführt. Diese bestehen aus diversen Kriterien zu den Merkmalen, dem Standort und den möglichen Auswirkungen des Vorhabens. Kommt die Behörde im Rahmen der Vorprüfung zu dem Ergebnis, dass von der Anlage erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen ausgehen können, ist die Anlage UVP-pflichtig und eine volle Umweltverträglichkeitsprüfung mit Öffentlichkeitsbeteiligung wäre durchzuführen, für die das förmliche BImSchG-Verfahren das Trägerverfahren ist.

Wie oben beschrieben ist es für Vorhabenträger ratsam, der Behörde die notwendigen Angaben für die UVP-Vorprüfung frühzeitig zur Verfügung zu stellen (s.o.). Der Vorhabenträger ist zur Vorbereitung der UVP-Vorprüfung verpflichtet, indem er geeignete Angaben nach Anlage 2 zum UVPG zu den Merkmalen des Neuvorhabens und des Standorts sowie zu den möglichen erheblichen Umweltauswirkungen des Neuvorhabens übermittelt. Dies betrifft unter anderem sämtliche physischen Merkmale des Vorhabens, Angaben zur ökologischen Empfindlichkeit des Gebiets (z.B. Naturschutzgebiet, FFH-Gebiet, Natura 2000-Gebiet etc.), etwaig beeinträchtigte umweltrechtliche Schutzgüter, eine Beschreibung der Auswirkungen insbesondere hinsichtlich zu erwartender Rückstände und Emissionen (Abfallerzeugung; TA-Luft und TA-Lärm relevanten Emissionen) und der Nutzung der natürlichen Ressourcen (Fläche, Boden, Wasser, Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt).

#### 2.3.9.15 Einhaltung der Betriebssicherheitsverordnung

Die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) dient dem Arbeitsschutz der Beschäftigten eines gefährlichen Betriebs und regelt die Bereitstellung und Benutzung von Arbeitsmitteln und die Errichtung und den Betrieb von überwachungsbedürftigen Anlagen.

Nach der BetrSichV sind Anlagen überwachungsbedürftig, wenn sie in **Anhang 2 der BetrSichV** genannt oder nach **§ 18 Abs. 1 BetrSichV** erlaubnispflichtig sind.<sup>203</sup> Nach Anhang 2 der BetrSichV sind bestimmte Aufzugsanlagen, Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen und Druckanlagen überwachungsbedürftig. Nach § 18 Abs. 1 BetrSichV sind bestimmte Dampfkesselanlagen, Abfüllanlagen mit Druckgeräten, Gasfüllanlagen, Lageranlagen, Füllstellen, Tankstellen und Flugfeldbetankungsanlagen erlaubnispflichtig.

---

<sup>202</sup> Vgl. § 7 Abs. 1 UVPG i. V. m. Anlage 1, Nr. 4.2: „Errichtung und Betrieb einer Anlage zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang“; die Definition in Nr. 4.2 der Anlage 1 zum UVPG entspricht dabei weitestgehend der Definition in Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV (s.o.); entscheidendes Merkmal dürfte auch hier die Herstellung von Wasserstoff in industriellem Umfang sein.

<sup>203</sup> Vgl. § 2 Abs. 13 BetrSichV. Bis Juli 2021 definierte die BetrSichV überwachungsbedürftige Anlagen durch Verweis auf das ProdSG. Da das neue ProdSG keine Aussagen mehr zu überwachungsbedürftigen Anlagen enthält, definiert die BetrSichV den Begriff „überwachungsbedürftige Anlage“ nunmehr aus sich heraus. Für Fälle, die weder nach der BetrSichV, dem früheren ProdSG oder anderen Vorschriften überwachungsbedürftig sind, gilt seit Juli 2021 das Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen (ÜAnlG, vgl. § 1 Abs. 3 Nr. 2 ÜAnlG).

Ein sogenannter Hochtemperaturelektrolyseur kann unter den Begriff der Dampfkesselanlagen fallen und damit als eine überwachungsbedürftige Anlage anzusehen sein.<sup>204</sup> Zudem können Nebeneinrichtungen einer Anlage als überwachungspflichtige „*Druckanlage*“ einzustufen sein, da reiner Wasserstoff nur unter erheblichem Druck gespeichert werden kann. Insbesondere soweit eine Füllanlage als Nebenanlage vorgesehen ist, könnte eine überwachungsbedürftige Anlage vorliegen.<sup>205</sup> Weiterhin könnte eine Anlage unter Umständen eine Anlage in explosionsgefährdeten Bereichen darstellen.<sup>206</sup>

Ob eine Wasserstofferzeugungsanlage hiernach eine überwachungsbedürftige Anlage darstellt, hängt von der konkreten technischen Ausgestaltung der Anlage und einer hierauf beruhenden technischen Begutachtung ab. Dies bedarf in jedem Fall einer Prüfung im konkreten Einzelfall. Es ist empfehlenswert, die technischen Grundlagen im Vorfeld des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens gutachterlich klären zu lassen und diese frühzeitig mit der zuständigen Genehmigungsbehörde zu erörtern.

Sollte die geplante Anlage als sogenannte *überwachungsbedürftige Anlage* nach der BetrSichV einzuordnen sein, ergeben sich für den Betreiber besondere Prüfpflichten aus der BetrSichV.<sup>207</sup> Diese Prüfungen dürfen grundsätzlich nur durch zugelassene Stellen vorgenommen werden.<sup>208</sup> Hinsichtlich der Ermittlung und Bewertung von Gefährdungen im Rahmen dieser Prüfungen sollte sich an die Vielzahl von technischen Regeln der technischen Ministeriumsausschüsse, veröffentlicht vom Bundesministerium für Arbeit und Soziales, gehalten werden.<sup>209</sup> Bei Einhaltung dieser Regeln kann sich der Arbeitgeber auf die Vermutung der Einhaltung der Vorschriften der BetrSichV für sich geltend machen.

Neben den besonderen Prüfpflichten aus der BetrSichV ist bei Vorliegen einer *überwachungsbedürftigen Anlage* eine spezielle Genehmigung nach § 18 BetrSichV notwendig. Diese ist jedoch nur gesondert einzuholen, wenn die Anlage nicht schon immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig ist, da in diesem Fall die Genehmigung nach BetrSichV von der Konzentrationswirkung der BImSchG-Genehmigung erfasst ist (s.o.).

Soweit keine überwachungsbedürftige Anlage im Sinne der BetrSichV vorliegt, gelten gleichwohl die allgemeinen Verpflichtungen aus der BetrSichV (§§ 3 ff.). Die BetrSichV gilt für die Verwendung von

---

<sup>204</sup> Unter Dampfkesselanlagen sind nach Anhang 2 Abschnitt 4 Nummer 2.1 Satz 1 Buchstabe a) der BetrSichV beheizte überhitzungsgefährdete Druckgeräte zur Erzeugung von Dampf oder Heißwasser mit einer Temperatur von mehr als 110 Grad Celsius zu verstehen.

<sup>205</sup> Unter einer solchen Füllanlage sind nach § 18 Abs. 1 Nr. 2 BetrSichV i. V. m. Anhang 2 Abschnitt 4 Nummer 2.1 Satz 1 Buchstabe c) aa) der BetrSichV unter anderem Anlagen mit Druckgeräten zu verstehen, die eine Füllkapazität von mehr als 10 Kilogramm pro Stunde aufweisen. Bei Füllstellen im Sinne des § 18 Abs. 1 Nr. 5 BetrSichV gilt hinsichtlich der Umschlagkapazität eine Grenze von 1 000 Litern je Stunde.

<sup>206</sup> Ein explosionsgefährdeter Bereich ist der Gefahrenbereich, in dem gefährliche explosionsfähige Atmosphäre auftreten kann (Definition gem. § 2 Abs. 14 GefStoffV). Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen sind die Gesamtheit der explosionschutzrelevanten Arbeitsmittel einschließlich der Verbindungselemente sowie der explosionschutzrelevanten Gebäudeteile (Definition gem. Anhang 2 Abschnitt 3 Ziffer 2 BetrSichV).

<sup>207</sup> Insbesondere: Prüfungen vor Inbetriebnahme (§ 15 BetrSichV), wiederkehrende Prüfungen (§ 16 BetrSichV) sowie besondere Anforderungen an Prüfaufzeichnungen und -bescheinigungen (§ 17 BetrSichV).

<sup>208</sup> Zum Beispiel: TÜV, Dekra, GTÜ, etc.; vgl. § 15 Abs. 3 BetrSichV in Verbindung mit Anhang 2 Abschnitt 1 der BetrSichV.

<sup>209</sup> Dies betrifft unter anderem die *Technischen Regeln der Betriebssicherheit* (TRBS), die die BetrSichV weiter präzisieren. Bezüglich etwaiger überwachungsbedürftiger Anlagen im vorliegenden Fall sind hierbei insbesondere die TRBS 1201 („Prüfungen und Kontrollen von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen“) sowie TRBS 1123 („Prüfpflichtige Änderungen von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen – Ermittlung der Prüfnotwendigkeit gemäß § 15 Absatz 1 BetrSichV“) zu erwähnen.

Arbeitsmitteln.<sup>210</sup> Zu den allgemeinen Pflichten gehören unter anderem die Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung<sup>211</sup> sowie die Einhaltung von Grundpflichten, Anforderungen an die zur Verfügung gestellten Arbeitsmittel, diverse Schutzmaßnahmen bei der Verwendung von Arbeitsmitteln, Instandhaltungsmaßnahmen und Prüfpflichten.<sup>212</sup>

Sofern explosionsgefährdete Bereiche im Rahmen der nach der GefStoffV durchzuführenden Prüfung des Explosionsschutzes vor Inbetriebnahme festgestellt werden, richten sich die entsprechenden (Über-) Prüfungen des Explosionsschutzes von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen nach Anhang 2 Abschnitt 3 der BetrSichV. Dies umfasst insbesondere eine gesonderte Prüfung der Anlage auf Explosionsicherheit vor Inbetriebnahme durch eine zur Prüfung befähigte Person (vgl. Anhang 2 Abschnitt 3 Nr. 3 u. 4) sowie wiederkehrende Prüfungen mindestens alle sechs Jahre (vgl. Anhang 2 Abschnitt 3 Nr. 5).

#### **2.3.9.1.6 Baurechtliche Zulässigkeit**

Das Vorhaben muss auch bauplanungsrechtlich und bauordnungsrechtlich zulässig sein. Die baurechtliche Zulässigkeit wird von der Genehmigungsbehörde – unter Einbindung der Fachbehörde – innerhalb des BImSchG-Verfahrens geprüft (s.o.). Soweit kein vorrangiges Genehmigungsverfahren greift, benötigt man für die Errichtung der Anlage eine einfache Baugenehmigung. Besondere Relevanz für die Genehmigungsfähigkeit von Wasserstofferzeugungsanlagen weist dabei das Bauplanungsrecht auf.

##### **a) Allgemeine planungsrechtliche Systematik**

Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit richtet sich insbesondere nach §§ 29 bis 35 BauGB. Die bauplanungsrechtliche Systematik unterscheidet im Grundsatz zwischen drei planungsrechtlichen Kategorien:

- der beplante Innenbereich (§ 30 BauGB),
- der unbeplante Innenbereich (§ 34 BauGB),
- der Außenbereich (§ 35 BauGB).

Ein Bauvorhaben liegt im beplanten Innenbereich, wenn es im Geltungsbereich eines Bebauungsplans liegt. Zentrale Voraussetzung für die Zulässigkeit eines Vorhabens im beplanten Innenbereich ist, dass es den Festsetzungen des Bebauungsplans entspricht. Regelmäßig enthalten Bebauungspläne Festsetzungen über die Art der baulichen Nutzung. So setzen Bauungspläneeb in der Regel fest, dass das Gebiet beispielsweise einem Wohngebiet, einem Gewerbegebiet, einem Industriegebiet, einem Mischgebiet, usw. entspricht. Greift ein Bebauungsplan diese Gebietstypik auf, nimmt er insoweit auf die Aufschlüsselung der Gebietsarten nach der Baunutzungsverordnung (BauNVO) Bezug. Die BauNVO

---

<sup>210</sup> Vgl. § 1 Abs. 1 S. 1 BetrSichV. „Arbeitsmittel“ sind in § 2 Abs. 1 BetrSichV legaldefiniert als „*Werkzeuge, Geräte, Maschinen oder Anlagen, die für die Arbeit verwendet werden, sowie überwachungsbedürftige Anlagen*“. Hierzu gehören einfache Handgeräte, z.B. ein Hammer oder eine Bohrmaschine, ebenso wie eine komplexe verfahrenstechnische Anlage, etwa eine Fertigungsstraße.

<sup>211</sup> Vgl. § 3 BetrSichV. Zentrales Element aller Arbeitsschutz-Verordnungen ist die Gefährdungsbeurteilung. Sie ist nach § 5 ArbSchG und § 19 ChemG für alle Tätigkeiten gefordert und ist vom Arbeitgeber durchzuführen. Sie wird im Rahmen der BetrSichV für den Bereich der Arbeitsmittel konkretisiert, im Rahmen der GefStoffV für den Bereich der Gefahrstoffe. Im Gegensatz zur Gefährdungsbeurteilung nach der GefStoffV, die auf die Beurteilung möglicher Gefahren durch *Gefahrstoffe* (in unserem Fall Wasserstoff) abzielt, bezieht sich die Gefährdungsbeurteilung nach der BetrSichV auf die Beurteilung der auftretenden Gefährdungen der Beschäftigten bei der *Verwendung der Arbeitsmittel* (in unserem Fall der Wasserstofferzeugungsanlage)

<sup>212</sup> §§ 4 bis 14 BetrSichV.



definiert die einzelnen Gebietsarten eingehender und bestimmt, welche Bauvorhaben in den jeweiligen Gebieten allgemein und welche ausnahmsweise zulässig sind.

Hiervon zu unterscheiden ist der unbeplante Innenbereich. Ein Vorhaben liegt im unbeplanten Innenbereich, wenn es innerhalb eines im Zusammenhang bebauten Ortsteils liegt, für das kein Bebauungsplan existiert. Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit eines Vorhabens im unbeplanten Innenbereich richtet sich nach § 34 BauGB. Hiernach ist ein Vorhaben zulässig, wenn es sich in die vorhandene Bebauung einfügt.<sup>213</sup> Entspricht die Eigenart der Umgebung einer Gebietsart der BauNVO, beurteilt sich die Zulässigkeit des Vorhabens nach seiner Art wiederum danach, ob es nach der BauNVO zulässig wäre. Hinsichtlich dieser sogenannten „*faktischen Baugebiete*“ gelten also teilweise die gleichen Regeln wie für Bebauungspläne (s.o.).

Der dritte Gebietstyp ist der Außenbereich. Ein Vorhaben liegt im Außenbereich, wenn es nicht innerhalb einer zusammenhängenden Bebauung liegt und kein Bebauungsplan existiert. Die baurechtliche Zulässigkeit von Vorhaben im Außenbereich ist in § 35 BauGB geregelt. Im Grundsatz sind im Außenbereich Bauvorhaben nur sehr restriktiv möglich. Allgemein sind im Außenbereich nur die nach § 35 Abs. 1 BauGB privilegierten Vorhaben zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen (z.B. Bauernhöfe oder Windkraftanlagen). Sonstige Vorhaben können im Einzelfall nur zugelassen werden, wenn ihre Ausführung oder Benutzung öffentliche Belange nicht beeinträchtigt (§ 35 Abs. 2, 3 BauGB). Hierbei geht sowohl die behördliche als auch gerichtliche Praxis höchst restriktiv um, mit der Folge, dass faktisch regelmäßig nur die privilegierten Vorhaben im Außenbereich genehmigt werden.

Anhand dieser allgemeinen planungsrechtlichen Systematik kann die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Wasserstoffherstellungsanlagen grob skizziert werden. Auch hier ist zu beachten, dass die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit im Wesentlichen von den spezifischen Anlagenparametern und den Umständen im Einzelfall abhängt.

## **b) Zulässigkeit im beplanten Innenbereich**

Eine Wasserstoffherstellungsanlage kann im beplanten Innenbereich nach den Festsetzungen eines Bebauungsplans zulässig sein. In Betracht kommen im Wesentlichen vier Optionen: ein vorhabenbezogener Bebauungsplan, die Festsetzung eines Sondergebiets, ein Gewerbegebiet und ein Industriegebiet.

Eine denkbare Variante ist ein sogenannter vorhabenbezogener Bebauungsplan. Hier kann die Gemeinde die Zulässigkeit von Vorhaben bestimmen, wenn der Vorhabenträger auf der Grundlage eines mit der Gemeinde abgestimmten Vorhaben- und Erschließungsplans bereit und in der Lage ist, ein Vorhaben zu errichten. Dabei muss sich der Vorhabenträger zur Durchführung des Vorhabens innerhalb einer bestimmten Frist und zur Tragung der Planungs- und Erschließungskosten verpflichten (Durchführungsvertrag).<sup>214</sup> Ein solcher vorhabenbezogener Bebauungsplan gewährleistet dem Vorhabenträger eine besondere bauplanungsrechtliche Sicherheit. Gleichwohl hat der Vorhabenträger nur einen Anspruch auf ermessensfehlerfreie Entscheidung der Gemeinde über seinen Antrag auf Einleitung des Bebauungsplanverfahrens. Im Übrigen ist die Durchführung eines

---

<sup>213</sup> Hinweis: Die Zulässigkeit eines Vorhabens nach § 34 BauGB bestimmt sich nach den dort genannten zahlreichen Voraussetzungen. Diese wurden für die Zwecke des vorliegenden Wasserstoffkonzepts aus Gründen der Verständlichkeit und Lesbarkeit stark verkürzt.

<sup>214</sup> Vgl. § 12 Abs. 1 BauGB.

Bebauungsplanverfahrens rechtlich sehr komplex und bedarf einer Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 3 BauGB) sowie regelmäßig einer Umweltprüfung (§ 2 Abs. 4 BauGB).<sup>215</sup>

Zudem kann eine Wasserstofferzeugungsanlage in einem sogenannten Sondergebiet zulässig sein. Ein Bebauungsplan kann ein Sondergebiet ausweisen und explizit die allgemeine Zulässigkeit von Wasserstofferzeugungsanlagen festsetzen (§ 11 Abs. 2 S. 2 BauNVO). Allerdings sind in einem solchen Bebauungsplan die im konkreten Sondergebiet zulässigen Nutzungstypen bzw. Anlagen abschließend festgesetzt. Man spricht hier von einem abschließenden Positivkatalog. Auch diese Variante ist aufgrund der expliziten Ausweisung im Bebauungsplan als rechtlich belastbar einzustufen. Gleichwohl dürfte ein solcher Bebauungsplan, der explizit ein Sondergebiet und die Zulässigkeit einer Wasserstofferzeugungsanlagen festsetzt, in der Praxis selten vorkommen.

Im beplanten Innenbereich kommt zudem eine Zulässigkeit von Wasserstofferzeugungsanlagen in Gewerbegebieten oder Industriegebieten in Frage.<sup>216</sup> In Gewerbegebieten sind nicht erheblich belästigende Gewerbebetriebe allgemein zulässig (§ 8 Abs. 1 BauNVO). Soweit die Anlage in gewerblicher Weise betrieben wird, kann die Anlage als Gewerbebetrieb klassifiziert werden. Ob eine Wasserstofferzeugungsanlage im Gewerbegebiet nicht erheblich belästigend ist, hängt von der konkreten Ausgestaltung der Anlage ab. Die behördliche Praxis scheint dazu zu tendieren, Wasserstoffelektrolyseure aufgrund ihrer erheblichen Lärmemissionen als erheblich belästigend anzusehen.<sup>217</sup> Aus dem gleichen Grund erscheint die Zulässigkeit eines Elektrolyseurs als allgemeiner Gewerbebetrieb in einem Dorfgebiet, einem Mischgebiet, einem Urbanen Gebiet und einem Kerngebiet als eher unwahrscheinlich, obgleich dies im Einzelfall nicht gänzlich ausgeschlossen sein dürfte.

Hingegen dienen Industriegebiete der Unterbringung von Gewerbebetrieben, und zwar vorwiegend solcher Betriebe, die in anderen Baugebieten unzulässig sind (§ 9 Abs. 1 BauNVO). Mithin dürfte die Wahrscheinlichkeit einer baurechtlichen Zulässigkeit einer Wasserstofferzeugungsanlage im Industriegebiet am höchsten sein.

Zuletzt besteht die Möglichkeit, eine Wasserstofferzeugungsanlage als Nebenanlage nach § 14 BauNVO zuzulassen. Voraussetzung dessen ist, dass die Nebenanlage dem Nutzungszweck der in dem Baugebiet gelegenen Grundstücke oder des Baugebiets selbst dient und seiner Eigenart nicht widerspricht. Denkbar ist es insbesondere, eine Wasserstofferzeugungsanlage als Nebenanlage zu einer (ggf. bereits bestehenden) Windenergieanlage oder Solaranlage anzusehen. Für neue Bebauungspläne, die ab dem 01. Januar 2023 veröffentlicht werden,<sup>218</sup> gilt hier die neue Vorschrift des § 14 Abs. 4 BauNVO. Hiernach sind Anlagen zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff in einem Gebiet als Nebenanlage zulässig, wenn die Voraussetzungen des ebenfalls neuen § 249a BauGB erfüllt sind. Der § 249a BauGB

---

<sup>215</sup> Sofern nicht die Voraussetzungen eines vereinfachten Verfahrens nach § 13 BauGB vorliegen.

<sup>216</sup> Im unbeplanten Innenbereich gelten diese Ausführungen bei Vorliegen eines sogenannten „*faktischen Baugebiets*“ entsprechend (s.o.).

<sup>217</sup> Elektrolyseure überschreiten oftmals die in einem Gewerbegebiet zulässigen Nacht-Werte der TA Lärm, was zu deren Unzulässigkeit (wegen Unvereinbarkeit mit dem Gebietscharakter) führt. Dies gilt insbesondere dann, wenn im Gewerbegebiet ausnahmsweise Wohnungen nach § 8 Abs. 3 BauNVO zulässig sind und aus diesem Grund sogar abgesenkte Nacht-Werte nach der TA Lärm gelten (was auf alle „*faktischen*“ Gewerbegebiete zutrifft). So hat auch die *Stadtverwaltung Mainz* einen Wasserstoff-Elektrolyseur im Energiepark Mainz (Gewerbegebiet) aufgrund der erheblichen Lärmemissionen baurechtlich für grundsätzlich unzulässig gehalten. Gleichwohl hat die Stadtverwaltung eine Baugenehmigung unter Befreiung von den Festsetzungen des Bebauungsplans mit lesenswerter Begründung erteilt: (Stadtverwaltung Mainz, 2019, S. 10 ff.).

<sup>218</sup> Vgl. § 25f BauNVO.

regelt die Zulässigkeit eines Vorhabens zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Außenbereich (s.u.).

### c) Zulässigkeit im Außenbereich

Eine Wasserstofferzeugungsanlage könnte auch im Außenbereich nach der oben geschilderten planungsrechtlichen Systematik zulässig sein. Da die behördliche und gerichtliche Praxis allgemein mit der Zulässigkeit eines Vorhabens im Außenbereich höchst restriktiv umgeht, wäre eine Planung einer solchen Anlage im Außenbereich nur ratsam, wenn es sich hierbei um ein privilegiertes Vorhaben im Sinne des § 35 Abs. 1 BauGB handeln würde.

Wasserstofferzeugungsanlagen sind nicht ausdrücklich als privilegierte Vorhaben aufgeführt. Gleichwohl erscheint eine Privilegierung als Vorhaben gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB möglich. Hiernach sind Anlagen im Außenbereich zulässig, wenn sie der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, Telekommunikationsdienstleistungen, Wärme und Wasser, der Abwasserwirtschaft oder einem *ortsgebundenen gewerblichen Betrieb* dienen. Bei dieser Vorschrift muss das Merkmal der sogenannten „*Ortsgebundenheit*“ erfüllt sein. Ortsgebundenheit liegt vor, wenn die Anlage nach ihrem Gegenstand und Wesen ausschließlich an der fraglichen Stelle im Außenbereich betrieben werden kann. Die behördliche Praxis und Rechtsprechung geht hiermit höchst restriktiv um und bejaht eine Ortsgebundenheit nur, wenn die Anlage auf die geografische oder geologische Eigenart der Stelle angewiesen ist, weil sie an einem anderen Ort ihren Zweck verfehlen würde. Bei Wasserstofferzeugungsanlagen kann eine solche Ortsgebundenheit im Ausnahmefall bestehen, wenn die Errichtung ausschließlich in unmittelbarer Nähe zu einer Erneuerbaren-Energien-Anlage oder Einspeisestelle ins Ferngasnetz sinnvoll ist. Eine solche Einordnung ist jedoch mit erheblichen Rechtsunsicherheiten verbunden, da sich eine dahingehende Rechtsprechung noch nicht ausgebildet hat. Zudem sind Einzelfragen hierzu noch nicht abschließend geklärt und die behördliche Praxis ist dementsprechend uneinheitlich.

Zudem kann eine Wasserstofferzeugungsanlage als sogenannter „mitgezogener Betriebsteil“ als Nebenanlagen zu anderen im Außenbereich privilegierten Vorhaben zulässig sein. Hiernach kann eine Anlage im Einzelfall als „*mitgezogener Betriebsteil*“ einer (ggf. bereits bestehenden) Windanlage oder Solaranlage nach § 35 Abs. 1 Nr. 5, 8 BauGB angesehen werden.

Der Gesetzgeber hat dies erkannt und die Zulässigkeit einer Anlage zu Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff als „*mitgezogenen Betriebsteil*“ mit Geltung zum 01. Januar 2023 im neuen § 249a BauGB geregelt. Hiernach gilt eine Wasserstoffanlage als mitgezogener Betriebsteil zu Windanlagen und Solaranlagen, wenn:

- 1) der Wasserstoff nur aus der entsprechenden Wind- oder Solaranlage oder anderen erneuerbaren Energien erzeugt wird,
- 2) die Größe der Grundfläche der zum Vorhaben gehörenden baulichen Anlagen 100 Quadratmeter und der Höhenunterschied zwischen der Geländeoberfläche im Mittel und dem höchsten Punkt der baulichen Anlagen 3,5 Meter nicht überschreitet,
- 3) die Wind- oder Solaranlage nicht mit einer anderen Wasserstoffanlage verbunden ist und
- 4) die Mengenschwellen aus der Störfallverordnung (14. BImSchG) nicht erreicht sind (s.o.).<sup>219</sup>

---

<sup>219</sup> Vgl. § 249a Abs. 1, 2, 4 BauGB. Eine Wasserstoffanlage, die im Außenbereich errichtet werden soll, aber an eine Solaranlage angrenzt, die ihrerseits in einem Bebauungsplan liegt, der vor dem 1. Januar 2023 öffentlich ausgelegt worden ist, gelten die weitergehenden Voraussetzungen des § 249a Abs. 3, 4, 5 BauGB.

Soweit eine Wasserstoffherstellungsanlage hiernach als *ortsgebundener Gewerbebetrieb* oder *mitgezogener Betriebsteil* im Außenbereich privilegiert ist, ist sie zulässig, wenn öffentlichen Belange nicht entgegenstehen.<sup>220</sup>

#### **d) Planerisches Abstandsgebot bei Einordnung als Störfallbetrieb**

Wenn die geplante Anlage als Störfallbetrieb einzustufen wäre, ergeben sich zusätzliche Anforderungen hinsichtlich des Abstands zur umliegenden Bebauung. In § 50 BImSchG wird auf die europäische Störfallrichtlinie Bezug genommen. Hiernach sind die Flächen so zu ordnen, dass schädliche Umwelteinwirkungen und Unfälle durch die Einhaltung von Abständen gegenüber besonders schützenswerten Wohngebieten oder Naturschutzgebieten, vermieden werden. In der Rechtssache „Merck“ hat der EuGH entschieden, dass das störfallrechtliche Abstandsgebot nicht lediglich im Zuge von Bauplanungsverfahren zu berücksichtigen sind, sondern auch bei einzelnen Genehmigungsentscheidungen, wie beispielsweise Baugenehmigungen oder BImSchG-Genehmigungen.<sup>221</sup>

Im Hinblick auf die Frage, welche konkreten Abstände störfallrechtlich einzuhalten sind, existieren keine förmlichen Rechtskonkretisierungen für entsprechende Abstandsvorgaben. Gleichwohl gibt es verschiedene Leitfäden, die von der Störfallkommission (SFK) und dem Technischen Ausschuss für Anlagensicherheit (TAA) entwickelt und laufend fortgeschrieben werden. Hier finden sich Abstandsempfehlungen in Abhängigkeit von einerseits dem Gefahrenpotenzial der Anlage und andererseits der Schutzbedürftigkeit der Wohn- und sonstigen schutzbedürftigen Gebiete, insbesondere die aktuelle Anleitung "KAS18-".<sup>222</sup>

#### **e) Bauordnungsrechtliche Vorgaben**

Die bauordnungsrechtliche Zulässigkeit von Anlagen richtet sich nach den landesrechtlichen Bauordnungen (z. B. Landesbauordnung Rheinland-Pfalz) und ist abhängig von der konkreten baulichen Ausgestaltung der Anlage. Die Anlage hat hiernach insbesondere bestimmte baulich-technische Anforderungen der Standsicherheit, des Brandschutzes, des Schallschutzes etc. zu erfüllen, aber auch bspw. etwaige Abstandsflächen zu anderen Gebäuden und Grundstücksgrenzen einzuhalten.

#### **2.3.9.17 Konkreter Projektbezug: Standorteignung im Großraum Mainz**

Bezieht man diese vielfältigen planerischen und regulatorischen Vorgaben auf das vorliegende Projekt und das Projektgebiet Großraum Mainz, lassen sich zunächst folgende generelle Aussagen für eine bevorzugte Standortwahl treffen:

- Planungsrechtlich bieten sich vor allem Industriegebiete an, entweder bestehende oder neu und ggf. passgenau auszuweisende.

---

<sup>220</sup> Bei der Prüfung etwaiger entgegenstehender öffentlicher Belange sind die Belange des § 35 Abs. 3 BauGB abzuwägen. Hierbei ist jedoch der Prüfungsmaßstab der öffentlichen Belange aufgrund der Privilegierung des Vorhabens leicht herabgesetzt. Gleichwohl wäre die Vorbelastung des Standorts, die sich aus einer bereits bestehenden Stromerzeugungsanlage ergibt, ebenfalls zu berücksichtigen.

<sup>221</sup> *EuGH*, Urteil vom 15.09.2011 – C-53/10, Land Hessen gegen Franz Mücksch OHG.

<sup>222</sup> Allerdings enthält der Leitfaden "KAS18" soweit ersichtlich nur Abstandsvorschriften für Anlagen, welche Fluorwasserstoff, Chlorwasserstoff oder Schwefelwasserstoff verarbeiten, wohl nicht jedoch spezifisch für Wasserstoff-Elektrolyseanlagen. Insoweit ist es zu empfehlen, in technischer Hinsicht näher zu untersuchen, ob gleichwohl solche Abstandsvorschriften aufgrund einer vergleichbaren Gefährdungswirkung analog in Ansatz gebracht werden können oder auf andere Weise eine technische fundierte Ermittlung des gebotenen Abstands erfolgen kann. Überdies hängen diese Fragen sicherlich auch von der konkreten Dimensionierung und technischen Sicherung der Anlage ab, was ebenfalls der weiteren technischen Planung anheimgestellt ist.

- Gewerbegebiete bieten sich wegen der strengeren Lärmgrenzwerte weniger an, dies kommt aber auf die konkreten Verhältnisse an und u.U. kann mit einer Befreiung von den Festsetzungen des Bebauungsplans gearbeitet werden (vgl. den auf dieser Basis genehmigten Elektrolyseur im Energiepark Mainz, vgl. oben, Fn. 44).
- Unter spezifischen Voraussetzungen ist eine Errichtung im unbeplanten Außenbereich – also „in freier Landschaft“ – zulässig, jedoch regelmäßig nur, wenn die Anlage im Kontext privilegierter anderer Anlagen errichtet wird.
- In der Regel ungeeignet sind Elektrolyseure in Wohngebieten oder anderen sensiblen Bereichen, weil insoweit die notwendigen Abstandsvorschriften nicht eingehalten werden können. Sollte eine Anlage in der Nähe eines solchen schutzwürdigen Gebiets errichtet werden müssen, sollte die Grenze von 5 Tonnen Wasserstoffkapazität unterschritten bleiben, da hier die Anwendbarkeit der Störfallverordnung entfällt.
- Neben den planerischen Gesichtspunkten ist der Aspekt der energetischen Anbindung von sicherlich entscheidender Bedeutung. Dies gilt sowohl für die energieintensive Einspeisung der benötigten Energie (etwa im Kontext einer Abfallverwertungsanlage oder idealerweise in Form grünen Wasserstoffs bei Windenergieanlagen) als auch für eine möglichst reibungslose Weiterverarbeitung des erzeugten Wasserstoffs bezüglich Lagerung und Transport. In diesem Sinne sind die Anlagen also nicht nur isoliert, sondern im Kontext einer Input- und Output-orientierten Gesamtplanung zu sehen und zu bewerten.

#### **2.3.9.1.8 Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren**

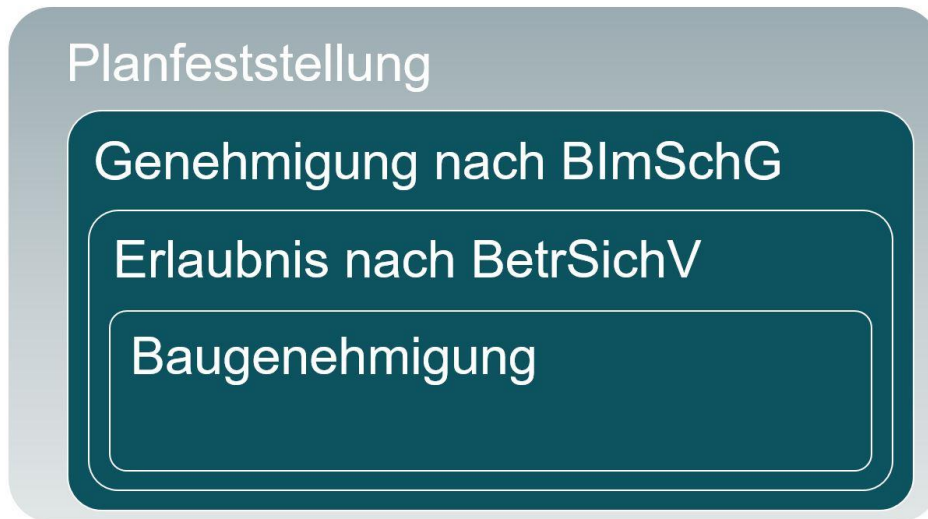
Bei der Errichtung und dem Betrieb von Wasserstoffherstellungsanlagen kann im Ausnahmefall ein sogenanntes Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren erforderlich sein. Ein solches Verfahren regelt die Zulässigkeit raumbedeutsamer Vorhaben und Infrastrukturmaßnahmen, wie beispielsweise bei Bundesstraßen, Eisenbahnanlagen, Flughäfen, Hochspannungsleitungen und Gaspipelines. Die Durchführung ist regelmäßig rechtlich sehr komplex und kann durchaus langwierig werden.

Die Errichtung eines Elektrolyseurs kann ausnahmsweise planfeststellungsbedürftig sein, wenn der Elektrolyseur als Vorhabenbestandteil eines selbst planfeststellungsbedürftigen Vorhabens zu werten ist. So sind beispielsweise die Neuerrichtung oder Änderung einer Hochspannungsleitung oder Gasversorgungsleitung bzw. LNG-Anbindungsleitung mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm planfeststellungsbedürftig (§ 43 Abs. 1 EnWG). Gleichwohl wird man bei der Neuerrichtung einer Wasserstoffherstellungsanlage in aller Regel nicht von einem bloßen Vorhabenbestandteil ausgehen können, mit der Folge, dass auch bei solchen Vorhaben das Genehmigungsverfahren des Elektrolyseurs vom Planfeststellungsverfahren der Hochspannungsleitung/ Rohrleitung abzugrenzen ist.

Hingegen können nach § 43 Abs. 2 Nr. 7 EnWG Energiekopplungsanlagen auf freiwilliger Basis über eine Planfeststellung genehmigt werden. Energiekopplungsanlagen erfassen sogenannte „Power-to-X“-Anlagen, also Anlagen, die Strom in andere Energieträger umwandeln; hierunter fallen insbesondere Elektrolyseure. Mithin kann es für einen Vorhabenträger durchaus ratsam sein, den Elektrolyseur in einem (rechtlich komplexeren) Planfeststellungsverfahren fakultativ zu integrieren, wenn er ohnehin ein solches Verfahren durchführen muss. Zudem kann eine Planfeststellung die Möglichkeit einer Enteignung nach § 45 EnWG eröffnen.

Auch kann eine Wasserstoffherstellungsanlage unter Umständen planfeststellungsbedürftig sein, wenn sie gemeinsam mit einem Untergrundspeicher neuerrichtet wird oder ein bestehender Untergrundspeicher um eine solche Anlage erweitert wird (§§ 126 Abs. 1 S. 1, 52 Abs. 2a BBergG).

Ist eine Wasserstofferzeugungsanlage hiernach planfeststellungsbedürftig oder wird eine fakultative Planfeststellung durchgeführt, kann die eingangs geschilderte Konzentrationswirkung der Genehmigung wie folgt veranschaulicht werden:



CMS Deutschland

Abbildung 2-61 Konzentrationswirkung von Genehmigungen mit Planfeststellung. Quelle: CMS Deutschland.

### 2.3.9.2 Der Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen

Nachdem eine Wasserstofferzeugungsanlage ordnungsgemäß genehmigt und errichtet worden ist, stehen Vorhabenträger vor dem Problem des anwendbaren Rechtsrahmens hinsichtlich des Betriebs der Wasserstofferzeugungsanlage.

Zunächst ist festzuhalten, dass sämtliche im Rahmen des Genehmigungsverfahrens geprüften Vorschriften auch beim fortlaufenden Betrieb der Anlage zu beachten sind. So ist die immissionsschutzrechtliche Genehmigung für „die Errichtung und den Betrieb“ einer Anlage erteilt worden.<sup>223</sup> In der Praxis wird der Genehmigungsbescheid nach BImSchG zahlreiche Anforderungen und Nebenbestimmungen formulieren, an die sich der Vorhabenträger auch beim Betrieb der Anlage halten muss. Hat beispielsweise eine Genehmigungsbehörde eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung unter der Annahme erteilt, dass die Lärmimmissionen einer Wasserstofferzeugungsanlage einen bestimmten Richtwert nicht überschreiten,<sup>224</sup> muss sich der Betreiber auch während des fortlaufenden Betriebs hieran messen lassen. Das gleiche gilt für sämtliche im immissionsschutzrechtlichen Verfahren geprüften anderen Vorschriften, wie zum Beispiel die des Arbeitsschutzes.

Des Weiteren ist der Betrieb einer Wasserstofferzeugungsanlage im Wesentlichen durch das sogenannte Gefahrstoffrecht geprägt. Das Gefahrstoffrecht meint in Deutschland sämtliche Richtlinien, Gesetze, Verordnungen und technischen Regeln, die dem Schutz von Mensch und Umwelt vor gefährlichen Stoffen dienen sollen. Insbesondere erfasst sind Vorschriften des Arbeitsschutzes, der Sicherheitstechnik, des Brandschutzes und des Explosionsschutzes. Aufgrund der zahlreichen, dem Oberbegriff „Gefahrstoffrecht“ im weitesten Sinne zuzuordnenden, unionsrechtlichen und nationalen

<sup>223</sup> Vgl. § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG.

<sup>224</sup> Bspw. ein Richtwert der TA Lärm, s.o.

Rechtsquellen, erfolgt die nachfolgende Darstellung des entsprechenden Rechtsrahmens lediglich überblicksartig und nur bezogen auf das Hauptprodukt der Wasserstofferzeugung, dem Wasserstoff.

### 2.3.9.2.1 Wasserstoff als Gefahrstoff und unionsrechtlicher Rechtsrahmen

Auf unionsrechtlicher Ebene ist für die Anwendung einer Vielzahl von nationalen Regelungswerken in erster Linie entscheidend, ob und inwiefern Wasserstoff im Rahmen der EU-Verordnungen CLP (*C*lassification, *L*abelling and *P*ackaging) und REACH (*R*egistration, *E*valuation, *A*uthorisation and *R*estriction of *C*hemicals) eingeordnet wird.

Bei der gefahrstoffrechtlichen Einordnung ist zwischen Wasserstoff, verdichtet (Gas) und Wasserstoff, tiefgekühlt/ flüssig (Flüssigkeit) zu unterscheiden. Wasserstoff wird nach der CLP-Verordnung (Verordnung EG Nr. 1272/2008 in der geänderten Fassung) hinsichtlich physikalischer Gefahren wie folgt eingestuft:

Gefahrenklasse <sup>225</sup>	Gefahrenkategorie <sup>226</sup> - Code	Gefahrenhinweis Code Wortlaut	
<b>Wasserstoff, gasförmig</b>			
2.2: entzündbares Gas	Flam. Gas 1	H220	Extrem entzündbares Gas
2.5: verdichtetes Gas	Press. Gas (Comp.)	H280	Enthält Gas unter Druck; kann bei Erwärmung explodieren.
<b>Wasserstoff, flüssig / tiefgekühlt</b>			
2.2: entzündbares Gas	Flam. Gas 1	H220	Extrem entzündbares Gas
2.5: tiefgekühltes verflüssigtes Gas	Press. Gas Refrig. Liq. Gas	H281	Enthält tiefgekühltes Gas; kann Kälteverbrennungen oder -verletzungen verursachen

Tabelle 2-26 Gefahrstoffrechtliche Einordnung von Wasserstoff. Quelle: CMS.

Diese Einstufung ist insbesondere für die Anwendung der nationalen Gefahrstoffverordnung (GefStoffV) sowie der Störfall-Verordnung (StöV) entscheidend. Im Hinblick auf Umweltgefahren wird Wasserstoff im Übrigen als nicht wassergefährdend eingestuft (gemäß Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) auf Grundlage der CLP-Verordnung).<sup>227</sup>

Die REACH-Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 ist die Europäische Chemikalienverordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe. Ein Kernelement der REACH-Verordnung ist die Registrierung grundsätzlich aller Stoffe, die in einer Menge von mindestens einer Tonne pro Hersteller/Importeur und Jahr hergestellt oder importiert werden. Ist ein Stoff nicht registriert, obwohl eine Registrierungspflicht besteht, darf er weder hergestellt, eingeführt noch in den Verkehr gebracht

<sup>225</sup> Gefahrenklassen beschreiben die Art der Gefahr. Es wird zwischen physikalischen Gefahren, Gesundheits- und Umweltgefahren unter Berücksichtigung des Expositionswegs oder der Art der Wirkung unterschieden.

<sup>226</sup> Die Gefahrenkategorien untergliedern die Gefahrenklassen bezüglich der Schwere der Gefahr.

<sup>227</sup> Vgl. insoweit die aktuelle veröffentlichte Stoffeinstufung von Wasserstoff gemäß AwSV unter (Umweltbundesamt Deutschland, 2017) sowie die entsprechende Einstufung im Rahmen der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS) in Anhang 1, Kenn-Nr. 741; auch nach Maßgabe von § 2 Abs. 1 Rohrfernleitungsverordnung dürfte Wasserstoff nicht als wassergefährdender Stoff gelten. Allerdings ist es naheliegend, dass bei einer Elektrolyseanlage diverse Einsatzstoffe für die Wasseraufbereitung verwendet werden, die im Einzelfall wassergefährdend sein können (z.B. Ionenaustauscherharze, Kühlflüssigkeiten, Hydrauliköle, etc.).

werden. Wasserstoff ist jedoch von der Registrierung nach der REACH-Verordnung ausgenommen, da eine Registrierung für diese Stoffe für unzweckmäßig oder unnötig gehalten wird.<sup>228</sup>

Der Vollständigkeit halber werden im Folgenden weitere für die vorliegende Untersuchung relevante EU-Richtlinien und deren jeweilige nationale Umsetzungen dargestellt:

### **Industrieemissions-Richtlinie (IE-Richtlinie)**

Bei der Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse findet die EU-Richtlinie 2010/75/EG über Industrieemissionen (IE-Richtlinie) Anwendung. Sie regelt die Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen bei bestimmten Tätigkeiten in industriellem Umfang. Die IE-Richtlinie sieht Maßnahmen vor, die Emissionen aus den in ihrem Anhang I aufgeführten Tätigkeiten in Luft, Wasser und Boden vermeiden oder wenigstens vermindern sollen; erfasst sind auch Maßnahmen den Abfall betreffend. Allerdings gilt die Richtlinie nur für Tätigkeiten in *industriellem Umfang* (vgl. hierzu bereits oben).<sup>229</sup> Die Wasserstoffherstellung in industriellem Umfang bedarf hiernach somit insbesondere einer Genehmigung.

Die Anforderungen der IE-Richtlinie wurden durch diverse Änderungen des BImSchG, des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG), des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) und durch den Erlass neuer Verordnungen (z.B. der 4. BImSchV über genehmigungsbedürftige Anlagen) in nationales Recht umgesetzt. Wie bereits oben unter dargestellt, ergeben sich aus der Einordnung einer Anlage nach der Industrieemissions-Richtlinie besondere Anforderungen sowohl für das Genehmigungsverfahren als auch für den Betrieb der Anlage.

### **Seveso-III-Richtlinie / Störfall-Richtlinie**

Des Weiteren ist die EU-Richtlinie 2012/18/EU (Seveso-III-Richtlinie oder auch Störfall-Richtlinie) zu beachten, die die Grundlage für die Lagerung von Wasserstoff darstellt. Die Seveso-III-Richtlinie dient der Verhütung schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen und hat zum Ziel, die Folgen solcher Unfälle für die menschliche Gesundheit und die Umwelt zu begrenzen, insbesondere durch die Erweiterung der Öffentlichkeitsbeteiligung bei Zulassungsverfahren und die Verpflichtung von Anlagenbetreibern zur Aufstellung von Konzepten und Berichten.

Die Richtlinie wird, was Betreiberpflichten betrifft, in nationales Recht durch die 12. BImSchV (StöV) umgesetzt, weshalb insoweit nach oben verwiesen werden kann.

### **Richtlinie 98/24/EG**

Die EU- Richtlinie 98/24/EG in ihrer geänderten Fassung regelt in erster Linie Mindestanforderungen für den Schutz der Gesundheit und Sicherheit von Arbeitnehmern am Arbeitsplatz vor der Gefährdung durch chemische Arbeitsstoffe bzw. für Tätigkeiten mit chemischen Arbeitsstoffen. Die Richtlinie wird im Wesentlichen durch die Gefahrstoffverordnung in deutsches Recht umgesetzt.

### **Richtlinie 89/391/EWG i. V. m. ATEX-Betriebsrichtlinie**

Die EU-Richtlinie 89/391/EWG (Arbeitsschutzrahmenrichtlinie) ist der zentrale Rechtsakt für das EU-Arbeitsschutzrecht und enthält allgemeine Vorschriften zu Gesundheitsschutz und Sicherheit der Arbeit. Die Richtlinie ist wiederum mit zahlreichen Einzelrichtlinien zu spezifischen Regelungsgebieten untersetzt. Die EU-Richtlinie 1999/92/EG (ATEX-Betriebsrichtlinie) ist die 15. Einzelrichtlinie, die auf Grundlage der Arbeitsschutzrahmenrichtlinie erlassen wurde und richtet sich an Arbeitgeber bzw.

---

<sup>228</sup> Vgl. REACH-Verordnung, Anhang V, Nr. 13: „*Stoffe, die nach Artikel 2 Absatz 7 Buchstabe b von der Registrierungspflicht ausgenommen sind: [...] 13. Wasserstoff und Sauerstoff*“.

<sup>229</sup> Vgl. IE-Richtlinie, Anhang I, Nr. 4.2 a).



Betreiber von Anlagen mit Explosionsgefährdungen. Die Vorgaben dieser Richtlinie wurden durch die BetrSichV und die GefStoffV in deutsches Recht überführt.

### 2.3.9.2.2 Einschlägige nationale Regelwerke und Rechtsfolgen

#### a) Gefahrstoffverordnung

Zentrales Regelwerk des deutschen Chemikalienrechts ist das Chemikaliengesetz (ChemG). Es wird ergänzt durch diverse Rechtsverordnungen, insbesondere durch die Chemikalienverbotsverordnung, die Chemikaliensanktionsverordnung, und die *Gefahrstoffverordnung* (GefStoffV).

Elektrolyseanlagen dürften dem Anwendungsbereich der GefStoffV regelmäßig unterfallen.<sup>230</sup> Die GefStoffV legt bestimmte Pflichten beim Umgang mit Gefahrstoffen fest, insbesondere hinsichtlich **Gefahrstoffinformationen**, wie Kennzeichnungspflichten, (Abschnitt 2), **Gefährdungsbeurteilungen** (Abschnitt 3), **Schutzmaßnahmen** (Abschnitt 4) und **Grundpflichten** (Abschnitt 3, § 7 GefStoffV).

Ein Betreiber einer Anlage hat die Vorschriften hinsichtlich der **Gefahrstoffinformationen** einzuhalten, wenn er gefährliche Stoffe „in Verkehr bringt“.<sup>231</sup> Dies betrifft insbesondere Kennzeichnungspflichten bezüglich des Wasserstoffs.<sup>232</sup> Ob im Fall einer Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyseanlage ein Inverkehrbringen in diesem Sinne vorliegt, wird letztlich von der konkreten Ausgestaltung des Abgabeprozesses des hergestellten Wasserstoffs abhängig sein. Ist eine Abfüllanlage für den Trailertransport mit der Erzeugungsanlage verbunden, dürfte ein Inverkehrbringen im vorgenannten Sinne vorliegen.

Zentrales Element der GefStoffV ist die Pflicht des Anlagenbetreibers zu einer **Gefährdungsbeurteilung** nach § 6 GefStoffV. Der Arbeitgeber hat im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung zu ermitteln, ob sich durch die Tätigkeiten mit Gefahrstoffen Gefährdungen für die Beschäftigten oder andere Personen ergeben.<sup>233</sup> Die Ergebnisse der Gefährdungsbeurteilung hat der Arbeitgeber zu dokumentieren.<sup>234</sup> Wenn der Arbeitgeber bei der Gefährdungsbeurteilung feststellt, dass die verwendeten Stoffe zu **Brand- oder Explosionsgefährdungen** führen können,<sup>235</sup> hat er ein gesondertes **Explosionsschutzdokument** zu erstellen.<sup>236</sup> Sofern explosionsgefährdete Bereiche<sup>237</sup> vorliegen, kann der Arbeitgeber diese in Zonen

---

<sup>230</sup> Da nach § 1 Abs. 3 GefStoffV eine Tätigkeit vorliegen dürfte, bei denen Beschäftigte Gefährdungen ihrer Gesundheit und Sicherheit durch Stoffe, Gemische oder Erzeugnisse ausgesetzt sein können. Auch liegt mit Wasserstoff ein „gefährlicher Stoff“ im Sinne von § 3 Abs. 1 GefStoffV vor, da Wasserstoff im Sinne der CLP-Verordnung als gefährlicher Stoff einzuordnen ist (s.o.).

<sup>231</sup> „Inverkehrbringen“ wird nach § 3 S. 1 Nr. 9 ChemG definiert als „die Abgabe an Dritte oder die Bereitstellung für Dritte“. Somit dürfte bereits das der Abgabe vorgelagerte Bereitstellen, nicht jedoch die bloße Lagerung erfasst sein, vgl. Häberle, in: (Erbs/Kohlhaas, 2020), § 3 ChemG, Rn. 9.

<sup>232</sup> Nach § 4 GefStoffV; die Kennzeichnungspflichten richten sich in erster Linie nach den Bestimmungen der CLP-Verordnung richten, vgl. § 4 Abs. 1 S. 1 GefStoffV.

<sup>233</sup> Dies ist Bestandteil der Beurteilung der Arbeitsbedingungen nach § 5 ArbSchG (vgl. § 6 Abs. 1 S. 1 GefStoffV). Die möglichen Gefährdungen hat der Arbeitgeber nach den Gesichtspunkten des § 6 Abs. 1 S. 2 GefStoffV zu beurteilen. Hinweise zur Durchführung der Gefährdungsbeurteilung enthalten insbesondere die Technischen Regeln für Gefahrstoffe TRGS 400 (Gefährdungsbeurteilung für Tätigkeiten mit Gefahrstoffen) und TRGS 407 (Tätigkeiten mit Gasen – Gefährdungsbeurteilung).

<sup>234</sup> Vgl. § 6 Abs. 8 GefStoffV.

<sup>235</sup> Dies ist vom Prüfungsgegenstand der Gefährdungsbeurteilung erfasst, vgl. § 6 Abs. 4 S. 2 GefStoffV.

<sup>236</sup> Aus dem Explosionsschutzdokument müssen sich die in § 6 Abs. 9 GefStoffV dargelegten Umstände ergeben.

<sup>237</sup> Explosionsgefährdeter Bereich ist der Gefahrenbereich, in dem gefährliche explosionsfähige Atmosphäre auftreten kann (vgl. Legaldefinition des § 2 Abs. 14 GefStoffV); Gefährliche explosionsfähige Atmosphäre ist ein gefährliches explosionsfähiges Gemisch mit Luft als Oxidationsmittel unter atmosphärischen Bedingungen (Umgebungstemperatur von –20 °C bis +60 °C und Druck von 0,8 Bar bis 1,1 Bar) (vgl. Legaldefinition des § 2 Abs. 13 GefStoffV).

einteilen, um die Anforderungen an die Zündquellenvermeidung festzulegen.<sup>238</sup> Hinsichtlich dieser Zoneneinteilung für explosionsgefährdete Bereiche existieren bestimmte technische Regeln<sup>239</sup> und es müssen besondere Schutzmaßnahmen beachtet werden.<sup>240</sup>

Anhand der im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung nach § 6 GefStoffV ermittelten Gefährdungen sind vom Arbeitgeber die erforderlichen **Schutzmaßnahmen** nach Maßgabe der §§ 8 ff. GefStoffV (Abschnitt 4) festzulegen. Dies umfasst neben allgemeinen Schutzmaßnahmen gemäß § 8 GefStoffV ggf. zusätzliche Schutzmaßnahmen nach § 9 GefStoffV sowie besondere Schutzmaßnahmen gegen Brand- und Explosionsgefährdungen nach § 11 GefStoffV.<sup>241</sup> Des Weiteren hat der Arbeitgeber Notfallmaßnahmen für den Fall von Betriebsstörungen, Unfällen und Notfällen festzulegen (vgl. § 13 GefStoffV), seine Beschäftigten über das Ergebnis der Gefährdungsbeurteilung anhand einer schriftlichen Betriebsanweisung zu unterrichten und unterweisen (vgl. § 14 GefStoffV) sowie spezielle Anforderungen bei der Zusammenarbeit mit anderen Firmen einzuhalten (vgl. § 15 GefStoffV), insbesondere sicherzustellen, dass nur solche Fremdfirmen herangezogen werden, die über die Fachkenntnisse und Erfahrungen verfügen, die für die Tätigkeiten mit Gefahrstoffen erforderlich sind.

Zuletzt muss der Anlagenbetreiber die **Grundpflichten** des § 7 GefStoffV einhalten. Neben der Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung und der Ergreifung der angezeigten Schutzmaßnahmen, muss der Arbeitgeber unter anderem, die Funktion und die Wirksamkeit der technischen Schutzmaßnahmen regelmäßig, mindestens jedoch jedes dritte Jahr, überprüfen und das Ergebnis der Prüfungen aufzeichnen.<sup>242</sup>

## **b) Betriebsicherheitsverordnung**

Wie bereits oben dargestellt, entstehen für den Betreiber der Elektrolyseanlage – selbst wenn diese nicht als überwachungsbedürftige Anlage im Sinne der Verordnung einzuordnen wäre – zumindest allgemeine Pflichten der Betriebssicherheit. Soweit die Anlage als überwachungsbedürftige Anlage einzuordnen ist, gelten die besonderen Prüfpflichten (s.o.).

## **c) Störfallverordnung (12. BImSchV)**

Wie bereits oben dargestellt, ist Wasserstoff als gefährlicher Stoff im Sinne der StöV anzusehen, weshalb der Anwendungsbereich auch dieser Verordnung eröffnet ist. Insoweit wird ebenfalls nach oben verwiesen.

## **d) ProdSG – 11. ProdSV**

Zentrale Rechtsvorschrift für die Sicherheit von Geräten, Produkten und Anlagen ist das Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt (Produktsicherheitsgesetz; ProdSG). Mit Blick auf den Betrieb einer Elektrolyseanlage könnte zwar auf den ersten Blick die auf Grundlage des § 8 ProdSG erlassene Explosionsschutzprodukteverordnung (11. ProdSV) einschlägig sein. Diese regelt das Inverkehrbringen von neuen Geräten und Schutzsystemen zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen. Allerdings ist diese für den bloßen Betrieb einer Wasserstoffherstellungsanlage nicht von besonderer Relevanz, da sich die Bestimmungen – im

---

<sup>238</sup> Vgl. Anhang I Nr. 1.6 Abs. 3 S. 2 GefStoffV. Vgl. hierzu auch (DGUV, 2020).

<sup>239</sup> TRGS 407, Nummer 3.2.1 Abs. 6.

<sup>240</sup> Vgl. GefStoffV, Anhang I, Nr. 1.6 und 1.8 Abs. 2 u. 3; zudem: TRBS 2152 Teil 2 / TRGS 722.

<sup>241</sup> Vgl. TRGS 407 Nummer 3.2.1 Abs. 10; TRGS 500 „Schutzmaßnahmen“; TRGS 800 „Brandschutzmaßnahmen“; TRGS 720 ff.; TRBS 2152 Teil 3 ff.

<sup>242</sup> Vgl. § 7 Abs. 7 GefStoffV.

Gegensatz etwa zur BetrSichV oder GefStoffV – an die Hersteller der Geräte bzw. die Unternehmen, die sie in den Verkehr bringen wollen, richten, und nicht an deren Nutzer.<sup>243</sup>

### 2.3.9.3 Checkliste für die Genehmigung, Errichtung und Betrieb

- Grundstein für die Errichtung einer Wasserstofferzeugungsanlage ist die richtige Wahl des Genehmigungsverfahrens. In Betracht kommen im Wesentlichen eine Planfeststellung, eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung, eine Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und eine einfache Baugenehmigung. Die beschriebenen Genehmigungen entfalten eine sogenannte Konzentrationswirkung, das heißt das jeweils höherrangige Genehmigungsverfahren schließt den Prüfgegenstand der nachrangigen Genehmigungsverfahren ein und eine gesonderte Einholung der übrigen Genehmigungen ist nicht notwendig.
- Die Errichtung und der Betrieb einer kommerziell genutzten Elektrolyseanlage unterliegt regelmäßig der Genehmigungspflicht nach dem Bundesimmissionsschutz (BImSchG). In der Regel ist ein förmliches Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG einschließlich der dort vorgesehenen Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren ist umfassender Natur und schließt neben der Beachtung der immissionsschutzrechtlichen Anforderungen im engeren Sinne die Prüfung nahezu sämtlicher öffentlich-rechtlicher Vorschriften ein.<sup>244</sup>
- Eine Wasserstofferzeugungsanlage unterfällt dem Anwendungsbereich der Störfallverordnung (12. BImSchV). Hiernach liegt ein Störfallbetrieb vor, wenn der Schwellenwert von 5 Tonnen Wasserstoff erreicht wird (ab 50 Tonnen erfolgt eine Einordnung als Störfallbetrieb der „oberen Klasse“). Aus der Einordnung als Störfallbetrieb ergeben sich sowohl planungsrechtlich – etwa in Bezug auf das Abstandsgebot zu Wohngebieten – als auch betriebsbezogen qualifizierte Anforderungen. Aus anwaltlicher Sicht empfiehlt es sich daher, die Mengenschwellen zu unterschreiten, um eine Einordnung als Störfallbetrieb gänzlich zu vermeiden. Soweit eine BImSchG-Genehmigung nicht notwendig sein sollte, wäre eine Genehmigung nach Störfallrecht einzuholen.
- Eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung dürfte bei Wasserstoffelektrolyseanlagen regelmäßig nicht vorliegen. Gleichwohl dürfte in aller Regel eine allgemeine Vorprüfungspflicht für eine UVP bestehen. Die notwendigen Unterlagen sollten frühzeitig der Behörde zur Verfügung gestellt werden und mit ihr durchgesprochen werden.
- Es sind die Vorschriften des Arbeitsschutzes einzuhalten (ArbSchG, BetrSichV, GefStoffV, etc.). Je nach technischer Ausgestaltung und Dimensionierung der Wasserstofferzeugungsanlage kann es sich bei diesem weiterhin um eine überwachungsbedürftige Anlage im Sinne der BetrSichV handeln, woraus sich besondere Prüfpflichten ergeben. Zudem wäre eine spezielle Erlaubnispflicht nach § 18 BetrSichV erforderlich, soweit nicht schon eine BImSchG-Genehmigung notwendig sein sollte.
- Zudem sind die bauplanungsrechtlichen und bauordnungsrechtlichen Anforderungen einzuhalten. Eine Wasserstofferzeugungsanlage kann im beplanten Innenbereich im Rahmen eines vorhabenbezogenen Bebauungsplans, eines Sondergebiets, eines Gewerbegebiets oder eines Industriegebiets zulässig sein. Zudem besteht die Möglichkeit, dass eine

---

<sup>243</sup> Dies ergibt sich nicht zuletzt durch einen Blick auf den zentralen Pflichtenkatalog des Abschnitts 2 der 11. ProdSV (§§ 5-12 der 11. ProdSV), der sich ausschließlich an Hersteller, Einführer oder Händler richtet.

<sup>244</sup> Mit Ausnahme von Planfeststellungen, wasserrechtlichen Genehmigungen und bergrechtlichen Zulassungen (vgl. § 13 BImSchG).

Elektrolyseanlage als Nebenanlage im Innenbereich zuzulassen ist. Im Außenbereich kann eine Wasserstofferzeugungsanlage als ortsgebundener Gewerbebetrieb oder mitgezogener Betriebsteil privilegiert zulässig sein, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen. Auf die seit dem 01. Januar 2023 geltende Vorschrift des § 249a BauGB zur Zulässigkeit einer Wasserstoffanlage als „mitgezogener Betriebsteil“ zu einer Erneuerbaren-Energien-Anlage, sollte ein besonderes Augenmerk gelegt werden.

- Beim Betrieb einer Wasserstofferzeugungsanlage sind zunächst sämtliche im Rahmen des Genehmigungsverfahrens geprüften Vorschriften – wie beispielsweise die Betreiberpflichten aus dem BImSchG – auch nach Genehmigung weiterhin einzuhalten.
- Darüber hinaus ist der Betrieb einer Wasserstofferzeugungsanlage im Wesentlichen durch das sogenannte Gefahrstoffrecht geprägt. Aufgrund der gefährstoffrechtlichen Einordnung von Wasserstoff als entzündliches Gas (gemäß europäischer CLP-Verordnung) ergeben sich für den Betreiber einer Wasserstofferzeugungsanlage diverse Pflichten aus:
  - der Gefahrstoffverordnung (GefStoffV),
  - der Betriebssicherungsverordnung (BetrSichV),
  - ggf. der Störfallverordnung (12. BImSchV).

## 2.4 Distributionskonzept

In diesem Kapitel werden Distributionskonzepte diskutiert. Diese bauen auf der H<sub>2</sub>-Landkarte (Kapitel 2.2) auf und sind in Verbindung mit der Zeitmatrix (Kapitel 2.3) zu betrachten. Die Distributionskonzepte orientieren sich an den zwei H<sub>2</sub>-Zielbildern, welche in Kapitel 2.3 eingeführt wurden.

In diesem Kapitel werden zunächst die verschiedenen Distributionskomponenten vorgestellt (Kapitel 2.4.1) sowie der rechtliche Rahmen für den Transport, die Speicherung und die Distribution von Wasserstoff diskutiert (Kapitel 2.4.2). Dann werden in Kapitel 2.4.3 mögliche Standort- und Betreibermodelle erörtert, abhängig von dem Ort der Wasserstofferzeugung. Pfade für die Verteilung des Wasserstoffs von dem Standort der Erzeugung zum Standort des Verbrauchs werden in Kapitel 2.4.4 entwickelt. Die abschließende gesamtheitliche Betrachtung erfolgt in Kapitel 0.

### 2.4.1 Distributionskomponenten

Die Versorgung der Verbraucher mit Wasserstoff kann über den Direktverbrauch am Standort der Erzeugung, eine direkte, leitungsgebundene Anbindung oder den Transport im Wasserstofftank per LKW, Eisenbahn oder Schiff erfolgen. Abbildung 2-62 gibt einen Überblick über die Komponenten und Optionen bei der Verteilung.

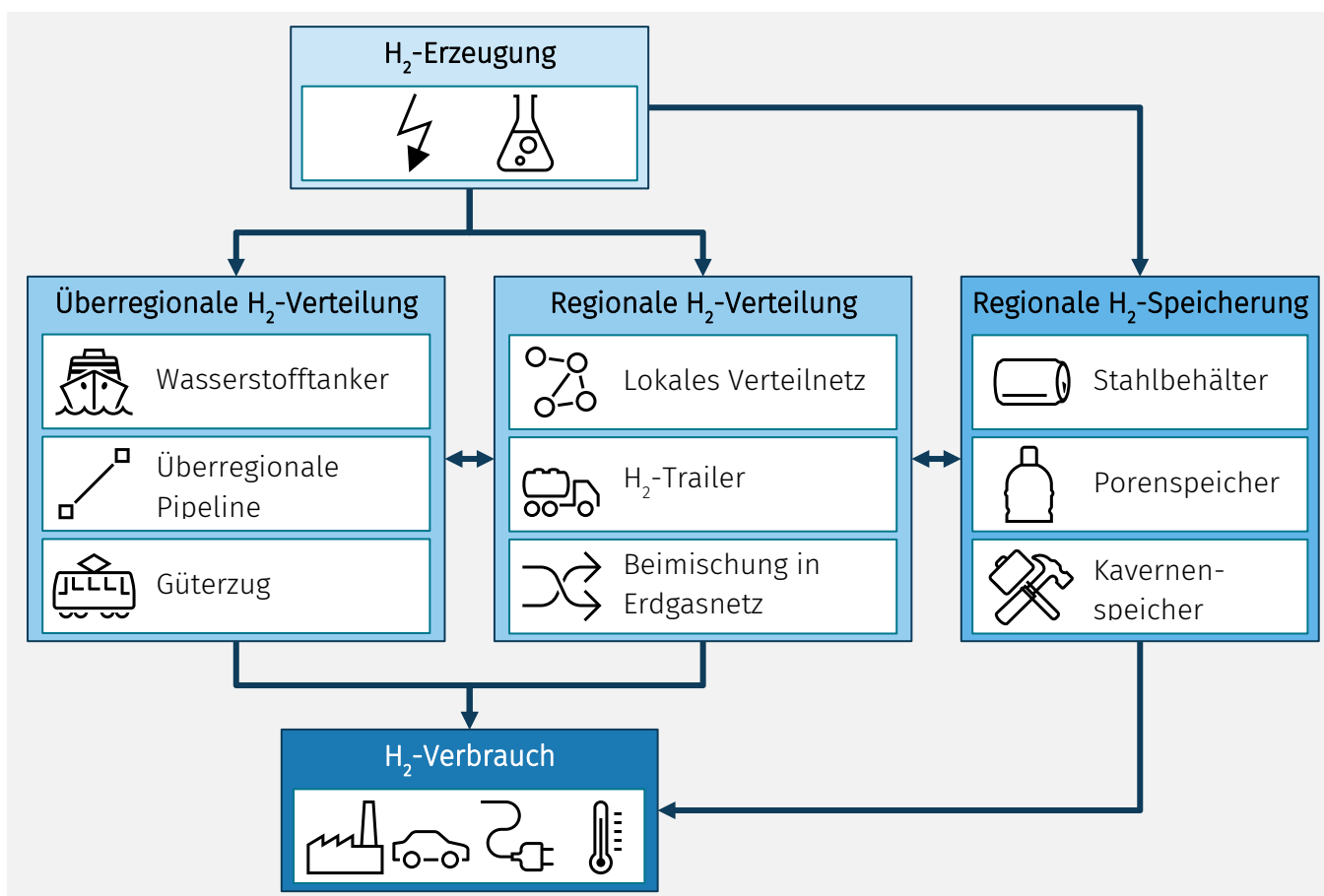


Abbildung 2-62 Komponenten in der Wasserstoffwirtschaft. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Auswahl der eingesetzten Transportmethode basiert auf verschiedenen Faktoren: der Produktionstechnologie, der Transportentfernung, der bereits vorhandenen Infrastruktur, den Kosten und rechtlichen Voraussetzungen sowie den Anforderungen der Endverbraucher. Letzteres umfasst unter anderem die zeitliche und mengenmäßige Flexibilität, Anforderungen an die Versorgungssicherheit, den Hochlauf des Bedarfes und konkrete technische und logistische

Gegebenheiten. Ebenfalls muss berücksichtigt werden, ob es sich um einen Transport zu einem Knotenpunkt oder die lokale Verteilung handelt.

Um Wasserstoff transportieren und einsetzen zu können, muss es möglich sein, diesen zwischenzuspeichern. Die hierfür zur Verfügung stehenden Möglichkeiten:

- Speicherung von gasförmigem komprimiertem Wasserstoff,
- Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff,
- Absorptionsspeicherung als Metallhydride
- Speicherung in Form von chemischen Energieträgern, z.B. als LOHC (Liquified organic hydrogen carrier) oder Speicherung in Form von Wasserstoff-Derivaten, z.B. Ammoniak oder Methanol

werden aus Kapitel 2.1.3.1 aufgegriffen und in Kapitel 2.4.1.3 diskutiert.

Zunächst werden die technischen und ökonomischen Anforderungen an den Transport über Pipelines und über Wasserstofftrailer aufgeführt. Danach werden Anforderungen und Ausgestaltungen von Wasserstofftankstellen diskutiert. Anschließend werden die verschiedenen Speicheroptionen vorgestellt. Die rechtlichen Rahmenbedingungen von Transport und Speicherung finden sich in Kapitel 2.4.2.

#### **2.4.1.1 Transport von Wasserstoff**

Beim Transport von Wasserstoff ist zwischen überregionaler und regionaler Verteilung zu unterscheiden. Der überregionale Transport stellt bei Importen einen vorgelagerten Schritt zur regionalen Verteilung dar, bei dem der Wasserstoff in großer räumlicher Entfernung zum Endverbraucher über globale Transportwege zu zentralen Importpunkten gelangt. Von dort erfolgt zunächst der weitere Transport in die Zielregion, wo der Wasserstoff dann regional verteilt wird.

Die Wasserstoffderivate Ammoniak und Methanol sowie in flüssigen Trägern gespeicherter Wasserstoff (LOHC) sind ähnlich wie verflüssigter Wasserstoff insbesondere für globale Transportwege relevant.

Neben dem Transportmittel (Pipeline, Trailer, Schiff, etc.) ist auch die Form, in der der Wasserstoff zum Transport zwischengespeichert wird, ein Unterscheidungsmerkmal für die Distribution. In seiner Reinform kann Wasserstoff komprimiert gasförmig ( $\text{CGH}_2$ ) oder verflüssigt ( $\text{LH}_2$ ) transportiert werden.

Die Vorteile von verflüssigtem Wasserstoff ( $\text{LH}_2$ ) liegen in den relativen Kostenvorteilen beim Transport und einer erhöhten Speichermöglichkeit aufgrund höherer volumetrischer Energiedichte im Vergleich zu gasförmig komprimiertem Wasserstoff. Diese wiegen den hohen Energieverbrauch in den Transformationsprozessen nur dann auf, wenn die Transportwege sehr weit sind oder keine Speichermöglichkeiten in geologischen Formationen wie Salzkavernen oder ausgespeicherten Gasfeldern möglich ist. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt prognostiziert<sup>245</sup>, dass sich  $\text{LH}_2$  als kostengünstigste globale Transportmethode bis 2030 herauskristalisieren wird. In Europa gibt es aktuell nur vier Verflüssigungsanlagen. Da die Transportwege innerhalb der Region vergleichsweise kurz sind, wird verflüssigter Wasserstoff und die dafür benötigten Distributionskomponenten in diesem Konzept weder beim Transport noch bei der Speicherung weiter berücksichtigt.

---

<sup>245</sup> (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2020)

Die Adsorptionsspeicherung in Metallhydriden ist insbesondere für kleine Wasserstoffspeicher und in mobilen Anwendungen relevant und wird daher ebenfalls sowohl für den Transport als auch für die Speicherung im Distributionskonzept nicht betrachtet.

Die weitere Ausführung konzentriert sich auf die Wasserstoffverteilung auf regionaler Ebene. Daher liegt der Fokus des Wasserstofftransportes in diesem Konzept auf dem Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff mittels Trailer und Pipeline. Der Wasserstofftransport per Schiff oder Zug wird nicht genauer betrachtet, da dies zwar für den Import von Wasserstoff in die Region Mainz, aber nicht für die Verteilung innerhalb der Region relevant ist.<sup>246</sup>

#### **2.4.1.1.1 Transport über Pipelines**

Zwei verschiedene Pipeline-Typen können zum Transport von Wasserstoff genutzt werden: Erdgaspipelines mit Wasserstoffbeimischung oder reine Wasserstoffpipelines. Bei Erdgaspipelines kann seit 2019 eine Beimischung von Wasserstoff von bis zu 10 Vol.-% vorgenommen werden. Weiterhin ist es möglich, Erdgaspipelines umzuwidmen und ausschließlich für den Transport von Wasserstoff zu nutzen. Besondere Herausforderungen sind dabei zum einen die Anforderungen an die Reinheit der Leitungen, zum anderen die Werkstofftauglichkeit, da es im Gegensatz zum Transport von Erdgas beim Transport von Wasserstoff zur sogenannten „Wasserstoffversprödung“ kommen kann, bei der eine Diffusion des Gases in die Leitungswand auftritt und das Material auf Dauer schwächt. Wasserstoffpipelines werden aus Metall oder Kunststoff gefertigt und sind für den Wasserstofftransport optimiert.<sup>247</sup>

Wie bereits in Kapitel 2.1.6.1 diskutiert, ist die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz attraktiv, da hier die Infrastruktur und der Anschluss der Endkunden bereits zur Verfügung stehen. Auch der Sicherheitsstatus ändert sich kaum gegenüber dem Betrieb mit reinem Erdgas.<sup>248</sup> Für die Beimischung müssen allerdings einige Punkte berücksichtigt werden. Es muss sichergestellt werden, dass alle Bauteile der Infrastruktur für die gewünschte Wasserstoffkonzentration geeignet sind. Die Obergrenze muss über die gesamte Strecke eingehalten werden. Da die Konzentration variiert, muss die Beimischung sorgfältig überwacht werden. Zusätzlich muss der Durchfluss der Leitungen erhöht werden, da Wasserstoff einen geringeren volumetrischen Brennwert hat als Erdgas.<sup>249</sup>

Derzeit wird eine Erhöhung der erlaubten Beimischungsquote von 10 Vol.-% auf 20 Vol.-% diskutiert. Die Toleranz vieler Komponenten der Gasverteilernetze liegt sogar deutlich höher, es scheint unter Berücksichtigung technischer Anpassungen und Modifikationen eine Beimischung von bis zu 70 Vol.-% möglich zu sein.<sup>250</sup> Die Höhe der möglichen Beimischung hängt allerdings nicht nur von der Materialverträglichkeit und Funktionalität der Leitungen ab, sondern auch von der Wasserstofftauglichkeit von Endanwendungen. In einigen Industriezweigen ist der Einsatz des Wasserstoff-Gasgemischs, ggf. nach entsprechenden Anpassungsmaßnahmen, unkritisch (z.B. in der Papier- oder Lebensmittelindustrie, der Wärmebereitstellung der Holzindustrie, der Recyclingbranche, der (Petro-)Chemie, der Pharmabranche und Schutzgase in der Stahlerzeugung).<sup>251</sup> In anderen

---

<sup>246</sup> Für den Import von Wasserstoff per überregionaler Pipeline oder per Schiff / Zug sind Komponenten notwendig, die in der Region Mainz als Distributionskomponenten aufgefasst werden können. Während in 2.4.2.1.1 auch auf Pipelines, die für den überregionalen Transport geeignet sind, eingegangen wird, werden aufgrund des Fokus auf die regionale Distribution die notwendigen Komponenten zum Import von Wasserstoff per Schiff und Zug hier ausgelassen, müssen für die entsprechende Importvariante aber vorgesehen werden.

<sup>247</sup> (TÜV Rheinland, 2022)

<sup>248</sup> (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2020)

<sup>249</sup> (TÜV Rheinland, 2022)

<sup>250</sup> (TÜV Rheinland, 2021)

<sup>251</sup> (TÜV Rheinland, 2021)

Industriezweigen hingegen müssen deutlich niedrigere Beimischungsquoten eingehalten werden,<sup>252</sup> z.B. in der Glasbranche (üblicherweise 0,1 Vol.-% aufgrund der sehr hohen Anforderungen an die Feuerungstechnik), in der chemischen Industrie (1 Vol.-%) und bei Erdgasfahrzeugen (ca. 2 Vol.-% da die Fahrzeugtanks durch den Wasserstoff versprödet werden). In einigen Industriezweigen ist der Einsatz des Wasserstoff-Gasgemisches noch zu untersuchen bzw. je nach Prozess individuell zu bewerten, auch damit keine Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff und den eingesetzten bzw. produzierten Stoffen entstehen.

Bei der Umwidmung bestehender Erdgasleitungen muss ebenfalls sichergestellt sein, dass alle Leitungskomponenten für einen Durchfluss von Wasserstoff geeignet sind. Die Umwidmung bietet eine schnelle Lösung zum Transport großer Mengen Wasserstoff. Es wird geschätzt, dass die Kosten für die Umwidmung einer Pipeline bei 10 – 35 % der Kosten für den Neubau von Wasserstoffpipelines liegen, während die Kosten für die Umwidmung der Kompressoren etwa den Kosten von neuen Wasserstoffkompressoren entspricht.<sup>253</sup> Bei der pan-europäischen Wasserstoff-Infrastruktur, wie sie für die Jahre 2030, 2035 und 2040 im European Hydrogen Backbone Report vorgeschlagen wird, spielt die Umwidmung bestehender Gasleitungen eine große Rolle. In der letzten Veröffentlichung<sup>254</sup> von April 2022 liegt der Anteil der umgewidmeten Gasleitungen 2040 bei über 60 %.

Die Investitionskosten neuer Wasserstoffpipelines sind hoch, daher lohnen sie sich nur bei der Abnahme von großen Wasserstoffmengen (siehe Tabelle 2-27). Im Vergleich zum Bau einer Gaspipeline können für eine neu gebaute Wasserstoffpipeline ungefähr 110 – 150 % der Kosten einer Gaspipeline mit gleichem Durchmesser angenommen werden, während für einen neuen Kompressor zwischen 140 und 180 % der Kosten für einen ähnlichen Gaskompressor angenommen werden kann.<sup>255</sup>

Mittels einer reinen Wasserstoffpipeline lassen sich große Mengen an gasförmigem, komprimiertem Wasserstoff transportieren. Sie ermöglicht eine hohe Flexibilität bei der Versorgung. Die Betriebskosten der Wasserstoffpipeline steigen mit der Länge des Transportwegs, da der Druckabfall durch Kompressoren kompensiert werden muss.

