



INNOVATIONSREGION  
MITTELDEUTSCHLAND

## POTENZIALSTUDIE GRÜNE GASE

Analyse und Bewertung der Potenziale Grüner Gase  
in der Innovationsregion Mitteldeutschland



**SCHULTZ**  
projekt consult

## NEUE WEGE FÜR INNOVATION UND WERTSCHÖPFUNG

Strukturwandel in der Innovationsregion Mitteldeutschland

09.02.2022

Ein Projekt der



METROPOLREGION  
MITTELDEUTSCHLAND



## 7 Landkreise und 2 Städte in 3 Bundesländern mit 2 Mio. Einwohnern



### Impulse für Innovation und Wertschöpfung im Mitteldeutschen Revier

Im Strukturwandelprojekt „Innovationsregion Mitteldeutschland“ entwickelt die Europäische Metropolregion Mitteldeutschland (EMMD) gemeinsam mit den Landkreisen Altenburger Land, Anhalt-Bitterfeld, Burgenlandkreis, Leipzig, Mansfeld-Südharz, Nordsachsen und Saalekreis und den Städten Halle (Saale) und Leipzig neue Strategien und Projekte für Innovation und Wertschöpfung, um den Strukturwandel in der Region aktiv zu gestalten.

#### Bearbeitung

##### Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Daimlerstraße 15 / Schützengasse 16  
85521 Ottobrunn / 01067 Dresden

+49 / 89 608 110 0

[info@lbst.de](mailto:info@lbst.de)

[www.lbst.de](http://www.lbst.de)

##### Schultz projekt consult

Bötzowstraße 10  
10407 Berlin

+49 / 30 200 59 545

[info@schultz-projekt-consult.de](mailto:info@schultz-projekt-consult.de)

[www.schultz-projekt-consult.de](http://www.schultz-projekt-consult.de)

Gefördert aus Mitteln der Bundesrepublik Deutschland, des Freistaates Sachsen, des Landes Sachsen-Anhalt und des Freistaates Thüringen im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe: "Verbesserung der regionalen Wirtschaftsinfrastruktur".

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

STAATSMINISTERIUM  
FÜR WIRTSCHAFT  
ARBEIT UND VERKEHR





### Bearbeitung

#### **Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH**

Daimlerstraße 15 / Schützengasse 16  
85521 Ottobrunn / 01067 Dresden  
+49 / 89 608 110 0

[info@lbst.de](mailto:info@lbst.de)

#### **Schultz projekt consult**

Bötzowstraße 10  
10407 Berlin  
+49 / 30 200 59 545

[info@schultz-projekt-consult.de](mailto:info@schultz-projekt-consult.de)

### In Unterbeauftragung

#### **Fraunhofer IMW (Außenstelle Center for Economics of Materials CEM)**

Friedemann-Bach-Platz 6  
06108 Halle (Saale)  
+49 / 345 131886 131

[daniela.pufky-heinrich@imw.fraunhofer.de](mailto:daniela.pufky-heinrich@imw.fraunhofer.de)

#### **HYPOS e.V.**

Heinrich-Damerow-Straße 3  
06120 Halle (Saale)  
+49 / 341 600 16 20

[info@hypos-eastgermany.de](mailto:info@hypos-eastgermany.de)

### Projektleitung und -koordination

Christopher Kutz, Dr. Ulrich Bünger

**Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH**

### Bericht erstellt durch

Christopher Kutz, Dr. Ulrich Bünger, Werner Weindorf, Lutz Reichelt und Johannes Moll  
**Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH**

Reinhard Schultz, David Schultz, Ron Kirchner, Caroline Dinse und Stephan Klingl

**Schultz projekt consult**

Dr. Frank Pothen, Pavel Borovskikh, Hannah Ventz, Lasare Samartzidis, Benjamin Klement, Lisa Schubert und Christian Klöppelt

**Fraunhofer Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie IMW,  
Außenstelle Center for Economics of Materials CEM**

Stefan Bergander, Juliane Renno

**HYPOS e.V.**

### Beiträge

Die Projektpartner haben die wesentlichen inhaltlichen Beiträge für folgende Kapitel geliefert:

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH:

Kapitel 2

Schultz projekt consult

Kapitel 3, Kapitel 4

Fraunhofer IMW

Kapitel 3.4, Kapitel 5

HYPOS e.V.

Kapitel 6

### Haftungsausschluss

Die Mitarbeiterstäbe der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, der Schultz projekt consult, des Fraunhofer IMW sowie des HYPOS e.V. haben diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeitenden der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH sowie der beteiligten Partner. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeitenden, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>IV</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>VII</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XVII</b>
<b>Executive Summary</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Hintergrund und Zielsetzung</b> .....	<b>27</b>
<b>2. Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase</b> .....	<b>31</b>
2.1 Metaanalyse internationaler und nationaler Studien zu Grünen Gasen.....	32
2.1.1 Wasserstoff.....	32
2.1.2 Biomethan.....	63
2.1.3 Zukünftige Rolle Grüner Gase.....	74
2.2 Lebenszyklusanalysen.....	86
2.2.1 Analyserahmen der Lebenszyklusanalysen.....	86
2.2.2 Methodik und Darstellung.....	95
2.2.3 Technisch-wirtschaftliche, emissionsspezifische und umsetzungsrelevante Einordnung der untersuchten Energieketten.....	101
2.2.4 Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse.....	130
2.3 Übertragung der Ergebnisse auf die IRMD.....	136
2.3.1 Regionale Einordnung der untersuchten Energieketten nach prinzipieller Bedeutung für die Region.....	136
2.3.2 Beschreibung und Einordnung der Energieketten im Sinne möglicher Einführungsstrategien.....	142
2.3.3 Für die Region relevante aktuelle und erwartete Fördermöglichkeiten.....	149
<b>3. Bestandsanalyse – Status Quo Grüner Gase und weiterer künftiger Anwendungsbereiche in der IRMD</b> .....	<b>162</b>
3.1 Einführung.....	163
3.2 Gegenwärtige Erzeugung und Nutzung Grüner Gase in der IRMD.....	165
3.2.1 Wasserstoff.....	165
3.2.2 Biogene Gase.....	193



3.3	Weitere potenziellen Anwendungen für Grüne Gase .....	207
3.3.1	Stromsektor .....	207
3.3.2	Wärmesektor .....	208
3.3.3	Mobilitätssektor.....	211
3.3.4	Industrie.....	220
3.4	Regionale und überregionale Forschungsaktivitäten zu Grünen Gasen .....	223
3.4.1	Einführung .....	223
3.4.2	Forschungslandschaft.....	227
3.4.3	Befragung und Interviews .....	243
3.4.4	Assets, Chancen und Herausforderungen der Forschungslandschaft.....	245
3.5	Zwischenfazit der Bestandsanalyse .....	246
<b>4.</b>	<b>Potenziale für die Produktion und Nutzung Grüner Gase in der IRMD.....</b>	<b>248</b>
4.1	Methodik .....	248
4.1.1	Szenarien .....	248
4.1.2	Übersichten zur Methodik .....	254
4.2	Erzeugungspotenziale .....	255
4.2.1	(Grüner) Wasserstoff.....	255
4.2.2	Biogene Gase .....	264
4.3	Abschätzung der künftigen Einsatzmöglichkeiten Grüner Gase in der IRMD .....	268
4.3.1	(Grüner) Wasserstoff.....	268
4.3.2	Biogene Gase .....	282
4.3.3	Grüne Gase im Mobilitätssektor.....	285
4.4	Erforderliche Infrastrukturmaßnahmen für die umfassende Einführung und Nutzung Grüner Gase .....	298
4.4.1	Gasnetzinfrastruktur .....	298
4.4.2	Wasserstofftankstellen.....	304
4.4.3	Weitere Aspekte des Infrastruktur-Ausbaus .....	308
4.5	Vielversprechende Wertschöpfungspfade für Unternehmen .....	311
4.6	Zusammenfassung und Gesamtbilanz der Potenzialanalyse .....	315
<b>5.</b>	<b>Wirtschaftliche Potenziale Grüner Gase .....</b>	<b>329</b>
5.1	Indexdekompositionsanalyse – Ökonomische Einflüsse auf die Gesamtenergienachfrage .....	329
5.2	Regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte .....	335



5.2.1	Methodik.....	335
5.2.2	Ergebnisse und Diskussion .....	341
5.3	Zusammenfassung.....	355
<b>6.</b>	<b>Kompetenzzentrum Grüne Gase .....</b>	<b>358</b>
6.1	Ausgangslage und Notwendigkeit .....	358
6.2	Identifizierung thematischer Schwerpunkte .....	361
6.2.1	Auswertung der Lebenszyklusanalyse .....	362
6.2.2	Auswertung der Bestands- und Potenzialanalyse.....	363
6.2.3	Diskussion potenzieller Handlungsfelder .....	365
6.2.4	Fazit und Definition der Handlungsfelder .....	373
6.3	Empfehlung für den Aufbau eines Kompetenzzentrums .....	376
6.3.1	Struktur und Aufbau.....	376
6.3.2	Finanzen.....	381
6.4	Langfristige Strategie und kurzfristige Umsetzungsempfehlungen.....	382
<b>7.</b>	<b>Regulatorische Hemmnisse und Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>384</b>
7.1	Ausgangssituation für die IRMD.....	384
7.2	Allgemeinen regulatorische Rahmenbedingungen & Hemmnisse .....	386
7.2.1	(Grüner) Wasserstoff.....	387
7.2.2	Biogene Gase .....	391
7.2.3	Erneuerbare Stromerzeugung .....	395
7.3	Handlungsempfehlungen .....	397
7.3.1	Handlungsfeld A: Substanzieller Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion.....	398
7.3.2	Handlungsfeld B: Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Grüne Gase und insbesondere Wasserstoff .....	402
7.3.3	Handlungsfeld C: Aufbau bzw. Ertüchtigung der erforderlichen Gasinfrastruktur.....	404
7.3.4	Handlungsfeld D: Einführung neuer Technologien in den Anwendungssektoren.....	406
7.3.5	Handlungsfeld E: Gezielte Öffentlichkeitsarbeit und Weiterbildungsmaßnahmen .....	410
7.3.6	Handlungsfeld F: Vernetzung der Akteure & Kompetenzzentrum für Grüne Gase .....	412
7.4	Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen.....	415
	<b>Inhalt des Materialbands .....</b>	<b>418</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>419</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gebietskörperschaften der IRMD in den drei beteiligten Bundesländern .....	2
Abbildung 2: Zweistufiges Vorgehen im Rahmen der Lebenszyklusanalysen .....	5
Abbildung 3: Übersicht der ermittelten spezifischen Kosten in den jeweiligen Anwendungsfeldern für die betrachteten Zeithorizonte .....	6
Abbildung 4: Standorte zu Grünen Gase innerhalb der IRMD .....	9
Abbildung 5: Gesamterzeugung von Grünen Gasen und erneuerbarem Strom in der IRMD für Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts) .....	11
Abbildung 6: Bedarf an Wasserstoff (links, IRMD gesamt: 33 TWh) und biogenen Gasen (rechts, IRMD gesamt: 3 TWh), anteilig nach Sektoren im Jahr 2040 (Szenario 2). .....	12
Abbildung 7: Einsatz von Wasserstoff (grau vs. grün) in der stofflichen Nutzung in Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts) .....	13
Abbildung 8: Einsatz Grüner Gase in der Wärmeversorgung in Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts) .....	13
Abbildung 9: Energieverbrauch in der Mobilität nach Energieträgern für Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts) .....	14
Abbildung 10: Aufteilung des Wasserstoffbedarfs (links) und des Methanbedarfs (rechts) in der Mobilität im Jahr 2040 für Szenario 2 .....	15
Abbildung 11: Bestehende Gasinfrastruktur in der IRMD .....	16
Abbildung 12: Importbedarf grüner Wasserstoff für Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts) .....	17
Abbildung 13: Durch den Einsatz Grüner Gase eingesparte THG-Emissionen nach Anwendungssektoren im Jahr 2040 .....	17
Abbildung 14: Wertschöpfungs- (oben) und Beschäftigungseffekte (unten) für die Landkreise der IRMD .....	19
Abbildung 15: Vorschlag der Struktur für ein mögliches Kompetenzzentrum .....	21
Abbildung 16: Identifizierte Handlungsfelder im Bereich Grüner Gase .....	23
Abbildung 1-1: Gebietskörperschaften der IRMD .....	29
Abbildung 2-1: Wasserstoff-Terminologie (Definition nach Europäische Kommission) .....	34
Abbildung 2-2: Rolle von Biomethan und Wasserstoff im künftigen Gassystem .....	38
Abbildung 2-3: Vision für ein Wasserstoffgasnetz in Gesamtdeutschland .....	39
Abbildung 2-4: H <sub>2</sub> -Beimischungsgrenzen zum Erdgasnetz in Europa .....	45
Abbildung 2-5: Wasserstoffbedarfsentwicklung in Deutschland in TWh/a .....	46
Abbildung 2-6: Die „Merit Order“ der Wasserstoff-Importpfade über das Gasnetz nach Mitteldeutschland .....	48
Abbildung 2-7: H <sub>2</sub> -Bereitstellungskosten aus Deutschland bzw. unterschiedlichen Import-Ländern sowie grünes H <sub>2</sub> -Produktionspotenzial 2050 .....	49
Abbildung 2-8: Wasserstoff-Produktions- bzw. -Importkosten aus Nordafrika nach Deutschland in 2030 (oben) und 2050 (unten) nach verschiedenen Quellen .....	50
Abbildung 2-9: Biogaspotenzial in Deutschland in TWh/a .....	70
Abbildung 2-10: Zukünftige Gasnetztopologien und -flüsse in „Grüne Gase“-Szenarien .....	80



Abbildung 2-11: Mögliche Netztypen im deutschen Verteilgasnetz.....	82
Abbildung 2-12: Generische Entwicklungspfade P1 bis P4 der Gasinfrastruktur für Wasserstoff in Europa.....	83
Abbildung 2-13: Vorgehen bei Vorbereitung und Auswertung der Lebenszyklusanalysen .....	99
Abbildung 2-14: 1. Schritt – Detailanalyse der Bereitstellungspfade.....	100
Abbildung 2-15: 2. Schritt: Übersichtsdarstellung des spezifischen Energieeinsatzes, der Kosten und der THG-Emissionen für jeden Anwendungsbereich.....	100
Abbildung 2-16: Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung der Energieträger bis zur Tankstelle (Verkehrssektor).....	102
Abbildung 2-17: Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung von Flugtreibstoff.....	103
Abbildung 2-18: Vergleich des Primärenergieeinsatzes für die Bereitstellung der Energieträger via Gasleitung.....	104
Abbildung 2-19: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor (2020 und 2030).....	105
Abbildung 2-20: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor (2020 und 2040).....	108
Abbildung 2-21: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Flugverkehr (2030 und 2040) .....	108
Abbildung 2-22: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz (2020 und 2030).....	109
Abbildung 2-23: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz (2020 und 2040).....	110
Abbildung 2-24: THG-Emissionen Grüner Gase bei Bereitstellung für den Verkehrssektor.....	112
Abbildung 2-25: THG-Emissionen Grüner Gase bei Bereitstellung für den Flugverkehr	112
Abbildung 2-26: THG-Emissionen Grüner Gase bei Bereitstellung per Gasleitung.....	113
Abbildung 2-27: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase im Schwerlastverkehr (A) .....	115
Abbildung 2-28: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase im Schienenverkehr (B) .....	118
Abbildung 2-29: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase in der Binnenschifffahrt (C).....	119
Abbildung 2-30: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Flugtreibstoff für Kleinflugzeuge (D).....	121
Abbildung 2-31: Techno-ökonomischer Vergleich der stofflichen Nutzung von Wasserstoff (E).....	122
Abbildung 2-32: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Brennstoff in HT- Anwendungen für die Industrie (F) (oben) und NT-Anwendungen für Haushalte (G) (unten).....	126
Abbildung 2-33: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Brennstoffe in KWK- Anlagen (H).....	128

Abbildung 2-34: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Brennstoff für die Rückverstromung (I).....	129
Abbildung 2-35: Bewertungsschema für untersuchte Grüne Gase .....	130
Abbildung 2-36: Bewertungsmatrix Schwerlastverkehr .....	131
Abbildung 2-37: Bewertungsmatrix Zugverkehr .....	132
Abbildung 2-38: Bewertungsmatrix Binnenschifffahrt .....	133
Abbildung 2-39: Bewertungsmatrix Luftfahrt.....	133
Abbildung 2-40: Bewertungsmatrix stoffliche Nutzung von Wasserstoff.....	134
Abbildung 2-41: Bewertungsmatrix HT- und NT-Wärme .....	135
Abbildung 2-42: Bewertungsmatrix KWK-Anlagen und Rückverstromung.....	135
Abbildung 2-43: Schematische, d. h. nicht maßstabsgetreue Darstellung der künftigen Bedeutung Grüner Gase in der Region Mitteldeutschland.....	147
Abbildung 2-44: Wahrscheinliche Einführungszeitpunkte Grüner Gase in verschiedenen Endenergieanwendungen .....	148
Abbildung 3-1: Schematisches Modell der Wertschöpfungskette Grüner Gase .....	162
Abbildung 3-2: Anteil befragter Akteure nach Bundesländern .....	163
Abbildung 3-3: Ausgefüllte Fragebögen, Unternehmen nach Sektoren .....	164
Abbildung 3-4: Reichweite der Aktivitäten.....	164
Abbildung 3-5: Verteilung der identifizierten Unternehmen der Wertschöpfungskette grünen Wasserstoffs nach Gebietskörperschaften .....	166
Abbildung 3-6: Wasserstoffproduktion in Deutschland nach Primärenergieträgern .....	167
Abbildung 3-7: Anteil der Erzeugungstechnologien an der aktuellen und geplanten Wasserstoffproduktionsmengen in der IRMD .....	171
Abbildung 3-8: Unternehmen in der IRMD mit Bezug zur Wasserstofferzeugung.....	172
Abbildung 3-9: Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in der IRMD .....	173
Abbildung 3-10: Bestehende Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der IRMD .....	179
Abbildung 3-11: Unternehmen außerhalb der IRMD mit Bezug zur Wasserstofferzeugung .....	183
Abbildung 3-12: Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff außerhalb der IRMD.....	183
Abbildung 3-13: Geplante Trassenverläufe für SuedOstLink .....	185
Abbildung 3-14: Wasserstoffnetz IRMD schematisch .....	187
Abbildung 3-15: Untergrundgasspeicher IRMD schematisch.....	188
Abbildung 3-16: Wasserstofftankstellen in der IRMD (Halle, Leipzig) und mit Bezug zur IRMD (Magdeburg, Dresden).....	190
Abbildung 3-17: Entwicklung der Anzahl von Biogasanlagen in Mitteldeutschland.....	194
Abbildung 3-18: Anlagenpark zur Erzeugung biogener Gase in der IRMD (Stand: 2019) .....	196
Abbildung 3-19: Verortung aller Biomethananlagen in Mitteldeutschland.....	200
Abbildung 3-20: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomethan in Mitteldeutschland .....	203
Abbildung 3-21: Entwicklung der Biomethan-Tankstellen in Mitteldeutschland im Vergleich mit Deutschland.....	206
Abbildung 3-22: Erdgasnetz der IRMD .....	209
Abbildung 3-23: Städte und Gemeinden der IRMD mit einer Fernwärmeversorgung....	210