Die European Hydrogen Backbone Initiative, mittlerweile bestehend aus 31 Energieinfrastrukturanbietern, beschäftigt sich mit einer europäischen Wasserstoff-Transportinfrastruktur aus existierenden und neuen Pipelines. Im Rahmen des European Hydrogen Backbone Report<sup>256</sup> von April 2021 wurden repräsentative Kosten für die Umwidmung und den Neubau von Fernleitungspipelines sowie Betriebs- und Reparaturkosten je Kilometer Pipeline ausgewiesen. Die Zusammenstellung der Ergebnisse findet sich in Tabelle 2-27. Hierbei werden vereinfacht drei Pipeline-Größen (klein, mittel und groß) mit einem Durchmesser von 20 Zoll (ca. 500 mm), 36 Zoll (ca. 900 mm) bzw. 48 Zoll (ca. 1200 mm) ausgewiesen. Die Kosten werden für drei Szenarien mit niedriger, mittlerer sowie hoher Kostenschätzung ausgewiesen. Die Kosten für die Umwidmung bestehender Fernleitungen liegt zwischen 0,2 und 0,6 Millionen Euro pro km, während der Neubau zwischen 1,4 und 3,4 Millionen Euro pro km liegt. Der angenommene Abschreibungszeitraum beträgt 40 Jahre für die Pipelines und 35 Jahre für die Kompressoren.

---

<sup>252</sup> (TÜV Rheinland, 2021)

<sup>253</sup> (European Hydrogen Backbone, 2020)

<sup>254</sup> (European Hydrogen Backbone, 2022)

<sup>255</sup> Der Kostenaufschlag hängt bei den Pipelinekosten stark vom Durchmesser ab. Bei größeren Pipelines ist dieser geringer, während die Kosten kleiner Pipelines bis zu 150 % der Kosten einer Erdgaspipeline betragen können. Siehe (European Hydrogen Backbone, 2020).

<sup>256</sup> (European Hydrogen Backbone, 2022)



			Niedrige Kosten	Mittlere Kosten	Hohe Kosten
CapEx Neubau Wasserstoffpipeline [Mio. €/km]	Klein		1,4	1,5	1,8
	Mittel		2,0	2,2	2,7
	Groß		2,5	2,8	3,4
CapEx Umwidmung Erdgaspipeline [Mio. €/km]	Klein		0,2	0,3	0,5
	Mittel		0,2	0,4	0,5
	Groß		0,3	0,5	0,6
CapEx Kompressorstation [Mio. €/MWe]			2,2	3,4	6,7
Preis für Elektrizität [€/MWh]			40	60	80
Pipeline Betriebs- und Reparaturkosten [€/Jahr als % des CapEx]			0,8	0,9	1,0
Kompressor Betriebs- und Reparaturkosten [€/Jahr als % des CapEx]			1,7	1,7	1,7

Tabelle 2-27 Geschätzte Kosten für den Neubau bzw. die Umwidmung von Wasserstofffernleitungen Quelle: (European Hydrogen Backbone, 2022)

Für das Verteilnetz für Wasserstoff werden im Allgemeinen Pipelines mit kleinerem Durchmesser als 500 mm vorgesehen. Geschätzte Kosten für eine städtische Wasserstoffpipeline mit Durchmesser 300 mm liegt im Bereich der oben genannten Neubaukosten einer Fernleitung. Im städtischen Bereich ist davon auszugehen, dass die Kosten pro km eher im höheren Bereich liegen. Auf dieser Basis wird in Kapitel 2.4.4.6 eine Kostenschätzung einer regionalen Wasserstoffpipeline in der Landeshauptstadt Mainz sowie einer Pipelineverbindung von Alzey-Worms mit der Landeshauptstadt Mainz vorgenommen.

Insgesamt bietet der Transport von Wasserstoff per Wasserstoffpipeline den Vorteil, dass sehr viel Wasserstoff transportiert werden kann und an viele verschiedene Verbraucher verteilt werden kann. Durch geringe Verluste und geringe laufende Kosten ist es eine günstige Transportmöglichkeit auf die Lebenszeit der Pipeline gesehen. Initial besteht jedoch ein hoher Investitionsaufwand für die Umwidmung oder den Neubau. Ein weiterer Nachteil des Transports per Pipeline ist der lange zeitliche Horizont bis zum Einsatz einer neuen Pipeline: die Planung, Genehmigungsverfahren und Bauzeit benötigten insgesamt mehrere Jahre. Auch ist der Anschluss neuer Erzeuger oder Verbraucher mit Aufwand verbunden, da diese hierfür an das Leitungsnetz angebunden werden müssen.

### Vergleich der Pipelinevarianten

Die drei vorgestellten Varianten des Wasserstoff-Transports via Pipeline unterscheiden sich nicht nur bezüglich ihrer Investitionskosten, sondern auch bezüglich der benötigten Zeit bis zu ihrer erstmaligen Nutzung und der Menge und Qualität des beförderten Wasserstoffs. Ein qualitativer Vergleich der drei Pipelinevarianten findet sich in Tabelle 2-28.

	Beimischung in Erdgaspipelines	Umwidmung von Erdgaspipelines	Neue Wasserstoffpipelines
<b>Kosten</b>	Niedrige Vorlaufkosten	Mittlere Investition	Hohe Anfangsinvestition
<b>Beimischung</b>	Beimischung muss sorgfältig überwacht werden	Keine Beimischung	Keine Beimischung
<b>Nutzungsstart</b>	Direkter Einsatz möglich	Zeitnahe Inbetriebnahme nach Prüfung und ggf. Austausch einzelner Komponenten	Bauzeit von mehreren Jahren
<b>H<sub>2</sub>-Volumen</b>	Geringes Volumen (derzeit 10 Vol.-%)	Hohes Volumen da lediglich Wasserstoff enthalten	Hohes Volumen da lediglich Wasserstoff enthalten
<b>H<sub>2</sub>-Konzentration</b>	Mögliche Probleme für Industriekunden durch Fluktuation in der H <sub>2</sub> -Konzentration	Konstante H <sub>2</sub> -Konzentration	Konstante H <sub>2</sub> -Konzentration
<b>Planungsaufwand</b>	Sorgfältige Untersuchung der Eignung der Infrastruktur vor Inbetriebnahme	Sorgfältige Untersuchung der Eignung und ggf. Austausch einzelner Komponenten der Infrastruktur vor Inbetriebnahme	Sorgfältige Planung vor Bau der Pipeline

Tabelle 2-28 Vergleich der verschiedenen Pipeline-Varianten. Quelle: Eigene Darstellung.

#### 2.4.1.1.2 Transport über Wasserstofftrailer

Wasserstoff kann auch per LKW, Eisenbahn oder Schiff in speziellen Wasserstofftanks bzw. Wasserstoff-Trailer transportiert werden. Diese Trailer müssen hohe Sicherheitsanforderungen erfüllen, da ein Tankversagen zu einer Explosion führen kann. Der Wasserstoff kann sowohl gasförmig und komprimiert oder flüssig transportiert werden. Hier wird lediglich der gasförmige Transport betrachtet, da sich der hohe energetische Aufwand für die Verflüssigung und die damit einhergehende Steigerung der volumetrischen Energiedichte des Wasserstoffes erst beim Transport über große Entfernungen lohnt. Es ergeben sich die gleichen Herausforderungen wie beim Speichern des Wasserstoffs, die in Abschnitt 2.4.1.3 diskutiert werden.

Der CGH<sub>2</sub>-Trailer transportiert Wasserstoff bei einem Druck von 200 – 500 bar und kommt so auf eine Transportmenge von 200 kg bis zu 1100 kg Wasserstoff (bei 500 bar).<sup>257</sup> Der Wasserstoff wird bei Umgebungstemperatur transportiert. Am Zielort angekommen, bleibt der Trailer entweder vor Ort und dient als Niederdruckspeicher oder er befüllt einen Niederdruckspeicher vor Ort.

Es gibt zwei verschiedene Module zum Transport von Wasserstoff per LKW: Tube Trailer und Container Trailer.<sup>258</sup> Tube Trailer haben ein niedrigeres Druckniveau von 200 bis 250 bar und haben damit eine

<sup>257</sup> (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 2021)

<sup>258</sup> (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 2021)

niedrigere Transportkapazität als Container Trailer, welche mit bis zu 550 bar betrieben werden. Gleichzeitig sind die Investitionskosten für Tube Trailer niedriger als für Container Trailer.

Insgesamt bietet der Transport von Wasserstoff per Trailer den Vorteil, dass kleine Abnehmer flexibel mit Wasserstoff versorgt werden können. Diese Transportmöglichkeit ist für einen neuen Erzeuger oder Verbraucher schnell einsatzbereit. Nachteilig ist, dass eine Erhöhung der Transportmenge durch den Einsatz weiterer Trailer nur begrenzt möglich ist. Gleichzeitig ist der Transportaufwand pro kg H<sub>2</sub> hoch und verursacht einen Energieverlust durch den Einsatz von E-LKWs oder wasserstoffbetriebenen LKWs.

#### 2.4.1.1.3 Vergleich der Transportmöglichkeiten

Welche Transportmöglichkeit gewählt werden sollte, hängt von der Entfernung zwischen Produktions- und Nutzungsstandort, von der Höhe des Wasserstoffbedarfs, von standortspezifischen Bedingungen (z.B. vorhandene Infrastruktur und Platz) sowie wirtschaftlichen Kriterien ab.<sup>259</sup>

Die Abhängigkeit der Verteilkosten von der Transportdistanz und der transportierten Menge Wasserstoff ist in Abbildung 2-63 dargestellt. Dort ist zu sehen, in welchem Fall ein Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Trailer (G), der Transport von flüssigem Wasserstoff mittels Trailer (L) und der Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Pipeline (P) vorteilhaft ist.

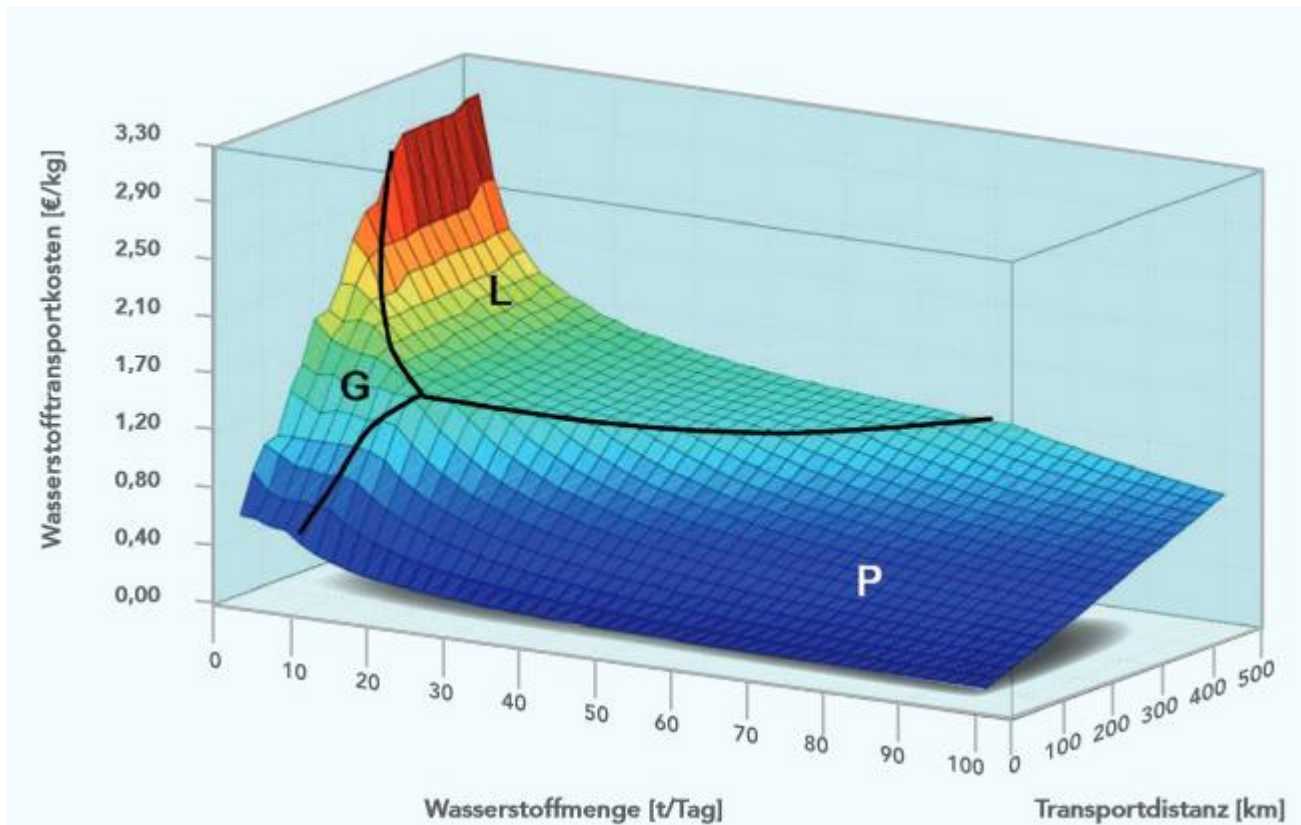


Abbildung 2-63 Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit von Wasserstoffmenge und Transportdistanz. Quelle: Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen<sup>260</sup>.

Es zeigt sich, dass für kürzere Entfernungen CGH<sub>2</sub> am wirtschaftlichsten. Für Entfernungen von mehr als 300 bis 400 km verursacht der Transport von flüssigem Wasserstoff die geringsten Kosten.<sup>261</sup> Falls die Produktion oder Nutzung in flüssiger Form erfolgt, ist der Transport mittels LH<sub>2</sub>-Trailer auch auf kürzeren

<sup>259</sup> (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2020)

<sup>260</sup> Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 2021).

<sup>261</sup> (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2020)

Entfernungen wirtschaftlich. Auf den kürzeren Entfernungen in Form von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff ist der Trailer-Transport bei kleinen Mengen geeignet, für große Mengen sollten Pipelines eingesetzt werden.<sup>262</sup>

Der qualitative Vergleich zwischen CGH<sub>2</sub>-Trailern und Wasserstoffpipelines als Transportmedium für Wasserstoff ist in

	CGH <sub>2</sub> -Trailer	Pipeline
<b>Investitionskosten</b>	Mittel	Hoch
<b>Liefermenge</b>	Max. 1100 kg pro Lieferung	Dauerhafte, hohe Liefermenge möglich
<b>Flexibilität</b>	Kurzfristiger Einsatz möglich	Bauzeit von mehreren Jahren
<b>Platzbedarf</b>	Mittlerer Platzbedarf	Sehr geringer Platzbedarf
<b>Transportkosten</b>	Hohe Transportkosten	Geringe Transportkosten
<b>Speicher</b>	Speicherung vor Ort notwendig	Speicherung auf Pipelineebene
<b>Versorgungssicherheit</b>	Versorgungssicherheit abhängig von Trailern	Sehr große Versorgungssicherheit
<b>Logistik</b>	Hoher logistischer Aufwand	Kein Logistikaufwand
<b>Rechtliches</b>	Niedriger Genehmigungsaufwand	Hoher Genehmigungsaufwand

Tabelle 2-29 aufgeführt.

	CGH <sub>2</sub> -Trailer	Pipeline
<b>Investitionskosten</b>	Mittel	Hoch
<b>Liefermenge</b>	Max. 1100 kg pro Lieferung	Dauerhafte, hohe Liefermenge möglich
<b>Flexibilität</b>	Kurzfristiger Einsatz möglich	Bauzeit von mehreren Jahren
<b>Platzbedarf</b>	Mittlerer Platzbedarf	Sehr geringer Platzbedarf
<b>Transportkosten</b>	Hohe Transportkosten	Geringe Transportkosten
<b>Speicher</b>	Speicherung vor Ort notwendig	Speicherung auf Pipelineebene
<b>Versorgungssicherheit</b>	Versorgungssicherheit abhängig von Trailern	Sehr große Versorgungssicherheit
<b>Logistik</b>	Hoher logistischer Aufwand	Kein Logistikaufwand
<b>Rechtliches</b>	Niedriger Genehmigungsaufwand	Hoher Genehmigungsaufwand

Tabelle 2-29 Vergleich der Transportmedien für Wasserstoff. Quelle: Eigene Darstellung.

#### 2.4.1.2 Wasserstofftankstellen

Um den Wasserstoffbedarf des Mobilitätssektors zu decken, werden Wasserstofftankstellen benötigt. Im Folgenden werden die Anforderungen an Wasserstofftankstellen und verschiedene Tankstellenkonzepte vorgestellt. Die Ausführungen basieren überwiegend auf der Publikation zur Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität.<sup>263</sup>

#### Anforderungen zur Betankung von Fahrzeugen

Die europäische Norm EN 17127 „Wasserstofftankstellen im Außenbereich zur Abgabe gasförmigen Wasserstoffs und Betankungsprotokolle umfassend“ legt die Interoperabilitätsanforderungen zur Betankung von Fahrzeugen mit einem Druck von 700 bar fest und ist Pflicht für Wasserstofftankstellen.<sup>264</sup> Außerdem standardisiert das Protokoll SAE J2601 (letzte Aktualisierung 2020) die Betankung von PKWs.<sup>265</sup>

<sup>262</sup> (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2020)

<sup>263</sup> (e-mobil BW GmbH, 2013)

<sup>264</sup> (Amtsblatt der Europäischen Union, 2019)

<sup>265</sup> (Society of Automotive Engineers, 2020)

Hierbei sind unter anderem die Füllrampen und Vorkühlung für PKW definiert. Die rechtlichen Anforderungen für Wasserstofftankstellen sind in Kapitel 2.4.2.3 ausgeführt.

Bei Fahrzeugen werden 350 und 700 bar Drucktanks eingesetzt. Da die Betankung mittels 700-bar-CGH<sub>2</sub> über eine höhere volumetrische Energiedichte verfügt, wird diese insbesondere bei PKWs eingesetzt. Bei Nutzfahrzeugen, bei denen weniger Raumnot herrscht, ist nach aktuellem Stand der Technik die Betankung mittels 350-bar-CGH<sub>2</sub> vorherrschend.<sup>266</sup>

Bei der Betankung von Nutzfahrzeugen werden ausreichend große Speicher und/oder Kompressoren benötigt sowie ein separater Dispenser mit entsprechender Füllkupplung. Damit sind Tankstellen, welche sowohl die Betankung für PKW als auch Nutzfahrzeuge anbieten, teurer als reine PKW-Tankstellen.

Die Betankungszeit eines PKW soll maximal 5 Minuten,<sup>267</sup> bei Nutzfahrzeugen weniger als 15 Minuten betragen,<sup>268</sup> damit diese vergleichbar zu einem Tankvorgang mit Diesel sind.

### **Wasserstoff-Tankstellenkonzepte**

Eine Wasserstofftankstelle setzt sich aus drei Modulen zusammen: einem Speicher für die Lagerung des Wasserstoffs unter niedrigem Druck, einem Kompressor und der Zapfsäule. In Abhängigkeit von der Betankungsmöglichkeit, welche im Folgenden diskutiert wird, werden die Komponenten gewählt.

Der Wasserstoff wird gekühlt vertankt.<sup>269</sup> Zwei weitere Betankungsoptionen befinden sich noch in der Entwicklung: „subcooled liquid hydrogen“ (sLH<sub>2</sub>) und kryokomprimierter Wasserstoff (CCH<sub>2</sub>).<sup>270</sup> Bei sLH<sub>2</sub> erfolgt die Betankung mittels flüssigen Wasserstoffes, bei CCH<sub>2</sub> erfolgt die Betankung mittels kryogenem Wasserstoff unter Druck. Da diese Optionen allerdings noch nicht ausgereift sind und bei sLH<sub>2</sub> flüssiger Wasserstoff benötigt wird, welcher in der hier betrachteten regionalen Verteilung, wie oben beschrieben, nicht verwendet wird, werden diese im vorliegenden Konzept nicht betrachtet.

Bei allen Betankungsmethoden ist es erforderlich, dass der Druck des Wasserstoffes im Speicher der Tankstelle über dem Zieldruckniveau des Fahrzeugs liegt. Wenn der Wasserstoff bereits über dem Zieldruck von z.B. 700 bar für PKWs an der Tankstelle zwischengespeichert ist, kann die Überströmung, induziert durch die Druckdifferenz zwischen Fahrzeug und Zwischenspeicher, zum Tanken genutzt werden. Der Druck im Speicher der Tankstelle wird mit einem kontinuierlich arbeitenden Kompressor erzeugt. Eine weitere Methode ist die Betankung mittels eines Booster-Kompressors. Dieser arbeitet nur während der Betankung und bringt den Wasserstoff direkt auf das benötigte Druckniveau. Bei dieser Betankungsmethode kann der Wasserstoff bei einem geringeren Druck zwischengespeichert werden. Allerdings ist die Produktion der Booster-Kompressoren für die Hersteller technisch anspruchsvoll. Abhängig von der gewählten Methode stehen verschiedene Speicherkonzepte zur Verfügung, die in Abschnitt 2.4.1.3 genauer erläutert werden.

Zusätzlich zu herkömmlichen, stationären Tankstellen gibt es auch die Idee, mobile Tankstellen auf LKW-Aufliegern zu installieren. Der Wasserstoff in den mobilen Speichern wird bereits mit einem Druck über dem Zielniveau angeliefert, sodass ein teurer Kompressor nicht mehr benötigt wird.

---

<sup>266</sup> (H2 Mobility, 2021)

<sup>267</sup> (e-mobil BW GmbH, 2013)

<sup>268</sup> (H2 Mobility, 2021)

<sup>269</sup> (H2 Mobility, 2021)

<sup>270</sup> (H2 Mobility, 2021)

Bei Tankstellen ist es üblich, wie in Kapitel 2.4.3.1 diskutiert, dass der Wasserstoff zentral erzeugt und anschließend zur Tankstelle transportiert wird. Es besteht allerdings auch die Möglichkeit, den Wasserstoff direkt vor Ort zu erzeugen. Dies erfordert den für die Erzeugung benötigten Platz sowie die entsprechende Stromversorgung. Es ist möglich die beiden Konzepte zu koppeln und die Onsite-Erzeugung mittels Anlieferung zu ergänzen und so einer schwankenden Auslastung zu begegnen. Bei Speicher- und Füllanlagen für den erzeugten und angelieferten Wasserstoff ergeben sich in diesem Fall Synergien. Die zentrale Wasserstofferzeugung hat den Vorteil, dass mit größeren Anlagen höherer Wirkungsgrade erreicht und Skaleneffekte erzielt werden können. Bei der dezentralen Erzeugung hingegen können durch geeignete Standortauswahl die Transport- und Speicherbedarfe reduziert werden. Dies wird detailliert in Kapitel 2.4.3.1 diskutiert.

### Größenklassen und Investitionskosten

Die größte deutsche Betreibergesellschaft von Wasserstofftankstellen H<sub>2</sub> Mobility definiert vier Größenklassen für Wasserstofftankstellen, die in Tabelle 2-30 aufgelistet sind. Diese Klassifizierung soll zu einer höheren Standardisierung der Tankstellen führen und somit finanziell und zeitlich aufwändige Abnahmeverfahren vereinfachen. Unter die kleinste Größenklasse XS fallen mobile Lösungen, bei denen das gesamte System inklusive Speicher in einem 40-Fuß-Container Platz findet. Der Flächenbedarf liegt bei ungefähr 150 m<sup>2</sup>. Die Anzahl der Fahrzeuge, die täglich betankt werden können reicht von 20 bis 180 Fahrzeugen. Ebenfalls ist Tabelle 2-30 zu entnehmen, dass die Betankungszeit pro Zapfsäule mit steigender Anlagengröße abnimmt, was auf eine performantere technische Infrastruktur zurückzuführen ist.

Größe	XS	S	M	L
Maximaler Wasserstoffdurchsatz/Tag	80 kg	212 kg	420 kg	1.000 kg
Durchschnittlicher Wasserstoffdurchsatz/Tag	56 kg	168 kg	336 kg	700 kg
Anzahl Zapfsäulen	1	1	2	4
Betankungen pro Zapfsäule/Stunde	2,5	6	6	10
Maximale Betankungen/Tag	20	38	75	180
Durchschnittliche Betankungen/Tag	10	30	60	125

Tabelle 2-30 Größenklassen für Wasserstofftankstellen mit ausgewählten Merkmalen nach H<sub>2</sub> Mobility. Quelle: e-mobil BW GmbH<sup>271</sup>.

Eine große Hürde für den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur sind die hohen Investitionskosten. Die in Tabelle 2-31 gegebenen Annahmen für die Investitionskostenentwicklung beinhalten Speicher, Kompressor und Zapfsäulen für eine mittlere und eine große Wasserstofftankstelle mit einer Kapazität von 400 bzw. 1.000 kg H<sub>2</sub> pro Tag. Da sich die technischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen dynamisch entwickeln, ist eine genaue Vorhersage der Kostenentwicklung allerdings nur beschränkt möglich.

<sup>271</sup> (e-mobil BW GmbH, 2013)

Investitionskosten in Mio. EUR	2020	2025	2030	2040	2050
M (400 kg H <sub>2</sub> /Tag)	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0
L (1.000 kg H <sub>2</sub> /Tag)	3,8	3,3	2,9	2,8	2,7

Tabelle 2-31 Investitionskostenpfade für CGH<sub>2</sub> Tankstellen in Millionen Euro. Quelle: Europäische Kommission<sup>272</sup>.

#### 2.4.1.2.1 Vergleich der Anlieferungswege für Tankstellen

Für kleine Tankstellen ist eine Traileranlieferung sinnvoll. Aktuell werden alle Tankstellen in der Region Mainz per Trailer beliefert. Langfristig kann insbesondere in Ballungszentren mit zunehmender Auslastung und Tankstellendichte gerechnet werden, so dass auch die Belieferung per Pipeline denkbar wird. Dies ist insbesondere für ein Netz vorstellbar, welches neben mehreren Tankstellen auch Industrieabnehmer versorgt. Dies hat in städtischen Zentren zudem den Vorteil, dass weniger Platz im Vergleich zur Traileranlieferung benötigt würde. Ein zusammenfassender Vergleich zwischen der CGH<sub>2</sub>- und Pipeline-Anlieferung einer Tankstelle findet sich in Tabelle 2-32.

	CGH <sub>2</sub> -Anlieferung	Pipeline
Investitionskosten	Mittel	Hoch
H <sub>2</sub> -Abnahmemenge pro Tag	Gering	Sehr hoch
Platzbedarf	Mittel	Sehr gering
Menge H <sub>2</sub> pro Anlieferung	Max. 1100 kg pro Anlieferung	Kein Limit für Tankstellendurchsatz
Versorgungssicherheit	Abhängig von Trailerverfügbarkeit	Sehr hoch, da Pipeline i.d.R. auch zur Speicherung genutzt werden kann
Logistikaufwand	Hoch	Kein Logistikaufwand

Tabelle 2-32 Gegenüberstellung CGH<sub>2</sub>-Anlieferung und Pipeline von Tankstellen. Quelle: e-mobil BW GmbH<sup>273</sup>.

#### 2.4.1.3 Speicherung von Wasserstoff

Für den Einsatz von Wasserstoff muss dessen Speicherung mitgedacht werden. Dies gilt unabhängig von der Anlieferungsmethode: Wasserstoff-Tankstellen benötigen eine Speichermöglichkeit, genauso wie die Industrie Speicherknoten benötigt. Aufgrund der saisonalen Volatilität der lokalen EE-Erzeugung gibt es Differenzen zwischen dem Zeitpunkt der Erzeugung und dem Verbrauch von Wasserstoff, welche über Speicher ausgeglichen werden müssen.

Hier wird lediglich die regionale Speicherung von gasförmigem Wasserstoff berücksichtigt, wie er in der Region Mainz relevant ist, da die Speicherung als verflüssigter Wasserstoff oder in Form von Wasserstoffderivaten sowie in flüssigen Trägern gespeicherter Wasserstoff (LOHC) insbesondere für globale Transportwege relevant ist (vgl. Kapitel 2.4.1.1).

In Kapitel 2.1.3.1 wurden die Zwischenspeichermöglichkeiten von komprimiertem Wasserstoff in speziellen Behältern aus Stahl oder Verbundwerkstoffen sowie Salzkavernen diskutiert. Eine Zusammenfassung des Vergleichs der beiden Speichermöglichkeiten findet sich in Tabelle 2-33.

<sup>272</sup> (Europäische Kommission, Generaldirektion Mobilität und Verkehr, 2021)

<sup>273</sup> (e-mobil BW GmbH, 2013)

	Stationärer Gasspeicherbehälter	Salzkaverne
<b>Kapitalkosten</b>	855 – 2023 € / kg gespeichertem Wasserstoff	32 – 35 € / kg gespeichertem Wasserstoff
<b>Lebensdauer</b>	30 Jahre	40 Jahre

Tabelle 2-33 Vergleich der Speicherung von Wasserstoff in stationären Behältern und Salzkavernen. Quelle: Warnecke, Matthias und Röhling, Simone<sup>274</sup>.

In Deutschland gibt es zwei Arten von Untertagegasspeicher: Kavernenspeicher und Porenspeicher.<sup>275</sup> Diese könnten für eine großvolumige Speicherung von Wasserstoff eingesetzt werden. Porenspeicher sind natürliche Lagerstätten, in welchen das Gas über poröses Gestein gelagert wird. Dabei gibt es Aquiferspeicher (auch Grundwasserleiterspeicher) und die Speicherung in erschöpften Erdgas- oder Erdöl-Lagerstätten. Kavernenspeicher sind große, künstlich angelegte Hohlräume in unterirdischen Salzvorkommen (Salzkaverne) oder im Festgestein (Felskaverne).

Am Rande der Region Mainz, in Hähnlein (Landkreis Darmstadt-Dieburg) und Stockstadt am Rhein (Landkreis Groß-Gerau) befinden sich zwei Aquifer-Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 2,3 TWh.<sup>276</sup> Beide Untertagegasspeicher werden für die Versorgung des Rhein-Main-Gebietes genutzt. Außerhalb der Region Mainz, in Frankenthal, befindet sich ein weitere Aquifer-Erdgasspeicher.<sup>277</sup> Langfristig ist hier im Zuge des überregionalen Ausbaus der H<sub>2</sub>-Infrastruktur im Rhein-Main-Gebiet in der Metropolregion Rhein-Neckar die Speicherung von Wasserstoff denkbar, um saisonale Schwankungen auszugleichen. Aufgrund der aktuellen Nutzung im Erdgasnetz ist kurz- bis mittelfristig nicht mit einer Nutzung für Wasserstoff zu rechnen.

Die meisten H<sub>2</sub>-Tankstellen werden aktuell mit Speichern für gasförmigen Wasserstoff ausgestattet. Dabei hängt wie bereits in Abschnitt 2.4.1.2 erwähnt der Speichertyp unmittelbar vom Betankungsansatz ab. Die verschiedenen Varianten sind in Abbildung 2-64 dargestellt. Für die Betankung mittels Überströmung, bei der der Wasserstoff bereits im Speicher der Tankstelle auf den Zieldruck gebracht wird, stehen zwei Konzepte zur Verfügung.

Bei der Kaskadenspeicherung<sup>278</sup> wird der Wasserstoff in mehreren Bänken bei verschiedenen Druckniveaus gelagert. Ein Fahrzeug, das einen Fülldruck von 50 bar und einen Zieldruck von 700 bar hat, wird kaskadenartig z.B. zunächst aus einem 200 bar Behälter, dann aus einem 300 bar Behälter und so weiter betankt. Vollständig aufgefüllt wird das Fahrzeug dann zum Ende mit der Speicherbank auf dem höchsten Druckniveau, die typischerweise das kleinste Volumen besitzt. Dadurch sinken die Belastbarkeitsforderungen an den Speicher, sowie die eingesetzte Energie für die Kompression des Wasserstoffs. Allerdings können die Speicher hierbei nicht vollständig geleert werden, wodurch sich eine Differenz zwischen installierter und tatsächlich nutzbarer Kapazität mit einem typischen Verhältnis von 3:1 ergibt.

Die zweite Option ist es, einen Niederdruckbehälter mit einem Druckniveau deutlich unterhalb von 350 bar einzusetzen, dem ein Pufferspeicher vorgelagert ist, in dem konstant der benötigte Fahrzeugdruck

<sup>274</sup> (Warnecke, 2021)

<sup>275</sup> (Warnecke, 2021)

<sup>276</sup> In ihnen wird das Gas in sehr porösen und durchlässigen Sandsteinen gespeichert, die hier in einer Tiefe von 350-500m liegen. Beide Speicher sind zu einer gemeinsamen Ein-/Ausspeisezone-Zone im Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) zusammengefasst und mit dem Pipeline-Netzwerk der OGE Gernsheim verbunden. (MND Energy Storage Germany GmbH, 2023)

<sup>277</sup> (Enovos, 2023)

<sup>278</sup> (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen, 2021)



gehalten wird. Mit dieser Technik kann der Niederdruckspeicher fast vollständig geleert und somit fast der gesamte gespeicherte Wasserstoff getankt werden.

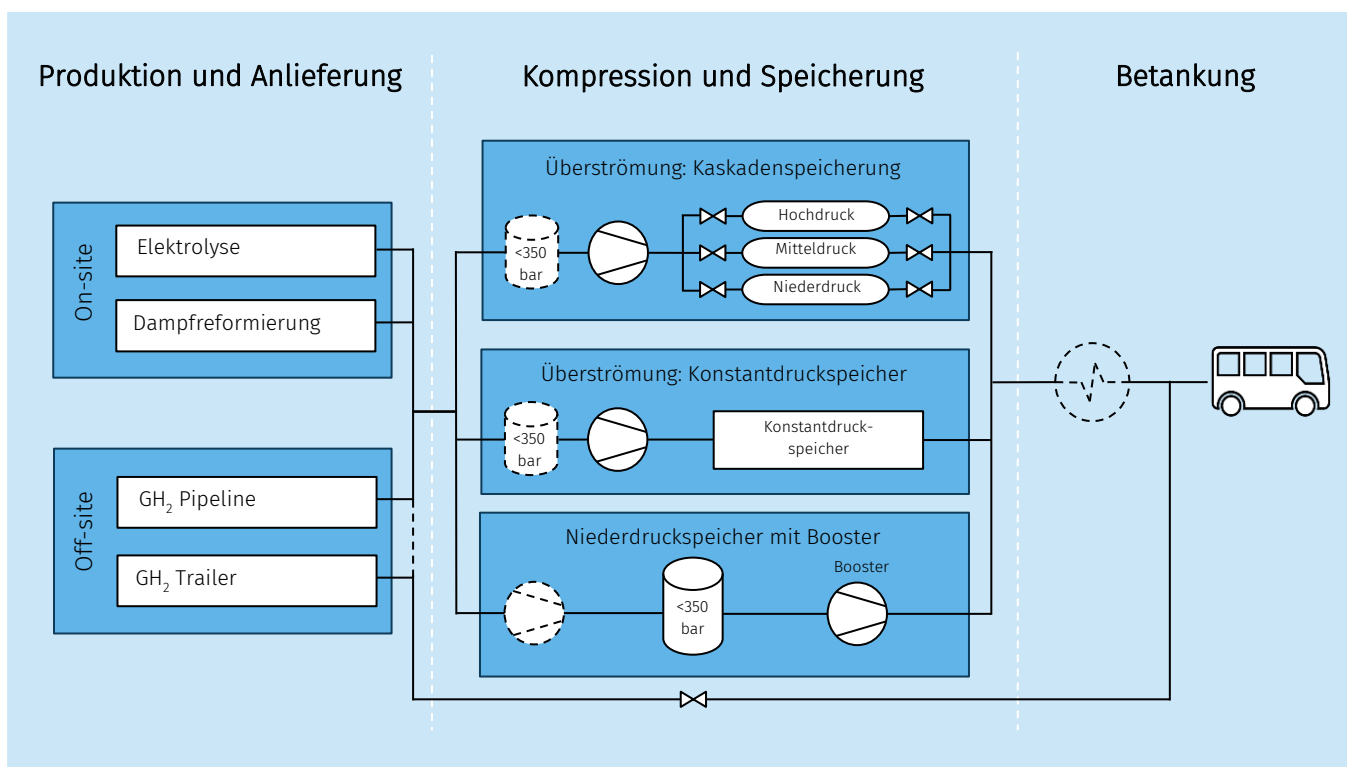


Abbildung 2-64 Systematik der Tankstellenkonzepte. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von New Bus ReFuelling for European HydrogenBus Depots<sup>279</sup>.

Alternativ kann auf einen Hochdruckspeicher verzichtet werden, wenn ein Booster-Kompressor verbaut wird. An der Tankstelle wird nur ein Niederdruckspeicher benötigt und der benötigte Druck wird erst beim Betanken des Fahrzeugs aufgebaut. Da eine Lagerung von Wasserstoff bei hohem Druck technisch anspruchsvoller ist, können so Speicherkosten gespart werden.

Eine besondere Anforderung an die Versorgung bestimmter Industriezweige mit Wasserstoff, wie z.B. in der Glasproduktion, ist aufgrund des kontinuierlichen Bedarfes eine sehr konstante Verfügbarkeit von Wasserstoff. Wenn die Versorgung nicht sichergestellt werden kann und die Energiezufuhr unterbrochen wird, können bei Prozessen wie der Glasschmelze Schäden an den Anlagen entstehen. Deshalb stellen Technologien für die Zwischenspeicherung einen zentralen Baustein für die Anwendung in der Industrie dar. Der eingesetzte Speicher hängt maßgeblich vom Speicherbedarf, dem Zustand des Wasserstoffs sowie der Flächenverfügbarkeit ab. Bei Industriebetrieben mit einem hochsensiblen Energiebedarf müssen Speicher Lieferausfälle von bis zu zwei Tagen überbrücken. Eine Möglichkeit ist die Speicherung als komprimiertes Gas in Druckbehältern. Ein wesentlicher Treiber der Anschaffungskosten ist dabei das Druckniveau des Speichers, wobei die Kosten mit dem Druckniveau steigen. Meistens werden Niederdruckbehälter verwendet, die Wasserstoff zwischen 150 bar und 300 bar speichern. Nach dem amerikanischen Office of Energy Efficiency and Renewable Energy liegen die angestrebten Investitionskosten für Niederdruckbehälter mit einem Fassungsvermögen von 400kg bei ca. 415 €/kg H<sub>2</sub>.<sup>280</sup>

<sup>279</sup> (Reuter, 2017)

<sup>280</sup> (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy). Für die Konvertierung der Kostenangaben von US-Dollar in Euro wurde mit einem Wechselkurs von 1 USD=0.919456 EUR gerechnet.

## 2.4.2 Rechtlicher Rahmen für den Transport, die Speicherung und die Distribution von Wasserstoff

Im Folgenden wird der rechtliche Rahmen für den Transport, die Speicherung und die Distribution von Wasserstoff dargestellt, um die Anforderungen an einen idealen Distributionsstandort nach rechtlichen Gesichtspunkten zu veranschaulichen. Diese rechtliche Analyse ist von der Rechtsanwaltskanzlei CMS Hasche Sigle erstellt worden.

Auch diese Stadien der Wertschöpfungskette sind durch eine Vielzahl von öffentlich-rechtlichen Normen geprägt, beispielsweise des Genehmigungsrechts, der Energieregulierung und des Gefahrstoffrechts.

Der Transport, die Speicherung und die Distribution von Wasserstoff sind jedoch in unterschiedlicher Weise von den entsprechenden Rechtsgebieten betroffen. Bei der Errichtung von Wasserstoffinfrastruktur (Pipelines, Speicher, Wasserstofftankstellen, etc.) sind – wie schon beim Bau einer Wasserstofferzeugungsanlage – die Vorschriften des immissions-, umwelt- und baurechtlichen Planungs- und Genehmigungsrechts zu beachten (siehe Kapitel 2.3.9). Darüber hinaus kommt bei diesen Stadien der Wertschöpfungskette das Rechtsgebiet der Energieregulierung hinzu, vornehmlich beim leitungsgebundenen Transport.

### 2.4.2.1 Transport von Wasserstoff

Wasserstoff kann im Wesentlichen leitungsgebunden oder per LKW, Schiff oder Zug transportiert werden. Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf den leitungsgebundenen Transport und Transport per LKW.

#### 2.4.2.1.1 Leitungsgebundener Transport

Obleich eine vollumfassende Darstellung sämtlicher Rechtsakte für die netzgebundene Infrastruktur von Wasserstoff kaum möglichst erscheint, wird im Folgenden der dahingehende rechtliche Rahmen auf EU-Ebene und nationaler Ebene ausführlich beschrieben. Hierbei soll zunächst ein Überblick über den europäischen Rechtsrahmen gegeben werden. Anschließend werden die nationalen regulierungsrechtlichen Aspekte beim leitungsgebundenen Transport beleuchtet. Danach wird auf die planungs- und genehmigungsrechtlichen Besonderheiten bei der Errichtung und Genehmigung von Wasserstoffleitungen eingegangen.

##### a) Europäischer Rechtsrahmen

Im Rahmen der Strategiepläne „Fit for 55“ und „REPowerEU“ hat die Europäische Kommission weitreichende Ankündigungen für Gesetzgebungen gemacht, die zum Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur führen sollen. Unter anderem hat die Kommission angekündigt, die Gasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG und die Erdgasfernleitungsnetz Zugangsverordnung (EG) 2009/717 durch eine neue Richtlinie und eine neue Verordnung zu ersetzen, die den Anwendungsbereich des Regelwerks, das für Gas galt, auf erneuerbare Gase, Erdgas und Wasserstoff ausweiten.<sup>281</sup>

Die Richtlinie 2018/2001 (RED II) gilt als das wichtigste EU-Instrument zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Die RED II setzt verbindliche Ziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen fest. Darüber hinaus werden Mindeststandards hinsichtlich mitgliedstaatlicher Fördersysteme

---

<sup>281</sup> (EU-Kommission, 2021a) und (EU-Kommission, 2021b).

definiert. Ferner werden Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe vorgeschrieben.<sup>282</sup>

Ein weiterer wichtiger europäische Rechtsakt ist die neue Verordnung (EU) 2022/869 über transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung). Diese soll die Modernisierung der grenzüberschreitenden Energieinfrastruktur unterstützen, indem sie die Wasserstoffinfrastruktur als neue Infrastrukturkategorie der europäischen Netzentwicklung einführt. Des Weiteren soll die neue TEN-E-Verordnung Genehmigungsverfahren für Energieinfrastrukturprojekte beschleunigen und den Infrastrukturausbau verbessern. Die TEN-E-Verordnung ermöglicht es, Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse im Bereich von Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen („*Important Project of Common European Interest*“, „*IPCEI*“) auszuwählen und zu fördern.

## **b) Energieregulierung**

Das deutsche Energierecht in Gestalt des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) findet auf die leitungsgebundene Versorgung von Kunden mit Energie Anwendung.

Energienetze gehören zu den sogenannten „natürlichen Monopolen“, in denen der marktwirtschaftliche Wettbewerb aufgrund der Netzgebundenheit nur eingeschränkt wirkt oder ganz außer Kraft gesetzt ist. Es besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber ihre Monopolstellung nutzen, um bestimmte Netznutzer zu begünstigen oder zu benachteiligen. Ziel der Energieregulierung nach dem EnWG ist es, die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb auf den Märkten für Energieerzeugung, -handel und -versorgung zu schaffen. Die Regulierungsvorschriften des EnWG verpflichten die Netzbetreiber, Dritten den Zugang zu ihren Netzen unter festgelegten Zugangs- und Entgeltbedingungen zu gewähren. Außerdem müssen die Netzbetreiber von allen anderen Aktivitäten im Gas- oder Stromsektor entflochten sein.

Die dem EnWG unterfallende „*Energie*“ wird nach § 3 Nr. 14 EnWG als Elektrizität, Gas und Wasserstoff, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden, definiert. Wasserstoff ist also nur dann als Energie im Sinne des EnWG anzusehen, soweit er zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet wird. Die nichtleitungsgebundene Versorgung von Wasserstoff wird von vornerein nicht vom EnWG erfasst.

In diesem Sinne dient Wasserstoff der leitungsgebundenen Energieversorgung, wenn er in das bestehende Erdgasnetz eingespeist wird (Kapitel aa)) oder in reinen Wasserstoffleitungen transportiert wird, die dem EnWG unterfallen (Kapitel bb)).

### **aa) Regulierung der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasleitungen**

Bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz gilt das EnWG mit den rechtlichen und technischen Bedingungen für Gasversorgungsnetze, die durchgehend reguliert sind. Nach § 3 Nr. 19a EnWG fällt unter den Begriff „*Gas*“ neben Erdgas, Biogas und Flüssiggas auch Wasserstoff, wenn er durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Damit wird elektrolytisch hergestellter Wasserstoff Erdgas normativ gleichgestellt, wenn er in das Erdgasnetz eingespeist wird.

---

<sup>282</sup> Im Februar 2023 hat die Europäische Kommission zwei delegierte Rechtsakte gemäß Art. 27 Abs. 3 Unterabs. 7 RED II verabschiedet, in denen definiert wird, was erneuerbarer Wasserstoff in der EU ist. Der erste Delegierte Rechtsakt definiert, wann Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe oder andere Energieträger als erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs angesehen werden können. Der zweite delegierte Rechtsakt legt die Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionseinsparungen durch diese Kraftstoffe und recycelte Kohlenstoffkraftstoffe fest.

Die Wasserstoff-Einspeisung muss sich also stets an die Vorschriften des EnWG und der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) halten.<sup>283</sup> Nach § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG liegt die Regelungskompetenz zur Festlegung der maximal zulässigen Beimischungsquote beim Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)<sup>284</sup>. Wieviel Wasserstoff hiernach in eine vorhandene Erdgasleitung eingespeist werden kann, hängt von der Erdgasleitung, vom Wasserstoff und den in jedem Fall gesondert zu prüfenden örtlichen Einzelfallumständen ab. Zentral ist die Einhaltung der brenntechnischen Kenndaten sowie die Eignung der entsprechenden Netze, Messgeräte und Anlagen. Nach den aktuellen technischen Vorgaben des DVGW kann bei Nachweis der Eignung der Anlagen und der Voraussetzungen im Einzelfall eine Wasserstoff-Einspeisung von bis zu 20 % erfolgen.<sup>285</sup> In der Praxis werden die ins Erdgasnetz einspeisbaren Wasserstoff-Mengen regelmäßig zwischen 2 % und 10 % liegen.

Nach § 3 Nr. 10f EnWG fällt Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, unter den Begriff „*Biogas*“, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt.<sup>286</sup> Einspeiser, deren Wasserstoff hiernach unter den Begriff „*Biogas*“ fällt, genießen damit sogar die Privilegierungen des Einspeisevorrangs und vorrangigen Netzanschlusses des Teils 6 der GasNZV.<sup>287</sup> Nachteil einer Einspeisung von Wasserstoff als Biogas ist jedoch, dass nach überwiegender Ansicht eine Einspeisung auf eine Beimischungsquote von grundsätzlich 2 % begrenzt ist.<sup>288</sup>

Soweit ein Vorhaben auf die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz abzielt, wäre aus diesem Grund ein Distributionsstandort mit einem kontinuierlich hohen Gasdurchfluss im Erdgasnetz von Vorteil. Bei niedrigen Erdgasdurchflüssen können schon geringe Mengen von Wasserstoff zu einer Überschreitung der Höchstgrenzen führen. Eine frühzeitige Kontaktaufnahme mit dem Netzbetreiber ist zielführend.

In der Landeshauptstadt Mainz speist seit 2015 die Power-to-Gas-Anlage des Konsortiums Linde/ Mainzer Stadtwerke grünen Wasserstoff in das Erdgasversorgungsnetz des Teilnetzes Ebersheim ein. Hierdurch ist im Teilnetz die derzeit maximale Wasserstoffeinspeisung von 10 % erreicht; eine weitere Erhöhung der Wasserstoffeinspeisung ist derzeit nicht zulässig. Im Teilnetz Budenheim ist derzeit die maximale Wasserstoffeinspeisung auf 2 % limitiert.<sup>289</sup> Pläne zur Einspeisung sollten mit dem Verteilungsnetzbetreiber Mainzer Netze frühzeitig abgestimmt werden.

---

<sup>283</sup> Mithin gelten sämtliche Regelungen des EnWG für Gasnetze, wie zum Beispiel die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG für die Betreiber von Gasversorgungsnetzen und die Ein- und Ausspeiseentgelte für den Wasserstofftransport nach § 20 EnWG i. V. m. §§ 3 ff GasNEV, obgleich bei Letzteren Befreiungstatbestände zu prüfen sind (z.B. § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV; § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG).

<sup>284</sup> Vgl. insbesondere *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.*, Arbeitsblatt **G 260**, September 2021, – Gasbeschaffenheit. Es ist die zentrale technische Regel für die Beschaffenheit von Brenngasen der öffentlichen Gasversorgung entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

<sup>285</sup> Dies ist die Konsequenz der neuen Technischen Regel des DVGW. Anlass der Überarbeitung im September 2021 war die Integration erneuerbarer Gase in das Erdgasnetz (Biomethan, Synthetisches Erdgas, Wasserstoff), vgl. (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., 2021) S. 7.

<sup>286</sup> Gesetzesbegründung und Praxis gehen hiervon aus, wenn für die Herstellung des Wasserstoffs mehr als 80 % Strom aus erneuerbaren Energien stammt.

<sup>287</sup> Vgl. insbesondere §§ 33, 34 GasNZV.

<sup>288</sup> Dies ist Folge des dogmatisch unglücklichen statischen Verweises in § 36 GasNZV. Hiernach hat sich der Einspeiser von Biogas an die Arbeitsblätter des *Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V.*, G 260 und G 262 *mit Stand 2007* zu halten. Diese gehen noch von einer maximalen Einspeisung von 2 % aus. Entgegen einer sogenannten dynamischen Verweisung auf den Stand der Technik, wie etwa im Falle des § 49 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 19 Abs. 1 GasNZV, ist die Verweisung betreffend „*Biogas*“ nicht flexibel, sodass man davon ausgehen muss, dass eine Begrenzung auf 2 % besteht; vgl. (Kalis (IKEM), 2019, S. 24 f.).

<sup>289</sup> (Mainzer Netze, 2022, S. 2)

## **bb) Regulierung reiner Wasserstoffleitungen**

Im Rahmen der EnWG-Novelle im Juli 2021 wurde für reine Wasserstoffnetze ein eigener Regulierungsrahmen geschaffen. Hierbei wurde der Begriff „Wasserstoffnetz“ in § 3 Nr. 39a EnWG erstmals definiert. Hiernach ist ein Wasserstoffnetz ein Netz zur Versorgung von Kunden ausschließlich mit Wasserstoff, das von der Dimensionierung nicht von vornherein auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden beschränkt ist, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offensteht. Mithin ist das EnWG bei sogenannten Direktleitungen von Wasserstoff, also Leitungen, die eine Erzeugungsanlage mit dezidierten einzelnen Verbrauchsstellen verbinden, schon vom Begriff her nicht vom EnWG erfasst.

Das EnWG gibt Betreibern von Wasserstoffleitungen<sup>290</sup>, die hiernach in den Anwendungsbereich des EnWG fallen, gemäß § 28j EnWG ein einmaliges und unwiderrufliches Wahlrecht, ob sie der neu eingeführten Regulierung von Wasserstoffnetzen unterfallen wollen oder nicht (sogenannte „*opt-in Möglichkeit*“).<sup>291</sup> Dies gilt sowohl im Falle der Neuerrichtung von Wasserstoffleitungen als auch im Falle der Umrüstung von bestehenden Erdgasleitungen. Das Wahlrecht gilt ganzheitlich für den Betreiber, nicht für einzelne Leitungen. Wer sich gegen die Regulierung entscheidet, wird nicht von den Vorgaben hinsichtlich Netzzugang, Entgeltbildung und Entflechtung erfasst.<sup>292</sup> Es ist allerdings durchaus denkbar, dass der Gesetzgeber mittelfristig eine umfassende Regulierung für alle verbundenen Wasserstoffnetze einführen wird, so dass das Wahlrecht künftig entfallen könnte.

Netzbetreiber, die sich hiernach für die Regulierung entscheiden, sind den Regulierungsvorgaben der §§ 28k–q ENWGn unterworfen.

### **§ 28k EnWG**

Nach § 28k EnWG müssen die Betreiber von Wasserstoffnetzen eine separate Rechnungslegung und Buchführung für ihre Netze vornehmen. Wenn sie neben dem Betrieb von Wasserstoffnetzen weitere Tätigkeiten ausüben, haben sie in ihrer internen Rechnungslegung ein eigenes Konto für den Betrieb des Wasserstoffnetzes zu führen. Verstöße gegen die Verpflichtungen aus § 28k EnWG können gem. § 28l EnWG mit Ordnungsgeld entsprechend §§ 335–335b Handelsgesetzbuch (HGB) belegt werden.

### **§ 28m EnWG**

Betreiber von Wasserstoffnetzen dürfen gemäß § 28m EnWG keine Anlagen zur Erzeugung, zur Speicherung und zum Vertrieb von Wasserstoff errichten, betreiben oder im Eigentum halten.<sup>293</sup> Außerdem gelten die Vorgaben der informatorischen Entflechtung. Danach müssen die Betreiber von Wasserstoffnetzen die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen aus ihrer Geschäftstätigkeit sicherstellen.

---

<sup>290</sup> Diese werden in § 3 Nr. 10b EnWG erstmals definiert als „natürliche oder juristische Personen, die die Aufgabe des Transports oder der Verteilung von Wasserstoff wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffnetzes“.

<sup>291</sup> Die Wasserstoffnetzbetreiber können nach § 28j EnWG gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder durch Übermittlung in elektronischer Form erklären, dass ihre Wasserstoffnetze der Regulierung nach diesem Teil unterfallen sollen.

<sup>292</sup> In diesem Fall gelten nur die allgemeinen Vorschriften des Wettbewerbs- und Kartellrechts (bspw. §§ 18 ff. GWB).

<sup>293</sup> Einem gleichzeitigen Betrieb eines Erdgas- und eines Wasserstoffnetzes durch dasselbe Unternehmen steht nach derzeitiger Rechtslage jedoch nichts entgegen.

## **§ 28n EnWG**

Nach § 28n EnWG haben die Netzbetreiber den Zugang zu und den Anschluss an ihre Wasserstoffnetze nach dem Prinzip des verhandelten Netzzugangs zu gewähren.<sup>294</sup> Kern des verhandelten Netzzugangs ist die Gewährung des Zugangs Dritter zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen. Die Betreiber von Wasserstoffnetzen unterliegen weiterhin Informationspflichten wie etwa der Pflicht zur Veröffentlichung von Geschäftsbedingungen.

## **§ 28o EnWG**

Die Vorschrift des § 28o EnWG sieht eine kostenorientierte Entgeltbildung weitgehend entsprechend § 21 EnWG vor. Die Bedingungen und Entgelte müssen angemessen, diskriminierungsfrei sowie transparent sein und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. Eine Anwendung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist nicht vorgesehen, aber perspektivisch auch nicht ausgeschlossen. Die Kostenprüfung findet auf Basis eines Plan-/Ist-Kostenabgleichs statt. Voraussetzung für die Kostenanerkennung ist eine positive Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit der Wasserstoffinfrastruktur gemäß § 28p EnWG. Die Bundesnetzagentur genehmigt die ermittelten Kosten. Eine Genehmigung der Entgelte nach § 23a EnWG findet aber nicht statt. Für die Kalkulation der Entgelte gelten die Vorschriften der Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV). Die Eigenkapitalverzinsung für neue Netze beträgt 9 %.

### **c) Planungs- und Genehmigungsrecht**

Die Errichtung und der Betrieb von Wasserstoffleitungen muss – wie die Wasserstofferzeugungsanlage – die Vorschriften des Planungs- und Genehmigungsrechts einhalten. Unterschiedliche Konzepte des leitungsgebundenen Transports von Wasserstoff sind in genehmigungsrechtlicher Hinsicht zu unterscheiden. So gelten für die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasleitungen, für die Genehmigung und Neuerrichtung reiner Wasserstoffleitungen und für die Umnutzung bestehender Erdgasleitungen unterschiedliche genehmigungsrechtliche Anforderungen.

#### **aa) Beimischung von Wasserstoff in Erdgasleitungen**

Im Fall der Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz können – über die zuvor dargestellte Genehmigungspflicht der Wasserstofferzeugungsanlage hinaus<sup>295</sup> – für den Einspeisepunkt und die Einspeiseanlage entsprechende Genehmigungen erforderlich werden.<sup>296</sup> Für die bauliche Ausführung und den Betrieb der einzelnen Elemente der Anlage des Netzanschlusses sind die DVGW-Arbeitsblätter G 265-3 einzuhalten.

#### **bb) Genehmigung und Neuerrichtung reiner Wasserstoffleitungen**

Für die Neuerrichtung von reinen Wasserstoffleitungen bedarf es ebenfalls öffentlich-rechtlicher Genehmigungen. Die Art des Verfahrens hängt von der Ausgestaltung der Leitung im Einzelfall ab.

---

<sup>294</sup> Im Gegensatz zum Erdgas enthält die Wasserstoffregulierung keine den Biogas-Privilegien entsprechenden Sonderregelungen für grünen Wasserstoff.

<sup>295</sup> Soll die Wasserstofferzeugungsanlage ins Erdgasnetz einspeisen, kann es sich um eine Energieanlage im Sinne des EnWG handeln mit der Folge, dass die Anlage nach § 5 GasHDrLtgV bei der Energieaufsicht anzeigepflichtig ist, wenn die Leitung für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt ist (§ 1 Abs. 1 GasHDrLtgV) und eine Länge von über 1.000 Meter aufweist (§ 5 Abs. 5 GasHDrLtgV).

<sup>296</sup> Für die Genehmigung des Einspeisepunkts und der Einspeiseanlage kann insbesondere ein Planfeststellungsverfahren erforderlich sein, da das bestehende Gasnetz geändert wird; bei dieser Änderung könnte es sich aber auch um sogenannte unwesentliche Änderungen im Sinne von § 43f EnWG handeln; vgl. insoweit: Ausführungen zur Umwidmung von Erdgasleitungen. Unter Umständen gehört die Einspeiseanlage zum Gasnetz und steht im Eigentum des Netzbetreibers, sodass dieser die hierfür speziell notwendigen Genehmigungen einholen muss. Eine frühzeitige Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist notwendig.

Wesentlich sind unter anderem die konkreten Leitungsparameter (Durchmesser, Länge, etc.) und die Frage, ob die Leitung von vornherein auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Errichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden beschränkt ist.

### **Raumordnungsverfahren**

Unter Umständen muss dem eigentlichen Genehmigungsverfahren von Wasserstoffleitungen ein sogenanntes Raumordnungsverfahren vorangestellt werden. Dies gilt für Transportleitungen, die raumbedeutsame Auswirkungen und überörtliche Bedeutung haben, beispielsweise weil sie sich über mehrere Landkreise oder Bundesländer erstrecken.<sup>297</sup> Das Raumordnungsverfahren soll sicherstellen, dass bedeutsame Vorhaben mit den Grundsätzen der Landesplanung übereinstimmen.<sup>298</sup> Daher prüft die Behörde im Rahmen des Raumordnungsverfahrens die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten; insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Zudem prüft die Behörde ernsthaft in Betracht kommende Standort- oder Trassenalternativen (vgl. § 15 Abs. 1 ROG).

Das Raumordnungsverfahren schließt mit einer landesplanerischen Beurteilung ab, welche regelmäßig als Beurteilungsgrundlage für die weitergehenden Genehmigungsverfahren herangezogen wird.

### **Planfeststellungsverfahren**

Für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffleitungen kann ein Planfeststellungsverfahren notwendig werden.

Insbesondere Wasserstoffleitungen, die in den Anwendungsbereich des EnWG fallen, sind unter Umständen planfeststellungsbedürftig. Im Zuge der EnWG-Novelle wurden die Vorschriften der §§ 43l, 113c EnWG neu eingeführt. Diese Vorschriften bezwecken die Beschleunigung der Verfahren zum zügigen Aus- und Aufbau eines Wasserstoffnetzes. Mit der Einführung des § 43l EnWG stehen die Errichtung, der Betrieb und die Änderungen von neuen Wasserstoffleitungen mit einem *Durchmesser von mehr als 300 Millimetern* erstmals unter dem Vorbehalt einer energierechtlichen Planfeststellung.<sup>299</sup> Voraussetzung dessen ist jedoch, dass eine Leitung vorliegt, die in das Zulassungsregime des novellierten EnWG fällt, das heißt, dass die Leitung als Wasserstoffnetz im Sinne des neuen § 3 Nr. 39a ENWG anzusehen ist. Hierunter fallen – wie nunmehr mehrfach ausgeführt – nur Leitungen, die nicht auf einen bestimmbaren Kundenkreis festgelegt sind (s.o.). Für kleinere Wasserstoffleitungen mit einem Durchmesser von bis zu 300 Millimetern regelt § 43l Abs. 3 EnWG, dass eine Planfeststellung fakultativ durchgeführt werden

---

<sup>297</sup> Dies stellt die neue Vorschrift des § 43l Abs. 7 EnWG klar, der insoweit auf § 1 Nr. 14 RoV verweist. Allerdings gilt dies freilich nur, wenn ein Gasnetz im Sinne des EnWG vorliegt (vgl. hierzu sogleich).

<sup>298</sup> Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens prüft die Behörde zunächst deren Erforderlichkeit. Anschließend leitet die Behörde das Raumordnungsverfahren ein und der Vorhabenträger muss alle relevanten Unterlagen vorlegen (ausführlicher Erläuterungsbericht des Vorhabens, kartografische Unterlagen und Gutachten). Das Raumordnungsverfahren sieht eine Beteiligung der Öffentlichkeit vor (§ 15 Abs. 3 ROG). Auf die Beteiligung einzelner öffentlichen Stellen kann verzichtet werden, wenn die Voraussetzungen eines beschleunigten Raumordnungsverfahrens nach § 16 ROG erfüllt sind. Das Raumordnungsverfahren ist nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen innerhalb einer Frist von sechs Monaten abzuschließen (§ 15 Abs. 4 ROG).

<sup>299</sup> Dies ergibt sich bereits aus § 43l Abs. 1 EnWG, der die Bestimmungen in Teil 5 des EnWG (einschließlich der Vorschriften über die Planfeststellung) für anwendbar erklärt.

kann. Mithin kann<sup>300</sup> die zuständige Behörde auf Antrag des Vorhabenträgers die Errichtung, den Betrieb und die Änderung solcher Vorhaben durch Planfeststellung zulassen.<sup>301</sup>

Allerdings kann ein Vorhaben, das nicht in den Anwendungsbereich des EnWG fällt – etwa, weil es nur die Versorgung bestimmter Kunden mit Wasserstoff vorsieht – planfeststellungs- oder plangenehmigungsbedürftig sein. In Abhängigkeit von Länge und Durchmesser kann sich für die Errichtung und den Betrieb einer Leitung eine Pflicht zur Planfeststellung nach § 65 UVPG ergeben. Nach § 65 Abs. 1 UVPG bedürfen Vorhaben, die in der Anlage 1 zum UVPG unter den **Nr. 19.3 bis 19.9** aufgeführt sind, der Planfeststellung, sofern dafür eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) besteht. Bedarf ein Vorhaben nach seiner Dimensionierung nur eine allgemeine oder eine standortbezogene Vorprüfung und ergibt diese, dass keine UVP-Pflicht besteht, genügt eine Plangenehmigung nach § 65 Abs. 2 UVPG. In den Fällen, in denen nach der Dimensionierung der Anlage weder eine allgemeine noch eine standortbezogene Vorprüfung notwendig ist, ist das Vorhaben nicht planfeststellungs- oder plangenehmigungsbedürftig (§ 65 Abs. 2 S. 2 UVPG).

Ob eine UVP-Pflicht, eine allgemeine oder eine standortbezogene Vorprüfungspflicht nach der Dimensionierung der Leitung besteht, weist die Anlage 1 zum UVPG unter den **Nr. 19.3 bis 19.9** aus. Eine UVP-Pflicht kann sich beispielsweise nach **Nr. 19.5** für die Errichtung und den Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern von nichtverflüssigten Gasen, ausgenommen Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, ergeben, soweit sie nicht unter Nummer 19.3 oder als Energieanlage im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes unter Nummer 19.2 fällt. Danach bedürfen Leitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls (ergo: plangenehmigungsbedürftig); ab einer Länge von mehr als 5 km ist eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls erforderlich (ebenfalls: plangenehmigungsbedürftig). Ab einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser von mehr als 800mm besteht eine unbedingte UVP-Pflicht (ergo: planfeststellungsbedürftig). Soweit hiernach eine Planfeststellungsbedürftigkeit oder -genehmigungsbedürftigkeit besteht, tritt ein solches Verfahren an die Stelle einer sonst erforderlichen Vielzahl von Einzelgenehmigungen. Die Planfeststellung und -genehmigung haben Konzentrationswirkung und schließen alle weiteren öffentlich-rechtlichen Zulassungen ein.<sup>302</sup> Die im Rahmen der Planfeststellung und -genehmigung zu prüfenden materiell-rechtlichen Anforderungen an umweltrelevante Vorhaben sind sehr hoch. Abhängig von der Lage der Trasse und ihrer Länge können sich Fragen des Raumordnungsrechts,<sup>303</sup> des Immissionsschutzrechts, des nationalen und europäischen

---

<sup>300</sup> Wie schon bei der fakultativen Planfeststellung einer Wasserstoffherstellungsanlage steht den Beteiligten ein doppelter Ermessensspielraum zu. Die Durchführung einer Planfeststellung hängt also von einem entsprechenden Antrag des Vorhabenträgers ab. Die Behörde kann entscheiden, ob sie diesem nachkommt.

<sup>301</sup> Ob und inwieweit Vorhabenträger einen Antrag auf Zulassung einer Planfeststellung stellen werden, wird die Praxis zeigen. In der Literatur wird vermutet, dass dies von der Planfeststellungs-/ -genehmigungsbedürftigkeit nach dem UVPG abhängig sein dürfte (§ 65 Abs. 1, 2 UVPG i. V. m. Nr. 19.3 bis 19.9 der Anlage 1 zum UVPG). Denn wenn nach dem UVPG das Vorhaben ohnehin planfeststellungsbedürftig ist, wäre eine fakultative Planfeststellung nach § 43l Abs. 3 EnWG vorzugswürdig, da nur dort die spezifisch energierechtlichen Beschleunigungsregelungen Anwendung finden (z.B. § 43a Nr. 1, 43e Abs. 1 EnWG), vgl. (Elspas/Lindau/Ramsauer, 2021).

<sup>302</sup> Ausgenommen von der Konzentrationswirkung sind bestimmte wasserrechtliche Erlaubnisse (z.B. für ggf. erforderliche Wasserhaltungen), die aber gemäß § 19 Abs. 1 WHG zusammen mit der Planfeststellung erteilt werden.

<sup>303</sup> Wird gemeinsam mit dem Bauplanungsrecht auch als sogenanntes Fachplanungsrecht bezeichnet. Hinsichtlich des Prüfungsumfanges kann auf die Darstellung des Raumordnungsverfahrens verwiesen werden. Die Behörde hat die Einhaltung der Grundsätze der Raumordnung zu prüfen. Soweit dem Vorhaben ein Raumordnungsverfahren vorgeschaltet war, wird die Genehmigungsbehörde die landesplanerische Beurteilung als Beurteilungsgrundlage heranziehen. Gleichwohl ist sie an die Beurteilung nicht zwingend gebunden. Nach der Rechtsprechung ist sie jedoch im Planungs- und Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen.



Natur- und Artenschutzrechts,<sup>304</sup> des Bodenschutzrechts, des Baurechts sowie des Wasserrechts und des Rechts der Anlagensicherheit stellen. Gegebenenfalls ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig.<sup>305</sup>

Überdies sind unter Umständen die Vorgaben der Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtG) zu beachten. Insbesondere ist die Leitungsanlage entsprechend dem Stand der Technik zu errichten und zu betreiben (§ 3 Abs. 2 RohrFLtG). Der Stand der Technik wird durch technische Regeln bestimmt. So sind die Bestimmungen der auf Grundlage von § 9 Abs. 5 RohrFLtG ergangenen technischen Regeln für Rohrfernleitungen zu berücksichtigen. Von hervorgehobener Bedeutung für die Trassenführung sind die Vorgaben zur Größe der Schutzstreifen nach Nr. 3.3.

Zudem sieht § 113c Abs. 1 des EnWG vor, dass für Wasserstoffleitungen, die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 Bar ausgelegt sind, die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtG) entsprechend anzuwenden ist. Damit sind für Wasserstoffleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 Bar die GasHDrLtG und die RohrFLtG nebeneinander anwendbar. Wasserstoffanlagen sind demnach so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Entsprechend der in § 49 Abs. 2 EnWG aufgeführten Vermutungsregel gilt der Stand der Technik als eingehalten, wenn das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) eingehalten wird. Die zuständige Behörde kann gemäß § 113c Abs. 2 S. 3 EnWG die Einhaltung der technischen Anforderungen nach § 49 Abs. 1 EnWG regelmäßig überprüfen. Außerdem bleiben gemäß § 113c Abs. 2 S. 3 EnWG die aufsichtsbehördlichen Befugnisse in § 49 Abs. 5–7 EnWG unberührt. Daher ist das technische Regelwerk des DVGW und die TRGS einzuhalten. Wir empfehlen, hierzu einen technischen Sachverständigen einzubinden.

### Weitere Genehmigungen/ Verfahren

Soweit ein Vorhaben hiernach nicht planfeststellungsbedürftig ist, etwa weil eine Leitung nicht in den Anwendungsbereich des EnWG fällt, da sie der Versorgung bestimmter, feststehender Abnahmestellen dienen soll oder die Anlagenparameter des UVPG unterschritten sind, müssen sämtliche, ggf. erforderlichen Einzelgenehmigungen gesondert eingeholt oder Anzeigeverfahren gesondert durchgeführt werden. Denn dann existiert kein übergeordnetes Genehmigungsverfahren mit einer umfassenden formellen Konzentrationswirkung.

In Betracht kommen beispielsweise eine Anzeigepflicht nach § 4a RohrFLtG,<sup>306</sup> eine Informations- bzw. Anzeigepflicht nach §§ 1 Abs. 1, 5 Abs. 1 oder 5 GasHDrLtG,<sup>307</sup> eine naturschutzrechtliche Genehmigung

---

<sup>304</sup> Beispielsweise kommt es durch den Bau der Leitung regelmäßig zu einer Veränderung der Gestalt von Grundflächen und damit zu einem Eingriff in Natur und Landschaft im Sinne des § 14 Abs. 1 BNatSchG. Sofern kein anderes Genehmigungsverfahren die Prüfung des BNatSchG erfasst, kommt ausnahmsweise eine isolierte Genehmigung der Naturschutzbehörde zum Tragen (§ 17 Abs. 3 BNatSchG). Auch die übrigen Anforderungen des Naturschutzgesetzes müssen beachtet werden, wie bspw. das artenschutzrechtliche Tötungsverbot (§ 42 Abs. 2 Nr. 1 BNatSchG) und der Schutz von Naturschutzgebieten (bspw. § 34 BNatSchG).

<sup>305</sup> Bei Wasserstoffleitungen, die nach dem EnWG planfeststellungsbedürftig sind, richtet sich die UVP-Pflicht nach den Parametern aus Anlage 1 Nr. **19.2** des UVPG (vgl. § 43l Abs. 2 S. 2 EnWG). Bei Wasserstoffleitungen, die nicht dem EnWG unterfallen, richtet sich die UVP-Pflicht, wie dargestellt, nach den Parametern aus Anlage 1 Nr. **19.3** bis **19.9**.

<sup>306</sup> Nach § 4a Abs. 1 RohrFLtG hat derjenige, der die Errichtung einer Rohrfernleitungsanlage beabsichtigt, die unter Nummer 19.4 bis 19.6 der Anlage 1 des UVPG fällt, ohne die dort angegebenen Größenwerte für die Verpflichtung zur Durchführung einer Vorprüfung des Einzelfalls zu erreichen und die mit einem Überdruck von mehr als 1 Bar betrieben werden, das Vorhaben bei der zuständigen Behörde anzuzeigen.

<sup>307</sup> Bei einer Gashochdruckleitung unter 1.000 Meter Länge ist lediglich die Information notwendig, bei einer Gashochdruckleitung über 1.000 Meter Länge ist die Anzeige notwendig. Zu beachten ist, dass die Verfahren nach

nach § 17 Abs. 3 BNatSchG, eine Baugenehmigung<sup>308</sup>, etc. In materiell-rechtlicher Hinsicht muss sich das Vorhaben an die gleichen Sicherheitsbestimmungen halten wie eine planfeststellungsbedürftige Leitung.<sup>309</sup>

Soweit eine Wasserstoffleitung ein Betriebsgelände nicht verlässt, dürfte die Leitung regelmäßig vom Genehmigungsgegenstand einer anderen Anlage erfasst sein. Beispielsweise kann eine Leitung nach den Voraussetzungen des § 1 Abs. 2 4. BImSchV als Anlagenteil oder Nebeneinrichtung zu einer Wasserstoffherstellungsanlage bzw. Speicheranlage gesehen werden, sofern sie zum Betrieb derer notwendig ist oder mit denen in räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang steht und für immissionsschutzrelevante Umstände von Bedeutung sein kann. Hinsichtlich des Betriebs einer solchen Leitung dürften die Vorschriften der BetrSichV maßgeblich sein, da es sich bei einer Leitung auf einem Betriebsgelände um eine Druckanlage im Sinne von Rohrleitungsanlagen nach BetrSichV, Anhang 2, Abschnitt 4 Nr. 2.1 lit. d) aa) handeln könnte.

### **cc) Umnutzung bestehender Erdgasleitungen**

Die Umnutzung bestehender Erdgasleitungen könnte aufgrund einer wesentlichen Änderung ebenfalls planfeststellungsbedürftig sein. Nach § 43 Abs. 1 Nr. 5 EnWG bedürfen die Errichtung, der Betrieb und die Änderung von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern einer Planfeststellung. Die Umwidmung einer Erdgasleitung in eine Wasserstoffleitung kann eine die Planfeststellungsbedürftigkeit auslösende Änderung darstellen.

Zentrale Vorschrift für die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport ist § 43l Abs. 4 EnWG.<sup>310</sup> Nach § 43l Abs. 4 S. 1 EnWG gelten die bisherigen behördlichen Zulassungen für Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport fort. Ein erneutes Planfeststellungsverfahren ist für die bloße Umstellung von einer Gasversorgungsleitung auf eine Wasserstoffleitung somit ausdrücklich nicht mehr erforderlich. Nach § 43l Abs. 4 S. 2 EnWG gilt dies sogar dann, wenn Gasversorgungsleitungen zum Zeitpunkt ihrer Errichtung nur unter einem Anzeigenvorbehalt standen.

Obwohl hiernach keine Planfeststellung oder Genehmigung notwendig ist, folgt aus § 43l Abs. 4 S. 3 EnWG in Verbindung mit §§ 49, 113c Abs. 3 EnWG, dass ein sicherheitstechnisches Anzeigeverfahren bei der Energieaufsichtsbehörde durchzuführen ist. Nach § 113c Abs. 3 EnWG ist die Umstellung einer Leitung für den Transport von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff der zuständigen Behörde mindestens acht Wochen vor dem geplanten Beginn der Umstellung unter Beifügung aller für die Beurteilung der Sicherheit erforderlichen Unterlagen schriftlich oder durch Übermittlung in elektronischer Form anzuzeigen und zu beschreiben. Der Anzeige ist die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass die angegebene Beschaffenheit der genutzten Leitung den Anforderungen des § 49 Abs. 1 EnWG entspricht. Die zuständige Behörde kann die geplante

---

der GasHDrLtgV nicht von der formellen Konzentrationswirkung der BImSchG-Genehmigung erfasst ist, jedoch würde die Konzentrationswirkung der Planfeststellung greifen.

<sup>308</sup> In Rheinland-Pfalz dürfte eine Baugenehmigung entbehrlich sein, wenn die Leitung das Betriebsgelände verlässt. Dies ergibt sich aus § 1 Abs. 2 Nr. 4 LBauO, wonach die Baugenehmigungspflicht nach der LBauO nicht im Fall von Rohrleitungen gilt, die dem Ferntransport von Stoffen dienen. Als Leitungen für den „Ferntransport“ können sie schon dann angesehen werden, wenn sie das Betriebsgelände eines Unternehmens verlassen, vgl. *Bringewat*, Zulassung von Elektrolyseuren und Wasserstofftankstellen: Eine Bestandsaufnahme, ZNER 2022, 21, 25. Für die übrigen Bundesländer dürfte Vergleichbares gelten, da die Musterbauordnung eine vergleichbare Regelung enthält (§ 1 Abs. 2 Nr. 4 MBO).

<sup>309</sup> Insbesondere die Sicherheitsbestimmungen der RohrFLtgV und GasHDrLtgV, da § 113c EnWG nicht an den Begriff des Wasserstoffnetzes anknüpft, sondern an den der Wasserstoffleitung.

<sup>310</sup> Diese wird in der Literatur als mit Abstand wichtigste planungsrechtliche Regelung zur Beschleunigung des Auf- und Ausbaus von Wasserstoffnetzen bezeichnet, vgl. (Elspas/Lindau/Ramsauer, 2021)

Umstellung innerhalb einer Frist von acht Wochen beanstanden, wenn die angegebene Beschaffenheit der zu nutzenden Leitung nicht den Anforderungen des § 49 Abs. 1 EnWG entspricht. Die Frist beginnt, sobald die vollständigen Unterlagen und die gutachterliche Äußerung der zuständigen Behörde vorliegen.

Soweit die bloße Umstellung auf Wasserstoff im Einzelfall technisch nicht möglich sein sollte, da beispielsweise Molchschleusen und Armaturen erneuert oder Rohre und Einbauteilen ausgewechselt werden müssen, greift § 43l Abs. 4 S. 4 EnWG. Dieser verweist für die notwendigen technischen Änderungen und Erweiterungen auf § 43f EnWG. Damit greift das bekannte energierechtliche Zulassungsregime, wonach bei der Änderung einer Gasversorgungsleitung grundsätzlich ein Planfeststellungs- oder -genehmigungsverfahren notwendig ist, es sei denn, die Änderungen sind unwesentlich im Sinne von § 43f EnWG.

Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen können<sup>311</sup> anstelle des Planfeststellungsverfahrens durch ein Anzeigeverfahren zugelassen werden (§ 43f Abs. 1 S. 1 EnWG). Nach § 43f Abs. 1 S. 2 EnWG sind Änderungen unwesentlich, wenn keine UVP durchzuführen ist, andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und sie dem Plan nicht entgegenstehen und Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden.

Bei Änderungen oder Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff reduziert sich dieser Prüfungsmaßstab nochmals. Denn nach der neuen Vorschrift des § 43f Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG ist im Fall der Änderung oder Erweiterung von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff per se keine UVP durchzuführen. Daher prüft die Behörde beim Anzeigeverfahren lediglich, ob diese Vorschrift den Prüfungsmaßstab der Behörde auf die öffentlichen Belange und Rechte anderer.

Zudem ist bei der Umwidmung von Erdgasleitungen die Vorschrift des § 43l Abs. 6 EnWG zu beachten, wonach die anlagenbezogenen Regelungen des BImSchG unberührt bleiben.<sup>312</sup>

Zuletzt sei auf die neuen Vorschriften der §§ 113a, b EnWG hingewiesen, in denen der Gesetzgeber eine Regelung zur Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen sowie für die Umstellung von Erdgasleitungen im Netzentwicklungsplan Gas vorgesehen hat.

#### **2.4.2.1.2 Transport auf Straßen, Schienen, Binnengewässern (Fokus auf LKW)**

Für den Straßentransport von Wasserstoff sind zum einen die Anforderungen an die Beförderung von gefährlichen Gütern und an die Verwendung bestimmter zertifizierter Behältnisse, zum anderen die Vorgaben nach der Straßenverkehrszulassungsverordnung zu beachten.

##### **a) Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR)**

Der Transport von Wasserstoff auf Straßen wird in Europa durch das Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (*Agreement concerning the International*

---

<sup>311</sup> Der Genehmigungsbehörde steht insoweit ein Ermessen zu.

<sup>312</sup> Die Regelung betrifft im Wesentlichen Verteilerstationen, die nach dem BImSchG in Verbindung mit der Anlage 1, Ziff. 1.4.11 der 4. BImSchV, genehmigungsbedürftig sind.

*Carriage of Dangerous Goods by Road* – ADR geregelt. Für den Transport auf Wasserwegen<sup>313</sup> und auf Eisenbahnen<sup>314</sup> existieren eigenständige Regelungen.