Abbildung 3-24: Elektrifiziertes und nicht-elektrifiziertes Eisenbahnnetz in der IRMD.	213
Abbildung 3-25: Einrichtungen, die in der Innovationsregion Mitteldeutschland zu Grünen Gasen forschen.....	228
Abbildung 3-26: Einrichtungen, die in Mitteldeutschland zu Grünen Gasen forschen (außerhalb IRMD).....	229
Abbildung 3-27: Verteilung der Themengebieten in den Verbundprojekten .....	231
Abbildung 3-28: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in der Innovationsregion Mitteldeutschland in Verbundprojekten zu Grünen Gasen .....	232
Abbildung 3-29: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in Verbundprojekten zu Wasserstoff.....	233
Abbildung 3-30: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in Verbundprojekten zu Biogas/Biomethan.....	234
Abbildung 3-31: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in Kombinationsprojekten zu Wasserstoff und Biogas/Biomethan.....	235
Abbildung 3-32: Anteile von internationalen Kollaborationen an Publikationen .....	236
Abbildung 3-33: Anteile der Fachgebiete an den Publikationen zu Grünen Gasen aus Mitteldeutschland .....	237
Abbildung 3-34: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in der Innovationsregion Mitteldeutschland in wissenschaftlichen Publikationen zu Grünen Gasen .....	238
Abbildung 3-35: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in wissenschaftlichen Publikationen zu Grünen Gasen .....	239
Abbildung 3-36: Formalisierte Netzwerke zu Grünen Gasen nach thematischem und regionalem Schwerpunkt .....	242
Abbildung 3-37: Grüne Gase in der IRMD über die gesamte Wertschöpfungskette .....	246
Abbildung 4-1: Möglichkeitsraum und Szenarien .....	249
Abbildung 4-2: Bestimmung des Potenzials von Wasserstoff (Methodik).....	254
Abbildung 4-3: Bestimmung des Potenzials von biogenen Gasen (Methodik) .....	254
Abbildung 4-4: Erneuerbare Stromproduktion in der IRMD in den beiden Szenarien der Potenzialanalyse .....	258
Abbildung 4-5: Prognostizierte grüne H <sub>2</sub> -Erzeugungspotenziale und notwendige installierte Elektrolyseleistung in der IRMD für Szenario 1.....	260
Abbildung 4-6: Prognostizierte grüne H <sub>2</sub> -Erzeugungspotenziale und notwendige installierte Elektrolyseleistung in der IRMD für Szenario 2 .....	260
Abbildung 4-7: Potenzielle Erzeugungsstandorte in der IRMD .....	262
Abbildung 4-8: Erzeugungspotenzial für Biogene Gase in der IRMD.....	266
Abbildung 4-9: Einsatz von Wasserstoff in der Raumwärme für Szenario 1 und 2.....	273
Abbildung 4-10: Einsatz von Wasserstoff (in %) in der Raumwärme im Jahr 2045.....	273
Abbildung 4-11: Kaskadennutzung verschiedener Temperaturniveaus .....	274
Abbildung 4-12: Entwicklung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in der IRMD für Szenario 1.....	280
Abbildung 4-13: Entwicklung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in der IRMD für Szenario 2 .....	280
Abbildung 4-14: Motivationen für die Anwendung Grüner Gase.....	282

Abbildung 4-15: Anwendungspotenzial biogener Gase entlang der Sektoren.....	284
Abbildung 4-16: Energieverbrauch und Bestand der Pkw in der IRMD bis 2045 .....	287
Abbildung 4-17: Energieverbrauch und Bestand der Lkw in der IRMD bis 2045.....	289
Abbildung 4-18: Energieverbrauch und Bestand schwerer Nutzfahrzeuge in der IRMD bis 2045 .....	290
Abbildung 4-19: Energieverbrauch und Bestand des ÖPNV (Busse) in der IRMD bis 2045 .....	292
Abbildung 4-20: Energieverbrauch des Schienenverkehrs in der IRMD bis 2045.....	293
Abbildung 4-21: Energieverbrauch des Luftverkehrs in der IRMD bis 2045 .....	294
Abbildung 4-22: Energieverbrauch in GWh in der Mobilität bis 2045 .....	295
Abbildung 4-23: Aufteilung des Wasserstoffbedarfs in der Mobilität 2040 .....	296
Abbildung 4-24: Aufteilung des Methanbedarfs (CNG/LNG) in der Mobilität 2040 .....	296
Abbildung 4-25: Mögliche Wasserstoffinfrastruktur in Mitteldeutschland .....	299
Abbildung 4-26: Mögliche Verteilung von Wasserstofftankstellen in der Innovationsregion .....	305
Abbildung 4-27: Potenzielle Standorte für H <sub>2</sub> -Kombitankstellen für Schienen- und Straßenfahrzeuge in der IRMD .....	307
Abbildung 4-28: Gesamterzeugung von Grünen Gasen und erneuerbarem Strom in der IRMD in TWh/a .....	315
Abbildung 4-29: Bedarf an grünem Wasserstoff nach Anwendungssektoren in der IRMD in TWh/a.....	318
Abbildung 4-30: Landkreisscharfer Bedarf an grünem Wasserstoff in der IRMD im Jahr 2040 für Szenario 2.....	319
Abbildung 4-31: Bedarf biogener Gase nach Anwendungssektoren in der IRMD in TWh/a .....	321
Abbildung 4-32: landkreisscharfer Bedarf an biogenen Gasen in der IRMD im Jahr 2040 für Szenario 2 .....	322
Abbildung 4-33: Importbedarf grüner Wasserstoff in TWh/a.....	323
Abbildung 4-34: Gesamtbilanz biogene Gase in TWh/a .....	324
Abbildung 4-35: Gegenüberstellung von Erzeugungspotenzialen und dem Bedarf .....	325
Abbildung 4-36: Durch den Einsatz Grüner Gase eingesparte CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Anwendungssektoren im Jahr 2040 .....	327
Abbildung 5-1: Einflüsse auf Gesamtenergienachfrage für Sachsen .....	331
Abbildung 5-2: Indexdekompositionsanalyse Sachsen-Anhalt.....	332
Abbildung 5-3: Indexdekompositionsanalyse Thüringen.....	333
Abbildung 5-4: Methodisches Vorgehen im Rahmen der Wertschöpfungs- und Beschäftigungsanalyse .....	336
Abbildung 5-5: Schematischer Aufbau einer nationalen Input-Output-Tabelle (Quelle: Statistisches Bundesamt (2010)) .....	339
Abbildung 5-6: Bruttowertschöpfungseffekte in der IRMD nach Szenarien und Jahren.....	343
Abbildung 5-7: Beschäftigungseffekte in der IRMD nach Szenarien und Jahren.....	344
Abbildung 5-8: Bruttowertschöpfungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene - Kartographische Übersicht .....	345

Abbildung 5-9: Bruttowertschöpfungseffekte von Grünen Gase in der IRMD auf Kreisebene – Balkendiagramm.....	346
Abbildung 5-10: Beschäftigungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene – kartographische Übersicht .....	348
Abbildung 5-11: Beschäftigungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene – Balkendiagramm.....	349
Abbildung 5-12: Sensitivitätsanalyse der Bruttowertschöpfungseffekte, absolute Werte (Quelle: Eigene Berechnungen).....	353
Abbildung 5-13: Sensitivitätsanalyse der Beschäftigungseffekte, absolute Werte (Quelle: Eigene Berechnungen).....	353
Abbildung 6-1: Vorschlag der Struktur für ein mögliches Kompetenzzentrum.....	381
Abbildung 7-1: Genehmigung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage [Eigene Darstellung nach FNR 2021].....	393
Abbildung 7-2: Heutige Stromerzeugung aus WEA und PV (oben) und EE-Erzeugungspotenzial im Jahr 2040 in Szenario 2 (unten).....	399
Abbildung 7-3: Ermittelter Bedarf für Wasserstoff (oben) und biogene Gase (unten) in Szenario 2 im Jahr 2040 nach Sektoren und Landkreisen .....	406
Abbildung 7-4: Handlungsfelder im Bereich Grüner Gase.....	415

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wesentliche Diskussionsfragen im Rahmen der Metastudie .....	3
Tabelle 2: Übersicht der Bereitstellungspfade (vertikal) und Anwendungen (horizontal) im Rahmen der Lebenszyklusanalysen.....	4
Tabelle 3: Definierte Handlungsfelder für das Kompetenzzentrum.....	20
Tabelle 4: Bestandsanalyse: Status Quo der Stromerzeugung aus WEA und PV sowie biogener Gase in der IRMD .....	25
Tabelle 5: Potenzialanalyse: Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien und Grüne Gase (Szenario 2, Jahr 2040)* .....	25
Tabelle 6: Potenzialanalyse: Bedarfspotenziale nach Sektoren (Szenario 2, Jahr 2040) ...	26
Tabelle 7: Wertschöpfungsanalyse: Potenziale für Bruttowertschöpfung und Beschäftigung in der IRMD (Szenario 2, Jahr 2040) .....	26
Tabelle 2-1: Zentrale Annahmen und Ergebnisse für den H <sub>2</sub> -Rohrleitungsausbau in der Grüngasvariante .....	41
Tabelle 2-2: Relevante Einflussparameter für H <sub>2</sub> -Importoptionen entlang der H <sub>2</sub> -Wertschöpfungskette.....	52
Tabelle 2-3: Nutzen und Herausforderungen des Einsatzes von Biomethan und Wasserstoff.....	74
Tabelle 2-4: Unterschiedliche Aufgaben von Gastransport- und Gasverteilnetz .....	79
Tabelle 2-5: Zeithorizonte.....	87
Tabelle 2-6: Wirkdimensionen bzw. Vergleichskriterien der Lebenszyklusanalysen.....	88
Tabelle 2-7: Bereitstellungspfade .....	89
Tabelle 2-8: Anwendungsbereiche .....	90
Tabelle 2-9: Bereitstellungspfade flüssiger Energieträger .....	91
Tabelle 2-10: Bereitstellungspfade für Methan .....	92
Tabelle 2-11: Bereitstellungspfade für Wasserstoff (H <sub>2</sub> ).....	94
Tabelle 2-12: Matrix der Bereitstellungspfade und Anwendungen .....	95
Tabelle 2-13: THG-Wirkungsfaktoren ausgewählter Treibhausgase nach IPCC .....	97
Tabelle 2-14: Preisannahmen für die Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Preises (ETS und non-ETS Sektor) .....	98
Tabelle 2-15: Umrechnung der spezifischen Bereitstellungskosten in gängige Einheiten .....	104
Tabelle 2-16: Varianten von Pfad 7 – PtG .....	106
Tabelle 2-17: Varianten von Pfad 10 – grüner Wasserstoff.....	107
Tabelle 2-18: Übersicht der selektierten Antriebsarten für schwere Nutzfahrzeuge.....	114
Tabelle 2-19: Übersicht der angenommenen Antriebsarten für Schienenfahrzeuge .....	117
Tabelle 2-20: Übersicht der für Binnenschiffe selektierten Antriebsarten.....	118
Tabelle 2-21: Übersicht der für Kleinflugzeuge selektierten Antriebsarten .....	119
Tabelle 2-22: Übersicht der für den Wärmesektor selektierten Anwendungstechnologien .....	123

Tabelle 2-23: Übersicht der für den Stromsektor selektierten Anwendungstechnologien .....	124
Tabelle 2-24: Regionale Aspekte der unterschiedlichen Bereitstellungspfade .....	141
Tabelle 2-25: Aktuelle Fördermöglichkeiten auf europäischer Ebene .....	150
Tabelle 2-26: Aktuelle Fördermöglichkeiten auf nationaler Ebene (laufend, Stand: August 2021) .....	153
Tabelle 2-27: Förderinitiativen im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms / Angewandte Energieforschung des BMWi (Stand: April 2021).....	156
Tabelle 2-28: Weitere angekündigte Förderrichtlinien für den Verkehrssektor auf nationaler Ebene (Stand: August 2021) .....	158
Tabelle 2-29: Aktuelle Fördermöglichkeiten auf Landesebene (Stand: Februar 2021).....	161
Tabelle 3-1:Wasserstoff-Produktionsmengen in der IRMD .....	169
Tabelle 3-2: Status Quo der Stromerzeugung aus WEA in der IRMD .....	178
Tabelle 3-3: Status Quo der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in der IRMD .....	179
Tabelle 3-4: Wasserstoffproduzenten in Mitteldeutschland (außerhalb der IRMD) .....	181
Tabelle 3-5: Übersicht zur künftigen Wasserstoffspeicheranlage Bad Lauchstädt .....	189
Tabelle 3-6: Umrechnungsfaktoren Wasserstoff-Bedarf.....	191
Tabelle 3-7: Wasserstoff-Bedarfsträger in der Region .....	192
Tabelle 3-8: Biogasanlagenpark der Innovationsregion Mitteldeutschland (Stand: 2019) .....	196
Tabelle 3-9: Städte, Orte und Gemeinden der IRMD mit Clustern an Biogasanlagen (Stand: 2019) .....	197
Tabelle 3-10: Produzierte Gas- und Energiemengen der Biogene-Gase-Anlagen in der IRMD .....	198
Tabelle 3-11: Biomethananlagen der IRMD .....	201
Tabelle 3-12: Jährliche Stromerzeugung in der IRMD.....	207
Tabelle 3-13: Energieverbrauch verschiedener Zugantriebe .....	216
Tabelle 3-14: Einrichtungen, die in der Innovationsregion Mitteldeutschland zu Grünen Gasen forschen (Quelle: Eigene Darstellung) .....	228
Tabelle 3-15: Einrichtungen, die in Mitteldeutschland (ohne Innovationsregion) zu Grünen Gasen forschen (Quelle: Eigene Darstellung) .....	230
Tabelle 3-16: Projekte in der Innovationsregion zur Skalierung Grüner Gase .....	230
Tabelle 3-17: Wissenschaftliche Akteure auf Basis gemeinsamer Projekte mit Bezug zu Mitteldeutschland .....	231
Tabelle 3-18: Forschungseinrichtungen auf Basis wissenschaftlicher Publikationen.....	236
Tabelle 3-19: Regionale formalisierte Netzwerke .....	240
Tabelle 3-20: Überregionale formalisierte Netzwerke .....	241
Tabelle 4-1: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder - Szenario 1 .....	249
Tabelle 4-2: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder - Szenario 2.....	250
Tabelle 4-3: Szenarienanalyse - Beschreibung der Parameter.....	251
Tabelle 4-4: Szenarienanalyse - Ausprägung der Parameter .....	253

Tabelle 4-5: Prognose der erneuerbaren Stromproduktion (Wind, PV) in der IRMD für den potenziellen Einsatz in PtG-Anlagen .....	256
Tabelle 4-6: Prognostizierte Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD .....	259
Tabelle 4-7: Landkreisscharfe Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff für das Jahr 2040 in Szenario 2 .....	261
Tabelle 4-8: Entwicklung der Erzeugungskapazität von biogenen Gasen in der IRMD basierend auf dem Status Quo des Energiekonzept und den Daten der [BNetzA 2020]	265
Tabelle 4-9: Potenzielle Abnehmer von erneuerbarer Wärme und Abwärme aus Grünen Gasen in der IRMD .....	275
Tabelle 4-10: Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem und grauem Wasserstoff in der IRMD .....	281
Tabelle 4-11: Sektorales Anwendungspotenzial biogener Gase in der IRMD (in GWh/a) .....	283
Tabelle 4-12: THG-Einsparungsziele der Bundesregierung im Sektor Verkehr .....	285
Tabelle 4-13: Umrüstung des Erdgasnetzes in der IRMD kreisscharf auf H <sub>2</sub> -ready und Zubau H <sub>2</sub> -Pipeline - Kostenschätzung auf Basis von Richtpreisen für das Jahr 2030 .....	302
Tabelle 4-14: Infrastrukturelle Vorteile ausgewählter Clusterpunkte für H <sub>2</sub> -Kombitankstellen .....	306
Tabelle 4-15: Relevanz quantitativer und qualitativer Standortfaktoren für Grüne-Gase-Anlagen in der IRMD .....	310
Tabelle 4-16: Sektoraler Anwendungsbedarf Grüner Gase in der IRMD .....	316
Tabelle 4-17: Landkreisscharfer, sektoraler Bedarf nach grünem Wasserstoff im Jahr 2040 für das Szenario 2 .....	320
Tabelle 4-18: Landkreisscharfer, sektoraler Bedarf von biogenen Gasen im Jahr 2040 für das Szenario 2 .....	322
Tabelle 4-19: Gesamtbilanz Grüner Gase in der IRMD .....	324
Tabelle 4-20: Durch den Einsatz Grüner Gase eingesparte CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Anwendungssektoren .....	328
Tabelle 5-1: Bruttowertschöpfung durch Grüne Gase im Jahr 2040 (Szenario 2) zur gesamten Bruttowertschöpfung auf Kreisebene .....	347
Tabelle 5-2: Beschäftigung durch Grüne Gase im Jahr 2040 (Szenario 2) zur gesamten Beschäftigung auf Kreisebene .....	349
Tabelle 5-3: Anteile von grünem Wasserstoff und biogenen Gasen an der Wertschöpfung und der Beschäftigung im Jahr 2040 (Szenario 2) .....	350
Tabelle 5-4: Ergebnisse der Variation der regionalen Anteile im Vergleich zu Basisvariante (Jahr 2040, Szenario 2) .....	351
Tabelle 5-5: Vollständige lokale Deckung des H <sub>2</sub> -Bedarfs durch regionale H <sub>2</sub> -Produktion im Vergleich zu Basisvariante (Jahr 2040, Szenario 2) .....	352
Tabelle 6-1: Übersicht aktiver und angekündigter regionaler Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums (Stand: August 2021) .....	359
Tabelle 6-2: Strukturmerkmale für Kompetenzzentrum .....	366



Tabelle 6-3: Zuordnung fachlicher Schwerpunkte und Arbeitsaufträge zu den erfassten aktiven und angekündigten regionalen Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums aus Sicht der Autoren.....	374
Tabelle 6-4: Definierte Handlungsfelder für das Kompetenzzentrum .....	376
Tabelle 7-1: SWOT-Analyse – Grüne Gase in der IRMD .....	384
Tabelle 7-2: Externe Einflussfaktoren bzw. Hemmnisse für die Entwicklung Grüner Gase in der IRMD .....	387
Tabelle 7-3: Regulatorische und genehmigungsrechtliche Hemmnisse für die Einführung von (grünem) Wasserstoff in der IRMD.....	390
Tabelle 7-4: Externe Einflussfaktoren bzw. Hemmnisse für den stärkeren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung.....	394
Tabelle 7-5: Hemmnisse für den stärkeren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung.....	397

## Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse ( <i>Alkaline Electrolysis</i> )
AFID	Europäische Richtlinie zur Normung alternativer Kraftstoffe für den Mobilitätssektor ( <i>Alternative Fuel Infrastructure Directive</i> )
AGVO	Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung
AR4	4th Assessment Report des IPCC
AR5	5th Assessment Report des IPCC
ATR	Autotherme Reformierung von Erdgas
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
BauGB	Baugesetzbuch
BauO LSA	Bauordnung Land Sachsen-Anhalt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BioAffV	Bioabfallverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZ	Brennstoffzelle
C	Kohlenstoff ( <i>Carbon</i> )
CAPEX	Investitionsausgaben ( <i>Capital Expenditure</i> )
CCS	Abscheidung und Speicherung von CO <sub>2</sub> ( <i>Carbon Capture and Storage</i> )
CCU	Abscheidung und Wiederverwendung von CO <sub>2</sub> ( <i>Carbon Capture and Utilisation</i> )
CGH <sub>2</sub>	Verdichteter Wasserstoff ( <i>Compressed Gaseous Hydrogen</i> )
CH <sub>4</sub>	Methan
Cl <sub>2</sub>	Chlor
CNG	Komprimiertes Erdgas ( <i>Compressed Natural Gas</i> )
CO	Kohlenstoffmonoxid ( <i>Carbon Oxide</i> )
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid ( <i>Carbon Dioxide</i> )
DAC	CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus der Luft ( <i>Direct Air Capture</i> )
DBFZ	Deutschen Biomasseforschungszentrum
DBI	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI GUT)
DIN	Deutsche Industrienorm
DRI	Direktreduktionsverfahren von Eisenschwamm ( <i>Direct Reduction of Iron Ore</i> )
DSO	Gasverteilnetzbetreiber ( <i>Distribution System Operator</i> )
DüV	Düngeverordnung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EASEE	<i>European Association for Streamlining of Energy Exchange</i>
EC	Europäische Kommission ( <i>European Commission</i> )

ECE	Europäische Wirtschaftskommission der UNO ( <i>Economic Commission for Europe</i> )
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EFRE	Europäische Fonds für regionale Entwicklung
EMMD	Metropolregion Mitteldeutschland
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESF	Europäische Sozialfonds
ETS	<i>European Emission Trading System</i>
EU	Europäische Union
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Union (auch ESTAT)
FCH JU	<i>Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking</i>
FNB	Ferngasnetzbetreiber
FStrG	Bundesfernstraßengesetz
FuE	Forschung und Entwicklung
FuEuI	Forschung, Entwicklung und Innovation
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GRW	Bund-Länder-Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Regionalen Wirtschaftsstruktur“
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk
GW	Gigawatt
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
Hbf	Hauptbahnhof
HD	Hochdruckleitungen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HT	Hochtemperatur
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
ICE	Internal Combustion Engine (siehe VKM)
IEA	Internationale Energieagentur
IE-RL	Industrieemissionsrichtlinie
IMAG	Interministerielle Arbeitsgruppe
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IPCEI	<i>Important Projects of Common European Interest</i>
IRMD	Innovationsregion Mitteldeutschland
ISO	Internationale Organisation für Normung ( <i>International Organization for Standardization</i> )
JTC	Joint Technical Committee (ISO/IEC)
KBA	Kraftfahrtbundesamt
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
LCA	Lebenszyklusanalysen ( <i>Life Cycle Analysis</i> )
LH <sub>2</sub>	Tiefkalter verflüssigter Wasserstoff ( <i>Liquid Hydrogen</i> )
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Flüssigerdgas ( <i>Liquefied Natural Gas</i> )
LOHC	Flüssige organische Wasserstoff-Trägerflüssigkeit ( <i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i> )
LPG	Flüssigautogas ( <i>Liquified Petroleum Gas</i> )
LuftVG	Luftverkehrsgesetz
MD	Mitteldruckleitungen
MeOH	Methanol
MPa	Megapascal
Mt	Megatonnen (= Millionen Tonnen)
MTA	Methanol-to-Aromatics
MTO	Methanol-to-Olefin
N <sub>2</sub> O	Distickstoffoxid ("Lachgas")
ND	Niederdruckleitungen
NG	Erdgas ( <i>Natural Gas</i> )
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NO <sub>x</sub>	Stickoxide ( <i>Nitrogen Oxides</i> )
NRW	Nordrhein-Westfalen
NT	Niedertemperatur
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung Deutschland
O <sub>2</sub>	Sauerstoff ( <i>Oxygen</i> )
OPEX	Operative Ausgaben ( <i>Operating Expenditures</i> )
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Protonenaustauschmembran ( <i>Proton Exchange Membrane</i> )
PEMEL	Protonenaustauschmembran-Elektrolyse
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PtCH <sub>4</sub>	Konzept zur Umwandlung von Strom in synthetisches Methangas ( <i>Power-to-CH<sub>4</sub></i> )
PtG	Konzept zur Umwandlung von Strom in gasförmige Kraftstoffe ( <i>Power-to-Gas</i> )
PtL	Konzept zur Umwandlung von Strom in flüssige Kraftstoffe ( <i>Power-to-Liquids</i> )
PtX	Konzept zur Umwandlung von Strom in flüssige/gasförmige Energieträger bzw. Wärme ( <i>Power-to-X</i> )
PV	Photovoltaik

RED II	überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie ( <i>Revision of the Renewable Energy Directive</i> )
RED II	Renewable Energy Directive II
RFNBOs	Erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs
sFr	Schweizer Franken
SMR	Dampfreformierung von Methangas ( <i>Steam Methane Reforming</i> )
SNF	Schweres Nutzfahrzeug
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolysis Cell</i>
SOEL	Festoxid-Hochtemperaturelektrolyse ( <i>Solid Oxide Electrolysis</i> )
SPNV	Schienen-Personennahverkehr
StöV	Störfall Verordnung
TA	Technische Anleitung
TCO	Total Cost of Ownership
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
TNO	Niederländisches naturwissenschaftliches Forschungsinstitut ( <i>toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek</i> )
TRL	Technologiereifegrad ( <i>Technology Readiness Level</i> )
TSO	Gastransportnetzbetreiber ( <i>Transmission System Operator</i> )
TWh	Terrawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
UmwRG	Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz
UNFCCC	Internationale Klima-Rahmenvereinbarung ( <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> )
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VKM	Verbrennungskraftmaschine
WEA	Windenergieanlage
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WtU	Von der Quelle bis zum Verbraucher ( <i>Well-to-User, LCA</i> )
WtW	Von der Quelle bis zum Rad ( <i>Well-to-Wheel, LCA</i> )
ZOB	Zentraler Omnibusbahnhof

---

## Executive Summary

---

### Kapitel 1: Einführung: Potenzialstudie Grüne Gase

Gasförmige Energieträger sind ein wichtiger Bestandteil der heutigen Energieversorgung. Vor allem die gute Transport- und Verteilfähigkeit durch Rohrleitungen ist ein wesentlicher Grund, warum sie etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands abdecken - außerhalb des Verkehrssektors beträgt ihr Anteil sogar ein Drittel.<sup>1</sup> Aufgrund der Energiewende und vor dem Hintergrund zunehmend ambitionierter Klimaschutzziele, steht das Energiesystem jedoch vor großen Veränderungen. Diese machen mittel- bis langfristig eine Abkehr von fossilen Energieträgern wie Erdgas erforderlich. In Zukunft werden daher emissionsarme und -freie Gase eine wichtige Bedeutung in der Energieversorgung einnehmen, nicht zuletzt aufgrund der weitgehend flächendeckend in Europa vorhandenen Gasinfrastruktur.

Die sektorenübergreifende Einführung dieser sogenannten „Grünen Gase“ ist deswegen eine wichtige Voraussetzung für einen erfolgreichen Umbaus des Energiesystems. Zu Grünen Gasen gehören Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und darauf basierende synthetische Energieträger (synth. Methan (PtCH<sub>4</sub>) sowie im weiteren Sinne auch synth. Kraftstoffe (PtL)) genau dann, wenn die H<sub>2</sub>-Produktion entweder direkt mit erneuerbaren Energien (EE) erfolgt oder durch Abscheidung bzw. Vermeidung von Kohlenstoffdioxid- (CO<sub>2</sub>-) Emissionen eine deutlich verbesserte Treibhausgas- (THG-) Bilanz gegenüber heutigen Erzeugungspfaden aufweist. Als zweite Gruppe der Grüne Gase sind außerdem Gase aus biogenen Quellen (vorrangig Biogas sowie Biomethan) zu nennen, die bereits heute großflächig im Strom- und Wärmesektor eingesetzt werden.

Die Abkehr von fossilen Energiequellen bietet für Deutschland die Chance, neue Energiequellen im eigenen Land zu erschließen und damit den Nettoimportanteil von derzeit 73,9 % (2019) der Energieträger zu reduzieren.<sup>2</sup> Hierfür müssen bestehende Produktionskapazitäten konsequent ausgebaut und die existierende Transport- und Verteilinfrastruktur schrittweise umgerüstet werden. Im Fokus steht dabei eine sichere und zuverlässige Versorgung der Industrie bei gleichzeitiger Emissionsminderung in allen Sektoren.

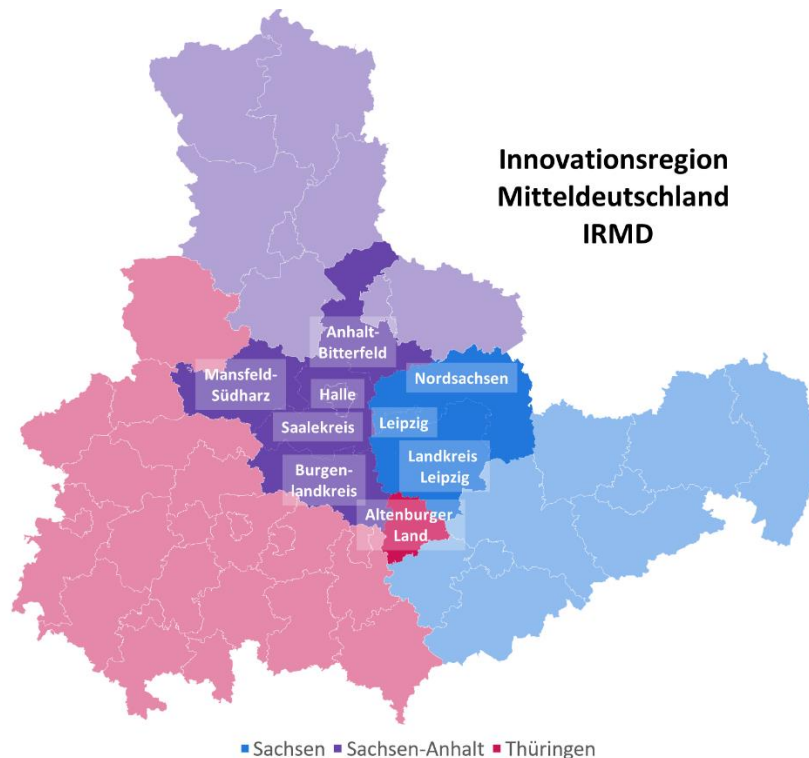
Wesentlicher Teil der deutschen Energiewende ist der Kohleausstieg. Die geplante Beendigung der inländischen Förderung und Verstromung von Braunkohle bis spätestens 2038 ist in den deutschen Kohlerevieren mit einem Strukturbruch und dem Wegfall ganzer Wertschöpfungsketten verbunden. Im Mitteldeutschen Revier haben sich daher betroffene Landkreise und kreisfreie Städte aus den Bundesländern Sachsen, Sachsen-

---

<sup>1</sup> AG Energiebilanzen e.V. (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. SEP 2020

<sup>2</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. MÄR 2021

Anhalt und Thüringen in dem Strukturwandelprojekt „Innovationsregion Mitteldeutschland“ (IRMD) zusammengeschlossen. Die IRMD umfasst die Landkreise Altenburger Land, Anhalt-Bitterfeld, den Burgenlandkreis, Landkreis Leipzig, Mansfeld-Südharz, Nordsachsen und den Saalekreis sowie die Städte Halle (Saale) und Leipzig (siehe Abbildung 1). Gemeinsam mit der Metropolregion Mitteldeutschland (EMMD) entwickeln die neun Gebietskörperschaften Ideen, Konzepte und Projekte für die zukünftige Entwicklung der Region. Die bundesländerübergreifende Zusammenarbeit bietet die Chance, die Entwicklung des Mitteldeutschen Chemiedreiecks (auch Chemiedreieck Leuna-Buna-Bitterfeld) sowie des Mitteldeutschen Reviers<sup>3</sup> auf die Erfordernisse der politischen Klimaziele vorzubereiten. Hierdurch soll die Grundlage für eine lebenswerte und prosperierende Zukunft für die etwa 2 Mio. Einwohner der IRMD geschaffen werden.



**Abbildung 1: Gebietskörperschaften der IRMD in den drei beteiligten Bundesländern**

Durch den Aufbau industrieller und infrastruktureller Kapazitäten für Grüne Gase eröffnet sich für die Region Mitteldeutschland die große Chance, den Strukturwandel im Mitteldeutschen Revier proaktiv zu gestalten. Die existierenden Industriestrukturen der Region bilden die Basis für den Aufbau der neuen Wertschöpfungsketten und bieten signifikante Wachstumspotenziale beim Übergang hin zu einem von erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem. Mitteldeutschland kann so zu einem attraktiven Zentrum im wesentlichen Zukunftsfeld der Grünen Gase werden.

<sup>3</sup> Das Mitteldeutsche Revier umfasst heute die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain im Südraum von Leipzig sowie den Tagebau Amsdorf westlich von Halle.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist es, durch eine umfassende Potenzialanalyse einen wichtigen Baustein zur Strategieentwicklung zu liefern, um die frühzeitige Positionierung der Region zu unterstützen. Hierfür wird das Themenfeld Grüne Gase in fünf Arbeitsschritten bearbeitet. Im ersten Arbeitsschritt bietet die Studie einen breiten Einstieg in das Themenfeld Grüne Gase durch eine Metastudie und eine techno-ökonomische Analyse möglicher Bereitstellungspfade. Im zweiten Schritt wird in einer Bestandsanalyse die heutige Bedeutung Grüner Gase für die Region aufgezeigt und im dritten Schritt das zukünftige Erzeugungs- und Anwendungspotenzial konkret für die IRMD im Rahmen einer Szenario-basierten Potenzialanalyse dargestellt. Die ermittelten Potenziale werden im vierten Schritt in mögliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte übersetzt. Der fünfte Arbeitsschritt ist die Diskussion um den Aufbau eines regionalen Kompetenzzentrums. Außerdem erfolgt die Erläuterung regulatorischer und genehmigungsrechtlicher Hemmnisse beim Ausbau Grüner Gase und abschließend werden Handlungsempfehlungen für die regionalen Akteure abgeleitet.

## Kapitel 2: Metastudie und Lebenszyklusanalyse zu Grünen Gase

Die zunehmende Nutzung Grüner Gase als Energieträger ist eine Hauptvoraussetzung dafür, dass eine deutliche THG-Emissionsreduktion in allen Sektoren erreicht werden kann. Dabei existieren entlang der Wertschöpfungsketten für Wasserstoff einschließlich seiner Folgeprodukte sowie biogener Gase diverse offene Detailfragen, die es in den kommenden Jahren zu beantworten gilt. Diese reichen von Begriffsdefinitionen und regulatorischen Vorgaben, bevorzugten Produktionsverfahren, über geeignete Infrastrukturen bis zu möglichen Märkten und Potenzialen.

**Tabelle 1: Wesentliche Diskussionsfragen im Rahmen der Metastudie**

	Wasserstoff	Biogene Gase	Grüne Gase (allgemein)
<b>Produktion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ H<sub>2</sub>-„Farben“ in Einführungsphase</li> <li>▶ Grad der Zentralität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Potenzielle Produktionsprozesse</li> </ul>	-
<b>Transport</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nutzung bestehenden Gasnetzinfrastruktur</li> <li>▶ H<sub>2</sub>-Beimischung vs. H<sub>2</sub>-Netze</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Unproblematisch: Nutzung bestehender Infrastruktur möglich</li> </ul>	-
<b>Versorgungsszenarien</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Heimische Produktion vs. Import</li> <li>▶ Importoptionen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Unproblematisch: Heimische Produktion bevorzugt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Künftige Rolle von CH<sub>4</sub></li> <li>▶ Einführungsstrategien je nach Netzebene</li> </ul>
<b>Rahmenbedingungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Klare Rahmenbedingungen in der Entwicklung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Politische Rahmenbedingungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ausgestaltung der Regulatorik für H<sub>2</sub>-Netze</li> </ul>
<b>Potenzial und Märkte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ H<sub>2</sub>-Märkte</li> <li>▶ H<sub>2</sub>-Qualitäten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Potenziale</li> <li>▶ Märkte</li> </ul>	-



Im Rahmen einer Metastudie nationaler und internationaler Studien werden wesentliche Positionen entlang der Wertschöpfungskette einander gegenübergestellt und diskutiert (siehe Tabelle 1). Die Analyse zeigt, dass gerade für Wasserstoff eine Vielzahl von wichtigen Fragen heute noch ungeklärt ist. Umso dringlicher erscheint es, klare Strategien zu entwickeln und die Akteure aus Industrie und Gesellschaft mit konkreten Zielvorgaben und sicheren Rahmenbedingungen bei der Einführung Grüner Gase zu unterstützen.

Die Ergebnisse der Metastudie werden weiterhin durch umfangreiche Lebenszyklusanalysen untermauert. Dafür werden diverse Bereitstellungspfade Grüner Gase sowie einiger fossiler bzw. flüssiger Referenzpfade im Rahmen analysiert und die Anwendung der unterschiedlichen Grünen Gase in verschiedenen (exemplarischen) Endverbrauchssektoren verglichen (siehe Tabelle 2).

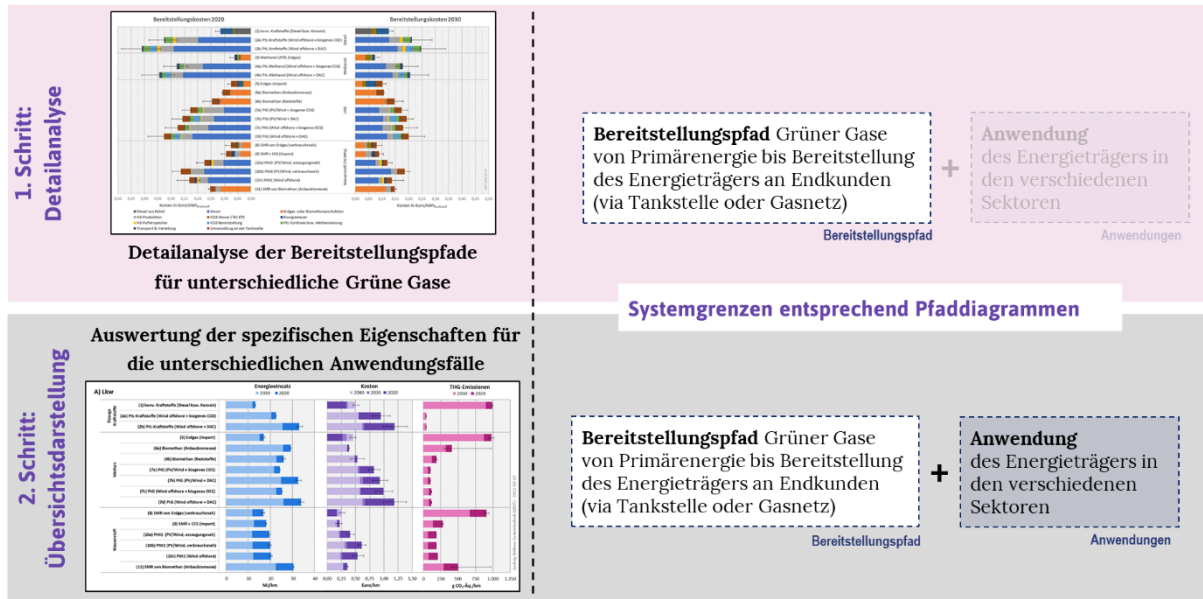
**Tabelle 2: Übersicht der Bereitstellungspfade (vertikal) und Anwendungen (horizontal) im Rahmen der Lebenszyklusanalysen**

	Pfad-Nr.	Kategorie	Energieträger	Mobilität				Industrie		Haushalt	Strom	
				A) Schwerlastverkehr	B) Schienenfahrzeuge (SPNV)	C) Binnenschifffahrt	D) Luftfahrt (Kurzstrecke)	E) Stoffliche Nutzung von H <sub>2</sub>	F) Hochtemperaturwärme	G) Niedertemperaturwärme	H) Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	I) Rückverstromung
Flüssig C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> O <sub>2</sub>	1	Fossil	Konventionelle Kraftstoffe	Diesel	Diesel	Diesel	Kerosin	-	-	-	-	-
	2a, 2b	Erneuerbar	PTL-Kraftstoffe	PTL-Diesel	PTL-Diesel	PTL-Diesel	PTL-Kerosin	-	-	-	-	-
	3	Fossil	Methanol	-	-	Methanol-Brennstoffzelle	-	-	-	-	-	-
	4a, 4b	Erneuerbar	PTL-Methanol	-	-	Methanol-Brennstoffzelle	-	-	-	-	-	-
Methan (CH <sub>4</sub> )	5	Fossil	Methan (Erdgas) (Import)	Flüssiggas (LNG)	-	-	-	-	Gasbrenner (CH <sub>4</sub> )	Brennwerttherme (CH <sub>4</sub> )	Blockheizkraftwerk (BHKW)	Gasturbine
	6a, 6b	Erneuerbar / THG-arm	Biomethan aus Anbau-biomasse / Reststoffen		-	-	-	-				
	7a – 7d	Erneuerbar	PtCH <sub>4</sub> / synth. Methan		-	-	-	-				
Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	8	Fossil	H <sub>2</sub> aus SMR (grauer H <sub>2</sub> )	Wasserstoff-Brennstoffzelle	Wasserstoff-Brennstoffzellen	Wasserstoff-Brennstoffzellen	Wasserstoff-Brennstoffzellen	H <sub>2</sub> als Einsatzstoff	Gasbrenner (H <sub>2</sub> )	Brennwerttherme (H <sub>2</sub> )	Brennstoffzellen-BHKW	H <sub>2</sub> -Gasturbine
	9	Fossil / THG-arm	Import H <sub>2</sub> aus SMR + CCS (blauer H <sub>2</sub> )									
	10a – 10c	Erneuerbar	Elektrolyse / PtH <sub>2</sub> (grüner H <sub>2</sub> )									
11	Erneuerbar / THG-arm	H <sub>2</sub> aus SMR (Biomethan aus Anbaubiomasse)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Die betrachteten Kenngrößen umfassen den erforderlichen Energieeinsatz, die Bereitstellungskosten sowie die THG-Emissionen der jeweiligen Energieträger. In einem zweistufigen Ansatz werden diese zunächst bis zur Abgabe an den Endverbraucher (Well-to-Tank, WtT) sowie anschließend auch unter Einbeziehung der jeweiligen Anwendungen (Well-to-Wheel, WtW) diskutiert (siehe Abbildung 2).

Im Fokus der Analysen stehen die Grünen Gase Wasserstoff und Biomethan, jeweils in unterschiedlichen Varianten. So wird beispielsweise der Import von grünem Wasserstoff mit einer regionalen zentralen bzw. dezentralen H<sub>2</sub>-Produktion durch Elektrolyse („grüner“ Wasserstoff) verglichen. Je nach untersuchter Anwendung umfasst der Pfad die Bereitstellung an den Endverbraucher über das Gasnetz (z. B. im Wärmesektor), komprimiert auf 70 MPa für den Schwerlastverkehr oder verflüssigt für den Flugverkehr. Als Referenzpfade dienen, je nach Anwendung, fossiler Diesel bzw. Kerosin, Erdgas oder Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung (sogenannter „grauer Wasserstoff“). Für

eine umfassende Betrachtung werden überdies auch Power-to-Liquid- (PtL-) Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin sowie Methanol) als Vergleichspfade angegeben. Die Ergebnisse werden anschließend für jede Anwendung diskutiert und mit Blick auf die IRMD eingeordnet. Sie dienen damit als Basis für die folgenden Analysen dieser Studie. Dabei werden auch weitere qualitative Kriterien wie die Technologiereife, die Regionalisierbarkeit oder der Anpassungsbedarf bei bestehenden Infrastrukturen bzw. Anwendungen berücksichtigt.