Das ADR ist ein komplexes Gefahrgut-Regelwerk, das die Klassifizierung, Verpackung, Kennzeichnung und Dokumentation von gefährlichen Gütern regelt und zudem den Umgang beim Transport und die dafür verwendeten Fahrzeuge definiert. Gefährliche Güter im Sinne des Art. 1 lit. b) des ADR-Übereinkommens sind Stoffe und Gegenstände, deren Beförderung nach den Anlagen A und B verboten oder nur unter bestimmten Bedingungen gestattet sind. Sie werden vom ADR in neun Gefahrgutklassen unterteilt. Diese orientieren sich an der Gefahrgutklassifizierung der Vereinten Nationen (UN). Wasserstoff zählt wie Benzin und Diesel zu den gefährlichen Gütern im Sinne des ADR.<sup>315</sup>

Das ADR weist zahlreiche Informationen in der sogenannten Gefahrguttabelle aus.<sup>316</sup> Neben den Gefahrenklassen werden die einzelnen erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen für den Transport beschrieben.<sup>317</sup> Es wird definiert, in welcher Menge und auf welche Art die Gefahrgüter transportiert werden dürfen. Auch werden Informationen zur sachgemäßen Dokumentation, zur Notwendigkeit eines ADR-Beförderungspapiers und zur schriftlichen Weisung bei Gefahrguttransporten gegeben. Das ADR-Regelwerk schreibt außerdem die ordnungsgemäße Kennzeichnung der Gefahrgüter vor (sog. Bezzettelung). Es definiert ferner für jede der neun Gefahrgutklassen spezifische Vorschriften für Transport und Verpackung. Eine ADR-Zulassung von Behältnissen und Transportmitteln ist für einen Gefahrguttransport zwingend erforderlich. Für welche Güter und unter welchen Umständen eine Befreiung von den Regeln bestehen kann, wird vom ADR ebenfalls festgelegt.

Eine ausführliche Darstellung sämtlicher einzuhaltender technischen Vorschriften hinsichtlich des Transports von Wasserstoff würde den Rahmen des vorliegenden Wasserstoffkonzepts sprengen. Daher soll im Folgenden nur ein beispielhafter Überblick über einzelne Transportvorschriften gegeben werden.

Verdichteter Wasserstoff darf in den Verpackungsarten Flaschen, Großflaschen, Druckfässer und Flaschenbündel transportiert werden.<sup>318</sup> Flüssiger/tiefgekühlter Wasserstoff darf nur in verschlossenen

---

<sup>313</sup> ADN (*Europäisches Übereinkommen über die Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen*) –und IMDG-Code (*International Maritime Dangerous Goods Code*).

<sup>314</sup> COTIF (*Übereinkommen über den internationalen Eisenbahnverkehr*).

<sup>315</sup> Vgl. Art. 1 b) ADR i. V. m. Anlage A, Kapitel 3.2.1, **Tabelle A**, UN-Nrn. 1049 (Wasserstoff verdichtet) und 1966 (Wasserstoff tiefgekühlt/flüssig). Ebenfalls aus der Tabelle ersichtlich sind die Klassen (Spalte 3a) und die Klassifizierung (Spalte 3b) der Stoffe. Wasserstoff wird als Gefahrgut der Klasse **2**, Klassifizierung **1F** (für Wasserstoff verdichtet) bzw. **3F** (für Wasserstoff tiefgekühlt/flüssig) eingestuft. Ziffer „1“ steht für verdichtetes Gas, Ziffer „3“ für tiefgekühlt verflüssigtes Gas (vgl. 2.2.2.1.2 ADR). Der Buchstabe „F“ bedeutet entzündbar (vgl. 2.2.2.1.3 ADR).

<sup>316</sup> Art. 1 b) ADR i. V. m. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**.

<sup>317</sup> Jede Zeile der **Tabelle A** (Art. 1 b) ADR i. V. m. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**) behandelt einen Stoff oder Gegenstand, der durch eine bestimmte UN-Nummer erfasst wird. Beim Wasserstoff sind dies die Nrn. 1049 und 1966 (s.o.). Jede Spalte ist wiederum einem bestimmten Themenbereich zugeordnet. Jedes Feld der Tabelle enthält Informationen zu dem in der Spalte behandelten Thema für den betroffenen Stoff dieser Zeile. Die ersten vier Spalten identifizieren und klassifizieren den jeweils betroffenen Stoff; die in Spalte 6 genannten Sondervorschriften geben diesbezügliche zusätzliche Informationen an. Die nachfolgenden Spalten geben die anwendbaren besonderen Vorschriften (u.a. bzgl. begrenzte und freigestellte Mengen, Verpackungsvorgaben, ortsbewegliche Tanks) entweder als vollständige Information oder in kodierter Form an. Die Codes verweisen auf detaillierte Informationen, die in dem jeweils angegebenen Teil, Kapitel, Abschnitt und/oder Unterabschnitt des ADR enthalten sind. Eine leere Spalte bedeutet entweder, dass es keine besonderen Vorschriften gibt und nur die allgemeinen Vorschriften anwendbar sind oder dass die in den erläuternden Bemerkungen angegebene Beförderungseinschränkung gilt.

<sup>318</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1049 (Wasserstoff verdichtet), Spalte 8: „**Code P200**“. Was dieser Code im Einzelnen bedeutet ist konkretisiert in: Anlage A, Kapitel 4.1, Unterabschnitt 4.1.4.1, **P 200**. Die Bedeutung

Kryo-Behältern transportiert werden.<sup>319</sup> Abhängig davon, welche Verpackungsart verwendet wird, enthält das ADR eine Reihe weiterer zu berücksichtigender Anforderungen u.a. hinsichtlich der Zulassung der Druckgefäße, deren (wiederkehrende) Prüfung, der Kennzeichnung, des Prüfdrucks und des Füllungsgrads.<sup>320</sup> Welche konkreten Voraussetzungen im vorliegenden Fall einzuhalten sind, hängt somit davon ab, welche Verpackungsarten zur Beförderung in den Wasserstoff-Trailern verwendet werden.<sup>321</sup>

Ferner kann verdichteter Wasserstoff in ortsbeweglichen UN-MEGC (d.h. UN-Gascontainern mit mehreren Elementen),<sup>322</sup> und flüssiger/ tiefgekühlter Wasserstoff in ortsbeweglichen Tanks<sup>323</sup> befördert werden, wobei die jeweils geltenden Vorschriften für die Auslegung, den Bau und die Prüfung<sup>324</sup> sowie die allgemeinen Vorschriften<sup>325</sup> beachtet werden müssen.

Soweit der Wasserstoff in festverbundenen Tanks transportiert werden soll, werden die Vorschriften für sog. „ADR-Tanks“ relevant.<sup>326</sup> Die Beförderung von Wasserstoff in festverbundenen Tanks (Tankfahrzeugen), Aufsetztanks und Batterie-Fahrzeugen oder in Tankcontainern, Tankwechselaufbauten (Tankwechselbehältern) und Gascontainer mit mehreren Elementen (MEGC) ist unter den in den jeweiligen Anlagen aufgeführten Bedingungen zulässig.<sup>327</sup> Tanks, Batterie-Fahrzeuge und MEGC unterliegen hinsichtlich Wasserstoff dabei zusätzlichen Anforderungen.<sup>328</sup> Zudem müssen „ADR-Tanks“ die Vorschriften hinsichtlich Bau, Ausrüstung, Zulassung des Baumusters, Prüfung und Kennzeichnung einhalten.<sup>329</sup>

Schließlich ist ein Gefahrzettel (Placards) an den Versandstücken, Containern, Tankcontainern, ortsbeweglichen Tanks, MEGC und Fahrzeugen anzubringen.<sup>330</sup>

## **b) Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG) nebst Verordnungen**

Jede Beförderung von gefährlichen Gütern außerhalb eines abgeschlossenen Betriebsgeländes unterliegt in Deutschland dem Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG). Das GGBefG ist das Basisgesetz

---

der Begriffe Flasche, Großflasche, Druckfass und Flaschenbündel ist in den Begriffsbestimmungen definiert, vgl. Anlage A, Kapitel 1.2.1.

<sup>319</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1966 (Wasserstoff tiefgekühlt/flüssig), Spalte 8: „**Code P203**“. Die Bedeutung des Codes ist konkretisiert unter: Anlage A, Kapitel 4.1, Unterabschnitt 4.1.4.1, **P 203**. Die Bedeutung des Begriffs Kryo-Behälter ist in den Begriffsbestimmungen definiert, vgl. Anlage A, Kapitel 1.2.1.

<sup>320</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 4.1, Unterabschnitt 4.1.4.1 sowie Kapitel 6.2.

<sup>321</sup> Für jede der vorgenannten anwendbaren Verpackungsarten, ergibt sich eine Beschränkung der Menge Wasserstoff, die pro Transporteinheit befördert werden kann. Die jeweiligen maximalen Fassungsvermögen sind in den Begriffsbestimmungen des Anlage A, Abschnitts 1.2.1 definiert (vgl. Anlage A, Unterabschnitt 4.1.3.3).

<sup>322</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1049, Spalte 10: „**(M)**“.

<sup>323</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1966, Spalte 10: „**T75**“. Zudem sind die in Unterabschnitt 4.2.5.3 beschriebenen Sondervorschriften für ortsbewegliche Tanks zu beachten.

<sup>324</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 6.7.4 und 6.7.5.

<sup>325</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 4.2.4 bzw. 4.2.3.

<sup>326</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 4.3 und Anlage A, Kapitel 6.8.

<sup>327</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1049, Spalte 12: „**CxBN(M)**“; Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1966, Spalte 12: „**RxBN**“. Die Bedeutung der Codierung ist konkretisiert unter: Anlage A, Kapitel 4.3.3.1.1. Die Bedeutung der Begriffe festverbundener Tanks (Tankfahrzeug), Aufsetztank, Batterie-Fahrzeug, Tankcontainer, Tankwechselaufbau und Gascontainer mit mehreren Elementen (MEGC) ist in den Begriffsbestimmungen definiert, vgl. Anlage A, Kapitel 1.2.1.

<sup>328</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, Spalte 13 (Sondervorschriften).

<sup>329</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 6.8.

<sup>330</sup> Vgl. Anlage A, Kapitel 3.2, **Tabelle A**, UN-Nr.: 1049, 1966, Spalte 5: „**2.1**“. Die Ziffer 2.1 stellt die Gefahrzettelnummernummer dar. Dieser findet sich in Unterabschnitt 5.2.2.2.2, Nr. 2.1. Es sind darüber hinaus die allgemeinen Vorschriften für Gefahrzettel, abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Beförderung, z.B. Unterabschnitt 5.2.2.1 und Abschnitt 5.3.1.

für den Transport gefährlicher Güter mit allen Verkehrsträgern (Straße, Schiene, Wasser, Luft) und enthält insoweit die Grundbestimmungen.

Die Detailregelung für die einzelnen Verkehrsträger erfolgt in jeweiligen Verordnungen, die auf § 3 GGBefG basieren. Dies sind beispielsweise die Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB),<sup>331</sup> Gefahrgutverordnung See (GGVSee),<sup>332</sup> Gefahrgutbeauftragtenverordnung (GbV)<sup>333</sup>, Gefahrgutkontrollverordnung (GGKontrollV)<sup>334</sup> und die Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung (ODV).<sup>335</sup>

Der Transport per LKW muss insoweit insbesondere mit den Vorschriften der GGVSEB im Einklang stehen. Die GGVSEB regelt die Pflichten für die Beteiligten an der Mitwirkung der Beförderung gefährlicher Güter.<sup>336</sup> Alle Beteiligten treffen gleichermaßen die allgemeinen Sicherheitspflichten aus § 4 GGVSEB. Darüber hinaus müssen die an der Beförderung Beteiligten ihre spezifisch obliegenden Pflichten aus §§ 17 bis 34a GGVSEB erfüllen.

Soweit Wasserstoff in Tanks ab einer Nettomasse von 9 Tonnen Wasserstoff transportiert wird, was bei den derzeit auf dem Markt befindlichen Transportgebinden regelmäßig nicht der Fall sein dürfte, wäre der Wasserstoff primär auf dem Eisenbahn- oder Wasserweg zu transportieren.<sup>337</sup>

### **c) Gefahrstoffrecht und Arbeitsschutz**

Die sich aus dem mit dem Transport des Wasserstoffs verbundenen Gefahren fallen grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Gefahrstoffrechts (z.B. GefStoffV) und des Arbeitsschutzes (z.B. BetrSichV). Hinsichtlich des Anwendungsbereichs und der Anforderungen kann nach oben verwiesen werden

Bei den für Wasserstoff in Betracht kommenden Verpackungsarten (Flaschen, Großflaschen, Druckfässer und Flaschenbündel bzw. verschlossene Kryo-Behälter) ist es naheliegend, dass überwachungsbedürftige Anlagen im Sinne der BetrSichV vorliegen. Allerdings entfallen für

---

<sup>331</sup> Die GGVSEB setzt die Richtlinie RL 2008/68/EG um und überträgt insoweit die ADR-, RID- und ADN-Regelungen auf nationale Ebene. Die Verordnung legt u.a. fest, dass gefährliche Güter wie Benzin, Diesel und Wasserstoff nur im Einklang mit den Anforderungen der Anlagen A und B des ADR-Übereinkommens befördert werden dürfen.

<sup>332</sup> Die GGVSee regelt die Zuständigkeiten und Pflichten bei der Beförderung gefährlicher Güter mit Seeschiffen.

<sup>333</sup> Nach der GbV müssen Unternehmen, die an der Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, auf der Schiene, auf schiffbaren Binnengewässern und mit Seeschiffen beteiligt sind, mindestens einen Gefahrgutbeauftragten bestellen. Befreiungen von dieser Pflicht enthält § 2 GbV. Die Verordnung enthält u.a. Regelungen zu der Schulung sowie den Pflichten eines Gefahrgutbeauftragten und verweist hierzu ergänzend auf die Vorschriften im ADR-Übereinkommen.

<sup>334</sup> Diese GGKontrollV regelt die Befugnis zu behördlichen Kontrollen auf der Straße und in den Unternehmen sowie die Art ihrer Durchführung. Sie beinhaltet u.a. eine Prüfliste und eine nicht abschließende Auflistung möglicher Verstöße und deren Einteilung in Gefahrenkategorien.

<sup>335</sup> Die ODV setzt die Europäische Richtlinie 2010/35/EU über ortsbewegliche Druckgeräte (TPED) in nationales Recht um. Sie regelt die Konformitätsbewertung, Prüfung, Zulassung, Herstellung, Kennzeichnung, das Inverkehrbringen und Bereitstellen auf dem Markt, verschiedene Prüfungen, die Verwendung und die Marktüberwachung ortsbeweglicher Druckgeräte. Der Geltungsbereich der ODV umfasst gemäß § 1 Abs. 1 i. V. m. Anlage 1 Abschnitt B – wie auch der Geltungsbereich der TPED – jene Druckgefäße, Tanks, Batteriefahrzeuge und MEGC, die den Anforderungen des ADR entsprechen. Im Fall der Beförderung mittels Wasserstoff-Trailer können sich Pflichten für den Eigentümer und Betreiber ortsbeweglicher Druckgeräte ergeben (vgl. §§ 7, 8 und 10 ODV).

<sup>336</sup> Diese sind im Straßenverkehr unter anderem der Absender, Beförderer, Fahrzeugführer, Empfänger, Verloader, Verpacker, Befüller, Entlader, Betreiber von Tankcontainern, ortsbeweglichen Tanks, MEGC, Schüttgut-Containern und MEMUS, Hersteller, Wiederaufarbeiter, Rekonditionierer von Verpackungen.

<sup>337</sup> Vgl. §§ 35, 35a, 35b GGVSEB. Dies hängt freilich davon ab, sofern die technischen Voraussetzungen hierfür gegeben sind und die Beförderungstrecke mehr als 200 km beträgt. Ist die Entfernung auf dem Eisenbahn- oder Wasserweg mindestens doppelt so groß wie die tatsächliche Entfernung auf der Straße, kann eine Beförderung auf der Straße durchgeführt werden, vgl. § 35 Abs. 3 GGVSEB.

ortsbewegliche Druckgeräte im Sinne der Richtlinie 2010/35/EU (TPED),<sup>338</sup> die befüllt und an einem anderen Ort entleert werden, die Prüfungen nach der BetrSichV, wenn diese den Anforderungen der TPED für Prüfung und Verwendung entsprechen.<sup>339</sup>

Gleichwohl können für der Transport von Wasserstoff – insbesondere den Befüll- und Entleervorgang – zahlreiche technischen Regeln für Betriebssicherheit und Gefahrstoffe relevant werden. Zu denken ist hier beispielsweise an die Vorgaben der TRBS 3145 / TRGS 745 „*Ortsbewegliche Druckgasbehälter – Füllen, Bereithalten, innerbetriebliche Beförderung, Entleeren*“. Diese Technische Regel gilt für die Vermeidung von und für den Schutz vor Gefährdungen bei Tätigkeiten mit Gasen in ortsbeweglichen Druckgasbehältern. Abhängig davon, ob diese Umschließungen an Füllleinrichtungen angeschlossen, mit Entnahmeeinrichtungen verbunden oder an solche angeschlossen sind oder in anderer Weise bereitgestellt werden, liegt ein Füllen, Entleeren oder Bereithalten im Sinne der Technischen Regel vor und müssten entsprechende Schutzmaßnahmen gemäß den Bestimmungen der TRBS 3145/ TRGS 745 getroffen werden.

Weiterhin könnte die Technische Regel TRGS 510 „*Lagern von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern*“ zu beachten sein.<sup>340</sup>

#### **d) Straßenverkehrsrecht**

Natürlich muss der Transport jeglicher Güter auf der Straße mit dem Straßenverkehrsrecht vereinbar sein. Beispielsweise ist hierbei insbesondere an die Einhaltung der Straßenverkehrszulassungsordnung (StVZO) zu denken.<sup>341</sup>

#### **e) Weitergehende Transportwege und Wasserstoffderivate**

Für die Transportwege Schiene und Binnengewässer gelten die gleichen gefahrgutrechtlichen nationalen Gesetze wie für den Transport von Wasserstoff per LKW auf der Straße. Beim Transport von Wasserstoff über Schiene oder Binnengewässer müssen die nationalen Vorschriften des GGBefG und der GGVSEB eingehalten werden.

Wie bereits oben geschildert, überträgt die GGVSEB die ADR-, RID- und ADN-Regelungen auf die nationale Ebene. Hinsichtlich des Transports gefährlicher Güter per Eisenbahn sind nach § 1 Abs. 3 Nr. 2 GGVSEB die Vorschriften der Teile 1 bis 7 der Anlage der Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID) – Anhang C des Übereinkommens über den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF) einzuhalten. Für den Transport gefährlicher Güter auf allen schiffbaren Binnengewässern gelten außerdem nach § 1 Abs. 3 Nr. 3 GGVSEB die Vorschriften der Teile 1 bis 9 der Anlage zu dem Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen (ADN). Auch die Regelungen der RID und ADN legen die Gefahrgutklassen gefährlicher Güter und deren einzelne erforderliche Sicherheitsmaßnahmen für den

---

<sup>338</sup> Die Richtlinie 2010/35/EU (TPED) wird in Deutschland durch die Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung (ODV) umgesetzt, vgl. hierzu oben.

<sup>339</sup> Vgl. Anhang 2, Abschnitt 4, Tabelle 12, Ziff. 7.29 a BetrSichV Es gelten dann die Prüfanforderungen des ADR-Regelwerks

<sup>340</sup> Das Lagern im Sinne der Regel meint das Aufbewahren zur späteren Verwendung sowie zur Abgabe an andere. Es schließt dabei die Bereitstellung zur Beförderung ein, wenn die Beförderung nicht innerhalb von 24 Stunden nach der Bereitstellung oder am darauffolgenden Werktag erfolgt. Mithin ist diese technische Regel nur anwendbar, wenn die vorgenannten Zeiten überschritten werden, vgl. TRGS 510, Abschnitt 1 Abs. 1.

<sup>341</sup> Gemäß § 34 Abs. 6 Nr. 5 StVZO ist die maximal zulässige LKW-Gesamtmasse aus Zugfahrzeug, Anhänger und Ladung von 40 Tonnen einzuhalten. Die zulässige Zuladung für den LKW ergibt sich somit aus dem Leergewicht und der zulässigen Gesamtmasse des jeweiligen LKW. Ferner ist gemäß § 32 Abs. 4a StVZO die Gesamtlänge des Lastzugs von 18,75 Metern einzuhalten. Bei einer Überschreitung der vorgeschriebenen Höchstgrenzmaße wären Sondergenehmigungen im Rahmen eines Schwertransportes notwendig (vgl. § 70 StVZO).

Transport fest. Für den Massentransport von Wasserstoff auf Binnenschiffen bedeutsam ist, dass gemäß ADN der Transport in Tankschiffen für tiefgekühlten, flüssigen Wasserstoff derzeit nicht zugelassen ist, sondern in Kryobehältern auf Versandstücke beschränkt ist.

Beim Transport von Wasserstoffderivaten auf Straßen, Schienen und Binnengewässern gilt dasselbe: Es sind ebenfalls die nationalen Vorschriften des GGBefG und der GGVSEB einzuhalten, die wiederum auf die internationalen Abkommen ADR, RID und ADN verweisen. Es gelten die spezifischen Pflichten des transportierten Gefahrstoffs. Beispielsweise sind beim Transport von Ammoniak die Pflichten aus ADR, RID und ADN einzuhalten. Bei Ammoniak kommen je nach den konkreten Eigenschaften des Ammoniaks die UN-Nummern 1005, 2073,<sup>342</sup> 2672<sup>343</sup> und 3318<sup>344</sup> in Betracht, anhand derer die konkreten Transportpflichten in ADR, RID und ADN zu ermitteln sind.

### 2.4.2.2 Speicherung von Wasserstoff

Die Speicherung von Wasserstoff kann auf unterschiedlichsten Speicherkonzepten basieren. So kann Wasserstoff in oberirdischen und unterirdischen Anlagen gespeichert werden (bspw. Röhren-, Poren-, und Kavernenspeicher). Eine Speicherung von Wasserstoff kann der Netzeinspeisung vorgelagert oder nachgelagert sein. Auch kann Wasserstoff in Erdgasspeicher beigemischt werden oder in reinen Wasserstoffspeichieranlagen gespeichert werden (bspw. in umgewidmeten Erdgasspeichern oder neuen Wasserstoffspeichern). Die folgende Darstellung legt nur den groben rechtlichen Rahmen der Wasserstoffspeicherung dar, ohne alle erdenklichen Speicherarten in ihren Einzelheiten zu begutachten.

#### 2.4.2.2.1 Energieregulierung

Bestimmte Speicherkonzepte fallen in den Anwendungsbereich der Energieregulierung nach dem EnWG. Seit der EnWG-Novelle im Juli 2021 besteht für bestimmte Speicherkonzepte ein Regulierungsrahmen in §§ 28j Abs. 2, 28n EnWG. Erstmals nahm der Gesetzgeber eine Definition der „Wasserstoffspeichieranlage“ in § 3 Nr. 39b EnWG vor. Hiernach ist eine Wasserstoffspeichieranlage *„eine einem Energieversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Wasserstoff, mit Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Wasserstoffnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind.“*

Damit hat der Gesetzgeber klargestellt, dass nur Speichieranlagen von Energieversorgern dem Anwendungsbereich unterfallen. Keinen Unterschied macht das EnWG jedoch bei oberirdischen bzw. unterirdischen Speichern, sodass beide Optionen potenziell von der Regulierung erfasst sein können.

Bei der Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasspeicher ist der bestehende Regulierungsrahmen für Erdgasspeicher anzuwenden.<sup>345</sup> Mithin gilt der neue Regulierungsrahmen nur für reine Wasserstoffspeicher – allerdings sowohl für Neuanlagen als auch für umgewidmete Erdgasanlagen.

Nach § 28j Abs. 2 EnWG haben auch Betreiber von Wasserstoffspeichern das für Wasserstoffnetze geltende, oben beschriebene einmalige und unwiderrufliche Wahlrecht, ob sie der Regulierung von

---

<sup>342</sup> 2073 Ammoniaklösung in Wasser, relative Dichte kleiner als 0,880 kg/m<sup>3</sup> bei 15 °C, mit mehr als 35 %, aber höchstens 50 % Ammoniak, Gefahrgutklasse 2.

<sup>343</sup> Ammoniaklösung in Wasser, relative Dichte zwischen 0,880 und 0,957 bei 15 °C, mit mehr als 10 %, aber höchstens 35 % Ammoniak; Verpackungsgruppe III; Stoff Klasse 8.

<sup>344</sup> 3318 Ammoniaklösung in Wasser, Dichte kleiner als 0,880 kg/l bei 15 °C, mit mehr als 50 % Ammoniak; Stoff Klasse 2.

<sup>345</sup> Es gelten mithin die §§ 26 ff. EnWG, bspw. der Grundsatz eines angemessenen und diskriminierungsfreien Zugangs zu Gasspeichieranlagen (§ 28 Abs. 1 EnWG).



Wasserstoffnetzen unterfallen wollen oder nicht. Allerdings bezieht sich die Regulierung von Wasserstoffspeichern nur auf den Speicherzugang, nicht auf die für Netze geltenden Vorschriften der Entflechtung und der Entgeltbildung.

Für die Speicherung von Wasserstoff gelten – soweit der Speicherbetreiber von seinem Wahlrecht im Sinne einer Anwendung der Regulierungsvorschriften Gebrauch gemacht hat – nach § 28j Abs. 2 EnWG die Vorschriften über den verhandelten Netzzugang gemäß § 28n EnWG entsprechend. Hiernach haben Betreiber den Zugang zu und den Anschluss an ihre Wasserstoffspeicher nach dem Prinzip des verhandelten Netzzugangs zu gewähren. Kern des verhandelten Netzzugangs ist die Gewährung des Zugangs Dritter zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen. Die Entflechtungsvorgaben und Regelungen der WasserstoffNEV zu Entgeltbildung finden auf Wasserstoffspeicherbetreiber keine Anwendung. Betreiber von Wasserstoffspeichern, die sich gegen die Regulierung entscheiden, werden nicht von den Vorgaben für den Netzzugang erfasst.

#### **2.4.2.2.2 Planungs- und Genehmigungsrecht**

Die Errichtung und der Betrieb von Speicheranlagen benötigen ebenfalls öffentlich-rechtliche Genehmigungen. In planungs- und genehmigungsrechtlicher Hinsicht muss zwingend zwischen oberirdischen und unterirdischen Speicheranlagen differenziert werden. Zuletzt kommt eine Umwidmung bestehender Erdgasspeicheranlagen in Betracht.

##### **a) Oberirdische Speicheranlagen**

Für die Errichtung und den Betrieb einer oberirdischen Speicheranlage kommt zunächst eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung in Betracht. Die immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflichtigkeit und die Art des Genehmigungsverfahrens hängen von der Speicherkapazität ab.

Für Wasserstoffspeicheranlagen mit einer Lagerkapazität von 30 Tonnen oder mehr, ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG durchzuführen. Bei einer Lagerkapazität von 3 bis 30 Tonnen ist ein vereinfachtes Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 19 BImSchG durchzuführen.<sup>346</sup> Bei einer Lagerkapazität unter 3 Tonnen, ist das Vorhaben (lediglich) baugenehmigungspflichtig; gleichwohl treffen den Betreiber die Pflichten nach §§ 22 ff. BImSchG.

Soweit eine Speicheranlage hiernach immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig ist, gilt auch hier die formelle Konzentrationswirkung der BImSchG-Genehmigung, d.h. es sind alle öffentlich-rechtlichen Vorschriften bis auf die oben geschilderten Ausnahmen vom Verfahrens- und Prüfungsgegenstand erfasst. Insoweit sind bei Wasserstoffspeichern im Ausgangspunkt die gleichen Gesetze und Verfahren einschlägig, wie bei der Wasserstoffherstellungsanlage.

So kann auch eine Wasserstoffspeicheranlage störfallrechtlich relevant sein. Es gilt der gleiche Schwellenwert von 5 Tonnen (bzw. 50 Tonnen).<sup>347</sup> Soweit mehrere Betriebsteile immissionsschutzrechtlich als eine zusammengehörige Anlage zu qualifizieren sind (bspw. Elektrolyseur, Speicher, Abfüllanlage), sind diese als ein Betriebsbereich im Sinne der 12. BImSchV anzusehen, mit der Folge, dass es für die Berechnung der Schwellenwerte auf die Höchstmengen von Wasserstoff in der Gesamtanlage ankommt.

---

<sup>346</sup> Dies ergibt sich aus den Regelungen des § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG i. V. m. 4. BImSchV, Anhang 1, Nr. 9.3 in Verbindung mit Anhang 2, Nr. 17.

<sup>347</sup> Hinsichtlich der sich hieraus ergebenden Rechte und Pflichten siehe oben.

Auch kann ein Wasserstoffspeicher UVP-pflichtig sein. Im Gegensatz zur Wasserstofferzeugungsanlagen, die regelmäßig allgemein vorprüfungspflichtig ist, gelten bei Wasserstoffspeichern ebenfalls Schwellenwerte.<sup>348</sup> Ab einer Wasserstoff-Lagerkapazität von 200.000 Tonnen oder mehr besteht eine unbedingte UVP-Pflicht nach § 6 UVPG.<sup>349</sup> Ab einer Wasserstoff-Lagerkapazität von 30 Tonnen bis weniger als 200.000 Tonnen besteht eine Pflicht zur allgemeinen Vorprüfung.<sup>350</sup> Ab einer Wasserstoff-Lagerkapazität von 3 Tonnen bis weniger als 30 Tonnen besteht eine Pflicht zur standortbezogenen Vorprüfung.<sup>351</sup>

Auch könnte es sich bei Wasserstoffspeicheranlagen um überwachungsbedürftige Anlagen im Sinne der BetrSichV handeln,<sup>352</sup> so dass hierfür die dargestellten allgemeinen Anforderungen und besonderen Prüfpflichten Anwendung finden. Da bei oberirdischen Wasserstoffspeichern möglicherweise eine Tätigkeit verbunden sein kann, bei denen Beschäftigte Gefährdungen ihrer Gesundheit und Sicherheit durch Wasserstoff ausgesetzt sein könnten, dürfte der Anwendungsbereich der GefStoffV auch bezüglich der Speicheranlage eröffnet sein.<sup>353</sup>

Soweit eine Speicheranlage in unmittelbarer Nähe zu einer Wasserstofferzeugungsanlage errichtet wird und dieser dienen soll, könnte es sich um eine Nebeneinrichtung handeln, mit der Folge, dass die Speicheranlage vom Genehmigungsgegenstand der Erzeugungsanlage (BlmSchG) erfasst ist. So kann ein Speicher unter den Voraussetzungen des § 1 Abs. 2 4. BlmSchV als Nebeneinrichtung zu einer Wasserstofferzeugungsanlage gesehen werden, sofern sie zum Betrieb derer notwendig ist oder mit denen in räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang steht und für immissionsschutzrelevante Umstände von Bedeutung sein kann. Ein betriebstechnischer Zusammenhang liegt vor, wenn die Nebenanlage im Hinblick auf den primär verfolgten Betriebszweck der Hauptanlage zwar keinen in einem engeren technischen Sinne notwendigen Verfahrensschritt zum Gegenstand hat, jedoch auf diesen Zweck hin ausgerichtet ist und einen im Verhältnis zur Haupteinrichtung (dem Anlagenkern) dienende und insoweit untergeordnete Funktion hat. Insbesondere eine Zwischenspeicherung dürfte eine solche dienende Funktion erfüllen. Soweit hiernach eine Speicheranlage eine Nebeneinrichtung zur geplanten Elektrolyseanlage darstellt, käme es für deren Genehmigungspflicht nach BlmSchG nicht auf die konkrete Lagerkapazität von Wasserstoff an. Denn diese Anlage wäre damit von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht der Hauptanlage und somit auch von dessen Genehmigungsverfahren erfasst.

## **b) Unterirdische Speicher**

Die Errichtung und der Betrieb von Untergrundspeichern fallen in den Anwendungsbereich des Bundesberggesetzes (BBergG).<sup>354</sup> Untergrundspeicher werden in § 4 Abs. 9 BBergG definiert. Hiernach sind Untergrundspeicher Anlagen zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser.

---

<sup>348</sup> Vgl. insoweit UVPG, Anlage 1, Nr. 9.3.

<sup>349</sup> Vgl. § 6 UVPG i. V. m. Anlage 1, Nr. 9.3.1.

<sup>350</sup> Vgl. § 7 Abs. 1 UVPG i. V. m. Anlage 1, Nr. 9.3.2.

<sup>351</sup> Vgl. § 7 Abs. 2 UVPG i. V. m. Anlage 1, Nr. 9.3.3.

<sup>352</sup> Nach BetrSichV, Anhang 2, Abschnitt 4 Nr. 2.1.

<sup>353</sup> Auch hier sind die Technischen Regeln zu beachten (bspw. TRGS 400, TRGS 407, TRGS 500, TRGS 800, TRBS 1111, TRBS 1123, TRBS 120, TRBS 2141, TRBS 2152 / TRGS 720 sowie TRBS 2152 Teile 1-2 / TRGS 721-722 sowie TRGS 723-724) Für ortsfeste Druckanlagen für Gase sind insbesondere erwähnenswert: TRBS 3146 / TRGS 746; diese konkretisieren die Anforderungen der BetrSichV und der GefStoffV an ortsfeste Druckanlagen.

<sup>354</sup> Vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 BBergG.

Für die Errichtung und den Betrieb von Untergrundspeichern ist in der Regel ein Betriebsplan erforderlich.<sup>355</sup> Darüber hinaus wäre die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplanes und für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren notwendig, wenn ein Vorhaben nach der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedarf.<sup>356</sup> Nach der UVP-V Bergbau bedürfen Untergrundspeicher nur dann einer Umweltverträglichkeitsprüfung, wenn sie Erdgas oder Erdöl speichern.<sup>357</sup> Ein Untergrundspeicher für reinen Wasserstoff begründet daher keine UVP-Pflicht und ist damit auch grundsätzlich nicht planfeststellungsbedürftig.<sup>358</sup>

### **c) Umwidmung von Erdgasspeichern**

Für die Umwidmung von Erdgasspeichern in Wasserstoffspeicher gibt es keine besonderen Vorschriften.

Soweit ein (ggf. oberirdischer) Erdgasspeicher seinerseits nach dem BImSchG genehmigungspflichtig war, dürfte mit der Umwidmung eine wesentliche Änderung der Anlage vorliegen, mit der Folge, dass eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG einzuholen wäre. Soweit sich der Anlagencharakter vollständig ändert, wäre die erneute Durchführung eines Genehmigungsverfahrens notwendig.

Mit der Umwidmung eines unterirdischen Erdgasspeichers im Anwendungsbereich der bergrechtlichen Vorschriften, kann eine UVP-pflichtige Änderung im Sinne von § 9 UVPG vorliegen. Dies hätte zur Folge, dass die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplanes erforderlich ist und für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren nach § 52 Abs. 2a BBergG durchzuführen wäre.

#### **2.4.2.3 Distribution: Wasserstofftankstelle**

Hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs einer Wasserstofftankstelle gelten dieselben planungs- und genehmigungsrechtlichen Grundsätze wie bei oberirdischen Wasserstoffspeichern.

##### **2.4.2.3.1 Europäischer Rechtsrahmen**

Die Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID)<sup>359</sup> schafft den Rahmen für den Aufbau einer Infrastruktur für internationale Kraftstoffe. Unter anderem definiert die Richtlinie den Begriff „Wasserstofftankstelle“ und verpflichtet die Mitgliedstaaten, einen Nationalen Strategierahmen zu Aufbau einer Infrastruktur zu schaffen.

Die Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) schafft europäische Mindeststandards, die bei Ausgestaltung mitgliedstaatlicher Fördersysteme zu beachten sind. Für den Verkehrssektor postuliert die Richtlinie das sektorspezifische Ziel der Verpflichtung der Kraftstoffanbieter durch die Mitgliedstaaten, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 mindestens 14 % beträgt. Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien soll bis 2030 mindestens 32 % betragen.

Die Verordnung (EG) Nr. 2019/631 zur Festsetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge legt einen Anreizmechanismus für die Nutzung

---

<sup>355</sup> Vgl. § § 126 Abs. 1, 51 ff. BBergG.

<sup>356</sup> Vgl. §§ 126 Abs. 1, 52 Abs. 2a BBergG.

<sup>357</sup> Vgl. § 1 Nr. 6a UVP-V Bergbau.

<sup>358</sup> In der Literatur wird allerdings diskutiert, ob die Vorschrift des § 1 Nr. 6a UVP-V Bergbau analog auf Wasserstoffspeicher angewendet werden sollte. Eine dahingehende Praxis hat sich bisher noch nicht herausgebildet. Angesichts des eindeutigen Wortlauts wird eine analoge Anwendung diesseits abgelehnt.

<sup>359</sup> Nebst der delegierten Verordnung (EU) 2019/1745 und den europäischen Normen der CEN. Die Kommission beabsichtigt die AFID im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie zu überarbeiten und ihre Mitgliedstaaten zu verpflichten, ihr Lade- und Tankinfrastrukturnetz für alternative Kraftstoffe auszubauen, vgl. (EU-Kommission, 2021c).

von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehrssektor fest, indem es Flottengrenzwerte für Autohersteller und Anreizsysteme für emissionsarme Fahrzeuge festlegt.

Mit der sogenannten Clean Vehicles Directive EU/2019/1161 legt der europäische Gesetzgeber den Grundstein für die verstärkte Nutzung von Strom, Wasserstoff, Biokraftstoffe, synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe oder Gas bei der Fahrzeugbeschaffung im öffentlichen Bereich und im ÖPNV.

#### **2.4.2.3.2 Planungs- und Genehmigungsrecht**

##### **a) Immissionsschutzrechtliche Genehmigung**

Insbesondere kann eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung bei Überschreiten etwaiger Speicherkapazitäten erforderlich werden. Für Tankstellen mit einer Lagerkapazität von 30 Tonnen oder mehr ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG durchzuführen. Bei einer Lagerkapazität von 3 bis 30 Tonnen ist ein vereinfachtes Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 19 BImSchG durchzuführen. Soweit eine Speicheranlage hiernach immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig ist, gilt auch hier die formelle Konzentrationswirkung der BImSchG-Genehmigung. Eine Wasserstofftankstelle kann ebenso störfallrechtlich relevant sein, wenn die Schwellenwerte von 5 Tonnen bzw. 50 Tonnen überschritten sind. Eine Tankstelle kann bei Überschreitung der Schwellenwerte UVP-pflichtig (200.000 Tonnen oder mehr), allgemein vorprüfungspflichtig (30 Tonnen bis weniger als 200.000) oder standortbezogen vorprüfungspflichtig (3 Tonnen bis weniger als 30 Tonnen) sein.

Materiellrechtlich sind in dem Verfahren nach BImSchG insbesondere die immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten nach § 5 BImSchG zu prüfen. Für den insoweit maßgeblichen Stand der Technik kann für Wasserstofftankstellen auch auf das VdTÜV Merkblatt 514 zurückgegriffen werden. Das Merkblatt gilt für Planung, Bau, Ausrüstung, Aufstellung, Prüfung, Inbetriebnahme und den Betrieb von Wasserstoff-Füllanlagen, die gasförmigen Wasserstoff als Kraftstoff zum Antrieb bzw. Betrieb eines Fahrzeuges in Behälter oder Flaschen abgeben, sowie deren Anlagenteile. Der Geltungsbereich geht bis zur Füllkupplung einschließlich der Betriebsstätten. Das Merkblatt gibt einen Überblick über die nach dem Stand der Technik erforderlichen Maßnahmen, die für die Gefährdungen Brand, Explosion und Druck gelten. Weitere materiellrechtliche Vorgaben ergeben sich aus der BetrSichV und der GefStoffV (s.u.).

##### **b) Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung**

Eine Wasserstofftankstelle, die hiernach nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig ist, ist lediglich erlaubnispflichtig nach der BetrSichV.

Denn die Errichtung und der Betrieb einer Gasfüllanlage wie der Tankstelle, unterliegt dem Erlaubnisvorbehalt des § 18 Abs. 1 Nr. 3 oder 6 BetrSichV. Die Erlaubnis wird von der zuständigen Behörde erteilt, wenn die vorgesehene Aufstellung, Bauart und Betriebsweise den sicherheitstechnischen Anforderungen der BetrSichV und hinsichtlich des Brand- und Explosionsschutzes auch der GefStoffV entsprechen.<sup>360</sup>

Als überwachungsbedürftige Anlage im Sinne von §§ 2 Abs. 13, 18 Abs. 1 BetrSichV finden die oben dargestellten allgemeinen Anforderungen und besonderen Prüfpflichten der BetrSichV Anwendung. Zudem gibt der Betreiber der Tankstelle Wasserstoff als gefährlichen Stoff an Dritte ab und bringt den Stoff damit in den Verkehr (vgl. § 3 Nr. 9 ChemG). Daraus resultieren zunächst verschiedene Informations- und Kennzeichnungspflichten (§§ 3 ff. GefStoffV). Auch hier sind die Technischen Regeln

---

<sup>360</sup> Eine übersichtliche Darstellung des Genehmigungsverfahrens findet sich im Genehmigungsleitfaden Wasserstoff-Tankstellen (NOW GmbH, 2022).

für Betriebssicherheit (TRBS)/ Gefahrstoffe (TRGS) zu beachten, die die sicherheitstechnischen Anforderungen der Betriebssicherheitsverordnung und der Gefahrstoffverordnung konkretisieren (s.o.).

### **c) Baugenehmigung**

Neben einer Erlaubnis nach § 18 BetrSichV kann die Einholung einer einfachen Baugenehmigung notwendig sein. Ob zusätzlich eine Baugenehmigung eingeholt werden muss, ist anhand der Landesbauordnungen zu ermitteln. Diese enthalten je nach Bundesland und landesrechtlicher Ausgestaltung einige Erleichterungen für Gastankstellen. Zudem regeln die Landesbauordnung das Verhältnis von Baugenehmigung und Erlaubnis nach BetrSichV.<sup>361</sup> Soweit hiernach in einzelnen Bundesländern ein Vorrang der Erlaubnis nach BetrSichV bestimmt sein sollte, bezieht sich dies allerdings ausschließlich auf die Anlagen, die den Kraftstoff enthalten oder abgeben, beispielsweise die Tanks und Zapfstellen. Soweit eine weitergehende Bebauung des Grundstücks geplant ist (beispielsweise die Errichtung eines Shops, eines Dachs, einer Waschhalle oder einer Stützmauer) bleibt das Vorhaben baugenehmigungspflichtig.

Für die baurechtliche Zulässigkeit ist ihr konkret vorgesehener Ort der Errichtung und der dort geltende bauplanungsrechtliche Rechtsrahmen maßgeblich (s.o.).

### **d) Technische Vorschriften für den Betrieb**

Für den Betrieb von Wasserstofftankstellen hat sich in Deutschland bisher die Speicherform des gasförmigen Wasserstoffs durchgesetzt. Die Speicherung und Betankung wird bei PKW mit kleineren Tanks regelmäßig mit einem Druckniveau von 700 bar durchgeführt, bei Nutzfahrzeugen, wie Busse und Lkw, regelmäßig mit einem Druckniveau von 350 bar.<sup>362</sup>

#### **2.4.2.4 Checkliste für die Errichtung und den Betrieb von oberirdischen Wasserstoffspeichern und von Wasserstofftankstellen**

- Für die Errichtung einer eines Speichers/einer Tankstelle ist die richtige Wahl des Genehmigungsverfahrens notwendig. In Betracht kommen im Wesentlichen eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung, eine Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und eine einfache Baugenehmigung.
- Die Anlage ist nach BImSchG genehmigungspflichtig, wenn bestimmte Schwellenwerte überschritten sind. Mit einer Lagerkapazität von 30 Tonnen oder mehr ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG durchzuführen. Bei einer Lagerkapazität von 3 bis 30 Tonnen ist ein vereinfachtes Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 19 BImSchG durchzuführen. Soweit Speicheranlagen/ Tankstellen in unmittelbarer Nähe zu Wasserstoffherstellungsanlagen errichtet werden sollen, können Sie als Nebeneinrichtung gesehen werden, sodass sie von deren Genehmigungspflichtigkeit erfasst sind.
- Ein Speicher/eine Tankstelle ist ab einer Lagerkapazität von 5 Tonnen (bzw. 50 Tonnen) als Störfallbetrieb im Sinne der Störfallverordnung einzuordnen.
- Ein Speicher/eine Tankstelle ist ab einer Lagerkapazität von 200.000 Tonnen oder mehr UVP-pflichtig. Ab einer Lagerkapazität von 30 Tonnen bis weniger als 200.000 Tonnen besteht eine

---

<sup>361</sup> So enthält die LBauO Rheinland-Pfalz in § 62 Abs. 2 Nr. 11 lit. k die Bestimmung, dass Zapfsäulen und Tankautomaten genehmigter Tankstellen nicht baugenehmigungspflichtig sind.

<sup>362</sup> Für die Betankung mit 700 bar gelten die weltweiten technischen Standards SAE-J2601, die DIN EN 17127 sowie die ISO 19880-1. Für die Betankung mit 350 bar wird aktuell an einem internationalen Standard gearbeitet, der sich dann in der ISO 19885-3 wiederfinden wird.

Pflicht zur allgemeinen Vorprüfung. Ab einer Wasserstoff-Lagerkapazität von 3 Tonnen bis weniger als 30 Tonnen besteht eine Pflicht zur standortbezogenen Vorprüfung.

- Speicheranlagen sind regelmäßig überwachungsbedürftige Anlagen im Sinne der BetrSichV, sodass deren Pflichten anwendbar sind. Eine Wasserstofftankstelle – die nicht schon immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig ist – bedarf einer Erlaubnis nach § 18 BetrSichV.
- Neben einer Erlaubnis nach § 18 BetrSichV kann die Einholung einer einfachen Baugenehmigung notwendig sein; jedenfalls dann, wenn eine weitergehende Bebauung des Grundstücks geplant ist.
- Stets sind die Vorschriften des Gefahrstoffrechts (GefStoffV) und des Arbeitsschutzes (insb. BetrSichV) nebst den dazugehörigen Technischen Regeln einzuhalten. Zudem sind die technischen Normen hinsichtlich der Betankung einzuhalten (SAE-J2601, DIN EN 17127, ISO 19880-1, ISO 19885-3).

#### 2.4.2.5 Checkliste für die Errichtung einer Wasserstoffpipeline

- Vor der Errichtung einer Wasserstoff-Pipeline muss das richtige Genehmigungsverfahren ermittelt werden. Die Art des Verfahrens hängt von der konkreten Ausgestaltung der Leitung im Einzelfall ab, insbesondere den Leitungsparametern (Durchmesser, Länge, Nutzeranbindung etc.). Grundsätzlich kann die Aussage getroffen werden, dass im Gegensatz zur Umnutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur (wofür der neue § 43l Abs. 4 EnWG eine erhebliche Verfahrenserleichterung vorsieht), der Neubau von Wasserstoffpipelines regelmäßig sehr aufwändigen und komplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren unterliegt.
- Wenn eine Pipeline einen Durchmesser von über 300 mm und raumbedeutsame Auswirkungen und eine überörtliche Bedeutung hat, beispielsweise weil sie sich über mehrere Landkreise oder mehrere Bundesländer erstreckt, muss dem eigentlichen Genehmigungsverfahren ein Raumordnungsverfahren vorangestellt werden. Die Behörde hat über das Raumordnungsverfahren innerhalb von **6 Monaten** zu entscheiden. Die Ausschöpfung dieser Frist ist in der Praxis keine Seltenheit.
- Für bestimmte Wasserstoffleitungen ist das richtige Genehmigungsverfahren das Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren. Die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern stehen nach § 43l Abs. 2 EnWG unter dem Vorbehalt einer Planfeststellung. Im Übrigen kann sich eine Planfeststellungspflicht in Abhängigkeit von Länge und Durchmesser aus dem UVPG ergeben. Regelmäßig wird es auf die Parameter aus **Nr. 19.5** (oder im Fall von EnWG-Anlagen aus Nr. 19.2) der Anlage 1 zum UVPG ankommen:
  - Leitungen ab einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm sind UVP-pflichtig mit der Folge, dass sie der Planfeststellung bedürfen.
  - Leitungen unabhängig der Länge, ab einem Durchmesser von mehr als 300 mm bedürfen einer (allgemeinen oder standortbezogenen) UVP-Vorprüfung mit der Folge, dass sie der Plangenehmigung bedürfen (wenn die Behörde im Rahmen der UVP-Vorprüfung zum Ergebnis kam, dass keine UVP-Pflicht vorliegt)
- Wie lange ein Planfeststellungsverfahren dauert, hängt immer vom Einzelfall ab (Art und Umfang des Vorhabens, Qualität der Planunterlagen, Anzahl und Inhalt der Einwendungen und Stellungnahmen). In der Regel beträgt die Gesamtdauer eines Planfeststellungsverfahrens **ein bis drei Jahre**.

- Soweit ein Vorhaben hiernach nicht planfeststellungs- bzw. plangenehmigungsbedürftig ist, müssen sämtliche, ggf. erforderlichen Einzelgenehmigungen gesondert eingeholt oder Anzeigeverfahren gesondert durchgeführt werden (bspw. Anzeigepflicht nach RohrFLtgV, Informations- bzw. Anzeigepflicht nach GasHDrLtgV, naturschutzrechtliche Genehmigung nach BNatSchG, Baugenehmigung). Diese Verfahren können durchaus in wenigen Monaten abgeschlossen sein.

### 2.4.3 Standort- und Betreibermodelle

Abhängig von den gewählten Standorten der Wasserstofferzeugung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Transportinfrastruktur und die Versorgung der Verbraucher mit Wasserstoff. Umgekehrt hängen sinnvolle Standorte der Erzeugung von den Standorten der Verbraucher, der Strominfrastruktur sowie vorhandener H<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur ab. Im Folgenden wird die fachliche Grundlage für die Ausarbeitung von Distributionspfaden gelegt, indem verschiedene Standort- und Betreibermodelle diskutiert werden. Das beinhaltet auch die Unterscheidung zwischen einer zentralen und dezentralen Erzeugung sowie einer Erzeugung am Ort des Verbrauchs (Onsite) und einer räumlich getrennten Erzeugung mit anschließendem Wasserstofftransport (Offsite). Hierbei werden verschiedene Standortkriterien (Infrastruktur, Kosten, Erweiterbarkeit, Abwärme-/Sauerstoffnutzung) für die unterschiedlichen Modelle diskutiert. Unter Berücksichtigung der identifizierten Standortkonzepte wird erörtert, welche Akteure die einzelnen Glieder der Wasserstoffwertschöpfungskette betreiben könnten und welche Geschäftsmodelle sich hieraus ergeben. Die konkreten Distributionspfade für die Region Mainz werden darauf aufbauend im nachfolgenden Kapitel 2.4.4 ausgearbeitet.

Bei der Ausgestaltung der Standort- und Betreiberwahl einer bestimmten Erzeugungsanlage, eines Speicher, einer Tankstelle sowie der Transportinfrastruktur müssen selbstverständlich die rechtlichen Anforderungen (vgl. Kapitel 2.3.9 und Kapitel 2.4.2) berücksichtigt werden. Dies ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

#### 2.4.3.1 Vergleich verschiedener Standortmodelle

Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse oder orangenem Wasserstoff mittels Plasma-Gasifizierung<sup>363</sup> wird EE-Strom aus erneuerbaren Quellen benötigt. Daher erfordert die Standortauswahl der Wasserstofferzeugung neben der Betrachtung der H<sub>2</sub>-Bedarfe und möglicher Transportwege auch die Bewertung der Eignung potenzieller Standorte hinsichtlich Verfügbarkeit von EE-Strom. Zusätzlich ist zu bewerten, ob die Wasserstofferzeugung verstärkt dezentral am Ort der Stromerzeugung bzw. des Wasserstoffbedarfes oder zentral in größerem Maßstab erfolgen soll. Abbildung 2-65 gibt einen Überblick über die beiden Dimensionen der Standortmodelle sowie die daraus resultierenden vier Ausprägungen.

---

<sup>363</sup> Durch den Einsatz von EE-Strom und unvermeidbarer, nicht recyclebarer Abfälle stellt die Plasma-Gasifizierung ein Verfahren zur Herstellung von nachhaltigem Wasserstoff dar, der mit der Farbe Orange klassifiziert wird, siehe (Deutscher Bundestag, 2021).

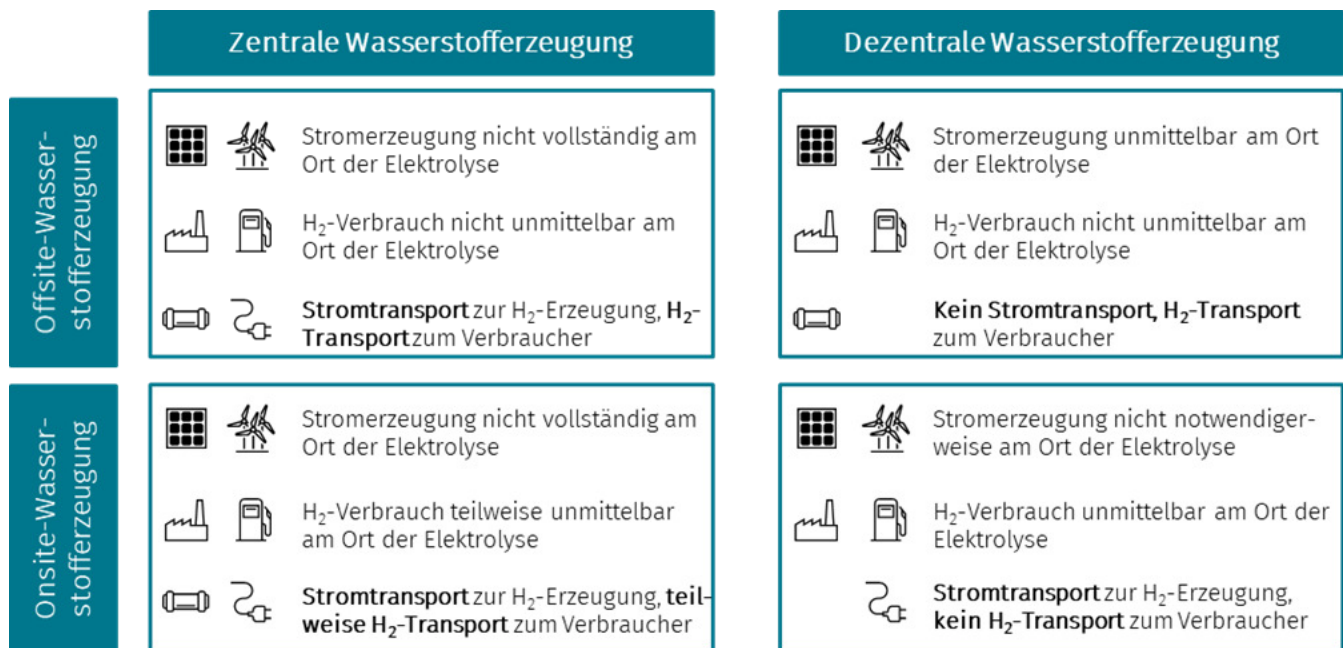


Abbildung 2-65 Mögliche Lösungen für Standortmodelle. Quelle: Eigene Darstellung

Nachfolgend werden die vier verschiedenen Standortkonzepte inklusive möglicher Subformen beschrieben sowie notwendige Voraussetzungen und strategische Eigenschaften diskutiert. Primär werden die zentrale und die dezentrale Wasserstoffherzeugung unterschieden. Inwiefern die Erzeugung onsite oder offsite erfolgt, wird als sekundäres Unterscheidungsmerkmal beschrieben.

### Zentrale Wasserstoffherzeugung

Die zentrale Wasserstoffherzeugung basiert auf der Idee die Erzeugung an einem Ort zu konzentrieren, um dadurch techno-ökonomische Skalenvorteile auszunutzen. Sie findet grundlegend in verhältnismäßig wenigen, groß dimensionierten Anlagen statt. Die Stromerzeugung sowie die Wasserstoffnachfrage muss dabei nicht zwingend am Ort der Elektrolyse stattfinden. Die Kosten des Stromtransports zum Erzeugungsstandort und der Weiterverteilung des Wasserstoffes zum Verbraucher sind individuell mit dem Nutzen der Skalenvorteile ins Verhältnis zu setzen. Bei der Auswahl der Standorte ist aufgrund der Größe der Anlagen und des damit einhergehenden großen EE-Strombedarfes auf eine ausreichende und sichere Stromversorgung zu achten bzw. etwaige Leitungsaus- oder -neubauten einzukalkulieren. Die Kopplung an Wind- und Solarparks oder die Kombination eigener EE-Stromerzeugung mit dem Strombezug über das Netz sind denkbare Optionen. Zusätzlich ist die Nähe zu Wasserstoffabnehmern von großem Vorteil, da so der Aufwand der Verteilung mittels Pipelines oder Trailer auf ein Minimum begrenzt werden kann. Da bei der Elektrolyse als Nebenprodukt Abwärme und reiner Sauerstoff anfallen, sind bei dieser Form der Wasserstoffherzeugung eine Anbindung ans Fernwärmenetz sowie die Nähe zu Sauerstoffverbrauchern (Krankenhäuser, Industrie, etc.) ebenfalls positive Standortkriterien.

Die zentrale Onsite-Wasserstoffherzeugung ist als Spezialfall der zentralen Wasserstoffherzeugung zu betrachten. Bei diesem Standortkonzept verbraucht der Erzeuger selbst einen Teil des Wasserstoffes am Ort der H<sub>2</sub>-Erzeugung und vertreibt die Überproduktion an andere Verbraucher. Eine notwendige Voraussetzung für diese Erzeugungsform ist das entsprechende Platzangebot sowie die Anbindung an die Strominfrastruktur auf dem Werksgelände des Betreibers. Zusätzlich ist in den meisten Anwendungsfällen eine Möglichkeit zur Speicherung des Wasserstoffes notwendig, um die Nachfrage entkoppelt von der volatilen Erzeugung bedienen zu können. Dabei ist die notwendige immisionsschutzrechtliche Genehmigung zu beachten (vgl. Kapitel 2.4.2.2.2). Von Vorteil für den



Betreiber ist die erhöhte Autarkie<sup>364</sup> bei der Energieversorgung. Die Autarkie und damit die Versorgungssicherheit kann weiter gesteigert werden, wenn der Betreiber über eine eigene EE-Stromerzeugung sowie die Möglichkeit zur lokalen Wasserstoffspeicherung verfügt. Mit steigender Autarkie steigt auch die Preissicherheit bei der Wasserstoffversorgung. Zusätzliche Vorteile bietet die Möglichkeit zur Verwertung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme. Sollten diese nicht lokal verwendet werden können, stellen diese ein Erlöspotenzial im Falle einer Veräußerung dar.

### **Dezentrale Wasserstoffherzeugung**

Die dezentrale Wasserstoffherzeugung findet gegenüber der zentralen Wasserstoffherzeugung in kleineren Anlagen an mehreren Standorten statt. Dadurch können hohe Transportkosten entweder beim Strombezug oder bei der Weiterverteilung des erzeugten Wasserstoffs vermieden werden. Bei der dezentralen Onsite-Erzeugung findet der Wasserstoffverbrauch direkt am Ort der Erzeugung statt, womit die Notwendigkeit des Wasserstofftransportes über das Werksgelände des entsprechenden Standorts hinaus entfällt. Die dezentrale Offsite-Erzeugung findet unmittelbar am Ort der EE-Stromerzeugung statt, wodurch der Stromtransportbedarf abnimmt. Einen Spezialfall stellt die Konstellation dar, dass sowohl der H<sub>2</sub>-Verbrauch als auch die EE-Stromerzeugung am Ort der Wasserstoffherzeugung gelegen sind, so dass weder Strom noch Wasserstoff transportiert werden muss. Eine weitere Sonderform der dezentralen Onsite-Erzeugung ist die hybride Deckung der lokalen Wasserstoffnachfrage durch eigene Erzeugung sowie zusätzlichen Bezug über Pipeline oder Trailer. Dieses Bezugsmodell kommt während der initialen Phase in Frage, in der die eigenen Erzeugungskapazitäten hochgefahren werden. Der Anteil des zugekauften Wasserstoffs nimmt dabei während des Hochlaufs typischerweise immer weiter ab. Ebenfalls in Frage kommt diese Variante, wenn die Wasserstoffherzeugung mit lokal erzeugtem Strom (beispielsweise durch PV-Module auf Dachflächen) betrieben werden soll, aber auf diese Weise nicht der gesamte Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann. Wie bei der zentralen Wasserstoffherzeugung ist bei der Standortauswahl die Möglichkeit zur lokalen Verwertung der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff vorteilhaft. Ebenfalls ist die Möglichkeit der lokalen Wasserstoffspeicherung zur Angleichung der volatilen Stromerzeugung an das H<sub>2</sub>-Bedarfsprofil positiv zu bewerten. Die Voraussetzungen für bzw. die Vorteile einer Onsite-Erzeugung unterscheiden sich bei der dezentralen nicht von denen der zentralen Wasserstoffherzeugung.

Abschließend sind in der nachfolgenden Abbildung 2-66 die jeweiligen Vor- und Nachteile der in diesem Kapitel diskutierten Standortkonzepte dargestellt.

---

<sup>364</sup> Autarkie bezogen auf die Energieversorgung bezeichnet die Unabhängigkeit von externen Energielieferungen. Es existieren verschiedene Definitionen und Abstufungen, auf die hier nicht näher eingegangen wird. Vereinfacht wird angenommen, dass der Grad der Autarkie mit dem Anteil der selbst erzeugten Energie am Gesamtenergiebedarf steigt.

	Zentrale Wasserstoffherzeugung	Dezentrale Wasserstoffherzeugung
Offsite-Wasserstoffherzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Skaleneffekte durch große Erzeugungsanlagen</li> <li>+ Durch große Produktionsmengen lohnt die Wasserstoffverteilung per Pipeline</li> <li>+ Zentrale Verteilung der Nebenprodukte O<sub>2</sub> und Wärme</li> <li>- Der hohe Strombedarf erfordert eine gute Anbindung an das Stromnetz</li> <li>- Die Größe der Anlagen sorgt für großen Platzbedarf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Durch die Nähe zur EE-Stromerzeugung ist kein Stromtransport zur Wasserstoffherzeugung notwendig</li> <li>+ Meist ausreichendes Platzangebot an EE-Erzeugungsstandorten</li> <li>- Aufwändige Wasserstoffverteilung durch viele, kleine Erzeugungseinheiten</li> <li>- Erschwerte Nutzung der Nebenprodukte O<sub>2</sub> und Wärme</li> </ul>
Onsite-Wasserstoffherzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Unmittelbare Nutzung von O<sub>2</sub> und Wärme</li> <li>+ Erhöhte Autarkie des Betreibers bei der Energieversorgung</li> <li>- Großer Platzbedarf auf Werksgelände des Betreibers</li> <li>- Der hohe Strombedarf erfordert eine gute Anbindung an das Stromnetz</li> <li>- Die Größe der Anlagen sorgt für großen Platzbedarf auf dem Werksgelände</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Unmittelbare Nutzung von O<sub>2</sub> und Wärme</li> <li>+ Kein Bedarf zum Transport von Wasserstoff durch Erzeugung in unmittelbarer Nähe zur Nachfrage</li> <li>+ Erhöhte Autarkie des Betreibers bei der Energieversorgung</li> <li>- Platzbedarf auf Werksgelände des Betreibers</li> <li>- Erhöhter Strombedarf kann die Erweiterung des Anschlusses erfordern</li> </ul>

Abbildung 2-66 Bewertung der Standortkonzepte. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.4.3.2 Betreibermodelle

Nach der Betrachtung verschiedener Standortmodelle stellt sich die Frage, welche Akteure für den Aufbau und Betrieb der Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz in Frage kommen. Die Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff lässt sich in die vier Glieder Stromproduktion, Wasserstoffherzeugung, Transport und Verteilung sowie Verbrauch unterteilen.

Sowohl die einzelnen Glieder als auch mehrere Glieder vereint können über ein Konsortium betrieben werden. Ein solches Konsortium aus verschiedenen Akteuren der Wasserstoffwirtschaft bietet den Vorteil, dass sich Investitionskosten auf alle Beteiligten verteilen und Risiken beispielsweise durch feste Abnahmemengen, Preisstabilität und Versorgungssicherheit minimiert werden können. Es ermöglicht über Projekte wie „Reallabore“ oder „Projects of Common Interest“ beim Aufbau der Wirtschaft einen besseren Zugang zu Fördermitteln. Ein Zusammenschluss mehrerer Akteure für den Betrieb von größeren Anlagen oder gemeinsamen Transportstrukturen kann zur Vermeidung von Redundanzen sinnvoll sein. Zudem kann der regulatorische und organisatorische Aufwand für jeden einzelnen Akteur verringert werden. Aufgrund der geringen Standardisierung bei der Wasserstoffinfrastruktur sind Zulassungsverfahren langwierig. Für eine Einschätzung der Genehmigungsdauer siehe Kapitel 2.3.8. Beim Aufbau eines Konsortiums muss darauf geachtet werden, dass keine Kartelleffekte entstehen, welche zur Diskriminierung einzelner Marktteilnehmer führen.

Eine breite Beteiligung lokaler Akteure an den einzelnen Gliedern der Wertschöpfungskette kann vorteilhaft sein. Oft ist dann die Akzeptanz in der Bevölkerung sowie den regionalen H<sub>2</sub>-Abnehmern für die neue Energieform und neue technologische Anwendungen höher. Aufgrund ihres technischen Know-hows im Umgang mit dem Gefahrgut Wasserstoff, ist eine Involvierung von Spezialisten wie Anlagebauern und Infrastrukturbetreibern strategisch wichtig.

Zusätzlich zu den Abnehmern aus den Sektoren Industrie, Mobilität und Logistik sowie Wärmeerzeugung ist eine Wasserstoffabnahme durch Energieversorger denkbar. Der Wasserstoff kann zur Netzstabilisierung bei Bedarf rückverstromt werden.

Die möglichen Abnehmer haben ebenfalls ein Interesse daran, sich am Aufbau der Verteil- und Transportinfrastruktur für Wasserstoff zu beteiligen.

### **Bewertung der möglichen Betreiber**

Konkrete Akteure für den Betrieb der Infrastruktur können anhand der folgenden Dimensionen qualitativ bewertet werden. Zunächst sind die hohen Investitionskosten zu nennen, die insbesondere für kleinere Akteure und bei nicht vorhandener bereits bestehender Infrastruktur ein hohes unternehmerisches Risiko mit sich bringen. Anschließend spielt vorhandenes Fachwissen eine wichtige Rolle, d.h. ob bereits technisches und unternehmerisches Know-how sowie Fachpersonal für die komplexen Anlagen bei dem Betreiber vorhanden sind. Außerdem spielen Synergieeffekte, aber auch Konflikte mit bereits etablierten Geschäftsfeldern eine Rolle. Durch Zusammenschluss verschiedener Akteure zu Initiativen oder Konsortien können weitere Synergieeffekte entstehen und Nachteile einzelner Akteure ausgeglichen werden. Zusätzlich müssen Marktrisiken für das Gesamtsystem berücksichtigt werden. Die mögliche Flächenverfügbarkeit ist eine weitere Bewertungsdimension. Im Folgenden werden verschiedene mögliche Betreiber für die Wertschöpfungsstufen Elektrolyse, Transport und Tankstellen betrachtet und individuelle Vor- und Nachteile ermittelt.

In der aktuellen Akteurslandschaft für Elektrolyse wurden Energieversorgungsunternehmen, Industriegasanbieter, Anbieter von Wasserstoffbetankungsinfrastruktur, Initiativen aus der industriellen Wasserstoffnutzung sowie aus dem Bereich Sektorenkopplung als potenzielle Betreiber identifiziert.<sup>365</sup>

- Energieversorgungsunternehmen:
  - + Fachkräfte und Know-how für Energieumwandlungsprozesse sind bereits in Betrieb vorhanden
  - + der erzeugte Wasserstoff kann nach Zwischenspeicherung direkt für die Netzstabilisierung eingesetzt werden
  - + direkte Nutzung von Überschussstrom, der nicht über öffentliches Stromnetz geleitet werden muss
  - + Verfügbarkeit von Flächen zum Beispiel in Energieparks
  - Interessenskonflikt bei Vermarktung verschiedener Energieträger, bzw. geringerer Anreiz Elektrolyse wirtschaftlicher zu machen
- Industriegasanbieter und Anlagenbauer:
  - + Know-hows im Umgang mit großtechnischen Anlagen, sodass ein sicherer Betrieb gewährleistet werden kann
  - + bestehende Lieferketten für Industriegase
  - keine direkte Sektorenkopplung
- Blockheizkraftwerke und Klärwerke:
  - + ökonomischer Vorteil durch direkte Nutzung von den Nebenprodukten Sauerstoff in der Wasserreinigung oder Prozesswärme als Fernwärme
  - + Fachpersonal für Betrieb vorhanden
  - + bestehender Anschluss an Infrastruktur
  - Wasserstoffproduktion und Vertrieb weit von Kernaufgabe entfernt
  - hohe Investitionskosten
- Industrieunternehmen:
  - + gesicherte Abnahmemengen durch Eigenverbrauch

---

<sup>365</sup> Die Analyse möglicher Betreiber und ihrer Vor- und Nachteile einer Elektrolyseanlage ist unabhängig von den Besitzverhältnissen der Anlage. Diese können sowohl gekauft werden, als auch über eine Subscription aufgestellt werden.

- + geringe Transportkosten bei Eigenverbrauch
- + Nutzung von variablen Strompreisen zur optimierten gekoppelten Steuerung von Industrieproduktion und Elektrolyse möglich
- hohe Investitionskosten
- geringe Diversifizierung der Abnahme
  - Tankstellenbetreiber:
- + gesicherte Abnahme
- + Nutzung von variablen Strompreisen zur Kombination von Elektrolyse in Verbindung mit eigenen Zwischenspeicherkapazitäten
- kleine Elektrolyseanlagen da die Eigenbedarfe eher gering sind
- eingeschränkte Platzverfügbarkeit
- Konkurrenz E-Ladeinfrastruktur

Wie auch bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff stellen für Transport und Verteilung die hohen Investitionskosten eine der größten Hürden dar. Deshalb ist eine wichtige Dimension in der Bewertung der einzelnen Betreiber, ob bereits bestehende Infrastruktur auch für Wasserstoff nutzbar gemacht werden kann.

- Erdgasnetzbetreiber:
  - + bestehende Pipeline-Infrastruktur kann umgerüstet werden bzw. durch Beimischung mitgenutzt werden
  - + Know-how im Umgang mit Gasnetzinfrastruktur
  - technische Hürden fürs Nutzen von bestehenden Pipelines
- Speditionen:
  - + Erfahrung mit Supply-Chain und Logistik
  - + bestehende Netzwerke und Fachpersonal für LKW-Transport
  - Kapazitäten geringer als über Gasnetz
- Technologieunternehmen als Betreiber lokaler Netze:
  - + Know-how im Umgang mit Wasserstoffsystemen
  - + zielgerichtete Netze in Industrieclustern
  - geringe räumliche Verteilung

Eine öffentliche Tankstelleninfrastruktur muss flächendeckend und ausfallsicher die Versorgung der Fahrzeuge sicherstellen. Für potenzielle Akteure ist zudem eine planbare Nachfrage essenziell für den wirtschaftlichen Betrieb.

- Fahrzeughersteller:
  - + Know-how und Daten in Fahrzeugtechnologie und somit idealer Partner zum Ermitteln von Anforderungen an Tankstelleninfrastruktur
  - + eigenes Interesse an flächendeckender Infrastruktur als Verkaufsargument für Fahrzeuge sowie Standorte als Servicepunkte interessant
  - keine bestehende Infrastruktur und Wasserstoffproduktion
- Herkömmliche Tankstellenbetreiber und Mineralölkonzerne:
  - + Bestehende Tankstelleninfrastruktur kann erweitert und bestehende Lieferketten genutzt werden
  - + Erfahrung mit Geschäftsmodellen für den Tankstellenbetrieb
  - + Diversifizierung des eigenen Angebots bei abnehmender Zahl von Verbrennerfahrzeugen
  - Keine eigenen Flotten oder langjährige Erfahrung im Wasserstoffgeschäft

- Technologieunternehmen:
- + Know-how für Gasvertrieb an Unternehmen sowie im Umgang mit technischen Anlagen
- wenig Erfahrung im Tankstellengeschäft
- keine bestehende Infrastruktur
- ÖPNV/Verkehrsgesellschaften
- + planbare große Abnahmemenge bei eigener Flotte
- geringes Know-how für die komplexen Wasserstofftankstellen
- hohe Investitionskosten und Platzbedarf
- Private betriebliche Tankstellen (bei eigener Flotte)
- + Preisvorteil bei großen Abnahmemengen
- hohe technische Anforderungen müssen gewährleistet werden
- hohe Investitionskosten

### Akteure entlang der Wertschöpfungskette

Abhängig von dem Standortmodell, welches im vorherigen Kapitel 2.4.3.1 diskutiert wurde, und deren Ausgestaltungsmöglichkeiten, die in Abbildung 2-65 dargestellt sind, sind verschiedene Betreibermodelle möglich. Diese sehen wie folgt aus:

- Zentrale Wasserstofferzeugung mit Offsite-Erzeugung:
  - **Stromherkunft für H<sub>2</sub>-Erzeugung:** eigene EE-Erzeugung, Netzbezug über PPAs
  - **Betreiber der Elektrolyse:** Energieversorger, Industriegasunternehmen
  - **H<sub>2</sub>-Transport:** Erdgasnetzbetreiber, Stadtwerke, Betreiber des Elektrolysestandorts, Speditionen, Beteiligung der Abnehmer denkbar
  - **Abnehmer:** Industrieunternehmen, Mobilitäts- und Logistikunternehmen, H<sub>2</sub>-Tankstellen, Energie- und Wärmeversorger
- Zentrale Wasserstofferzeugung mit Onsite-Erzeugung:
  - **Stromherkunft für H<sub>2</sub>-Erzeugung:** eigene EE-Erzeugung, Netzbezug über PPAs
  - **Betreiber der Elektrolyse:** Industrieunternehmen, Mobilitäts- und Logistikunternehmen, H<sub>2</sub>-Tankstellen, Energie- und Wärmeversorger
  - **H<sub>2</sub>-Transport:** Erdgasnetzbetreiber, Stadtwerke, Betreiber des Elektrolysestandorts, Speditionen, Beteiligung der Abnehmer denkbar
  - **Abnehmer:** Insbesondere Elektrolyse-Betreiber, sekundär andere Industrieunternehmen, Mobilitäts- und Logistikunternehmen, Energie- und Wärmeversorger
- Dezentrale Wasserstofferzeugung mit Offsite-Erzeugung:
  - Stromherkunft für H<sub>2</sub>-Erzeugung: eigene EE-Erzeugung
  - **Betreiber der Elektrolyse:** Betreiber der EE-Anlage, Abnehmer-Konsortium
  - **H<sub>2</sub>-Transport:** Betreiber der EE-Anlage, Abnehmer-Konsortium, Erdgasnetzbetreiber, Stadtwerke, Speditionen, Beteiligung der Abnehmer denkbar
  - **Abnehmer:** Industrieunternehmen, Mobilitäts- und Logistikunternehmen, H<sub>2</sub>-Tankstellen, Energie- und Wärmeversorger in direkter Umgebung der Erzeugung
- Dezentrale Wasserstofferzeugung mit Onsite-Erzeugung:
  - **Stromherkunft für H<sub>2</sub>-Erzeugung:** eigene EE-Erzeugung, Netzbezug über PPAs
  - **Betreiber der Elektrolyse:** Industrieunternehmen, Mobilitäts- und Logistikunternehmen, H<sub>2</sub>-Tankstellen, Energie- und Wärmeversorger
  - **H<sub>2</sub>-Transport:** nicht über das Werksgelände hinaus notwendig (Betreiber der Elektrolyse)
  - **Abnehmer:** Betreiber der Elektrolyse

Eine zentrale Onsite-Erzeugung kommt nur für diejenigen Abnehmer in Frage, welche über ausreichend Platz für eine große Erzeugungsanlage verfügen, auf dem auch ein Pipelineanschluss oder eine Abfüllstation inklusive Trailerinfrastruktur realisierbar ist. Eine Onsite-Erzeugung per Elektrolyse ist insbesondere an den Standorten von Interesse, an denen eine Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff oder Wärme möglich ist (beispielsweise in Kläranlagen, Müllkraftwerken oder in der Industrie) oder an einem Umspannwerk zur Versorgung mit dem benötigten Strom.

#### **Exkurs: Elektrolyse im Klärwerk der Wirtschaftsbetriebe Mainz**

Ein Praxisbeispiel für ein Betriebskonzept über mehrere Glieder der Wasserstoffwertschöpfung ist der Aufbau eines Elektrolyseurs auf dem Klärwerksgelände in Mainz-Mombach. Im Rahmen des Projekts „Arrived“ soll für die Mikroschadstoffelimination eine vierte Reinigungsstufe in dem Klärwerk ausgebaut werden. Der für die Ozonisierung benötigte Sauerstoff soll mittels eines 1,25 MW Wasser-Elektrolyseurs auf dem Betriebsgelände produziert werden. Von Land und Bund wird das Projekt mit ca. 13 Mio. € gefördert und soll primär dazu dienen, grünen Sauerstoff herzustellen, der dann für den Reinigungsprozess in Ozon umgewandelt wird. Der benötigte Strom kommt aus einer bereits bestehenden Klärschlamm-Monoverbrennungsanlage die von der Thermische Verwertung Mainz GmbH, einer Gesellschaft der Wirtschaftsbetriebe sowie weiterer öffentlicher Dienstleister aus dem Entwässerungssektor. Zusätzlicher Strom kommt von weiteren erneuerbaren Erzeugern.

Neben dem für den Klärbetrieb produzierten Sauerstoff fallen zusätzlich jährlich 75 t Wasserstoff an, der energetisch verwertet werden kann. Aus Kostengründen soll die Verwertung in der Nähe der Elektrolyse sein. Zum einen sollen 30 t Wasserstoff in das Netz der Mainzer Netze GmbH, der Betreiberin der Erdgasnetze in Mainz und der Region eingespeist werden. Der andere Teil soll vor allem für Mobilitätsanwendungen vertrieben werden. Dafür ist vorgesehen, eine öffentliche Wasserstofftankstelle eines externen Betreibers auf dem Betriebsgelände aufzubauen, an der PKW, LKW sowie Fahrzeuge des ÖPNV tanken können. Der Betrieb der Tankstelle soll ausgelagert werden, da er nicht zur Kernaufgabe Abwasserreinigung des Klärwerks gehört. Die Kooperation mit dem externen Betreiber soll durch einen Pachtvertrag für genutzte Fläche und Wegerechte sowie einen Wasserstoffabnahme-Vertrag geregelt werden.

Welche konkreten Akteure die einzelnen Aufgaben übernehmen, hängt von den genauen Gegebenheiten ab und muss im Einzelfall betrachtet werden. Ein Beispiel, wie ein solches Betreiberkonzept aussehen kann in Kombination mit einem Standortkonzept, welches die Kopplung der Nutzung des Wasserstoffs mit Sauerstoff ermöglicht, findet sich in der Exkurs-Box "Elektrolyse im Klärwerk der Wirtschaftsbetriebe Mainz".

#### **2.4.4 Distributionspfade zwischen Erzeugung und Bedarf**

In den vorherigen Kapiteln wurden die verschiedenen Distributionskomponenten betrachtet und die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen analysiert. Außerdem wurden unterschiedliche Standort- und Betreibermodelle diskutiert. Nun werden die regionalen Quellen und Senken der Wasserstoffwirtschaft der Region Mainz identifiziert und betrachtet, wie die verschiedenen Verbraucher versorgt werden können. Als primäre Distributionsstandorte werden Anlagen zur Wasserstofferzeugung betrachtet. Anschließend werden mögliche Transport- und Tankstellenstandortkonzepte in der Region Mainz diskutiert.