**Abbildung 2: Zweistufiges Vorgehen im Rahmen der Lebenszyklusanalysen**

Die Kernergebnisse der Kostenanalysen für die drei betrachteten Zeithorizonte sind in Abbildung 3 einander gegenübergestellt. Dabei werden für jeden untersuchten Anwendungsfall (Lkw, Zug, Binnenschiff, Kleinflugzeug, stoffliche H<sub>2</sub>-Nutzung, Hoch- und Niedertemperaturwärme (HT und NT), KWK-Anlagen und Rückverstromung) die spezifischen Kosten für unterschiedliche Energieträger und Pfade verglichen. Der in der jeweiligen Anwendung gewählte fossile Pfad dient als Referenz und entspricht dem Wert 1.0.<sup>4</sup>

Die Ergebnisse zeigen, dass die Nutzung von grünem Wasserstoff besonders aus Kostengründen bereits kurzfristig in der Mobilität interessant ist. Langfristig ist der sektorenübergreifende Einsatz von Wasserstoff jedoch auch unverzichtbar: Wasserstoff ermöglicht die Nutzung der Synergiepotenziale heterogener Infrastrukturen und eignet sich hervorragend als Transport- und Speichermedium für erneuerbare Energien. Dem steht mittelfristig auch der Einsatz von blauem Wasserstoff (Dampfreformierung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung) als kostengünstigere Option gegenüber. Dies macht ihn besonders attraktiv für die Industrie, doch sind mit Blick auf Mitteldeutschland Einschränkungen bezüglich des CO<sub>2</sub>-Abtransportes und der Endlagerung zu bedenken.

<sup>4</sup> Doppelt so hohe spezifische Kosten (z. B. in €/kg für den Schwerlastverkehr) entsprechen damit einem Indexwert von 2,0 gegenüber der Referenz.



**Abbildung 3: Übersicht der ermittelten spezifischen Kosten in den jeweiligen Anwendungsfeldern für die betrachteten Zeithorizonte (Darstellung erfolgt im Vergleich zur jeweiligen Referenztechnologie mit Indexwert = 1)**

Hinweis: Es wurden jeweils verschiedene Varianten für jede Technologie berücksichtigt. Zu beachten sind außerdem die verschiedenen Skalierungen der y-Achse.

Biomethan wird aufgrund seines kostengünstigen THG-Senkungspotenzials und rascher Einführbarkeit über das Gasnetz bereits kurzfristig im Wärme- und Stromsektor als direktes Erdgassubstitut dienen. Langfristig kann aufgrund der begrenzten potenziellen Erzeugungsmengen jedoch nur eine Teilsubstitution erfolgen, die partiell auch mit synthetischem Methan ausgeglichen werden kann. Entscheidend ist die Entwicklung der Gasinfrastruktur, da bei einer zunehmenden Umwidmung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff langfristig nur abgetrennte Teilnetze auch weiterhin mit (Bio-)Methan versorgt werden können.

Aus Wasserstoff hergestellte flüssige Kraftstoffe (PtL-Kraftstoffe) sollten aufgrund ihrer hohen Umwandlungsverluste und Bereitstellungskosten auf bestimmte Anwendungen (Luft- oder Schifffahrt) beschränkt bleiben. Ihre Rolle zur raschen Emissionsminderung in bestehenden Flotten hängt stark vom Markthochlauf alternativer Antriebe ab.

Abschließend werden überdies relevante Fördermöglichkeiten auf europäischer, nationaler und regionaler Ebene für Grüne Gase aufgezeigt und beschrieben. Die Veröffentlichung diverser neuer Förderrichtlinien insbesondere für grünen Wasserstoff unterstreicht dabei die besondere Bedeutung sowie die großen Hoffnungen, die gegenwärtig mit diesem Energieträger verbunden sind.

### Kapitel 3: Bestandsanalyse - Heutige Erzeugung und Nutzung Grüner Gase in der IRMD

Die Bestandsanalyse gibt einen umfassenden Einblick in die gegenwärtigen Aktivitäten im Bereich Grüner Gase in der IRMD sowie einen Ausblick auf weitere potenzielle Anwendungssektoren.

Mit über 60 identifizierten Akteuren aus dem Bereich der Wertschöpfung für grünen Wasserstoff verfügt die IRMD über ein breites unternehmerisches Potenzial. Dabei handelt es sich überwiegend um internationale bzw. nationale Industrieunternehmen. Die Akteure sind sowohl in der Erzeugung als auch in der Anwendung und der Infrastruktur tätig. Große Ballungszentren befinden sich in Leipzig und in den Chemieparks (z. B. in Leuna oder Bitterfeld-Wolfen). Auch die Forschungslandschaft zu Grünen Gasen ist mit den Standorten in Leipzig und Halle (Saale) gut aufgestellt. Diese kooperieren mit weiteren Akteuren in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen und bilden damit ein starkes regionales Forschungsnetzwerk von der Grundlagenforschung bis zu industriellen Verbundprojekten.

Bislang beschränkt sich der Einsatz Grüner Gase in der IRMD vor allem auf bestehende Biogasanlagen zur Produktion von Strom und Wärme bzw. zur Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz. Nach den vorliegenden Analysen existieren 217 Biogasanlagen<sup>5</sup> mit einer Gesamtproduktionskapazität von rund 164 Mio. Nm<sup>3</sup> Biogas, das zur Produktion von 950 GWh/a Strom und 290 GWh/a Wärme genutzt wird. Die Anlagen sind gleichmäßig über die IRMD verteilt.

---

<sup>5</sup> Davon 16 Biomethananlagen mit Einspeisung ins Erdgasnetz

Zwar ist auch Wasserstoff bereits heute ein wichtiger Einsatzstoff der Industrie, doch wird er ausschließlich fossil gewonnen. Die gegenwärtige Produktionsmenge von Wasserstoff liegt bei etwa 6,9 TWh/a, während aktuell weitere Anlagen (Elektrolyseure) mit einer Produktionskapazität von bis zu 1,2 TWh/a geplant sind. Die Zentren der heutigen H<sub>2</sub>-Produktion liegen in den Chemiestandorten Bitterfeld-Wolfen, Schkopau, Böhlen und Leuna.

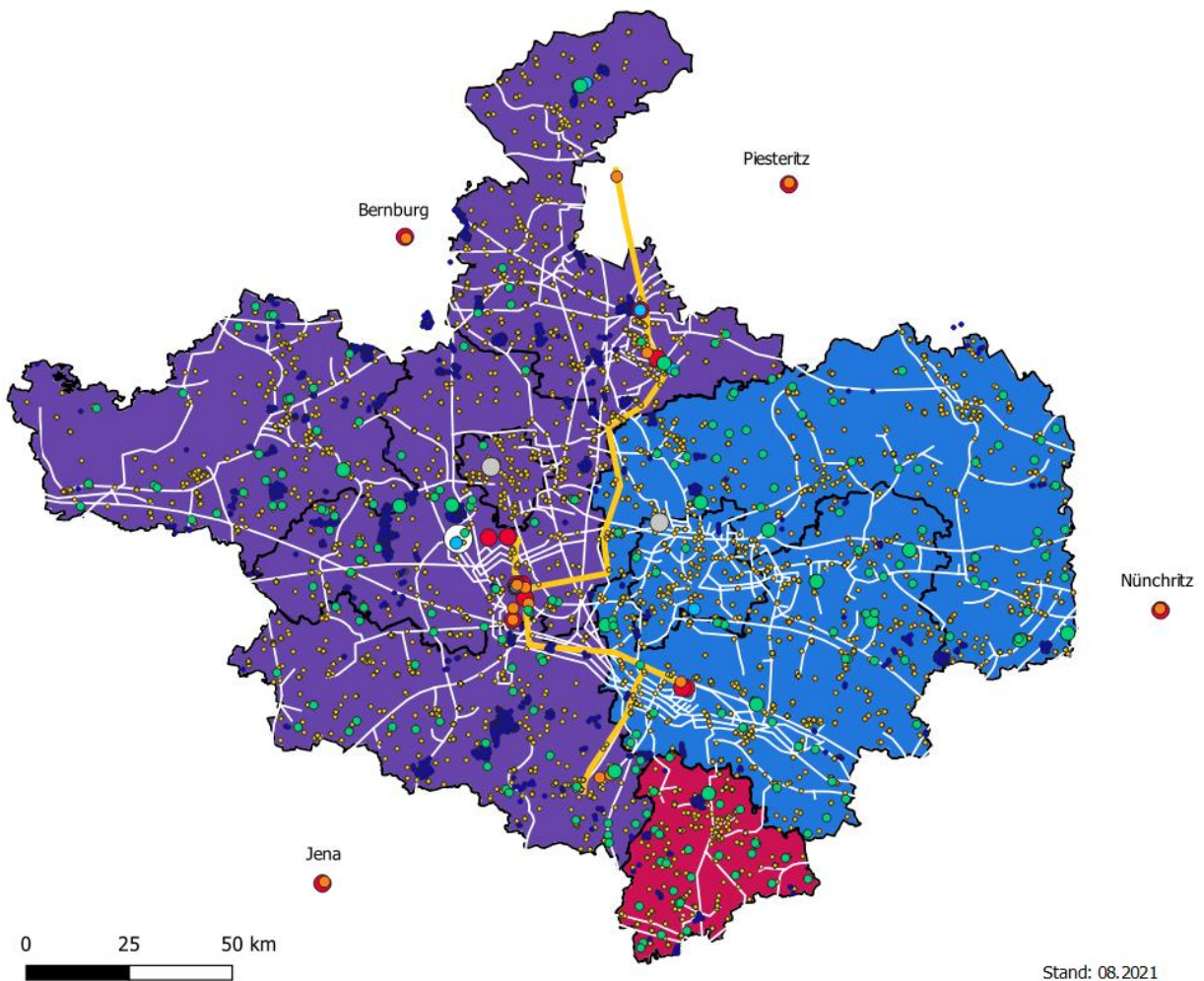
Die H<sub>2</sub>-Produktion ist heute zumeist an die direkte Nutzung in der chemischen Industrie geknüpft. So werden jährlich insgesamt etwa 14,3 TWh Wasserstoff innerhalb der IRMD und dem nahen Umkreis der Region produziert, mit einem Schwerpunkt in der Methanol- und Rohölverarbeitung (v. a. TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH in Leuna). Neben Leuna sind unter anderem auch Böhlen, Bitterfeld-Wolfen und Zeitz wichtige Standorte der H<sub>2</sub>-Nutzung in der IRMD.

Wesentliche Grundvoraussetzung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist der signifikante Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion. Aktuell existieren in der IRMD etwa 1.200 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Gesamtleistung von 2 GW, wobei 83 % der inst. Leistung in Sachsen-Anhalt verortet ist. Zusätzlich existieren rund 23.000 Photovoltaik (PV)-Anlagen mit knapp 2,1 GW Gesamtleistung. Die gesamte jährliche Erzeugungsmenge beträgt etwa 5,8 TWh/a (3,7 TWh/a Wind und 2,1 TWh/a PV).

Ein wesentlicher Standortvorteil der IRMD bei der Entwicklung einer „Wasserstoffwirtschaft“ ist die existierende rund 157 km lange H<sub>2</sub>-Leitung im Mitteldeutschen Chemiedreieck, welche die großen Chemie- und Industriestandorte Zeitz, Leuna, Bitterfeld-Wolfen und Rodleben nördlich der IRMD miteinander verbindet. Eine Erweiterung der Pipeline wird gegenwärtig etwa in den Projekten „doing hydrogen“ und „Green Octopus“ vorbereitet. Auch das Reallabor „Energiepark Bad Lauchstädt“ soll über entsprechende Pipelines langfristig in das Verbundnetz integriert werden.

Abbildung 4 fasst alle Ergebnisse der Bestandsaufnahme zusammen und verdeutlicht visuell, wo relevante Infrastrukturen entlang der gesamten Wertschöpfungskette für Grüne Gase in der IRMD zu finden sind. Einige Ergebnisse auf Ebene der Gebietskörperschaften sind auch in Tabelle 4 zusammengestellt.

Im Strom- und Wärmesektor findet Wasserstoff derzeit noch keine Anwendung. Trotzdem kann Wasserstoff durch Leitungsumwidmungen, direkte Einspeisungen ins Erdgasnetz oder die Methanisierung von grünem Wasserstoff mit anschließender Einspeisung eine wichtige Rolle im zukünftigen Wärmemarkt spielen. In der Region gibt es gegenwärtig zwei H<sub>2</sub>-Tankstellen für Pkw. Der Mobilitätssektor bietet darüber hinaus viele Einsatzmöglichkeiten von Grünen Gasen insbesondere im Schienen- und Schwerlastverkehr sowie in der Flug- und Binnenschifffahrt. Die Bestandsanalyse der Energiebedarfe dieser drei Sektoren sowie der möglichen Einsatzfelder Grüner Gase dient daher auch als Ausgangspunkt für die folgende Potenzialanalyse.



**Grüne Gase in der IRMD (Gesamtkarte)**

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- H2-Bestandsanlagen
- Geplante H2-Anlagen
- Wasserstoffnetz
- Erdgasnetz inkl. Biomethan (weiße Linien)
- Biogasanlagen (ohne Gaseinspeisung)
- Biomethananlagen (Einspeiseanlagen)
- Bestehende H2-Tankstellen
- H2-Bedarfsträger
- Gasspeicher

Abbildung 4: Standorte zu Grünen Gase innerhalb der IRMD

## Kapitel 4: Potenzialanalyse – Zukünftige Erzeugung und Nutzung Grüner Gase

Basierend auf den heutigen sektoralen Energiebedarfen und Einsatzfeldern Grüner Gase werden szenariobasiert die zukünftigen Potenziale zur Erzeugung und Nutzung Grüner Gase in der IRMD abgeschätzt.

Hierfür wurden zwei Szenarien definiert, die eine Bandbreite der möglichen Entwicklungen aufzeigen sollen.<sup>6</sup>

- ▶ *Szenario 1: Einhaltung der bisherigen Ziele* orientiert sich an den ehemaligen sektoralen Emissionsreduktionszielen der Bundesregierung. Also jenen vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom April 2021 zur erforderlichen Nachbesserung der Ziele.<sup>7</sup> Dabei wurde das Ziel einer Reduktion der THG-Emissionen von 80–95% bis 2050 im Vergleich zu 1990 ausgegeben.
- ▶ *Szenario 2: Klimaschutz First* hingegen bezieht sich folgerichtig auf die aktuellen und deutlich strikteren Klimaschutzziele der Bundesregierung seit Mai 2021. Diese zielen auf eine THG-Emissionsreduktion von mindestens 95 % bis 2045 ab.

Entsprechend wurde der Betrachtungshorizont der vorliegenden Studie von 2050 auf 2045 vorgezogen. Die Detaildiskussion wesentlicher Ergebnisse fokussiert sich auf das Jahr 2040 als Referenzjahr vor dem Hintergrund des Strukturwandels in der IRMD sowie das Szenario 2 als Referenzszenario unter Berücksichtigung der aktuellen Klimaschutzziele. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse der Analyse für die Erzeugung, die unterschiedlichen Anwendungssektoren und die Infrastrukturen zusammengefasst. Landkreisscharfe Ergebnisse sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 aufgeführt.

### Erzeugungspotenziale Grüner Gase

Die Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff sind von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms abhängig. Deshalb wird in einem ersten Schritt das theoretische Potenzial für PV- und Windstrom abgeschätzt. Dieses wird nach den Berechnungen von heute etwa 7 TWh auf 31 bis 48 TWh bis 2040 ansteigen (je nach Szenario). Eine wichtige Voraussetzung für das Erreichen dieser Erzeugungsmengen ist die kontinuierliche Nachrüstung bestehender Anlagen (sog. Repowering). Hierdurch ließe sich die Steigerung des benötigten Flächenbedarfs für die Anlagen von heute rund 0,5 % auf in Zukunft nur etwa 2 % der Landesfläche der IRMD begrenzen. Die Erzeugungsmengen basieren auf den maximalen theoretischen Ausbaupotenzialen. In der Praxis werden die EE-Ausbaupotenziale zusätzlich von Faktoren wie z. B. der Umsetzung der politischen Ausbauziele, möglichen

---

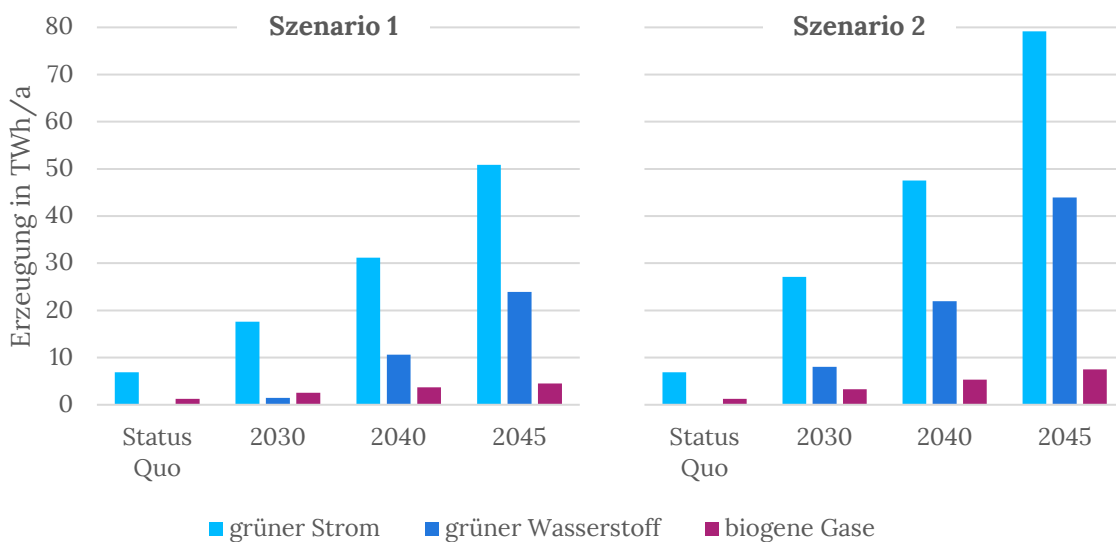
<sup>6</sup> Hintergrund sind auch die im Projektverlauf verschärften Klimaschutzambitionen der Bundesregierung.

<sup>7</sup> Bundesverfassungsgericht (BVerfG): Verfassungsbeschwerde gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, Pressemitteilung; 29. APR 2021;

<https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html> (Zugriff am: 5. JUN 2021)

Förderungen für Anlageninvestitionen oder der Akzeptanz von neuen Erzeugungsanlagen abhängen.

Für die H<sub>2</sub>-Erzeugung werden im Jahr 2040 in Szenario 1 (*Einhaltung der bisherigen Ziele*) ca. 47 % des erzeugten regionalen EE-Stroms (entspricht ca. 15 TWh/a) eingesetzt. Das ergibt eine erzeugte H<sub>2</sub>-Menge von 11 TWh/a. In Szenario 2 (*Klimaschutz First*) liegen diese Werte sogar bei 65 % (30 TWh/a) der EE-Stromerzeugung für rund 22 TWh/a Wasserstoff. Für das Jahr 2045 steigt der Anteil des verwendeten erneuerbaren Stroms weiter auf 65 - 77 % an, was die große Bedeutung des Ausbaus der erneuerbarer Stromproduktion für die heimische H<sub>2</sub>-Wirtschaft unterstreicht. Weitere H<sub>2</sub>-Mengen werden jeweils durch Importe abgedeckt werden müssen, insbesondere bei verzögertem EE-Ausbau. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt.