Für eine gesamtheitliche Verteilung des Wasserstoffs müssen die folgenden Dimensionen erfüllt sein:

- **Versorgungssicherheit:** Ist die Versorgung sichergestellt?
- **Zukunftssicherheit:** Ist das Konzept zukunftssicher?
- **Wirtschaftlichkeit:** Wird der Wasserstoff langfristig erfolgreich und wirtschaftlich konkurrenzfähig in den verschiedenen Sektoren eingesetzt werden können?
- **Skalierbarkeit:** Ist das Konzept erweiterbar, sodass einem steigenden Wasserstoffbedarf bzw. steigender Wasserstofferzeugung begegnet werden kann?

- **Flexibilität:** Kann das System auf kurzfristige Änderung der Nachfrage reagieren? Ist eine kurzfristige Adaption an von den Prognosen abweichende Erzeugungsprofile und -mengen möglich?
- **Bedarfsdeckung:** Kann der Wasserstoffbedarf der unterschiedlichen Sektoren bedient werden?

Diese Dimensionen müssen bereits bei der Betrachtung der einzelnen Bereiche der Wasserstoffwertschöpfungskette mitgedacht werden.

Auch von Interesse ist die Förderbarkeit der Wasserstoffverteilung. Gefördert werden könnten beispielsweise die Kosten für neue öffentliche und private H<sub>2</sub>-Tankstellen, die H<sub>2</sub>-Infrastruktur, Elektrolyseure und andere Anlagen zur nachhaltigen Wasserstoffherzeugung, aber auch KWK-Anlagen.<sup>366</sup> Es ist denkbar, dass nicht die gesamten Kosten, sondern lediglich die Mehrkosten, welche durch die Entscheidung für Wasserstoff statt einem herkömmlichen Energieträger entstehen, förderfähig sind. Im Allgemeinen ist der Betrieb der Investitionsgüter nicht förderfähig.

Bei der Erarbeitung der Distributionspfade werden die in AP 2.3 (H<sub>2</sub>-Zielbilder und Zeitmatrix) erarbeiteten Zielbilder aufgegriffen. Zielbild 1 wird in Kapitel 2.3.5.1 definiert. Es sieht für die Region Mainz eine weitgehend regional fokussierte Wasserstoffwirtschaft vor, in welcher der H<sub>2</sub>-Bedarf im Wesentlichen aus lokalen Erzeugungsquellen gedeckt wird. Langfristig entspricht die Erzeugung hier dem Potenzial des Ambitionierten Szenarios, während der Verbrauch langfristig dem Potenzial des Basis-Szenarios entspricht. Das in Kapitel 2.3.6.1 definierte Zielbild 2 sieht eine vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft vor, in welcher insbesondere die Einbettung der Region Mainz in überregionale Infrastrukturen im Fokus steht. Ein wesentlicher Teil des H<sub>2</sub>-Bedarfs wird in diesem Zielbild aus Quellen außerhalb der Region gedeckt, während die lokalen Erzeugungskapazitäten zur Überbrückung und Ergänzung der Importe dienen. Langfristig entspricht die Erzeugung hier dem Potenzial im Basis-Szenario, während der Bedarf langfristig dem Potenzial des Ambitionierten Szenarios entspricht.

#### 2.4.4.1 Quellen und Senken

Zur Identifikation der Quellen und Senken in der Region Mainz werden die Potenziallücken für jedes Gebiet und für jedes Stützjahr als Differenz zwischen dem Erzeugungs- und dem Bedarfspotenzial errechnet. Dies geschieht in zwei Konstellationen: Zum einen wird die Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial des Ambitionierten Szenarios und dem Bedarf im Basis-Szenario errechnet. Zum anderen wird der Wasserstoffbedarf des Ambitionierten Szenarios des Bedarfs vom Erzeugungspotenzial des Basis-Szenarios subtrahiert. Das Ergebnis dieser Rechnungen je Gebiet und je Stützjahr ist im Anhang in Tabelle 2-51 aufgeführt. Zu beachten ist, dass drei der vier Gebiete in Groß-Gerau sowie ein Gebiet in Mainz-Bingen aufgrund der gewählten Verteilung über die Potenzialflächen des Agora-Rechners auf die Gebiete kein Erzeugungspotenzial aufweisen und somit auch kein Überschuss der Wasserstoffproduktion möglich ist (siehe Kapitel 2.2.2.1).

Diese beiden szenarioübergreifenden Konstellationen werden in der Darstellung anstelle der Differenz innerhalb des Basis-Szenarios bzw. Ambitionierten Szenarios gewählt, da diese langfristig den diskutierten Zielbildern (siehe Kapitel 2.3.5 für Zielbild 1 und Kapitel 2.3.6 für Zielbild 2) entsprechen.

Die Darstellung der Potenziallücken in der Region Mainz auf der H<sub>2</sub>-Landkarte erfolgt über eingefärbte Flächen und ist in den folgenden beiden Unterkapiteln zu finden. Gebiete mit einem Überschuss an

<sup>366</sup> Dies waren förderfähige Gegenstände in der Ausschreibung der HyPerformerII Förderung Förderung von 2022, siehe (NOW GmbH, 2022).

Erzeugungspotenzial werden grün dargestellt, Gebiete mit einem gegenüber dem Erzeugungspotenzial höherer Bedarf werden rot eingefärbt. Je höher die Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf, desto dunkler ist die Einfärbung des Gebiets. Die Einfärbung ist für beide Konstellationen der Potenziallücken und Stützjahre identisch und damit vergleichbar.

Hinweis: Die nachfolgenden Analysen zur Entwicklung der Wasserstoffproduktion und -bedarf in den einzelnen Gebieten der Region Mainz bis zum Jahr 2050 sind nicht als Prognosen zu verstehen. Vielmehr verdeutlichen sie die zeitlichen und räumlichen Auswirkungen der in der Potenzialanalyse in Kapitel 2.1 ermittelten H<sub>2</sub>-Hochlaufkurven.

#### 2.4.4.1.1 Differenz zwischen Erzeugung (Ambitioniertes Szenario) zum Bedarf (Basis-Szenario) – Zielbild 1

Da langfristig die Wasserstoffproduktion in Zielbild 1 dem Potenzial des Ambitionierten Szenarios entspricht, während der Bedarf dem des Basis-Szenarios entspricht, werden die bereits eingeführten Werte von Tabelle 2-50 aus dem Anhang für die Identifikation der Quellen und Senken herangezogen.

In Abbildung 2-67, Abbildung 2-68, Abbildung 2-69 und Abbildung 2-70 ist die Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 abgebildet (siehe Abbildung 2-25 zur geographischen Orientierung).

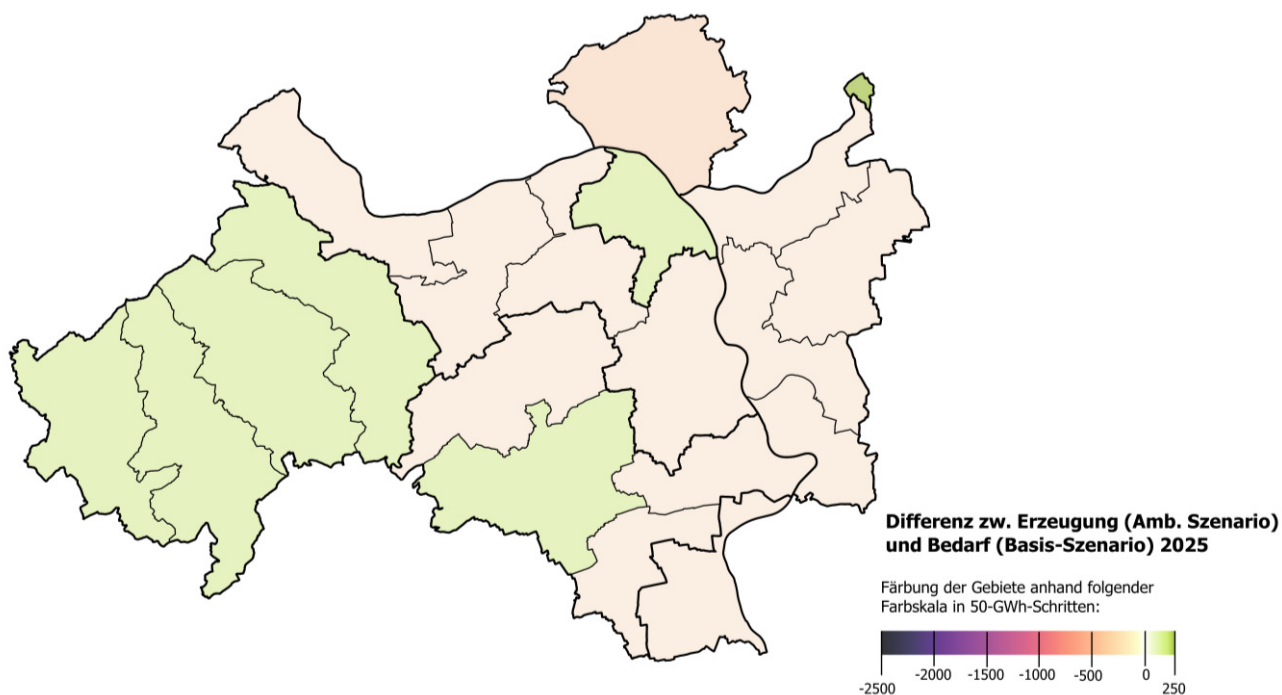


Abbildung 2-67 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2025. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Im Jahr 2025 sticht ein Überschuss von Erzeugung im Industriepark Höchst sowie eine Lücke der Versorgung in Wiesbaden hervor (siehe Abbildung 2-67). In den anderen Gebieten sind sehr geringe Überschüsse bzw. kleine Lücken zu sehen (unter 5 GWh pro Jahr).



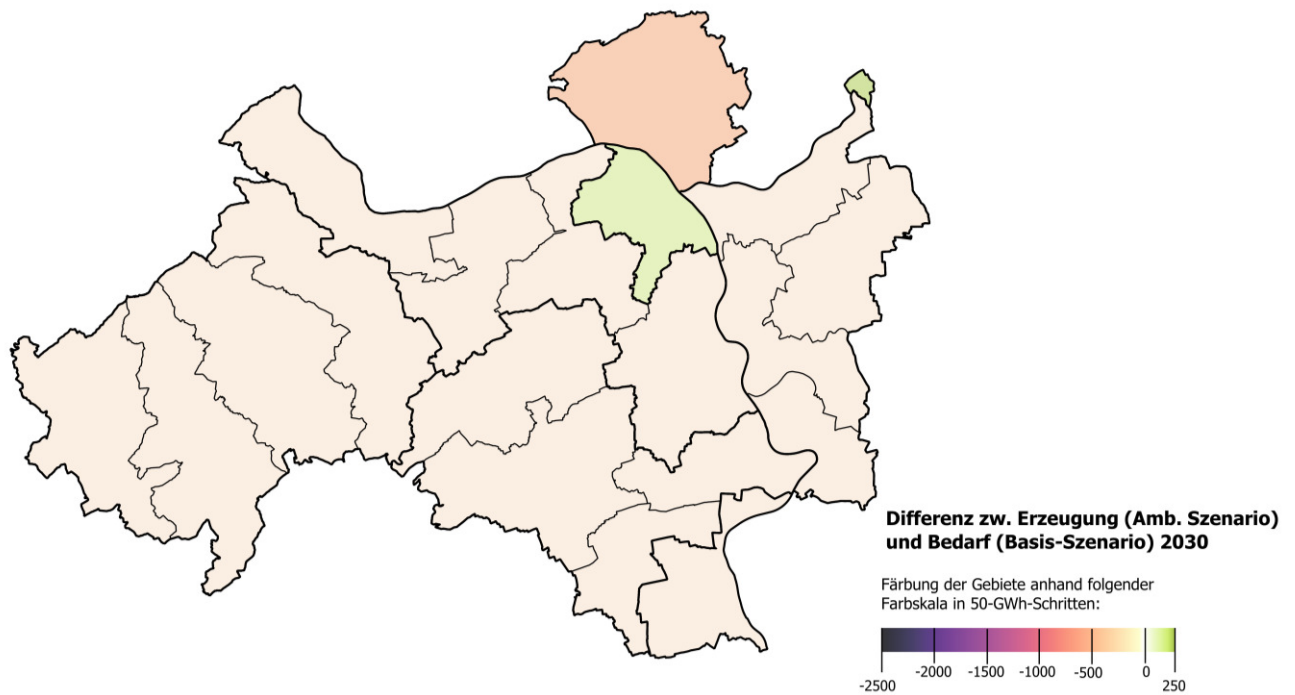


Abbildung 2-68 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

In Abbildung 2-68 ist sichtbar, dass lediglich im Industriepark Höchst und in Mainz ein Überschuss an Wasserstoff herrscht. Der Überschuss im Industriepark Höchst hat sich im Vergleich zu 2025 verringert, während sich die Versorgungslücke in Wiesbaden auf 260 GWh pro Jahr vergrößert hat.

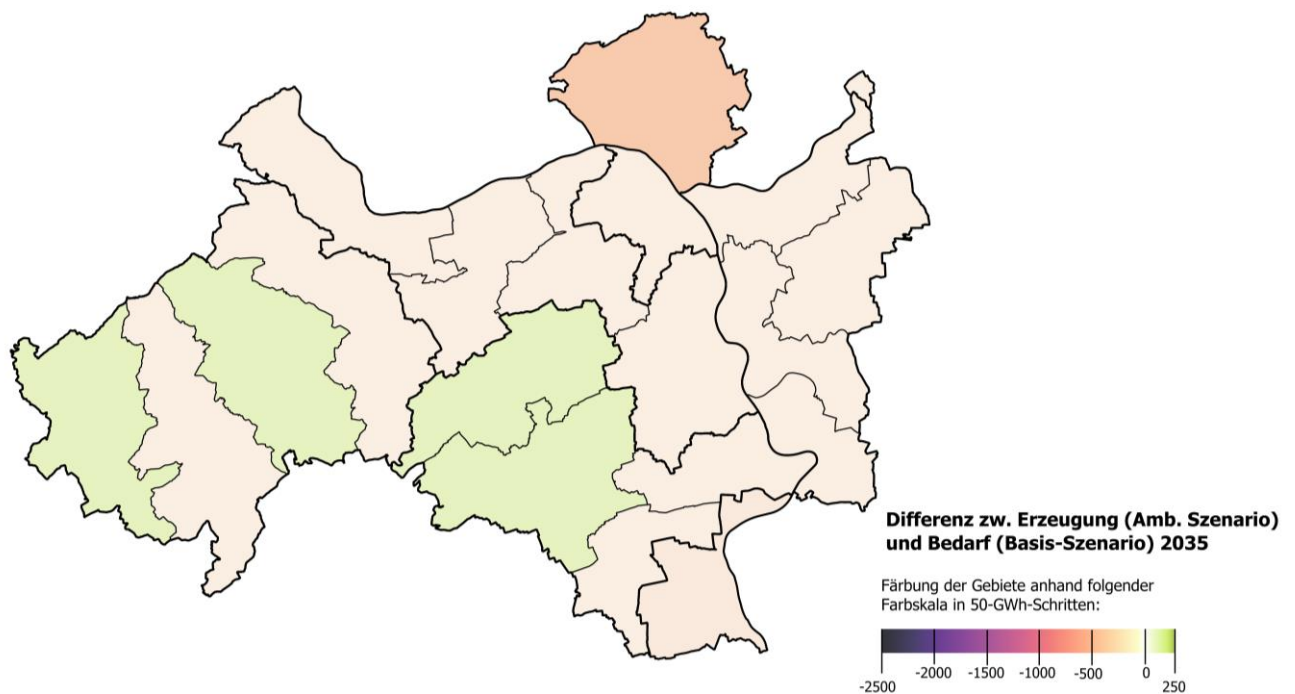


Abbildung 2-69 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2035. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Die Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf im Jahr 2035 ist in Abbildung 2-69 abgebildet. Insgesamt überwiegen die Gebiete mit Bedarfslücken. Hier stechen insbesondere Wiesbaden und Worms heraus.

Im Vergleich zu 2030 herrscht mittlerweile auch im Industriepark Höchst eine Lücke. Leichte Wasserstoffüberschüsse sind in je zwei Gebieten in Alzey-Worms und in Bad Kreuznach zu beobachten.

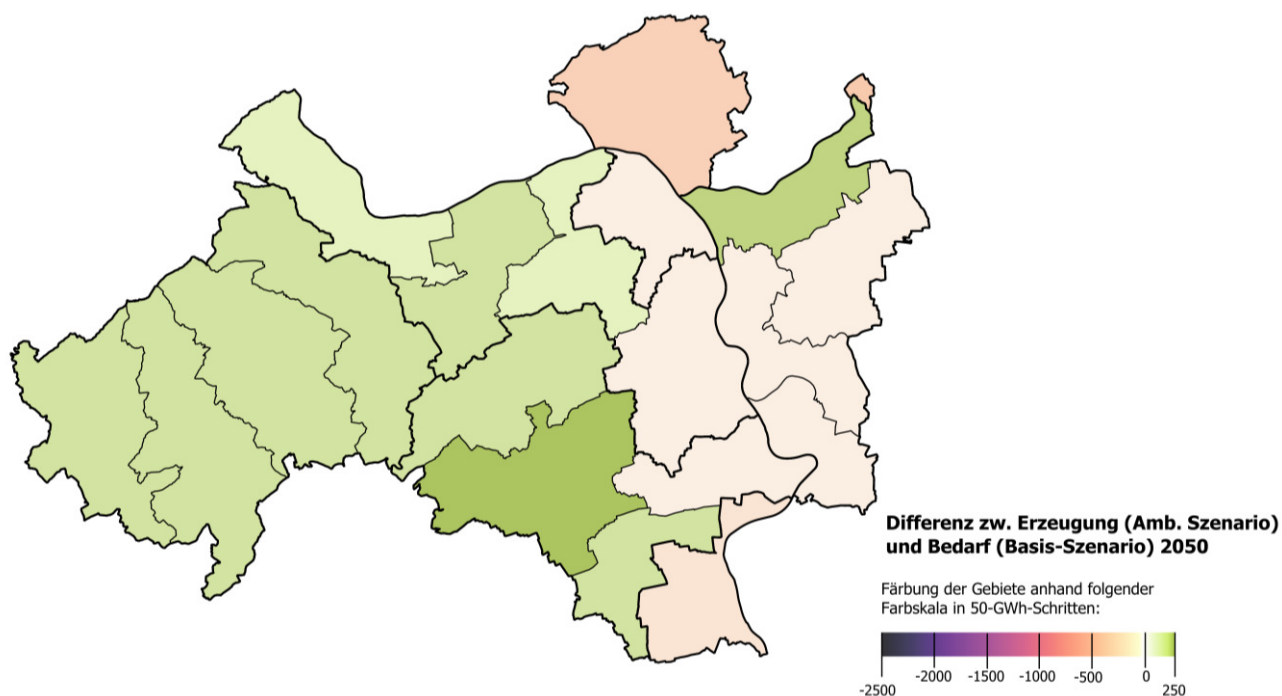


Abbildung 2-70 Differenz zwischen Erzeugungspotenzial (Ambitioniertes Szenario) und Bedarfspotenzial (Basis-Szenario) im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Im Jahr 2050 wandelt sich das Bild: in Abbildung 2-70 ist zu sehen, dass in Bad Kreuznach, im Großteil von Alzey-Worms und Mainz-Bingen sowie in einem Gebiet in Groß-Gerau ein Überschuss an Wasserstoff herrscht. Dies hängt mit den großen EE-Erzeugungspotenzialen insbesondere in ländlichen Regionen in Rheinhessen-Nahe zusammen. Insbesondere im Industriepark Höchst, in Wiesbaden und in Worms weisen die Berechnungen auf eine Lücke in der prognostizierten Wasserstoffversorgung hin.

Im Jahr 2025 ist der Industriepark Höchst eindeutig eine Quelle, während Wiesbaden eine Senke ist. In den anderen Gebieten ist teilweise ein Überschuss, teilweise ein Mangel an Wasserstoff zu verzeichnen, wobei dieser jeweils kleiner als 5 GWh pro Jahr ausfällt. Mittelfristig bis 2040 wird auch im Industriepark Höchst mehr Wasserstoff benötigt als produziert. Mit Ausnahme von Teilen von Alzey-Worms und Bad Kreuznach übersteigt der Wasserstoffbedarf die lokale Erzeugung. Insbesondere in Wiesbaden und in Worms sowie im Industriepark Höchst werden gemäß der Potenzialanalyse größere Mengen Wasserstoff nachgefragt als lokal produziert werden können. Langfristig bis 2050 läuft mit den lokalen Wind- und PV-Potenzialen auch die Wasserstofferzeugung hoch und es ist in ganz Bad-Kreuznach sowie im Großteil von Alzey-Worms und Mainz-Bingen und in einem Gebiet von Groß-Gerau mehr Erzeugungspotenzial als Wasserstoffbedarf vorhanden. Die Senken liegen hier überwiegend im Industriepark Höchst sowie in den Städten Wiesbaden, Worms und Mainz.

Über alle Gebiete hinweg sind 2025 die Erzeugung und der Bedarf ausgeglichen. Ab 2030 ist der Bedarf in der Region Mainz höher als die Erzeugung. Im Jahr 2040 tritt eine maximale Versorgungslücke von über 680 GWh pro Jahr auf. Im Jahr 2050 herrscht ein Überschuss von ungefähr 35 GWh Wasserstoff pro Jahr. Aus diesem Grund wird in der Zeitmatrix (Kapitel 2.3.5.2) eine Priorisierung der Verbräuche diskutiert.

### 2.4.4.1.2 Differenz zwischen Erzeugung (Basis-Szenario) und Bedarf (Ambitioniertes Szenario) – Zielbild 2

Da langfristig die Erzeugung in Zielbild 2 dem Basis-Szenario entspricht, während der Bedarf dem Ambitionierten Szenario entspricht, wird Tabelle 2-51 aus dem Anhang für die Identifikation der Quellen und Senken herangezogen. Visualisiert sind die regionalen Differenzen zwischen Wasserstoffbedarf und -erzeugungspotenzial in der H<sub>2</sub>-Landkarte in Abbildung 2-37, Abbildung 2-72, Abbildung 2-73 und Abbildung 2-74 je für die Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050.

Im Jahr 2025 überschreitet in allen Regionen mit Ausnahme des Industrieparks Frankfurt Höchst der Wasserstoffbedarf das Erzeugungspotenzial, wie in Abbildung 2-37 zu sehen ist. Die größten Bedarfslücken sind dabei in Wiesbaden und Mainz zu beobachten.

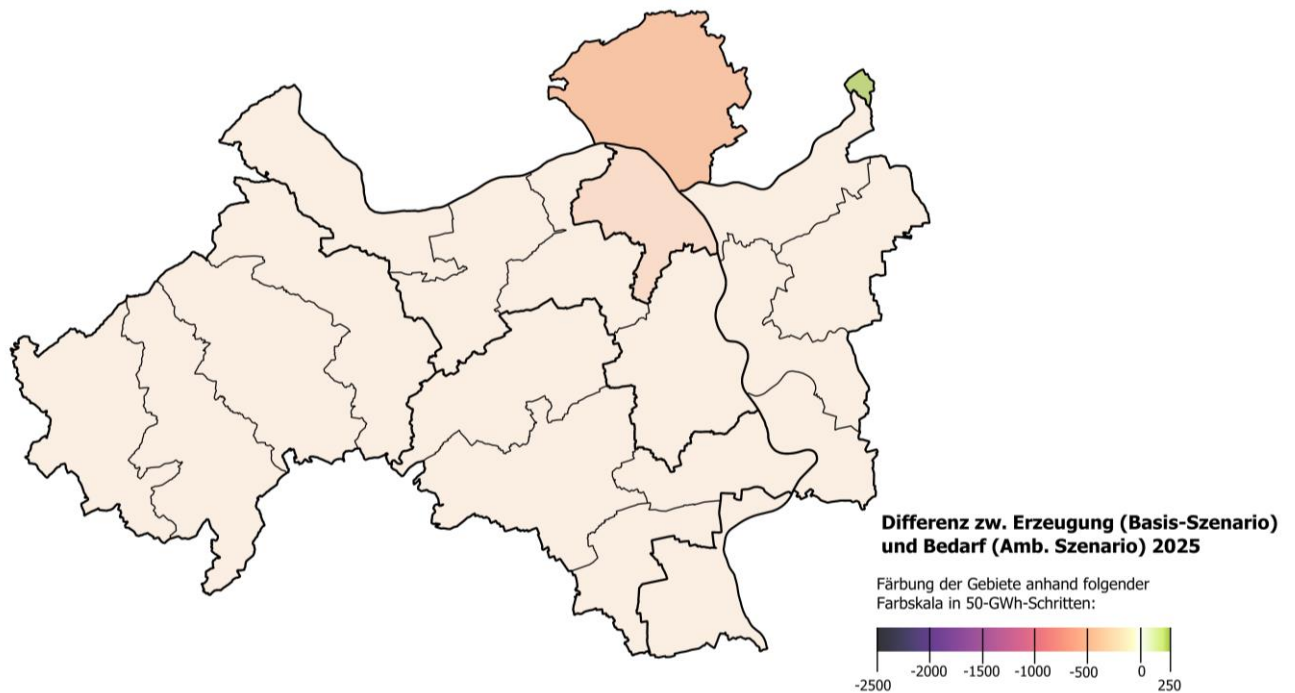


Abbildung 2-71 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2025. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

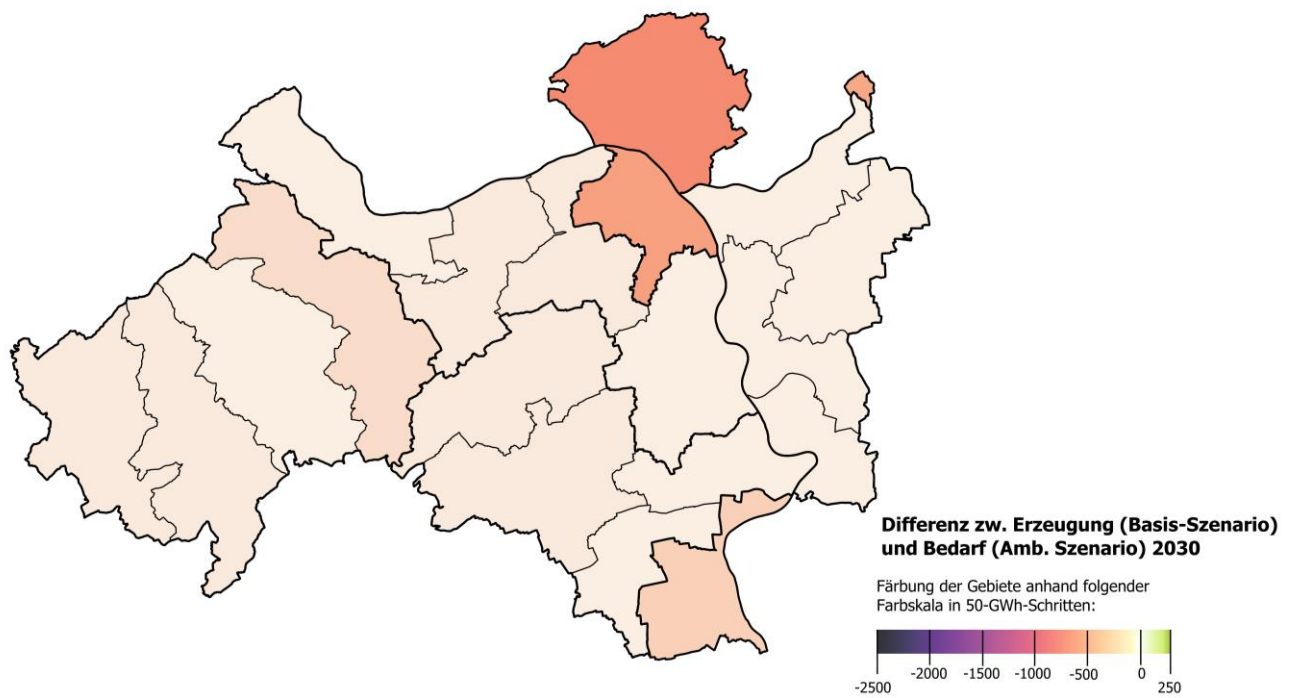


Abbildung 2-72 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Ab 2030 besteht in keiner Region mehr ein Wasserstoffüberschuss (siehe Abbildung 2-72). Die größten Lücken in der Versorgung weisen Wiesbaden, Mainz, der Industriepark Höchst und Worms auf.

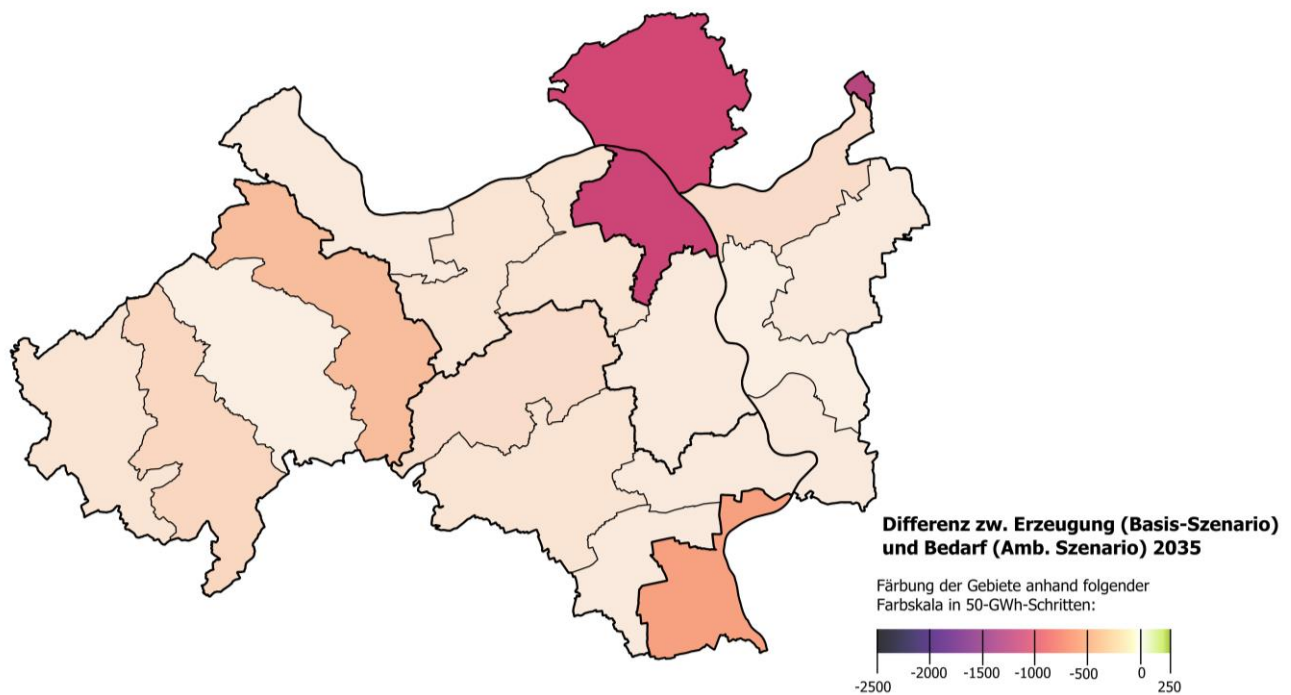


Abbildung 2-73 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2035. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

In Abbildung 2-73 ist zu sehen, dass sich die Potenziallücken 2035 in allen Gebieten im Vergleich zu 2030 vergrößern. Insbesondere im Industriepark Höchst, in Mainz und Wiesbaden ist die Lücke mit jeweils mehr als 1250 GWh pro Jahr sehr ausgeprägt.

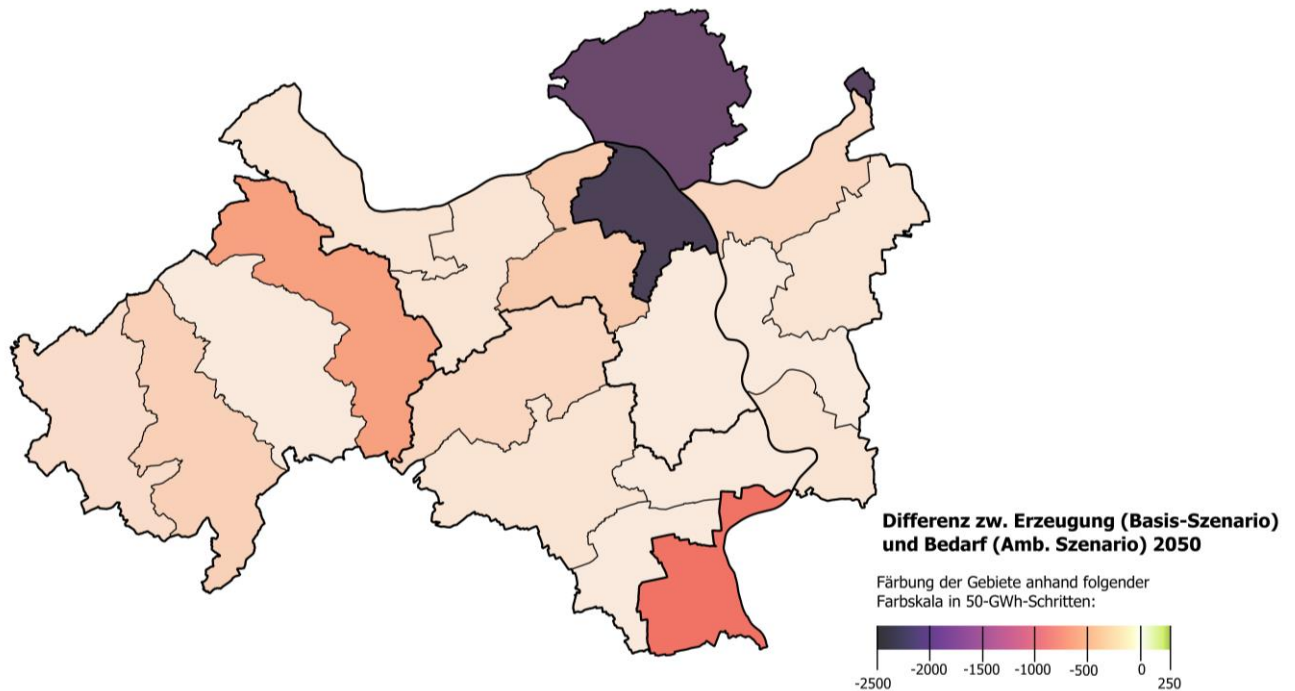


Abbildung 2-74 Differenz zwischen Erzeugungspotenzials (Basis-Szenario) und Bedarfspotenzial (Ambitioniertes Szenario) im Jahr 2050. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

Dieser Trend verstärkt sich bis 2050 weiter (siehe Abbildung 2-74). Auch hier sind die größten Lücken in Mainz, dem Industriepark Höchst und Wiesbaden mit jeweils über 2000 GWh pro Jahr zu verorten, wobei diese in Mainz nun am ausgeprägtesten ausfällt. Auch in Worms und in einem Gebiet in Bad Kreuznach (Gebietsunterteilung IV in Bad Kreuznach, siehe Abbildung 2-25) ist die Lücke mit ungefähr 900 bzw. 600 GWh pro Jahr hoch.

Es gibt 2025 im Industriepark Höchst mehr Erzeugungspotenzial als Bedarf. In allen anderen Gebieten ist eine Lücke der Wasserstoffversorgung vorhanden. Diese ist in Wiesbaden, Mainz und Worms besonders ausgeprägt. Ab 2030 wird in allen Gebieten mehr Wasserstoff benötigt als produziert. Mittel- und langfristig steigen die Potenziallücken in allen Gebieten, wobei insbesondere in Mainz, Wiesbaden und im Industriepark Höchst eine große Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf herrscht.

In Zielbild 2 wird auf die Versorgung der Region Mainz mit Wasserstoff von überregionalen Quellen gebaut. Daher werden langfristig die Bedarfe neben der regionalen Erzeugung über Wasserstoffimporte gedeckt werden. Die regionale Erzeugung spielt dabei insbesondere kurz- und mittelfristig bis zum Aufbau der benötigten Infrastruktur und bis zur Importverfügbarkeit großer Mengen Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Relevant ist in diesem Zielbild daher, wo die höchsten Potenziallücken vorhanden sind, da sich hier ein Anschluss an ein überregionales Netz besonders anbietet, von wo aus dann regional weiterverteilt werden kann. Besonders die Region Mainz/Wiesbaden, der Industriepark Höchst und Worms sollten dementsprechend als Anschlussstellen an ein überregionales Netz in Betracht gezogen werden.

In der gesamten Region steigt die Lücke der Wasserstoffversorgung über die Stützjahre, bis sich 2050 eine Lücke von mehr als 10.250 GWh pro Jahr ergibt. Daher wird kurz- und mittelfristig eine Priorisierung der Verbräuche in der Zeitmatrix in Kapitel 2.3.6.2 diskutiert. Langfristig beschreibt diese Lücke den Importbedarf von Wasserstoff der Region Mainz in Zielbild 2.

Da sowohl der Bedarf als auch die Erzeugung im Ambitionierten Szenario größer ist als im Basis-Szenario, ist die Differenz in Zielbild 1 immer größer oder gleich der Differenz in Zielbild 2. Das heißt, dass in Zielbild 1 der regionale Wasserstoffüberschuss immer mindestens bzw. die Versorgungslücke maximal so groß ist wie in Zielbild 2. Daher überrascht es auch nicht, dass langfristig bis zum Jahr 2050 in Zielbild 1 Überschüsse in einigen Gebieten herrschen, während in Zielbild 2 ausschließlich Lücken in der Versorgung zu sehen sind.

#### 2.4.4.2 Versorgung der verschiedenen Verbraucher

Die gewählten Versorgungswege mit Wasserstoff hängen zunächst von der Art des Verbrauchers, aber auch von der abgenommenen Wasserstoffmenge, der vorhandenen Infrastruktur und den Anforderungen an die Verfügbarkeit ab. In der Gesamtschau der Distribution sind auch Synergien und Schwelleneffekte denkbar, denn sobald eine gewisse Menge an Verbrauch in einer Region zusammenkommt, kann eine neue Tankstelle oder eine neue Pipeline sinnvoll sein.

Hier werden die verschiedenen Versorgungswege, welche in Kapitel 2.4.1 eingeführt wurden, für die verschiedenen Verbraucher diskutiert und ihre Vor- und Nachteile bewertet.

#### Industrie

Unternehmen der Industrie können sowohl per Trailer als auch per Pipeline mit gasförmigem, komprimiertem Wasserstoff versorgt werden. Auch eine Anlieferung von flüssigem Wasserstoff über den Rhein ist denkbar, was sich insbesondere anbietet, wenn bereits die Infrastruktur für die Anlieferung per Schiff in diesem Unternehmen vorhanden ist.

Die individuelle Anlieferungsmethode ist abhängig von den Anforderungen des Industrieunternehmens. Eine Übersicht, welche Methode sich in welchem Anwendungsfall eignet und was die Vor- und Nachteile der Methoden sind, findet sich in Tabelle 2-34.

	CGH <sub>2</sub> -Trailer	Pipeline-Verteilnetz
<b>Anwendung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringer Wasserstoffbedarf</li> <li>• lokale Speichermöglichkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hoher Wasserstoffbedarf</li> <li>• kontinuierliche Versorgung erforderlich</li> <li>• Nachfrage befindet sich in räumlicher Nähe zu Erzeugungszentren oder Importpunkten</li> </ul>
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Flexibilität</li> <li>+ Zeitnaher Lieferbeginn möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Hohe Abgabemenge</li> <li>+ Kontinuierliche Versorgung</li> <li>+ Hohe Versorgungssicherheit</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Infrastruktur für Entladung der Trailer benötigt</li> <li>- Lokaler Speicherbedarf</li> <li>- Eingeschränkte Versorgungssicherheit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hohe Investitionskosten</li> <li>- Lange Planungs- und Genehmigungsphasen, lange Bauzeit</li> </ul>

Tabelle 2-34 Vergleich der Versorgungswege für Industrieunternehmen. Quelle: Eigene Darstellung.

Über die Versorgung per Trailer oder Wasserstoffpipeline hinaus kann es in Einzelfällen möglich sein, dass Industrieunternehmen per Schiff mit LH<sub>2</sub> beliefert werden. Dies stellt einen Spezialfall für einen standortindividuellen überregionalen Wasserstoffimport dar, der in Zielbild 2 zwar durchaus denkbar ist, allerdings entkoppelt von der allgemeinen Distribution von Wasserstoff in der Region Mainz zu

betrachten ist. Daher wird er in der folgenden Beschreibung und Bewertung der Wasserstoffverteilung an die industriellen Abnehmer nicht näher analysiert.

### **Mobilität & Logistik**

Die Fahrzeuge der Mobilität und Logistik werden über Tankstellen versorgt. Diese müssen für den jeweiligen Fahrzeugtyp ausgelegt sein (350 vs. 700 bar Betankung). Die Tankstellen können sowohl per Trailer als auch per Pipeline versorgt werden. Die Vor- und Nachteile der beiden Anlieferungsarten wurden in Kapitel 2.4.1.2.1 diskutiert.

### **Energie & Wärme**

Die Art der Wasserstoffversorgung im Energie- und Wärmesektor kann in Abhängigkeit der zu transportierenden Mengen sowie des Anwendungsbereiches unterschiedliche Formen annehmen.

Einer der Versorgungswege, um Wasserstoff im Energiesystem einzusetzen, welcher bereits heute zum Einsatz kommt, ist die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Der regulatorische Rahmen ermöglicht es bereits seit 2019 bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff im Gasnetz zu transportieren. Eine mittelfristige Ausweitung der Obergrenze der Wasserstoffkonzentration auf bis zu 20 Vol.-% im Gasnetz ist nach aktuellem Stand der Technik möglich und ist nicht mit umfangreichen Umrüstungen der Infrastruktur verbunden. Die Nutzung der vorhandenen Leitungsinfrastruktur mit geringem technischen Anpassungsbedarf stellen einen kostengünstigen Distributionsweg für Wasserstoff dar.

Für die zentrale Strom- und Wärmeerzeugung (Fernwärme) ist eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung bei gleichzeitig großen Liefermengen erforderlich. Diesen Anforderungen kann über die Versorgung via Pipeline begegnet werden, was gegenüber dem Trailertransport eine erhöhte Resilienz und Versorgungssicherheit mit sich bringt. Allerdings ist beim Neubau von Wasserstoffpipelines mit hohen Investitionskosten und langen Bauzeiten zu kalkulieren. Demnach ist der Aufbau eines Wasserstoffnetzes zur dezentralen Versorgung im Gebäude- und Wärmebereich nicht pauschal geeignet, sondern standortabhängig. Eine Wasserstoffversorgung des Haushalts- und GHD-Sektors über Pipelines kann bei entsprechend hohen Energiebedarfsdichten und kurzen Pipelinestrecken eine geeignete Lösung darstellen. Ein flächendeckender Neubau von Wasserstoffpipelines in Gebieten mit geringer Energiebedarfsdichte hingegen beeinflusst die Wirtschaftlichkeit eines Wasserstoffnetzes negativ. Im ländlichen Bereich sowie in Gebieten mit geringer Energienachfragedichte können anstelle von Wasserstoff alternative Technologien wie Wärmepumpen, Pelletheizungen oder Biodiesel-Boiler die Dekarbonisierung ermöglichen. Durch stufenweise Steigerung des Wasserstoffeinsatzes in der Strom- oder Wärmebereitstellung, gekoppelt mit Wärmenetznachverdichtungskonzepten erfolgt eine implizite Verteilung der Wasserstoffnachfrage über bestehende Strom- und Wärmenetzinfrastrukturen im Gebäudebereich.

Für Anwendungsbereiche mit flexibler Nachfrage, vorhandenen Wasserstoffspeichermöglichkeiten und einer guten Anbindung an die bestehende Transportinfrastruktur ist eine Distributionsstrategie per Trailer denkbar. Die flexible Einsetzbarkeit ermöglicht einen preisbasierten Einkauf bzw. Einsatz des Wasserstoffs, sofern eine kontinuierliche Versorgung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht zwingend erforderlich ist.

#### **2.4.4.3 Ergebnisse aus den Stakeholdergesprächen**

Im Rahmen der Erstellung des Distributionskonzepts wurden insgesamt sechs Interviews mit fünf Unternehmen geführt, welche einen großen Einfluss auf die zukünftige Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz haben könnten. Aufgenommen wurden die Informationen von potenziellen Wasserstofferzeugern, von Industrieunternehmen der Region, welche Wasserstoff in größerem Umfang

abnehmen könnten sowie einem Netzbetreiber, welcher Interesse an der Verteilung von Wasserstoff hat. Außerdem wurden die Informationen zu Tankstellen aus den Gesprächen zur Potenzialanalyse (AP 2.1) aufgegriffen.

### **Stakeholder für die Wasserstofferzeugung**

In den Gesprächen mit Stakeholdern der Wasserstofferzeugung wurden u.a. die folgenden Aussagen aufgenommen:

- Erzeugungsanlagen, bei welchen der Wasserstoff transportiert und an einer anderen Stelle eingesetzt wird, würden sich erst ab einer Größenordnung von 10 – 20 MW lohnen. Kleinere Anlagen könnten in ein integriertes Quartierskonzept aufgenommen werden.
- Für die Standortauswahl von Elektrolyseuren seien folgende Überlegungen zu berücksichtigen:
  - Ist ein Gasnetzanschluss vorhanden?
  - Wo liegt relevante Stromnetz-Infrastruktur, wie beispielsweise Umspannwerke? Wo sind Engpässe im Netz, welche entlastet werden können?
  - Wo kann der Sauerstoff verwertet werden, beispielsweise in Kläranlagen, Verbrennungsprozessen (Biomasse, Kohle), in der Industrie (Stahl, Glas, Papier, ...)?
  - Kann der Wasserstoff über einen geeigneten Verkehrsanschluss per Trailer transportiert werden?
  - Ist die Nutzung von Fernwärme möglich?
- Um der Flächenkonkurrenz zwischen Landwirtschaft und der Erzeugung von EE-Strom über PV-Anlagen zu begegnen, könnten Agri-Photovoltaik-Anlagen eingesetzt werden. Hierzu forscht beispielsweise das Fraunhofer ISE.<sup>367</sup>
- Da im Rhein-Hunsrück-Kreis hohe EE-Potenziale liegen und bereits jetzt einen Stromüberschuss produziert wird, wäre ein Elektrolysestandort vor Ort mit Pipelineanbindung nach Mainz denkbar. Außerdem würde sich eine Pipeline an der A 63 anbieten, da an der Autobahn viel EE-Potenzial aus PV-Anlagen herrscht.
- Der regionale Hochlauf der Wasserstofferzeugung hängt stark von der Preisentwicklung ab. Bis zum Aufbau großvolumigen Importmöglichkeiten von überregional erzeugtem Wasserstoff ab ungefähr 2030 oder 2035 würden Elektrolyseure zur regionalen Wasserstofferzeugung für die Versorgung benötigt.
- Ein Stakeholder hat konkrete Pläne zum Bau einer Elektrolyseanlage auf dem eigenen Gelände. Diese soll über PPAs mit Strom aus eigenen Anlagen versorgt werden. Betrieben werden könnte die Elektrolyse über ein Joint Venture mit einer Vertriebsgesellschaft für den Wasserstoff.

### **Stakeholder der Mobilität und Logistik**

Aus den Gesprächen mit den Stakeholdern des Mobilitäts- und Logistiksektors ergaben sich folgende Hinweise:

- Die Versorgungssicherheit und eine Redundanz der Tankstelleninfrastruktur sei sehr wichtig für den Einsatz von Wasserstofffahrzeugen in der eigenen Flotte.
- Im ÖPNV sowie für Nutzfahrzeuge sei eine standortnahe Betankungsmöglichkeit relevant, um den Betankungsvorgang in den Betriebsablauf integrieren zu können.

---

<sup>367</sup> (Fraunhofer ISE, 2023)



- Für einige Logistikunternehmen sei eine Tankmöglichkeit am eigenen Standort denkbar. Für Logistikunternehmen sei aber insbesondere für längere Strecken ein deutschlandweites H<sub>2</sub>-Tankstellennetz relevant, beispielsweise an Umschlagplätzen.

### **Stakeholder der Industrie**

Aus den Gesprächen mit Stakeholdern der Industrie ergaben sich folgende Hinweise:

- Ein kontinuierlicher Bezug von Wasserstoff über eine Pipeline sei essenziell, da i.d.R. keine lokale Speicherung (außer als Notversorgung) möglich oder geplant sei.
- Da die Versorgungssicherheit entscheidend sei, wäre eine redundante Versorgung mit Wasserstoff und Erdgas denkbar.
- Die Wirtschaftlichkeit würde neben der Versorgungssicherheit den entscheidenden Faktor darstellen, ob und in welchem Umfang Industrieunternehmen auf Wasserstoff umstellen werden.
- Ein regionales Pipelinennetz in der Landeshauptstadt Mainz sei notwendig bevor die Versorgung über überregionale Pipelines erfolgt. Aus Kostenvorteilen sollte dieses mehrere große Industrieunternehmen verbinden. Eine abgeschlossene Planung hierfür gäbe es jedoch noch nicht.
- In einem Gespräch wurde die Möglichkeit der Erstellung eines regionalen Hubs für Wasserstoff durch einen Großanlagenbetreiber aus der Energie- oder Industriegasbranche, wie beispielsweise AirLiquide, erwähnt, welcher nicht nur für die Versorgung der Industrie, sondern auch von Mobilitätsunternehmen genutzt wird. Dies wäre denkbar, wenn ausreichend Bedarf an Wasserstoff in der Region vorhanden ist.

### **Stakeholder der Verteilung von Wasserstoff**

Aus den Gesprächen mit Stakeholdern für die Wasserstoffverteilung ergaben sich folgende Hinweise:

- Es wird aktuell davon ausgegangen, dass die Umstellung einer der beiden Doppelleitungen der METG-Pipeline bis zum Jahr 2030 fertiggestellt wird. Diese Pipeline läuft von Bergisch Gladbach in Nordrhein-Westfalen nach Gernsheim in Hessen und läuft nord-östlich an Wiesbaden vorbei.
- Die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz wird insbesondere als Zwischenschritt zur vollständigen Umwidmung sowie zum Neubau von Wasserstoffleitungen gesehen. Derzeit wird untersucht, ob eine Umstellung einzelner Leitungen im gesamten Netz oder einzelner Teilnetze benötigt wird.
- Eine gewisse räumliche Nähe von Wasserstofferzeugung und -verbrauch wird positiv gesehen. Derzeitige Überlegungen sehen vor, Strom auf mittlerer Entfernung zu transportieren und einen Elektrolyseur in geringer räumlicher Entfernung zu Bedarfsstandorten aufzustellen. Daher wird in Erwägung gezogen, Elektrolyseeinheiten in Mainz zu bauen und hierfür Strom aus den umliegenden Gebieten zu nutzen.
- Eine Erzeugung auf dem Gelände der großen Verbraucher wird eher kritisch gesehen, da hier Redundanzen im Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur entstehen.
- Die Trassen für Wasserstoffpipelines werden sich voraussichtlich an bestehenden Trassen orientieren, da hier wesentliche Anforderungen, wie beispielsweise an Schutzstreifen, bereits erfüllt seien.
- Beim Bau einer neuen Wasserstoffpipeline stellt sich die Frage nach den benötigten Verdichtern. Da ein PEM-Elektrolyseur den Wasserstoff mit 30 bis 35 bar emittiert, während industrielle Abnehmer im Allgemeinen maximal 3 bar benötigen, würde in einem städtischen

Netz kein Verdichter auf der Seite der Elektrolyse benötigt, sondern lediglich eine Druckregelung auf der Seite der industriellen Abnehmer.

#### 2.4.4.4 Bewertung der Erzeugungsstandorte

In Kapitel 2.4.3.1 wird erörtert, welche Auswirkungen eine zentrale und dezentrale Erzeugung auf die Wasserstoffwirtschaft haben sowie die Ausgestaltungsmöglichkeiten mit einer Onsite- sowie Offsite-Erzeugung. Als Standortmodelle haben sich insbesondere die zentrale Offsite-Erzeugung für Regionen mit hohen Wasserstoffbedarfen als Verteilzentren sowie die dezentrale Onsite-Erzeugung für einzelne Industrieunternehmen oder lokale Abnehmer hervor getan.

Innerhalb der Region Mainz stellt sich die Frage, in welchen Gebieten sich insbesondere Erzeugungsstandorte anbieten. Hierfür werden die in Kapitel 2.2.2.1 eingeführten Gebiete (Städte bzw. unterteilte Landkreise) anhand einer Balanced Scorecard bewertet.<sup>368</sup> Die Festlegung der Kriterien, welche in der Bewertung eine Rolle spielen, erfolgt mithilfe der Ergebnisse der Stakeholdergespräche im vorherigen Kapitel. Es wird bei dieser Bewertung nicht auf konkrete Grundstücke als Standorte eingegangen, sondern allgemein analysiert, in welchen Gebieten eine Wasserstofferzeugung strategisch am wertvollsten ist. Während sich die meisten Kriterien auf die vorhandene Infrastruktur beziehen, werden auch die mittel- und langfristigen Erzeugungs- und Bedarfspotenziale berücksichtigt. Daher wird für Zielbild 1 und Zielbild 2 jeweils eine separate Bewertung vorgenommen.

Jedes der Kriterien wird auf einer Skala von 1 (schlechte Eignung) bis 3 (gute Eignung) bewertet. Diejenigen Kriterien, welche eine reelle Ausprägung haben (z.B. Wasserstoffbedarf in GWh/a), werden mit 1 bewertet, wenn der Wert um mindestens 25 % unter dem Durchschnitt liegt, und mit 3 bewertet, wenn der Wert um 25 % oder mehr über dem Durchschnitt liegt. Alle anderen Werte werden mit einer 2 bewertet. Diejenigen Kriterien, welche keine reelle Ausprägung haben, werden über drei mögliche Ausprägungen klassifiziert.

Für die Balanced Scorecard wurden zur Bewertung der Erzeugungsstandorte folgende Kriterien ausgewählt:

- **Stromnetzinfrastruktur:** Für die Versorgung einer Elektrolyse- oder Plasma-Gasifizierungsanlage mit Strom ist die Anbindung an das bestehende Stromnetz die günstigste Variante. Mögliche Ausprägungen sind „110 kV“ (1), „220 kV“ (2) und „380 kV“ (3).
- **Nähe zu Autobahn:** Über eine gute Verkehrsanbindung ist ein Weitertransport von Wasserstoff mittels Trailer möglich. Weiterhin ist eine gute Autobahnanbindung aufgrund der Nähe zu potenzieller Mobilitätsnachfrage positiv für einen Standort zur Wasserstofferzeugung. Mögliche Ausprägungen sind „keine Autobahn“ (1), „Autobahn“ (2) und „Autobahnkreuz“ (3).
- **Vorhandene Tankstellenstandorte:** Bestehende Tankstellen sind potenzielle Distributionsstandorte für Wasserstoff, daher wird ihre Nähe für mögliche Erzeugungsstandorte in Betracht gezogen. Mögliche Ausprägungen werden anhand der Anzahl Tankstellen in einem Gebiet berechnet.

---

<sup>368</sup> Als methodisches Werkzeug für die Bewertung geeigneter Gebiete wird eine Balanced Scorecard entwickelt, anhand derer definierte Standortkriterien auf einer punktebasierten Skala gewichtet werden.

- **Potenzieller Sauerstoffbedarf:** Für mögliche Abnehmer des Nebenprodukts Sauerstoff der Elektrolyse (Kraftwerke, Klärwerke, Industrie, Krankenhäuser) wird der Sauerstoffbedarf geschätzt. Mögliche Ausprägungen werden anhand des Bedarfs berechnet.<sup>369</sup>
- **Wärmenutzungsmöglichkeit:** Die bei der Elektrolyse freigesetzte Prozesswärme kann potenziell über die bestehende Wärmeinfrastruktur verteilt werden. Als Maß wurde die Anzahl der Wohngebäude ermittelt, die mit Fernwärme versorgt werden.
- **H<sub>2</sub>-Bedarf 2030/2050:** Je größer der mittel- bis langfristige Wasserstoffbedarf in einem Gebiet, desto eher lohnt sich eine Elektrolyse vor Ort. Mögliche Ausprägungen werden anhand des Bedarfs in GWh/a berechnet.
- **H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzial 2030/2050:** Je größer das lokale mittel- bis langfristige Wasserstofferzeugungspotenzial ist, desto einfacher ist die Erzeugung von H<sub>2</sub> in dem Gebiet realisierbar.

Die finale Wertung ist die Summe der Bewertung der einzelnen Ausprägungen und kann damit zwischen 9 und 27 liegen.

Ein zusätzliches potenzielles Bewertungskriterium könnte äquivalent zur vorhanden Stromnetzinfrastuktur auch das Gas-Verteilnetz darstellen, da bestehende Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff umgewidmet werden können bzw. Wasserstoff beigemischt werden kann, wodurch die Investitionen in neue Transportinfrastruktur reduziert werden können. Da eine Lokalisierung des regionalen Verteilnetzes auf Basis öffentlich verfügbarer Daten nicht verfügbar war, musste dieses Kriterium von der Bewertung ausgeschlossen werden.

### Zielbild 1

Tabelle 2-35 zeigt die Balanced Scorecard zur Standortbewertung für die Wasserstofferzeugung im Zielbild 1. Dabei wird die in Kapitel 2.2.2.1 eingeführte geografische Einteilung der HyExperts-Region Mainz zugrunde gelegt.

Die höchste Bewertung erreicht die Landeshauptstadt Mainz, gefolgt von Worms und Wiesbaden. Die niedrigste Bewertung sind in den Landkreisen Mainz-Bingen, Bad-Kreuznach und Groß-Gerau zu beobachten. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Wasserstofferzeugung insbesondere in größeren Städten vorteilhaft ist, da dort zum einen große Wasserstoffbedarfe auftreten und zum anderen die vorhandene Infrastruktur von der Energieversorgung bis hin zur Nutzung der Nebenprodukte positiv auffällt. Dies spricht primär für eine Wasserstoffversorgung mit einem ausgeprägten zentralen Charakter. Weiter entfernt liegende Regionen, für die eine direkte Anbindung per Pipeline wirtschaftlich unattraktiv ist, können entweder per Trailer von den Zentren aus versorgt werden, oder durch lokale Erzeugungseinheiten den Eigenbedarf decken.

---

<sup>369</sup> Sauerstoff als Nebenprodukt entsteht nur bei der Elektrolyse. Daher zielt dieser Bewertungsfaktor auf diese konkrete Form der Wasserstofferzeugung. Bei der Plasma-Gasifizierung entsteht als Nebenprodukt Synthesegas (CO), welches in industriellen Prozessen, beispielsweise der Methanolsynthese, verwendet werden kann. Da davon auszugehen ist, dass die Elektrolyse das dominierende Verfahren zur Wasserstofferzeugung sein wird, wird darauf verzichtet, die mögliche Verwendung des Synthesegases als positiven Standortfaktor in diese Bewertung mit aufzunehmen.

Region	Stromnetzinfrastruktur	Nähe zu Autobahn	vorhandene Tankstellenstandorte	Sauerstoffnutzungsmöglichkeit	Wärmenutzungsmöglichkeit	H2-Bedarf 2030	H2-Bedarf 2050	H2-Erzeugungspotenzial 2030	H2-Erzeugungspotenzial 2050	Wertung
Mainz	1	3	3	3	3	3	3	3	3	25
Mainz-Bingen I	3	3	1	3	1	1	1	1	1	15
Mainz-Bingen II	1	2	2	2	1	1	1	1	2	13
Mainz-Bingen III	1	2	2	2	3	1	1	1	1	14
Mainz-Bingen IV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Bad Kreuznach I	1	1	1	1	1	1	1	1	2	10
Bad Kreuznach II	1	1	1	1	1	1	1	1	2	10
Bad Kreuznach III	2	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Bad Kreuznach IV	3	2	3	1	2	1	3	1	3	19
Worms	3	2	3	3	1	3	3	3	2	23
Alzey-Worms I	3	2	2	1	1	1	1	1	3	15
Alzey-Worms II	3	3	1	1	1	1	1	1	3	15
Alzey-Worms III	3	1	1	1	1	1	1	1	1	11
Alzey-Worms IV	3	2	2	1	1	1	1	1	2	14
Wiesbaden	1	3	3	3	3	3	3	1	2	22
Groß-Gerau I	3	3	3	3	3	1	1	1	3	21
Groß-Gerau II	3	2	3	1	1	1	1	1	1	14
Groß-Gerau III	3	1	1	1	1	1	1	1	1	11
Groß-Gerau IV	1	2	1	1	1	1	1	1	1	10
Industriepark Frankfurt Höchst	3	1	1	3	1	3	3	3	3	21

Tabelle 2-35: Standortbewertung zur Wasserstoffherzeugung – Zielbild 1. Quelle: Eigene Darstellung.

## Zielbild 2

Tabelle 2-36 zeigt die Balanced Scorecard zur Standortbewertung für die Wasserstoffherzeugung im Zielbild 2. Die ermittelten Werte ergeben ein ähnliches Bild wie im Zielbild 1. Die höchste Bewertung erreicht auch hier die Landeshauptstadt Mainz, gefolgt von Worms und Wiesbaden, während die niedrigsten Bewertungen in den Landkreisen Mainz-Bingen, Bad-Kreuznach und Groß-Gerau zu beobachten sind. Äquivalent zu Zielbild 1 stellen die Ergebnisse die zentrale Wasserstoffherzeugung an den Orten mit der größten Wasserstoffnachfrage als vorteilhaft dar.

## Auswertung der Ergebnisse

Um Unsicherheiten der zukünftigen H<sub>2</sub>-Hochlaufkurven möglichst robust zu begegnen, ist es entscheidend, dass die Standortkonzepte für Zielbild 1 und Zielbild 2 aufeinander aufbauend sind. In Zielbild 1 sollte daher der Fokus auf „no-regret“-Projekten liegen, welche vollständig in Zielbild 2 genutzt werden können, sollte sich im Zeitverlauf eine höhere Wahrscheinlichkeit für das Eintreffen von Zielbild 2 zeigen. Dort wird die bereits errichtete Infrastruktur um weitere Komponenten ergänzt. Aus diesem Grund ist eine modulare Bauweise der Erzeugungseinheiten äußerst empfehlenswert, so dass Standorte leicht erweiterbar sind.

Region	Stromnetzinfrastruktur	Nähe zu Autobahn	vorhandene Tankstellenstandorte	Sauerstoffnutzungsmöglichkeit	Wärmenutzungsmöglichkeit	H2-Bedarf 2030	H2-Bedarf 2050	H2-Erzeugungspotenzial 2030	H2-Erzeugungspotenzial 2050	Wertung
<b>Mainz</b>	1	3	3	3	3	3	3	3	3	25
<b>Mainz-Bingen I</b>	3	3	1	3	1	1	1	1	1	15
<b>Mainz-Bingen II</b>	1	2	2	2	1	1	1	1	2	13
<b>Mainz-Bingen III</b>	1	2	2	2	3	1	1	1	1	14
<b>Mainz-Bingen IV</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
<b>Bad Kreuznach I</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	2	10
<b>Bad Kreuznach II</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	2	10
<b>Bad Kreuznach III</b>	2	1	1	1	1	1	1	1	1	10
<b>Bad Kreuznach IV</b>	3	2	3	1	2	2	3	1	3	20
<b>Worms</b>	3	2	3	3	1	3	3	3	3	24
<b>Alzey-Worms I</b>	3	2	2	1	1	1	1	1	3	15
<b>Alzey-Worms II</b>	3	3	1	1	1	1	1	1	3	15
<b>Alzey-Worms III</b>	3	1	1	1	1	1	1	1	1	11
<b>Alzey-Worms IV</b>	3	2	2	1	1	1	1	1	1	13
<b>Wiesbaden</b>	1	3	3	3	3	3	3	1	2	22
<b>Groß-Gerau I</b>	3	3	3	3	3	1	1	1	3	21
<b>Groß-Gerau II</b>	3	2	3	1	1	1	1	1	1	14
<b>Groß-Gerau III</b>	3	1	1	1	1	1	1	1	1	11
<b>Groß-Gerau IV</b>	1	2	1	1	1	1	1	1	1	10
<b>Industriepark Frankfurt Höchst</b>	3	1	1	3	1	3	3	3	3	21

Tabelle 2-36: Standortbewertung zur Wasserstoffherzeugung – Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung.

In Regionen, die zunächst per Trailer mit Wasserstoff versorgt werden, können bei steigender Nachfrage kleinere lokale Elektrolyseprojekte aufgebaut werden. Es ist auch denkbar, dass diese Regionen sogar selbst zu Zentren der Wasserstoffherzeugung werden, wenn die regionale Nachfrage entsprechend groß wird.

Die Ergebnisse der Balanced Scorecard für Erzeugungsstandorte werden geografisch auf der H<sub>2</sub>-Landkarte visualisiert. Hierfür werden die Gebiete je nachdem, ob ihr Potenzial als niedrig (Score kleiner 13), als mittel (Score zwischen 13 und 18) oder als hoch (Score zwischen 19 und 25), rot, gelb oder grün eingefärbt. Dies kann unabhängig vom Zielbild erfolgen, da die Ergebnisse der Balanced Scorecard über beide Zielbilder hinweg entweder identisch sind oder lediglich um einen Punkt abweichen. Das Ergebnis der Darstellung findet sich in Abbildung 2-75 (siehe Abbildung 2-25 für geographische Orientierung).

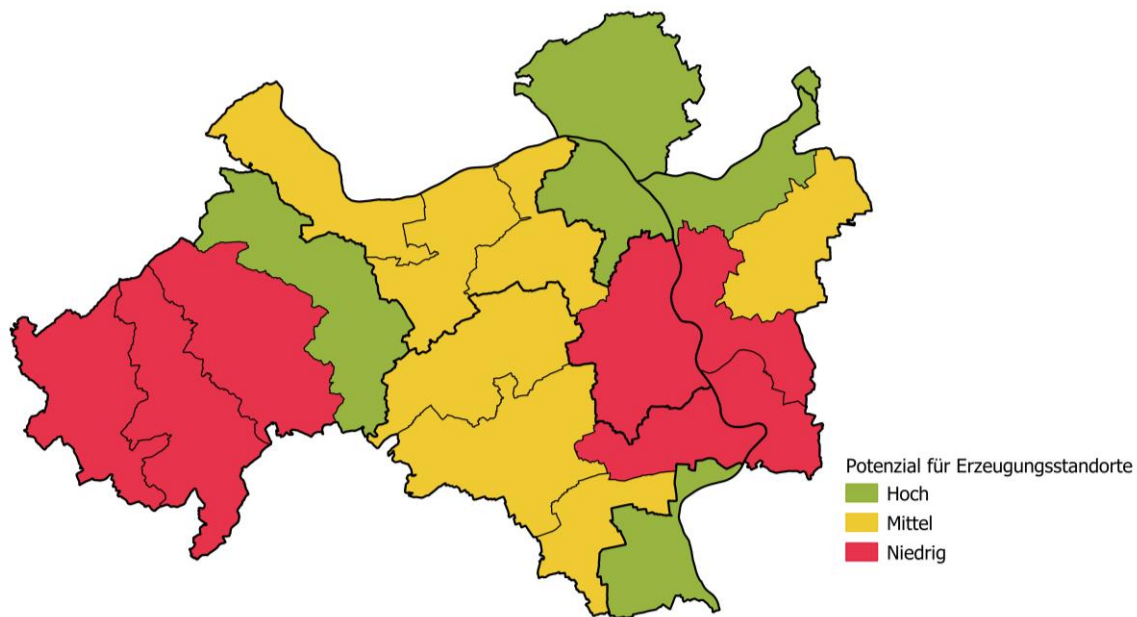


Abbildung 2-75 Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für Erzeugungsstandorte. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS.

#### 2.4.4.5 Speicherung in der Region Mainz

In der Region Mainz wird zum Aufbau einer erfolgreichen und effizienten Wasserstoffwirtschaft die Speicherung von Wasserstoff eine entscheidende Rolle spielen. Zur konkreten Planung der benötigten Speicher ist zunächst eine grundlegende Unterscheidung zwischen Speichern, die zur Harmonisierung des Wasserstofferzeugungsprofils mit der Nachfrage eingesetzt werden und solchen, die von Wasserstoffverbrauchern als strategische Reserve betrieben werden. Der Betrieb von Speichern zur Angleichung der Erzeugungs- und Nachfrageprofile ist eine notwendige Voraussetzung zur sicheren Versorgung der Abnehmer und liegt daher im Interesse und Aufgabenbereich der Versorger. Zudem kann durch entsprechende Speicherbewirtschaftung eine höhere Volllaststundenzahl der Erzeugungsanlagen erreicht und somit eine kleinere Dimensionierung ermöglicht werden. Das Vorhalten strategischer Wasserstoffreserven durch Abnehmer stellt eine Redundanz dar, die für den Fall unerwarteter Lieferausfälle vorgesehen wird. Dadurch, dass die beiden Arten der Speicherung nicht demselben Zweck dienen, ist auch von unterschiedlichen Dimensionierungen und Betriebskonzepten auszugehen. Da insbesondere das Vorhalten lokaler Reserven die Versorgungssicherheit der Verbraucher adressieren, wird die Beschreibung dieser Speicher in diesem Kapitel qualitativ erfolgen. Die Dimensionierung wird in Kapitel 2.5 diskutiert.

#### Zielbild 1

Da in Zielbild 1 die Mainzer Wasserstoffwirtschaft ein abgeschlossenes System darstellt, muss die gesamte Wasserstoffnachfrage in der Region zu jedem Zeitpunkt durch Wasserstoff, der in der Region erzeugt wird oder wurde, gedeckt werden. Da die Erzeugung aufgrund der Volatilität der EE-Stromerzeugung sowohl kurzfristigen als auch saisonalen Schwankungen unterworfen ist, ist die Speicherung von Wasserstoff der entscheidende Schlüssel zur Angleichung der Profile von Erzeugung und Nachfrage. Entsprechend der in Kapitel 2.3.5.2 gezeigten Berechnung, steigt der prognostizierte Speicherstand im Jahr 2030 auf ca. 590 MWh, 2040 sind es 7 GWh und 2050 140 GWh. Diese Größe müssen die in der Region vorgesehen Speicher in Summe mindestens haben, um die kontinuierliche Wasserstoffversorgung sicherzustellen.

Diese Speicher sind an den Erzeugungsstandorten vorzusehen. Insbesondere in den Erzeugungszentren ist eine lokale Speicherung wichtig, um die Distribution planen und durchführen zu können. Große Unterirdische Speicher, wie sie für die Speicherung von Erdgas eingesetzt werden, sind in Zielbild 1 nicht erforderlich.

Strategische Speicher auf dem Gelände von Wasserstoffverbrauchern aus Gründen der Versorgungssicherheit sind vor allem für Industrieunternehmen relevant, deren Prozesse aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht ohne Vorlauf oder überhaupt nicht gestoppt werden können. Von der Dimension sind diese Speicher abhängig von Prozess und Risikobewertung für die alleinige Wasserstoffversorgung über wenige Stunden bis hin zu mehreren Tagen auszulegen. Für die konkrete Dimensionierung wird auf Kapitel 2.5 verwiesen.

## **Zielbild 2**

Alle Speicher, die in Zielbild 1 vorgesehen werden, werden auch in Zielbild 2 verwendet. Da die Wasserstoffwirtschaft in Mainz in Zielbild 2 kein abgeschlossenes System darstellt, verhält sich der Speicherbedarf nicht linear zum steigenden Wasserstoffbedarf. Es ist davon auszugehen, dass in diesem Szenario zentrale Wasserstoffspeicher am Fernleitungsnetz betrieben werden. Das ermöglicht, dass der Wasserstoff entkoppelt von der Wasserstofferzeugung bedarfsgerecht bezogen werden kann. Unter dieser Prämisse steigt der Speicherbedarf in Zielbild 2 gegenüber dem in Zielbild 1 nicht notwendigerweise an. Aus strategischer Sicht kann es dennoch sinnvoll sein, einen großen unterirdischen Wasserstoffspeicher in der Region Mainz vorzusehen. Dies zielt auf die Versorgungssicherheit in der Region ab und wird genauer in Kapitel 2.5 diskutiert.

Die Anforderungen an die strategischen, von Wasserstoffabnehmern betriebenen Speicher ändern sich nicht grundlegend. Da die Dimensionierung mit dem Wasserstoffbedarf der Abnehmer skaliert, sind die Speicher zu Deckung der Nachfrage über einen gewissen Zeitraum in Zielbild 2 erheblich größer auszulegen.

### **2.4.4.6 Verteilung von Wasserstoff in der Region Mainz**

Aufbauend auf der vorgenommenen Bewertung der Standorte zur Wasserstofferzeugung wird die Verteilung des Wasserstoffs in der Region Mainz diskutiert. Hierbei werden zwei exemplarische Projekte untersucht. Zum einen wird ein städtisches Pipelineprojekt in der Landeshauptstadt Mainz und die resultierenden Kosten beleuchtet, bei welchem die potenziellen großen Erzeuger und Abnehmer direkt verbunden werden. Zum anderen wird für die Versorgung der Landeshauptstadt Mainz ein Vergleich der zentralen Wasserstofferzeugung in Mainz mit Stromtransport aus Alzey-Worms und einer zentralen Erzeugung in Alzey-Worms mit anschließendem Wasserstofftransport per Pipeline sowie Trailer nach Mainz vorgenommen.

Anschließend wird für beide Zielbilder eine Beschreibung der möglichen Transportinfrastruktur vorgenommen. Hierbei ist eine modulare Bauweise entscheidend, sodass die Infrastruktur für Zielbild 1 auch für Zielbild 2 verwendet werden kann und die konkrete Ausgestaltung der Verteilung hinreichend flexibel ist.

#### **2.4.4.6.1 Beispiel: Zentrale Wasserstofferzeugung Mainz vs. Alzey-Worms**

Der Landkreis Alzey-Worms bietet sich im Zielbild 1 durch die gegenüber den großen Stromerzeugungspotenzialen durch Windkraft verhältnismäßig kleine Wasserstoffnachfrage als Netto-Wasserstoffexporteur an. Ebenso könnte der über den Bedarf erzeugte grüne Strom auch in Regionen mit großer Wasserstoffnachfrage exportiert werden und der Wasserstoff zentral in räumlicher Nähe zum Bedarf erzeugt werden. In diesem Fallbeispiel soll die Wasserstofferzeugung in Alzey-Worms mit

anschließendem Transport nach Mainz sowie der Stromtransport von Alzey-Worms zur Wasserstoffherzeugung in Mainz konkret betrachtet werden. Die Wasserstoffherzeugung soll in beiden Fällen mittels Elektrolyse erfolgen.

Um die beiden Varianten miteinander zu vergleichen, sollen die Kosten des Wasserstoff- bzw. Stromtransportes von Alzey-Worms nach Mainz analysiert werden. Dabei wird für den Wasserstofftransport die Umrüstung bestehender Gasleitungen, der Neubau einer direkten Wasserstoffpipeline sowie der Trailer-Transport über die Straße berücksichtigt. Für den Stromtransport wird von einem Leitungsneubau ausgegangen. Der Sonderfall, dass die bestehende Netzinfrastruktur für den Stromtransport bereits ausreichend ist und damit Investitionskosten entfallen, wird bewusst nicht berücksichtigt. Die Wasserstoffherzeugung wird unter der Annahme, dass die Kosten unabhängig vom Standort anfallen, nicht in die Kalkulation einbezogen.

Exemplarisch betrachtet wird hier der Transport von 100 GWh/a Wasserstoff bzw. der zur Erzeugung von 100 GWh/a benötigte Strom (zugrunde gelegt wird entsprechend 2.1.3.3.1 der Betrieb eines Elektrolyseurs mit einem Wirkungsgrad von 70%) von Alzey-Worms nach Mainz. In Tabelle 2-37 sind die jährlichen Gesamtkosten als Summe der annualisierten Kapitalkosten und der Betriebskosten für den Stromtransport über eine neugebaute Leitung und den Wasserstofftransport über eine neugebaute und eine umgerüstete Pipeline sowie den Transport per Trailer auf der Straße abgebildet. Die Berechnung ist beispielhaft für eine ausgewählte Menge öffentlich verfügbarer techno-ökonomischer Parameter (s. Anhang Tabelle 2-52 und Tabelle 2-53). Die sorgfältig bestimmten Parameter bilden Experten-Annahmen ab, sind aber nicht frei von Unsicherheiten, sowohl in ihrer aktuellen Ausprägung als auch über den Zeitverlauf.

[1.000 €/a]	Kapitalkosten	Betriebskosten	Gesamtkosten
<b>Neubau Stromleitung</b>	30	8	38
<b>Neubau H<sub>2</sub>-Pipeline</b>	53	30	83
<b>Umrüstung Gaspipeline</b>	12	27	39
<b>H<sub>2</sub>-Trailer</b>	27	1.140	1.167

Tabelle 2-37 Annualisierte Kosten für den Transport von 100 GWh Wasserstoff pro Jahr von Alzey-Worms nach Mainz. Quelle: eigene Berechnung durch d-fine

Die Abschätzungen zeigen, dass die Kosten für den Stromleitungsneubau sowie die Umrüstung von Gaspipelines auf den Wasserstoffbetrieb in einer vergleichbaren Größenordnung liegen, wohingegen eine neue H<sub>2</sub>-Pipeline sowie insbesondere der Transport per H<sub>2</sub>-Trailer im Vergleich unwirtschaftlich erscheinen.

Um auf dieser Basis eine Beurteilung vorzunehmen, ob der Stromleitungsneubau oder die Umrüstung von Gaspipelines zu bevorzugen ist, sind neben der reinen Kostenbetrachtung auch systemanalytische und regionalplanerische (hier nicht leistbar) sowie insbesondere strategische Aspekte zu berücksichtigen. Da in Zielbild 2 auch Alzey-Worms auf Wasserstoffimporte angewiesen ist und ein Knotenpunkt für den überregionalen Import (z.B. per Pipeline) voraussichtlich im Bereich Mainz / Wiesbaden als Orte der größten Bedarfe liegen wird, sollte die Verteilung von Wasserstoff auch bereits in Zielbild 1 von dort ausgehend geplant werden. Dies spricht für eine zentrale Wasserstoffherzeugung und damit für den Neubau einer Stromleitung von Alzey-Worms nach Mainz. So kann garantiert werden, dass Zielbild 1 und Zielbild 2 mit aufeinander aufbauenden Distributionskonzepten begegnet werden kann.



#### 2.4.4.6.2 Beispiel: Innerstädtische und überregionale Wasserstoffpipeline in Mainz

In Mainz herrscht sowohl im Basis-Szenario als auch im Ambitionierten Szenario im Vergleich zu anderen Gebieten ein hoher Wasserstoffbedarf. Der Hochlauf ist wie in der gesamten Region auch insbesondere durch industrielle Unternehmen getrieben. Da am Rhein in Mainz-Mombach viele Industrieunternehmen und Stakeholder dieses Projektes mit energieintensiven Prozessen sowie einige potenzielle Elektrolyseorte nahe beieinander liegen, wird der leitungsgebundene Transport von Wasserstoff über eine innerstädtische Wasserstoffpipeline untersucht.

Ein möglicher abstrahierter Verlauf einer innerstädtischen Pipeline in Mainz ist in Abbildung 2-76 skizziert. Dies dient lediglich einer beispielhaften Betrachtung, die genaue Planung und Ausgestaltung der Pipeline inklusive Trassenführung sowie Anschlüsse an die Erzeuger und Verbraucher sind nicht Teil dieses Projekts. In der Abbildung 2-76 ist ebenfalls das angesprochene industriell geprägte Gebiet eingezeichnet.

Als mögliche angeschlossene Erzeuger und Verbraucher kommen für die Pipeline insbesondere Unternehmen in Frage, deren Werke oder Produktionsstandorte im betrachteten Gebiet liegen. Dies umfasst fünf Unternehmen aus der Industrie, fünf aus dem Mobilitäts- und Logistiksektor, ein Unternehmen der Energiewirtschaft und ein weiteres Unternehmen. Die genauen Unternehmen finden sich im Anhang mit vertraulichen Informationen.

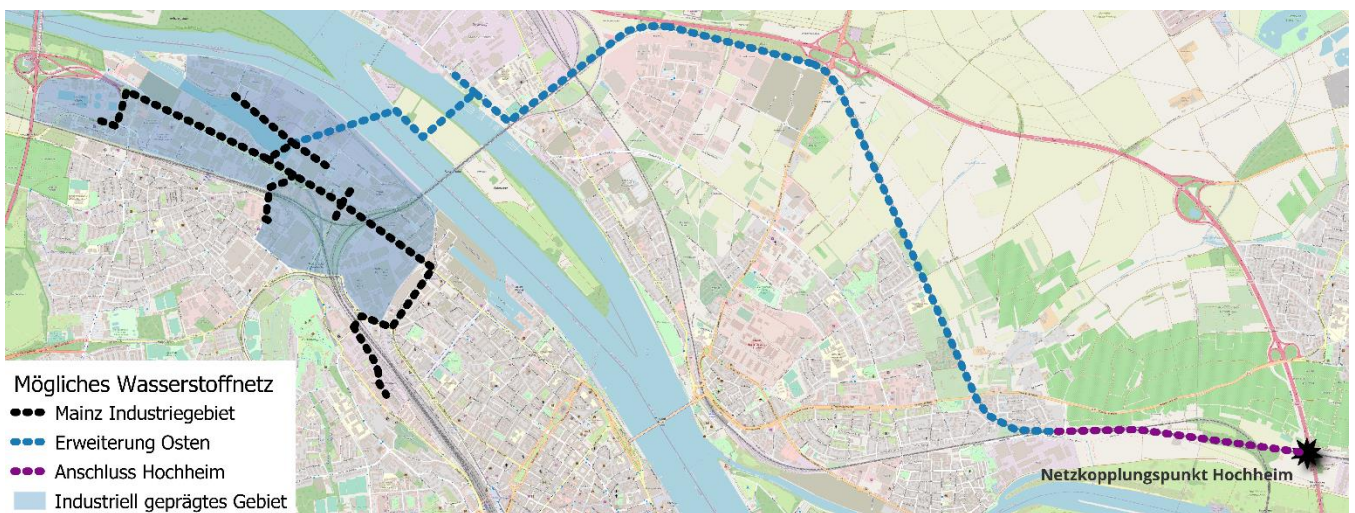


Abbildung 2-76 Möglicher Verlauf einer innerstädtischen Wasserstoffpipeline in Mainz mit Erweiterung nach Osten Richtung Netzkopplungspunkt Hochheim. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, zugrundeliegende Basiskarte © Open Street Map.

In den Stakeholdergesprächen hat sich ergeben, dass sich für eine solche innerstädtische Pipeline ein Durchmesser von 300 mm eignen würde. Die benötigte Leistung, um die gesamte Nachfragemenge der Potenzialanalyse im Ambitionierten Szenario im Jahr 2050 der Landeshauptstadt Mainz decken zu können, beträgt ungefähr 270 MW. Eine 300 mm Pipeline hat bei einem Druck von 70 bar eine Transportleistung von ca. 500 MW. Es lohnt sich, diese Leistung zu installieren, damit dieses regionale Netz an ein überregionales Netz angeschlossen werden und auch so erweitert werden kann, dass umliegende Landkreise damit versorgt werden können.

Zwischen Wasserstoffherzeugung und Distribution ist im Allgemeinen eine Verdichtung des Wasserstoffes auf den Zieldruck vorzunehmen.<sup>370</sup> Diese Kosten entstehen unabhängig von der Länge der Wasserstoffleitung und werden daher für die Schätzung der Investitionskosten nicht mit aufgenommen.

Geschätzte Investitionskosten für den Neubau der in Abbildung 2-76 dargestellten Wasserstoffpipelineabschnitt im Mainzer Industriegebiet liegen zwischen 14 und 16 Millionen Euro. Die dargestellten Abschnitte für die Erweiterung nach Osten und den Anschluss an den Netzkopplungspunkt Hochheim sind mit Investitionskosten von geschätzt 18 bis 20 Millionen bzw. 3 bis 4 Millionen Euro verbunden. Für die Berechnung der Investitionskosten wurden durchschnittliche sowie hohe Kosten für eine neue Wasserstoffpipeline von 300 mm Durchmesser von einem Stakeholder genannt. Die Länge der Pipeline wurde mithilfe von QGIS berechnet und mit einem Aufschlag von 25 % versehen, um eine geänderte Trassenführung sowie andere geografische Anschlüsse an die Unternehmen mit einzukalkulieren.

Aufgrund der Kürze des betrachteten Leitungstückes tritt kein nennenswerter Druckabfall auf, wodurch eine Nachverdichtung und damit einhergehende Betriebskosten an dieser Stelle vernachlässigt werden sollen.

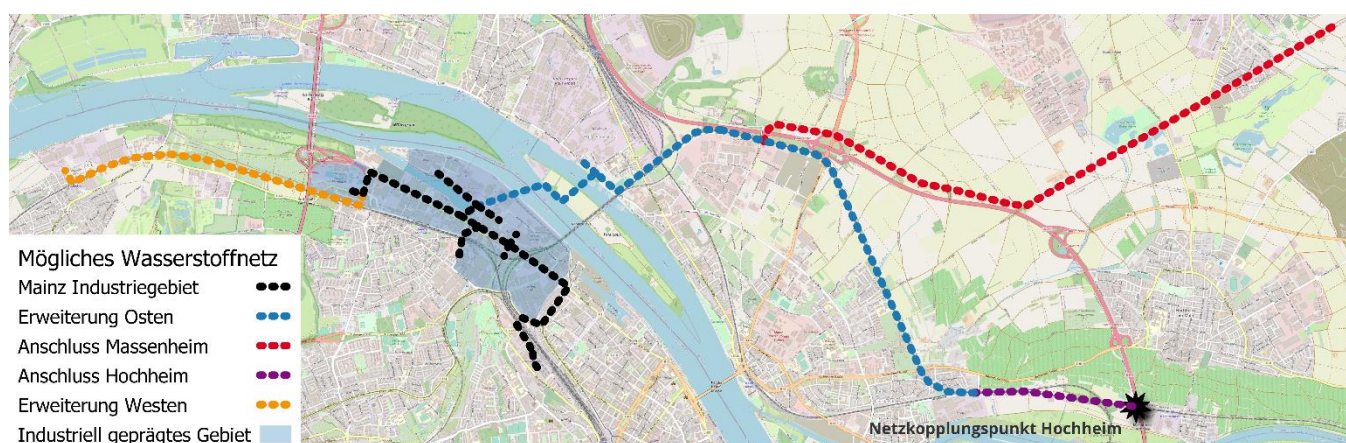


Abbildung 2-77 Skizze eines möglichen Wasserstoffnetzes mit Anbindung an eine überregionale Pipeline. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, zugrundeliegende Basiskarte © Open Street Map.

Die vorgestellte Wasserstoffpipeline in der Landeshauptstadt Mainz kann über Wiesbaden nach Osten erweitert werden. Dort besteht aufgrund der derzeit vorgesehenen Umstellungen und Neubauten von Fernleitungen (siehe Kapitel 2.3.2) voraussichtlich in Zukunft die Möglichkeit für Wasserstoffimport über einen Anschluss an eine solche Fernleitung.<sup>371</sup> Hier wäre auch eine Anbindung weiterer entlang der Trasse befindlichen Industrieunternehmen denkbar. Ergänzend dazu, kann eine Erweiterung Richtung Westen zur Anbindung weiterer Stakeholder an das Wasserstoffnetz stattfinden. Eine Skizze für solche Erweiterungen der innerstädtischen Wasserstoffleitung findet sich in Abbildung 2-76 und Abbildung 2-77. Geschätzte Investitionskosten liegen für die Erweiterung nach Westen zwischen 9 und 10 Millionen Euro und für den Anschluss Richtung Massenheim zwischen 16 und 18 Millionen Euro.

<sup>370</sup> Der im Energiepark Mainz installierte Elektrolyseur hat einen Abgabedruck (ohne Verdichtung) von 35 bar, siehe (Energiepark Mainz, 2023). Für die Einspeisung bei 70 bar Druck mit einem solchen Elektrolyseur ist demnach eine Verdichtung notwendig.

<sup>371</sup> Die Skizze orientiert sich an den bestehenden Gasleitungen der KMW Gastransport GmbH und von Open Grid Europe (OGE) gemäß (KMW GT, 2021) sowie in (OpenStreetMap, 2023) verfügbare Geodaten von Gasleitungen.

### 2.4.4.6.3 Verteilung in Zielbild 1

Im vorherigen Kapitel 2.4.4.4 wurden mögliche Gebiete für die Wasserstofferzeugung anhand einer Balanced Scorecard bewertet. Hierbei wurde für Zielbild 1 festgestellt, dass sich die Wasserstofferzeugung primär dort anbietet, wo eine hohe Nachfrage gebündelt auftritt, also in den Städten Mainz, Wiesbaden und Worms sowie im Industriepark Höchst.

Innerhalb dieser Zentren der Wasserstofferzeugung ist die lokale Verteilung des Wasserstoffs an nahegelegene Verbraucher mithilfe von Wasserstoffpipelines denkbar. Wie im vorherigen Abschnitt ausgeführt bietet sich insbesondere in der Landeshauptstadt Mainz eine innerstädtische Pipeline im Industriegebiet in Mombach an. Der Start des Aufbaus eines solchen Basisnetzes in den Zentren, welches die Erzeugung mit den größten Abnehmern verbindet, sollte kurzfristig erfolgen, sodass dieses mittelfristig zur Verfügung steht.

Für Verbraucher, die Wasserstoff anstelle von Erdgas verwenden und während des Hochlaufes auch mit einem Erdgas-H<sub>2</sub>-Gemisch agieren können, kann die Versorgung auch durch Beimischung in das bestehende Erdgasnetz erfolgen. Dies ist insbesondere kurz- und mittelfristig von Vorteil, bis reine Wasserstoffleitungen umgewidmet oder neu gebaut wurden. Langfristig muss zur Dekarbonisierung auch hier eine Umstellung auf den reinen Wasserstoffeinsatz erfolgen, sodass ein Anschluss an ein regionales H<sub>2</sub>-Netz oder bei niedrigeren Bedarfen eine Belieferung per Trailer notwendig ist. Da die Nutzung von Erdgas mit beigemischttem Wasserstoff in industriellen Anwendungen prozessbedingt limitiert ist, bieten sich Beimischungslösungen insbesondere in der Energie- und Wärmeversorgung an. Da aktuell die Beimischung auf 10 Vol-% beschränkt ist und derzeit eine Erweiterung auf lediglich 20 Vol-% zu erwarten ist, ist der H<sub>2</sub>-Hochlauf nur bis zu einem gewissen Grad mittels Beimischung zu bewältigen und insbesondere als Übergangslösung geeignet (vgl. Kapitel 2.1.6).

Diejenigen Verbraucher, die nicht mittels einer Wasserstoffpipeline oder einer Beimischung im Erdgasnetz mit Wasserstoff versorgt werden, können per Trailer versorgt werden. Dies umfasst kleine Abnehmer in den Zentren, aber insbesondere die von den Zentren der Wasserstofferzeugung weiter entfernt gelegenen Verbraucher.

Außerhalb der drei Städte Mainz, Wiesbaden und Worms sowie dem Industriepark Höchst sind die Wasserstoffbedarfe der Industrie, der Mobilität und Logistik sowie der Energie- und Wärmeversorgung für jedes Gebiet der Landkreise bis 2050 im Basis-Szenario maximal im niedrigen zweistelligen Bereich (GWh/a, siehe vertraulicher Anhang). Die Ausnahme bildet die chemische Industrie in Bad Kreuznach, wo der Bedarf in zwei Gebieten im Jahr 2050 auf ungefähr 50 bzw. 100 GWh pro Jahr steigt. Da in diesen Gebieten mehrere Unternehmen der chemischen Industrie angesiedelt sind (zwei bzw. sechs), kann der Wasserstoffbedarf eines einzelnen Unternehmens ebenfalls im niedrigen zweistelligen Bereich angenommen werden.

Ein einzelner Trailer, welcher mit 500 bar betrieben wird, kann bis zu 1100 kg Wasserstoff in einer Lieferung transportieren (vgl. Kapitel 2.4.1.1.2). Bei einer täglichen Anlieferung mit solch einem Trailer an 200 Tagen im Jahr erhält ein angeliefertes Unternehmen 7,33 GWh H<sub>2</sub> pro Jahr. Somit ist die kurz- und mittelfristige Versorgung der Landkreise mittels Trailer in Zielbild 1 plausibel. Langfristig ist aufgrund des Überschusses des ermittelten Wasserstofferzeugungspotenzials in Bad Kreuznach (siehe Anhang, Tabelle 2-50) der Aufbau eines lokalen Erzeugungsstandorts denkbar, welcher möglicherweise die räumlich nah beieinander liegenden Unternehmen der chemischen Industrie in Bad Kreuznach versorgen könnte.

#### 2.4.4.6.4 Verteilung in Zielbild 2

In Zielbild 2 findet die Elektrolyse nach wie vor in den Zentren der Bedarfe statt, wie in Kapitel 2.4.4.4 erörtert. Zusätzlich zum lokal erzeugten Wasserstoff werden große Mengen Wasserstoff importiert. Die Verteilinfrastruktur in Zielbild 2 baut auf der Infrastruktur für Zielbild 1 auf, sodass der dort erörterte Infrastruktur-Aufbau als „no-regret“ Maßnahme angesehen werden kann.

Es stellt sich die Frage nach der konkreten Anbindung an überregionale Wasserstoffnetze, um den Import von Wasserstoff zu ermöglichen. In Kapitel 2.3.2 wurden existierende Ausbaupläne für eine überregionale Versorgung mit Wasserstoff vorgestellt und deren Auswirkungen auf die Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz diskutiert. Die größten Lücken in der Versorgung mit Wasserstoff herrschen in den Städten Mainz, Wiesbaden und Worms sowie im Industriepark Höchst (siehe Anhang, Tabelle 2-51). Daher ist ein Anschluss von Mainz/Wiesbaden sowie von Worms an die METG-Pipeline sinnvoll, welche im Rahmen des European Hydrogen Backbone teilweise auf Wasserstoff umgestellt werden soll. Dieser überregionale Anschluss sollte an die bereits vorher errichteten lokalen Wasserstoffnetze erfolgen.

Das Pipelinenetz zum reinen Wasserstofftransport sollte gegenüber Zielbild 1 deutlich erweitert werden und ermöglicht damit die Versorgung der von den Zentren weiter entfernten Regionen. Genau wie in Zielbild 1 sind die großen industriellen Abnehmer an das Pipelinenetz angeschlossen, während Haushalte sowie der GHD-Sektor kurz- und mittelfristig über eine Beimischung ins Erdgasnetz versorgt werden und langfristig ebenfalls auf reinen Wasserstoffbetrieb umstellen. Kleinere Abnehmer aus Industrie und Transport werden genau wie in Zielbild 1 per Trailer versorgt. Dafür werden regionale Verteilzentren aufgebaut, welche wiederum an das Pipelinenetz angebunden sind. Daher erfolgt der Transport via Trailer nur über geringe Distanzen von den Verteilzentren zu den Abnehmern.

#### 2.4.4.7 Tankstellenstandortanalyse

Für die Versorgung der Verbraucher aus Mobilität und Transport werden Wasserstofftankstellen benötigt. Die Funktionsweise und die verschiedenen Möglichkeiten des Aufbaus einer solchen Tankstelle wurden in Kapitel 2.4.1.2 diskutiert. Als Nächstes stellt sich die Frage nach geeigneten Standorten der Wasserstofftankstellen in der Region Mainz.

Es sind drei mögliche Zugangsvarianten für Wasserstofftankstellen denkbar: öffentlich, halböffentlich sowie betrieblich. Die Wahl der Zugangsvariante ist abhängig von der Größe und der Zusammensetzung des Nutzerkreises.

Bei öffentlichen Tankstellen hat jeder Verkehrsteilnehmer Zugang und die Möglichkeit zu tanken, sofern die Anlage ein Tanken seines Fahrzeugs unterstützt. Hierbei gehört das Betriebsgelände zum öffentlichen Verkehrsraum und die Bestimmungen der Straßenverkehrsordnung müssen eingehalten werden. Weiterhin sind Betriebstankstellen für Wasserstoff denkbar und auch bereits im Einsatz, welche auf dem Betriebsgelände der Firma stehen und zur Betankung der eigenen Flotte sowie je nach Vereinbarung für die Betankung von Fahrzeugen von Partnerunternehmen genutzt werden. Eine solche Tankstelle existierte in Wiesbaden, welche von der ESWE Verkehrsgesellschaft betrieben wurde und ab dem dritten Quartal 2023 in Mainz auf dem Gelände des Wirtschaftsbetriebes Mainz betrieben werden soll (siehe Kapitel 2.2.3.1). Eine halböffentlich zugängliche Tankstelle steht auf dem Betriebsgelände einer Firma, zu dieser hat allerdings auch die Öffentlichkeit Zugang, ggf. nur unter bestimmten Voraussetzungen (z. B. nach vorheriger Anmeldung).

Das Konzept der halböffentlichen Wasserstofftankstelle bietet im Vergleich zu einer rein betrieblichen Tankstelle den Vorteil, dass ein größerer Nutzerkreis mit Wasserstoff versorgt werden kann. Dies bietet

finanzielle Vorteile für den Betreiber durch zusätzliche Einnahmen und sinkende Investitionskosten je abgegebenem kg Wasserstoff durch höhere Abnahmemengen. Gleichzeitig ist durch den Standort auf dem Werksgelände eine schnelle und unkomplizierte Betankung der Fahrzeuge der Betreiberfirma möglich. Halböffentliche Tankstellen bieten damit eine sinnvolle Ergänzung zu öffentlichen Tankstellen an Orten an, an welchen der Bedarf eines einzelnen oder einer Gruppe von Unternehmen mit Logistikaufwand überwiegt.

Für die Identifikation von Bereichen in der Region Mainz, welche sich für öffentliche oder halböffentliche Wasserstofftankstelleninfrastruktur und als kurz- und mittelfristige Unterstützung des Hochlaufs von Wasserstofftechnologie sowie langfristige Sicherung des Hochlaufs eignen, werden zunächst relevante Kriterien formuliert. Nicht betrachtet wird die genaue Identifikation geeigneter Grundstücke zur Errichtung einer Wasserstofftankstelle. Stattdessen wird allgemein analysiert, in welchen Gebieten eine neue H<sub>2</sub>-Tankstelle strategisch wertvoll ist. Für die konkrete Planung und Umsetzung des Infrastrukturaufbaus ist die Bewertung von Grundstücken nach technischen, sicherheitsrelevanten sowie rechtlichen Aspekten unabdingbar.

Mithilfe dieser Kriterien wird eine Bewertung vorgenommen, inwiefern sich die Gebiete in der Region Mainz für die Suche nach einem konkreten Grundstück zur Errichtung einer H<sub>2</sub>-Tankstelle eignen. Diese Bewertung erfolgt wie in der Bewertung der Erzeugungsstandorte in Kapitel 2.4.4.4: Jedes der Kriterien wird auf einer Skala von 1 (schlechte Bedingung) bis 3 (gute Bedingung) bewertet. Diejenigen Kriterien, welche eine reelle Ausprägung haben (z.B. Wasserstoffbedarf des Transportsektors in GWh/a), werden mit 1 bewertet, wenn der Wert um mindestens 25 % unter dem Durchschnitt liegt, und mit 3 bewertet, wenn der Wert um 25 % oder mehr über dem Durchschnitt liegt. Alle anderen Werte werden mit einer 2 bewertet. Diejenigen Kriterien, welche keine reelle Ausprägung haben, werden über drei mögliche Ausprägungen klassifiziert.

Auf Grundlage einer Betrachtung der gesamten Region und ihrer Anforderungen werden die folgenden Kriterien für die Wahl eines geeigneten Gebiets für die Errichtung einer H<sub>2</sub>-Tankstelle betrachtet:

- **Verkehrsaufkommen im Schwerverkehr:** Durch ein hohes Verkehrsaufkommen in der Nähe der H<sub>2</sub>-Tankstelle ist diese für eine große Anzahl potenzieller Kunden leicht erreichbar. In der Potenzialanalyse wurde mehr als 98 % des Bedarfs an Wasserstoff auf der Straße im Schwerverkehr identifiziert. Daher wird das Verkehrsaufkommen im Schwerverkehr als Standortkriterium analysiert. Außerdem bedeutet ein hohes Verkehrsaufkommen auch immer eine gute Verkehrsanbindung, über welche der Wasserstoff per Trailer angeliefert werden kann. Mögliche Ausprägungen werden anhand des maximalen Verkehrsaufkommens im Schwerverkehr in einem Gebiet berechnet.
- **Stakeholder aus der Mobilität:** Durch die Teilnahme an diesem Projekt haben die Stakeholder ein gewisses Interesse an der Verwendung von Wasserstoff in ihrem Unternehmen gezeigt. Teilweise sind dort bereits Wasserstofffahrzeuge im Einsatz bzw. es werden konkrete Pläne geprüft. Durch eine räumliche Nähe zu den Stakeholderstandorten kann die Betankung in den Betrieb integriert werden, wie es insbesondere im ÖPNV wichtig ist. Mögliche Ausprägungen werden anhand der Anzahl an Stakeholder aus der Mobilität in einem Gebiet berechnet.
- **Vorhandene Tankstellenstandorte:** Sicherheitsrelevante Aspekte müssen für den Betrieb einer Wasserstofftankstelle mitgedacht werden. Da auch herkömmliche Tankstellen hohe Sicherheitsanforderungen erfüllen müssen, eignen sich diese Standorte auch für

Wasserstofftankstellen. Mögliche Ausprägungen werden anhand der Anzahl Tankstellen in einem Gebiet berechnet.

- **H<sub>2</sub>-Bedarf in der Mobilität (Straße) 2030/2050:** Je größer der mittel- und langfristige Wasserstoffbedarf in der Mobilität auf der Straße, desto eher lohnt sich eine H<sub>2</sub>-Tankstelle in diesem Gebiet.
- **H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzial 2030/2050:** Je größer das lokale mittel- bis langfristige Wasserstofferzeugungspotenzial ist, desto eher kann die Tankstelle durch lokal erzeugten Wasserstoff versorgt werden.

Die finale Wertung ist die Summe der Bewertung der einzelnen Ausprägungen und kann damit zwischen 7 und 21 liegen. Während sich die meisten Kriterien in der Tankstellenstandortanalyse auf die vorhandene Infrastruktur beziehen, werden auch die mittel- und langfristigen Erzeugungs- und Bedarfspotenziale berücksichtigt. Daher wird je eine Bewertung für Zielbild 1 und Zielbild 2 vorgenommen.

Wie bei der Standortbewertung zur Wasserstofferzeugung könnte das Gas-Verteilnetz ein zusätzliches Bewertungskriterium darstellen. Durch bestehende Erdgaspipelines, die für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden können, können die Investitionen in neue Transportinfrastruktur zur Versorgung der Tankstellen reduziert werden. Da für die exakte Lokalisierung des regionalen Verteilnetzes keine öffentlichen Daten verfügbar sind, konnte dieses Kriterium nicht in die Bewertung mit aufgenommen werden. Ein solcher Anschluss würde sich auch nur dann lohnen, wenn in der Nähe große Abnehmer liegen und die Tankstelle einen hohen Bedarf an Wasserstoff hat.

Eine Wasserstofftankstelle benötigt einen Stromnetzanschluss im Nieder- bis Mittelspannungsbereich.<sup>372</sup> Da diese Standortbetrachtung lediglich auf Gebietsebene durchgeführt wird und ein solcher Anschluss in jedem Gebiet zur Verfügung steht, werden die stromnetzseitigen Anforderung stets erfüllt und daher nicht als Kriterium aufgenommen. Genauso wird der (Ab-)Wasseranschluss nicht berücksichtigt, da diese Anforderung in der Regel erfüllt ist.

### Zielbild 1

Tabelle 2-38 zeigt die Balanced Scorecard zur Standortbewertung für Wasserstofftankstellen im Zielbild 1. Die höchste Bewertung erreichen die Städte Mainz und Worms, gefolgt von Wiesbaden und je einem Gebiet in Bad-Kreuznach und Groß-Gerau. Die niedrigsten Bewertungen sind im Landkreis Mainz-Bingen zu beobachten. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass sich insbesondere größere Städte als Standorte für Wasserstofftankstellen eignen, da dort ein großes Verkehrsaufkommen, viele Fahrzeuge und damit einhergehend die größten Wasserstoffbedarfe des Mobilitätssektors auftreten. Entsprechend findet man dort auch aktuell die meisten konventionellen Tankstellen. Die Wasserstoffbedarfe im Mobilitätssektor der an die Zentren angrenzenden Regionen können während des Hochlaufes über die Tankstellen in den Zentren mitversorgt werden. Grundlegend sind mittelfristig die H<sub>2</sub>-Bedarfe des Mobilitätssektors in Regionen mit großem Verkehrsaufkommen durch Tankmöglichkeiten zu bedienen. In Regionen abseits der Zentren ist mittelfristig mit einer deutlich geringeren, allerdings notwendigerweise ausreichenden H<sub>2</sub>-Tankstellendichte zu rechnen.

---

<sup>372</sup> Neben dem Betankungsvorgang benötigt eine H<sub>2</sub>-Tankstelle Strom für z.B. Licht und den Service-Store, genau wie eine herkömmliche Tankstelle auch. Einer Analyse in (Heere, 2019) zufolge beispielsweise benötigt der Betankungsvorgang bei Wasserstofftankstellen mit Kaskadenbetrieb pro kg Wasserstoff zwischen 2,79 und 3,16 kWh, je nach Konfiguration von Kompressor und Kühlungsvorgang. Für eine Tankstelle der Größe M mit 400kg maximalem Durchsatz pro Tag, siehe Tabelle 2-30, sind das ungefähr zwischen 1.100 und 1.250 kWh Energiebedarf pro Tag für die Betankung.

Region	Verkehrsaufkommen im Schwerverkehr	Partnerunternehmen aus der Mobilität	vorhandene Tankstellenstandorte	H2-Bedarf Mobilität (Straße) 2030	H2-Bedarf Mobilität (Straße) 2050	H2-Erzeugungspotenzial 2030	H2-Erzeugungspotenzial 2050	Wertung
Mainz	3	3	3	3	3	3	3	21
Mainz-Bingen I	3	2	1	1	1	1	1	10
Mainz-Bingen II	3	2	2	1	1	1	2	12
Mainz-Bingen III	1	1	2	1	1	1	1	8
Mainz-Bingen IV	1	1	1	1	1	1	1	7
Bad Kreuznach I	1	1	1	1	1	1	2	8
Bad Kreuznach II	1	1	1	1	1	1	2	8
Bad Kreuznach III	1	1	1	1	2	1	1	8
Bad Kreuznach IV	3	1	3	2	3	1	3	16
Worms	3	3	3	2	3	3	2	19
Alzey-Worms I	2	1	2	1	1	1	3	11
Alzey-Worms II	3	1	1	1	1	1	3	11
Alzey-Worms III	1	1	1	1	1	1	1	7
Alzey-Worms IV	3	1	2	1	1	1	2	11
Wiesbaden	3	3	3	3	3	1	2	18
Groß-Gerau I	3	1	3	2	3	1	3	16
Groß-Gerau II	3	1	3	1	3	1	1	13
Groß-Gerau III	1	1	1	1	1	1	1	7
Groß-Gerau IV	3	1	1	1	1	1	1	9
Industriepark Frankfurt Höchst	1	2	1	1	1	3	3	12

Tabelle 2-38 Bewertung der Gebiete für H<sub>2</sub>-Tankstellen in Zielbild 1. Quelle: Eigene Darstellung.

## Zielbild 2

Tabelle 2-39 zeigt die Balanced Scorecard zur Standortbewertung für Wasserstofftankstellen im Zielbild 2. Es ergibt sich grundlegend ein ähnliches Bild wie in Zielbild 1. Die höchsten Bewertungen erreichen auch hier die Städte Mainz, Worms und Wiesbaden, während die niedrigsten Bewertungen im Landkreis Mainz-Bingen zu beobachten sind. Äquivalent zu Zielbild 1 stellen die Ergebnisse Wasserstofftankstellen in den Zentren an den Orten mit der größten Wasserstoffnachfrage als vorteilhaft dar.

Region	Verkehrsaufkommen im Schwerverkehr	Partnerunternehmen aus der Mobilität	vorhandene Tankstellenstandorte	H2-Bedarf Mobilität (Straße) 2030	H2-Bedarf Mobilität (Straße) 2050	H2-Erzeugungspotenzial 2030	H2-Erzeugungspotenzial 2050	Wertung
Mainz	3	3	3	3	3	3	3	21
Mainz-Bingen I	3	2	1	1	1	1	1	10
Mainz-Bingen II	3	2	2	1	1	1	2	12
Mainz-Bingen III	1	1	2	1	1	1	1	8
Mainz-Bingen IV	1	1	1	1	1	1	1	7
Bad Kreuznach I	1	1	1	1	1	1	2	8
Bad Kreuznach II	1	1	1	1	1	1	2	8
Bad Kreuznach III	1	1	1	1	2	1	1	8
Bad Kreuznach IV	3	1	3	3	3	1	3	17
Worms	3	3	3	2	3	3	3	20
Alzey-Worms I	2	1	2	1	1	1	3	11
Alzey-Worms II	3	1	1	1	1	1	3	11
Alzey-Worms III	1	1	1	1	1	1	1	7
Alzey-Worms IV	3	1	2	1	1	1	1	10
Wiesbaden	3	3	3	3	3	1	2	18
Groß-Gerau I	3	1	3	2	2	1	3	15
Groß-Gerau II	3	1	3	1	1	1	1	11
Groß-Gerau III	1	1	1	1	1	1	1	7
Groß-Gerau IV	3	1	1	3	3	1	1	13
Industriepark Frankfurt Höchst	1	2	1	1	1	3	3	12

Tabelle 2-39 Bewertung der Gebiete für H<sub>2</sub>-Tankstellen in Zielbild 2. Quelle: Eigene Darstellung.

## Auswertung

Bei der Planung der Tankstellenstandorte ist zu berücksichtigen, dass die Standortkonzepte für Zielbild 1 und Zielbild 2 aufeinander aufbauend sind. Ähnlich wie bei der Bewertung der Erzeugungsstandorte in Kapitel 2.4.4.4 liegt in Zielbild 1 der Fokus auf no-regret Projekten, welche vollständig in Zielbild 2 genutzt werden können. Die bereits errichtete Tankstelleninfrastruktur soll in Zielbild 2 vollständig genutzt und bei Bedarf ausgebaut und um zusätzliche Standorte erweitert werden können.

Die Ergebnisse der Balanced Scorecard für (halb)öffentliche Tankstellenstandorte werden geografisch auf der H<sub>2</sub>-Landkarte visualisiert. Hierfür werden die Gebiete je nachdem, ob ihr Potenzial als niedrig (Score kleiner 11), als mittel (Score zwischen 11 und 15) oder als hoch (Score zwischen 16 und 21) eingestuft wird, in den Farben rot, gelb oder grün eingefärbt. Das Ergebnis der Darstellung findet sich in Abbildung 2-78 für Zielbild 1 und in Abbildung 2-79 für Zielbild 2.



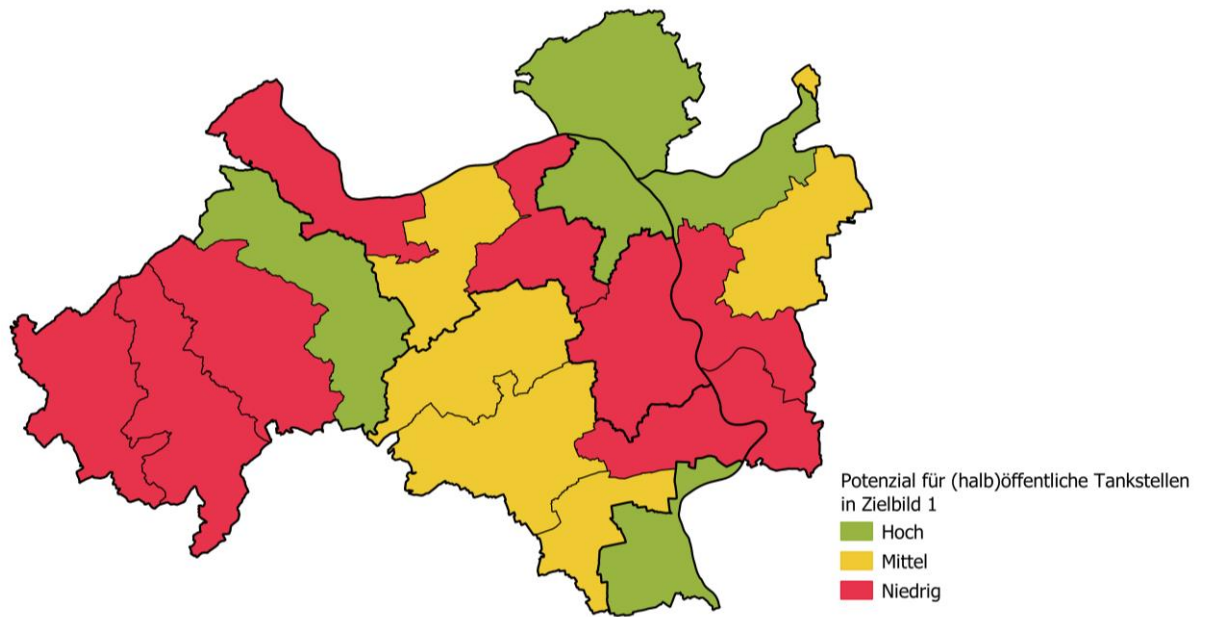


Abbildung 2-78 Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für (halb-) öffentliche Tankstellen in Zielbild 1. Eigene Darstellung in QGIS.

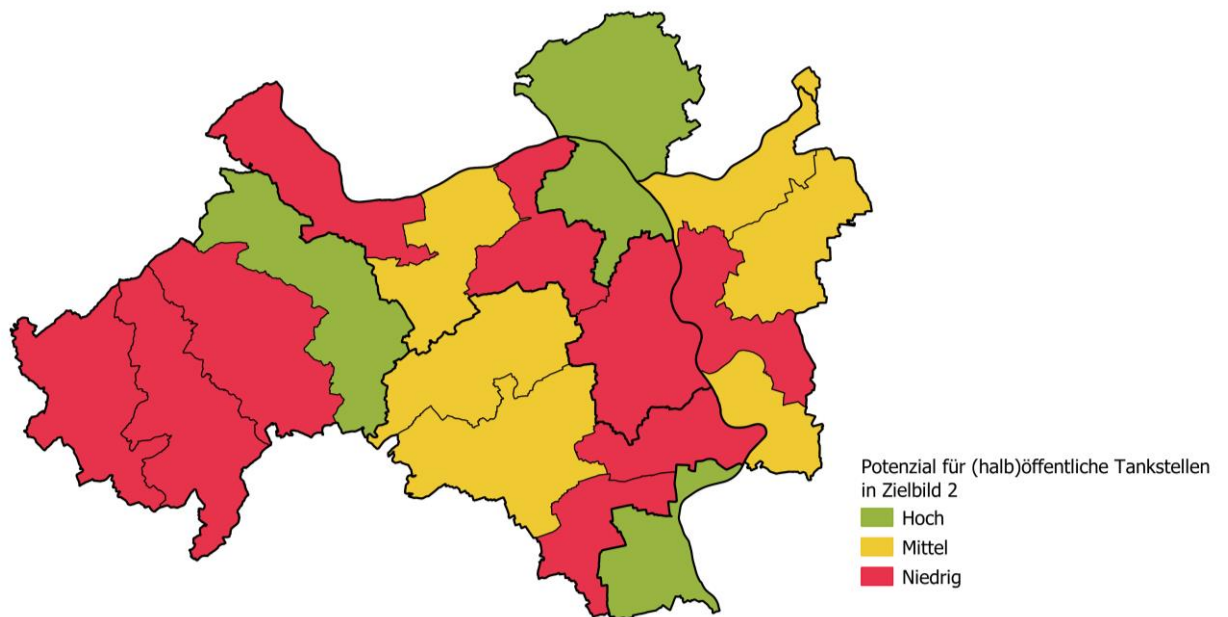


Abbildung 2-79 Visualisierung der Bewertung der Landkreise nach hohem, mittlerem und niedrigem Potenzial für (halb-) öffentliche Tankstellen in Zielbild 2. Eigene Darstellung in QGIS.

Die Ergebnisse der Balanced Scorecard müssen im Zusammenhang mit den Hauptverkehrsachsen und dem dortigen Schwerverkehrsaufkommen gesehen werden. Die Potenzialanalyse weist den Wasserstoffbedarf den Landkreisen im Schwerverkehr anhand der Betriebsstandorte zu. Da für öffentliche Tankstellen eine verkehrliche Abhängigkeit der Nachfrage besteht, sind Tankstellenstandorte an den Hauptverkehrsachsen denkbar. An diesen könnten sich insbesondere Logistikunternehmen aus der Region Mainz mit Wasserstoff versorgen. Aus diesem Grund stellt Abbildung 2-80 die Ergebnisse der Balanced Scorecard für Zielbild 1 zusammen mit dem Schwerverkehrsaufkommen und den bisher bestehenden herkömmlichen Tankstellen sowie Wasserstofftankstellen dar. Die entsprechenden Layer der H<sub>2</sub>-Landkarte sind in Kapitel 2.2 beschreiben.

Darauf aufbauend sind Cluster eingezeichnet, in denen Wasserstofftankstellen in Zielbild 1 und 2 sinnvoll sein könnten.

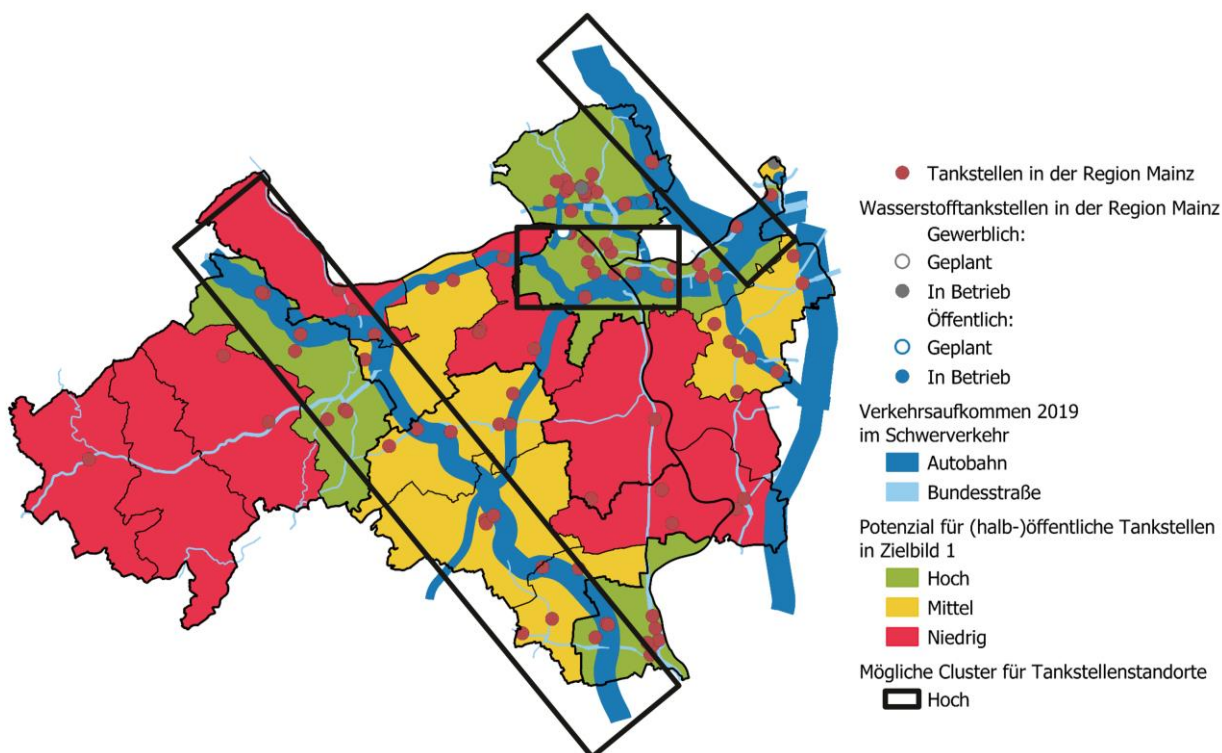


Abbildung 2-80 Mögliche Cluster für Tankstellenstandorte basierend auf der Balanced Scorecard und des Schwerverkehrsaufkommens 2019. Quelle: Eigene Darstellung in QGIS, Verkehrsaufkommen basiert auf den BAST-Verkehrszählungen, Tankstellen © Tankerkönig. Gesamtheitliche Betrachtung der Distributionskonzepte

In diesem Kapitel wird für die beiden Zielbilder das jeweils diskutierte Distributionskonzept abschließend betrachtet. Dazu werden zum einen die maßgeblichen Erkenntnisse aufgegriffen und resümiert und zum anderen das jeweilige Konzept hinsichtlich der Anforderungen an die in Kapitel 2.4.4 identifizierten Dimensionen Versorgungs- und Zukunftssicherheit/Skalierbarkeit, Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und Bedarfsdeckung bewertet.

Aufgrund des Ansatzes, dass die Erzeugungs-, Speicher- und Verteilinfrastruktur in Zielbild 2 auf der aus Zielbild 1 aufbaut, sind die abschließenden Betrachtungen der beiden Zielbilder in vielen Punkten ähnlich. Daher wird in Kapitel 2.4.4.10 ein Vergleich der Distributionskonzepte angestellt.

#### 2.4.4.8 Zielbild 1

Zielbild 1 beschreibt eine geschlossene Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz. Dazu wird die Wasserstoffnachfrage aus dem Basis-Szenario und das Wasserstofferzeugungspotenzial aus dem Ambitionierten Szenario berücksichtigt. Das auf diesen Annahmen basierende Distributionskonzept lässt sich durch folgende Kernaussagen zusammenfassen:

- Die Wasserstofferzeugung findet bevorzugt zentral an den Orten mit großer, konzentrierter Nachfrage statt (z.B. Mainz, Wiesbaden oder Worms). Neben Importen kann die Wasserstoffnachfrage in abgelegeneren Gebieten auch durch dezentrale Erzeugung in der Größenordnung des Eigenbedarfes gedeckt werden.
- Betreiber: Zentrale Anlagen werden bevorzugt durch Energieversorgungsunternehmen oder Akteure aus der Industriegasbranche betrieben. Kleinere Anlagen zur dezentralen

Wasserstofferzeugung können von unterschiedlichen Akteuren, wie z.B. Betreibern von EE- Erzeugungsanlagen oder lokalen Industrieunternehmen, betrieben werden.

- Ebenso wie für die Wasserstofferzeugung bieten sich auch für Tankstellenstandorte insbesondere Zentren mit hohem Verkehrsaufkommen und großer Wasserstoffnachfrage im Mobilitätsbereich an. Um die gesamte Wasserstoffnachfrage bedienen zu können, sind die Tankstellen so zu lokalisieren, dass die gesamte Region abgedeckt ist, wobei die höchste Tankstellendichte in den Zentren vorzusehen ist. H<sub>2</sub>-Tankstellen können öffentlich, halböffentlich oder privat betrieben werden, wobei (halb)öffentliche Standorte zur Versorgung eines größeren Nutzerkreises und zur erhöhten regionalen Abdeckung zu bevorzugen sind.
- Innerhalb der Zentren können die großen Verbraucher per Pipeline direkt von den zentralen Erzeugungsanlagen aus versorgt werden. Kleinere Abnehmer sowie Regionen abseits der Zentren ohne eigene Erzeugung werden per Trailer versorgt.
- Die Distribution verläuft grundlegend von den Zentren weg. Lokale Überproduktion findet daher ausschließlich in den Zentren statt. Dies ist insbesondere für die Modularität von Zielbild 1 und Zielbild 2 entscheidend.
- Da die Mainzer Wasserstoffwirtschaft in Zielbild 1 regional fokussiert ist, sind die Speicher so zu dimensionieren, dass die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt durch in der Region erzeugten Wasserstoff bedient werden kann. Die notwendigen Speicher sollten in unmittelbarer Nähe zu den Erzeugungsanlagen stehen.

Das Distributionskonzept erfüllt die in Kapitel 2.4.4 identifizierten Dimensionen wie folgt:

- **Versorgungssicherheit:** Die grundlegende Sicherheit der Versorgung wird durch die Dimensionierung der Speicher an den Elektrolysestandorten und damit eine kontinuierliche bzw. bedarfsorientierte Distribution gewährleistet. Zusätzliche Speicher auf Seite der Verbraucher erhöhen durch Redundanz die Versorgungssicherheit.
- **Zukunftssicherheit/Skalierbarkeit:** Die Distribution wird so gestaltet, dass sie hinsichtlich steigender Nachfragen, Erzeugungsmöglichkeiten sowie Importen ausgelegt ist. Die lokalen Startnetzwerke für Wasserstoffpipelines sind leistungsstark genug, um auch die gesteigerten Nachfragen und Importbedarfe in Zielbild 2 bewältigen zu können. Die Erzeugungsanlagen und Abfüllstationen für Trailer sind modular erweiterbar. Zusätzliche Distributionsstandorte können aufgebaut werden, ohne, dass die bereits bestehende Infrastruktur obsolet wird.
- **Wirtschaftlichkeit:** Das abgeschlossene System sorgt für eine Autarkie in der Wasserstoffwirtschaft, wodurch eine erhöhte Preissicherheit gewährleistet wird. Es ist möglich, dass die Gestehungskosten für den lokal erzeugten Wasserstoff die potenziellen Importkosten übersteigen. In Form von Beispielen wurden unterschiedliche Arten der Wasserstoffverteilung hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen, wobei insbesondere der Stromleitungsneubau sowie die Umrüstung von Gaspipelines wirtschaftlich erscheinen. Diese Bewertungen wurden in das Distributionskonzept integriert.
- **Flexibilität:** Kurzfristige Bedarfssteigerungen können durch zeitlich befristete Anhebung des Lastpunkts der Elektrolyse bedient werden. Die Speicher sind größer auszulegen als minimal notwendig, um bei unerwartet geringerer Nachfrage als auch bei unerwarteten Erzeugungsausfällen ein- bzw. ausspeichern zu können.
- **Bedarfsdeckung:** Aufgrund des geschlossenen Systems und dem begrenzten Erzeugungspotenzial kann nicht der gesamte Wasserstoffbedarf gedeckt werden. Daher ist eine Priorisierung bzw. Angleichung der Hochläufe von Erzeugung und Bedarf notwendig.

#### 2.4.4.9 Zielbild 2

In Zielbild 2 ist die Mainzer Wasserstoffwirtschaft nur bis zum Jahr 2030 geschlossen. Ab dann besteht die Möglichkeit des überregionalen Importes von Wasserstoff. Um dies abzubilden, wird die Wasserstoffnachfrage aus dem Ambitionierten Szenario mit dem Wasserstoffherzeugungspotenzial aus dem Basis-Szenario berücksichtigt. Ab 2030 wird die Lücke zwischen Bedarf und Erzeugung durch Import bedient. Das auf diesen Annahmen basierende Distributionskonzept lässt sich durch folgende Kernaussagen zusammenfassen:

- Die Wasserstoffherzeugung findet bevorzugt zentral an den Orten mit großer, konzentrierter Nachfrage statt (z.B. Mainz, Wiesbaden oder Worms). Neben Importen kann die Wasserstoffnachfrage in abgelegeneren Gebieten auch durch dezentrale Erzeugung in der Größenordnung des Eigenbedarfes gedeckt werden.
- Betreiber: Zentrale Anlagen werden bevorzugt durch Energieversorgungsunternehmen oder Akteure aus der Industriegasbranche betrieben. Kleinere Anlagen zur dezentralen Wasserstoffherzeugung können von unterschiedlichen Akteuren, wie z.B. Betreibern von EE-Erzeugungsanlagen oder lokalen Industrieunternehmen, betrieben werden.
- Ebenso wie für die Wasserstoffherzeugung bieten sich auch für Tankstellenstandorte insbesondere Zentren mit hohem Verkehrsaufkommen und großer Wasserstoffnachfrage im Mobilitätsbereich an. Um die gesamte Wasserstoffnachfrage bedienen zu können, sind die Tankstellen so zu lokalisieren, dass die gesamte Region abgedeckt ist, wobei die höchste Tankstellendichte in den Zentren vorzusehen ist. H<sub>2</sub>-Tankstellen können öffentlich, halböffentlich oder privat betrieben werden, wobei (halb-) öffentliche Standorte zur Versorgung eines größeren Nutzerkreises und zur erhöhten regionalen Abdeckung zu bevorzugen sind.
- Innerhalb der Zentren können die großen Verbraucher per Pipeline direkt von den zentralen Erzeugungsanlagen aus versorgt werden. Kleinere Abnehmer sowie Regionen abseits der Zentren ohne eigene Erzeugung werden zunächst per Trailer versorgt, mittelfristig ist mit einem erheblichen Ausbau des Wasserstoffnetzes zu rechnen, weshalb mit der Zeit immer mehr Regionen und Abnehmer per Pipeline versorgt werden können.
- Die Distribution verläuft grundlegend von den Zentren weg. Aufgrund der hohen Bedarfe wird mittelfristig keine Region mehr ihren Wasserstoffbedarf durch die lokalen Erzeugungspotenzial bedienen können. Daher sind große Mengen Wasserstoff in die Region Mainz zu importieren und das Pipelinennetz gegenüber Zielbild 1 erheblich auszubauen.
- Da die Mainzer Wasserstoffwirtschaft in Zielbild 2 in überregionale Wasserstoffinfrastrukturen eingebettet wird, sind die Speicher nur mittelfristig bis zum Anschluss an eine überregionale Pipeline so zu dimensionieren, dass die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt durch in der Region erzeugten Wasserstoff bedient werden kann. Die notwendigen Speicher sollten in unmittelbarer Nähe zu den Erzeugungsanlagen stehen. Es ist davon auszugehen, dass große Speicher am H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetz Erzeugung und Angebot voneinander entkoppeln, sodass Wasserstoff bedarfsorientiert importiert werden kann. Somit steigen die Speicherbedarfe in der Region Mainz gegenüber dem Zielbild 1 nicht an.

Das Distributionskonzept erfüllt die in Kapitel 2.4.4 identifizierten Dimensionen wie folgt:

- **Versorgungssicherheit:** Die grundlegende Sicherheit der Versorgung wird bis zur Möglichkeit überregionaler Importe durch die Dimensionierung der Speicher an den Elektrolysestandorten und damit eine kontinuierliche bzw. bedarfsorientierte Distribution gewährleistet. Zusätzliche Speicher auf Seite der Verbraucher erhöhen durch Redundanz die

Versorgungssicherheit. Die bedarfsorientierte überregionale Importmöglichkeit erhöht die Versorgungssicherheit darüber hinaus.

- **Zukunftssicherheit/Skalierbarkeit:** Die Distributionsinfrastruktur basiert auf der aus Zielbild 1, welche bereits skalierbar gestaltet ist. Der Import von Wasserstoff in die Region und die Verteilung von den Zentren weg ist durch gezielte Erweiterung der Transportwege zu bewältigen. Die Erzeugungsanlagen und Abfüllstationen für Trailer sind modular erweiterbar. Zusätzliche Distributionsstandorte können aufgebaut werden, ohne, dass die bereits bestehende Infrastruktur obsolet wird.
- **Wirtschaftlichkeit:** Der Zugang zum Termin- und Spotmarkt ermöglicht den strategischen Wasserstoffeinkauf und garantiert gegenüber Akteuren im gleichen Marktgebiet konkurrenzfähige Preise. In Form von Beispielen wurden unterschiedliche Arten der Wasserstoffverteilung hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen, wobei insbesondere der Stromleitungsneubau sowie die Umrüstung von Gaspipelines wirtschaftlich erscheinen. Diese Bewertungen wurden in das Distributionskonzept integriert.
- **Flexibilität:** Kurzfristige Bedarfssteigerungen können durch zeitlich befristete Anhebung des Lastpunkts der Elektrolyse bedient werden. Die Speicher sind größer auszulegen als minimal notwendig, um bei unerwartet geringerer Nachfrage als auch bei unerwarteten Erzeugungsausfällen ein- bzw. ausspeichern zu können. Die größte Flexibilität stellt die regionale Importmöglichkeit inklusive Zugang zum Spotmarkt dar.
- **Bedarfsdeckung:** Bis zur Möglichkeit des überregionalen Wasserstoffimportes ist das System geschlossen und eine Priorisierung der Bedarfe ist notwendig. Mit Anschluss an das überregionale Pipelinenetz kann die gesamte Wasserstoffnachfrage bedient werden.

#### 2.4.4.10 Vergleich des Distributionskonzepts für die beiden Zielbilder

Die Kernaussagen des entwickelten Distributionskonzepts der beiden Zielbilder ähneln sich in vielen Punkten. Zur Visualisierung der Unterschiede zwischen den Konzepten findet sich in Tabelle 2-40 eine vergleichende Übersicht.

Durch den Ansatz, die Erzeugungs-, Speicher- und Verteilinfrastruktur von Zielbild 2 überwiegend auf derjenigen aus Zielbild 1 aufzubauen, ist ein flexibles, modulares Konzept entstanden. Der Aufbau der Infrastruktur von Zielbild 1 kann damit überwiegend als „no regret Maßnahme“ bezeichnet werden, da diese auch für Zielbild 2 benötigt wird.

	Zielbild 1	Zielbild 2
<b>Standorte der H<sub>2</sub>-Erzeugung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hauptsächlich in den Zentren der Nachfrage</li> <li>• Ergänzende dezentrale Erzeugung in der Größenordnung des regionalen Eigenbedarfes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie in Zielbild 1</li> <li>• Aufbau insb. kurz- und mittelfristig zur Bedarfsdeckung notwendig</li> </ul>
<b>Betreiber der H<sub>2</sub>-Erzeugung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zentrale Anlagen: bevorzugt Energieversorgungsunternehmen / Akteure aus der Industriegasbranche</li> <li>• Kleinere Anlagen zur dezentralen Wasserstofferzeugung: unterschiedliche Akteure möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie in Zielbild 1</li> </ul>
<b>H<sub>2</sub>-Tankstellen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Standorte: insb. Zentren mit hohem Verkehrsaufkommen &amp; großer H<sub>2</sub>-Nachfrage im Mobilitätsbereich</li> <li>• Abdeckung der gesamten Region mit höchster Tankstellendichte in den Zentren</li> <li>• Betrieb öffentlich, halböffentlich oder privat möglich, wobei (halb)öffentlich zu bevorzugen ist</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie in Zielbild 1</li> <li>• Allgemein höhere Tankstellendichte gegenüber Zielbild 1 aufgrund des erhöhten Bedarfes im Mobilitäts- und Logistiksektor</li> </ul>
<b>Versorgung der Verbraucher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versorgung großer Verbraucher in den Zentren per Pipeline von den zentralen Erzeugungsanlagen aus</li> <li>• Versorgung kleinere Abnehmer und von Regionen abseits der Zentren per Trailer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie in Zielbild 1</li> <li>• Mittelfristig verstärkte Versorgung von Regionen und Abnehmern per Pipeline</li> </ul>
<b>Distribution</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Distribution verläuft weg von den Zentren</li> <li>• Lokale Überproduktion ausschließlich in den Zentren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Distribution verläuft weg von den Zentren</li> <li>• Mittel- bis langfristig Import großer Mengen Wasserstoff in die Region Mainz</li> <li>• Erheblicher Ausbau des Pipelinenetzes gegenüber Zielbild 1</li> </ul>
<b>Speicherung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dimensionierung der Speicher zur Nachfragedeckung durch in der Region erzeugten Wasserstoff zu jedem Zeitpunkt</li> <li>• Standort in unmittelbarer Nähe zu den Erzeugungsanlagen</li> <li>• Zusätzliche redundante Speicher bei Wasserstoffabnehmern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bis Anschluss an überregionale Pipelines wie in Zielbild 1</li> <li>• Große Speicher am H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetz</li> </ul>

Tabelle 2-40 Vergleich des Distributionskonzepts für die beiden Zielbilder Quelle: Eigene Darstellung.

## 2.5 Darstellung der Versorgungssicherheit und Redundanzen

### 2.5.1 Systemgrenzen

Basierend auf der Potentialanalyse für Wasserstoffherzeugung und -verbrauch in Kapitel 2.1 und den daraus entwickelten Zielbildern in Kapitel 2.3 wurde in Kapitel 2.4 ein Distributionskonzept für Wasserstoff in der Region Mainz entwickelt. Als nächster Schritt ist eine klare Definition der Systemgrenzen nötig, um ein realistisches Bild der potenziellen Vorteile und Herausforderungen des Wasserstoffkonzepts zu erhalten. Im folgenden Abschnitt werden deshalb die Leistungsgrenzen des Gesamtsystems auf Grundlage der Begrenzungsparameter erläutert. Die Systemgrenzen des Wasserstoffkonzepts definieren den Umfang und die Reichweite des betrachteten Systems. Sie legen fest, welche Prozesse und Aktivitäten innerhalb des Systems berücksichtigt und welche außerhalb des Systems liegen und deshalb nicht betrachtet wurden.

#### 2.5.1.1 Geographische & zeitliche Grenzen

Das Wasserstoffkonzept fokussiert sich räumlich auf die HyExperts Region Mainz mit der Landeshauptstadt Mainz als Kerngebiet. Zusätzlich betrachtet wird Rheinhessen mit den Landkreisen Mainz-Bingen, Alzey-Worms und der Stadt Worms, die hessischen Landkreise Bad Kreuznach und Groß-Gerau, sowie die Stadt Wiesbaden und der Standort Frankfurt-Höchst.

Der Wasserstoffimport aus anderen Regionen wurde als Möglichkeit in Betracht gezogen, wobei alle Importwege (per Pipeline, Trailer, Güterzug oder Wasserstofftanker) denkbar sind.

Der Zeitraum von heute bis zum Jahr 2050 mit den Stützjahren 2025, 2030, 2035, 2050 (und an einigen Stellen 2040, 2045) wurde für das Projekt betrachtet.

#### 2.5.1.2 Technische, wirtschaftliche und organisatorische Systemgrenzparameter

Alle Bereiche der Wasserstoffwertschöpfungskette wurden innerhalb der geographischen Grenzen betrachtet. Dazu gehört die Wasserstoffherzeugung, die Speicherung und Distribution von Wasserstoff, sowie der Wasserstoffverbrauch.

Die Potenzialanalyse der Wasserstoffherzeugung berücksichtigt die geplante Erzeugung ausgewählter Stakeholder<sup>373</sup>. Zusätzlich wurden für die EE-Erzeugung theoretisch verfügbare Flächen und repräsentative Wetterjahre betrachtet, um weitere realisierbare Erzeugungspotenziale zu ermitteln. Dabei wurden alle aktuell betriebenen und geplanten Wasserstoffherzeugungstechnologien einbezogen. Langfristig wird davon ausgegangen, dass alle betrachteten Erzeuger von den bisher genutzten Wasserstoffherzeugungsanlagen komplett auf Elektrolyse umstellen. Zudem wird die Annahme getroffen, dass die Elektrolyseanlagen mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern betrieben werden. Außerdem wird angenommen, dass alle Erzeuger die zukünftigen Qualitätsstandards für Wasserstoff erfüllen. Erwartete technische Fortschritte der Elektrolyse<sup>374</sup> sowie das erwartete Ausmaß der Nutzungskonkurrenz zwischen Elektrizität und Wasserstoff<sup>375</sup> wurden in der Potenzialanalyse berücksichtigt. Die Erzeugung aus Überschussstrom wurde nicht betrachtet.

---

<sup>373</sup> Die Stakeholder sind im vertraulichen Anhang genannt.

<sup>374</sup> Zukünftige Änderungen des Wirkungsgrades durch deutlich schnellere oder langsamere Fortschritte in der Entwicklung könnten damit für die tatsächlichen Wasserstoffherzeugungshochläufe von Bedeutung sein.

<sup>375</sup> Da eine Nutzungskonkurrenz des erzeugten EE-Stroms mit der Elektrifizierung besteht, sind die zusätzlich realisierbaren EE-Kapazitäten nicht komplett für den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft verfügbar. Stattdessen ist davon auszugehen, dass ein Großteil, der noch zu bauenden Anlagen für die Dekarbonisierung des Stromsektors bzw. die direkte Elektrifizierung von Endanwendungen benötigt wird.

Eine ähnliche Vorgehensweise fand für die Potenzialanalyse der Wasserstoffbedarfe Anwendung. Neben der Befragung ausgewählter Stakeholder<sup>376</sup> wurden die zusätzlichen Bedarfe basierend auf statistischen Daten wie Beschäftigtenzahlen, Betriebsdaten und industriellen Energiebedarfen, sowie Studiendaten zu Entwicklungspfaden des Wasserstoffhochlaufs der verschiedenen Verbrauchsgruppen geschätzt. Die technischen Parameter der Verbrauchsanlagen wurden nicht berücksichtigt.

Transportverluste beim Wasserstofftransport per Pipeline oder Trailer wurden im Rahmen des Distributionskonzeptes berücksichtigt. Eine Deckung des Importbedarfs wurde durch Fernleitungskapazitäten und mögliche verfügbare Importmengen geschätzt. Dabei wurde angenommen, dass der Region Mainz ein Anteil am gesamtdeutschen Wasserstoffimport zukommt, der vergleichbar zum aktuellen Anteil des Gasverbrauches der Region Mainz ist. Wasserstoff-Derivate wurden im Rahmen des Distributionskonzeptes nicht explizit betrachtet.

Neben den bereits genannten Systemgrenzparametern ist das Wasserstoffkonzept von einer Vielzahl von weiteren **externen Faktoren** abhängig, die die Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Konzepts beeinflussen. Diese sind in Abschnitt 2.3.2 ausführlich dargestellt und im Folgenden kurz zusammengefasst.

Das Wasserstoffkonzept ist von verschiedenen **wirtschaftlichen Faktoren** abhängig. Als externer Faktor wird dabei die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien angenommen. Relevant sind dabei die Kosten von lokal erzeugtem bzw. importiertem grünem Wasserstoff, grünem Strom aus erneuerbaren Quellen, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sowie die Umstellungskosten der Prozesse. Die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff ist unter anderem sowohl von technischen Entwicklungen als auch den Leitlinien zur Definition von grünem Wasserstoff abhängig und unterliegt dadurch einer hohen Unsicherheit (für Informationen zur Entwicklung des rechtlichen Rahmens der Wasserstoffwirtschaft siehe Kapitel 2.6.2.2).

Zusätzlich dazu spielen **politische und infrastrukturelle Abhängigkeiten** eine entscheidende Rolle. Wasserstoffherstellungsprojekte können für ihre wirtschaftliche Umsetzung von starker Unterstützung durch lokale Politik und Verwaltung abhängig sein, so zum Beispiel zur Genehmigung von Flächen für Strom- oder Elektrolysekapazitäten. Eng verbunden damit sind Abhängigkeiten von überregionalen Infrastrukturentwicklungen. Diese können von der (nationalen) Politik unterstützt werden – so zum Beispiel die Entwicklung eines überregionalen Wasserstoffnetzes, die Sicherung von Importquellen, sowie der Aufbau von Speicherkapazitäten.

Außerdem spielen die **rechtlichen Rahmenbedingungen** eine große Rolle für das Wasserstoffkonzept. Die Entwicklung und Implementierung von Wasserstofftechnologien erfordert umfassende Einhaltung von Regelungsregimen aus unterschiedlichen Gesetzen des Genehmigungsrechts, des Gefahrstoffrechts und der Energieregulierung. Eine genauere Betrachtung der rechtlichen Aspekte erfolgt in Kapitel 2.6.2.

### 2.5.2 Versorgungssicherheit

Die Sicherstellung einer stabilen und nachhaltigen Wasserstoffversorgung ist von entscheidender Bedeutung für die erfolgreiche Umsetzung eines Wasserstoffkonzeptes. Wichtige Aspekte rund um das Thema Versorgungssicherheit werden deshalb im folgenden Abschnitt beleuchtet. Dazu gehören die sektorspezifischen Anliegen von befragten Stakeholdern, die Ergebnisse einer Risikoanalyse für das bisher entwickelte Wasserstoffkonzept, sowie eine Übersicht zu den benötigten Wasserstoffspeicherkapazitäten zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

---

<sup>376</sup> Die Stakeholder sind im vertraulichen Anhang genannt.



### 2.5.2.1 Strategiedialoge

Strategiedialoge mit ausgewählten Stakeholdern<sup>377</sup> aus dem Sektor Verkehr, Wärme und Industrie & Erzeugung ermöglichten den Austausch zwischen den Mitgliedern der Arbeitsgruppen und zentralen Multiplikatoren aus dem Projektkonsortium zum aktuellen Projektstand. Im Rahmen der Strategiedialoge konnte die Akzeptanz des bisher entwickelten Wasserstoffkonzeptes sichergestellt werden. Zudem bestand die Möglichkeit, Fragen und Vorschläge mit dem Fokus auf Versorgungssicherheit, Infrastruktur und Ausbauplan zu diskutieren.

Die Strategiedialoge sind wie folgt abgelaufen: Die wichtigsten Informationen wurden vorab als Handout zur Verfügung gestellt. Im Strategiedialog selbst wurden die bisherigen Ergebnisse des Projektes mit dem Fokus auf den jeweiligen Sektor präsentiert und ein Ausblick auf die Planung nächster Schritte gegeben. Im Anschluss konnten Fragen und Vorschläge diskutiert werden. Eine Zusammenfassung der Gesprächsmitschrift wurde im Nachgang als Dokumentation zur Verfügung gestellt.

Die Kernerkenntnisse der Strategiedialoge wurden bei den Inhalten der Kapitel 2.5, 2.6 und 2.6 berücksichtigt und sind im Folgenden zusammengefasst.

#### 2.5.2.1.1 Strategiedialog Verkehr

Die Stakeholder im Verkehrssektor zeigen eine hohe Bereitschaft zur Investition in die Wasserstoffmobilität, trotz des technologischen Vorsprungs der Elektromobilität und der potenziellen Anlaufschwierigkeiten bei der Umstellung auf H<sub>2</sub>-Technologien.

In der Region Mainz wird langfristig eine Mischung aus E- und H<sub>2</sub>-Mobilität als realistische Zukunft für den ÖPNV angesehen. Zurzeit ist eine Aufstockung der H<sub>2</sub>-Busse geplant, wobei der Schienenverkehr erstmal nicht auf Wasserstoff umgestellt werden soll. Außerdem wird angestrebt, den Straßengüterfernverkehr mit den regionalen Wasserstofftankstellen zu bedienen.

Essenziell für das Wasserstoffkonzept im Verkehrssektor sind der Ausbau der Tankstelleninfrastruktur, sowie die Präsenz redundanter Wasserstoffquellen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Zu den Herausforderungen im Verkehrssektor zählen Kosten, Verfügbarkeit, Performance und Platzbedarf der Wasserstofffahrzeuge. Zudem limitiert der derzeitige hohe Wasserstoffpreis die Rentabilität der Nutzung von Wasserstofffahrzeugen, weshalb insbesondere im Logistiksektor eine Umstellung auf Wasserstoffmobilität zunächst zögerlich wahrgenommen wird. Allerdings wird durch den Ausbau von EE-Strom eine langfristige Reduktion des Wasserstoffpreises erwartet.

#### 2.5.2.1.2 Strategiedialog Wärme

In der Region Mainz wäre eine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bereits möglich. Durch eine geringe Anpassung der Brenner kann das Erdgas-Wasserstoffgemisch als Energiequelle genutzt werden. Allerdings wird zur Nutzung größerer Wasserstoffmengen im Wärmesektor der Ausbau der Wasserstoff-Backbone-Infrastruktur erwünscht.

Neben der Versorgung mit größeren Wasserstoffmengen, sehen die Stakeholder weitere Herausforderungen im Ausbau der Wasserstoffnutzung im Wärmesektor. Beispielsweise stellt besonders im innerstädtischen Bereich der Platzbedarf für die Technologien (beispielsweise für den Ausbau von PV, Wärmepumpen, Ladesäulen oder H<sub>2</sub>-Speicher) einen limitierenden Faktor dar. Zudem können die Immobilien nur schwer mit den kurzen Entwicklungszyklen der Technologie mithalten. Eine zentralisierte Energieerzeugung, beispielsweise in Quartieren, wäre hier von Interesse, da es die

---

<sup>377</sup> Die teilnehmenden Stakeholder sind im vertraulichen Anhang angegeben.

Reaktion auf schnell wechselnde Technologieanforderungen ermöglicht. Zudem wäre es aus Sicht der Projektentwicklung in der Immobilienwirtschaft sinnvoll, Wärme- und Stromversorgung von der Immobilie selbst zu trennen. Auf diese Weise werden technologische Risiken verringert, indem größere Transformationen unabhängig vom Gebäude vorgenommen werden können.

Um eine zuverlässige Versorgung zu gewährleisten, sollten Ausfallzeiten durch konstantes Monitoring und redundante Wasserstoffquellen minimiert werden. In Zukunft werden zudem Notfallmechanismen, wie beispielsweise schnell abrufbare Hot-Mobiles, zur Verfügung stehen, die die Versorgungssicherheit erhöhen. Für größere Objekte ab ca. 30 Wohneinheiten könnte außerdem Contracting von Interesse sein.

Eine weitere Herausforderung stellen die unklaren regulatorischen Vorgaben und eine hohe Komplexität der Wasserstofftechnologien dar, die zu einer großen Planungsunsicherheit führen. Detaillierte Wärmemasterpläne, Quartiersversorgungskonzepte und Benchmarks könnten die Investitionsplanung erleichtern, allerdings ist insbesondere die Klärung der Regulatorik für die weitere Planung essenziell.

#### **2.5.2.1.3 Strategiedialog Erzeugung und Industrie**

Die Wasserstofferzeugung sollte generell nicht von einer großen Anlage abhängig sein, sondern auf mehrere Erzeugungseinheiten verteilt werden, um den Ausfall einzelner Anlagen kompensieren zu können.

Ein zeitnahe Ausbau des Wasserstoffnetzes zur Versorgung der Kernregion Mainz mit großen Mengen Wasserstoff per Pipeline ist für die Stakeholder von großem Interesse. Dazu spielt die Sicherstellung einer zuverlässigen Wasserstoffversorgung eine große Rolle im Industriesektor. Für die energetische Nutzung von Wasserstoff ist eine redundante Erdgasleitung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit essenziell. Damit könnte bei mangelnder Wasserstoffverfügbarkeit auf das Erdgasnetz zurückgegriffen werden. Für die Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff ist die redundante Verfügbarkeit von Wasserstoff von großer Bedeutung. Eine Substitution durch grauen Wasserstoff wäre möglich. Generell wird dies allerdings als kritisch gesehen und kommt voraussichtlich nur für die stoffliche, jedoch nicht für die energetische Nutzung von Wasserstoff in Frage.

Neben der Versorgungssicherheit stellt der Wasserstoffpreis einen zentralen Risikofaktor dar. Um Preissicherheit zu gewährleisten, sollten die Elektrolyseure langfristig an große EE-Portfolien gekoppelt werden, sodass der Wasserstoffpreis nicht von anderen Energieträgerpreisen abhängt und langfristig stabil bleibt.

Zusätzlich zum Ausbau des Wasserstoffnetzes sind Unklarheiten über die Regulatorik und finanzielle Förderung eine große Herausforderung für den Industriesektor und führen zu Planungsunsicherheiten. Die Festlegung von gemeinsamen Meilensteinen der beteiligten Stakeholder in der Region Mainz könnte hier die Planung und Umsetzung von Investitionsprojekten erleichtern.

#### **2.5.2.1.4 Sektorübergreifende Erkenntnisse aus den Strategiedialogen**

Zusammenfassend kann man sagen, dass in der Region Mainz allgemein eine große Bereitschaft zur Investition in Wasserstofftechnologien vorhanden ist. Für alle Sektoren ist der Ausbau der Wasserstoffbackbone-Infrastruktur von hoher Wichtigkeit. Zudem spielt die Verfügbarkeit von redundanten Wasserstoffquellen, wie beispielsweise ein Backup beim Erzeuger, eine große Rolle. Zurzeit führen besonders Unklarheiten über Regulatorik und finanzielle Förderung zu Planungsunsicherheiten.

Zusätzlich dazu erschwert der derzeit hohe und zukünftig unbekannte Wasserstoffpreis die Investitionsplanung.

### **2.5.2.2 Risikoanalyse**

Für die zukünftige Umsetzung eines ganzheitlichen Wasserstoffkonzeptes ist deren Resistenz gegen innere und äußere planbare und nicht planbare Störereignisse von großer Bedeutung. Die Komponenten entlang der Wertschöpfungskette sollten solche Störereignisse ausgleichen können. Deshalb wurden im Rahmen einer Risikoanalyse mögliche Störereignisse identifiziert, welche sich auf das Gesamtsystem auswirken und zu einem Minder- oder Mehrbedarf von Wasserstoff führen können. Eine Kombination dieser Störereignisse ermöglicht die Aufstellung von Extremszenarien, die zur Erprobung der Systemstabilität und Leistungsfähigkeit des Wasserstoffgesamtsystems genutzt werden können.

#### **2.5.2.2.1 Methodik**

Im folgenden Abschnitt wird die Vorgehensweise zur Durchführung der Risikoanalyse schrittweise erläutert.

#### **Schritt 1: Identifizierung von Störereignissen**

Grundlage für die Risikoanalyse ist die Identifizierung von möglichen, ungeplanten Störereignissen, die zu einem Minder- oder Mehrbedarf von Wasserstoff führen können. Die potenziellen Störereignisse wurden strukturiert erfasst und nach Vorkommen in der Wasserstoffwertschöpfungskette kategorisiert. Jedes Störereignis wird aus Sicht des Wasserstoffherstellers und -verbrauchers betrachtet. Insgesamt wurden 15 verschiedene Störereignisse ermittelt (Tabelle 2-41, Tabelle 2-42, Tabelle 2-43). Störereignisse, die mit regulatorischen Änderungen zusammenhängen, werden gesondert in Kapitel 2.6.2.3 betrachtet.

#### **Schritt 2: Risikobewertung**

Zur Einschätzung des Risikos eines Störereignisses wurde eine gewichtete Risikobewertung genutzt, bei der die Störereignisse isoliert betrachtet wurden, ohne Wechselwirkungen mit anderen Störereignissen einzubeziehen. Die Bewertung des Risikos basiert auf der Analyse der quantitativen Kriterien Eintrittswahrscheinlichkeit (niedrig: < 5%, mittel: 5 - 20 %, hoch: > 20%), Schadenshöhe<sup>378</sup> (Kategorie I: < 100 €/Tag, Kategorie II: 100 – 10.000 €/Tag, Kategorie III: > 10.000 €/Tag), sowie dem qualitativen Kriterium Auswirkung. Störereignisse, deren Auswirkungen sich in Zielbild 1 und 2 unterscheiden, wurden für jedes Zielbild einzeln betrachtet. Die Ergebnisse wurden sowohl tabellarisch als auch in einer Risikomatrix visualisiert (Tabelle 2-41, Tabelle 2-42, Tabelle 2-43, Abbildung 2-81).

#### **Schritt 3: Risikosteuerung**

Basierend auf den Ergebnissen von Schritt 1 und 2 wurden im Anschluss geeignete Maßnahmen zur Risikominderung abgeleitet. Für jedes Störereignis wurden Mitigationsmaßnahmen identifiziert, die die Auswirkungen eines Störereignisses minimieren (Tabelle 2-41, Tabelle 2-42, Tabelle 2-43).

#### **Schritt 4: Definition von Extremszenarien**

---

<sup>378</sup> Die Schadenshöhe wurde basierend auf der ungeplanten Wasserstoffverbrauchsänderung kalkuliert. Technische Parameter der Verbrauchsanlagen wurden dabei nicht berücksichtigt, weshalb Kosten für Reparaturen oder andere potenzielle Schäden nicht in der Schadenshöhe enthalten sind.

Im Anschluss an die Risikobewertung wurden Extremszenarien aus einer Kombination verschiedener Störereignisse definiert. Die Auswirkungen wurden in einer vertieften Systembetrachtung analysiert, wobei unterschiedliche Vermeidungsmaßnahmen einbezogen worden sind. Durch die Untersuchung von Extremszenarien können potenzielle Schwachstellen im Wasserstoffkonzept identifiziert werden. Außerdem können Entscheidungsträger besser verstehen, wie sich unvorhergesehene Ereignisse auf das System auswirken, und können Maßnahmen ergreifen, um sich auf solche Ereignisse vorzubereiten.

### 2.5.2.2.2 Ergebnisse der Risikoanalyse

Die Störereignisse können nach den folgenden Kategorien der Wasserstoffwertschöpfungskette unterschieden werden:

- Probleme bei der **Wasserstoffherzeugung**, wie Ausfälle von Elektrolyseuren oder ein Mangel an EE-Strom, der den Betrieb von Wasserstoffherzeugungsanlagen beeinträchtigt.
- Schwierigkeiten bei **Transport und Lagerung** von Wasserstoff, wie Pipeline-Lecks, Unfälle mit Wasserstoff-Tanklastwagen oder Schwierigkeiten bei der Versorgung von Wasserstoff-Tankstellen.
- Probleme im Zusammenhang mit der **Wasserstoffnutzung**, wie Ausfälle von Wasserstofffahrzeugen.

Im nächsten Abschnitt findet sich eine tabellarische Aufstellung (Tabelle 2-41, Tabelle 2-42, Tabelle 2-43) der Störereignisse mit Index<sup>379</sup>, Auswirkung, Mitigationsmaßnahmen (je aus Erzeuger- und Verbrauchersicht) und Kategorie der Schadenshöhe<sup>380</sup> (KS). Außerdem ist die graphische Repräsentation von Eintrittswahrscheinlichkeit<sup>381</sup> und Auswirkung in einer Risikomatrix dargestellt (Abbildung 2-81) und jedes Störereignis mit Auswirkungen und Mitigationsmaßnahmen detailliert beschrieben.

### Störereignisse in der Wasserstoffherzeugung

Der Ausfall eines Elektrolyseurs (S1) kann zu einem kurzfristigen Ausfall einer Erzeugungsanlage führen. Dies resultiert in einer reduzierten Verfügbarkeit von regional erzeugtem Wasserstoff. Verbraucher können übergangsweise auf Wasserstoff aus anderen Erzeugungsanlagen und Speichern zurückgreifen oder Wasserstoff importieren. Für eine schnelle Reparatur der Erzeugungsanlage sollte nach Möglichkeit auf redundant vorhandene technische Komponenten zurückgegriffen werden, um die Dauer des Ausfalles zu minimieren. Während der Ausfall eines Elektrolyseurs in Zielbild 1 eine hohe Auswirkung hätte, fällt dieses Störereignis aus Sicht von Zielbild 2 (S1\*) in die Auswirkungskategorie „mittel“, da in Zielbild 2 der Ausfall eines Elektrolyseurs durch gesteigerte Importe abgedeckt werden kann.

Schlechte Wetterbedingungen oder technische Probleme können zu einer niedrigen EE-Stromverfügbarkeit (S5) führen. Ein EE-Strommangel resultiert in einer reduzierten regionalen Erzeugung von grünem Wasserstoff, da Elektrolyseure nicht mehr betrieben werden können. Allerdings kann durch den Bezug von EE-Strom mithilfe von Power Purchase Agreements die Erzeugung aufrechterhalten werden, um Erzeugungsausfälle zu minimieren. Bei einer reduzierten Wasserstoffverfügbarkeit können Verbraucher übergangsweise auf Wasserstoffspeicher zurückgreifen, Wasserstoff importieren oder bei energetischer Nutzung auf Erdgas umsteigen. Ähnlich zu dem Ausfall

---

<sup>379</sup> V steht für Verkehrssektor, S für Sektorübergreifend und W für Wärmesektor. Mit (\*) markierte Störereignisse fallen in unterschiedliche Auswirkungskategorien in Zielbild 1 und 2.