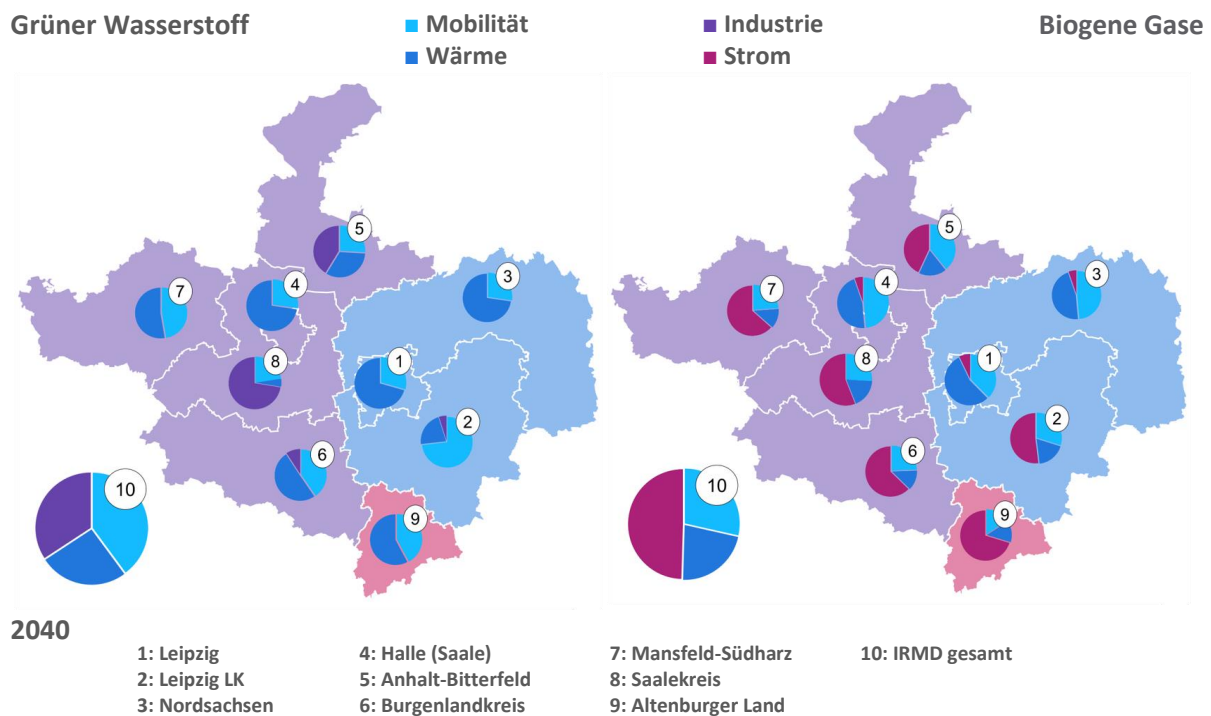
**Abbildung 5: Gesamterzeugung von Grünen Gasen und erneuerbarem Strom in der IRMD für Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts)**

Zur Ermittlung des Erzeugungspotenzials biogener Gase wird die potenziell produzierbare Gasmenge anhand einer Kombination aus der angenommenen Entwicklung des Anlagenparks (+150 %), Erhöhung der jeweiligen Anlagenleistung (+50 %) sowie der grundlegenden Rahmenbedingungen abgeschätzt. Unter diesen Annahmen können bis 2040 zwischen etwa 500 und 700 Nm<sup>3</sup>/a biogene Gase (3,7 bis 5,3 TWh/a) erzeugt werden, was in etwa einer Steigerung um den Faktor 3,0 bis 4,3 im Vergleich zum Status Quo entspricht.

### Übersicht der Einsatzpotenziale

Die Einsatzpotenziale von Wasserstoff und biogenen Gasen sowie ihre Verteilung auf die unterschiedlichen Sektoren variieren stark zwischen den Gebietskörperschaften. Abbildung 6 zeigt diese exemplarisch für das Jahr 2040 im ambitionierten Szenario 2 (siehe auch Tabelle 6).





**Abbildung 6: Bedarf an Wasserstoff (links, IRMD gesamt: 33 TWh) und biogenen Gasen (rechts, IRMD gesamt: 3 TWh), anteilig nach Sektoren im Jahr 2040 (Szenario 2). Hinweis: Farbliche Einfärbung der Landkreise anhand Bundeslandgrenzen.**

Die Untersuchungen zum Stromsektor fokussieren sich im Rahmen dieser Studie vor allem auf den Bereich biogener Gase, da hier bereits heute große Einsatzpotenziale liegen. Es wird zwar davon ausgegangen, dass auch Wasserstoff aufgrund seiner Transport- und Speichereigenschaften im zukünftigen Energiesystem ein bedeutender Energieträger sein wird. Sein tatsächlicher Einsatz im Stromsektor wird allerdings stark vom zukünftigen Strom- und Gasnetzausbau abhängen. In diesem Zusammenhang ist zu erwarten, dass Wasserstoff für die Rückverstromung in die Region importiert werden wird und die Bereitstellung daher nur unwesentlich zur regionalen Wertschöpfung beiträgt.

### Stoffliche Nutzung von Wasserstoff

Wasserstoff ist bereits heute ein bedeutender chemischer Einsatzstoff mit einem identifizierten Gesamtbedarf in der Region von etwa 14,3 TWh/a, wobei 9,4 TWh/a allein direkt auf die IRMD entfallen. Dieser Bedarf bleibt in Szenario 1 auch langfristig nahezu konstant, da der steigende H<sub>2</sub>-Bedarf einer wachsenden Methanol- und Ammoniakproduktion die sinkende Nachfrage der Rohölverarbeitung kompensiert (siehe Abbildung 7). In Szenario 2 steigt führt eine deutliche Ausweitung der H<sub>2</sub>-Nutzung in der chemischen Industrie zu einem langfristig auf etwa 17,5 TWh an. In beiden Szenarien kommt es zu einer schrittweisen Substitution des grauen Wasserstoffs durch grünen Wasserstoff, in Szenario 2 ist dies bis zum Jahr 2045 vollständig abgeschlossen.

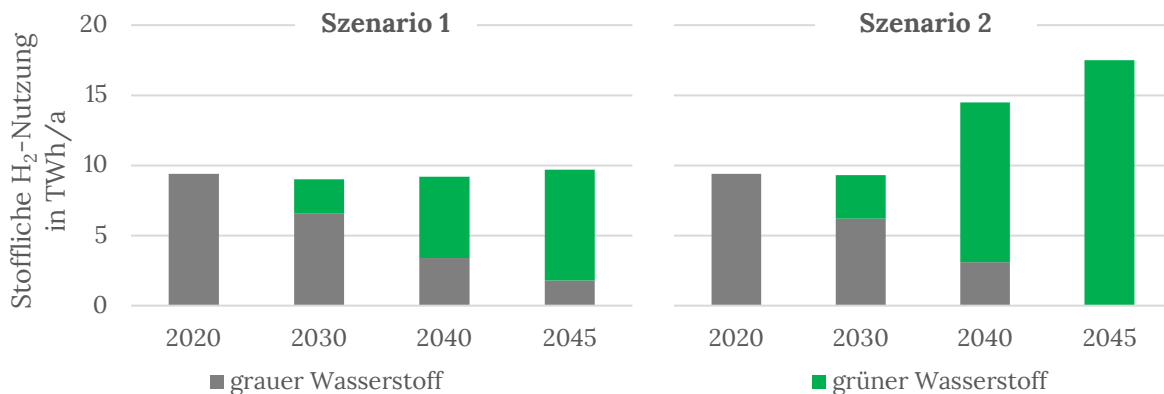


Abbildung 7: Einsatz von Wasserstoff (grau vs. grün) in der stofflichen Nutzung in Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts)

### Einsatzpotenziale in der Wärmeversorgung

Die zeitnahe Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und anderen fossil betriebenen Wärmeerzeugern, sowie der rücklaufende Einsatz von Erdgas werden zum Umbau des gesamten Wärmesektors in der IRMD führen. Die zukünftigen Säulen der Wärmeversorgung in den Städten und Kreisen der IRMD bleiben in beiden Szenarien die Zentralheizung, deren Anteil zunimmt, und die Fern- und Nahwärmeversorgung, deren Anteil ebenfalls deutlich ansteigt. Beide Erzeugungsformen decken in den Szenarien den Wärmedarf von ca. 15 TWh/a in der IRMD mit ca. 14 TWh/a fast vollständig ab (siehe Abbildung 8).

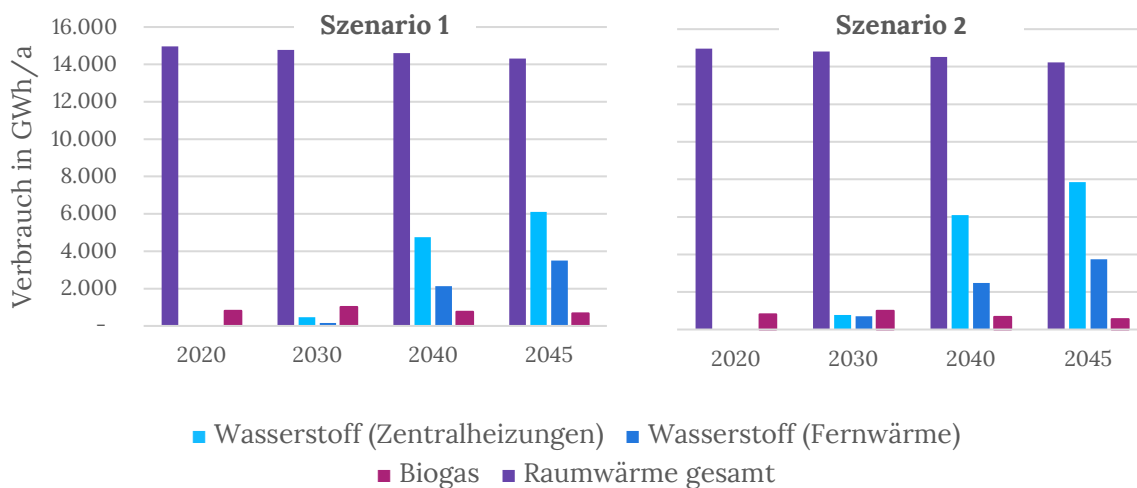


Abbildung 8: Einsatz Grüner Gase in der Wärmeversorgung in Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts)

Die Zentralheizungen werden größtenteils bis 2045 auf Brennstoffzellen (BZ) umgestellt. Die Fernwärmeversorgung wird mit BZ und H<sub>2</sub>-Turbinen sichergestellt werden. Da Biogas langfristig nicht mehr in die Erdgasinfrastrukturen eingespeist werden wird, weil diese für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden, bieten sich orts- und quartiersbezogene Insellösungen mit Wärme aus mittelgroßen Biogas- oder Biomethan-

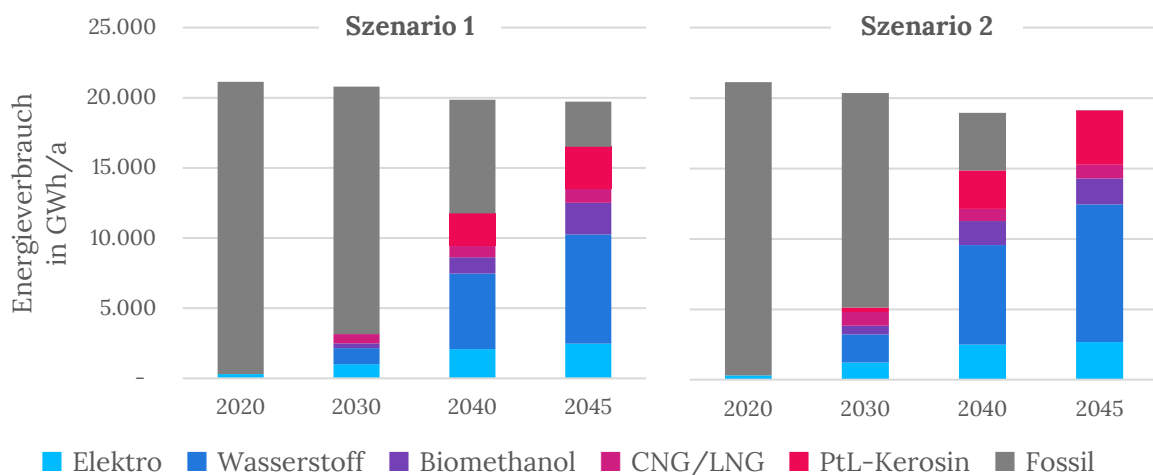
Einspeiseanlagen und lokal abgetrennten Netzen an. Es wird angenommen, dass der Einsatz elektrischer Wärmepumpen und moderner Speicherheizungen eine untergeordnete Rolle spielen wird, mit Einsatz vor allem in Neubaugebieten und bei Sonderfällen. Diese Annahme dient dazu, das theoretische Potenzial von Wasserstoff im Wärmemarkt zu beschreiben.

Die Menge des regionalen Einsatzes biogener Gase ist vorwiegend an deren Nachfrage gekoppelt. Konkret bedeutet dies, dass biogene Gase zunehmend für jene Sektoren reserviert bzw. von den Unternehmen dieser Sektoren aufgekauft werden, die dem größten Dekarbonisierungsdruck ausgesetzt sind und biogene Gase als mögliche Lösung (ggfs. auch politisch forciert) identifiziert haben. Strom- und Wärmesektor zeigen hier kurzfristig aufgrund des geringen Anpassungsbedarfs die besten Einsatzpotenziale.

Beide Ausbaupfade erfordern gewaltige Anstrengungen der Politik, Energieversorger und Wohnungseigentümer, die schnell an finanzielle und kapazitive Grenzen stoßen können. Deswegen ist ein kontinuierlicher Markthochlauf genauso notwendig wie eine zuverlässige ökonomische und soziale Absicherung des Prozesses mit einer akteursübergreifenden Strategie für den Wärmesektor.

### Einsatzpotenziale in der Mobilität

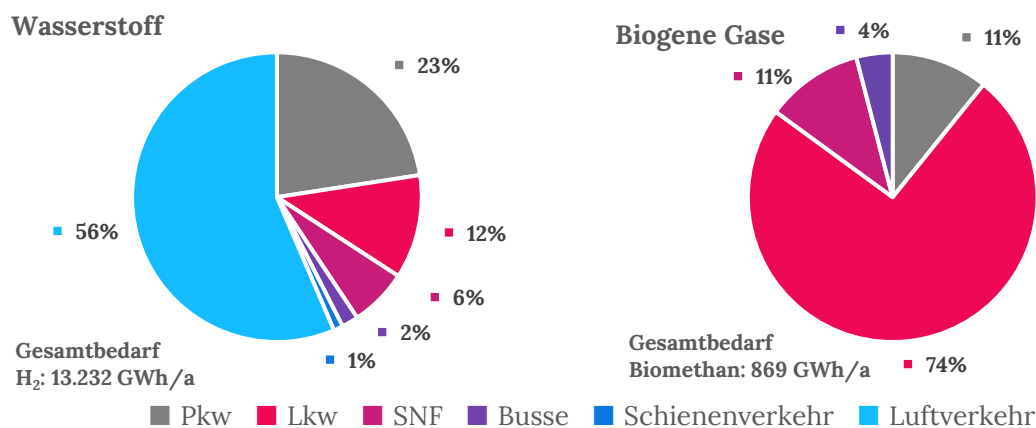
Auch im Verkehrssektor können Grüne Gase einen großen Beitrag zu THG-Emissionsminderung leisten. Im Rahmen der Potenzialanalyse wurden dabei detaillierte Betrachtungen für die unterschiedlichen Anwendungen vorgenommen. In der Studie wurde zwischen verschiedenen Kraftstoffen und Antriebsarten unterschieden: Fossile Brennstoffe (Verbrennungsmotoren), Wasserstoff (Elektrofahrzeuge mit BZ und H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotoren), reine Elektrofahrzeuge (batterieelektrisch), Biomethan (in Form von CNG/LNG) und andere flüssige Kraftstoffe (PtL-Kraftstoffe und Methanol).



**Abbildung 9: Energieverbrauch in der Mobilität nach Energieträgern für Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts)**

Abbildung 9 zeigt die Aufteilung des Energieverbrauchs in der IRMD für den Status Quo und die betrachteten Jahre 2030, 2040 und 2045. Ausgangswert ist der heutige Energiebedarf von über 20 TWh, der durch den Einsatz effektiverer Batterie- oder BZ-elektrischer Fahrzeuge sinken wird.

Für einen verstärkten Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität ist überdies der Aufbau eines kombinierten 350 und 700 bar Tankstellennetzes erforderlich. Im Rahmen der Studie wird entlang eines Rasters von ca. 40 km ein entsprechendes Netz für die IRMD vorgeschlagen, das den Ausbau von heute zwei auf 22 Tankstellen vorsieht. Überdies wurde der Bedarf Grüner Gase im Mobilitätssektor mit Blick auf die Anwendungen untersucht. Dabei wurde im Falle von Wasserstoff nicht nur die Menge berücksichtigt, die direkt an der Tankstelle abgegeben wird, sondern auch jene, die als Zwischenprodukt für die Herstellung strombasierter Kraftstoffe (PtL-Kraftstoffe) dient. So entfallen mehr als die Hälfte des 2040 in der Mobilität eingesetzten Wasserstoffes auf den Flugsektor (siehe Abbildung 10), getrieben auch durch den hohen H<sub>2</sub>-Bedarf für PtL-Kerosin (etwa 4 TWh/a Wasserstoff). Da der Einsatz flüssiger Kraftstoffe auch mittel- bis langfristig bei Flugzeugen eine große Bedeutung spielen wird, unterstreicht dies die Notwendigkeit zum Aufbau der entsprechenden H<sub>2</sub>-Produktionskapazitäten.



**Abbildung 10: Aufteilung des Wasserstoffbedarfs (links) und des Methanbedarfs (rechts) in der Mobilität im Jahr 2040 für Szenario 2**

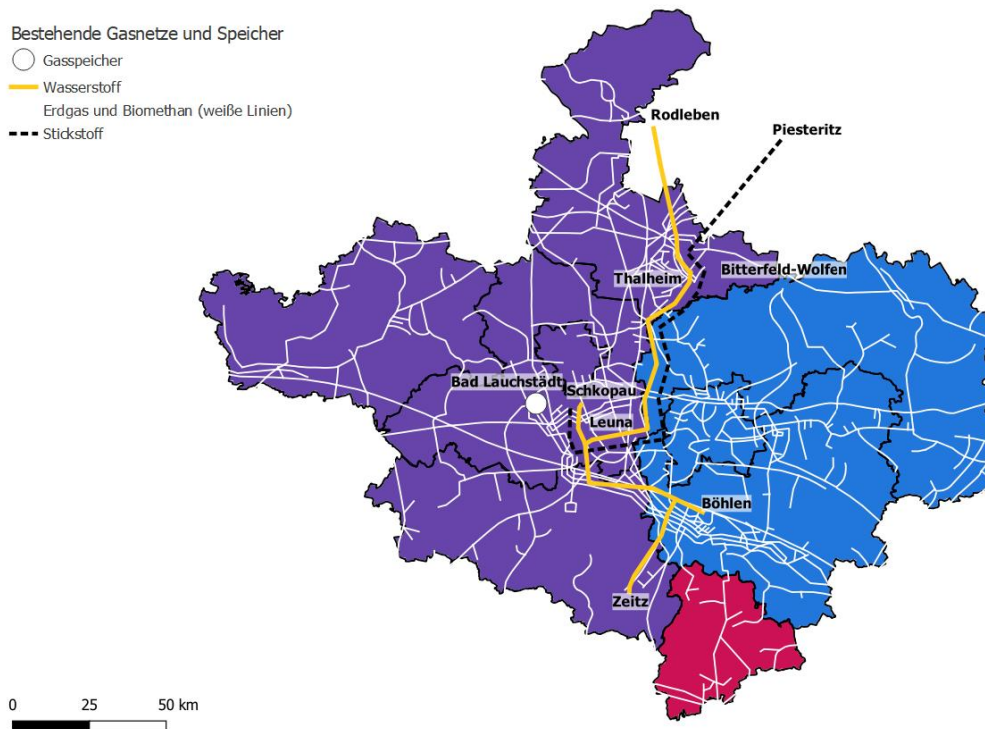
### Infrastrukturausbau für Grüne Gase

In der IRMD existiert bereits heute ein flächendeckendes Netz an Erdgasleitungen auf Transport- und Verteilnetzebene. Zusätzlich wird im Mitteldeutschen Chemiesiedeldreieck ein H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz unterhalten. Die im Projektvorhaben angekündigten Vorschläge zum Ausbau des Netzes sehen zum überwiegenden Teil die kostengünstigere Umwidmung bestehender Erdgasleitungen gegenüber dem Neubau reiner H<sub>2</sub>-Leitungen vor.<sup>8</sup>

In der IRMD betreibt die ONTRAS ein Ferngasnetz mit einer Länge von ca. 1.230 km. Die übrigen Gasnetzbetreiber wie Stadtwerke, interkommunale Unternehmen und sonstige

<sup>8</sup> Die Kosten für die Ertüchtigung von Erdgasnetzen liegen nach Richtpreisen für 2030 bei 240 €/m und für den Neubau von H<sub>2</sub>-Leitungen bei 2.340 €/m.

Versorger betreiben über alle Druckstufen ein Gasnetz mit einer Länge von 10.475 km (siehe Abbildung 11). Zusätzlich sind weitere Investitionen in den Ausbau des H<sub>2</sub>-Netzes angekündigt. Für den Aufbau eines H<sub>2</sub>-Netzes (einschließlich Umrüstung des Erdgasbestandsnetzes) belaufen sich die regionalen Ertüchtigungskosten auf etwa 2,7 Mrd. € davon knapp 600 Mio. € für den H<sub>2</sub>-Neubau.