<sup>380</sup> Abschätzung der Schadenshöhe basierend auf dem Wasserstoffmehr/-minderbedarf. Kategorie I: < 100 €/Tag, Kategorie II: 100 – 10.000 €/Tag, Kategorie III: > 10.000 €/Tag

<sup>381</sup> niedrig: < 5%, mittel: 5 - 20 %, hoch: > 20%

eines Elektrolyseurs wird die Auswirkung eines Mangels an EE-Strom in Zielbild 1 als „hoch“ eingestuft, während das Störereignis aus Sicht von Zielbild 2 (S5\*) in die Auswirkungskategorie „mittel“ fällt.

Wegfall eines Erzeugers, z. B. durch Standortwechsel oder Insolvenz, kann zu einem starken Wasserstofferzeugungsrückgang (S9) führen. Nach Möglichkeit sollte ein dauerhafter Ausfall einer Erzeugungsanlage durch erhöhte Erzeugung anderer Anlagen abgefangen werden. Die reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit auf Verbraucherseite kann durch den Rückgriff auf Backuplieferquellen oder Speicher überbrückt werden. Zudem besteht die Möglichkeit des Wasserstoffimports. Während die Auswirkung eines starken Erzeugungsrückgangs in Zielbild 1 als „hoch“ eingestuft wird, hat dieses Störereignis in Zielbild 1 (S9\*) eine niedrige Auswirkung.

Wasserstofferzeugung				
Index	Störereignis	Auswirkungen		KS
		Mitigationsmaßnahmen		
		Verbraucher	Erzeuger	
S1(*)	Ausfall Elektrolyseur	Reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit	Kurzfristiger Ausfall der Erzeugungsanlage	II
		Rückgriff auf Wasserstoff aus alternativen Erzeugungsanlagen/ Speicher, Wasserstoffimport, Bei energetischer Nutzung: Rückgriff auf Erdgas	Wenn möglich: Rückgriff auf redundant vorhandene technische Komponenten für eine schnelle Reparatur	
S5(*)	mangelnde EE-Stromverfügbarkeit (z. B. durch schlechte Wetterbedingungen)	Reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit	Reduzierte Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Strommangel	II
		Rückgriff auf Speicher, Wasserstoffimport, Bei energetischer Nutzung: Rückgriff auf Erdgas	Weiterbetrieb der Elektrolyseure durch Bezug von EE-Strom mithilfe von Power Purchase Agreements	
S9(*)	starker Wasserstoff-erzeugungsrückgang (z. B. durch Standortwechsel eines Erzeugers)	Reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit	Dauerhafter Ausfall der Erzeugungsanlage	I
		Rückgriff auf Backuplieferquellen/ Speicher, Wasserstoffimport, Bei energetischer Nutzung: Rückgriff auf Erdgas	Wenn möglich: Erzeugung anderer Anlagen hochfahren.	

Tabelle 2-41: Störereignisse in der Wasserstofferzeugung

### Störereignisse bei Transport und Lagerung von Wasserstoff

Durch den Ausfall einer Erdgaspipeline (S2) können Erzeuger keinen Wasserstoff mehr in die betroffene Erdgaspipeline einspeisen. Allerdings könnte der erzeugte Wasserstoff vorübergehend entweder in Speichern gelagert oder über alternative Transportwege (Trailer) abtransportiert werden. Verbraucher können nach Möglichkeit auf alternative Energiequellen umsteigen, auf Speicher zurückgreifen oder die Belieferung mit Gas über andere Versorgungswege in Betracht ziehen.

Vergleichbar dazu kann durch den Ausfall einer Wasserstoffpipeline (S3) erzeugter Wasserstoff nicht in die Pipeline eingespeist werden. Erzeuger können auch hier vorübergehend den Wasserstoff in Speichern lagern oder über alternative Transportwege (Trailer) abtransportieren. Verbraucher können die reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit durch Rückgriff auf Speicher, Import über alternative Versorgungswege (Trailer) oder bei energetischer Nutzung über die Versorgung mit Erdgas ausgleichen.

Beim Ausfall eines Wasserstoffspeichers (S4) wird der Ausfall eines kleiner dimensionierten Betriebsgeländespeichers (S4a) und eines großen zentralen Speichers (S4b) betrachtet. In beiden Fällen kann Wasserstoff nicht in dem betroffenen Speicher eingespeist und gelagert werden. Erzeuger können den erzeugten Wasserstoff über alternative Transportwege (Trailer) abtransportieren oder auf Backup-Speicher zurückgreifen. Der Ausfall eines Speichers als solches hat auf Verbraucherseite erstmal nur geringfügige Auswirkungen, da der enthaltene Wasserstoff nicht für den regelmäßigen Verbrauch eingeplant ist, sondern nur zur Versorgungssicherheit dient. Falls nötig kann übergangsmäßig auf Backupspeicher oder andere Wasserstoffversorgungswege zurückgegriffen werden.

Transport & Lagerung				
Index	Störereignis	Auswirkungen		KS
		Mitigationsmaßnahmen		
		Verbraucher	Erzeuger	
S2	Ausfall Erdgaspipeline	Reduzierte Gasverfügbarkeit	Wasserstoff kann nicht ins Erdgasnetz eingespeist werden	III
		Kurzfristiger Umstieg auf alternative Energiequellen, Belieferung mit Gas über andere Versorgungswege, Rückgriff auf Speicher	Lagerung von erzeugtem Wasserstoff in Speicher, Transport des erzeugten Wasserstoffs über alternative Transportwege	
S3	Ausfall Wasserstoffpipeline	Reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit	Wasserstoff kann nicht in die Pipeline eingespeist werden	III
		Rückgriff auf Speicher, Wasserstoffimport über alternative Versorgungswege (Trailer), bei energetischer Nutzung: Rückgriff auf Erdgas	Speicherung des überschüssigen Wasserstoffs, Transport des erzeugten Wasserstoffs über alternative Transportwege (Trailer)	
S4	Ausfall Wasserstoffspeicher (a: Betriebsgeländespeicher, b: zentraler Speicher)	Ausfall einer Wasserstoffquelle	Wasserstoff kann nicht in Speicher eingespeist und gelagert werden	I
		Rückgriff auf Backup Speicher oder andere Versorgungswege	Rückgriff auf Backup Speicher, Transport des erzeugten Wasserstoffs über alternative Transportwege (Trailer)	
S10(*)	Ausfall Wasserstoffbelieferung (per Trailer)	Reduzierte Wasserstoffverfügbarkeit	Erzeugter Wasserstoff kann nicht per Trailer transportiert werden	II
		Rückgriff auf Speicher, bei energetischer Nutzung: Rückgriff auf Erdgas, Belieferung von Wasserstoff mit Alternativfahrzeug	Transport des erzeugten Wasserstoffs mit Alternativfahrzeug, Speicherung des erzeugten Wasserstoffs	
V2a	Ausfall Tankstelle (Probleme mit Wasserstoffbelieferung)	Fehlende Betankungsmöglichkeit	Fehlende Wasserstoffversorgung	II
		Betankung an anderer Tankstelle, Rückgriff auf E-/Dieselfahrzeug	Rückgriff auf Backup Lieferquellen oder Speicher	
V2b	Ausfall Wasserstofftankstelle (technische Probleme)	Fehlende Betankungsmöglichkeit	Ausfall Tankstellenbetrieb	II
		Betankung an anderer Tankstelle, Rückgriff auf E-/Dieselfahrzeug	Wenn möglich: Rückgriff auf redundant vorhandene technische Komponenten für eine schnelle Reparatur	

Tabelle 2-42: Störereignisse bei Wasserstofftransport und -lagerung

Durch den Ausfall einer Wasserstoffbelieferung per Trailer (S10), zum Beispiel durch technische Defekte, steht dem Verbraucher weniger Wasserstoff zur Verfügung. Als Mitigationsmaßnahme kann auf Backup-Lieferquellen, Speicher oder bei energetischer Nutzung auf Erdgas zurückgegriffen werden. Aus Erzeugersicht kann bei Eintritt dieses Störereignisses der erzeugte Wasserstoff nicht auf dem geplanten

Weg abtransportiert werden. Wenn möglich sollte die Belieferung mit einem Backup-Trailer durchgeführt werden. Ansonsten kann der erzeugte Wasserstoff vorübergehend in Speichern gelagert werden. Während dieses Störereignis in Zielbild 1 unter die Auswirkungskategorie „mittel“ fällt, wird es in Zielbild 2 (S10\*) als „niedrig“ eingestuft. Der Ausfall einer Wasserstoffbelieferung kann in Zielbild 2 ausgeglichen werden, da hier eine ausgeprägte Importinfrastruktur angenommen wird.

Der Ausfall der Wasserstoffbelieferung einer Tankstelle (V2a) wurde gesondert betrachtet. Aus Sicht des Tankstellenbetreibers führt dieses Störereignis zu einer fehlenden Wasserstoffversorgung. Demnach sollte ein Rückgriff auf Backup Lieferquellen oder Speicher erfolgen. Aus Verbrauchersicht fällt bei Eintritt dieses Störereignisses eine Betankungsmöglichkeit für Wasserstofffahrzeuge weg. Als Mitigationsmaßnahme kann die Betankung an einer anderen Tankstelle oder der temporäre Rückgriff auf E-/Dieselfahrzeuge in Betracht gezogen werden.

Ähnliche Auswirkungen hat der Ausfall einer Wasserstofftankstelle durch technische Probleme (V2b). Um die Dauer des Tankstellenbetriebsausfalls zu minimieren, sollte nach Möglichkeit auf redundant vorhandene technische Komponenten für eine schnelle Reparatur zurückgegriffen werden. Verbraucher können auf die Betankung an einer anderen Tankstelle oder temporär auf E- oder Dieselfahrzeuge zurückgreifen.

### **Störereignisse bei der Wasserstoffnutzung**

Der Ausfall eines wasserstoffbetriebenen Fahrzeugs (V1) führt zu einer Reduktion der in der Fahrzeugflotte verfügbaren Fahrzeuge und kann durch den Rückgriff auf Ersatzfahrzeuge temporär ausgeglichen werden. Aus Erzeugersicht müssen hier keine Maßnahmen getroffen werden, da bei Eintritt des Störereignisses nur ein geringfügig reduzierter Wasserstoffbedarf entsteht. Ähnliche Auswirkungen und Mitigationsmaßnahmen treten bei der Lieferverzögerung eines Wasserstofffahrzeuges (V3) ein.

Der Ausfall eines BHKWs (W1) führt zu einem reduzierten Wasserstoffbedarf. Erzeuger können sich, wenn vorhanden, durch geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten gegen dieses Störereignis absichern und sollten die Erzeugung auf die neuen Bedarfe anpassen und nach Möglichkeit auf Fördermittel zurückgreifen. Überschüssiger Wasserstoff kann temporär in Speicher gelagert werden. Für den Verbraucher kann der Ausfall eines BHKWs zu einer eingeschränkten Stromversorgung durch reduzierte Erzeugung, sowie beeinträchtigter Raumwärme- und Warmwasserversorgung führen. Dies kann durch den Rückgriff auf alternative Stromquellen und dem Einschalten von Notfallmechanismen (Hot-Mobiles) minimiert werden.

Im Falle eines starken Wasserstoffbedarfsrückgang (S6), welcher beispielsweise durch den Standortwechsel eines Stakeholders entstehen kann, besteht ein ungeplanter Überschuss von erzeugtem Wasserstoff. Erzeuger können sich, wenn vorhanden, auf vertraglich geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten beziehen. Überschüssiger Wasserstoff kann temporär in Speicher gelagert werden. Außerdem sollte die Erzeugung auf die neuen Bedarfe angepasst werden. Nach Möglichkeit kann auf Fördermittel zurückgegriffen werden.

Ein ungeplant starker Anstieg der Wasserstoffkosten (S7) kann zu einem möglichen Bedarfsrückgang und damit zu einem Überschuss an erzeugtem Wasserstoff führen (siehe S6 für Mitigationsmaßnahmen aus Erzeugersicht). Verbraucher können sich durch vertraglich geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten absichern oder bei energetischer Nutzung auf Erdgas umsteigen.

Im Gegensatz dazu könnte eine ungeplant starke Senkung der Wasserstoffkosten (S8) zu einem Anstieg der Wasserstoffbedarfe führen. Erzeuger können zum Bedienen der erhöhten Nachfrage kurzfristig auf

Speicher zurückgreifen und sollten nach Möglichkeiten die Erzeugung auf die neuen Bedarfe anpassen. Aus Verbrauchersicht sind bei diesem Störereignis keine Maßnahmen notwendig.

Wasserstoffverbrauch				
Index	Störereignis	Auswirkungen		KS
		Mitigationsmaßnahmen		
		Verbraucher	Erzeuger	
V1	Ausfall wasserstoffbetriebenes Fahrzeug	Fehlendes Wasserstofffahrzeug	Geringfügig reduzierter Wasserstoffbedarf	I
		Rückgriff auf Alternativfahrzeug	Keine Maßnahmen notwendig	
V3	Lieferverzögerung Wasserstofffahrzeug	Fehlendes Wasserstofffahrzeug	Geringfügig reduzierter Wasserstoffbedarf	I
		Rückgriff auf Alternativfahrzeug	Keine Maßnahmen notwendig	
W1	Ausfall Blockheizkraftwerk	Eingeschränkte Stromerzeugung, Raumwärme- und Warmwasserversorgung	Reduzierter Wasserstoffbedarf	II
		Rückgriff auf alternative Stromquelle, Einschalten von Notfallmechanismen (Hot-Mobiles)	Bezug auf vertraglich geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten, Lagerung von erzeugtem Wasserstoff in Speicher, Anpassung der Erzeugung auf neue Bedarfe, Rückgriff auf Fördermittel	
S6	starker Wasserstoffbedarfsrückgang (z. B. durch Standortwechsel/ Insolvenz eines Stakeholders)	Reduzierte Wasserstoffbedarfe	Überschuss von erzeugtem Wasserstoff	I
		Keine Maßnahmen notwendig	Bezug auf vertraglich geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten, Lagerung von erzeugtem Wasserstoff in Speicher, Anpassung der Erzeugung auf neue Bedarfe, Rückgriff auf Fördermittel	
S7	Anstieg der Wasserstoffkosten	Erhöhte Wasserstoffkosten	Möglicher Rückgang der Wasserstoffbedarfe könnte zu einem Überschuss an erzeugtem Wasserstoff führen	I
		Bei energetischer Nutzung: Umstieg auf Erdgas, Bezug auf vertraglich geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten	Speicherung des überschüssigen Wasserstoffes, Bezug auf vertraglich geregelte Wasserstoffabnahme- und Zahlungspflichten	
S8	Senkung der Wasserstoffkosten	Reduzierte Wasserstoffkosten	Möglicher Anstieg der Wasserstoffbedarfe	II
		Keine Maßnahmen notwendig	Rückgriff auf Speicher zum Nachkommen der erhöhten Bedarfe, Anpassung der Erzeugung auf neue Bedarfe	

Tabelle 2-43: Störereignisse beim Wasserstoffverbrauch



## Übersicht der Störereignisse in einer Risikomatrix

Die identifizierten Störereignisse wurden zusammen mit den Ergebnissen der Risikobewertung in einer Risikomatrix visualisiert (siehe Abbildung 2-81<sup>382</sup>). Deutlich wird hierbei, dass beim Übergang von Zielbild 1 zu Zielbild 2 die Auswirkungen mancher Störereignisse verringert werden.

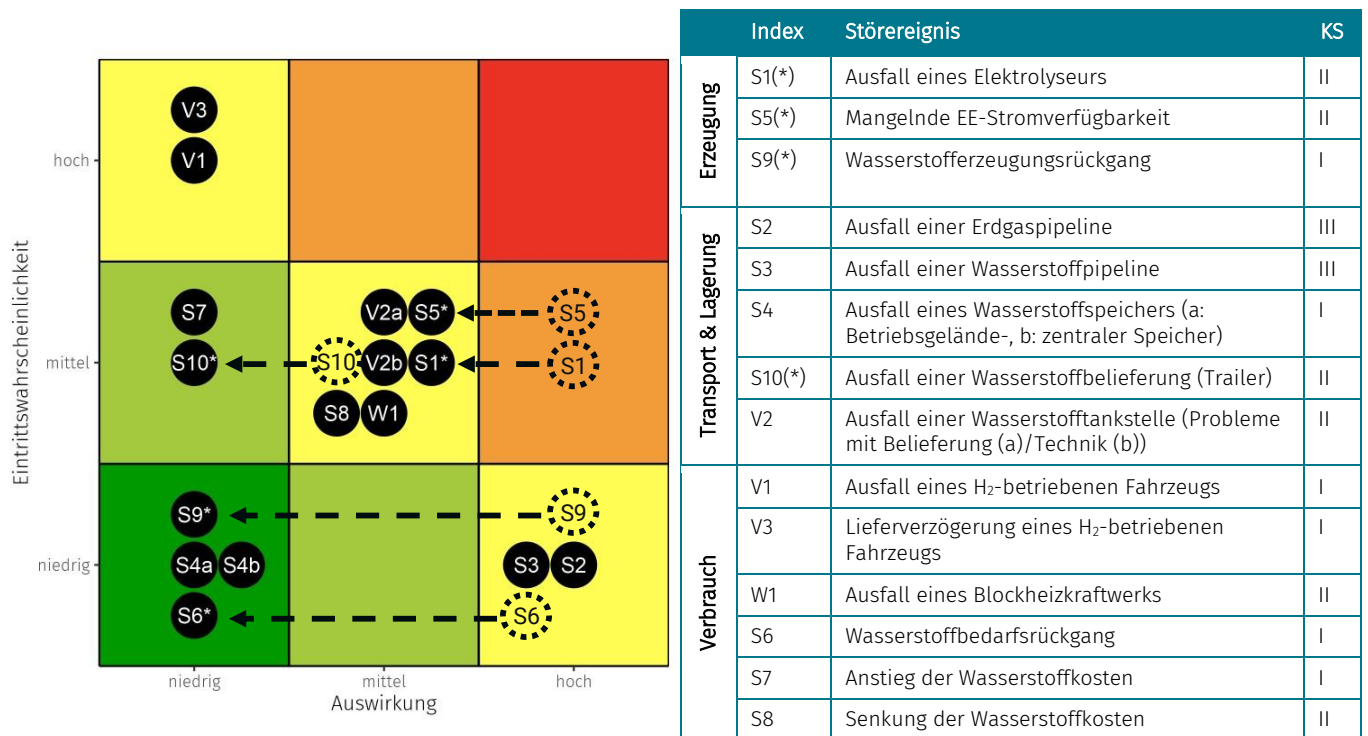


Abbildung 2-81: Visualisierung von Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung der Störereignisse in eine Risikomatrix. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.5.2.2.3 Präventive Maßnahmen

Neben den aufgeführten Mitigationsmaßnahmen, die beim Eintritt eines Störereignisses greifen sollen, erfordert die Minimierung der Auswirkungen von Störereignissen in der Wasserstoffwertschöpfungskette in erster Linie präventive Maßnahmen, wie beispielsweise:

- Kontinuierliche Überwachung und regelmäßige Inspektionen: Durch eine regelmäßige Überwachung und Inspektion der Anlagen und Komponenten können potenzielle Probleme frühzeitig erkannt und behoben werden.
- Verwendung von redundanten Systemen: Durch die Verwendung von redundanten Systemen können Ausfälle in einem System durch ein anderes System ausgeglichen werden, um die Kontinuität des Betriebs zu gewährleisten.
- Diversifizierung von Wasserstoffherzeugung und -bedarf, um eine mögliche Unterbrechung der Wasserstoffversorgung zu vermeiden.
- Implementierung von Sicherheits- und Notfallplänen, um im Falle von Störungen schnell und angemessen reagieren zu können.

<sup>382</sup> Störereignisse, die in Zielbild 1 eine höhere Auswirkung verursachen, sind in der Risikomatrix mit schwarz-schraffierten Kreisen hervorgehoben. Der Übergang zu einer Betrachtung aus Sicht von Zielbild 2 ist mit Pfeilen markiert.

- Zusammenarbeit mit Regulierungsbehörden und anderen Interessengruppen kann helfen, potenzielle Risiken zu minimieren und die Sicherheit in der Wasserstoffwertschöpfungskette zu erhöhen.

#### 2.5.2.2.4 Extremszenarien

Während im vorherigen Abschnitt die Störereignisse isoliert voneinander betrachtet worden sind, werden im nächsten Abschnitt Wechselwirkungen bei Eintritt mehrerer Störereignisse im Rahmen von Extremszenarien analysiert. Dabei wurde zwischen Zielbild 1 und 2 unterschieden. Beide Szenarien zeigen eine mögliche Situation auf, in der die Versorgungssicherheit des Wasserstoffkonzepts maßgeblich beeinträchtigt wird. Dabei wird in beiden Fällen eine Unterversorgung betrachtet.

Ein möglicher Wasserstoffüberschuss wurde nicht als relevantes Extremszenario eingestuft. In Zielbild 2 werden die Bedarfe hauptsächlich durch Importe gedeckt, weshalb ein regionaler Erzeugungsüberschuss hier nicht eintreten kann. Im Falle von Zielbild 1 sind temporär überschüssige Erzeugungen bereits eingeplant und zur Einspeisung in Speicher vorgesehen (für genauere Informationen siehe Abschnitt 2.5.2.3) und haben deshalb keine maßgeblichen Auswirkungen. Zudem ist von einer ungeplant hohen Überschusserzeugung aufgrund von Überschussstrom nicht auszugehen, da eine hohe Konkurrenz zwischen der Nutzung von EE-Strom für die Elektrifizierung und Wasserstoffherzeugung besteht. In Kapitel 2.1.3.2 wurde bereits diskutiert, warum Überschussstrom für die Wasserstoffherzeugung eher eine untergeordnete Rolle spielt.

Für **Zielbild 1** wurde ein Extremszenario durch den Eintritt folgender Störereignisse definiert:

- Schlechte Wetterverhältnisse führen zu einer geringen regionalen EE-Strom-Verfügbarkeit. Als Folge davon stehen keine ausreichend großen Mengen an regional erzeugtem EE-Strom für den Betrieb der Elektrolyseure zur Verfügung.
- Zusätzlich verursachen technische Probleme einen temporären Ausfall einer großen Erzeugungsanlage. Die eingeplanten Erzeugungspotenziale dieser Anlage können deshalb nicht realisiert werden.

Durch die Kombination dieser Störereignisse wird die lokale Wasserstoffherzeugung stark eingeschränkt. Basierend darauf könnten folgende Auswirkungen eintreten:

- Die geringe EE-Strom-Verfügbarkeit führt zu hohen EE-Strompreisen und damit einem ungeplant hohen Anstieg der Wasserstoffkosten.
- Die Wasserstoffbedarfe können nicht durch die lokale Erzeugung gedeckt werden.
- Im Verkehrssektor können Wasserstofftankstellen nicht mehr mit Wasserstoff beliefert und somit nicht planmäßig betrieben werden. Dadurch werden die Betankungsmöglichkeiten für Wasserstofffahrzeuge stark limitiert. Über längere Zeit führt dies zu einem Ausfall von Wasserstofffahrzeugen mangels Brennstoffs.
- Im Wärmesektor führt ein Wasserstoffmangel zum Ausfall bzw. verminderten Betrieb von Kraftwerken und KWK-Anlagen und damit zu einer eingeschränkten Stromerzeugung, sowie Raumwärme- und Warmwasserversorgung.
- Technische Anlagen und Prozesse im Industriesektor müssen bei reduzierter Wasserstoffverfügbarkeit zurückgefahren werden.

Präventive Maßnahmen (Abschnitt 2.5.2.2.3) können die Auswirkungen in diesem Szenario zunächst abfedern. Zudem können zur Risikosteuerung einige Mitigationsmaßnahmen (Tabelle 2-41, Tabelle 2-42, Tabelle 2-43) in Kraft treten, um die Wasserstoffversorgung weiterhin zu gewährleisten.

- Der Weiterbetrieb der Elektrolyseure kann durch Bezug von EE-Strom mithilfe von Power Purchase Agreements ermöglicht werden.
- Durch Redundanz in der Tankstelleninfrastruktur und große Wasserstoffvorräte der Tankstellen sind Betankungsmöglichkeiten von Wasserstofffahrzeugen auch bei verminderter Wasserstoffherzeugung weiterhin nutzbar.
- Im Wärmesektor kann auf alternative Stromquellen zurückgegriffen werden. Zudem können Notfallmechanismen (Hot-Mobiles) eine temporär eingeschränkte Raumwärme- und Warmwasserversorgung abfangen.
- Für die energetische Nutzung von Wasserstoff besteht die Möglichkeit für einen temporären Umstieg auf alternative Energieträger, insbesondere Erdgas im Industriesektor oder der Umstieg auf E- oder Dieselfahrzeuge im Verkehrssektor.
- Durch den Bezug von Wasserstoff aus Wasserstoffspeichern können die regionalen Bedarfe temporär bedient werden (genauere Erläuterung zu Wasserstoffspeicherung in Abschnitt 2.5.2.3).
- Eine Bedarfslücke könnte durch einen überregionalen Wasserstoffimport gedeckt werden. Allerdings wird für Zielbild 1 ein geschlossenes Wasserstoffsystem angenommen. In diesem autarken System sind Importe stark eingeschränkt und stehen somit nicht als Ausweichoption zur Verfügung.

Folgendes Störereignisse wurden für ein mögliches Extremszenario für **Zielbild 2** in Betracht gezogen:

- Ein technischer Defekt führt zu einem Ausfall einer Wasserstoffpipeline. Ein Wasserstoffimport per Pipeline ist deshalb temporär nicht möglich.
- Durch gravierende technische Probleme mit Wasserstofftrailern kann die Region Mainz nur eine geringfügige Menge an Wasserstoff per Trailer importieren.

Diese Störungen im Wasserstoffimport führen zu einer verringerten regionalen Verfügbarkeit von Wasserstoff. Es entsteht ein starker regionaler Wasserstoffmangel, welcher folgende Auswirkungen auslöst:

- Da die Erzeugung nur noch teilweise lokal stattfindet und dementsprechend die Wasserstoffversorgung hauptsächlich auf dem Import basiert, können lokale Bedarfe in Folge der Importstörungen nicht mehr gänzlich gedeckt werden.
- Die Belieferung von Wasserstofftankstellen mit Wasserstoff erfolgt in einer reduzierten Frequenz. Die Tankstellen können somit nicht planmäßig betrieben werden. Die Betankungsmöglichkeiten für Wasserstofffahrzeuge werden dadurch stark beschränkt. Es kann zum Ausfall von Wasserstofffahrzeugen mangels Treibstoffverfügbarkeit kommen.
- Im Wärmesektor führt ein Wasserstoffmangel zum Ausfall von Kraftwerken und KWK-Anlagen und damit zu einer eingeschränkten Stromerzeugung, sowie Raumwärme- und Warmwasserversorgung.
- Die Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Wasserstoff können Produktionsausfälle und Lieferverzögerungen in der Industrie verursachen, was zu einer Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen führen kann.

- Zielbild 2 rechnet mit ambitionierteren Bedarfen, sprich einer hohen Nutzung von Wasserstoff durch zahlreiche Stakeholder. Im Vergleich zu dem Extremszenario für Zielbild 1 könnte es in diesem Extremszenario deshalb, in Abhängigkeit von der Störungsdauer, zu deutlich höheren wirtschaftlichen Schäden und einem Verlust von Arbeitsplätzen kommen.

Vergleichbar zum Extremszenario für Zielbild 1 können präventive Maßnahmen (Abschnitt 2.5.2.2.3) die Auswirkungen abfedern. Außerdem können Mitigationsmaßnahmen (Tabelle 2-41, Tabelle 2-42, Tabelle 2-43) genutzt werden, um die Wasserstoffversorgung aufrechtzuerhalten.

- Durch Redundanz in der Tankstelleninfrastruktur und große Wasserstoffvorräte der Tankstellen sind Betankungsmöglichkeiten von Wasserstofffahrzeugen auch bei verminderter Wasserstofferzeugung weiterhin nutzbar.
- Im Wärmesektor kann auf alternative Stromquellen zurückgegriffen werden. Zudem können Notfallmechanismen (Hot-Mobiles) eine temporär eingeschränkte Raumwärme- und Warmwasserversorgung abfangen.
- Für die energetische Nutzung von Wasserstoff besteht die Möglichkeit für einen temporären Umstieg auf alternative Energieträger, insbesondere Erdgas im Industriesektor oder der Umstieg auf E- oder Dieselfahrzeuge im Verkehrssektor.
- Durch den Bezug von Wasserstoff aus Wasserstoffspeichern können die regionalen Bedarfe temporär gedeckt werden (genauere Erläuterung zu Wasserstoffspeicherung in Abschnitt 2.5.2.3). Allerdings sieht Zielbild 2 keine hohen Speicherkapazitäten für die Region Mainz vor, da die Bedarfe weitgehend durch Importe gedeckt werden sollen bzw. große zentrale Speicher außerhalb der Region angenommen werden. Die Versorgung mit Wasserstoff aus regionalen Speichern ist somit in diesem Extremszenario nur eine eingeschränkte Ausweichoption.

In beiden Extremszenarien ist somit die Gewährleistung der Versorgungssicherheit stark von der Dauer der Störung und den verfügbaren Wasserstoffspeichervorräten abhängig. Für die Notfallversorgung wird deshalb zu Wasserstoffspeichern auf dem Betriebsgelände geraten. Zudem sind größer dimensionierte Wasserstoffspeicher zur Deckung bei ungeplant reduzierter Wasserstoffverfügbarkeit nötig (für genauere Informationen siehe Abschnitt 2.5.2.3). Je größer dabei die verfügbare Wasserstoffmenge aus regionalen Speichern, desto besser die Versorgungssicherheit. Allerdings ist hier eine Kostenabwägung nötig, da steigende Speicherkapazitäten dementsprechend hohe Kosten mit sich bringen.

#### **2.5.2.2.5 Abschließendes Fazit der Risikoanalyse**

Im Rahmen der Risikoanalyse wurde keines der Störereignisse mit sowohl hoher Eintrittswahrscheinlichkeit als auch hoher Auswirkung identifiziert, was wiederum auf eine hohe Systemstabilität hindeutet. Außerdem wurden mit den genannten präventiven Maßnahmen und Mitigationsmaßnahmen für Erzeuger und Verbraucher gute Möglichkeiten offengelegt, um auf Störereignisse reagieren zu können, ohne die Leistungsfähigkeit des gesamten Systems einzuschränken.

Insgesamt wird bei der Betrachtung der Störereignisse deutlich, dass eine erfolgreiche Risikosteuerung auf der Diversifikation von Erzeugung und Bedarf, sowie der Redundanz der Infrastruktur basiert. Dies wird durch die Analyse der Extremszenarien bestätigt, aus der klar hervorgeht, dass die Resilienz und Leistungsfähigkeit des Wasserstoffkonzeptes maßgeblich durch die Vielfalt der Wasserstoffquellen beeinflusst wird, welche eine höhere Flexibilität des Systems ermöglichen. Besonders stabil und leistungsstark sind deshalb Systeme, die sich zwischen Zielbild 1 und 2 bewegen. In solchen Systemen setzt sich die Wasserstoffversorgung zum einen aus der lokalen Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien und zum anderen aus dem Import zusammen. Damit werden Auswirkungen von

Störereignissen in Bezug auf die Versorgungssicherheit durch eine Vielfalt an Wasserstoffquellen minimiert. Dies wiederum gewährleistet eine hohe Resilienz des Systems in Bezug auf die Versorgungssicherheit.

Diese Aspekte werden sich auch in den Handlungsempfehlungen (Kapitel 2.7) und in der Sensitivitätsmodellierung (Kapitel 2.6.1) widerspiegeln.

### 2.5.2.3 Einsatz von Wasserstoffspeichern zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Die Speicherung von Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit eines zukunftsfähigen Wasserstoffkonzeptes. Schwankungen in der Erzeugung und Nachfrage von Wasserstoff können durch den Einsatz von Speichern ausgeglichen werden, um eine kontinuierliche Versorgung zu gewährleisten. Richtwerte für die benötigten Speicherkapazitäten für die Region Mainz werden im Folgenden vorgestellt. Dabei wird zwischen kleineren Speichern auf den Betriebsgeländen der Stakeholder und größeren Speichern zur Sicherstellung der Versorgung der Gesamtregion Mainz unterschieden.

Das Vorhandensein von **Wasserstoffspeichern auf dem Betriebsgelände** ist spezifisch für den Industriesektor von Relevanz. Während bei der energetischen Nutzung von Wasserstoff die Möglichkeit zum Rückgriff auf Erdgas besteht, sind Wasserstoffspeicher besonders für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff von hoher Wichtigkeit. Für Anlagen, die auf einen kontinuierlichen Betrieb angewiesen sind, ist eine zuverlässige Wasserstoffversorgung unerlässlich. Deshalb sind insbesondere in diesem Fall Wasserstoffspeicher für die Notfallversorgung essenziell. Deren Kapazitäten sollten die Versorgung über einen Zeitraum von zwei Tagen<sup>383</sup> sicherstellen können und sind individuell für jeden Stakeholder anzupassen. Basierend auf den gemittelten Bedarfen der befragten Stakeholder aus dem Sektor Industrie für das Jahr 2050 im Basis-Szenario ergibt sich eine durchschnittlich benötigte Wasserstoffspeicherkapazität von ca. **220 MWh(H<sub>2</sub>)** für die zweitägige Notfallversorgung. Dementsprechend wären mit der Annahme, dass alle 11 befragten Stakeholder einen Wasserstoffspeicher errichten, für die Region Mainz eine Gesamtspeicherkapazität der Betriebsgeländespeicher von ca. 2400 MWh(H<sub>2</sub>) vorgesehen.

Ergänzend zu den kleiner dimensionierten Wasserstoffspeichern auf dem Betriebsgelände, sind vergleichsweise **größer dimensionierte Wasserstoffspeicher zur Deckung von geplanten Erzeugungsschwankungen und Erhöhung der Versorgungssicherheit bei ungeplanten Erzeugungsausfällen** im Wasserstoffkonzept einzuplanen. Insbesondere für die Annahme eines geschlossenen Systems in Zielbild 1 sind Speicherkapazitäten zur lokalen Bedarfsdeckung unerlässlich. Einerseits dienen diese zur Einspeisung bei Überschusserzeugung und Ausspeisung bei nicht-gedeckten Bedarfen, die durch die Erzeugungsschwankungen entstehen (bereits in 2.3.5.2 diskutiert). Zusätzlich dazu ist ein Wasserstoffbackup zur Notfallversorgung<sup>384</sup> bei ungeplanten Störereignissen nötig. Damit ergibt sich für Zielbild 1 im Jahr 2050 eine benötigte Speicherkapazität von ca. **340GWh(H<sub>2</sub>)** für die Region Mainz.

Da für Zielbild 2 eine ausgeprägte Wasserstoffinfrastruktur und somit ein zuverlässiger Wasserstoffimport angenommen wird, besteht hier keine Abhängigkeit von lokalen Erzeugungs- oder

---

<sup>383</sup> Der gewählte Zeitraum basiert auf den Ergebnissen von Experteninterviews.

<sup>384</sup> Die Speicherkapazität für die Notfallversorgung wurde basierend auf den Vorgaben des Gasspeichergesetzes kalkuliert, demzufolge die deutschen Gesamtspeicherstände bis zum ersten Februar des Jahres nicht unter 40% sinken sollten, um eine zuverlässige Gasversorgung bis zum Ende der Heizperiode sicherzustellen (Gasspeichergesetz, 2023). Umgerechnet entspricht dies ca. 10% des deutschen Gasbedarfes, weshalb dieser Richtwert als Grundlage für die Berechnung der Wasserstoffspeicherkapazitäten genutzt wurde.

Bedarfsschwankungen. Es gibt somit keine kalkulierbaren Speicherbedarfe und die Speicherung von lokalen Überschusserzeugungen ist nicht notwendig. Außerdem ist davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit durch große, zentrale Speicher gedeckt wird, die sich nicht nur auf die Region Mainz beschränken. Allerdings kann es zur Erhöhung der Systemstabilität sinnvoll sein, regionale Wasserstoffspeicher einzuplanen. Die Kapazitäten können sich dabei an den oben genannten Werten orientieren.

## 2.6 Sensitivitätsuntersuchung

In diesem Kapitel werden die in den vorherigen Arbeitspaketen erzielten Ergebnisse um eine modellgestützte Sensitivitätsanalyse angereichert. Zudem wird die Ausarbeitung der in den Kapiteln 2.3.8, 2.3.9 und 2.4.2 erläuterten Rechtsgrundlage für den Hochlauf der regionalen Wasserstoffwirtschaft um abschließende Punkte ergänzt.

### 2.6.1 Sensitivitätsbetrachtungen

Der Green Deal der Europäischen Union gibt den Rahmen für die Verwirklichung einer nachhaltigen Wirtschaft in der EU vor. Um die damit verbundenen Herausforderungen der Energiesystemtransformation zu bewältigen und die technologischen, wirtschaftlichen und politischen Unsicherheiten zu bewerten, ist ein modellbasierter Ansatz erforderlich. Dabei wird das gesamte Energiesystem unter Optimierung von Investitionskapazitäten und deren Einsatz sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite berücksichtigt. Mit einem europaweiten integrierten Markt- und Netzoptimierungsmodell mit Fokus auf der Sektorkopplung inkl. Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur kann die Energiesystemtransformation auf lokaler Ebene im Kontext nationaler und europäischer Ziele unter einem vorgegebenen Szenariorahmen im Detail untersucht werden.

#### 2.6.1.1 Modellbeschreibung

Grundlage für die Sensitivitätsanalyse ist ein europäisches Energiesystemmodell, das d-fine vom Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW für das MaHYnzExperts-Projekt zur Verfügung gestellt wurde<sup>385</sup>. Das Modell basiert auf der open-source Software PyPSA-Eur-Sec, einem europaweiten sektorgekoppelten linearen Optimierungsmodell. Geographischer Betrachtungsfokus ist das zukünftige europäische Energiesystem, unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Modelltechnisch abgebildet wird dabei das vollständige Energiesystem, von der Primärenergie hin zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z. B. Raumwärme). Neben dem Stromsektor werden Angebot und Nachfrage in den Sektoren Energie, Dienstleistungen, Haushalte, Industrie und Mobilität & Verkehr berücksichtigt. Alle relevanten Energieträger wie Strom, Methan, Wasserstoff, flüssige und feste Kohlenwasserstoffe sowie Kernenergie werden endogen modelliert. Das Modell beinhaltet neben Preisen für Rohstoffe und ökonomische Parameter für den Einsatz und Ausbau von Technologien ebenfalls technische Parameter, wie Effizienzen, Verluste oder Flexibilitäten. Darüber hinaus können übergreifende Randbedingungen modelltechnisch formuliert werden. Dazu gehören unter anderem Grenzen für den Ausstoß von Emissionen, Kapazitätslimits oder Einsatzzeiten von Technologien auf nationalen Ebenen sowie für die Gesamtregion Europa. Abbildung 2-82 zeigt den Aufbau und die einzelnen Sektoren und Komponenten des Modells von der Primärenergieseite bis zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen.

Wesentliche Ergebnisse der Optimierung sind die installierte Leistung aller Energiesystemkomponenten (wie Kraftwerke, Power-to-X-Technologien und E-Mobilität) und deren stündlicher Einsatz und Betrieb für jedes Jahr und jede Modellregion, Energieflüsse und Importe/Exporte zwischen Modellregionen und Sektoren, der Netzausbau für den Austausch von Strom, Erdgas und Wasserstoff zwischen Modellregionen, CO<sub>2</sub>-Emissionen und annualisierte Investitions- und Betriebskosten. Das Energiesystemmodell ist somit für die ganzheitliche Planung eines Energiesystems unter Berücksichtigung der Sektorkopplungseffekte geeignet. Das Modell adressiert die unterschiedlichen Rollen von Technologien im Rahmen der dynamischen Transformation des Energiesystems hin zu einer zunehmenden Dekarbonisierung für kurz- oder langfristige Zeithorizonte. Dazu gehören der Ausbau und

---

<sup>385</sup> (TransnetBW GmbH, 2022)

die Nutzung von Flexibilitätsoptionen, Energiespeicher und Schlüsseltechnologien wie Elektrolyseure und Wärmepumpen einschließlich E-Mobilität.

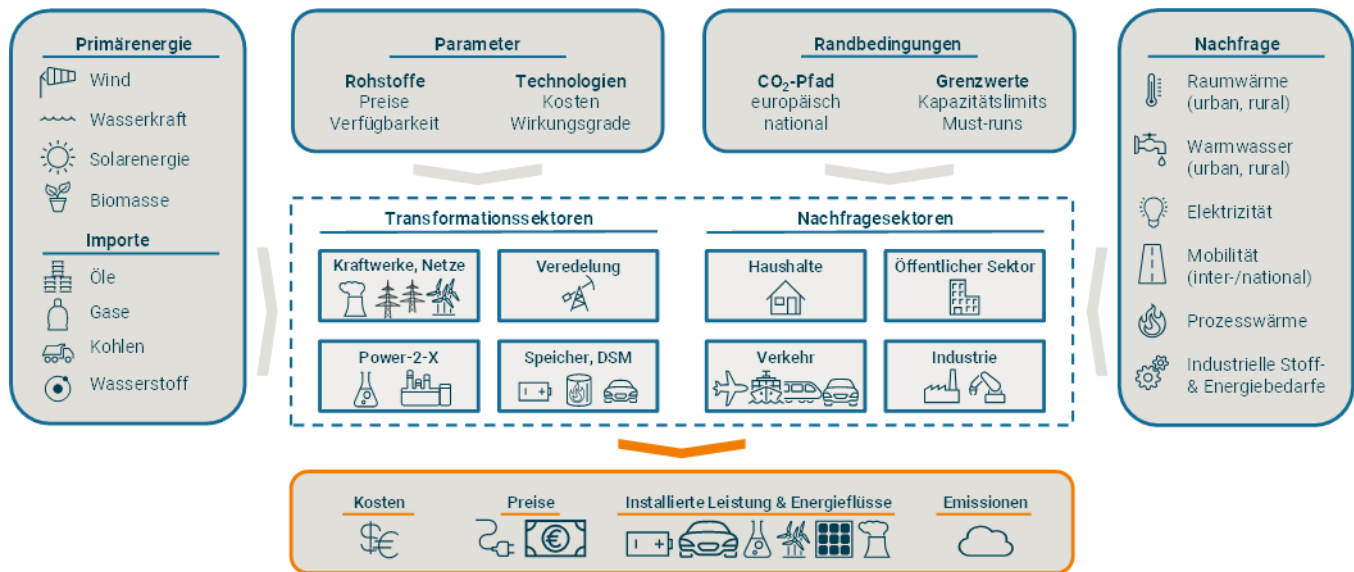


Abbildung 2-82: Schematische Darstellung der Methodik des verwendeten Energiesystemmodells. Quelle: Eigene Darstellung.

Im Hinblick auf die vorliegende Studie wurde die Modellregion Deutschland, welche bereits eine Unterteilung in 5 Regionen beinhaltete (Nord, West, Süd-Ost, Süd-West, Ost) um die Region Mainz erweitert. Hierbei wurde das Modell entsprechend den Erkenntnissen aus der Potenzialanalyse ergänzt und für die in Kapitel 2.3 definierten Zielbilder kalibriert. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen die Auswertungen der Modellregion Mainz im Kontext eines deutschen sowie europäischen Energiesystems.

### 2.6.1.2 Methodik der Sensitivitätsuntersuchung

Mithilfe der Sensitivitätsuntersuchung werden die Auswirkungen verschiedener Variablen auf das System analysiert. Dies ist ergänzend zur Risikoanalyse nützlich für die ganzheitliche Bewertung des Wasserstoffkonzeptes. Basierend auf dem oben beschriebenen Energiesystemmodell wurden die Sensitivitäten **Wasserstoffimportpreis**, **Volllaststunden der Elektrolyse** und **Anschluss an die überregionale Wasserstoffpipeline** in der Region Mainz isoliert betrachtet. Die Untersuchung fokussiert sich auf Zielbild 2 (Basis-Szenario Erzeugung und Ambitioniertes Szenario Bedarf, vgl. Kapitel 2.3.6). Da für Zielbild 1 ein geschlossenes System angenommen wird, entfällt die Variation von Importpreis und Pipelineanschluss. Zudem ist bei Variation der Volllaststunden der Elektrolyse ein triviales Ergebnis zu erwarten. Dementsprechend wird Zielbild 1 in der Untersuchung nicht explizit berücksichtigt.

Die Modellierung betrachtet Stützjahre im 5-Jahres Abstand in der Zeitspanne von 2025 bis 2050 und strebt eine Kostenoptimierung des europäischen Energiesystems an. Die Optimierungsergebnisse der Region Mainz stellen somit ein Teilergebnis im Rahmen eines kostenoptimalen gesamteuropäischen Energiesystems dar. Die Wasserstoffwirtschaft ist wiederum ein Teil des Mainzer Energiesystems und wird simultan mit den weiteren Sektoren optimiert. Dementsprechend wird für die Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse nicht nur die installierte Leistung und das Erzeugungsprofil optimiert, sondern auch die Strombereitstellung und alle damit verbundenen Komponenten und Prozesse. Die Elektrolyse nimmt somit direkt Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, während das vom Wetter abhängige Erzeugungsprofil der EE-Anlagen den



Strompreis und damit das optimale Betriebsprofil der Elektrolyse beeinflusst. Im Falle eines Anschlusses an das überregionale Wasserstoffnetz werden vom Modell auch der Zeitpunkt und die Menge des Wasserstoffimportes in Konkurrenz zur lokalen Wasserstofferzeugung optimiert. Zusätzlich optimiert das Modell die Größe und den Betrieb von lokalen Wasserstoffspeichern und damit die gesamte Wertschöpfungskette der lokalen und überregionalen Wasserstoffwirtschaft.

Zur Kalibrierung des Modells auf Zielbild 2 für die Sensitivitätsuntersuchung wurden für die Region Mainz exogene Vorgaben eingebracht. Aufgrund der Konfiguration des Modells kann der industrielle Energiebedarf nicht optimiert werden und wurde somit entsprechend dem ambitionierten Bedarfsszenario vorgegeben. Zusätzlich wurde für jedes der Stützjahre die benötigte Elektrolyseleistung berechnet, um bei 3.000 Volllaststunden (VLS) die Erzeugung des Basis-Szenarios zu liefern. Diese Leistung wurde der Optimierung als Minimum vorgegeben, dem Modell steht die Optimierung dieses Wertes nach oben offen. Der Pipelineanschluss der Region Mainz an das überregionale Wasserstoffnetz wird so ausgelegt, dass die Größe der Pipeline unter Volllast ausreichend ist, um die größte Lücke zwischen Erzeugung und Bedarf in Zielbild 2 zu decken. Diese Pipelinekapazität wird ab Beginn des Pipelineanschlusses vorgegeben und vom Modell nicht optimiert. Das Modell entscheidet dementsprechend nicht über den (Aus-)Bau der Pipeline, sondern ausschließlich über deren Nutzung in Konkurrenz zur regionalen Wasserstofferzeugung. Die Distribution innerhalb der Region Mainz sowie eine weitere regionale Unterteilung werden im Modell nicht betrachtet.

Für die Sensitivitätsuntersuchung des Wasserstoffimportpreises wurde eine Kostenerhöhung bzw. -reduktion des angenommenen Basispreises<sup>386</sup> für den europäischen Wasserstoffimport von jeweils 10% und 25% untersucht (Abbildung 2-83).

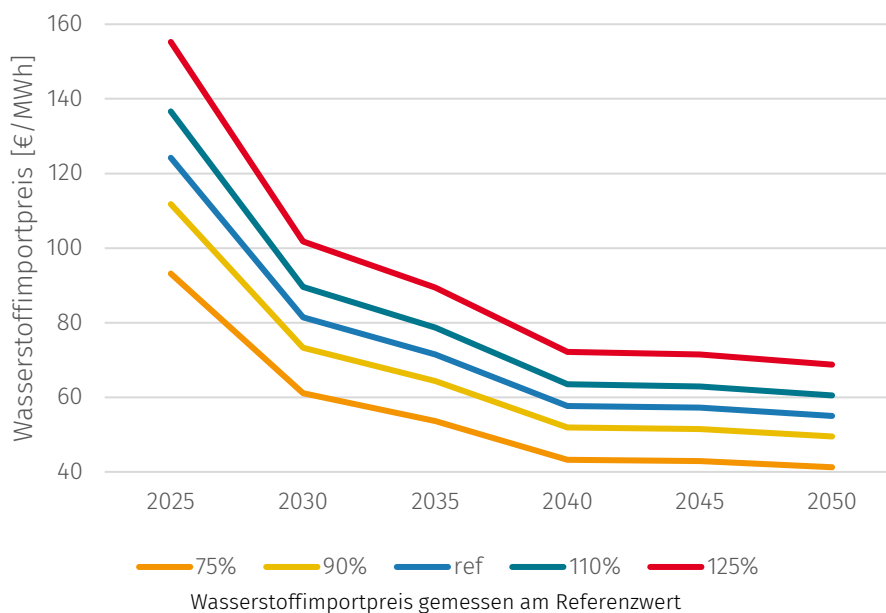


Abbildung 2-83: Sensitivität Wasserstoffimportpreis

Für die Variation der Volllaststunden der Elektrolyseure wurden ausgehend von der Referenz (3.000 h/a) Rechnungen mit 2.000 h/a, 4.000 h/a, 5.000 h/a und 6.000 h/a durchgeführt (Abbildung 2-84).

<sup>386</sup> Vgl. auch (Janischka, U. et al., 2021)

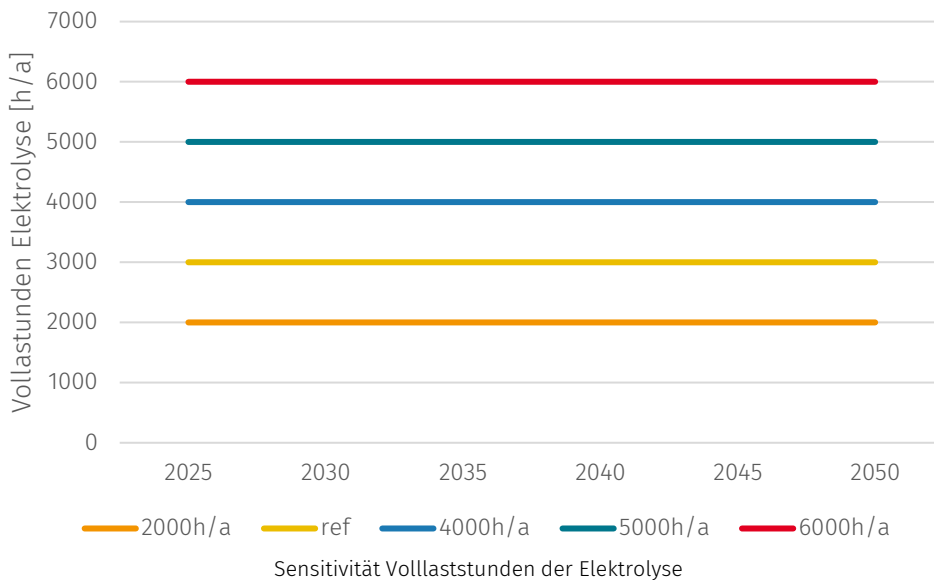


Abbildung 2-84: Sensitivität Volllaststunden der Elektrolyse

Als dritter Variationsparameter wurde der Zeitpunkt des Anschlusses der Region Mainz an ein überregionales Wasserstoffnetz gewählt. Dazu wurden ausgehend von der Referenz (Pipelineanschluss im Jahre 2030) die Jahre 2025, 2035, 2040 und 2045 modelliert, siehe Abbildung 2-85. Zu berücksichtigen ist, dass die Pipeline im Modell die einzige Importmöglichkeit von Wasserstoff in die Region Mainz darstellt und sich bis zum Pipelineanschluss eine in sich geschlossene, regionale Wasserstoffwirtschaft ergibt.

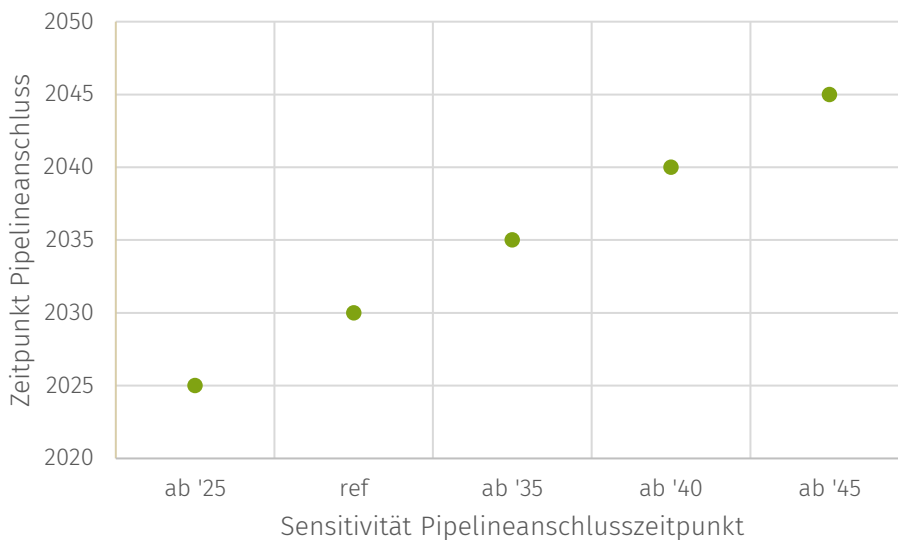


Abbildung 2-85: Sensitivität Wasserstoffpipelinekapazität

Bei der Modellierung der Sensitivitäten werden die beschriebenen Parametervariationen jeweils gegenüber der Referenz (Basis-Wasserstoffimportpreis, 3.000 h/a VLS-Elektrolyse, Pipelineanschluss Mainz 2030) ausgewertet. Eine vollständige Kombination der Ausprägungen aller drei Parameter wird nicht durchgeführt.

### 2.6.1.3 Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung

Die Auswertung der Sensitivitätsanalyse ist von entscheidender Bedeutung, um die Sensitivität des Wasserstoffkonzeptes gegenüber verschiedenen Einflussfaktoren zu bewerten und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu verstehen. Durch diese Untersuchung können wichtige Erkenntnisse gewonnen werden, die für die Optimierung des Wasserstoffkonzeptes unerlässlich sind. Hauptindikatoren für die Auswertung der Ergebnisse sind die Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung sowie die installierte Elektrolyseleistung.

#### 2.6.1.3.1 Sensitivität Wasserstoffimportpreis

Als erste der drei Sensitivitäten wird die Variation des Wasserstoffimportpreises, die entsprechend der Methodik nach 2.6.1.2 durchgeführt wurde, betrachtet. In der nachfolgenden Abbildung 2-86 ist die Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung für die Region Mainz in Abhängigkeit von dem in der Sensitivität variierten Wasserstoffimportpreis für die betrachteten Stützjahre abgebildet.

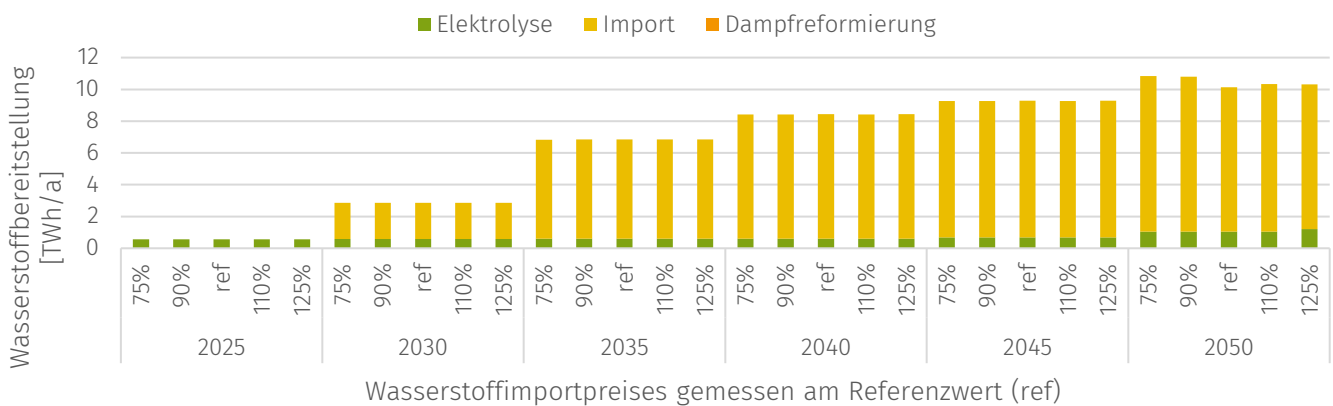


Abbildung 2-86: Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellungsart vom Wasserstoffimportpreis

Aus der Darstellung in Abbildung 2-86 wird ersichtlich, dass der Importpreis für außereuropäischen Wasserstoff keinen signifikanten Einfluss auf die Bereitstellung von Wasserstoff in der Region Mainz ausübt. In den Stützjahren bis einschließlich 2045 sind die Resultate der Variationsrechnungen in guter Näherung identisch mit denen der Referenzrechnung. Im Jahr 2050 zeigt sich eine Tendenz, dass der Wasserstoffeinsatz mit steigendem Importpreis abnimmt. Bei einem Anstieg der Wasserstoffimportpreise um 25% gegenüber der Referenz zeigt sich ein leichter Anstieg des lokal durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs um 16% auf 1.210 GWh/a.

Der Importpreis für Wasserstoff, der von außerhalb Europas in die abgebildete Modellregion importiert wird, wird nicht unmittelbar nach Mainz durchgeleitet und hat somit nur einen indirekten Einfluss auf den optimierten Wasserstoffimport nach Mainz. Entsprechend der Modellierung importiert Mainz den Wasserstoff aus der Nachbarregion, mit der eine Pipelineverbindung besteht, zu den dortigen Wasserstoffkosten. Diese sind von den lokalen Gesteinskosten sowie den Wasserstoffpreisen der Regionen, mit denen eine Pipelineverbindung besteht, abhängig. Die dortigen Importkosten sind wiederum abhängig von weiteren umliegenden Regionen, die an das Wasserstoffnetz angebunden sind. Daher können hohe außereuropäische Importkosten aufgrund günstiger Erzeugungslagen anderswo in Europa durch den europäischen Binnenmarkt so weit abgefangen werden, dass kein merklicher Effekt auf die Region Mainz ausgeübt wird. Bei einer Steigerung der Importkosten um 25% wird in den Rechnungen kein Wasserstoff nach Europa importiert, weshalb die Importkosten für die Region Mainz allein von den europäischen Gesteinskosten- und Transportkosten abhängen. Die Sensitivität deutet daher darauf hin, dass für die Region Mainz auch bei hohen außereuropäischen Wasserstoffkosten der Import

von Wasserstoff aus wind- und sonnenreichen Regionen, aufgrund der dortigen geringeren Gesteungskosten, Kostenvorteile bietet.

Ergänzend zur Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung ist in der nachfolgenden Abbildung 2-87 die installierte Elektrolyseleistung (elektrisch) dargestellt. Zusätzlich dazu ist die exogen vorgegebene, minimale installierte Leistung entsprechend der Beschreibung in 2.6.1.2 als Linie eingezeichnet.

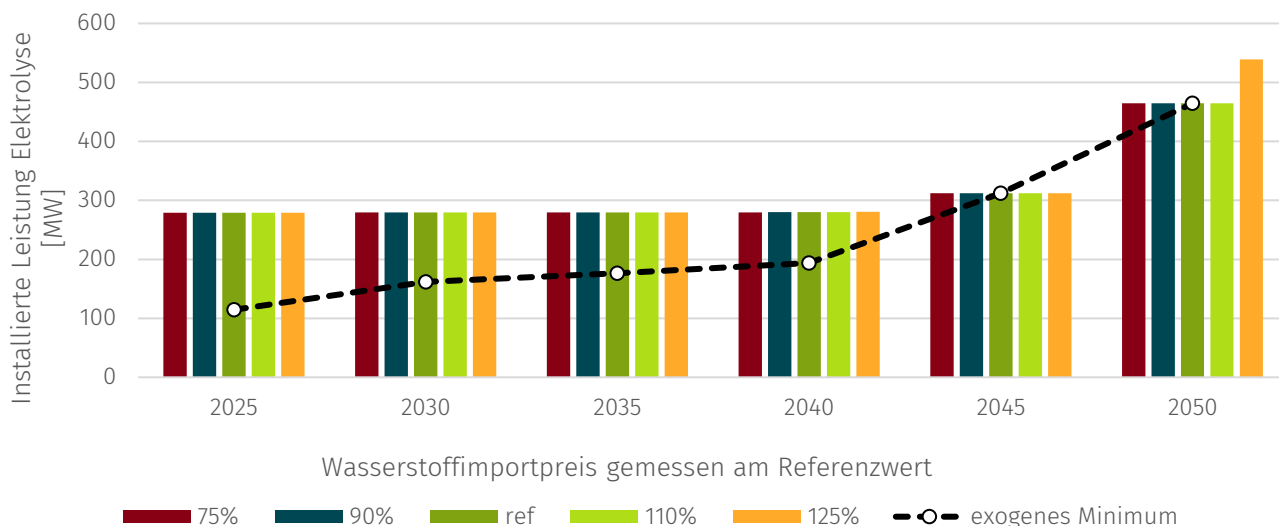


Abbildung 2-87: Abhängigkeit der Elektrolyseleistung vom Wasserstoffimportpreis

Wie bei der Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung Abbildung 2-86 bereits beschrieben wurde, unterscheiden sich die Ergebnisse bis einschließlich 2045 nur marginal. Lediglich im Jahr 2050 bei einer Steigerung der Importkosten um 25% gegenüber der Referenz kommt es zu einem verstärkten Ausbau der Elektrolyse in Mainz auf knapp 540 MW<sub>el</sub>. Auffällig ist, dass die Elektrolyseleistung im Jahr 2025 deutlich über das vorgegebene Minimum hinaus ausgebaut wird<sup>387</sup>, dann bis 2040 konstant bleibt und dann für 2045 und 2050, mit Ausnahme der angesprochenen Erhöhung der Kosten um 25% im Jahr 2050, dem Minimum folgend ausgebaut wird. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass die Wasserstoffwirtschaft in Mainz bis zum Anschluss an die überregionale Wasserstoffpipeline in sich geschlossen ist und lokale Erzeugung somit die einzige Möglichkeit zur Wasserstoffbereitstellung darstellt. Da die ambitionierte Wasserstoffnachfrage dennoch bedient werden muss, wird das Modell zu einem stärkeren Ausbau der Elektrolyse im Jahr 2025 gezwungen. Aufgrund der Lebensdauer der Technologie bleibt diese Kapazität dann bis ins Jahr 2040 als Bestand erhalten. Daher kann man als Ergebnis festhalten, dass die Elektrolyse, abgesehen von der beschriebenen Ausnahme, in dieser Sensitivität nur bis zum notwendigen Minimum ausgebaut und die Wasserstoffversorgung per Import präferiert wird.

Als Kernergebnis der Variation der Kosten für den außereuropäischen Wasserstoffimport kann man festhalten, dass keine signifikante Beeinflussung der Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz zu beobachten ist. Der Wasserstoffimport wird auch im Extremfall, in dem aufgrund des hohen

<sup>387</sup> Hier gilt wie in den weiteren Sensitivitäten auch, dass der Ausbau der Elektrolyse, insbesondere bis 2025, ein theoretisches Modellergebnis darstellt. Eine Betrachtung, ob dies in der bis dahin verbleibenden Zeit technisch umsetzbar ist, wurde nicht durchgeführt. Vielmehr dienen die Sensitivitäten dem Ableiten von Einflüssen auf das lokale Energiesystem, die von den variierten Rahmenbedingungen der Wasserstoffwirtschaft abhängen.

Importpreises kein Wasserstoff nach Europa importiert wird, der lokalen Elektrolyse in Mainz vorgezogen.

### 2.6.1.3.2 Sensitivität Volllaststunden Elektrolyse

Nachfolgend wird die Variation der Volllaststunden der Elektrolyse entsprechend der in Kapitel 2.6.1.2 erläuterten Methodik betrachtet. In der nachfolgenden Abbildung 2-88 ist die Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung für die Region Mainz in Abhängigkeit von der Sensitivität der Volllaststunden für die betrachteten Stützjahre abgebildet.

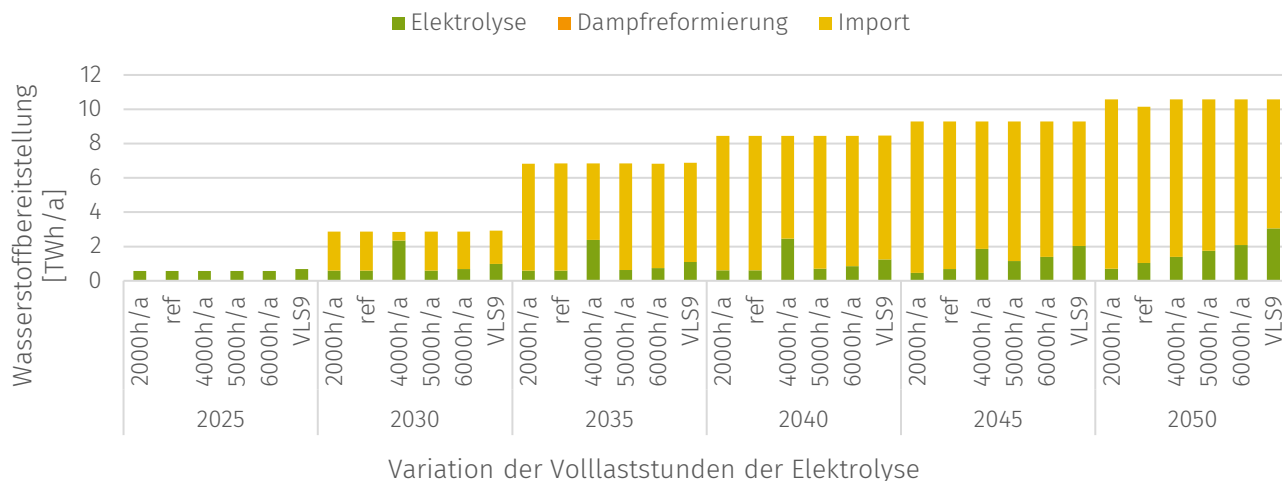


Abbildung 2-88: Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellungsart von der Volllaststundenzahl der Elektrolyse

Das Diagramm zeigt, dass die jährlichen Volllaststunden der Elektrolyse einen deutlichen Einfluss auf die Bereitstellung von Wasserstoff in der Region Mainz haben. In allen Stützjahren mit Ausnahme von 2050 wird bei einer vorgegebenen Volllaststundenzahl von 4.000 h/a gegenüber den anderen Parametrierungen mehr Wasserstoff per lokaler Elektrolyse bereitgestellt. Zudem zeigt sich der Effekt, dass hohe Volllaststunden grundlegend auch zu einer höheren Wasserstofferzeugung führen. Dies wird durch die vorgegebene Elektrolysekapazität maßgeblich beeinflusst und später (Abbildung 2-89) diskutiert. Hervorzuheben ist an dieser Stelle die Beobachtung, dass der Betriebsbereich von 4.000 h/a deutlich überlegen erscheint.

Dazu ist grundlegend zu erfassen, dass die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs von zwei gegenläufigen Einflüssen abhängt. Auf der einen Seite sind möglichst hohe Volllaststunden ideal, um ein möglichst günstiges Verhältnis der annualisierten Investitionskosten zur erzeugten Wasserstoffmenge zu erreichen. Dem gegenüber stehen die Wasserstoffgestehungskosten, die vom Strompreis abhängen. Aus dieser Sicht ist der Betrieb eines Elektrolyseurs ausschließlich zum Zeitpunkt des günstigsten Strompreises optimal. Berücksichtigt man diese beiden Einflüsse ergibt sich eine Volllaststundenzahl, zu der das Ausnutzen der Investitionskosten und der Betrieb der Elektrolyse zu Zeiten günstiger Strompreise sich in einem optimalen Verhältnis zueinander befinden. Die Sensitivität mit 4.000 h/a kommt diesem Wert am nächsten. Das Modellergebnis lässt sich so interpretieren, dass in diesem Bereich der Volllaststunden die Elektrolyse in Mainz nicht nur lukrativer als bei anderen Volllaststunden, sondern im überwiegenden Teil der Zeit auch lukrativer als der Wasserstoffimport ist.

Ergänzend zur Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung ist in der nachfolgenden Abbildung 2-89 die installierte Elektrolyseleistung (elektrisch) dargestellt. Zusätzlich dazu ist das exogen vorgegebene Minimum als Linie eingezeichnet.

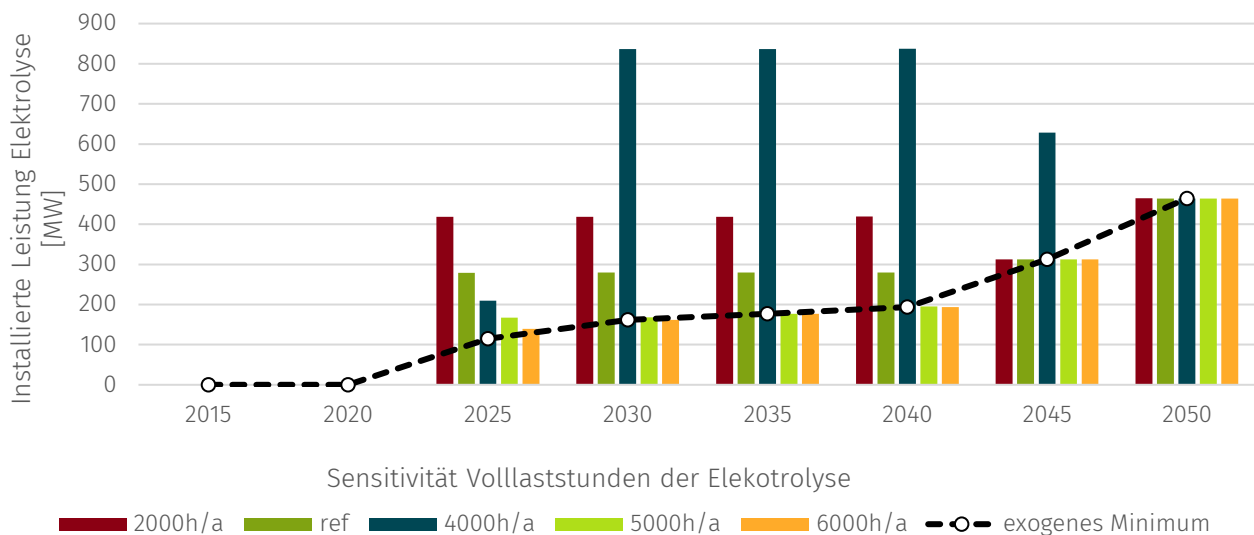


Abbildung 2-89: Abhängigkeit der Elektrolyseleistung von der Volllaststundenzahl

Der in Abbildung 2-89 dargestellte Ausbau der Elektrolyseleistung wird von zwei Einflüssen maßgeblich gesteuert. Zum einen sorgt der Betrieb in einem günstigen Volllaststundenbereich von 4.000 h/a für einen signifikanten Ausbau der Elektrolyseleistung auf mehr als 800 MW im Jahr 2030. Diese Leistung bleibt bis ins Jahr 2040 aufgrund der Lebensdauer unverändert und wird in den Stützjahren 2045 und 2050 schrittweise auf das vorgegebene Minimum zurückgebaut. Der zweite Effekt tritt bereits im Stützjahr 2025 in Kraft und verursacht einen Ausbau der Elektrolyseleistung, der nicht vom vorgegebenen Minimum, sondern von der Nachfrage der in diesem Jahr noch in sich geschlossenen Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz getrieben ist. Dadurch, dass der Pipelineanschluss an das überregionale Wasserstoffnetz erst 2030 erfolgt, bleibt 2025 als einzige Option zur Wasserstoffbereitstellung die lokale Erzeugung, weswegen das Modell ähnlich wie in 2.6.1.3.1 zu dem auftretenden Ausbau gezwungen wird. Da sich die benötigte Elektrolyseleistung antiproportional zu den vorgegebenen Volllaststunden verhält, sinkt die installierte Leistung mit steigenden VLS. Dieser Zusammenhang erklärt auch das allgemeine Verhalten, dass mit steigenden VLS die durch lokale Elektrolyse erzeugte Wasserstoffmenge steigt. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass sich die installierte Leistung mit Ausnahme der beschriebenen zwei Einflüsse exakt am vorgegebenen Minimum befindet. Am deutlichsten wird dies im Jahr 2050. Gleichzeitig ist im Jahr 2050 am deutlichsten zu erkennen, dass die erzeugte Wasserstoffmenge proportional zu den vorgegebenen VLS steigt. Demzufolge ist die in den Sensitivitäten unterschiedliche Wasserstofferzeugung keine endogen optimierte Modellentscheidung, sondern wird durch die exogen vorgegebene minimale Elektrolyseleistung und die vorgegebenen VLS erzwungen.

Als Kernergebnis der Variation der Volllaststunden der Elektrolyse lässt sich festhalten, dass ein günstiger Betriebspunkt entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der lokalen Erzeugung in der Region Mainz ist. Bei Betrieb in einem günstigen Volllaststundenbereich zeigt sich die lokale Elektrolyse im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft konkurrenzfähig zum Wasserstoffimport, sodass nicht nur die minimal vorgegebene Erzeugung stattfindet und die restliche Wasserstoffmenge importiert wird. Stattdessen wird bei 4.000 h/a die Elektrolyseleistung im Jahr 2030 auf mehr als das 5-fache des Minimums ausgebaut und mehr als 80% des Wasserstoffbedarfes so gedeckt. Im Gegensatz dazu wird bei den anderen Sensitivitäten nur bis maximal 24% der Bedarfe durch lokale Erzeugung bereitgestellt.

### 2.6.1.3.3 Sensitivität Wasserstoffpipelinekapazität

Zuletzt wird die Variation des Zeitpunktes des Pipelineanschlusses der Region Mainz an das überregionale Wasserstoffnetz entsprechend der Methodik nach 2.6.1.2 betrachtet. Die nachfolgende Abbildung 2-90 beschreibt die Zusammensetzung der Wasserstoffversorgung der Region Mainz für die Variationen in den betrachteten Stützjahren.

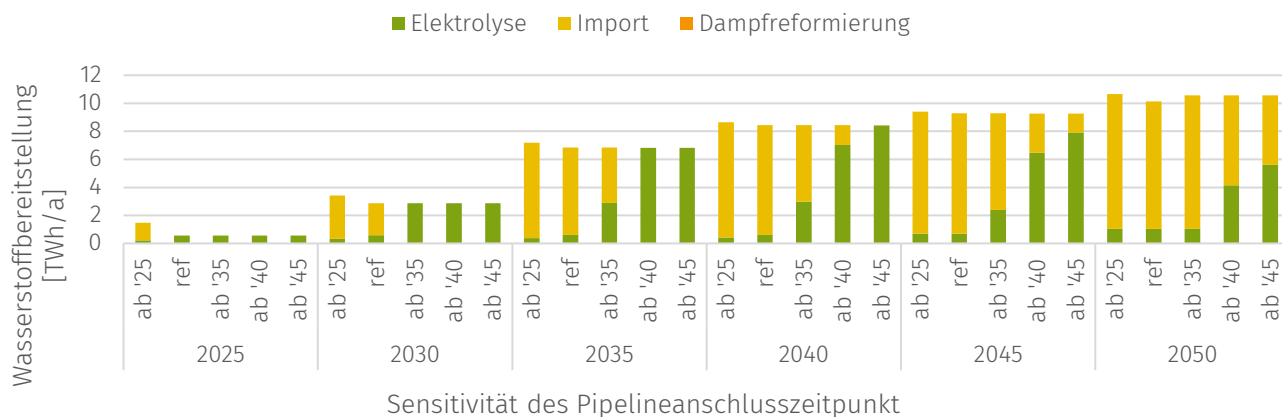


Abbildung 2-90: Abhängigkeit der Wasserstoffbereitstellungsart vom Anschlussdatum an ein überregionales Wasserstoffnetz

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass der Zeitpunkt des Pipelineanschlusses an das überregionale Wasserstoffnetz einen maßgeblichen Einfluss auf die Wasserstoffbereitstellung in der Region Mainz ausübt. Dabei treten zwei Auswirkungen besonders in den Vordergrund. Zum einen sorgt der Pipelineanschluss im Jahr 2025 für eine größere Wasserstoffnachfrage, zum anderen steigt mit späterem Pipelineanschluss die lokale Wasserstofferzeugung erheblich an. Der Anstieg der Wasserstoffnachfrage bei einem Pipelineanschluss im Jahr 2025 ist auf das durch Vorgabe der transportkostenfreien Pipeline unterbestimmte Optimierungsproblem zurückzuführen und wird hier nicht weiter betrachtet. Relevant ist an dieser Stelle aber die geringere lokale Wasserstofferzeugung gegenüber den anderen Parametrierungen, worauf bei der Analyse der installierten Elektrolyseleistung später (Abbildung 2-91) im Detail eingegangen wird. Die mit späterem Pipelineanschluss steigende lokale Wasserstofferzeugung ist durch die bis zum Pipelineanschluss geschlossene Mainzer Wasserstoffwirtschaft zu erklären. Es wird, wie in den Sensitivitäten zuvor, ersichtlich, dass bis zum Pipelineanschluss die gesamte Wasserstoffnachfrage durch lokale Erzeugung gedeckt werden muss. Die über die Stützjahre steigende Wasserstoffnachfrage erzwingt bei späterem Pipelineanschluss somit den starken Ausbau der lokalen Erzeugung. Es zeigt sich zusätzlich, dass die lokale Erzeugung nach dem Pipelineanschluss stagniert und sukzessive nach 2050 hin wieder abnimmt. Auch dies wird bei der Analyse der installierten Elektrolyseleistung (siehe Abbildung 2-91) verdeutlicht und dort genauer analysiert.

An dieser Stelle erfolgt noch der Hinweis, dass die lokale Erzeugung von Wasserstoff in der Region Mainz im Bereich von bis zu 8.000 GWh/a, wie in dieser Sensitivität zu beobachten, äußerst unwahrscheinlich ist. In der Realität würde ein später Pipelineanschluss entweder zu Wasserstoffimporten über alternative Wege, wie z.B. dem Import von Ammoniak per Schiff oder dem Import von Flüssigwasserstoff über die Schiene, oder zu einem verzögerten bzw. sogar abgeschwächten Hochlauf des Wasserstoffbedarfes führen. Da der Sensitivitätsanalyse das Zielbild 2 zugrunde liegt, steht dem Modell diese Flexibilität nicht zur Verfügung.

Ergänzend zur Zusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung ist in der nachfolgenden Abbildung 2-91 die installierte Elektrolyseleistung (elektrisch) dargestellt. Zusätzlich dazu ist das exogen vorgegebene Minimum als Linie eingezeichnet.

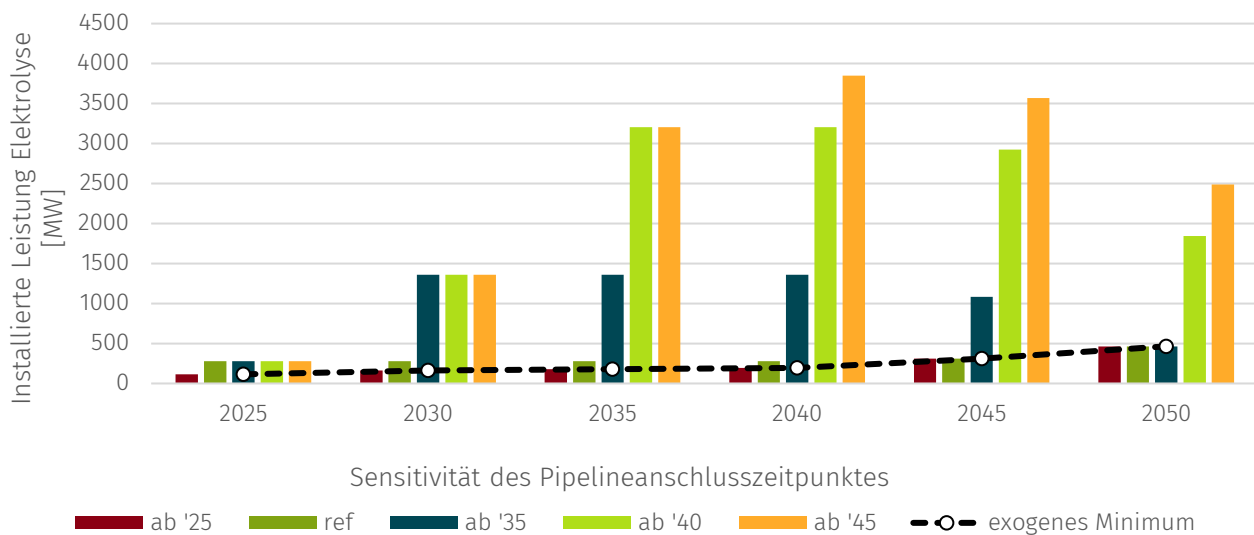


Abbildung 2-91: Abhängigkeit der Elektrolyseleistung vom Anschlussdatum an ein überregionales Wasserstoffnetz

Aus der Betrachtung der installierten Elektrolyseleistung wird deutlich, dass diese nur dann über das vorgegebene Minimum ausgebaut wird, wenn der Pipelineanschluss noch nicht vorhanden ist und der Wasserstoffbedarf die lokale Wasserstofferzeugung erzwingt. Zudem wird ersichtlich, dass die über das Minimum zugebaute Kapazität nach erfolgtem Pipelineanschluss sukzessive in genau dem Umfang reduziert wird, den der Rückbau entsprechend der Lebensdauer der Anlagen zulässt. Erfolgt der Pipelineanschluss bereits 2025, wird die Elektrolyse nie über das vorgegebene Minimum ausgebaut. Der Fakt, dass die Elektrolyse in keiner Parametrierung innerhalb dieser Sensitivität über das vorgegebene oder durch Wasserstoffnachfrage oder Lebensdauer der Anlagen induzierte Minimum ausgebaut wird, deutet darauf hin, dass die Elektrolyse in dieser Konfiguration wirtschaftlich weniger lukrativ als der Wasserstoffimport ist und daher vom Modell soweit möglich umgangen wird.

Als Fazit dieser Sensitivität lässt sich festhalten, dass die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung im Falle eines späten Pipelineanschlusses steigen. Das Modell erzwingt in diesen Fällen den Ausbau der lokalen Elektrolysekapazitäten. In der Realität wäre aller Voraussicht nach mit einem abgeschwächten Wasserstoffhochlauf oder dem Wasserstoffimport über alternative Routen (Schiff, Schiene) zu rechnen.

#### 2.6.1.3.4 Fazit Sensitivitätsuntersuchung

Im folgenden Kapitel sollen zunächst unterschiedliche Einflüsse auf die Dimensionierung von Wasserstoffspeichern diskutiert werden. Anschließend werden die Kernaussagen der Sensitivitätsuntersuchung zusammengefasst.

Das für die Sensitivitätsuntersuchung verwendete Modell ermittelt zusätzlich zur diskutierten Wasserstoffbereitstellung in Form von Elektrolyse und Import endogen die kostenoptimale Größe der lokalen Wasserstoffspeicher. Diese ist als Funktion der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse in der nachfolgenden Abbildung 2-92 aufgetragen. Diese Darstellung umfasst alle im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchung durchgeführten Rechnungen für alle betrachteten Stützjahre.



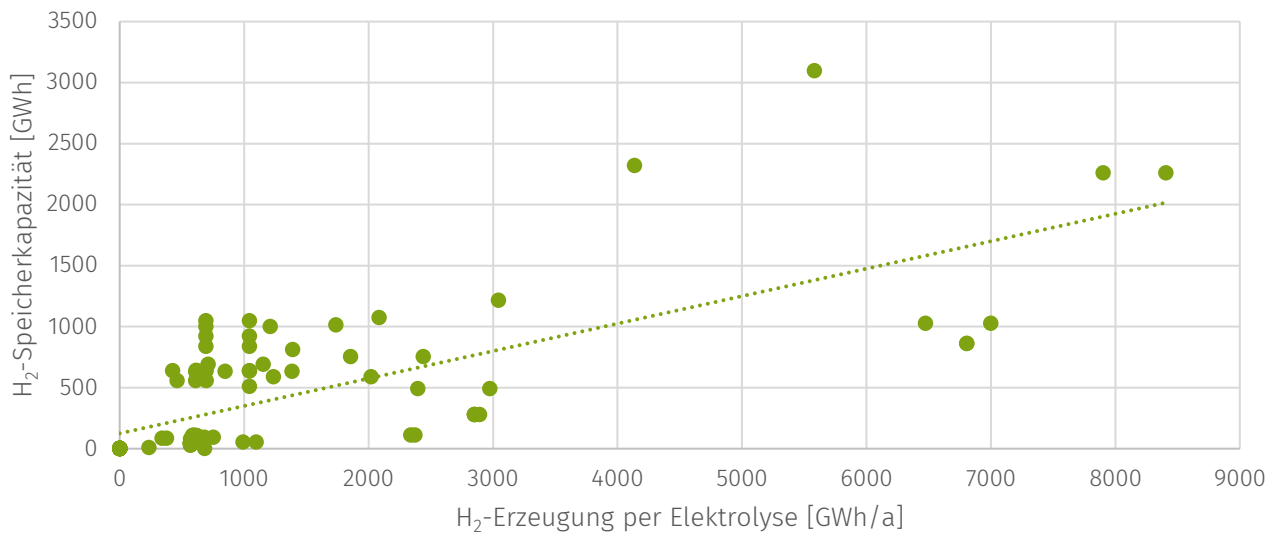


Abbildung 2-92: Abhängigkeit der Wasserstoffspeicherkapazität von der Wasserstofferzeugung per Elektrolyse für alle Sensitivitäten

Aus der Abbildung 2-92 lässt sich der Trend ableiten, dass die benötigte lokale Wasserstoffspeicherkapazität mit steigender lokaler Wasserstofferzeugung zunimmt. Allerdings ist dieser Zusammenhang nicht linear, die Trendlinie soll lediglich das grundlegende Verhalten andeuten. Die Punkte im Bereich von mehr als 3.000 GWh/a Wasserstofferzeugung sind alle auf die Sensitivität des Zeitpunktes des Pipelineanschlusses zurückzuführen. Der überwiegende Teil der Punkte bewegt sich im Bereich bis 3.000 GWh/a Wasserstofferzeugung und ca. 1.000 GWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität. Die relativ große Streuung um die Trendlinie deutet darauf hin, dass neben der lokalen Elektrolyse noch weitere Faktoren die Optimierung der Speichergröße beeinflussen. Diese Faktoren sind für die Auslegung der Speicher, aber auch der Elektrolyseanlagen, von großer Bedeutung und werden nachfolgend diskutiert.

Der lokale Speicherbedarf wird offensichtlich vom Unterschied zwischen den Profilen der Wasserstofferzeugung und Wasserstoffnachfrage bestimmt. Die Wasserstoffnachfrage ist im Modell über die Zeit weitestgehend konstant, was in guter Näherung und insbesondere den Aussagen der industriellen Stakeholder entsprechend auch auf die Realität zutrifft. Dahingegen ist die Wasserstofferzeugung typischerweise als Reaktion auf die EE-Erzeugungsprofile bzw. den Strompreis volatil. Zum Angleichen der beiden Profile werden Speicher benötigt. Zusätzlich hat der Wasserstoffimport einen maßgeblichen Einfluss auf den regionalen Speicherbedarf. Dabei ist sowohl die verfügbare Menge an Wasserstoff zum Import sowie der Preis entscheidend. Letzterer wird zum einen durch den Weltmarktpreis beeinflusst, hängt aber auch von den Gestehungskosten in den benachbarten Regionen ab. Diese wiederum sind von zahlreichen Faktoren wie dem lokalen Strompreis und der Wasserstoffnachfrage abhängig. Zusätzlich üben Speicher außerhalb der Region Mainz einen erheblichen Einfluss auf den lokalen Speicherbedarf aus. Bei ausreichenden Speicherkapazitäten außerhalb der Region und gleichzeitig flexiblen Import- und Exportmöglichkeiten käme die Region Mainz theoretisch auch ohne eigene Speicher aus. Dies ist aber weder aus strategischen noch aus Kostengründen optimal. Die lokalen Wasserstoffspeicher sind dementsprechend durch Abwägen zahlreicher technischer, wirtschaftlicher und strategischer Faktoren auszulegen.

Auf Basis der Sensitivitätsuntersuchung können zusammenfassend Kernaussagen abgeleitet werden, die sich in der Auslegung der Wasserstoffwirtschaft der Region Mainz widerspiegeln. Der Anschluss an das überregionale Wasserstoffnetz beeinflusst die Wasserstoffwirtschaft fundamental. Der Bezug von

Wasserstoff aus Nachbarregionen, günstigen europäischen Erzeugungsstandorten sowie von außereuropäisch synthetisiertem Wasserstoff wird vom Modell aus Kostengründen als positiv gegenüber der lokalen Erzeugung gewertet. Für eine günstige lokale Wasserstoffherzeugung ist der Betriebspunkt der Elektrolyse entscheidend. Bei der Wahl eines günstigen Betriebspunktes können die Gesteungskosten mit den Importkosten zu Beginn des Hochlaufes konkurrieren. Gleichzeitig steigt der Bedarf an lokalen Wasserstoffspeichern mit der lokalen Erzeugung. Für die genaue Auslegung von Elektrolyse und Speichern sind neben den Kosten zahlreiche weitere strategische Aspekte wie Versorgungssicherheit, Redundanzen und Resilienz sowie technische Faktoren wie Betriebspunkt, Überlastfähigkeit oder Speicherkennlinien zu berücksichtigen.

### 2.6.1.4 Kostenbetrachtung der Zielbilder 1 & 2

In diesem Kapitel werden die Kosten der Energieversorgung in den beiden Zielbildern auf Basis des für die Sensitivität eingesetzten Modells betrachtet. Dabei werden sowohl die Gesamtsystemkosten als auch die Wasserstoffpreise analysiert. In Abbildung 2-93 sind die annualisierten Gesamtkosten des modellierten Energiesystems für die Region Mainz für die Zielbilder 1 und 2 dargestellt. Darin sind die annualisierten Investitions- und Betriebskosten sämtlicher im Modell abgebildeten Komponenten und die Kosten für Energieimport der Region Mainz enthalten. Die Zusammensetzung des Modells ist in 0 im Detail beschrieben.

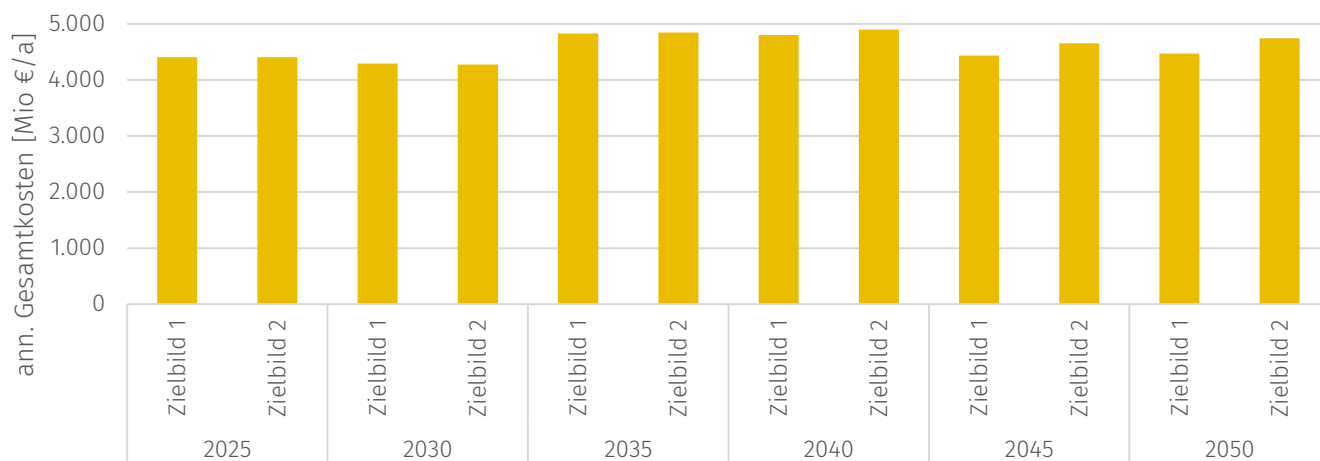


Abbildung 2-93: Annualisierten Gesamtkosten des modellierten Energiesystems für die Region Mainz

Beim Vergleich der Zielbilder zeigt sich, dass sich die Systemkosten zu Beginn der Betrachtung nahezu gleichen und mit der Zeit immer weiter voneinander abweichen. Dies ist unabhängig von der Größenordnung der Kosten, die an dieser Stelle nicht weiter betrachtet wird. Zudem ist der Trend erkennbar, dass im Zielbild 2 höhere Kosten anfallen als im Zielbild 1. Diese Kostenunterschiede sind vor allem auf die Wasserstoffversorgung zurückzuführen. Die deutlich höhere Wasserstoffnachfrage in Zielbild 2 verursacht insgesamt höhere Kosten als die Bereitstellung der alternativen Energieträger in Zielbild 1. Dabei ist zu beachten, dass der frühere und stärkere Hochlauf in Zielbild 2 zu einer schnelleren und stärkeren Reduktion des Gasverbrauchs in der energieintensiven Industrie führt und dadurch auch die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Region Mainz schneller zurückgehen. Daraus lässt sich folgern, dass für einen erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in der Region Mainz gute Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um den vordergründig höheren Gesamtkosten mit strategischen Vorteilen und Planungssicherheit für die Akteure begegnen zu können.

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird allerdings nicht nur durch die Gesamtsystemkosten, sondern auch durch den Wasserstoffpreis maßgeblich beeinflusst. Eine günstige Versorgung mit

Wasserstoff ist ein entscheidender Faktor für den Hochlauf des Bedarfes. Die durchschnittlichen Wasserstoffkosten in der Region Mainz pro Jahr sind in der nachfolgenden Abbildung 2-94 dargestellt. Diese setzen sich aus den Kapital- und Betriebskosten sowie den Stromkosten der Elektrolyse auf der einen und den Kosten für den Wasserstoffimport auf der anderen Seite zusammen.

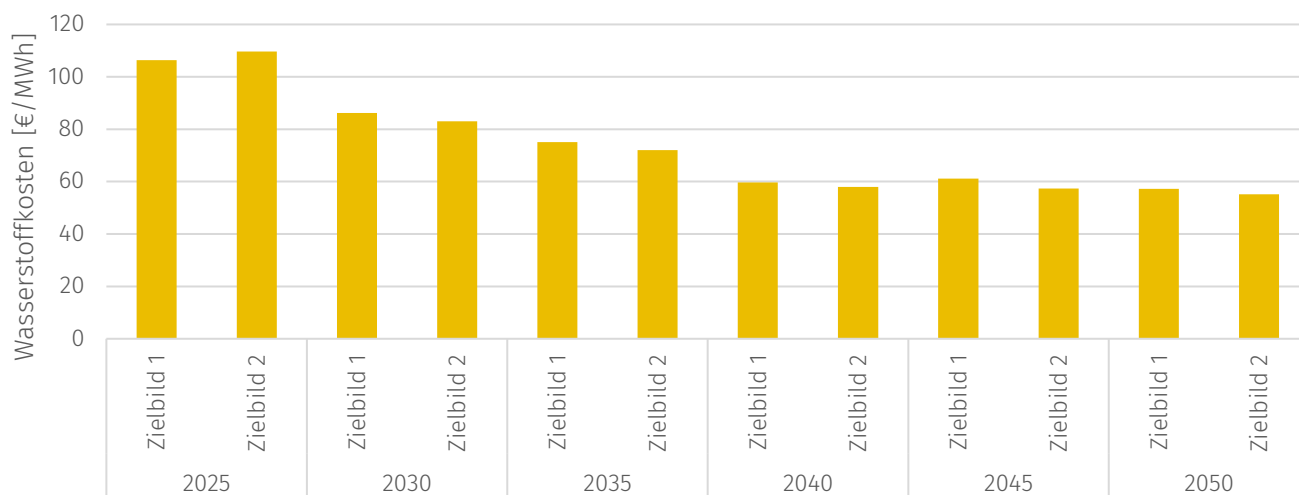


Abbildung 2-94: Durchschnittlichen Wasserstoffkosten in der Region Mainz pro Jahr

Aus dem Diagramm (Abbildung 2-94) wird ersichtlich, dass die Wasserstoffkosten grundlegend mit der Zeit abnehmen und sich im Zielbild 2 ein geringerer Preis als in Zielbild 1 einstellt. Im Jahr 2025 liegt der Wasserstoffpreis getrieben durch die marginal höhere Wasserstoffnachfrage in ZB2 noch etwas über dem Preis im ZB1, mit steigender Wasserstoffnachfrage und Pipelineanschluss dreht sich dies um, sodass der Wasserstoffpreis im ZB2 in den folgenden Stützjahren zwischen 2 und 4 €/MWh unter dem Preis in Zielbild 1 liegt. Der Pipelineanschluss hat auf diesen Preisvorteil zwei entscheidende Einflüsse. Zum einen bietet sich überhaupt die Möglichkeit, günstigen Wasserstoff aus anderen Regionen zu importieren. Zum anderen schafft die Pipeline eine zeitliche Flexibilität bei der regionalen Wasserstofferzeugung, sodass zur Elektrolyse Zeiten niedriger Strompreise effektiver zur günstigen Wasserstofferzeugung genutzt werden können und Wasserstoffimporte in Zeiten ungünstiger Strompreise die Elektrolyse ersetzen können. Beides sorgt neben einer stärker diversifizierten Wasserstoffversorgung zu niedrigeren Gestehungskosten für die regionale Wasserstofferzeugung und damit in Kombination mit dem Wasserstoffimport zu günstigeren Preisen für den Abnehmer.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im Zielbild 2 aufgrund der ausgeprägten Wasserstoffnachfrage insgesamt etwas höhere Gesamtkosten in der Energiewirtschaft anfallen als in Zielbild 1. Dafür stellt sich in Zielbild 2 durch die in das Gesamtsystem integrierte Mainzer Wasserstoffwirtschaft ein geringerer Wasserstoffpreis ein, der ein entscheidender Faktor für den Bedarfshochlauf darstellt.

### 2.6.2 Rechtliche Betrachtungen

Bei der Entwicklung eines Wasserstoffkonzepts ist es von entscheidender Bedeutung, rechtliche Rahmenbedingungen und regulatorische Aspekte zu berücksichtigen. Die rechtliche Betrachtung spielt eine zentrale Rolle, um daraus hervorgehende Einschränkungen und Risiken, aber auch Chancen und Anreize zu bewerten. Die rechtliche Analyse des Wasserstoffkonzepts ist von der Rechtsanwaltskanzlei CMS Hasche Sigle erstellt worden.

Einige spezifische rechtliche Fragen aus den Stakeholder-Interviews, Beiratssitzungen und Strategiedialogen wurden bereits in Kapitel 2.3 und 2.4 systematisch aufgearbeitet und juristisch bewertet. Zahlreiche Fragen zum Zugang von Wasserstoffnetzen (bzw. einer etwaigen Zugangsbeschränkung) wurden durch die Darstellung der neuen energierechtlichen Regulierung nach §§ 28k ff. EnWG beantwortet. Zudem wurden einige Unklarheiten der Stakeholder hinsichtlich der Gesetzgebung und Rechtslage (bspw. hinsichtlich der Standardisierung bei Betankung von Fahrzeugen) aufgeklärt. Außerdem wurden Checklisten zu rechtlichen Aspekten erstellt, wie beispielsweise für die Genehmigung, Errichtung und Betrieb von Wasserstoffherstellungsanlagen (Kapitel 2.3.9.3) oder für die Errichtung und den Betrieb von oberirdischen Wasserstoffspeichern und von Wasserstofftankstellen (Kapitel 2.4.2.4), sowie für die Errichtung einer Wasserstoffpipeline (Kapitel 2.4.2.5). Zudem wurden spezifisch angefragte Informationen zusammengestellt, wie beispielsweise zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren (Kapitel 2.3.8), und zum Transport von Wasserstoff und -derivaten auf Straßen, Schienen, Binnengewässern (Kapitel 2.4.2.1.2).

Ergänzend dazu werden im Folgenden Themenfelder zu Fördermöglichkeiten von Wasserstoff-Projekten, verbrauchsspezifische Regelungen für Wasserstoff und der Entwicklung des rechtlichen Rahmens der Wasserstoffwirtschaft diskutiert. Außerdem wird ein Überblick über den möglichen Einfluss zukünftiger Änderungen und Anpassungen der nationalen Gesetzgebung auf die Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur gegeben. Die folgende rechtliche Betrachtung ist von der Rechtsanwaltskanzlei CMS Hasche Sigle erstellt worden.

### **2.6.2.1 Fördermöglichkeiten lokaler Infrastrukturprojekte durch die Landeshauptstadt Mainz – Beihilfenrechtliche Aspekte**

In rechtlicher Hinsicht stellt sich insbesondere die Frage, welche Möglichkeiten die öffentliche Hand hat, lokale Wasserstoffprojekte zu fördern, insbesondere, wenn diese Projekte „grünen“ Wasserstoff betreffen. Unbestritten hängt ein erfolgreicher Hochlauf der (lokalen) Wasserstoffwirtschaft auch von der Effektivität der Allokation öffentlicher Fördermittel ab. Das Subventionswesen kann auf allen Verwaltungsebenen – Bund, Länder, Kommunen – als legitimes und wirksames finanzpolitisches Instrument positive Wirkungen auf das Wachstum, die Verteilung und den Wettbewerb der Wasserstoffwirtschaft entfalten. Im Folgenden werden die groben rechtlichen Leitlinien dargestellt, die die öffentliche Hand bei der Subventionsvergabe zu beachten hat; eine konkrete Handlungsempfehlung enthalten die Ausführungen nicht.

Die öffentliche Hand kann nur solche Subventionen vergeben, die im Einklang mit nationalem und europäischem Beihilfenrecht stehen. Der rechtliche Rahmen von Subventionen und Beihilfen muss stets im Einzelfall anhand der konkret vorliegenden Umstände, wie der Art und Höhe der Subvention, geprüft werden.

Insbesondere besteht ein höchst komplexes Regelungsgeflecht aller Ebenen (Europarecht, Verfassungsrecht, Bundesrecht, Landesrecht), das bei der Ermittlung des rechtlichen Rahmens von Beihilfen zu beachten ist. So sind Rechtsträger bei der Erteilung von Subventionen in nationaler Hinsicht zunächst den verfassungsrechtlichen Grenzen unterworfen (bspw. Grundsatz des Vorbehalts des Gesetzes/ Grundsatz des Vorrangs des Gesetzes, Grundrechte nicht subventionierter Marktteilnehmer, insb. Gleichheitsgrundrecht aus Art. 3 Abs. 1 GG). Darüber hinaus ist das Beihilfenrecht stark europarechtlich geprägt, da staatliche Subventionen einen erheblichen Einfluss auf den europäischen Binnenmarkt haben können und wettbewerbsverzerrend wirken können.

Ausgangspunkt des europarechtlichen Rahmens für die staatliche Förderung sind das grundsätzliche Beihilfenverbot (Art. 107 AEUV), die Notifizierungspflicht (Art. 108 Abs. 3 S. 1 AEUV) und das

Durchführungsverbot (Art. 108 Abs. 3 S. 1 AUEV). Nach diesen Regelungsgehalten sind staatliche Beihilfen grundsätzlich verboten und sie müssen vor der Gewährung bei der Europäischen Kommission angemeldet werden. Die Kommission prüft dann, ob eine Freistellungs- oder Genehmigungsvorschrift eingreift, auf deren Grundlage sie die Beihilfe genehmigen kann. Von diesem Grundsatz gibt es Ausnahmen, wonach keine Notifizierungspflicht besteht: Das Vorliegen einer nicht wettbewerbsverzerrenden Beihilfe nach der De-minimis-Verordnung (Verordnung (EU) Nr. 1407/2013), das Vorliegen einer beihilfenrechtlichen Rechtfertigung nach den Grundsätzen von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (DAWI) oder das Vorliegen einer sogenannten freigestellten Beihilfe nach der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (Verordnung (EU) Nr. 651/2014, „AGVO“).

Nach der De-minimis-Verordnung unterliegt eine Beihilfe nicht dem Beihilfeverbot, wenn sie keinen wettbewerbsverzerrenden Charakter hat, also der Gesamtbetrag einer Beihilfe in einem Zeitraum von drei Jahren EUR 200.000,00 nicht übersteigt. Übersteigt eine Beihilfe diesen Betrag wird sie regelmäßig als wettbewerbsverzerrend anzusehen sein, ungeachtet der Tatsache, dass kommunale Beihilfen regelmäßig nur lokal wirken. Dies bedeutet aber zunächst, dass kleinere Beihilfen unterhalb dieser Schwelle recht problemlos bewilligt werden können. Die hierfür geltenden Berechnungsregeln sind im Einzelfall zu prüfen und zu beachten.

Darüber hinaus können Beihilfen nach den Grundsätzen von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (DAWI) im Einzelnen gerechtfertigt sein. Voraussetzung ist, dass es sich um eine DAWI handelt. DAWIs sind Dienstleistungen, die zum Wohle der Bürger oder im Interesse der Gesellschaft als Ganzes bzw. der Allgemeinheit erbracht werden. Weitere Voraussetzung ist, dass bei der Erbringung der Tätigkeit ein Marktversagen zu beobachten ist. Für Wasserstoffprojekte erscheint nicht schlichtweg ausgeschlossen, dass diese Voraussetzungen vorliegen, obgleich dies im Einzelfall nochmals zu überprüfen wäre.

Ebenfalls können Beihilfen nach der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) von der Notifizierungspflicht freigestellt sein, wenn die dort im Einzelnen geregelten Voraussetzungen erfüllt sind. Die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung regelt allgemeine Vorgaben (hinsichtlich Transparenz, Anzeizeffekten, Anzeigepflichten, Dokumentationspflichten), die Einhaltung gruppenspezifischer Schwellenwerte und die Beachtung gruppenspezifischer Beihilfehöchstintensitäten. Darüber hinaus sind besondere Voraussetzungen einzuhalten, die von der konkret beabsichtigten Maßnahme abhängig sind. Am 09. März 2023 hat die Europäische Kommission die vor dem Hintergrund des „Green New Deal“ angepasste Änderungsverordnung zur Änderung der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung gebilligt. Für die Produktion, den Transport und die Verwendung von „grünem“ Wasserstoff kommen eine Freistellung nach der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung, insbesondere nach den Artikeln 36, 36a, 40, 41, 48 und 56 AGVO, in Betracht.

Soweit eine Ausnahme hiernach nicht greift, muss die Beihilfe bei der Kommission angemeldet werden und die Kommission prüft die Zulässigkeit der Beihilfe nach europarechtlichen Beihilfavorschriften. Wichtige beihilfenrechtliche Instrumente der Kommission sind hierbei die sektorenbezogenen Leitlinien. Für „grünen“ Wasserstoff besonders relevant sind die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 („KUEBLL“). Diese sind zum 27. Januar 2022 in Kraft getreten und enthalten insbesondere in Ziff. 82, 84, 87, 193, 292, 376 einschlägige Vorschriften über Wasserstoffproduktion, -transport und -verwendung.

Einen Überblick über bereits bestehende Förderinstrumente der Bundesregierung, die den raschen Markthochlauf von Wasserstofftechnologien auf nationaler, europäischer wie auch internationaler

Ebene unterstützen und voranbringen sollen, gibt die von der Bundesregierung geschaffene zentrale Wasserstoff-Webseite<sup>388</sup>. Neben einem kompakten Überblick über sämtliche nationalen Förderinstrumente soll die Website im Sinne eines „One-Stop-Shop“ als erste Anlaufstelle dienen und umfassende Informationen zum Thema Wasserstoff enthalten.

#### **2.6.2.1.1 Verbrauchsspezifische Regelungen für Wasserstoff**

Aus rechtlicher Perspektive ist für einen (weiterhin) erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft von besonderer Relevanz, dass ein Rechtsrahmen geschaffen wird, der die Wasserstoffnutzung positiv anreizt. Insbesondere die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff sollte rechtlich begünstigt werden, um einen positiven Beitrag der Wasserstoffnutzung zur Klimapolitik zu erreichen. Allerdings besteht ein solcher umfassender Rechtsrahmen hinsichtlich des Verbrauchs von Wasserstoff derzeit (noch) nicht. Vielmehr existieren vereinzelt gesetzliche Vorgaben, die höchst sektorenspezifisch sind und nahezu den tagespolitischen Veränderungen unterliegen. Beispiele für solche verbrauchsspezifische Regelungen für Wasserstoff sind:

Eine maßgebliche Steuerungsmöglichkeit des Staates für den Verbrauch von Gütern ist die Besteuerung. Für den Einsatz von Wasserstoff gibt es je nach Verwertungspfad unterschiedliche Regelungen. Der Verbrauch von grünem Wasserstoff unterfällt grundsätzlich nicht der Energiesteuer, mit Ausnahme des Verkehrssektors (vgl. § 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG). Ebenfalls unterliegt der Wasserstoff nach Einspeisung ins Erdgasnetz der Energiesteuer entsprechend für Erdgas.

#### **2.6.2.1.2 Verbrauchsspezifische Regelungen in der Industrie und Energiewirtschaft**

In den Bereichen Industrie und Energiewirtschaft besteht mit dem Europäischen Emissionshandelssystem auf Grundlage der Richtlinie 2018/41077 eine umfassende Regelung zur Reduktion von Treibhausgasen in den Bereichen Industrie und Energiewirtschaft. Dieses kann in der Zukunft insoweit einen Anreiz für die Nutzung insbesondere grünen Wasserstoffs darstellen, wenn eine erhöhte Kohlendioxidbepreisung dazu führt, dass die derzeit sehr hohen Produktionskosten für grünen Wasserstoff konkurrenzfähig werden. Vergleichbares gilt für den nationalen Zertifikatehandel des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.

#### **2.6.2.1.3 Verbrauchsspezifische Regelungen im Wärmesektor**

Sehr relevant für die Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor ist die derzeit medial viel beachtete Änderung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Die Bundesregierung hat am 19.04.2023 eine Novelle des GEG beschlossen. Nach einem Kompromiss der Ampelkoalition sieht der aktuelle Entwurf nunmehr eine „technologieoffene“ Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien in neu eingebauten Heizungen vor. Demnach sollen Gasheizungen weiter verbaut werden können, wenn sie darauf ausgelegt sind, zukünftig das Erdgas durch Wasserstoff zu ersetzen („H<sub>2</sub>-Ready“). Von Kritikern wird dies als Erfolg der Erdgas-Lobby gesehen, eine Ausnahme für Gasheizungen in das Gesetz zu bringen. Angesichts der derzeit kritischen politischen Entwicklungen mit dem federführenden Staatssekretär wird in den Medien bezweifelt, dass die GEG-Änderung überhaupt kommt.

#### **2.6.2.1.4 Verbrauchsspezifische Regelungen im Verkehrssektor**

Für den Verkehrssektor besteht mit der 37. Bundesimmissionsschutzverordnung eine konkrete Regelung. Nach § 37a Abs. 1, 4 BImSchG sind Mineralölunternehmen verpflichtet, die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe fortlaufend zu mindern (2023: 8 Prozent; 2024: 9,25 Prozent). Konkretisiert wird dies durch die 37.

---

<sup>388</sup> (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023)

Bundesimmissionsschutzverordnung, die festlegt, dass und wie im Wege der Elektrolyse hergestellter Wasserstoff auf die Treibhausgasemissionsquote angerechnet werden kann.

Zudem ist eine für den Verkehrssektor sehr relevante Regelung die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II), welche verbindliche Ziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen festsetzt, Mindeststandards hinsichtlich mitgliedstaatlicher Fördersysteme definiert und Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe vorschreibt. Im Februar 2023 hat die Europäische Kommission zwei delegierte Rechtsakte gemäß Art. 27 Abs. 3 Unterabs. 7 RED II verabschiedet, in denen definiert wird, was erneuerbarer Wasserstoff in der EU ist. Der erste delegierte Rechtsakt definiert, wann Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe oder andere Energieträger als erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs angesehen werden können. Der zweite delegierte Rechtsakt legt die Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionseinsparungen durch diese Kraftstoffe und recycelte Kohlenstoffkraftstoffe fest.<sup>389</sup> Derzeit beziehen sich diese Definitionen ausschließlich auf den Verkehrssektor. Gleichwohl wird der Definition weit darüberhinausgehende Bedeutung zukommen, da die Kommission im Rahmen von RED III vorgeschlagen hat, dass die erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (wie Wasserstoff) unabhängig von dem Sektor, in dem sie verbraucht werden, auf die Erneuerbare-Energien-Ziele angerechnet werden können. Die Delegated Acts haben weltweit großes Aufsehen erregt, da deren Anforderungen sowohl für inländische Wasserstoffproduzenten als auch für Wasserstoffproduzenten aus Drittländern gelten, die erneuerbaren Wasserstoff in die EU exportieren wollen. Es wird ein Zertifizierungssystem eingeführt, das sich auf sogenannte "voluntary schemes" stützt, um sicherzustellen, dass sich die Wasserstoffproduzenten in Drittländern an die Kriterien halten.

Eine weitere den Verkehrssektor (jedoch nur öffentliche Auftraggeber) betreffende Vorgabe ist das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz zur Umsetzung der EU-Richtlinie (EU) 2019/1161 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge (Clean Vehicles Directive).

### **2.6.2.2 Entwicklung des rechtlichen Rahmens der Wasserstoffwirtschaft**

Die Entwicklung des rechtlichen Rahmens der Wasserstoffwirtschaft ist schwer prognostizierbar. Es werden aber in naher und weiter Zukunft wichtige rechtliche Weichenstellungen erwartet.

So wird die künftige Entwicklung der energierechtlichen regulatorischen Rahmenbedingungen für Wasserstoffnetze in Zukunft wesentlich von der europäischen Gesetzgebung abhängen. Zwar wurde im Rahmen der EnWG-Novelle im Juli 2021 für reine Wasserstoffnetze ein eigener Regulierungsrahmen geschaffen, der Betreibern von Wasserstoffnetzen ein einmaliges und unwiderrufliches Wahlrecht gibt, ob sie der neu eingeführten Regulierung von Wasserstoffnetzen unterfallen wollen oder nicht (s.o.). Allerdings kündigte auch die Europäische Kommission im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie vom Juli 2020 die Schaffung eines europäischen Wasserstoffökosystems – angefangen bei Forschung und Innovation bis hin zu Erzeugung und Infrastruktur – sowie die Entwicklung internationaler Normen an. Hierbei stellte die Kommission die Überarbeitung der Vorschriften für die Transeuropäischen Energienetze (TEN-E), der Binnenmarktvorschriften für wettbewerbsorientierte Gasbinnenmärkte,<sup>390</sup> der Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe sowie der Vorschriften für das Transeuropäische Verkehrsnetz (TEN-V) in Aussicht. Bisher wurde lediglich die Verordnung über Transeuropäischen Energienetze (TEN-E) überarbeitet. Die neue TEN-E-Verordnung wurde am 03.06.2022

---

<sup>389</sup> Vgl. tiefergehender: (von Burchard, 2023)

<sup>390</sup> Überprüfung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen.

im Amtsblatt der EU veröffentlicht und ist mit Wirkung zum 23.06.2022 in Kraft getreten.<sup>391</sup> Die Überarbeitung der übrigen Richtlinien und Gesetze steht entweder noch völlig aus, oder sie befinden sich im Entwurfsstadium. So haben Rat, Parlament und Kommission Trilogverhandlungen zur Verabschiedung der Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung aufgenommen. Jüngst hat das EU-Parlament seine Position zum Vorschlag der Kommission zur Änderung der Gasbinnenmarktrichtlinie<sup>392</sup> vorgelegt und sich gegen die im Entwurf vorgesehene eigentumsrechtliche Trennung des Wasserstoff- und Gasnetzes auf Verteilnetzebene ausgesprochen.<sup>393</sup>

In nationaler Hinsicht hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz am 12. Mai 2023 einen Entwurf über die Ergänzungen von Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz im EnWG vorgelegt, welches die Herleitung und Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes ermöglichen soll, das Wasserstoffproduktionsstätten und potenzielle Importpunkte mit den zukünftigen wesentlichen Wasserstoffverbrauchspunkten und Wasserstoffspeichern verbindet.

In genehmigungsrechtlicher Hinsicht gibt es umfangreiche Bemühungen auf Bundes- und Landesebene, den Rechtsrahmen für die Wasserstoff-Infrastruktur zu überarbeiten. Insbesondere beabsichtigt die Bundesregierung Planungs- und Genehmigungsverfahren zu verschlanken, um den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze zu beschleunigen.<sup>394</sup> So hat die Bundesregierung bereits eine Reihe von Beschleunigungsgesetzen durchgesetzt.<sup>395</sup> Aktuell befindet sich das Planungsbeschleunigungspaket III in der Vorabstimmung.

### **2.6.2.3 Risikomatrix zum Einfluss zukünftiger Änderungen der nationalen Gesetzgebung auf die Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur**

Im Folgenden wird eine Risikomatrix (Abbildung 2-95) zum Einfluss zukünftiger Änderungen und Anpassungen der nationalen Gesetzgebung auf die Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur erstellt. Hierbei werden unterschiedliche Szenarien aufgestellt und juristisch bewertet. Die Bewertung erfolgt getrennt für Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff. Die Szenarien werden wie folgt aufgestellt:

#### **Erzeugung**

- Szenario 1: Veränderte Abstandsflächen bzgl. Windkraftanlagen
  - Szenario 1a: Verringerung der Abstandsflächen
  - Szenario 1b: Erhöhung der Abstandsflächen
- Szenario 2: Verpflichtende Maßnahmen zur Installation von Photovoltaik
- Szenario 3: Anpassungen in Genehmigungsverfahren

#### **Verbrauch**

- Szenario 4: Preisänderungen im CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel
- Szenario 5: Veränderte Quoten in der Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge

---

<sup>391</sup> (Amtsblatt der Europäischen Union, 2022)

<sup>392</sup> (Europäische Kommission, 2022)

<sup>393</sup> (Europäisches Parlament, 2023)

<sup>394</sup> (BMWK, 2022)

<sup>395</sup> Diese sind jedoch nicht Wasserstoff-spezifisch. Ein Überblick gibt eine Pressemitteilung der Bundesregierung (Bundesregierung, 2022).



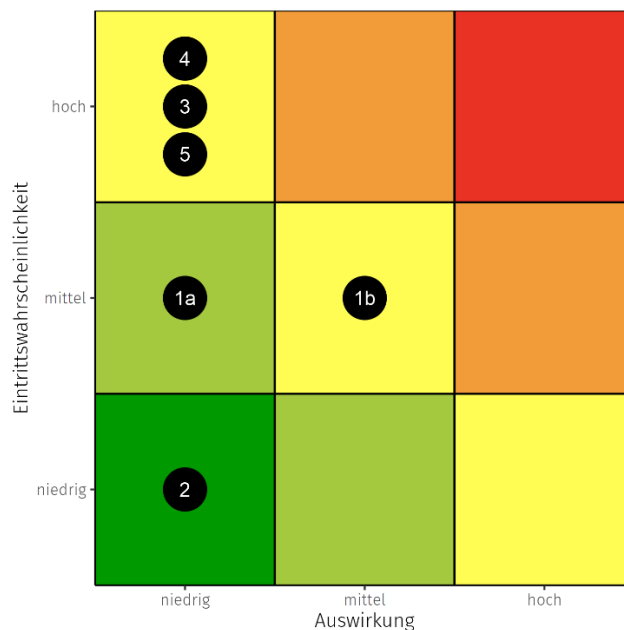


Abbildung 2-95: Risikomatrix zum Einfluss zukünftiger Änderungen und Anpassungen der nationalen Gesetzgebung auf die Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf der Risikoeinstufung von CMS Deutschland.

Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass alle derzeit absehbaren gesetzlichen Änderungen eher positive Auswirkungen auf Wasserstoffinfrastrukturanlagen haben. Derzeit besteht ein großer (nahezu parteiübergreifender) politischer Wille für gesetzliche Regelungen, die den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft unterstützen. Ein rechtliches Risiko, welches erhebliche negative Auswirkungen auf Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur hätte, konnten wir nicht identifizieren. Nach unserer Erfahrung wird eher die aktuelle Gesetzeslage als Risiko wahrgenommen als anstehende Gesetzesänderungen.

#### 2.6.2.3.1 Szenario 1 – Veränderte Abstandsflächen bzgl. Windkraftanlagen

Eine Veränderung der Abstandsflächen von Windkraftanlagen zu einer angrenzenden Wohnbebauung hat rechtliche Auswirkungen auf die Errichtung von Wasserstoffherzeugungsanlagen, da Elektrolyseure oftmals als Power-to-X-Anlagen an bestehende Windkraftanlagen angebaut werden. Auch der Gesetzgeber hat diesen Zusammenhang erkannt und in § 249a BauGB eine Norm mit Geltung zum 01.01.2023 geschaffen, die unter bestimmten Voraussetzungen eine Anlage zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff als „mitgezogenen Betriebsteil“ zu bestehenden Wind-, Solar- oder anderen erneuerbaren Energien-Anlagen baurechtlich privilegiert. Insoweit hätte eine Verringerung der Abstandsflächen von Windkraftanlagen zur Wohnbebauung einen positiven rechtlichen Effekt auf die baurechtliche Zulässigkeit von Wasserstoffherzeugungsanlagen im baurechtlichen Außenbereich. Hingegen hätte eine Erhöhung der Abstandsflächen von Windkraftanlagen zur Wohnbebauung perspektivisch einen eher nachteiligen Effekt auf die baurechtliche Zulässigkeit von Wasserstoffherzeugungsanlagen.

Beide Szenarien – Erhöhung oder Verringerung – können jedoch nur als mittelwahrscheinlich eingeschätzt werden. Denn zwar erfolgt die Festlegung von Mindestabständen der Windenergieanlagen zur Wohnbebauung durch die Länder. Daher ist eine Veränderung der Abstände grundsätzlich nicht unwahrscheinlich. Gleichwohl hat der Bund das neue Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) mit Wirkung zum 01.01.2023 erlassen, welches die Länder verpflichtet, bis 2032 zwei Prozent der Fläche für

die Windenergie an Land vorzusehen. Tun sie das nicht, treten die landesspezifischen Abstandsregeln außer Kraft.

Auf den Wasserstoffverbrauch hat eine Veränderung der Abstände bezüglich Windkraftanlagen keine ersichtlichen Auswirkungen.

#### **2.6.2.3.2 Szenario 2 – Verpflichtende Maßnahmen zur Installation von Photovoltaik**

Auch können Elektrolyseure als Power-to-X-Anlagen an bestehende Photovoltaik-Anlagen angebaut werden, was ebenfalls in § 249a BauGB baurechtlich privilegiert wurde. Insoweit können Verpflichtungen zur Installation von Photovoltaik-Anlagen, in rechtlicher Hinsicht ebenfalls einen positiven Effekt auf die Zulässigkeit von Wasserstoffherstellungsanlagen haben. Dieser Effekt beschränkt sich jedoch auf Photovoltaik-Anlagen im Außenbereich, was regelmäßig nur bei gewerblichen Photovoltaik-Anlagen der Fall sein dürfte.

Die Solarpflichten ergeben sich aus Landesgesetzen. Nach dem Landessolargesetz von Rheinland-Pfalz greift eine Solarpflicht ab dem 01.01.2023. Diese sieht vor, dass 60 Prozent der geeigneten Dachflächen von Gewerbeneubauten mit mehr als 100 Quadratmetern Nutzfläche sowie neue, überdachte Parkplätze ab 50 Stellplätze mit PV-Anlagen ausgestattet werden müssen. Als Alternative kommt die Installation einer solarthermischen Anlage zur Wärmeherzeugung infrage. Auch in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein, Berlin, Hamburg, Niedersachsen, Bremen, Sachsen und Bayern bestehen ähnliche Pflichten. Auch der Koalitionsvertrag der Ampelregierung sieht zur Solarpflicht vor: „Alle geeigneten Dachflächen sollen künftig für die Solarenergie genutzt werden. Bei gewerblichen Neubauten soll dies verpflichtend, bei privaten Neubauten soll es die Regel werden.“

Gleichwohl halten wir eine Verpflichtung zur Installation von Photovoltaik-Anlagen, die über § 249a BauGB Auswirkungen auf Elektrolyseure hat, für ausgeschlossen. Denn damit eine Verpflichtung zur Installation von Photovoltaik-Anlagen rechtlich auf Elektrolyseure wirkt, müsste sich diese auf den baurechtlichen Außenbereich beziehen. Eine solche Verpflichtung zur Errichtung von Solaranlagen „in freier Landschaft“, also außerhalb zusammenhängend bebauter Ortsteile, wie beispielsweise auf landwirtschaftlichen Nutzflächen, Weideflächen oder Waldflächen, dürften politisch wenig gewünscht sein. Derzeit existieren allenfalls (Pläne für) Vorschriften zur Privilegierung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen entlang von Autobahnen und mehrgleisigen Schienenstrecken.

Auf den Wasserstoffverbrauch hätte eine Solarpflicht keine ersichtlichen rechtlichen Auswirkungen.

#### **2.6.2.3.3 Szenario 3 – Anpassungen in Genehmigungsverfahren**

Hingegen halten wir das Szenario 3, also Anpassungen in Genehmigungsverfahren von Wasserstoffanlagen für sehr wahrscheinlich. Alle Wasserstoffstrategien (einschließlich die der Bundesregierung) kündigen die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoffanlagen an (s.o.).

Allerdings zielen alle derzeit absehbaren Änderungen der Genehmigungsverfahren für Wasserstoffanlagen aufgrund des derzeit bestehenden politischen Willens auf eine Unterstützung des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft ab. Insoweit ist festzustellen, dass die zu erwartenden Änderungen der Genehmigungsverfahren für Wasserstoffanlagen allenfalls Vereinfachungen oder Beschleunigungen und mithin positive Auswirkungen auf die Ausbaupläne zur Wasserstoffinfrastruktur hätten.

#### **2.6.2.3.4 Szenario 4 – Preisänderungen im CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel**

Auch Preisänderungen im CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel werden in Zukunft höchstwahrscheinlich eintreten. Der Europäische Emissionshandel funktioniert nach dem Prinzip des sogenannten „Cap & Trade“. Eine

Obergrenze (Cap) legt fest, wie viele Treibhausgas-Emissionen von den emissionshandlungspflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen an die Anlagen aus, die zum Ausstoß einer Tonne Kohlendioxid-Äquivalent berechtigen. Anschließend können die Emissionsberechtigungen auf dem Markt frei gehandelt werden (Trade). Hierdurch bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen. Dieser Preis setzt Anreize bei den beteiligten Unternehmen, ihre Treibhausgas-Emissionen zu reduzieren.

Preissteigerungen im CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel dürften in der Zukunft grundsätzlich einen positiven Anreiz für die Nutzung von grünem Wasserstoff begründen. Denn eine erhöhte Kohlendioxidbeziehung kann in Zukunft dazu führen, dass die derzeit sehr hohen Produktionskosten für grünen Wasserstoff eher konkurrenzfähig werden. Gleichwohl sind die Produktionskosten für grünen Wasserstoff derzeit so hoch, dass eine Angleichung der Preise durch das Instrument des Zertifikatehandels noch in eher weit entfernter Zukunft liegen dürfte.

Auf die Wasserstoffherzeugung haben Preisänderungen im Zertifikatehandel keinen unmittelbaren Einfluss. Allenfalls mittelbar würden Preissteigerungen im CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel auch die Produktion von grünem Wasserstoff lukrativer machen.

#### **2.6.2.3.5 Szenario 5 – Veränderte Quoten in der Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge**

Veränderte Quoten in der Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge halten wir für sehr wahrscheinlich. Die Quoten für die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge werden stetig steigen. Im Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (s.o.) werden Definitionen für saubere bzw. emissionsfreie Fahrzeuge aufgestellt. Diese sauberen Fahrzeuge müssen die im Gesetz festgelegten Quoten an der Zahl aller im Rahmen europaweiter Ausschreibungen während eines Referenzzeitraums beschafften Fahrzeuge erreichen (Mindestziele). Beispielweise liegt für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge die Quote bei 38,5 %. Langfristig können die Klimaziele nur erreicht werden, wenn die Quote sauberer Straßenfahrzeuge stetig steigen wird. So sieht das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz für schwere Nutzfahrzeuge bereits zeitlich gestaffelte Mindestziele vor: Im Zeitraum vom 02.08.2021 bis zum 31.12.2025 besteht ein Mindestziel für LKW der Fahrzeugklassen N2 und N3 in Höhe von 10 Prozent, für Busse der Fahrzeugklasse M3 in Höhe von 45 Prozent. Für den Zeitraum vom 01.01.2026 bis zum 31.12.2030 steigen die Mindestziele auf 15 bzw. 65 Prozent.

Eine Steigerung der Quoten für die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge kann eine positive Auswirkung auf die Nutzung von Wasserstoff haben. Denn zahlreiche öffentliche Auftraggeber entscheiden sich dazu, ihre Flotten nicht nur durch Elektrofahrzeuge, sondern auch durch Brennstoffzellen-Fahrzeuge zu erweitern. Zudem hat eine solche gesteigerte Nachfrage von Wasserstoff mittelbar einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse.

## 2.7 Handlungsempfehlungen und Fazit

In diesem Kapitel wird auf Basis der Ergebnisse der Potentialanalyse (Kapitel 2.1), den entwickelten H<sub>2</sub>-Zielbildern und Zeitmatrix (Kapitel 2.3) und dem Distributionskonzept (Kapitel 2.4), der Analyse der Versorgungssicherheit (Kapitel 2.5) und der Sensitivitätsuntersuchungen (Kapitel 2.6) ein Ausbauplan für die Region Mainz entwickelt und Handlungsempfehlungen für dessen Umsetzung abgeleitet. Dazu werden folgende Schritte durchgeführt:

- Definition von Bewertungskriterien für die zwei in Kapitel 2.2 entwickelten H<sub>2</sub>-Zielbilder und Zeitmatrix (Kapitel 2.7.1);
- Durchführung einer vergleichenden Betrachtung der verschiedenen Zielbilder anhand der Bewertungskriterien (Kapitel 2.7.2);
- Herleitung eines Ausbauplans auf Basis der Bewertungsergebnisse (Kapitel 2.7.3);
- Formulierung von konkreten Handlungsempfehlungen für die Umsetzung des H<sub>2</sub>-Ausbauplans in der Region Mainz (Kapitel 2.7.4).

Anschließend wird ein Fazit zu den im Rahmen des Wasserstoffkonzeptes für die Stadt Mainz durchgeführten Untersuchungen gezogen.

### 2.7.1 Bewertungskriterien für die Ausbauplanung

In diesem Kapitel werden zunächst Bewertungskriterien definiert, mithilfe derer die Vorteilhaftigkeit der verschiedenen in Kapitel 2.2 entwickelten Zielbilder für die Region Mainz beurteilt werden können. Es handelt sich dabei um quantifizierbare und qualitative Kriterien, wie sie u.a. im Kontext der Bewertung von öffentlichen Infrastrukturprojekten im Energiebereich angewendet werden. Im Einzelnen werden die folgenden Bewertungskriterien definiert:

- **Kosten der H<sub>2</sub>-Versorgung:** Dieses Kriterium beurteilt, inwieweit ein Ausbauszenario zu günstigen Kosten der H<sub>2</sub>-Versorgung beiträgt. Dabei werden sowohl die Kosten der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung sowie die H<sub>2</sub>-Importkosten berücksichtigt.
- **Lokale Wertschöpfung:** Mit dem Kriterium der lokalen Wertschöpfung wird bewertet, inwieweit ein Ausbauszenario Anreize für Investitionen in der Region Mainz schafft, die zur nachhaltigen Schaffung von Arbeitsplätzen und weiteren positiven Effekten, z.B. beim lokalen Konsum und dem Aufbau von Know-how in der Region führt.
- **Versorgungssicherheit:** Das Kriterium der Versorgungssicherheit betrachtet die Resilienz der H<sub>2</sub>-Versorgungssysteme in dem jeweiligen Zielbild. Hierbei sind insbesondere Parameter wie die zu erwartende Wahrscheinlichkeit und Häufigkeit von Störfällen und Versorgungsunterbrechungen in den verschiedenen Stufen der H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette relevant.
- **Umsetzbarkeit:** Das Kriterium der Umsetzbarkeit bewertet, ob das Ausbauszenario aus technischer und planerischer Sicht mit einer hohen Wahrscheinlichkeit umgesetzt werden kann. Dabei werden auch mögliche Hürden und Widerstände bei der Umsetzung des Konzeptes berücksichtigt.
- **Skalierbarkeit:** Das Kriterium der Skalierbarkeit gibt darüber Auskunft, ob die wichtigen Parameter des Ausbauszenarios wie Erzeugungskapazitäten, nachfrageseitige Umstellungsprozesse und Infrastrukturkomponenten skalierbar sind. Die Möglichkeit eines modularen und skalierbaren Ansatzes ist vorteilhaft, da das Ausbauszenario dadurch flexibel und schnell auf mögliche Entwicklungen in der Zukunft reagieren kann.

- **Externe Abhängigkeiten & Förderbedarfe:** Mit diesem Kriterium wird verglichen, inwieweit die Realisierung des Ausbauszenarios abhängig von Entscheidungen von Stakeholdern außerhalb der Region Mainz sowie von der Verfügbarkeit und Zuteilung von Fördermitteln ist. Ein Ausbauszenario ist dann vorteilhaft, wenn es zu einem hohen Grad von Entscheidungen innerhalb der Region beeinflusst werden kann und wenn es mit möglichst geringen Förderkosten einhergeht.

## 2.7.2 Vergleichende Betrachtung der Ausbauszenarien (Zielbilder)

In diesem Abschnitt werden die in Kapitel 2.3 entwickelten H<sub>2</sub>-Zielbilder und die dazugehörigen Ausbauszenarien vergleichend betrachtet und hinsichtlich ihrer Vorteilhaftigkeit für die Region Mainz beurteilt. Die Bewertung der Ausbauszenarien wird dabei nicht anhand eines spezifischen Stichjahres, sondern über den gesamten betrachteten Zeithorizont bis zum Jahr 2050 hinweg vorgenommen. Für die vergleichende Betrachtung werden die Zielbilder für jedes der oben eingeführten Bewertungskriterien in eine qualitative Bewertungsskala mit drei Kategorien („positiver Gesamteffekt“, „ausgeglichener Gesamteffekt“, „negativer Gesamteffekt“) eingeordnet. Die Bewertungsskala ist in Abbildung 2-96 dargestellt. Bei der Betrachtung wird außerdem von einer Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien abgesehen. Die Bewertung dient damit vor allem dem Aufdecken relativer Stärken und Schwächen der einzelnen Zielbilder.



Abbildung 2-96: Kategorien der Bewertungsskala. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2-97 fasst die Ergebnisse der vergleichenden Betrachtung der Ausbauszenarien zusammen. Insgesamt wird deutlich, dass Zielbild 2 in den verschiedenen Kategorien ähnlich oder besser abschneidet als Zielbild 1. Vorteile hat das Zielbild 2 insbesondere aufgrund der relativ geringen **Kosten der H<sub>2</sub>-Versorgung**,<sup>396</sup> der hohen **Versorgungssicherheit** und der möglichen **Skalierbarkeit** des Konzeptes. In diesen drei Kategorien schneidet Zielbild 1 aufgrund der Fokussierung auf eine regionale Versorgung eher schlecht ab.

In den Kategorien **lokale Wertschöpfung**, **Umsetzbarkeit** und **externe Abhängigkeiten und Förderbedarfe** zeigen sich in beiden Ausbauszenarien sowohl Vor- als auch Nachteile, so dass hier keine eindeutige Empfehlung für eines der beiden Zielbilder ausgesprochen werden kann. Für Zielbild 2 (und gegen Zielbild 1) spricht, dass die wettbewerbsfähigen H<sub>2</sub>-Kosten langfristig zu geringeren Förderbedarfen führen und durch die Importmöglichkeiten eine hohe Durchdringung der H<sub>2</sub>-Nutzung in den verschiedenen Sektoren und damit einhergehende mögliche positive Effekte beim Aufbau von Know-how und lokaler Wertschöpfung entstehen. Demgegenüber birgt die tiefe Integration in die überregionalen Wasserstoff-Versorgungssysteme auch Risiken, da Entwicklungen in der Region nicht unmittelbar durch die regionalen Stakeholder beeinflusst werden können und dadurch eine gewisse Abhängigkeit von planerischen sowie technischen Unwägbarkeiten, z.B. im Zusammenhang mit der Realisierung eines überregionalen Wasserstofftransportnetzes, entsteht.

<sup>396</sup> Die durchschnittlichen Kosten der H<sub>2</sub>-Versorgung und die Gesamtsystemkosten in der Region Mainz werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 2.6.1.4 analysiert.













	Zielbild 1: Regional-fokussierte Wasserstoffwirtschaft	Zielbild 2: Vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft
Kosten der H <sub>2</sub> -Versorgung	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Negativ:</b> Fokussierung auf lokale Erzeugung führt zu höheren Versorgungskosten </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Zugriff auf kostengünstige Importoptionen reduziert die Versorgungskosten </li> </ul>
Lokale Wertschöpfung	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Hohe Investitionen in regionale H<sub>2</sub>-Erzeugung.</li> <li><b>Negativ:</b> Priorisierung von H<sub>2</sub>-Bedarfen aufgrund begrenzter Erzeugung notwendig. </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Negativ:</b> Langfristig geringere Investitionen in lokale Erzeugung</li> <li><b>Positiv:</b> Hohe Durchdringung der H<sub>2</sub>-Anwendungen durch umfassende Importe </li> </ul>
Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Negativ:</b> Geringere Resilienz des H<sub>2</sub>-Systems durch höhere Abhängigkeit von lokaler Versorgung und EE-Stromverfügbarkeit. </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Höhere Resilienz des H<sub>2</sub>-Systems durch diversifizierte Versorgungsrouten innerhalb und außerhalb der Region </li> </ul>
Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Auf Erzeugungsseite kann auf ausgereifte Technologien zurück gegriffen werden.</li> <li><b>Negativ:</b> Planerische Unsicherheiten bei hohem regionalen EE-Ausbau und ggf. Widerstände und Verzögerungen möglich. </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Auf Erzeugungsseite kann auf ausgereifte Technologien zurück gegriffen werden.</li> <li><b>Negativ:</b> Realisierbarkeit umfassender Umstellungsprozesse für viele H<sub>2</sub>-Nutzer/-innen noch sehr unsicher sowie technische und planerische Unwägbarkeiten bei Realisierung von H<sub>2</sub>-Importen. </li> </ul>
Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Negativ:</b> Geringe Skalierbarkeit bei Erzeugung und Nachfrage, da lokal realisierbares Potenzial zur H<sub>2</sub>-Erzeugung weitestgehend erschöpft wird und keine H<sub>2</sub>-Importmöglichkeiten. </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Hohe Skalierbarkeit bei Erzeugung und Nachfrage, da lokal realisierbares Erzeugungspotenzial nicht komplett ausgeschöpft und hohes Maß an Flexibilität durch H<sub>2</sub>-Importe. </li> </ul>
Externe Abhängigkeiten & Förderbedarfe	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Positiv:</b> Relativ hohe Autarkie durch Fokus auf lokale Erzeugung.</li> <li><b>Negativ:</b> Höhere lokale Förderbedarfe aufgrund der geringeren Wettbewerbsfähigkeit lokaler Erzeugung. </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Negativ:</b> Höhere Abhängigkeit von Entscheidungen von Stakeholdern außerhalb der Region.</li> <li><b>Positiv:</b> Wettbewerbsfähige H<sub>2</sub>-Preise reduzieren langfristige Förderbedarfe. </li> </ul>

Abbildung 2-97: Vergleichende Betrachtung der H<sub>2</sub>-Zielbilder. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.7.3 Herleitung eines Vorschlags für einen Ausbauplan

Wie in den vorherigen Kapiteln diskutiert, stellen die zwei H<sub>2</sub>-Zielbilder keine exklusiven Optionen für den Ausbaupfad eines H<sub>2</sub>-Konzeptes in der Region Mainz dar. Vielmehr zeigen die Zielbilder einen Szenarioraum auf, innerhalb dessen sich der vorgeschlagene Ausbauplan für die Region Mainz bewegt.

Aus der Bewertung der Stärken und Schwächen der beiden Ausbauszenarien geht hervor, dass eine Kombination und zeitliche Staffelung der beiden Zielbilder sinnvoll sind. Daraus ergibt sich ein Ausbauplan, der die Vorzüge beider Zielbilder kombiniert. Hierbei liegt der kurz- bis mittelfristige Fokus

auf der Umsetzung von Zielbild 1 (regional-fokussierte Wasserstoffwirtschaft), während mittel- bis langfristig in Richtung von Zielbild 2 (vollintegrierte Wasserstoffwirtschaft) umgeschwenkt wird.

Dem Ausbauplan liegen die folgenden Leitbilder zugrunde:

- **Modularität:** Der Ausbauplan ermöglicht die Umsetzung von modularen Konzepten entlang der H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette (Erzeugung, Verbrauch und Infrastruktur). Wo möglich werden einzelne Komponenten in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und Infrastruktur sukzessive aufgebaut oder umgestellt. Das Ziel ist, eine möglichst hohe Flexibilität zu schaffen und auf laufende Entwicklungen reagieren zu können. Allerdings kann ein modularer Ansatz in manchen Bereichen nicht angewendet werden, z.B. wenn große Industrieanlagen nur stufenweise in Betrieb genommen werden können.
- **Skalierbarkeit:** Der Ausbauplan ist so ausgelegt, dass eine steigende H<sub>2</sub>-Nachfrage, Erzeugungsmöglichkeiten und Importe realisiert werden können. Die dafür erforderlichen Infrastrukturen sind leistungsstark genug, um wachsende Wasserstoffmengen transportieren und speichern zu können. Zusätzliche Wasserstoffverbrauchs- und Erzeugungsstandorte können aufgebaut werden, ohne dass die bereits bestehende Infrastruktur obsolet wird.
- **Diversifikation:** Der Ausbauplan ermöglicht die Realisierung eines diversifizierten und resilienten H<sub>2</sub>-Systems, durch eine breite Streuung der H<sub>2</sub>-Bedarfe über die verschiedenen Sektoren und innerhalb der Sektoren, einer Kombination aus lokaler H<sub>2</sub>-Erzeugung und H<sub>2</sub>-Importen und der möglichen Kombination verschiedener H<sub>2</sub>-Transportoptionen und -routen.

Das bedeutet für die Ausbauplanung, dass sich die Stakeholder in der Region Mainz **kurzfristig** auf die **Umsetzung einer regional-fokussierten Wasserstoffwirtschaft** konzentrieren, wobei zunächst insbesondere der Ausbau der lokalen und regionalen EE-Erzeugungspotenziale im Fokus steht. Daran anknüpfend erfolgt der Aufbau von lokalen Elektrolysekapazitäten, idealerweise in der Nähe der Verbrauchsstandorte, um den Hochlauf des Wasserstoffverbrauchs insbesondere in der Industrie sowie im kleineren Umfang auch im Verkehrsbereich zu ermöglichen. Zentral errichtete Elektrolyse-Projekte bieten Kostenvorteile aufgrund der kürzeren Anbindung an die Endabnehmer und aufgrund von Skaleneffekten. Möglichkeiten zur Errichtung zentraler Erzeugungskapazitäten mit (un-)mittelbarem Anschluss an große Abnehmer der Industrie bieten sich insbesondere in der Landeshauptstadt Mainz. Dabei ist außerdem nicht davon auszugehen, dass der kurzfristige Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu lock-in-Effekten führt: mit Blick auf die benötigten EE-Kapazitäten ist ohnehin zu erwarten, dass diese eine „no-regret“ Maßnahme in dem Sinne darstellen, dass der Hochlauf von erneuerbarem Strom für jegliche Dekarbonisierungsszenarien unerlässlich ist. Zudem ist davon auszugehen, dass auch mittel- bis langfristig die Nutzung lokaler H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten als Ergänzung zum Import von H<sub>2</sub> sinnvoll ist, z. B., um ein möglichst diversifiziertes und somit resilientes Versorgungssystem aufzubauen.

**Mittel- und langfristig** kann eine umfassende, resiliente und wettbewerbsfähige Wasserstoffversorgung jedoch nur durch eine **Einbindung der Region Mainz in die überregionalen Versorgungssysteme** sichergestellt werden, da die regionalen Erzeugungspotenziale begrenzt sind. Selbst wenn durch die Nutzung von PPAs grüner Strom aus angrenzenden Regionen bezogen werden und zur Erzeugung von Wasserstoff in der Region Mainz genutzt werden kann, werden auch dort die verfügbaren Strommengen in einer umfassenden Wasserstoffwirtschaft, die sich nicht nur auf die Region Mainz bezieht, voraussichtlich knapp sein. Darüber hinaus ermöglicht der überregionale Import von Wasserstoff den Zugriff auf kostengünstigere Wasserstoffmengen aus Regionen mit attraktiveren Standortbedingungen. Daher wird ergänzend zur lokalen Wasserstofferzeugung eine schnellstmögliche Anbindung an die zu errichtenden zentralen Wasserstoffkorridore entlang bestehender Erdgas-Fernleitungen angestrebt.

### 2.7.3.1 Fördermechanismen für Wasserstoffprojekte

Für die erfolgreiche Umsetzung eines Wasserstoffkonzepts in der Region Mainz ist die Zuteilung von Fördermitteln für Projekte entlang der Wertschöpfungskette für Wasserstoff von zentraler Bedeutung. Fördermittel werden dabei häufig sektorspezifisch vergeben, umfassen unterschiedliche Kostenbestandteile, Förderhöhen und Laufzeiten. Für die Umsetzung eines ganzheitlichen Wasserstoffkonzeptes sollte daher eine Kombination verschiedener Fördermöglichkeiten angestrebt werden. Nachfolgend wird ein Überblick möglicher Fördermittelgeber gegeben, die für Projekte in der Region Mainz relevant sein können. Die Förderbedarfe bei Wasserstoffherzeugung und -bedarf sowie Wasserstoffinfrastruktur werden in den Handlungsempfehlungen in Kapitel 2.7.4 aufgeführt. Bei der Vergabe von lokalen Fördermitteln für Infrastrukturprojekte durch die Landeshauptstadt Mainz müssen zudem beihilfenrechtliche Aspekte berücksichtigt werden. Diese werden in Kapitel 2.6.2.1 analysiert.

#### 2.7.3.1.1 Förderung von Wasserstoffprojekten im Mobilitätssektor

Zur Förderung von Mobilitätsprojekten stehen diverse Förderprogramme zur Verfügung. Eine Übersicht zur aktuellen Fördersituation befindet sich auf der Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz<sup>397</sup> oder auf der Homepage der NOW GmbH<sup>398</sup>. Besonders hervorzuheben ist aktuell das „**Kommunale Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation**“ (KIPKI), welches eine einwohnerbezogene Pauschalförderung für alle Verbandsgemeinden, Städte und Kreise in Rheinland-Pfalz vorsieht. Davon können Maßnahmen zum Ausbau von Wasserstoff-Fuhrparks von kommunalen Gebietskörperschaften und kommunalen Verkehrsbetrieben unterstützt werden. Zudem gibt es einen Wettbewerb für Kommunale Gebietskörperschaften und private Unternehmen für Klimaschutzmaßnahmen.

Im Rahmen des **HyLand** Wettbewerbs vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr werden in der Kategorie **HyPerformer** Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge (Straßen-, Schienen-, Wasser- und Sonderfahrzeuge für den gewerblichen und kommunalen Einsatz), sowie Investitionskosten für öffentlich zugängliche H<sub>2</sub>-Tankstellen und Investitionsmehrkosten für nicht-öffentlich zugängliche H<sub>2</sub>-Tankstellen gefördert.

Weitere Fördermöglichkeiten können über die **Lotsenstelle für alternative Antriebe in Rheinland-Pfalz**<sup>399</sup> oder das **Bundesamt für Logistik und Mobilität**<sup>400</sup> eingesehen werden.

#### 2.7.3.1.2 Förderung von Wasserstoffprojekten in der Industrie

Für die Umsetzung von Wasserstoffvorhaben in der Industrie stehen Fördermöglichkeiten auf nationaler und europäischer Ebene zur Verfügung. Auf nationaler Ebene vergibt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima Fördermittel zur Reduktion der prozessbedingten Emissionen in der energieintensiven Industrie aus. In diesem Rahmen sind Pilotprojekte und Anlageninvestitionen im Industriemaßstab förderbar.<sup>401</sup> Zudem läuft für das „**Programm Klimaschutzverträge**“ derzeit die Ressortabstimmung und das Notifizierungsverfahren bei der Europäischen Kommission. Bei diesem Instrument sollten emissionsintensiven Unternehmen die Differenzkosten von klimafreundlichen

---

<sup>397</sup> (BMWK, 2023).

<sup>398</sup> (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH), 2023)

<sup>399</sup> (Energieagentur Rheinland-Pfalz, 2023)

<sup>400</sup> (Bundesamt für Logistik und Mobilität, 2023): In der Vergangenheit war hier Förderung für Schwerlast-LKWs auch für Privatwirtschaftliche Unternehmen möglich.

<sup>401</sup> (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2020): Projektskizzen können im Zeitraum vom 15. Januar 2021 bis zum 30. Juni 2024 jederzeit eingereicht werden.



Produktionsverfahren (CapEx und OpEx) gegenüber den konventionellen Referenztechnologien über einen Zeitraum von 15 Jahren erstattet werden.<sup>402</sup>

Nach einem ähnlichen Prinzip funktioniert der im Jahr 2021 ins Leben gerufene „**H2Global-Mechanismus**“.<sup>403</sup> Er zielt darauf ab, die Differenz zwischen den Angebotspreisen für Wasserstoff und Wasserstoffderivate und der Zahlungsbereitschaft in der Industrie zu kompensieren. Dazu wurde ein von öffentlichen Fördermitteln finanzierter Intermediär (die Hydrogen Intermediary Company GmbH) ins Leben gerufen, der langfristige Abnahmeverträge mit (globalen) Produzenten schließt und diese im Rahmen von kurzfristigen Verkaufsverträgen an Abnehmer/-innen in Deutschland weitergibt.

Weitere nationale Fördermöglichkeiten können über die Förderberatung des BMWK und die **Lotse Wasserstoff** eingesehen werden.<sup>404</sup>

### 2.7.3.1.3 Sektorübergreifende Förderung von Wasserstoffprojekten

Auf europäischer Ebene können Wasserstoffprojekte im Rahmen des „**EU Innovation Fund**“<sup>405</sup> gefördert werden. Die Fördermittel des Innovation Fund werden aus den Einnahmen der Versteigerung von EU Emissionszertifikaten generiert und stehen allen Industriesektoren, die im Annex I der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie erfasst sind, zur Verfügung. Förderfähige Aktivitäten umfassen alle Stufen der H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette. So können beispielsweise auch Investitionen in H<sub>2</sub>-Verteilnetze über den Innovation Fund gefördert werden, unter der Bedingung, dass diese integrierter Teil eines größeren Projekts im Bereich H<sub>2</sub>-Produktion oder H<sub>2</sub>-Verwendung sind.

Die von der EU Kommission im Frühjahr 2023 ins Leben gerufene „**European Hydrogen Bank**“ soll die Produktion von grünem Wasserstoff in der EU fördern, neben der Unterstützung von Wasserstoffimporten.<sup>406</sup> Darüber hinaus wurden im Rahmen des europäischen Mechanismus „**Important Projects of Common European Interest**“ (IPCEI) im Jahr 2021 in Deutschland bereits 62 Wasserstoff Großprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette zur Förderung ausgewählt.<sup>407</sup>

Ein weiteres auf Wasserstoffprojekte anwendbares Förderprogramm auf europäischer Ebene stellt der „**Europäische Fonds für Regionale Entwicklung**“ (EFRE) dar.<sup>408</sup> Die EFRE-Förderung wird in Deutschland von den Bundesländern umgesetzt. In Rheinland-Pfalz ist die aktuelle Förderperiode von 2021 bis 2027 auf die Ziele eines „wettbewerbsfähigeren und intelligenteren“ sowie „grüneren, CO<sub>2</sub>-armen und resilienteren“ Europas ausgerichtet.<sup>409</sup> Das rheinland-pfälzische EFRE-Programm sieht derzeit keine konkreten Fördervorhaben im Bereich Wasserstoff vor. Ein Beispiel, in dem EFRE-Fördermittel für Wasserstoffprojekte genutzt werden, stellt das Land Baden-Württemberg dar. Im Rahmen der Modellregion Grüner Wasserstoff werden dort unter anderem eine H<sub>2</sub>-Pipeline entlang des Neckars kofinanziert, an die verschiedene H<sub>2</sub>-Erzeuger/-innen sowie Anwender/-innen aus verschiedenen Sektoren angeschlossen werden sollen.<sup>410</sup>

---

<sup>402</sup> (BMWK, 2023): Eine erste Gebotsrunde ist für Herbst 2023 geplant. Voraussetzung für die Teilnahme an der ersten Gebotsrunde ist die Teilnahme am Interessenbekundungsverfahren, das im Mai 2023 durchgeführt wurde.

<sup>403</sup> (H2-Global-Stiftung, 2023)

<sup>404</sup> (Die Bundesregierung, 2023)

<sup>405</sup> (Europäische Kommission, 2023): Während der Laufzeit des Innovation Fund bis zum Jahr 2030 werden regelmäßige Ausschreibungen über das EU Fördermittel und Ausschreibungsportal veröffentlicht (Europäische Kommission, 2023)

<sup>406</sup> (Europäische Kommission, 2023)

<sup>407</sup> (BMWK, 2021)

<sup>408</sup> (Europäische Kommission, 2023)

<sup>409</sup> (Rheinland-Pfalz, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau, 2023)

<sup>410</sup> <https://h2genesis.region-stuttgart.de/>.

## 2.7.4 Handlungsempfehlungen für die Umsetzung des H<sub>2</sub>-Ausbauplans

Für die Umsetzung des entwickelten H<sub>2</sub>-Ausbauplans für die Region Mainz leiten wir im Folgenden eine Reihe von Handlungsempfehlungen ab. Die Handlungsempfehlungen wurden im Einklang mit den Leitlinien des Ausbauplans – Modularität, Skalierbarkeit und Diversifikation – erarbeitet. Ein besonderer Fokus liegt auf den Aktivitäten in der Landeshauptstadt Mainz, da diese direkt durch öffentliche und private Stakeholder in der Landeshauptstadt Mainz beeinflussbar sind. Darüber hinaus werden aber auch die zentralen Schnittstellen zu den (über-)regionalen Aktivitäten beleuchtet. Die Handlungsempfehlungen sind in die Bereiche H<sub>2</sub>-Erzeugung, H<sub>2</sub>-Bedarf und H<sub>2</sub>-Infrastruktur gegliedert. Neben den spezifischen Handlungsempfehlungen für die einzelnen Bereiche werden einige übergreifende Handlungsempfehlungen für die Umsetzung eines Wasserstoffkonzeptes vorgeschlagen.

### 2.7.4.1 H<sub>2</sub>-Erzeugung und H<sub>2</sub>-Bezug

Für die Umsetzung des Ausbauplans ergeben sich folgende **Handlungsempfehlungen im Bereich der H<sub>2</sub>-Erzeugung** für die am Aufbau eines H<sub>2</sub>-Konzeptes beteiligten Akteure.

#### Erzeugung



- Unterstützung des **Hochlaufs der lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung**:
  - **Ausweisung von weiteren EE-Vorranggebieten** insbesondere in den an die Stadt Mainz angrenzenden Landkreisen mit hohem EE-Potenzial.
  - **Beschleunigung von Genehmigungsverfahren** für den Bau von Wasserstoffinfrastruktur (z. B. Elektrolyseure).
  - Anreize für Investitionen in die H<sub>2</sub>-Erzeugung durch lokale **Förderprogramme**.
- Kooperation mit umliegenden Landkreisen zur **Erschließung der regionalen EE-Erzeugungspotenziale** (Wind und PV):
  - z.B. durch den Abschluss von Power Purchase Agreements mit EE-Anlagenbetreibern in der Region.



- Umsetzung **modularer und skalierbarer Konzepte** zur lokalen H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Stadt Mainz:
  - Fokus auf Errichtung von zentralen, in der Leistung skalierbaren Elektrolyse-Standorten im Industriegebiet in der Nähe von potenziellen Kunden.
- **Optimierung der Betreiberkonzepte** für Erzeugungsanlagen durch Nutzung und Vermarktung der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme.



- Langfristiger Aufbau eines **diversifizierten H<sub>2</sub>-Bezugsportfolios** (über die lokalen Erzeugungskapazitäten hinaus):
  - Zugriff auf unterschiedliche Wasserstoffquellen und -lieferanten (lokale Erzeugung, Bezug über transeuropäische H<sub>2</sub>-Pipeline und ggfs. Transport von H<sub>2</sub>-Derivaten über die Schiene und/oder Wasserstraßen) zur **Erhöhung der Versorgungssicherheit** und zur Sicherung eines möglichst **kostengünstigen H<sub>2</sub>-Bezugs**.