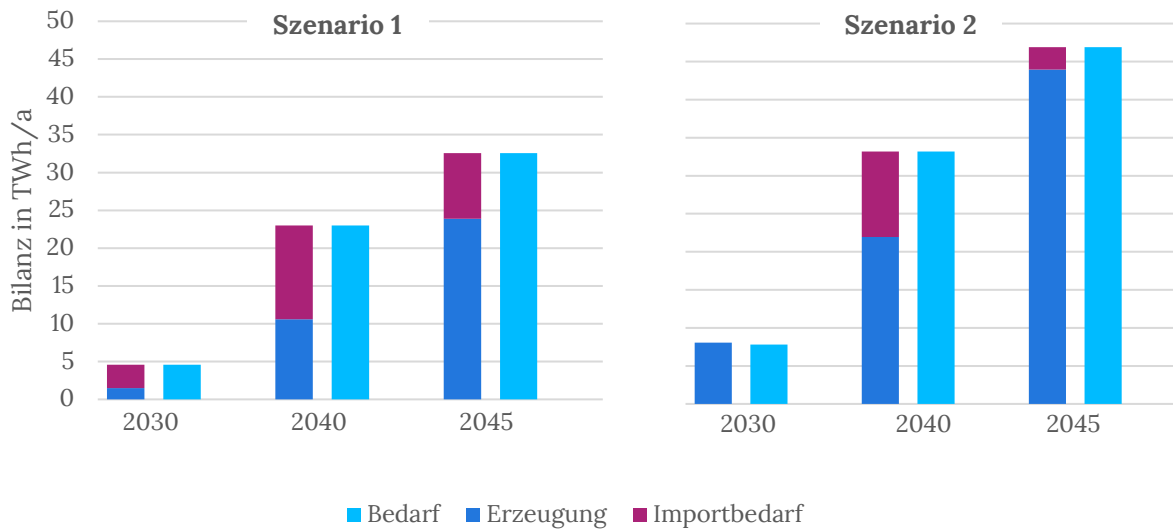


**Abbildung 11: Bestehende Gasinfrastruktur in der IRMD**

Wesentlicher Treiber für den Übergang von der Gaswirtschaft in die „Wasserstoffwirtschaft“ wäre ein gemeinsames Umlagesystem mit deutlichen Elementen einer Anreizfinanzierung.

### Bedarfsdeckung und Importbedarf

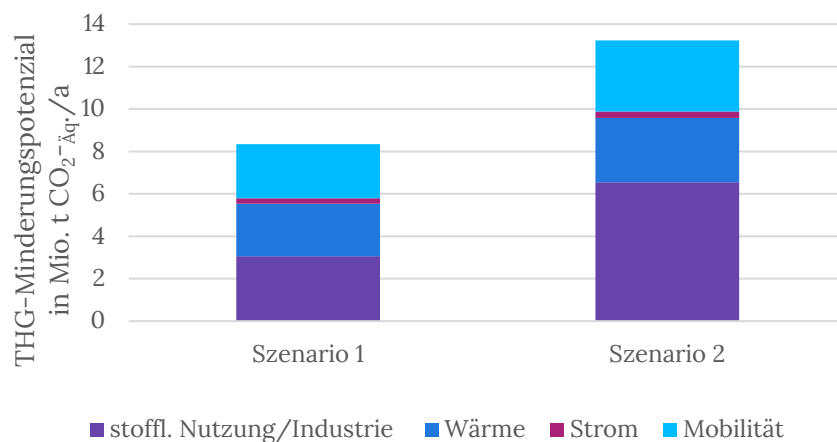
Wenn alle grundsätzlich zur Verfügung stehenden politischen, regulatorischen und ökonomischen Instrumente sinnvoll eingesetzt werden, können die im Klimaschutz-First-Szenario ermittelten Potenziale an erneuerbaren Strom, Wasserstoff und biogenen Gasen auch tatsächlich genutzt werden. Mit Blick auf den ermittelten H<sub>2</sub>-Bedarf kann zwar theoretisch ein Großteil durch regionale Produktion gedeckt werden, dennoch zeigen die Analysen für die unterschiedlichen Jahre einen Importbedarf, den es durch langfristige (Infrastruktur-) Maßnahmen zu decken gilt (siehe Abbildung 12). Im Jahr 2040 liegt dieser Bedarf bei etwa 11 bis 12 TWh/a. Durch einen zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung kann sich diese Lücke bis 2045 deutlich verringern. Andererseits kann sich dieser bei schleppendem EE-Ausbau auch deutlich vergrößern. Im Gegensatz dazu wird bei biogenen Gasen sogar ein leichter Produktionsüberschuss erwartet, der aber problemlos durch Einsatz als Erdgassubstitut genutzt werden kann.



**Abbildung 12: Importbedarf grüner Wasserstoff für Szenario 1 (links) und Szenario 2 (rechts)**

### Dekarbonisierungspotenziale

Abschließend wurden die Dekarbonisierungspotenziale ermittelt, die sich durch den in den Szenarien beschriebenen Einsatz Grüner Gase in der IRMD bis zum Jahr 2040 realisieren ließen. Dabei wurde für die Sektoren Industrie (stoffliche Nutzung), Strom und Wärme davon ausgegangen, dass die Grünen Gase ihr fossiles Pendant 1:1 ersetzen. Im Mobilitätssektor wurden weitere Effizienzverbesserungen berücksichtigt. Die Substitutionsmenge wurde dazu jeweils mit dem Faktor der eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen multipliziert. Die Dekarbonisierungspotenziale in den unterschiedlichen Sektoren für das Jahr 2040 sind in Abbildung 13 dargestellt. Sie zeigen, dass der Einsatz Grüner Gase im Jahr 2040 einen Beitrag von 8 bis 12,5 Mio. t<sub>CO2</sub>-Äq. zur Emissionsreduktion innerhalb der IRMD beitragen kann.



**Abbildung 13: Durch den Einsatz Grüner Gase eingesparte THG-Emissionen nach Anwendungssektoren im Jahr 2040**

## Kapitel 5: Regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale

Die aufgezeigten Potenziale Grüner Gase in den unterschiedlichen Sektoren werden auch einen signifikanten Beitrag zur regionalen Wertschöpfung leisten. Dies ist besonders vor dem Hintergrund des Strukturwandels und der damit einhergehenden Veränderung des Arbeitsmarktes in der IRMD interessant.

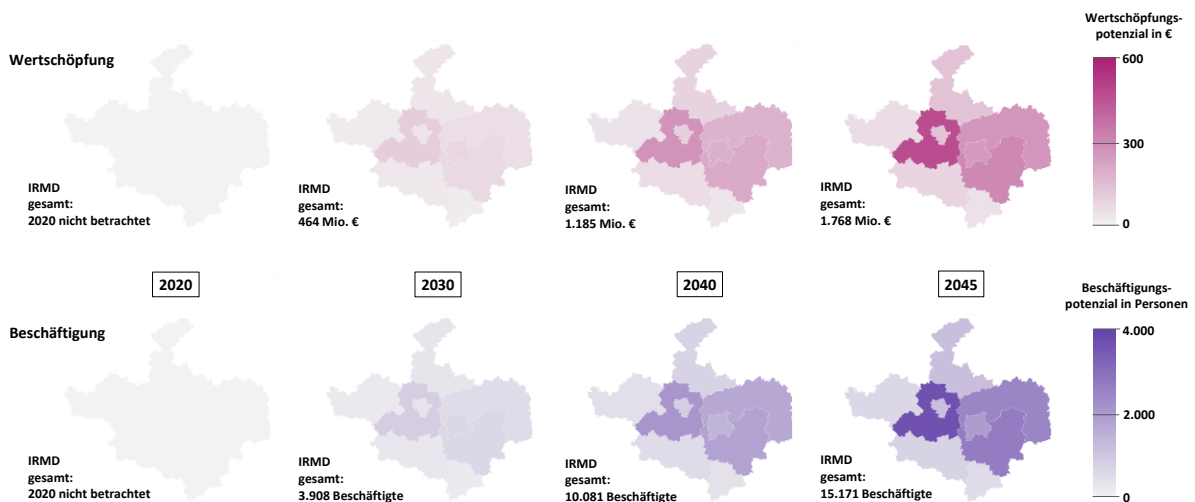
Um die vielfältigen Potenziale Grüner Gase in Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zu übersetzen, werden die etablierten und ausgereiften Methoden der Input-Output-Rechnung eingesetzt. Basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes werden diese volkswirtschaftlichen Effekte in vorgelagerten Wertschöpfungsketten quantifiziert. Um der Heterogenität der IRMD Rechnung zu tragen, wird dieses Modell regionalisiert. Ausgangspunkt der Berechnungen sind die Ergebnisse der vorangegangenen Lebenszyklus- und der Potenzialanalysen. Dabei wurden den Anwendungssektoren unterschiedliche Bereitstellungspfade zugeordnet und die Kosten auf die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sowie die jeweiligen Wirtschaftszweige aufgeteilt. Auch wurde der regionale Beitrag der einzelnen Gebietskörperschaften bei den jeweiligen Wertschöpfungsketten berücksichtigt.

Im Szenario 1 beläuft sich die potenzielle Wertschöpfung durch Grüne Gase in der IRMD auf etwa 250 Mio. € (2030), 830 Mio. € (2040) bzw. 1.250 Mio. € (2045). Die Potenziale für Szenario 2 sind mit Ergebnissen zwischen etwa 460 Mio. € (2030), 1.200 (2040) bzw. 1.800 Mio. € (2045) deutlich höher. Mit Blick auf die möglichen Beschäftigungspotenziale ergaben die Analysen für Szenario 1 ca. 2.000, 7.000 bzw. 10.700 Beschäftigte in den Jahren 2030, 2040 und 2045. In Szenario 2 liegen diese Werte bei 3.900, 10.100 und 15.200 sozialversicherungspflichtigen Angestellten. Hierbei handelt es sich um Bruttoeffekte. Ob es zu Arbeitsplatzverlusten in anderen Sektoren kommt, wird im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Jedoch sind etwa 3.900 heutige Arbeitsplätze im Braunkohlebergbau des Mitteldeutsche Reviers vom Strukturwandel direkt betroffen.

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse für das ambitionierte Szenario 2 aufgeteilt auf die verschiedenen Gebietskörperschaften (siehe auch Tabelle 7). Zur Einordnung der Ergebnisse werden diese Zahlen auch mit den Werten von 2019 für die IRMD verglichen. Die gesamte Bruttowertschöpfung innerhalb der IRMD betrug im Jahr 2019 rund 58 Mrd. €<sup>9</sup>. Verglichen dazu entspräche der Anteil der Bruttowertschöpfung Grüner Gase in Szenario 2 mit 1,2 Mrd. Euro im Jahr 2040 rund 2,0 %. Außerdem waren im Jahr 2019 in der IRMD ca. 987.000 Personen sozialversicherungspflichtig beschäftigt. Im Falle des Szenarios 2 würden im Jahr 2040 ca. 10.100 Arbeitsplätze im Bereich der Grünen Gase existieren. Dies entspräche einem Anteil von 1,0 % an der heutigen Beschäftigung.

---

<sup>9</sup> Prognos: Neue Wege für Innovation und Wertschöpfung: Strukturwandel in der Innovationsregion Mitteldeutschland, im Auftrag der Metropolregion Mitteldeutschland. Berlin, JUN 2021.



**Abbildung 14: Wertschöpfungs- (oben) und Beschäftigungseffekte (unten) für die Landkreise der IRMD**

In absoluten Zahlen zeigen der Saalekreis (274 Mio. €), der Landkreis Leipzig (208 Mio. €) und die Stadt Leipzig (189 Mio. €) die größten Wertschöpfungspotenziale im Jahr 2040. In Bezug auf Beschäftigungspotenziale können der Saalekreis (2.130 Personen), der Landkreis Leipzig (1.850 Personen) und Nordsachsen (1.710 Personen) die größten Effekte verzeichnen. Dies gilt vor allem auch mit Blick auf den Anteil der durch Grüne Gase entstehenden Jobs verglichen mit der Gesamtbeschäftigung im Jahr 2019.

Diese Ergebnisse wurden mittels vier Sensitivitätsanalysen auf ihre Robustheit überprüft. Je größer der regionale Anteil in der Erzeugung von Anlagen ist, desto größer sind die Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale. Gleichzeitig kann es jedoch zu erhöhter Konkurrenz um einzelne Wertschöpfungsschritte innerhalb der IRMD kommen. Insgesamt entfallen die größten Potenziale hauptsächlich auf den Bereich des Wasserstoffs (ca. 88 % im Jahr 2040, Szenario 2) und weniger auf biogene Gase. Dies unterstreicht die große Bedeutung dieses Energieträgers für die IRMD. Außerdem steigen die regionale Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte umso deutlicher, je besser durch einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien ein höherer Deckungsgrad der regionalen H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Region durch eigene H<sub>2</sub>-Erzeugung (d.h. ohne H<sub>2</sub>-Importe in die Region) gewährleistet werden kann.

Generell lässt sich festhalten: Je höher die regionalen Investitionen im Bereich Grüner Gase sind, desto höher sind auch die daraus folgenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der IRMD. Dies wurde durch die Sensitivitätsanalyse bestätigt. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass in Zukunft ein nicht unerheblicher Teil des H<sub>2</sub>-Bedarfs durch Importe gedeckt werden wird. Die ermittelten Wertschöpfungspotenziale der unterschiedlichen Gebietskörperschaften sind stark durch die getroffenen Annahmen getrieben. Besonders die Deckung der H<sub>2</sub>-Bedarfe der chemischen Industrie sowie der PtL-Produktion sind zukünftig wesentliche Treiber für die Verteilung der wirtschaftlichen Effekte zwischen den Landkreisen. Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen auch außerhalb der bisherigen Industriezentren stellen daher wichtige



Stellschrauben für die zu hebenden wirtschaftlichen Potenziale dar. Für die IRMD als Ganzes führen heimische Erzeugungskapazitäten außerdem zu einer reduzierten Abhängigkeit von anderen Regionen bzw. Importländern. Die Coronapandemie hat gezeigt, dass resiliente und souveräne Wertschöpfungsketten von großem Vorteil sein können. Überdies wird durch die Förderung von technologischer Kompetenz im Bereich Grüner Gase wissenschaftliches und unternehmerisches Know-How aufgebaut. Die frühzeitige Positionierung als Wasserstoffregion mit der Förderung regionaler Industrieansiedlung bietet also zusätzliche Wertschöpfungspotenziale durch Technologieexporte in andere Regionen.

## Kapitel 6: Empfehlung zum Aufbau eines Kompetenzzentrums

Die IRMD verfügt heute schon über vielfältige Netzwerke und Koordinationsstrukturen für Grüne Gase. Diese Ausgangssituation wurde analysiert, um anschließend einen begründeten Vorschlag zur inhaltlichen und organisatorischen Ausgestaltung eines eigenen Kompetenzzentrums für Grüne Gase für die IRMD zu entwickeln.

Um den Diskussionsgegenstand zu konkretisieren wurde zu Beginn eine allgemeine Definition für das potenzielle Kompetenzzentrum aufgestellt. Darauf basierend konnten 19 aktive oder angekündigte Einrichtungen mit Bezug zur IRMD und den Grünen Gasen identifiziert und anhand von Strukturmerkmalen analysiert werden. Zu den genannten Einrichtungen zählen Fachnetzwerke und Branchenverbände, Energieagenturen und Landesstellen sowie Verbundvorhaben und Forschungsträger. Davon unabhängig konnten auf Grundlage der Metastudie und Lebenszyklusanalyse sowie der Bestands- und Potenzialanalyse der IRMD fachliche und methodische Schwerpunkte für ein zukünftiges Kompetenzzentrum definiert werden. Diese Inhalte wurden anschließend mit den Aktivitäten der 19 identifizierten Einrichtungen verglichen und umfassend diskutiert und ausgewertet. Tabelle 3 fasst alle definierten Handlungsfelder für das Kompetenzzentrum zusammen.

**Tabelle 3: Definierte Handlungsfelder für das Kompetenzzentrum**

#	Handlungsfeld
1	Kommunikation innerhalb der IRMD verbessern
2	Gemeinsames Leitbild für Grüne Gase entwickeln
3	Gemeinsames Standortmarketing und Ansprechpartner für Investoren
4	Gemeinsamen Marktplatz etablieren
5/6	Grüne Gase in den Anwendungsbereichen Mobilität und Wärme voranbringen
7	Maßnahmen für blauen Wasserstoff unterstützen

Es konnte herausgearbeitet werden, dass grüner Wasserstoff als breites Handlungsfeld bereits heute sehr stark von Kompetenzzentren bedient wird. Aufgrund der komplexen Wertschöpfungskette sind zahlreiche Unterstützungsmaßnahmen geschaffen worden. Es besteht allerdings ein erkennbares Defizit in der Abstimmung und Kommunikation zwischen den Einrichtungen untereinander. Blauer Wasserstoff ist durch seine

größentechnische Bedeutung nahezu ausschließlich auf die industrielle Anwendung in der IRMD konzentriert. Ein Kompetenzzentrum könnte für die Region insbesondere die umfassenden, notwendigen Infrastrukturentwicklungen moderieren und koordinieren. Biogene Gase nehmen in der IRMD heute und zukünftig eine Nischenrolle ein. Aufgrund ihrer dezentralen Verteilung eignen sie sich zur Nutzung Grüner Gase in der Fläche bspw. im Wärmemarkt und als regenerative CO<sub>2</sub>-Quelle für nachgelagerte Prozesse. Zur Unterstützung der Energieträger sollte das Kompetenzzentrum außerdem Infrastrukturmaßnahmen vorantreiben. Zusätzlich wurden themenfeldübergreifende Handlungsfelder definiert. Das Kompetenzzentrum könnte gemeinsam mit den Gebietskörperschaften, Bundesländern, Unternehmen und FuE-Einrichtungen der IRMD ein Leitbild für Grüne Gase entwickeln. Für den Markthochlauf könnte das Kompetenzzentrum eine gemeinsame Plattform zur Sammlung von Marktpreisen und Bezugsmöglichkeiten für Grüne Gase bilden.

Aufgrund der sehr guten Ausgangssituation empfiehlt die Studie nicht die Gründung eines neuen Kompetenzzentrums im Sinne eines abschließenden eigenen Konkurrenzangebotes für die IRMD. Stattdessen wird die Einrichtung eines strukturellen Überbaus skizziert. Abbildung 15 fasst die empfohlenen Strukturmaßnahmen zusammen.



**Abbildung 15: Vorschlag der Struktur für ein mögliches Kompetenzzentrum**

Als erstes Element wird die Etablierung eines Politischen Gremiums empfohlen. Dieses besteht aus Vertretern der drei Bundesländer und neun Gebietskörperschaften der IRMD und schafft eine institutionalisierte politische Verständigungsebene speziell für Grüne Gase. Das zweite Element umfasst die Etablierung abgestimmter Prozesse und Verfahren für die Kommunikation und Vernetzung der zahlreichen bestehenden Netzwerke. Zweck der Maßnahme ist es, die Kooperation der Einrichtungen anzuregen, ohne gleichzeitig deren Autonomie einzuschränken. Zur Koordinierung der Maßnahmen wird drittens die Einrichtung einer Geschäftsstelle empfohlen. Diese kann in unterschiedlicher Verfahrensweise gebildet werden und setzt sich bspw. direkt aus entsendeten Mitarbeitenden der bestehenden Einrichtungen zusammen. Das vierte Element umfasst die mögliche

Einrichtung weiterer Kontrollgremien, etwa einem Strategiebeirat für Industrie und Wissenschaft.

Kurzfristig empfiehlt die Studie die möglichst rasche Einrichtung des Politischen Gremiums. Mit Veröffentlichung der jeweils eigenen Landeswasserstoffstrategien ist jetzt die Herausforderung eine verbesserte länderübergreifende Zusammenarbeit für Grüne Gase zu ermöglichen. Insbesondere die aktuell laufenden Ausschreibungen zu den „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) bieten die Möglichkeit, in eine vertiefte politische Abstimmung zu kommen und politisch unterstützte Cluster zu bilden.

## Kapitel 7: Handlungsempfehlungen für die regionalen Akteure

Die vorliegende Studie untersucht detailliert für Grüne Gase die unterschiedlichen Bereitstellungspfade und möglichen Einsatzgebiete. Dabei ist gerade grüner Wasserstoff mit Blick auf die deutlich verbesserte THG-Bilanz und den breiten sektorenübergreifenden Einsatzmöglichkeiten der Schlüsselergeträger der Zukunft.