Abbildung 2-98: Handlungsempfehlungen im Bereich H<sub>2</sub>-Erzeugung. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.7.4.2 H<sub>2</sub>-Bedarf

Für die Umsetzung des Ausbauplans ergeben sich folgende **Handlungsempfehlungen im Bereich des H<sub>2</sub>-Bedarfs** für die am Aufbau eines H<sub>2</sub>-Konzeptes beteiligten Akteure.<sup>411</sup>

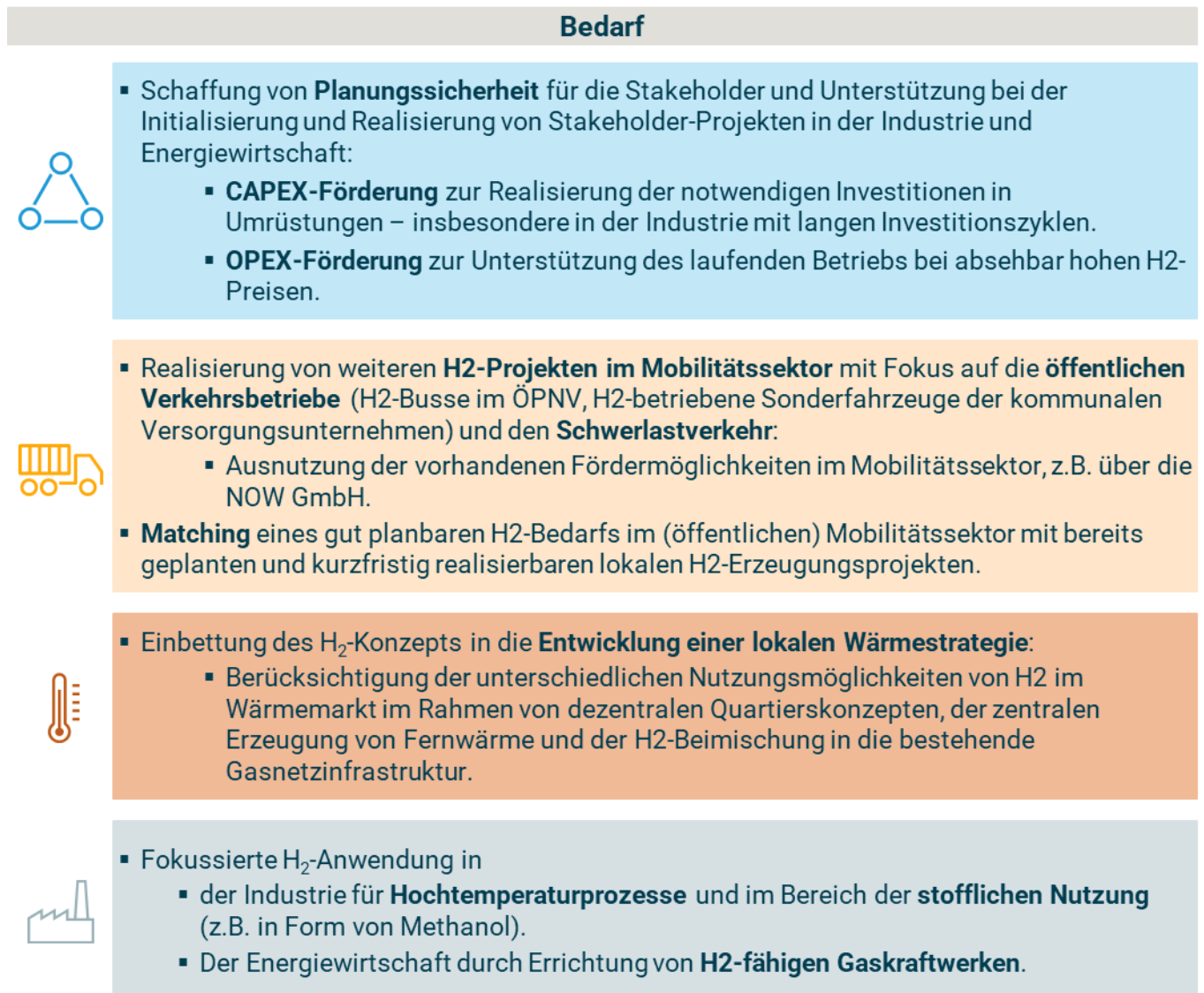


Abbildung 2-99: Handlungsempfehlungen im Bereich H<sub>2</sub>-Bedarf. Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>411</sup> Empfehlungen rund um das Thema Wasserstoffmobilität müssen mit dem Ausbau der Elektromobilität kombiniert werden und ergänzen sich gegenseitig zum Erreichen der Klimaneutralität. Wasserstoffprojekte im Mobilitätssektor sollen dabei nicht in Konkurrenz mit dem bereits dominanten Hochlauf der E-Mobilität stehen und sind damit beispielsweise in eher schwer elektrisierbaren Bereichen zu erwarten.

### 2.7.4.3 H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Für die Umsetzung des Ausbauplans ergeben sich folgende **Handlungsempfehlungen im Bereich der H<sub>2</sub>-Infrastruktur**<sup>412</sup> für die am Aufbau eines H<sub>2</sub>-Konzeptes beteiligten Akteure.

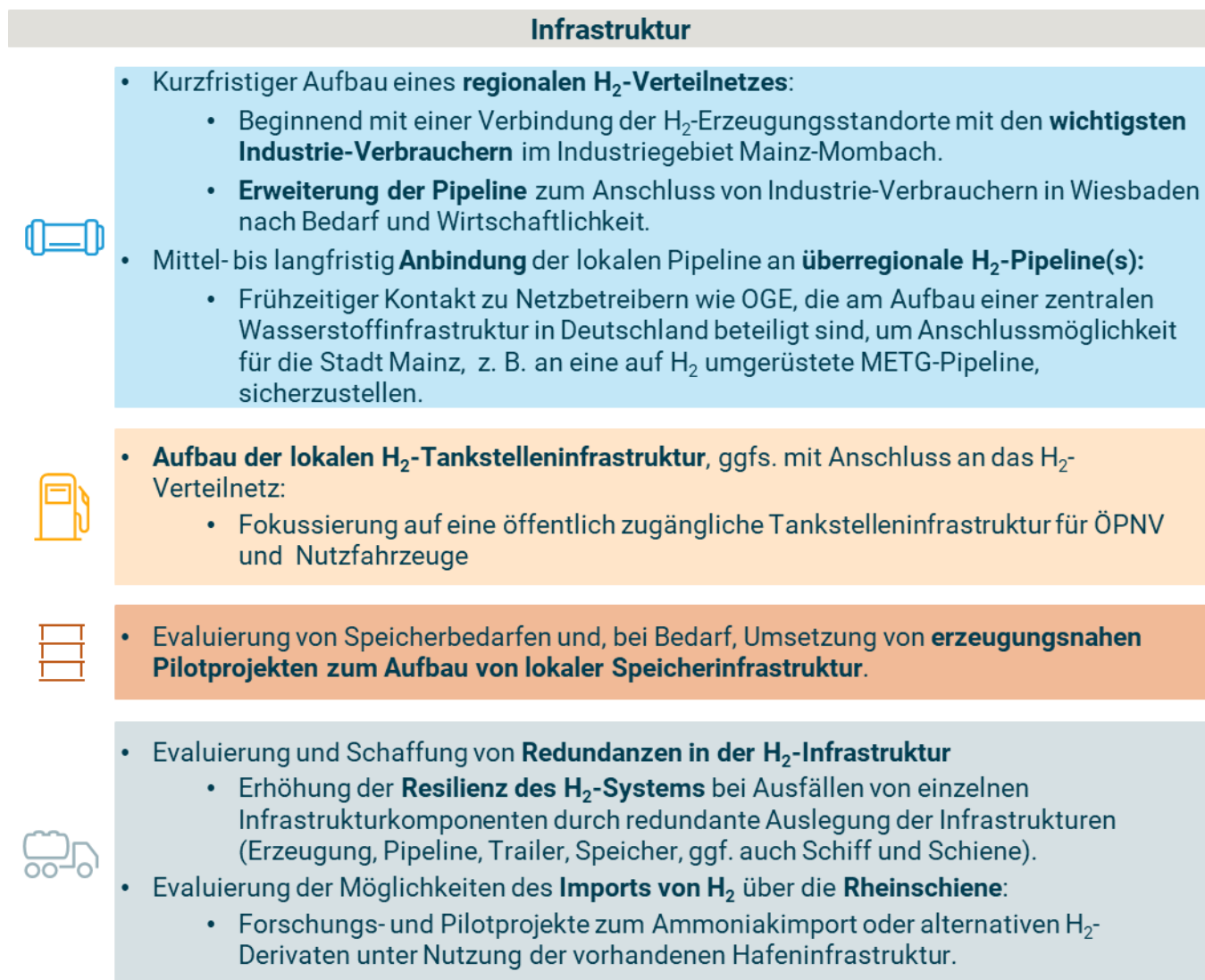


Abbildung 2-100: Handlungsempfehlungen im Bereich H<sub>2</sub>-Infrastruktur. Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>412</sup> Ein Vorschlag für eine Pipeline im Mainzer Industriegebiet mit möglichen (über-)regionalen Erweiterungen wurde bereits in Kapitel 2.4.4.6.2 ausgearbeitet. Die damit verbundenen geschätzten Investitionskosten sind in dem entsprechenden Abschnitt angegeben.

Ein Ausbau der lokalen Wasserstoffinfrastruktur soll dabei nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zum Ausbau der lokalen Ladeinfrastruktur für batteriebetriebene Fahrzeuge fungieren. Beispielsweise können Wasserstofftankstellen Bedarfe aus dem Schwerlastfernverkehr bedienen, während Ladesäulen die Bedarfe für batteriebetriebene PKW und Schwerlastnahverkehre bieten.

#### 2.7.4.4 Übergreifende Handlungsempfehlungen

Neben den spezifischen Handlungsempfehlungen für die Bereiche H<sub>2</sub>-Erzeugung, H<sub>2</sub>-Bedarf und H<sub>2</sub>-Infrastruktur sollten einige **übergreifende Handlungsempfehlungen für die Planung und Umsetzung eines Wasserstoffkonzeptes** berücksichtigt werden. Dies beinhaltet insbesondere die folgenden Aspekte:

### Übergreifende Handlungsempfehlungen



- **Strategische Planung** von H<sub>2</sub>-Mengen:
  - Kontinuierliche Abfrage und Monitoring der erwarteten Wasserstoff-Bedarfe in den einzelnen Sektoren und der geplanten und realisierten Erzeugungsprojekte in der Region.
- Förderung der **gesellschaftlichen Akzeptanz von Wasserstoff**(-projekten) in der Region:
  - z. B. durch eine verstärkte Kommunikation der Vorzüge für die Region mit Blick auf die Dekarbonisierungsziele sowie den Aufbau von Know-How in der Region.
- **Verstetigung von Netzwerken** und Bündelung der administrativen Aufsicht des Wasserstoffkonzeptes:
  - **Unterstützung des Aufbaus von Kooperationen der verschiedenen Stakeholder** zur besseren Verzahnung von Angebot und Nachfrage und zur Nutzung von Synergieeffekten.
  - **Etablierung einer zentralen Anlaufstelle**, z.B. einer Wasserstoff-Agentur für Mainz, die lokale Strategien und Aktivitäten zusammenführt und eine zentrale Schnittstelle zu überregionalen Institutionen bildet. Ein konkreter Vorschlag für eine Verstetigungsstrategie wird durch Los 3 erarbeitet.
- **Kooperation mit Hochschulen** aus der Region, sowie deutschland- und weltweit



- Politische Flankierung von H<sub>2</sub>-Projekten durch **Sicherstellung von Fördermitteln** sowie der **Einbettung förderfähiger Projekte in das Gesamtkonzept**:
  - Sicherung von bestehenden Fördermöglichkeiten für Erzeugungsprojekte, z.B. auf Basis der Landesförderprogramme des Landes Rheinland-Pfalz.
  - **Unterstützung der Stakeholder bei der Beantragung von Fördermitteln** auf Landes-, Bundes- oder europäischer Ebene, z.B. durch Beauftragung von Rechtsgutachten zur Klärung der Förderfähigkeit von Projekten, beihilferechtlichen Fragen, etc.

Abbildung 2-101: Übergreifende Handlungsempfehlungen. Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.7.5 Fazit

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen zeigen, dass die Region Mainz über gute Voraussetzungen für den erfolgreichen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verfügt. In den beiden untersuchten Hochlaufszenerarien leistet Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur zukünftigen Dekarbonisierung des Industriestandortes Mainz und für eine diversifizierte, klimaneutrale Energieversorgung.

Der genaue Umfang der langfristigen Wasserstoffdurchdringung in den einzelnen Bedarfssektoren ist jedoch mit größeren Unsicherheiten behaftet. Er hängt insbesondere von der Entwicklung der Erzeugungs- und Importkosten sowie der Verfügbarkeit der notwendigen (über-) regionalen Transport- und Speicherinfrastrukturen ab. Daher ist es sinnvoll, bei der Umsetzung von regionalen Wasserstoffprojekten einem modularen und skalierbaren Ansatz zu folgen, um das Risiko möglicher Lock-in Effekte zu reduzieren.

Für die Etablierung von funktionsfähigen Wertschöpfungsketten ist es in der frühen Phase der Wasserstoffmarktentwicklung zudem erforderlich, dass die einzelnen Wertschöpfungsstufen parallel aufgebaut werden. Dies ist für Akteure auf einzelnen Stufen häufig mit höheren Risiken verbunden, da umfassende Investitionen getätigt werden müssen, ohne sicher zu wissen, ob die anderen Stufen der Wertschöpfungskette zum erforderlichen Zeitpunkt zur Verfügung stehen und zu welchen Kosten. Diese Studie leistet in diesem Zusammenhang einen wichtigen Beitrag, indem sie die relevanten Stakeholder der Wasserstoffwirtschaft auf Erzeugungs- und Bedarfsseite in der Region Mainz identifiziert, deren mögliche Wasserstoffpotenziale quantifiziert und im Sinne eines gesamtheitlichen Konzeptes mit geeigneten Betreiberkonzepten sowie Transport- und Distributionspfaden unterlegt. Darüber hinaus bietet die Studie möglichen Projektentwicklern einen umfassenden Überblick über die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen für Erzeugung, Transport, Distribution und Speicherung von Wasserstoff und deren mögliche Weiterentwicklung.

Basierend auf den Ergebnissen, werden im Rahmen dieser Studie Handlungsempfehlungen ausgesprochen, die Optionen für nächste Schritte zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, sowie zur weiteren Entwicklung von Wasserstofferzeugung und -bedarf offenlegen. Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der Region Mainz sollte dabei ergänzend zu einer zentralen Koordinierung durch die Bereitstellung von Fördermitteln unterstützt werden. Diese Studie zeigt auf, in welchen Bereichen und an welchen Standorten diese Mittel besonders sinnvoll eingesetzt werden könnten und gibt einen Überblick über bestehende Fördermöglichkeiten. Auf Basis der vorliegenden Studienergebnisse können somit in einem nächsten Schritt konkrete Projektideen zur Erzeugung, Transport, Speicherung, Distribution und Verwendung von Wasserstoff in der Region Mainz geplant und weiterentwickelt werden.

## Referenzen

- Agora. (2020a). *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7676/file/7676\\_Klimaneutrale\\_Industrie.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7676/file/7676_Klimaneutrale_Industrie.pdf)
- Agora. (2020b). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung\\_Industrie/164\\_A-EW\\_Klimaneutrale-Industrie\\_Studie\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf)
- Agora. (2020c). *Klimaneutrales Deutschland 2050*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/A-EW\\_195\\_KNDE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf)
- Agora. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_231\\_KNDE2045\\_Langfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf)
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics. (2018). *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf)
- Amme, J. (2022). *Der Photovoltaik- und Windflächenrechner - Geodaten Potenzialflächen (v1.0) [Data set]*. Abgerufen am 13. 01 2023 von <https://doi.org/10.5281/zenodo.6728382>
- Amtsblatt der Europäischen Union. (2019). *DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2019/1745 DER KOMMISSION vom 13. August 2019*. Abgerufen am 19. 12 2022 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R1745&from=EN>
- Amtsblatt der Europäischen Union. (30. 05 2022). *Verordnung (EU) 2022/869 vom 30.05.2022, ABl. L 152/45, Art. 32 Abs. 1, S. 87*. Abgerufen am 01. 11 2022 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R0869>
- BCG. (2018). *Klimapfade für Deutschland*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/media-weitere-downloads/2018-01-18-bdi-studie-klimapfade-fuer-deutschland.pdf>
- BCG. (2021). *Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://web-assets.bcg.com/f2/de/1fd134914bfaa34c51e07718709b/klimapfade2-gesamtstudie-vorabversion-de.pdf>
- BEE. (2021). *Das „BEE-Szenario 2030“*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2021/20210416\\_BEE-Szenario\\_2030\\_final.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2021/20210416_BEE-Szenario_2030_final.pdf)
- BMUV. (2021). *Effizienz und Kosten: Lohnt sich der Betrieb eines Elektroautos?* Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.bmuv.de/themen/luft-laerm-mobilitaet/verkehr/elektromobilitaet/effizienz-und-kosten>

- BMVI. (2021). *Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft – Das Bahn-Elektrifizierungsprogramm des Bundes*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/elektrobahn-klimaschonend-zukunft-bahn-elektrifizierungsprogramm.html>
- BMWi. (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. Von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile) abgerufen
- BMWi. (2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS\\_Kurzbericht\\_final\\_v5.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf)
- BMWK. (28. 05 2021). *Gemeinsame Pressemitteilung - Energiewende*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html>
- BMWK. (2021a). *Dialog Klimaneutrale Wärme - Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waermezielbild-bausteine-weichenstellung-2030-2050.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=16](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waermezielbild-bausteine-weichenstellung-2030-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=16)
- BMWK. (2021b). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20)
- BMWK. (2022). *Entwurf zur Nationalen Wasserstoffstrategie*.
- BMWK. (2022). *Fortschrittsbericht zur nationalen Wasserstoffstrategie*. Von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/fortschrittsbericht-der-nws.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/fortschrittsbericht-der-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=2) abgerufen
- BMWK. (8. 12 2022). *Pressemitteilung: Stark-Watzinger: Deutschland und Namibia bauen ihre starke Wasserstoff-Partnerschaft weiter aus*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/News/2022-12-08-deutschland-und-namibia-bauen-wasserstoff-partnerschaft-aus.html> abgerufen
- BMWK. (08. 07 2022). *Überblickspapier: Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Erweiterung der Vorsorgemaßnahmen*. Abgerufen am 19. 05 2023 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/U/ueberblickspapier-beschleunigung-des-ausbaus-erneuerbarer-energien-und-erweiterung-der-vorsorgemassnahmen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/U/ueberblickspapier-beschleunigung-des-ausbaus-erneuerbarer-energien-und-erweiterung-der-vorsorgemassnahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- BMWK. (2022a). *Energiekostenvergleich für Pkw*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/2021-08-pkw-energiekostenvergleich.html>
- BMWK. (2022b). *Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von



[https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04\\_EEG\\_2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8)

- BMWK. (2022c). *Überblickspapier Osterpaket*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406\\_ueberblickspapier\\_osterpaket.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=14)
- BMWK. (2023). *Förderdatenbank (Bund, Länder, EU)*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://www.foerderdatenbank.de/SiteGlobals/FDB/Forms/Suche/Servicesuche\\_Formular.html?gtp=%2526816beae2-d57e-4bdc-b55d-392bc1e17027\\_list%253D2&cl2Processes\\_Foerdergebiet=\\_bundesweit+rheinland\\_pfalz&submit=Suchen&templateQueryString=nutzfahrzeuge](https://www.foerderdatenbank.de/SiteGlobals/FDB/Forms/Suche/Servicesuche_Formular.html?gtp=%2526816beae2-d57e-4bdc-b55d-392bc1e17027_list%253D2&cl2Processes_Foerdergebiet=_bundesweit+rheinland_pfalz&submit=Suchen&templateQueryString=nutzfahrzeuge)
- BMWK. (22. 03 2023). *Förderprogramm Klimaschutzverträge*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/klimaschutzvertraege.html>
- BMWK. (05. 01 2023). *Pressemitteilung: Norwegen und Deutschland verstärken Energiekooperation auf dem Weg zur Klimaneutralität*. . Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/01/20230105-norwegen-und-deutschland-verstaerken-energiekooperation-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet.html> abgerufen
- BMWK. (2023). *Programm Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD)*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/018-pilotprogramm.html> abgerufen
- Boehringer Ingelheim. (2016). *Standortprofil Ingelheim*. Abgerufen am 05. 01. 2023 von <https://www.boehringer-ingelheim.com/de/bipdf/standortsteckbriefingelheim>
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (2021). *WFS Digitales Landschaftsmodell 1:250 000 (Aktualitätsstand 31.12.2021)*. Abgerufen am 30. 11 2022 von <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/wfs-digitales-landschaftsmodell-1-250-000-wfs-dlm250.html>
- Bundesamt für Logistik und Mobilität. (2023). *Förderprogramm für Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://www.balm.bund.de/DE/Foerderprogramme/KlimaschutzundMobilitaet/KSNI/Ksni\\_node.html](https://www.balm.bund.de/DE/Foerderprogramme/KlimaschutzundMobilitaet/KSNI/Ksni_node.html)
- Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt). (2018). *Anweisung StraßeninformationsBank - Kernsystem (Version 2.04)*. Abgerufen am 19. 01 2023 von [https://www.bast.de/DE/Publikationen/Regelwerke/Verkehrstechnik/Downloads/V-asb-kernsystem.pdf;jsessionid=47EADDEE6815DD11C174D9355E81826B.live21324?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bast.de/DE/Publikationen/Regelwerke/Verkehrstechnik/Downloads/V-asb-kernsystem.pdf;jsessionid=47EADDEE6815DD11C174D9355E81826B.live21324?__blob=publicationFile&v=5)
- Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt). (2020). *Bundesfernstraßennetz (BASt: BISStra/ASB; WFS)*. Abgerufen am 19. 01 2023 von <https://geoportal.de/Info/E068415C-D7B1-4D96-B8A0-FA1C23DF5CC7>

- Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt). (2022a). *Manuelle/Temporäre Straßenverkehrszählung (SVZ)*. Abgerufen am 19. 01 2023 von <https://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten/Manuelle-Zaehlung.html>
- Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt). (2022b). *Hinweis zur Verwendung der SVZ-Ergebnisse*. Abgerufen am 19. 01 2023 von <https://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten/SVZ-Hinweise-2021.html;jsessionid=7C97AB4A90C9C5DB5B5A17086449AF4A.live21322?nn=1497044>
- Bundesministerium für Bildung und Forschung. (07. 02 2023). *Weltneuheit: Kavernenspeicher für Grünen Wasserstoff*. Von [https://www.innovation-strukturwandel.de/strukturwandel/de/report/\\_documents/artikel/u-z/weltneuheit-kavernenspeicher-fuer-gruenen-wasserstoff](https://www.innovation-strukturwandel.de/strukturwandel/de/report/_documents/artikel/u-z/weltneuheit-kavernenspeicher-fuer-gruenen-wasserstoff) abgerufen
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. (16. 12 2020). *Bundesanzeiger.de*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/user\\_upload/KEI\\_download\\_pdf/Foederprogramm/Foederrichtlinie\\_De\\_karbonisierung\\_in\\_der\\_Industrie.pdf](https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/user_upload/KEI_download_pdf/Foederprogramm/Foederrichtlinie_De_karbonisierung_in_der_Industrie.pdf)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023). *One-Stop-Shop - Wasserstoff vom BMWK*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/home.html> abgerufen
- Bundesnetzagentur. (2011). *Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan – ein Vergleich*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111122\\_PowerToGas\\_AnlageWES\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3#:~:text=Betrachtet%20man%20also%20nur%20den,42%20Prozent%20Strom%20zur%C3%BCckgewinnen.](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111122_PowerToGas_AnlageWES_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=Betrachtet%20man%20also%20nur%20den,42%20Prozent%20Strom%20zur%C3%BCckgewinnen.)
- Bundesnetzagentur. (2021). *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2020*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bundesnetzagentur. (2022a). *Marktstammdatenregister*. Abgerufen am 26. 08. 2022 von <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>
- Bundesnetzagentur. (2022b). *Monitoringbericht 2021*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- Bundesnetzagentur. (2022c). *SMARD - Strommarktdaten*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/SMARD/Aktuelles/start.html#:~:text=Die%20Netzlast%20stieg%202021%20insgesamt,%3A%20494%2C4%20TWh%20>
- Bundesnetzagentur. (2023). <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht>. Abgerufen am 03. 01 2023
- Bundesregierung. (15. 06 2022). *Planungen und Genehmigungen beschleunigen, Transformation voranbringen*. Abgerufen am 19. 05 2023 von <https://www.bundesregierung.de/breg->

de/suche/planungen-und-genehmigungen-beschleunigen-transformation-voranbringen-2053076

- Bundesregierung. (01. 02 2023). *Pressemitteilung: Mehr Windenergie für Deutschland*. Von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764> abgerufen
- BV Glas. (2021a). *Glasindustrie 2021 - Herausforderungen für die Unternehmen der Glasindustrie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische\\_Energietage/Votr%C3%A4ge/2021/NET2021\\_Nelles.pdf](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2021/NET2021_Nelles.pdf)
- BV Glas. (2021b). *Wie sieht die Glasproduktion 2045 aus?* Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.glasstec.de/cgi-bin/md\\_glasstec/lib/all/lob/return\\_download.cgi/OVERATH\\_D\\_BVGlas\\_glasstecUPDATE2021.pdf?ticket=g\\_u\\_e\\_s\\_t&bid=5753&no\\_mime\\_type=0](https://www.glasstec.de/cgi-bin/md_glasstec/lib/all/lob/return_download.cgi/OVERATH_D_BVGlas_glasstecUPDATE2021.pdf?ticket=g_u_e_s_t&bid=5753&no_mime_type=0)
- CaetanoBus. (o. D.). *H2.City Gold*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://caetanobus.pt/en/buses/h2-city-gold/>
- Chemische Fabrik Budenheim KG. (2013). *Umwelterklärung*. Abgerufen am 05. 01. 2023 von [https://www.budenheim.com/fileadmin/user\\_upload/Downloads/information/Umwelterklaerung\\_2013/files/inc/89b5a13634.pdf](https://www.budenheim.com/fileadmin/user_upload/Downloads/information/Umwelterklaerung_2013/files/inc/89b5a13634.pdf)
- CMS. (20. Februar 2023). *Erneuerbare Energien: EU-Regeln für erneuerbaren Wasserstoff*. Von CMS Deutschland bloggt: <https://www.cmshs-bloggt.de/rechtsthemen/sustainability/sustainability-environment-and-climate-change/erneuerbare-energien-eu-regeln-fuer-erneuerbaren-wasserstoff/> abgerufen
- Colditz, T. (2022). *Edison*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von Effizienz-Durchbruch bei Wasserstoff-Elektrolyse: <https://edison.media/energie/effizienz-durchbruch-bei-wasserstoff-elektrolyse/25229279/>
- DECHEMA. (2019). *Roadmap Chemie 2050*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>
- dena. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (10 2021). *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. Abgerufen am 02. 02 2023 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)
- Deutscher Bundestag. (2019). *Grenzwerte für Wasserstoff (H<sub>2</sub>) in der Erdgasinfrastruktur*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf>

- Deutscher Bundestag. (03. 03 2021). *Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall*. Abgerufen am 2023 von <https://www.bundestag.de/resource/blob/866384/6f31ce3d496d03eb92d35856544ac1ba/WD-8-075-21-pdf-data.pdf>
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). (2014). *Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1\\_02\\_12.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_02_12.pdf)
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (02 2022). *Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff - Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045*. Abgerufen am 02. 02 2023 von <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf>
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (2021). *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) - Gasbeschaffenheit*. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. (2020). *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende (Teil 1)*. Abgerufen am 20. 12 2022 von [https://elib.dlr.de/137796/1/DLR\\_Wasserstoffstudie\\_Teil\\_1\\_final.pdf](https://elib.dlr.de/137796/1/DLR_Wasserstoffstudie_Teil_1_final.pdf)
- DGUV. (2020). *DGUV Regel 113-001, Anlage 4, Vorbemerkungen zur Beispielsammlung*. Abgerufen am 13. 02 2023 von [https://www.bgrci.de/fileadmin/BGRCI/Downloads/DL\\_Praevention/Explosionsschutzportal/Dokumente/EX\\_RL\\_Beispielsammlung/EX\\_RL\\_Teil\\_II\\_Vorbemerkung\\_2020.pdf](https://www.bgrci.de/fileadmin/BGRCI/Downloads/DL_Praevention/Explosionsschutzportal/Dokumente/EX_RL_Beispielsammlung/EX_RL_Teil_II_Vorbemerkung_2020.pdf)
- Die Bundesregierung. (2023). *Fördermöglichkeiten auf nationaler Ebene*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/foerderung-national.html>
- dpa. (24. 09 2022). Norddeutsche Länder wollen unterschiedliche Strompreiszonen und kritisieren Bayern scharf. *Handelsblatt*. Von <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiekrise-norddeutsche-laender-wollen-unterschiedliche-strompreiszonen-und-kritisieren-bayern-scharf/28703398.html?tm=login> abgerufen
- Draper, N. R. (1998). *Applied Regression Analysis*. John Wiley & Sons.
- Ebner, M., Ferstl, J., Fiedler, C., Jetter, F., Limmer, T., & Schmid, T. (2021). *Potential of the Variable Renewable Energy Sources in Europe*. Abgerufen am 14. 10. 2022 von [https://extremos.ffe.de/pdf/ShortReport\\_vRES.pdf](https://extremos.ffe.de/pdf/ShortReport_vRES.pdf)
- Elsplas/Lindau/Ramsauer. (2021). Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff. *N&R*, S. 258-267.
- e-mobil BW. (2021). *Systemvergleich zwischen Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW-Studie\\_H2-Systemvergleich.pdf](https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW-Studie_H2-Systemvergleich.pdf)
- e-mobil BW. (2022). *Analyse der aktuellen Situation des H2-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.e->

mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW\_Wasserstoffbedarf\_und\_-Erzeugungspotenzial.pdf

e-mobil BW GmbH. (2013). *Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität*. Abgerufen am 19. 12 2022 von [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Infrastruktur\\_nachhaltige\\_Mobilitaet.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Infrastruktur_nachhaltige_Mobilitaet.pdf)

Energas. (2021). *So machen Sie Ihr BHKW fit für die Umrüstung auf Wasserstoff*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.energag-gmbh.de/bhkw-umruistung-wasserstoff/>

Energate. (2023). *EEX EUROPEAN CARBON FUTURES*. Abgerufen am 21. 02 2023 von <https://www.energate-messenger.de/markt/kohle-und-co2/preisgruppe/94264/eex-european-carbon-futures>

Energieagentur Rheinland-Pfalz. (2023). *Fördermöglichkeiten für alternative Antriebe*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://www.energieagentur.rlp.de/themen/mobilitaetswende/foerdermoeglichkeiten-fuer-elektromobilitaet/>

Energieagentur Rheinland-Pfalz. (o. D.). *Energieatlas Rheinland-Pfalz*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/daten/strom/ee-stromerzeugung-bestand>

Energiepark Mainz. (2023). *Technische Daten des Energieparks*. Abgerufen am 20. 02 2023 von <https://www.energiepark-mainz.de/wissen/technische-daten/>

Energiepark Mainz. (o. D.). Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.energiepark-mainz.de/energie/>

Enovos. (2023). *Erdgasspeicher Frankenthal*. Abgerufen am 23. 02 2023 von <https://www.enovos.de/enovos/erdgasspeicher/>

Erbs/Kohlhaas. (2020). *Strafrechtliche Nebengesetze, Werkstand: 233*. C.H. Beck.

Esri Deutschland. (2022). *Postleitzahlengebiete - OSM*. Abgerufen am 16. 12 2022 von [https://opendata-esri.de/opendata.arcgis.com/datasets/5b203df4357844c8a6715d7d411a8341\\_0/explore?location=50.746153%2C10.944890%2C21.50](https://opendata-esri.de/opendata.arcgis.com/datasets/5b203df4357844c8a6715d7d411a8341_0/explore?location=50.746153%2C10.944890%2C21.50)

Essity Deutschland. (2023). *Papier CO2-frei produziert – Durchbruch auf dem Weg zur Klimaneutralität*. Abgerufen am 06. 07 2023 von <https://www.essity.de/presse/pressemitteilungen/2023/co2-free-with-green-hydrogen/>

EU-Kommission. (2021a). *Vorschlag für eine Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff, COM/2021/803*. Abgerufen am 23. 02 2023 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0803&from=DE#footnote5>

EU-Kommission. (2021b). *Vorschlag für eine Verordnung über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung), COM/2021/804*. Abgerufen am 23. 02 2023 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN>

- EU-Kommission. (2021c). *Vorschlag für eine Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU, COM/2021/559*. Abgerufen am 23. 02 2023 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0559>
- EU-Kommission. (2023). *Fragenkatalog (FAQ) zur Auslegung der Industrieemissionen-Richtlinie 2010/75/EU, Annex I, Ziff. 4*. Abgerufen am 13. 02 2023 von <https://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/faq.htm>
- Europäische Kommission. (2022). *Produktion erneuerbarer Kraftstoffe – Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energietragern-Vorgaben-\\_de](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energietragern-Vorgaben-_de)
- Europäische Kommission. (2022). *REPowerEU: Ein Plan zur raschen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland und zur Beschleunigung des ökologischen Wandels*. Von [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_22_3131) abgerufen
- Europäische Kommission. (23. 11 2022). *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung), COM/2021/803 final/2*. Abgerufen am 19. 05 23 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0803R%2801%29&qid=1684507340365>
- Europäische Kommission. (16. 03 2023). *Commission outlines European Hydrogen Bank to boost renewable hydrogen*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16_en)
- Europäische Kommission. (2023). *European Regional Development Fund*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://ec.europa.eu/regional\\_policy/funding/erdf\\_en](https://ec.europa.eu/regional_policy/funding/erdf_en)
- Europäische Kommission. (2023). *Innovation Fund*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/innovation-fund\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/innovation-fund_en)
- Europäische Kommission. (2023). *Innovation Fund (INNOVFUND)*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/programmes/innovfund>
- Europäische Kommission. (13. 02 2023). *Kommission legt Vorschriften für erneuerbaren Wasserstoff fest*. Von [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP\\_23\\_594](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_23_594) abgerufen
- Europäische Kommission, Generaldirektion Mobilität und Verkehr. (2021). *Support Study IA of the Directive on Alternative Fuels Infrastructure (2014/94/EC)*. Von <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/ef0b9a03-728e-11ec-9136-01aa75ed71a1/language-en> abgerufen
- Europäisches Parlament. (07. 02 2023). *BERICHT über den Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte*

*für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung)*. Abgerufen am 19. 05 2023 von [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035\\_EN.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035_EN.html)

- European Hydrogen Backbone. (2020). *How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. Abgerufen am 05. 01 2023 von [https://ehb.eu/files/downloads/2020\\_European-Hydrogen-Backbone\\_Report.pdf](https://ehb.eu/files/downloads/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf)
- European Hydrogen Backbone. (April 2022). *A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. Abgerufen am 04. 01 2023 von <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- European Hydrogen Backbone. (04 2022). *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. Abgerufen am 07. 02 2023 von <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- FNB Gas. (2021). *Netzentwicklungsplan 2020-2030*. Von [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb\\_gas\\_nep\\_gas\\_2020\\_de-1.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf) abgerufen
- FNB Gas. (2022). *Netzentwicklungsplan 2022-2032, Zwischenstand 2022*. Von [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022\\_07\\_06\\_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf) abgerufen
- FNB Gas. (07. 02 2023). *Konsultationsworkshop Netzentwicklungsplan Gas 2022-2023, Wasserstoffvariante*. Von [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/10/2023\\_01\\_24\\_Konsultationsworkshop-NEP-2022\\_H2-Variante.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/10/2023_01_24_Konsultationsworkshop-NEP-2022_H2-Variante.pdf) abgerufen
- FNB Gas. (7. 2 2023). *Report „Wasserstoffnetz 2030: Aufbruch in ein klimaneutrales Deutschland“*. Von <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2030/#:~:text=Das%20H2%2DNetz%202030%20ist,energetische%20sowie%20die%20stoffliche%20Wasserstoffnutzung> abgerufen
- FNB Gas. (kein Datum). *Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland*. Abgerufen am 07. 02 2023 von <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). (2020). *vRES Generation Potentials (Europe NUTS-3)*. Abgerufen am 04. 11. 2022 von <https://opendata.ffe.de/dataset/vres-generation-potentials-europe-nuts-3/>
- Frankfurter Neue Presse. (2022). *Grüner Treibstoff: Pilotanlage für E-Kerosin entsteht in Frankfurt*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.fnp.de/frankfurt/gruener-treibstoff-frankfurt-flughafen-e-kerosin-fliegen-umwelt-energiewende-news-zr-91507480.html>
- Fraunhofer ISE. (2019). *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/pressemitteilungen/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/pressemitteilungen/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf)
- Fraunhofer ISE. (2023). *Agri-Photovoltaik*. Abgerufen am 02. 02 2023 von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik/agri-photovoltaik-agri-pv.html>

- Fraunhofer ISI. (2021). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>
- Fraunhofer ISI. (15. 11 2022). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45*. Von Überblickswebinar: [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_T45\\_Szenarien\\_15\\_11\\_abgerufen](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_abgerufen)
- Fraunhofer ISI. (15. 11 2022). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45, Überblickswebinar, Folie 28*. Von [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_T45\\_Szenarien\\_15\\_11\\_2022\\_final.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf) abgerufen
- Fraunhofer ISI, ISE, IEG. (2021). *Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie\\_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf)
- FZ Jülich. (2021). *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/eu\\_535\\_h2\\_roadmap\\_nrw.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/eu_535_h2_roadmap_nrw.pdf)
- Gasspeichergesetz. (2023). *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325\\_faktenpapier\\_gasspeichergesetz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8)
- Green Hydrogen Esslingen*. (2023). Von <https://green-hydrogen-esslingen.de/> abgerufen
- H2 Mobility. (2021). *Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen - die Optionen im Überblick*. Abgerufen am 20. 12 2022 von [https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M\\_Ueberblick\\_BetankungsoptionenLNFSNF\\_TankRast\\_2021-10-21.pdf](https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf)
- H2 MOBILITY News. (2022). *Auch Wasserstoff tanken wird teurer*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://h2.live/news/2407/>
- H2.LIVE. (2023). *H2.LIVE Karte*. Abgerufen am 20. 01 2023 von <https://h2.live/>
- h2.live. (o. D.). *Wasserstofffahrzeuge*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://h2.live/wasserstoffautos/>
- H2ercules. (kein Datum). *H2ercules stellt sich Ihren Fragen*. Abgerufen am 18. 01 2023 von <https://www.h2ercules.com/h2ercules/faq>
- H2ercules. (kein Datum). *H2ercules: Wasserstoffschnellweg für Deutschland*. Abgerufen am 18. 01 2023 von <https://www.h2ercules.com/h2ercules>
- H2-Global-Stiftung. (2023). *The H2Global Instrument*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://www.h2global-stiftung.com/project/h2g-mechanism>



- H2-Share. (o. D.). *fuellcelltrucks*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://fuelcelltrucks.eu/project/hyundai-1-600-h2-xcient-trucks-in-switzerland/>
- Hans-Böckler Stiftung. (2020). *Struktur, Entwicklung und Zukunft der deutschen Stahlindustrie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/222425/1/1703792009.pdf>
- Heere, D. (2019). *Modelling and Optimization of a Hydrogen Refuelling Station based on CH2P Technology*. Abgerufen am 24. 02 2023 von <http://resolver.tudelft.nl/uuid:85735032-b22a-4020-b31a-881e8c462386>
- Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen. (2021). *Wasserstoff-Infrastruktur für Straße, Schiene und Wasserwege*. Abgerufen am 20. 12 2022 von [https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2021/3641\\_211021\\_LEA\\_Hessen\\_Broschuere\\_Wasserstoff\\_Infrastruktur\\_Web.pdf](https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2021/3641_211021_LEA_Hessen_Broschuere_Wasserstoff_Infrastruktur_Web.pdf)
- Hydrogen Europe. (2022). *Clean Hydrogen Monitor*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/Clean\\_Hydrogen\\_Monitor\\_10-2022\\_DIGITAL.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/Clean_Hydrogen_Monitor_10-2022_DIGITAL.pdf)
- HYPAT. (2023). *Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland - Methodik und Ergebnisse*. Abgerufen am 22. 02 2023 von [https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT\\_Working-Paper-01\\_2023\\_Preiselastische-Nachfrage.pdf](https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf)
- IGBCE. (2021). *Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa: Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf und -ausbau sowie die Preisentwicklungen für die Industrie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie\\_Wasserstoff\\_Industrie\\_StiftungIGBCE\\_enervis.pdf](https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_enervis.pdf)
- IGBCE. (2022). *Branchenausblick 2030+: Die Papier- und Zellstoffindustrie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/StAuU\\_BA\\_Halbleiter\\_062022.pdf](https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/StAuU_BA_Halbleiter_062022.pdf)
- INERATEC. (2020). *INERATEC e-fuels für nachhaltige Mobilität*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://ineratec.de/wp-content/uploads/2020/11/ineratec\\_ptlpioneers\\_info\\_de.pdf](https://ineratec.de/wp-content/uploads/2020/11/ineratec_ptlpioneers_info_de.pdf)
- Institut Wohnen und Umwelt (IWU). (2015). *Deutsche Wohngebäudetypologie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015\\_IWU\\_LogeEtAl\\_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf](https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015_IWU_LogeEtAl_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf)
- International Energy Agency. (11 2022). *World Energy Outlook 2022*. Von <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf> abgerufen
- Janischka, U. et al. (2021). Die Rolle von Wasserstoff in einem klimaneutralen europäischen Energiesystem – eine modellbasierte Analyse bis 2050. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 71, Heft 1/2.
- Joint Research Centre. (01. 01 2016). *EMHIRES dataset Part I: Wind power generation*. Abgerufen am 12. 11 2022 von [https://setis.ec.europa.eu/emhires-dataset-part-i-wind-power-generation\\_en](https://setis.ec.europa.eu/emhires-dataset-part-i-wind-power-generation_en)

- Joint Research Centre. (01. 01 2017). *EMHIRES dataset Part II Solar power generation*. Abgerufen am 21. 11 2022 von [https://setis.ec.europa.eu/emhires-dataset-part-ii-solar-power-generation\\_en](https://setis.ec.europa.eu/emhires-dataset-part-ii-solar-power-generation_en)
- JRC. (2022). *Assessment of hydrogen delivery options*. Abgerufen am 03. 11 2022 von <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>
- Kalis (IKEM). (2019). *Rechtsrahmen für ein H2 – Teilnetz*. Abgerufen am 20. 02 2023 von <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/Rechtsrahmen-fu%CC%88r-ein-H2-Teilnetz.pdf>
- Klimaschutzportal. (2022). *Keine Zukunftsmusik: Kerosin aus Wasser und CO2*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.klimaschutz-portal.aero/klimaneutral-fliegen/alternative-kraftstoffe/kerosin-aus-wasser-und-co2/>
- KMW GT. (2021). *Gasnetzkarte KMW GT*. Abgerufen am 01. 03 2023 von [https://www.kmwgt-gmbh.biz/downloads/2021/03/gl000050\\_netzkarte\\_kgt\\_2021\\_180321.pdf](https://www.kmwgt-gmbh.biz/downloads/2021/03/gl000050_netzkarte_kgt_2021_180321.pdf)
- Landeshauptstadt Mainz. (2021). *Klimaschutzplaner*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.mainz.de/microsite/klimaneutral/klimaschutzkonzept/masterplan/berichte/050\\_-Unsere-Berichte.php](https://www.mainz.de/microsite/klimaneutral/klimaschutzkonzept/masterplan/berichte/050_-Unsere-Berichte.php)
- Landmann/Rohmer. (2022). *Umweltrecht 99. Auflage*. C.H.BECK.
- M. Ebner, C. F. (2019). Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe. *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, (S. 1-5). doi:10.1109/EEM.2019.8916317
- Mainzer Netze. (2022). *Technische Mindestanforderungen (TMA) für die Einspeisung in das Gasverteilernetz*. Abgerufen am 20. 02 2023 von [https://www.mainzer-netze.de/-/media/project/mainzer-stadtwerke/websites-mainzer-netze/mainzer-netze/dateien/ordnerstruktur-clean/g\\_s\\_w\\_anschluss/gas/g\\_tma-einspeisung-biogas.pdf?rev=a6037785c65a47e4bac97e681de7bab3&hash=5746EAA85E37A75DDD41E69D24634E04](https://www.mainzer-netze.de/-/media/project/mainzer-stadtwerke/websites-mainzer-netze/mainzer-netze/dateien/ordnerstruktur-clean/g_s_w_anschluss/gas/g_tma-einspeisung-biogas.pdf?rev=a6037785c65a47e4bac97e681de7bab3&hash=5746EAA85E37A75DDD41E69D24634E04)
- Mansilla et al. (2018). Hydrogen Applications: Overview of the Key Economic Issues and Perspectives. In *Hydrogen Supply Chains* (S. 271-292). Academic Press.
- Maus, R. (05. 12. 2022). Wiesbadens Wasserstoffbusse stehen still. *FAZ*. Abgerufen am 20. 01. 2023 von <https://www.faz.net/aktuell/rhein-main/region-und-hessen/wiesbadens-wasserstoffbusse-stehen-still-18509801.html>
- Metropolregion NordWest. (2021). *Basiswissen Wasserstoff*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.metropolregion-nordwest.de/downloads/datei/OTAwMDAxMzMyOy07L3Vzci9sb2Nhbc9odHRwZC92aHRkb2NzL2Ntc3gvbWV0cm9wb2xyZWdpb24vbWVkaWVuL2Rva3VtZW50ZS8yMV8xMV8yM19iYXNpc3dp3Nl9oMl9pbmR1c3RyaWUucGRm>
- Ministerium der Justiz Rheinland-Pfalz. (2020). *Landesverordnung über Zuständigkeiten auf dem Gebiet des Immissionsschutzes (ImSchZuVO) vom 14.06.2002*. Abgerufen am 13. 02 2023 von <https://www.landesrecht.rlp.de/bsrp/document/jlr-ImSchGZustVRP2002rahmen>
- MKUEM. (17. 10. 2022). *Katrin Eder: „Das Zentralkläwerk Mainz soll zu einer der modernsten und klimafreundlichsten Kläranlagen in Deutschland werden“*. Abgerufen am 27. 01. 2023 von

<https://mkuem.rlp.de/de/presse-meldungen/detail/news/News/detail/katrin-eder-das-zentralklaerwerk-mainz-soll-zu-einer-der-modernsten-und-klimafreundlichsten-klaeranl/>

MND Energy Storage Germany GmbH. (2023). *Über uns - MND*. Abgerufen am 23. 02 2023 von <https://www.mnd-energystorage.de/uber-das-unternehmen/>

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH). (2023). *Förderfinder*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/?\\_sft\\_sektor=mobilitaet](https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/?_sft_sektor=mobilitaet)

Nawrocki, T. (2018). Brennstoffzellenfahrzeuge in Niedersachsen. *Verkehr und Technik*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.lnvg.de/fileadmin/media/lnvg/Formulare/Fachaufsaetze/Brennstoffzellenfahrzeuge\\_in\\_Niedersachsen\\_Fachartikel\\_von\\_Thomas\\_Nawrocki\\_Feb\\_2018.pdf](https://www.lnvg.de/fileadmin/media/lnvg/Formulare/Fachaufsaetze/Brennstoffzellenfahrzeuge_in_Niedersachsen_Fachartikel_von_Thomas_Nawrocki_Feb_2018.pdf)

Next Kraftwerke. (o. D.). *Was ist ein Power Purchase Agreement (PPA)?* Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa>

Next Kraftwerke. (o. D.). *Was ist Regelenergie?* Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>

NOW. (2018a). *Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2019/08/iek-2050.pdf>

NOW. (2018b). *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Publikationen/Studien/Studie-IndWEde.pdf>

NOW GmbH. (2022). *Genehmigungsleitfaden Wasserstoff-Tankstellen*. Abgerufen am 20. 02 2023 von [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/03/NOW\\_Genehmigungsleitfaden\\_H2-Tankstellen.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/03/NOW_Genehmigungsleitfaden_H2-Tankstellen.pdf)

NOW GmbH. (2022). *HyPerformerII BMDV*. Abgerufen am 15. 02 2023 von <https://intern.now-gmbh.de/index.php/s/tZBxHrt80G1Pxze>

Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (kein Datum). *DOE Technical Targets for Hydrogen Delivery*. Von <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-hydrogen-delivery> abgerufen

Öko-Institut e.V. (2021). *Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf>

OpenStreetMap. (2023). *Kartendaten von OpenStreetMap*. Abgerufen am 16. 01 2023 von [openstreetmap.org/copyright](https://openstreetmap.org/copyright)

Parlament und Rat der EU. (2018). *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32018L2001:DE:HTML#d1e3479-82-1>

- Pieper, M. (2022). Abgerufen am 03. 11. 2022 von A9-0208/2022:  
[https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2022-0208-AM-010-014\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2022-0208-AM-010-014_EN.pdf)
- power-to-x.de. (22. 04 2021). „*Vision des „European Hydrogen Backbone“ wächst auf 40.000 Kilometer*“, Abgerufen am 17. 01 2023 von <https://power-to-x.de/vision-des-european-hydrogen-backbone-waechst-auf-40-000-kilometer/>
- Prof. Dr. Ludger Giesberts, P. D. (2022). *BeckOK Umweltrecht, 64. Auflage*. C.H. Beck.
- Reuter, D. B. (2017). *New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots. Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling*. Von Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling. abgerufen
- Rheinland-Pfalz, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau. (2023). *FÖRDERPERIODE 2021 - 2027*. Abgerufen am 01. 05 2023 von <https://efre.rlp.de/foerderperiode-2021-2027>
- Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence. (2021). *RH2INE Kickstart Study*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.rh2ine.eu/wp-content/uploads/2021/10/RH2INE-Kickstart-Study-Location-Study.pdf>
- Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence. (2022). *rh2ine*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.rh2ine.eu/>
- Robinius et al. (2022). *Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz*.
- Schott AG. (12. 12 2022). *Klimafreundliche Glasherstellung: Erfolgreiche Tests mit Wasserstoff im industriellen Maßstab*. Abgerufen am 06. 07 2023 von <https://www.schott.com/de-de/news-and-media/pressemitteilungen/2022/klimafreundliche-glasherstellung-erfolgreiche-tests-mit-wasserstoff-im-industriellen-massstab>
- SCI4 Climate.NRW. (2021). *Metaanalyse von Klimaschutzszenarien für die Branchen Stahl, Zement und Chemie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse\\_SCI4climate.NRW/Szenarien/2020/metaanalyse-von-klimaschutzszenarien-fuer-die-branchen-stahl-zement-und-chemie-cr-sci4climatenrw.pdf](https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2020/metaanalyse-von-klimaschutzszenarien-fuer-die-branchen-stahl-zement-und-chemie-cr-sci4climatenrw.pdf)
- SGB Süd. (2021). *Anleitung für das Ausfüllen von Formularen für Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, Reiter: „Immissionsschutz“*. Abgerufen am 13. 02 2023 von <https://sgdsued.rlp.de/de/service/downloadbereich/gewerbeaufsicht/>
- Society of Automotive Engineers. (2020). *Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles J2601\_202005*. Abgerufen am 19. 12 2022 von [https://www.sae.org/standards/content/j2601\\_202005/](https://www.sae.org/standards/content/j2601_202005/)
- Solaris. (2022). *Weltpremiere für den Urbino 18 hydrogen und #SolarisTalks 2022*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.solarisbus.com/de/presse/weltpremiere-fur-den-urbino-18-hydrogen-und-solaristalks-2022-1829>
- Stadtverwaltung Mainz. (2019). *Energiepark Mainz zur elektrolytischen Erzeugung und zur Lagerung von Wasserstoff – Genehmigungsbescheid*. Abgerufen am 13. 02 2023 von

[https://www.mainz.de/medien/internet/downloads/Genehmigungsbescheid\\_Energiepark\\_Mainz\\_Linde\\_30082019.pdf](https://www.mainz.de/medien/internet/downloads/Genehmigungsbescheid_Energiepark_Mainz_Linde_30082019.pdf)

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2021a). *Regionalstatistik*. Abgerufen am 05. 01. 2023 von Flächenerhebung nach Art der tatsächlichen Nutzung:

<https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=33111-02-01-5&bypass=true&levelindex=0&levelid=1672911530621>

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2021b). *Regionalstatistik*. Abgerufen am 05. 01. 2023 von Bevölkerung nach Geschlecht - Stichtag 31.12. - regionale Tiefe: Gemeinden:

<https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=12411-01-01-5&bypass=true&levelindex=0&levelid=1672938655385#abreadcrumb>

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2023). *Energieverbrauch - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte, Tabelle 43531*. Abgerufen am 02. 02 2023 von

<https://www.regionalstatistik.de/genesis/online?operation=statistic&levelindex=0&levelid=1675690955792&code=43531#abreadcrumb>

Tankerking. (2023). *Tankerking*. Abgerufen am 17. 01 2023 von <https://tankerkoenig.de/>

Tankerking. (2023). *Tankstellen 16.01.2023*. Abgerufen am 17. 11 2022 von

[https://dev.azure.com/tankerkoenig/\\_git/tankerkoenig-data?path=/stations/2023/01/2023-01-16-stations.csv](https://dev.azure.com/tankerkoenig/_git/tankerkoenig-data?path=/stations/2023/01/2023-01-16-stations.csv)

TGA Fachplaner. (2021). *Wasserstoff im Erdgas: Wie viel Klimaschutz bringt H2-ready?* Abgerufen am 03. November 2022 von <https://www.tga-fachplaner.de/energietechnik/h2-ready-wasserstoff-im-erdgas-wie-viel-klimaschutz-bringt-h2-ready>

TransnetBW GmbH. (2022). *Study: Energy System 2050 - Towards a decarbonised Europe*. Abgerufen am 01. 05 2023 von [https://www.energysystem2050.net/content/TransnetBW-Study\\_EnergySystem2050.pdf?v2](https://www.energysystem2050.net/content/TransnetBW-Study_EnergySystem2050.pdf?v2)

TÜV Rheinland. (2021). *Praxisempfehlungen im Gasverteilnetz*. Abgerufen am 05. 01 2023 von

[https://www.tuv.com/content-media-files/master-content/global-landingpages/images/hydrogen/tuv-rheinland-whitepaper-wasserstoff\\_praxisempfehlungen-im-gasverteilnetz.pdf](https://www.tuv.com/content-media-files/master-content/global-landingpages/images/hydrogen/tuv-rheinland-whitepaper-wasserstoff_praxisempfehlungen-im-gasverteilnetz.pdf)

TÜV Rheinland. (2022). *Nutzung bestehender Erdgasleitungen*. Abgerufen am 16. 12 2022 von

[https://www.tuv.com/content-media-files/master-content/global-landingpages/images/hydrogen/tuv\\_rheinland\\_nutzung-bestehender-erdgasleitungen-f%C3%BCr-den-transport-von-wasserstoff.pdf](https://www.tuv.com/content-media-files/master-content/global-landingpages/images/hydrogen/tuv_rheinland_nutzung-bestehender-erdgasleitungen-f%C3%BCr-den-transport-von-wasserstoff.pdf)

TÜV Rheinland. (2022). *Wasserstoff-Transport – wirtschaftlich und zuverlässig?* Abgerufen am 16. 12

2022 von <https://www.tuv.com/landingpage/de/hydrogen-technology/main-navigation/transport/>

Umlaut Energy GmbH im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität. (17. 11 2022). *„Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz“*. Abgerufen am 17. 01 2023 von

[https://www.tsb-energie.de/fileadmin/Redakteure/Veranstaltungen/Wasserstofftagung/2022/221117\\_H2RLP](https://www.tsb-energie.de/fileadmin/Redakteure/Veranstaltungen/Wasserstofftagung/2022/221117_H2RLP)

- Umweltbundesamt Deutschland. (2017). *Stoffeinstufung von Wasserstoff gemäß AwSV*. Abgerufen am 13. 02 2023 von <https://webriigoletto.uba.de/rigoletto/public/searchDetail.do?kennummer=741>
- VDL. (2019). *VDL*. Abgerufen am 05. 01. 2023 von Besichtigung von JUWÖ-Poroton in Wöllstein: <https://www.vdl.de/vdl-rheinland-pflaz-saarland-vdl-exkursion-zur-juwoe-poroton/>
- VDZ. (2020). *Eine CO2- Roadmap für die deutsche Zementindustrie*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie\\_Dekarbonisierung\\_Zement\\_Beton\\_2020.pdf](https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf)
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2022). *Wasserstoffbericht*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01\\_FNB-Gas\\_Wasserstoffbericht.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf)
- Viebahn, P. (2019). Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture – Ergebnis einer multidimensionalen Analyse. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7438/file/7438\\_Viebahn.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7438/file/7438_Viebahn.pdf)
- von Burchard, F. (20. 02 2023). *Erneuerbare Energien: EU-Regeln für erneuerbaren Wasserstoff*. Von <https://www.cmshs-bloggt.de/rechtsthemen/sustainability/sustainability-environment-and-climate-change/erneuerbare-energien-eu-regeln-fuer-erneuerbaren-wasserstoff/> abgerufen
- Warnecke, M. u. (2021). *Untertägige Speicherung von Wasserstoff – Status quo*. Abgerufen am 27. 02 2022 von [https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/Downloads/2021\\_Speicherung\\_Wasserstoff.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/2021_Speicherung_Wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Weltenergieerat. (2018). *International aspects of a Power-to-X roadmap*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von [https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018\\_WEC\\_Germany\\_PTXroadmap\\_Full-study-englisch.pdf](https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf)
- Wiedemann, K. (2022). *Edison*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von Elektrolyseur erreicht Rekord-Wirkungsgrad: <https://edison.media/energie/elektrolyseur-erreicht-rekord-wirkungsgrad/25226262/>
- Wirtschaftsvereinigung Stahl. (2021). *Stahlstandort Deutschland*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/>
- WSW. (o. D.). *Wasserstoffbusse*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.wsw-online.de/wsw-mobil/mehr-service/aktuelles/wasserstoffbusse/>
- Zöller-Kipper. (2022). *BLUEPOWER*. Abgerufen am 03. 11. 2022 von <https://www.zoeller-kipper.de/produkte/bluepower/>

## Anhang

### A1 Unterteilung der Region Mainz nach PLZ

Landkreis	Gebiet	Zugehörige PLZ
Bad Kreuznach	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55608</li> <li>• 55606</li> <li>• 55619</li> <li>• 55629</li> <li>• 55618</li> <li>• 55627</li> <li>• 55621</li> <li>• 55758*</li> <li>• 67744*</li> </ul>
	II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55566</li> <li>• 55569</li> <li>• 55592</li> <li>• 55568</li> <li>• 55590</li> <li>• 67827</li> <li>• 67829</li> <li>• 55571</li> <li>• 67823*</li> </ul>
	III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55595</li> <li>• 55596</li> <li>• 55585</li> <li>• 67824</li> <li>• 67826</li> <li>• 55593</li> <li>• 55583</li> </ul>
	IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55444</li> <li>• 55442</li> <li>• 55452</li> <li>• 55545</li> <li>• 55450</li> <li>• 55543</li> <li>• 55546</li> <li>• 55559</li> <li>• 55576*</li> </ul>
Mainz-Bingen	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55422</li> <li>• 55413</li> <li>• 55425</li> <li>• 55424</li> <li>• 55411</li> <li>• 55459</li> </ul>
	II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55457</li> <li>• 55437</li> <li>• 55218</li> <li>• 55435</li> <li>• 55576*</li> <li>• 55578*</li> </ul>
	III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55270</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55262</li> <li>• 55263</li> <li>• 55271</li> <li>• 55257</li> <li>• 55268</li> </ul>
	IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55278</li> <li>• 67586</li> <li>• 55296</li> <li>• 67585</li> <li>• 67587</li> <li>• 55294</li> <li>• 55283</li> <li>• 55299</li> <li>• 67583</li> <li>• 55276</li> </ul>
Alzey-Worms	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55599</li> <li>• 55597</li> <li>• 55237</li> <li>• 55288</li> <li>• 55286</li> <li>• 55291</li> <li>• 55578*</li> </ul>
	II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 55234</li> <li>• 55232</li> <li>• 55239</li> <li>• 67294*</li> </ul>
	III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 67596</li> <li>• 67595</li> <li>• 67577</li> <li>• 67582</li> <li>• 67578</li> <li>• 67575</li> <li>• 67580</li> </ul>
	IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 67591</li> <li>• 67598</li> <li>• 67592</li> <li>• 67590</li> <li>• 67593</li> <li>• 67599</li> <li>• 67574</li> </ul>
Groß-Gerau	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 65462</li> <li>• 65474</li> <li>• 65428</li> <li>• 65479</li> <li>• 65451</li> </ul>
	II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 64521</li> <li>• 64569</li> <li>• 64572</li> <li>• 64546</li> </ul>
	III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 65468</li> <li>• 64560</li> </ul>



	IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 64589</li> <li>• 64584</li> <li>• 64579</li> </ul>
--	----	---

Tabelle 2-44 Unterteilung der Landkreise der Region Mainz nach Postleitzahl. Mit Stern (\*) markierte Postleitzahlen sind nicht vollständig enthalten, sondern wurden auf den Teil, welcher im jeweiligen Landkreis liegt, eingeschränkt.

## A2 Wasserstoffherzeugung je Gebiet der Region Mainz

H <sub>2</sub> -Erzeugung in GWh/a		Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
Land-/Stadtkreis	Gebiet	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landeshauptstadt Mainz	I	9,6	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	11,0	52,0	82,8	86,2	103,7	103,7
Landkreis Mainz-Bingen	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Mainz-Bingen	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Landkreis Mainz-Bingen	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Mainz-Bingen	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	4,2	4,2	4,2
Landkreis Alzey-Worms	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stadt Worms	I	0,0	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	0,0	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Stadt Wiesbaden	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Landkreis Groß-Gerau	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Frankfurt Höchst	I	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	221,0	221,0	221,0	221,0
<b>Gesamt</b>		<b>224,6</b>	<b>320,1</b>	<b>320,1</b>	<b>320,1</b>	<b>320,1</b>	<b>320,1</b>	<b>226,0</b>	<b>326,4</b>	<b>368,4</b>	<b>371,8</b>	<b>389,3</b>	<b>389,3</b>

Tabelle 2-45 Modellierete Erzeugungspotenziale der Stakeholder je Gebiet der Region Mainz.

H <sub>2</sub> - Erzeugung in GWh/a		Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
Land-/ Stadtkreis	Gebiet	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landeshauptstadt Mainz	I	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,8	0,0	0,0	0,2	0,6	1,1	1,6
Landkreis Mainz-Bingen	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Mainz-Bingen	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Mainz-Bingen	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Mainz-Bingen	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	I	0,7	1,4	4,1	7,6	21,8	36,1	0,8	1,7	16,2	37,7	60,0	83,5
Landkreis Alzey-Worms	II	0,7	1,5	4,3	8,1	23,2	38,6	0,9	1,8	17,2	40,2	64,1	89,1
Landkreis Alzey-Worms	III	0,0	0,1	0,3	0,5	1,5	2,4	0,1	0,1	1,1	2,6	4,1	5,7
Landkreis Alzey-Worms	IV	0,1	0,2	0,6	1,0	3,0	4,9	0,1	0,2	2,2	5,1	8,2	11,4
Stadt Worms	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stadt Wiesbaden	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	I	0,6	1,3	3,8	7,0	20,2	33,5	0,8	1,6	15,0	35,0	55,8	77,5
Landkreis Bad Kreuznach	II	0,7	1,4	4,1	7,6	21,8	36,2	0,8	1,7	16,2	37,9	60,3	83,8
Landkreis Bad Kreuznach	III	0,6	1,3	3,7	6,9	19,8	32,9	0,7	1,5	14,8	34,4	54,7	76,1
Landkreis Bad Kreuznach	IV	1,0	2,1	6,0	11,2	32,0	53,2	1,2	2,5	23,9	55,6	88,5	123,1
Frankfurt Höchst	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Gesamt</b>		<b>4,5</b>	<b>9,3</b>	<b>26,8</b>	<b>50,2</b>	<b>143,7</b>	<b>238,6</b>	<b>5,4</b>	<b>11,2</b>	<b>106,8</b>	<b>249,1</b>	<b>396,7</b>	<b>551,9</b>

Tabelle 2-46 Modellierete zusätzliche EE-Erzeugungspotenziale der Windanlagen je Gebiet der Region Mainz.

H <sub>2</sub> - Erzeugung in GWh/a		Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
Land-/Stadtkreis	Gebiet	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landeshauptstadt Mainz	I	0,4	0,7	2,1	4,0	17,4	37,4	0,5	0,8	6,6	16,9	42,3	79,6
Landkreis Mainz-Bingen	I	0,3	0,5	1,4	2,4	9,9	20,7	0,3	0,6	5,4	12,0	27,4	47,8
Landkreis Mainz-Bingen	II	0,6	1,2	3,2	5,6	23,1	48,1	0,7	1,5	12,6	27,9	63,7	111,2
Landkreis Mainz-Bingen	III	0,3	0,6	1,6	2,8	11,6	24,3	0,4	0,7	6,4	14,1	32,1	56,1
Landkreis Mainz-Bingen	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	I	0,3	0,6	1,6	2,8	11,5	24,0	0,4	0,7	6,3	13,9	31,7	55,4
Landkreis Alzey-Worms	II	0,6	1,3	3,3	5,9	24,0	49,9	0,7	1,5	13,1	29,0	66,1	115,5
Landkreis Alzey-Worms	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	IV	0,4	0,8	2,1	3,7	15,3	32,0	0,5	1,0	8,4	18,6	42,3	73,9
Stadt Worms	I	0,3	0,2	1,0	2,2	10,5	23,4	0,4	0,3	4,3	11,3	29,8	55,4
Stadt Wiesbaden	I	0,0	0,6	2,0	4,1	18,4	40,1	0,0	0,8	8,1	20,2	50,9	93,1
Landkreis Groß-Gerau	I	0,0	1,3	4,4	8,8	40,0	87,3	0,0	1,6	18,0	44,7	112,3	204,8
Landkreis Groß-Gerau	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	I	0,3	0,5	1,4	2,5	10,0	20,9	0,3	0,6	5,5	12,2	27,7	48,5
Landkreis Bad Kreuznach	II	0,3	0,7	1,8	3,3	13,4	27,9	0,4	0,9	7,3	16,3	37,0	64,7
Landkreis Bad Kreuznach	III	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,9	0,0	0,0	0,2	0,5	1,2	2,1
Landkreis Bad Kreuznach	IV	0,6	1,3	3,2	5,8	23,6	49,2	0,7	1,5	12,9	28,7	65,3	114,0
Frankfurt Höchst	I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Gesamt</b>		<b>4,5</b>	<b>10,4</b>	<b>29,1</b>	<b>53,9</b>	<b>229,2</b>	<b>486,1</b>	<b>5,4</b>	<b>12,6</b>	<b>115,1</b>	<b>266,3</b>	<b>629,9</b>	<b>1.121,9</b>

Tabelle 2-47 Modellerte zusätzliche EE-Erzeugungspotenziale der PV-Anlagen je Gebiet der Region Mainz.

H <sub>2</sub> - Erzeugung in GWh/a		Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
Land-/Stadtkreis	Gebiet	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stadt Mainz	I	10,0	47,4	48,8	50,8	64,5	84,9	11,5	52,8	89,7	103,7	147,1	184,9
Landkreis Mainz-Bingen	I	0,3	0,5	1,4	2,4	9,9	20,7	0,3	0,6	5,4	12,0	27,4	47,8
Landkreis Mainz-Bingen	II	0,6	1,2	3,2	5,6	23,1	48,1	0,7	2,5	13,6	28,9	64,7	112,2
Landkreis Mainz-Bingen	III	0,3	0,6	1,6	2,8	11,6	24,3	0,4	0,7	6,4	14,1	32,1	56,1
Landkreis Mainz-Bingen	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Alzey-Worms	I	1,0	2,0	5,6	10,4	33,3	60,1	1,2	2,4	26,6	55,8	96,0	143,1
Landkreis Alzey-Worms	II	1,4	2,8	7,6	14,0	47,2	88,5	1,6	3,4	30,3	69,2	130,2	204,6
Landkreis Alzey-Worms	III	0,0	0,1	0,3	0,5	1,5	2,4	0,1	0,1	1,1	2,6	4,1	5,7
Landkreis Alzey-Worms	IV	0,5	1,0	2,7	4,8	18,3	36,9	0,6	1,2	10,6	23,7	50,5	85,3
Stadt Worms	I	0,3	58,6	59,4	60,6	68,9	81,8	0,4	58,7	62,7	69,7	88,2	113,8
Stadt Wiesbaden	I	0,0	0,6	2,0	4,1	18,4	40,1	0,0	0,8	9,1	21,2	51,9	94,1
Landkreis Groß-Gerau	I	0,0	1,3	4,4	8,8	40,0	87,3	0,0	1,6	18,0	44,7	112,3	204,8
Landkreis Groß-Gerau	II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Groß-Gerau	IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Landkreis Bad Kreuznach	I	0,9	1,8	5,1	9,5	30,2	54,4	1,1	2,2	20,5	47,2	83,5	126,0
Landkreis Bad Kreuznach	II	1,0	2,1	5,9	10,9	35,2	64,1	1,2	2,6	23,6	54,1	97,3	148,5
Landkreis Bad Kreuznach	III	0,6	1,3	3,7	7,0	20,2	33,8	0,8	1,6	15,0	34,9	55,9	78,2
Landkreis Bad Kreuznach	IV	1,6	3,3	9,2	17,0	55,7	102,4	1,9	4,0	36,8	84,3	153,8	237,1
Frankfurt Höchst	I	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	221,0	221,0	221,0	221,0
<b>Gesamt</b>		<b>233,6</b>	<b>339,8</b>	<b>375,9</b>	<b>424,2</b>	<b>693,0</b>	<b>1.044,8</b>	<b>236,8</b>	<b>350,3</b>	<b>590,4</b>	<b>887,2</b>	<b>1.415,9</b>	<b>2.063,2</b>

Tabelle 2-48 Gesamte modellierte Erzeugungspotenziale je Gebiet in der Region Mainz.

### A3 Wasserstoffbedarf je Gebiet der Region Mainz

H <sub>2</sub> -Bedarf in GWh/a		Basis-Szenario						Ambitioniertes Szenario					
Land- /Stadtkreis	Ge- biet	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stadt Mainz	I	9,3	51,7	114,6	171,9	208,2	229,4	170,1	680,7	1.396,8	1.883,2	2.200,6	2.351,1
Landkreis Mainz- Bingen	I	2,1	7,6	15,5	20,3	21,2	20,9	15,9	44,5	84,6	109,5	125,1	134,3
Landkreis Mainz- Bingen	II	2,9	10,4	20,1	25,7	26,2	25,3	22,2	58,7	111,6	143,0	161,9	173,3
Landkreis Mainz- Bingen	III	2,2	11,0	21,6	28,8	32,3	34,9	17,0	61,8	144,5	268,9	339,0	353,9
Landkreis Mainz- Bingen	IV	3,0	8,1	14,2	15,9	12,7	8,5	22,7	42,6	64,7	83,9	94,5	99,6
Landkreis Alzey- Worms	I	1,6	11,5	25,8	38,2	45,3	51,2	7,7	65,6	189,6	237,7	282,6	296,8
Landkreis Alzey- Worms	II	1,4	10,6	23,1	33,7	40,9	47,0	7,2	65,6	153,3	190,5	214,4	231,6
Landkreis Alzey- Worms	III	0,6	4,1	8,9	12,9	15,5	17,8	2,9	24,9	57,9	72,0	81,1	87,5
Landkreis Alzey- Worms	IV	0,9	6,0	13,1	19,0	22,9	26,2	4,4	36,8	85,4	106,3	119,7	129,2
Stadt Worms	I	5,1	97,2	144,1	184,6	213,4	238,7	48,7	337,4	689,3	838,8	937,6	1.013,3
Stadt Wiesbaden	I	117,6	260,6	335,7	368,1	370,2	363,1	368,0	772,7	1.273,0	1.658,0	1.885,5	2.056,0
Landkreis Groß- Gerau	I	3,3	15,3	35,4	54,0	59,9	62,1	18,2	50,4	156,0	211,2	269,3	301,4
Landkreis Groß- Gerau	II	2,0	7,5	16,5	24,5	26,8	26,6	12,0	27,0	66,2	93,1	117,2	129,0
Landkreis Groß- Gerau	III	0,9	3,4	7,5	11,2	12,2	12,3	5,2	12,0	30,5	42,6	53,8	59,4
Landkreis Groß- Gerau	IV	0,7	4,8	12,0	20,0	24,4	28,0	3,5	13,8	54,5	75,8	100,7	118,0

Landkreis Bad Kreuznach	I	0,4	7,5	17,5	28,0	36,4	43,4	4,1	53,1	130,7	165,2	190,2	208,4
Landkreis Bad Kreuznach	II	0,5	12,6	29,1	46,3	60,1	72,5	4,3	89,7	224,4	279,9	320,2	351,0
Landkreis Bad Kreuznach	III	0,5	3,5	8,5	14,4	18,6	21,1	6,2	24,3	53,4	73,6	88,3	96,2
Landkreis Bad Kreuznach	IV	1,6	25,8	60,5	97,4	126,4	150,4	16,6	183,1	447,0	568,2	656,4	718,6
Frankfurt Höchst	I	80,3	162,8	259,6	356,4	453,2	548,9	80,3	781,6	1.697,9	2023,5	2.207,7	2.391,4
<b>Gesamt</b>		<b>236,8</b>	<b>722,1</b>	<b>1183,5</b>	<b>1571,4</b>	<b>1827,0</b>	<b>2028,4</b>	<b>837,4</b>	<b>3426,2</b>	<b>7111,3</b>	<b>9125,0</b>	<b>10.446</b>	<b>11.300,2</b>

Tabelle 2-49 Gesamte modellierte Bedarfspotenziale je Gebiet der Region Mainz.

#### A4 Potenziallücken

H <sub>2</sub> -Differenz in GWh/a		Erzeugung (Ambitioniertes Szenario) – Bedarf (Basis-Szenario)					
Land-/ Stadtkreis	Gebiet	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landeshauptstadt Mainz	I	2,23	1,09	-24,93	-68,18	-61,16	-44,50
Landkreis Mainz-Bingen	I	-1,78	-7,01	-10,09	-8,24	6,17	26,95
Landkreis Mainz-Bingen	II	-2,19	-7,88	-6,51	3,24	38,42	86,93
Landkreis Mainz-Bingen	III	-1,86	-10,22	-15,28	-14,72	-0,13	21,25
Landkreis Mainz-Bingen	IV	-2,96	-8,09	-14,25	-15,93	-12,71	-8,52
Landkreis Alzey-Worms	I	-0,41	-9,10	0,82	17,58	50,68	91,94
Landkreis Alzey-Worms	II	0,20	-7,25	7,21	35,53	89,22	157,56
Landkreis Alzey-Worms	III	-0,51	-3,96	-7,76	-10,31	-11,47	-12,11
Landkreis Alzey-Worms	IV	-0,27	-4,82	-2,52	4,71	27,57	59,13
Stadt Worms	I	-4,71	-38,53	-81,49	-114,88	-125,17	-124,96
Stadt Wiesbaden	I	-117,56	-259,87	-326,60	-346,92	-318,30	-269,02
Landkreis Groß-Gerau	I	-3,26	-13,74	-17,39	-9,24	52,48	142,66
Landkreis Groß-Gerau	II	-1,98	-7,49	-16,49	-24,52	-26,78	-26,62
Landkreis Groß-Gerau	III	-0,86	-3,37	-7,48	-11,17	-12,24	-12,26
Landkreis Groß-Gerau	IV	-0,73	-4,76	-12,04	-20,05	-24,38	-28,04
Landkreis Bad Kreuznach	I	0,66	-5,25	3,08	19,20	47,13	82,55
Landkreis Bad Kreuznach	II	0,73	-10,00	-5,54	7,83	37,18	75,96
Landkreis Bad Kreuznach	III	0,26	-1,93	6,47	20,50	37,27	57,07
Landkreis Bad Kreuznach	IV	0,36	-21,79	-23,65	-13,16	27,35	86,67
Frankfurt Höchst	I	134,67	52,17	-38,63	-135,43	-232,23	-327,93
<b>Gesamt</b>		<b>0,03</b>	<b>-371,81</b>	<b>-593,06</b>	<b>-684,18</b>	<b>-411,12</b>	<b>34,71</b>

Tabelle 2-50 Differenz zwischen Erzeugung (Ambitioniertes Szenario) und Bedarf (Basis-Szenario).

H <sub>2</sub> -Differenz in GWh/a		Erzeugung (Basis-Szenario) – Bedarf (Ambitioniertes Szenario)					
Land-/Stadtkreis	Gebiet	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landeshauptstadt Mainz	I	-160,0	-633,3	-1.348,0	-1.832,4	-2.136,0	-2.266,2
Landkreis Mainz-Bingen	I	-15,6	-44,0	-83,3	-107,1	-115,2	-113,6
Landkreis Mainz-Bingen	II	-21,6	-57,5	-108,4	-137,4	-138,9	-125,2
Landkreis Mainz-Bingen	III	-16,7	-61,2	-142,9	-266,1	-327,4	-329,7
Landkreis Mainz-Bingen	IV	-22,7	-42,6	-64,7	-83,9	-94,5	-99,6
Landkreis Alzey-Worms	I	-6,7	-63,6	-184,0	-227,3	-249,3	-236,7
Landkreis Alzey-Worms	II	-5,9	-62,8	-145,7	-176,6	-167,3	-143,1
Landkreis Alzey-Worms	III	-2,9	-24,8	-57,6	-71,5	-79,6	-85,1
Landkreis Alzey-Worms	IV	-3,9	-35,8	-82,7	-101,5	-101,4	-92,3
Stadt Worms	I	-48,4	-278,8	-629,9	-778,2	-868,7	-931,5
Stadt Wiesbaden	I	-367,9	-772,1	-1.270,9	-1.653,9	-1.867,1	-2.015,9
Landkreis Groß-Gerau	I	-18,2	-49,1	-151,6	-202,4	-229,3	-214,2
Landkreis Groß-Gerau	II	-12,0	-27,0	-66,2	-93,1	-117,2	-129,0
Landkreis Groß-Gerau	III	-5,2	-12,0	-30,5	-42,6	-53,8	-59,4
Landkreis Groß-Gerau	IV	-3,5	-13,8	-54,5	-75,8	-100,7	-118,0
Landkreis Bad Kreuznach	I	-3,2	-51,3	-125,5	-155,7	-160,0	-153,9
Landkreis Bad Kreuznach	II	-3,3	-87,5	-218,5	-269,0	-285,0	-286,9
Landkreis Bad Kreuznach	III	-5,6	-23,0	-49,7	-66,6	-68,1	-62,4
Landkreis Bad Kreuznach	IV	-15,0	-179,8	-437,8	-551,3	-600,8	-616,2
Frankfurt Höchst	I	134,7	-566,6	-1.482,9	-1.808,5	-1.992,7	-2.176,4
<b>Gesamt</b>		<b>-603,8</b>	<b>-3.086,4</b>	<b>-6.735,4</b>	<b>-8.700,8</b>	<b>-9.753,0</b>	<b>-10.255,3</b>

Tabelle 2-51 Differenz zwischen Erzeugung (Basis-Szenario) und Bedarf (Ambitioniertes Szenario).

### A5 Beispiel: Zentrale Wasserstoffherzeugung Mainz vs. Alzey-Worms

	Einheit	Neubau Stromleitung	Neubau H <sub>2</sub> -Pipeline	Umrüstung Gaspipeline
Invest	[€/(MW*km)]	500	1250	250
Lebensdauer	[a]	40	40	40
Fixe Betriebskosten	[% <sub>Invest</sub> / a]	2	0,9	0,9
Variable Betriebskosten	[€/(kg*1000km)]		0,16	0,16

Tabelle 2-52 Parameter Kostenberechnung Stromleitung und Wasserstoffpipeline.

		Trailer	Abfüllstation	LKW
Investition	[€/Einheit]	30000	50000	120000
Lebensdauer	[a]	15	25	15
Betriebskosten variabel	[€/(kg*100km)]		1	
Befüllzeit	[h]		1	
Entladezeit	[h]		1	
Transportkapazität	[kg/Einheit]	1100		

Tabelle 2-53 Parameter Kostenberechnung H<sub>2</sub>-Trailer.



### Bildnachweis

- Umschlag: Vial of glowing ultrapure hydrogen, H<sub>2</sub>. Original size in cm: 1 x 5. Von User: Jurii - <http://images-of-elements.com/>, CC BY 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=9083748>, CC BY 3.0, <https://creativecommons.org/licenses/by/3.0>, über Wikimedia Commons; zugeschnitten und eingefärbt
- Weitere Grafiken wie angegeben.

Stand

07/2023



Landeshauptstadt  
Mainz

## Impressum

### Herausgeber:

Landeshauptstadt Mainz  
Dezernat V – Umwelt, Grün, Energie und Verkehr  
Dezernat VII – Fördermittelmanagement  
Stadthaus Große Bleiche  
Große Bleiche 46/Löwenhofstraße 1  
55116 Mainz

### Autorinnen und Autoren:

**d-fine**

d-fine GmbH

Dr. Robert Beestermöller  
Lukasz Brodecki  
Lukas Frank  
Felix Greven  
Dr. Tamara Koch

Corinna Nowak  
Dr. Ari Pankiewicz  
Almut Scheerer  
Dr. Thorsten Sickenberger

### Koordination und Lektorat:



KIM – Kompetenzzentrum Intelligente Mobilität GmbH



Frontier Economics Limited

Dr. Matthias Janssen  
Dr. Johanna Reichenbach  
Henning Sökeland  
Julia Gorochovskij



CMS Hasche Sigle Partnerschaft

von Rechtsanwälten und  
Steuerberatern mbB  
Dr. Jakob Steiff  
Friedrich von Burchard  
Noel Eckert