Die IRMD verfügt durch die bereits bestehenden umfangreichen Infrastrukturen und die vielfältigen fachlichen Kompetenzen über eine sehr gute Ausgangsposition für die weitere Entwicklung. In der Bestandsanalyse werden diese bisherigen Aktivitäten im Bereich Wasserstoff und biogener Gase aufgeführt. Die gegenwärtige Situation in den weiteren Sektoren Mobilität, Wärme und Strom dient außerdem als Ausgangspunkt für die Abschätzung zukünftiger Bedarfspotenziale, welche die sektorenübergreifende Nutzung Grüner Gase beschreibt. Die Studie zeigt das große wirtschaftliche Potenzial Grüner Gase für das Erreichen der Klimaschutzziele. Hierfür ist jedoch eine ambitionierte und politisch unterstützte Transformation des Energiesystems erforderlich. Zusätzlich werden die aus solch einer Umstellung resultierenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die Region diskutiert. Für die Umsetzung dieses herausfordernden Transformationsprozesses sind Anpassungen der regulatorischen, genehmigungsrechtlichen und förderrechtlichen Rahmenbedingungen unerlässlich, welche jedoch nur beschränkt durch die regionalen Akteure zu beeinflussen sind.

Dennoch lassen sich aus der Gesamtbetrachtung sechs generelle Handlungsfelder ableiten, in denen regionale Akteure direkt bzw. indirekt die Transformation zu einer verstärkten Nutzung Grüner Gase vorantreiben können (Abbildung 16).



**Abbildung 16: Identifizierte Handlungsfelder im Bereich Grüner Gase**

Konkret sollten die künftigen Aktivitäten der Gebietskörperschaften und weiteren Akteure sich insbesondere an dem folgenden Katalog an Handlungsempfehlungen orientieren:

**Handlungsfeld A: Substanzieller Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung**

**Empfehlung 1:** Ausreichende Ausbaugelände und verringerte Flächenrestriktionen für EE-Anlagen in der Raumplanung vorsehen

**Empfehlung 2:** Umnutzung der durch den Strukturwandel freigegebenen Flächen aus Bergbau und Energiewirtschaft

**Empfehlung 3:** Regionale Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen und Anlagen zur Produktion Grüner Gase beschleunigen

**Empfehlung 4:** Begleitung, Koordination und Unterstützung von Aktivitäten und Initiativen zur Beteiligung der Standortgemeinden neuer EE-Strom-Anlagen

**Handlungsfeld B: Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Grüne Gase / Wasserstoff**

**Empfehlung 5:** Gezielte Unterstützung und Förderung regionaler Projekte (Schwerpunkt: KMU)

**Handlungsfeld C: Aufbau bzw. Ertüchtigung der erforderlichen Gasinfrastruktur**

**Empfehlung 6:** (Über-)regional abgestimmte Infrastrukturentwicklung

**Handlungsfeld D: Einführung neuer Technologien in den Anwendungssektoren**

**Empfehlung 7:** Initiierung, Begleitung und Förderung modellhafter Anwendungen mit markanter öffentlicher Wirkung in den unterschiedlichen Sektoren

**Empfehlung 8:** Zielgerichtete kommunale Wärmepläne mit Vorranggebieten für Fern- und Nahwärme

**Empfehlung 9:** Schaffung von Anwendermärkten durch öffentliche Beschaffung, insbesondere im Mobilitätssektor

**Handlungsfeld E: Gezielte Öffentlichkeitsarbeit und Weiterbildungsmaßnahmen**

**Empfehlung 10:** Qualifizierung und Schulungen für verantwortliche Akteure

**Empfehlung 11:** Fachkräfteaus- und -weiterbildung, Umschulungen

**Empfehlung 12:** Medienarbeit zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz Grüner Gase

**Handlungsfeld F: Vernetzung der Akteure, inkl. Aufbau eines Kompetenzzentrums**

**Empfehlung 13:** Einrichtung eines regionalen Kompetenzzentrums

**Empfehlung 14:** Stärkere Vernetzung durch Austausch- und Koordinationsplattform

**Empfehlung 15:** Bundesländerübergreifende Strategieentwicklung und gemeinsame Interessensvertretung der Region

Die Hebung der regionalen Potenziale hängt im hohen Maße von der Umsetzung einiger dieser Empfehlungen ab. Da die IRMD aus neun verschiedenen Gebietskörperschaften besteht, sind unterschiedliche Strategien und Ansatzpunkte für den Ausbau zukünftiger „Grüner Gase“-Aktivitäten zu berücksichtigen. Den Ausgangspunkt für die Weiterentwicklung dieses Wirtschaftszweiges stellen die bereits bestehenden unternehmerischen Tätigkeiten im Wasserstoffsegment dar, insbesondere im Zusammenhang mit der bestehenden leitungsgebundenen Infrastruktur. Ein essenzieller Baustein hierbei ist das Zusammenbringen der Produzenten mit den potenziellen Verbrauchern. Deswegen ist es unerlässlich diese Infrastruktur länderübergreifend koordiniert auszubauen. Ein erster Ansatz wird in der Machbarkeitsstudie „Wasserstoffnetz Mitteldeutschland“ untersucht.<sup>10</sup> Voraussetzung für grünen Wasserstoff ist überdies die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, bei deren Ausbau hauptsächlich Gebietskörperschaften in ländlichen Gebieten aufgrund ihrer Flächenpotenziale eine wesentliche Rolle spielen werden. Dies – und ein konsistenter und verlässlicher Pfad zur Erreichung der Klimaziele unter Berücksichtigung der wichtigen Rolle Grüner Gase – sind die Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation des Mitteldeutschen Reviers zu einer „Innovationsregion Mitteldeutschland“

---

<sup>10</sup> Die Veröffentlichung der Studie ist für das Frühjahr 2022 geplant.

## Detailergebnisse für die Gebietskörperschaften der IRMD

**Tabelle 4: Bestandsanalyse: Status Quo der Stromerzeugung aus WEA und PV sowie biogener Gase in der IRMD**

Landkreis / Stadt	EE-Erzeugung Wind		EE-Erzeugung PV		Biogene Gase	
	Inst. Leistung (in MW)	Strommenge (in GWh/a)	Inst. Leistung (in MW)	Strommenge (in GWh/a)	Inst. Leistung (in MW <sub>el</sub> )	Produzierte Gasmenge (in Mio. Nm <sup>3</sup> /a)
Leipzig, Stadt	12	13	36	39	3,5	3,0
Leipzig, LK	103	198	439	273	26,5	25
Nordsachsen	119	213	257	288	23,3	22
Halle, Stadt	0	0	24	29	2	1,9
Anhalt-Bitterfeld, LK	412	745	380	436	14,7	14
Burgenlandkreis	429	758	197	203	26,3	25
Mansfeld-Südharz, LK	322	569	322	346	27	26
Saalekreis, LK	496	981	294	320	34,7	33
Altenburger Land, LK	98	192	125	138	15	14
<b>IRMD</b>	<b>1.991</b>	<b>3.669</b>	<b>2.074</b>	<b>2.072</b>	<b>172,5</b>	<b>163,9</b>

**Tabelle 5: Potenzialanalyse: Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien und Grüne Gase (Szenario 2, Jahr 2040)\***

Landkreis / Stadt	EE-Erzeugung Wind		EE-Erzeugung PV		Grüner Wasserstoff		Biogene Gase	
	Inst. Leistung (in MW)	Strommenge (in GWh/a)	Inst. Leistung (in MW)	Strommenge (in GWh/a)	Grüne H <sub>2</sub> -Erzeugung (in GWh/a)	Elektrolyse- leistung (in MW)	Inst. Leistung (in MW <sub>el</sub> )	Produzierte Gasmenge (in Mio. Nm <sup>3</sup> /a)
Leipzig, Stadt	68	128	398	579	199	52	12	13
Leipzig, LK	676	2.211	1.690	1.394	1.801	470	105	118
Nordsachsen	899	2.751	1.527	2.269	1.916	500	116	131
Halle, Stadt	0	0	350	566	111	29	3,0	3,3
Anhalt-Bitterfeld, LK	2.029	6.253	1.047	1.592	4.516	1.179	38	43
Burgenlandkreis	2.021	6.082	1.080	1.478	3.675	960	102	114
Mansfeld-Südharz, LK	1.764	5.315	878	1.252	3.499	914	78	88
Saalekreis, LK	2.021	6.808	1.227	1.770	4.975	1.299	96	108
Altenburger Land, LK	522	1.738	552	808	1.262	330	81	92
<b>IRMD</b>	<b>10.000</b>	<b>31.286</b>	<b>8.750</b>	<b>11.708</b>	<b>21.954</b>	<b>5.732</b>	<b>630,0</b>	<b>710,3</b>

\* Die tatsächlichen Ausbaupotenziale sind stark von politischen Rahmenbedingungen getrieben.

**Tabelle 6: Potenzialanalyse: Bedarfspotenziale nach Sektoren (Szenario 2, Jahr 2040)**

Landkreis / Stadt	Grüner Wasserstoff				Biogene Gase			
	Mobilität* (in GWh/a)	Wärme (in GWh/a)	Industrie (in GWh/a)	Gesamt (in GWh/a)	Mobilität (in GWh/a)	Wärme (in GWh/a)	Strom (in GWh/a)	Gesamt (in GWh/a)
Leipzig, Stadt	1.063	2.552	0	3.616	145	213	28	385
Leipzig, LK	3.398	1.015	227	4.641	144	88	251	483
Nordsachsen	3.214	710	0	3.924	118	71	278	467
Halle, Stadt	454	1.210	0	1.664	64	60	7	131
Anhalt-Bitterfeld, LK	549	692	872	2.113	83	38	91	212
Burgenlandkreis	620	773	142	1.535	94	50	242	386
Mansfeld-Südharz, LK	490	546	0	1.035	70	37	187	295
Saalekreis, LK	3.154	694	10.117	13.963	106	74	230	409
Altenburger Land, LK	290	398	0	688	44	39	196	278
<b>IRMD</b>	<b>13.232</b>	<b>8.590</b>	<b>11.358</b>	<b>33.180</b>	<b>869</b>	<b>668</b>	<b>1.510</b>	<b>3.047</b>

\* Einschließlich des H<sub>2</sub>-Bedarfs für PtL-Produktion von insgesamt 6.178 GWh/a.

**Tabelle 7: Wertschöpfungsanalyse: Potenziale für Bruttowertschöpfung und Beschäftigung in der IRMD (Szenario 2, Jahr 2040)**

Landkreis / Stadt	Bruttowertschöpfung			Beschäftigung		
	Bruttowertschöpfung 2019 (in Mio. €)*	Wertschöpfungs- potenzial durch Grüne Gase 2040 (in Mio. €)	Anteil im Vergleich zu 2019 (in %)	Beschäftigte 2019 (in Personen)*	Beschäftigungspotenzial durch Grüne Gase 2040 (in Personen)	Anteil im Vergleich zu 2019 (in %)
Leipzig, Stadt	20.539	189,4	0,92	347.600	1.449	0,42
Leipzig, LK	6.583	208,4	3,16	103.800	1.848	1,78
Nordsachsen	5.037	180,7	3,56	93.100	1.707	1,83
Halle, Stadt	6.883	98,7	1,43	129.000	848	0,66
Anhalt-Bitterfeld, LK	4.358	88,1	2,02	69.100	742	1,07
Burgenlandkreis	4.236	62,0	1,46	73.700	527	0,72
Mansfeld-Südharz, LK	2.644	46,0	1,74	52.100	445	0,85
Saalekreis, LK	5.729	273,9	4,78	83.400	2.127	2,55
Altenburger Land, LK	1.090	37,7	3,46	35.005	387	1,09
<b>IRMD</b>	<b>57.925</b>	<b>1.182,9</b>	<b>2,04</b>	<b>987.300</b>	<b>10.080</b>	<b>1,02</b>

\* Quelle: Prognos: Neue Wege für Innovation und Wertschöpfung; Strukturwandel in der Innovationsregion Mitteldeutschland, im Auftrag der Metropolregion Mitteldeutschland. Berlin, JUN 2021.

---

## 1. Hintergrund und Zielsetzung

---

Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaschutzziele und der Entscheidung sowohl aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen als auch die Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 vollständig zu beenden, ist ein grundlegender Umbau des bestehenden Energiesystems erforderlich. Für die deutschen Kohleregionen stellt diese Systemtransformation einen immensen Strukturbruch dar. Die Herausforderung, industrielle Wertschöpfung zu erhalten und gleichzeitig sektorenübergreifend deutliche Treibhausgasreduzierungen zu erreichen, muss daher frühzeitig und konsequent angegangen werden.

### Grüne Gase

Während eine Umstellung der Stromproduktion auf erneuerbare Energien große Potenziale zur Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung bietet, können einige wichtige Funktionen gasförmiger Energieträger nicht vollständig durch rein elektrische Systeme ersetzt werden. Dazu gehören insbesondere die langfristige Speicherung und der Transport großer Energiemengen über weite Distanzen. Zudem erfordern zahlreiche Industrieprozesse auch zukünftig den Einsatz von Gasen für die nichtenergetische Nutzung. Insofern ist die Einführung emissionsarmer und -freier Gase eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Methan können dabei nicht nur Erdgas in bestehenden Anwendungen ersetzen, sondern auch andere fossile Energieträger wie fossile Kraftstoffe substituieren und Industrieprozesse transformieren.

Im Rahmen dieser Studie liegt daher der Fokus auf sogenannten „Grünen Gasen“. Diese umfassen jene Gase, die durch deutlich verringerte THG-Emissionen sowohl in der Herstellung als auch in der Anwendung einen Beitrag zur Erreichung des Ziels der THG-Neutralität liefern. Zuvorderst sind das die folgenden Gase:

- ▶ **Grüner Wasserstoff**, der mittels Wasserelektrolyse unter Verwendung von erneuerbarem Strom hergestellt (Power-to-H<sub>2</sub>, PtH<sub>2</sub>) wird. Außerdem wird die Reformierung von Biomethan im Rahmen dieser Studie ebenfalls unter diesem Begriff gefasst.
- ▶ **Blauer Wasserstoff**<sup>11</sup>, der unter Verwendung von fossilem Erdgas mittels Dampfreformierung erzeugt wird, wenn die mit der Produktion verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden und langfristig endgelagert werden (Carbon Capture and Storage, CCS).

---

<sup>11</sup> Türkischer Wasserstoff, der durch Methanpyrolyse unter Abtrennung und Endlagerung des festen Kohlenstoffs bzw. Fixierung dessen in anderen Produkten erzeugt wird, wird im Rahmen dieser Studie aufgrund des aktuell unzureichenden Technischen Reifegrades nicht berücksichtigt.



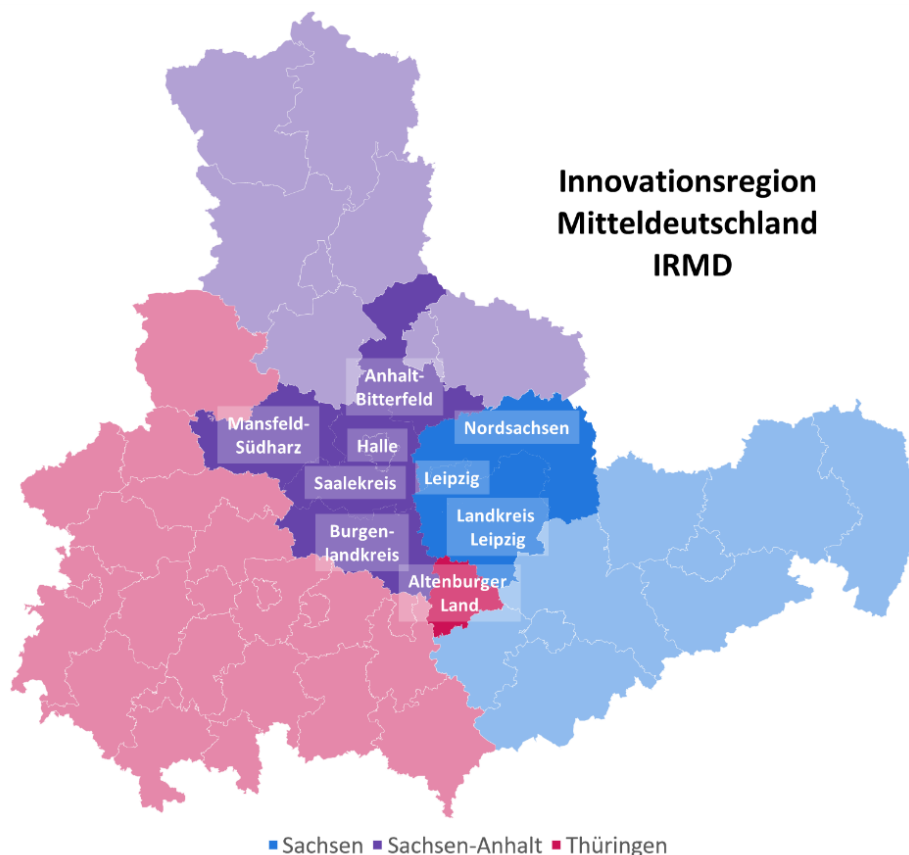
- ▶ **Biogene Gase**, wie Biogas bzw. Biomethan aus Abfallstoffen und Anbaubiomasse. Damit zusammenhängend werden auch weitere biogene Gase, wie Rohbiogas, Deponiegas sowie Klär- und Grubengas, berücksichtigt.
- ▶ **Synthetisches Methan**, das durch Methanisierung von grünem Wasserstoff ( $\text{PtCH}_4$ ) unter Verwendung einer biogenen  $\text{CO}_2$ -Quelle oder durch  $\text{CO}_2$ -Abscheidung aus der Luft produziert wurde.
- ▶ Für einen umfassenden Vergleich werden außerdem in den folgenden Analysen auch flüssige Kraftstoffe wie etwa PtL-Kerosin, -Diesel, oder -Methanol sowie die fossilen Referenztechnologien einbezogen.

Gerade im Bereich Wasserstoff müssen die bisher rein auf fossilen Energien basierenden Produktionsprozesse umgestellt werden. Grüne Gase sind als wichtiger Teil des zukünftigen Energiesystems grundsätzlich auch ein bedeutsamer Wirtschaftstreiber. Neue Anwendungen können damit gerade in den deutschen Braunkohleregionen zum erfolgreichen Strukturwandel beitragen.

### Innovationsregion Mitteldeutschland

Vor dem Hintergrund des Braunkohleausstiegs haben sich betroffene Landkreise und kreisfreie Städte aus den Bundesländern Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen in dem Strukturwandelprojekt „Innovationsregion Mitteldeutschland“ (IRMD) zusammengeschlossen. Die IRMD umfasst die Landkreise Altenburger Land, Anhalt-Bitterfeld, Burgenlandkreis, Leipzig, Mansfeld-Südharz, Nordsachsen und Saalekreis sowie die Städte Halle (Saale) und Leipzig (siehe Abbildung 1-1). Gemeinsam mit der Metropolregion Mitteldeutschland (EMMD) entwickeln die neun Gebietskörperschaften Konzepte, Ideen und Projekte für die zukünftige Entwicklung der Region. Die bundesländerübergreifende Zusammenarbeit birgt Chancen, die Entwicklung des Mitteldeutschen Chemiesdreiecks sowie des Mitteldeutschen Reviers auf die Erfordernisse der politischen Klimaziele vorzubereiten und damit die Grundlage für eine lebenswerte und prosperierende Zukunft für die heute über 2 Mio. Einwohner der IRMD zu schaffen.

Die IRMD hat zwei politische, wirtschaftliche und soziale Herausforderungen des 21. Jahrhunderts zu meistern: die Energiewende und den auch damit verbundenen Strukturwandel. Neben den nicht zu übersehenden Risiken bieten diese Transformationsprozesse auch Chancen, wie etwa die flächendeckende Nutzung umweltfreundlicher Technologien, die Ansiedlung innovativer Unternehmen und die Entstehung neuer Industriezweige und Wertschöpfungsketten. Strategisch stellt sich dabei vornehmlich die Frage, inwieweit die Ziele und Instrumente beider Prozesse effizient und koordiniert umgesetzt werden können, damit die vorhandenen Synergien auch wirklich gehoben werden. Sowohl für Erzeugung wie auch Nutzung Grüner Gase verfügt die Region Mitteldeutschland über eine gute Ausgangsposition. Diese sollten proaktiv genutzt werden.



**Abbildung 1-1: Gebietskörperschaften der IRMD**

### Zielsetzung

Ausgehend von den existierenden Industriestrukturen der IRMD kann der Aufbau neuer Wertschöpfungsketten im Bereich Grüne Gase signifikante Wachstumspotenziale beim Übergang zu einem von erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem eröffnen. Die IRMD und ganz Mitteldeutschland können somit zu einem der attraktivsten Zentren für eine der wesentlichen Zukunftstechnologien werden.

Die Zielsetzung der vorliegenden Studie ist es, durch eine umfassende Bestands- und Potenzialanalyse einen wichtigen Baustein für die Strategieentwicklung zu liefern, um die frühzeitige Positionierung der Region zu unterstützen. Hierfür wird das Themenfeld Grüne Gase in fünf Schritten bearbeitet.

- ▶ Die **Metastudie (Kapitel 2)** soll dem Leser einen allgemeinen und umfassenden Einstieg geben und damit den Rahmen für die regionsspezifischen Analysen in den folgenden Kapiteln aufzuspannen. Neben einer Zusammenfassung der aktuellen (industrie-)politischen Diskussionen um die zukünftige Rolle Grüner Gase stellt die Studie umfangreiche Lebenszyklusanalysen unterschiedlicher Bereitstellungspfade und Anwendungen Grüner Gase vor.
- ▶ Basierend auf den daraus abgeleiteten Einschätzungen zu wesentlichen ausgereiften Technologien und Schlüsselprozessen erfolgt anschließend eine **Bestands-**



**aufnahme Grüner Gase** innerhalb der IRMD (**Kapitel 3**). Neben der Identifizierung relevanter Akteure und Aktivitäten wird auch der Status quo zukünftiger Anwendungsfelder für Grüne Gase beschrieben.

- ▶ In einem weiteren Schritt wird im Rahmen einer **Szenario-basierten** Potenzialanalyse (Kapitel 4) die zukünftige quantitative und qualitative Entwicklung der Erzeugung und Anwendung Grüner Gase in der Region abgeleitet. Dabei stehen die Auswirkungen auf Infrastruktur sowie die möglichen Potenziale zur THG-Emissionsreduktion im Fokus.
- ▶ Anschließend werden die Ergebnisse der Lebenszyklus- und der Potenzialanalyse genutzt, um die mögliche zukünftige **regionale Wertschöpfung (Kapitel 5)** abzuschätzen, die durch einen konsequenten Aufbau der notwendigen Produktions- und Infrastrukturkapazitäten in der IRMD entstehen kann. Hierbei werden sowohl die Bruttowertschöpfungs- als auch die Beschäftigungseffekte diskutiert.
- ▶ In einem letzten Arbeitsschritt steht die Frage eines **Kompetenzzentrums für Grüne Gase (Kapitel 6)** im Fokus. Es werden Empfehlungen für Themenschwerpunkte sowie Umsetzungsvorschläge erarbeitet, um die Synergien im Themenfeld auch in institutioneller Form zu nutzen und die IRMD weiterzuentwickeln.
- ▶ Die gesammelten Studienergebnisse fließen schließlich in eine Diskussion um bestehende Hemmnisse und mögliche **Handlungsempfehlungen (Kapitel 7)** für die IRMD ein. Diese sollen die erforderliche Wende in der Energieversorgung durch den signifikanten Ausbau Grüner Gase bringen und zu einem Erfolgsmodell für die regionale Wertschöpfung in der IRMD machen.

Die Studie gibt den aktuellen Stand aus Sicht der Autoren wieder. Aufgrund der teilweise rasanten Änderungen politischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen, Maßnahmen und Erwartungshaltungen können spezifische Informationen mit Erscheinen des Berichts bereits nicht mehr aktuell sein. Das grundlegende Potenzial Grüner Gase bleibt davon allerdings unberührt.

---

## 2. Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase

---

Die vorliegende Metastudie wurde in acht separaten Arbeitspaketen (AP) konzipiert. Ziel ist es, durch eine umfangreiche Literaturanalyse Erkenntnisse zu nationalen und europäischen Gasinfrastrukturstrategien mit Blick auf die Einführung Grüner Gase zu gewinnen und durch eigene Lebenszyklusanalysen (LCA) unterschiedlicher Bereitstellungspfade zu ergänzen. Die Ergebnisse werden vor dem Hintergrund der IRMD eingeordnet und interpretiert sowie für die nachfolgenden Arbeitsschritte der Regionalanalyse in den Kapiteln 3 bis 5 bereitstellt.

Die acht Arbeitspakete werden dabei anhand folgender Struktur bearbeitet:

### **Kapitel 2.1: Metaanalyse zu Grünen Gasen**

- ▶ Übersicht und Zusammenfassung relevanter inter-/nationaler Studien zu Grünen Gasen (in Form einer statistischen und einer inhaltlichen Auswertung)

### **Kapitel 2.2: Lebenszyklusanalysen**

- ▶ Festlegung des Projektrahmens (Szenarien, Prozesse, Energieketten) für die Lebenszyklusanalysen
- ▶ Zusammenstellung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenndaten der Schlüsseltechnologien
- ▶ Durchführung der Lebenszyklusanalysen (Well-to-Wheel und Well-to-User)
- ▶ Vergleichende Einordnung der untersuchten Bereitstellungspfade und Energieträger

### **Kapitel: 2.3 Übertragung der Ergebnisse auf die Region**

- ▶ Einordnung der untersuchten Energieketten nach ihrer prinzipiellen Bedeutung für die Region
- ▶ Beschreibung der Energieketten im Sinne möglicher Einführungsstrategien
- ▶ Übersicht über für die Region relevante aktuelle und erwartete Fördermöglichkeiten

## 2.1 Metaanalyse internationaler und nationaler Studien zu Grünen Gasen

Die folgenden Kapitel geben einen umfassenden Überblick über den gegenwärtigen Wissens- und Diskussionsstand zu dem Thema Grüne Gase. Zu diesem Zweck wurde eine Vielzahl an nationalen und internationalen Studien sowie wissenschaftlichen Veröffentlichungen analysiert, ausgewertet und eingeordnet.

Die Kapitel 2.1.1 bis 2.1.3 nähern sich den unterschiedlichen Aspekten des Themas Grüne Gase inhaltlich, indem sie anhand definierter Kriterien die Bandbreite möglicher kritischer Entscheidungsoptionen und Einführungspfade aufspannen, die sich in diesem Zusammenhang auch für die Einführung Grüner Gase in Mitteldeutschland ergeben. Wo bereits erkennbar, werden anhand von Beispielen diese Entwicklungslinien für einzelne Kriterien veranschaulicht bzw. aktuelle Entscheidungsprozesse oder Strategien aufgezeigt. Dabei werden wesentliche potenzielle Konfliktlinien einer zukünftigen Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff (Kapitel 2.1.1) sowie Biomethan (Kapitel 2.1.2) diskutiert. Kapitel 2.1.3 beschäftigt sich außerdem konkret mit in der Literatur beschriebenen möglichen Einführungsstrategien Grüner Gase sowie den regulatorischen Aspekten einer zukünftigen Infrastruktur für Grüne Gase. Jedes der hierin betrachteten Themenkomplexe beginnt mit einer Textbox, in der die kontroversen Linien anhand von Schlüsselargumenten kurz dargestellt werden. Der folgende Text erläutert dann beide Optionen in größerem Detail.

### 2.1.1 Wasserstoff

Für die erforderliche Abkehr von fossilen Energieträgern in allen Sektoren ist die zukünftige Nutzung von Wasserstoff als THG-emissionsfreier Energieträger und -speicher ein wesentliches Element. Daher sollen im Folgenden verschiedene Stufen der H<sub>2</sub>-Wertschöpfung aufgegriffen werden, von den unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Produktionsprozessen (Kapitel 2.1.1.1) über Aspekte der Gasnetzinfrastuktur (Kapitel 2.1.1.2) und der Frage zukünftiger Versorgungsszenarien (Importe vs. heimischer Produktion) (Kapitel 2.1.1.3) sowie generelle Einblicke in künftige H<sub>2</sub>-Märkte (Kapitel 2.1.1.4).

#### 2.1.1.1 Produktionsprozesse

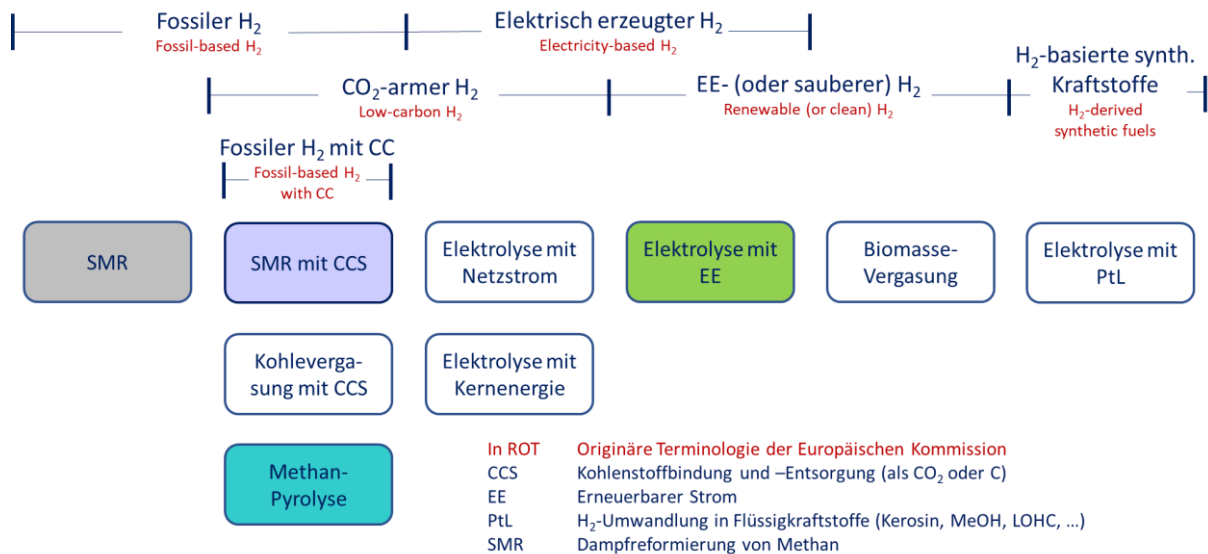
Im Zusammenhang mit der H<sub>2</sub>-Produktion wird dabei im Speziellen auf die aktuellen Diskussionen und wesentlichen Argumente folgender Punkte eingegangen:

- ▶ Wasserstoff-„Farben“ in der Einführungsphase („grauer“, „blauer“, „türkiser“ oder „grüner“ Wasserstoff)
- ▶ Grad der Zentralität der H<sub>2</sub>-Produktion

## Wasserstoff-„Farben“ in Einführungsphase

Grüner Wasserstoff	Blauer Wasserstoff
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erzielung einer schnellen THG-Emissionsreduktion</li> <li>▶ Beschleunigte und konsequente Einführung erneuerbarer Energien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Weiternutzung bestehender Industrieanlagen (jedoch langfristig gedeckelt)</li> <li>▶ Schneller und kostengünstiger Infrastrukturaufbau durch Nutzung bestehender Einrichtungen</li> </ul>
ABER	ABER
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Kostenintensiv in der Einführungsphase</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Eingeschränkter Beitrag zur THG-Emissionsreduktion</li> <li>▶ Investition in alte Technologien vermeiden („Lock-In-Effekt“) durch Weiterbetrieb bestehender Anlagen im Sinne einer hohen Amortisation ohne Neuinvestitionen</li> </ul>

Während eine Vielzahl von Vorschlägen für die farbliche Kennzeichnung vor allem im deutschen Sprachraum kursieren (z. B. auch „roter“ oder „gelber“ Wasserstoff aus Kernenergie), hat die Europäische Kommission in ihrer aktuellen Wasserstoffstrategie einen Vorschlag für eindeutige Bezeichnungen der wichtigsten H<sub>2</sub>-Klassen vorgelegt [EC 2020]. Eine Übersetzung der H<sub>2</sub>-Farben in diese eindeutige Begriffswelt der Europäischen Kommission enthält Abbildung 2-1. Danach fällt der graue Wasserstoff in die Kategorie des „fossilen Wasserstoffs“, der blaue und türkise Wasserstoff in die Kategorie „fossiler Wasserstoff“ mit seinen Unterkategorien „CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff“ sowie „fossiler Wasserstoff mit Kohlenstoffabtrennung (CCS – Carbon Capture Storage)“ sowie grüner Wasserstoff in die Kategorie „elektrisch erzeugter Wasserstoff“ mit der Unterkategorie „EE- Wasserstoff“.



**Abbildung 2-1: Wasserstoff-Terminologie (Definition nach Europäische Kommission) (Quelle: Eigene Darstellung)**

Auf Basis der Farbenlehre wird jedoch eine wichtige Konfliktlinie offensichtlich: Der Ruf nach blauem bzw. türkischem Wasserstoff – statt sofort ausschließlich grünem Wasserstoff – in der Einführungsphase des breiten H<sub>2</sub>-Energieträgermarktes einzusetzen. Die divergierenden Ansichten lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

### Grüner Wasserstoff

Insbesondere in der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) wird der Grüne Wasserstoff aus erneuerbarem Strom als wichtigste Option der künftigen H<sub>2</sub>-Bereitstellung genannt, heimisch aus Wind- und Photovoltaik (PV)-Strom hergestellt oder aber auch importiert [BMWi 2020]. Es werden zwei (industrie-)politische Beweggründe aufgeführt: die Erreichung der Klimaschutzziele gemäß dem Pariser Klimaabkommen (COP21) [UNFCCC 2015] sowie die potenzielle Wertschöpfung in Deutschland aus der Entwicklung und Herstellung von H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen (Wasser-Elektrolyse). Dazu wurde folgende Formulierung gewählt:

*„Um das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen [...] muss Deutschland Möglichkeiten schaffen, Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption zu etablieren. Dabei ist aus Sicht der Bundesregierung nur Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt wurde („grüner“ Wasserstoff), auf Dauer nachhaltig. Daher ist es Ziel der Bundesregierung, grünen Wasserstoff zu nutzen, für diesen einen zügigen Markthochlauf zu unterstützen sowie entsprechende Wertschöpfungsketten zu etablieren. [...]*

*Wasserstoff bietet zugleich ein wachsendes industriepolitisches Potenzial und eine Chance, die deutsche und europäische Wirtschaft bei der Bewältigung der Folgen der Corona-Pandemie zu unterstützen. Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) ist es daher auch, die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Chancen zu nutzen.“*

Allerdings gehen noch die Meinungen über die Herkunft des grünen Wasserstoffs auseinander, was in Kapitel 2.1.1.3 im Rahmen der Diskussionen um einen H<sub>2</sub>-Import näher erläutert wird. Es spricht für sich, dass Institutionen, die sich der schnellen Umsetzung von Umweltschutzmaßnahmen verschrieben haben, grauem, blauem oder türkischem Wasserstoff gänzlich, d. h. auch in einer Übergangsphase, entsagen (z. B. [Bukold 2020]).

### Blauer Wasserstoff

Auf der anderen Seite gehen insbesondere Teile der deutschen Industrie sowie andere Länder, wie die Niederlande, Großbritannien oder Norwegen, von einem hohen Einsatz blauen oder türkisen Wasserstoffs aus. Die wesentliche Begründung liegt in der Bereitstellung CO<sub>2</sub>-emissionsreduzierten Wasserstoffes aus etablierten und abge- schriebenen Anlagen, wie z. B. großen Erdgas-Dampfreformern in Verbindung mit CCS<sup>12</sup>, die allerdings mit noch zu errichtenden CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen ergänzt werden müssten. Im Zusammenspiel mit sog. CCU<sup>13</sup>-Konzepten sollen in der Übergangsphase zu einer breit etablierten H<sub>2</sub>-Energiewirtschaft kostengünstige Einstiegsszenarien ermöglicht werden, die dabei helfen, einen möglichst schnellen und kostengünstigen Aufbau großskaliger und spezifisch kostengünstiger H<sub>2</sub>-Transport- und -verteil- infrastrukturen zu ermöglichen [acatech 2018].

### Türkiser Wasserstoff

Eine vergleichsweise neue und noch nicht kommerziell verfügbare Technologie zur Bereitstellung türkisen Wasserstoffs ist die der Methanpyrolyse, in der hochenergetisch über unterschiedliche Prozesstechnologien ein Methanstrom in Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufgespalten wird. Dieses Verfahren ist dadurch gekennzeichnet, dass aufgrund des hohen Energieeinsatzes Wasserstoff das eigentliche Nebenprodukt darstellt. Mit anderen Worten würde die Methanpyrolyse zur H<sub>2</sub>-Erzeugung aus wirtschaftlicher Perspektive auf die Vermarktung des Hauptproduktes Kohlenstoff angewiesen sein. Da die Weltmärkte für festen Kohlenstoff jedoch im Vergleich zum globalen H<sub>2</sub>-Energemarkt klein sind, müssten neue Absatzmärkte für Kohlenstoff zunächst entwickelt werden. Mögliche Verwendungsmöglichkeiten für atomaren Kohlenstoff werden derzeit in der Bauchemie (Betonherstellung) oder Agrarchemie (Beimischung zu Düngemitteln) untersucht (siehe z. B. Position der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften [acatech 2018]).

Hinzu kommt, dass die Methanpyrolysetechnologie derzeit noch nicht kommerziell etabliert ist und sich etwa auf einem Niveau von TRL 4-5<sup>14</sup> befindet, also noch einige Jahre

---

<sup>12</sup> CCS – Carbon Capture & Storage (Konzept zur langfristig sicheren Endlagerung von CO<sub>2</sub> unter dem Meeresboden, z. B. unter der norwegischen Nordsee).

<sup>13</sup> CCU – Carbon Capture & Utilization (Konzepte zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Prozessen mit fossilem Primärenergieeinsatz und zweiter Nutzung in Form von Energieträgern oder chemischen Grundstoffen, wobei entweder sicherzustellen ist, dass das dann sekundär entstehende CO<sub>2</sub> endgültig aus der Atmosphäre entfernt wird oder alternativ nur eine schwache CO<sub>2</sub>-Reduktion anrechenbar ist).

<sup>14</sup> Der TRL (Technology Readiness Level) beschreibt den technischen Reifegrad einer Technologieentwicklung (Für Details siehe Ausführungen des Projektträger Jülich [PtJ 2020]).



bis zur Vermarktung benötigen. Damit trägt sie vermutlich wenig in der Einführungsphase von Wasserstoff als Energieträger bei und es stellt sich die Frage, welche Rolle sie dann langfristig noch spielen kann. Daher gilt die Devise, dass kurzfristig hohe Entwicklungsaufwendungen in die Technologie und die Erschließung ihres Marktumfeldes investiert werden sollten, um Klarheit über ihren nachhaltigen und langfristigen Beitrag zur großskaligen H<sub>2</sub>-Produktion zu gewinnen.

Die Position der deutschen Gasnetzbetreiber zur Kontroverse um die „Farbe“ des Wasserstoffes ist einfach, da es ihr – vielleicht mit Ausnahme der Wahrung eines allgemein klimafreundlichen Images – grundsätzlich gleichgültig ist, welche Farbe der transportierte oder verteilte Wasserstoff trägt, da es sich jeweils um die gleichen Moleküle handelt. Für die Gasindustrie stellt sich dagegen eher die Frage, ob Methan- und/oder Wasserstoffgas zu transportieren sind (siehe Kapitel 2.1.1.2).

Die nationale deutsche Wasserstoffstrategie formuliert zur Verwendung von blauem (bzw. türkisem) Wasserstoff:

*„Die Bundesregierung geht jedoch gleichzeitig davon aus, dass sich in den nächsten zehn Jahren ein globaler und europäischer H<sub>2</sub>-Markt herausbilden wird. Auf diesem Markt wird auch CO<sub>2</sub>-neutraler (z. B. „blauer“ oder „türkiser“) Wasserstoff gehandelt werden. Aufgrund der engen Einbindung von Deutschland in die europäische Energieversorgungsinfrastruktur wird daher auch in Deutschland CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff eine Rolle spielen und, wenn verfügbar, auch übergangsweise genutzt werden.“*

### Grad der Zentralität der Wasserstoffproduktion

Zentrale H <sub>2</sub> -Produktion	Vor-Ort H <sub>2</sub> -Produktion
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Skalierung der Produktionskosten zur raschen Kostenreduktion und damit Wirtschaftlichkeit möglich</li> <li>▶ Ermöglicht spezifisch kostengünstige Speicherung des produzierten Wasserstoffs (poröses Gestein)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Niedrige Einstiegshürde und flexible Projektumsetzung</li> <li>▶ Beitrag zur Gesamtenergiesystemstabilität</li> </ul>

Während bis heute Erdgas in großen Mengen nach Deutschland bzw. Europa importiert wird, die Großspeicher also insbesondere zum saisonalen Lastausgleich und damit zur Kostenkontinuität beitragen, werden sich die Gasflüsse in einem Grüngas-dominierten Energiesystem stark verändern – sowohl für Biomethan als auch für Wasserstoff. Bisher wurde importiertes Gas „top-down“ durch die Gastransportnetze importiert, z. T. auch in andere EU-Länder oder Regionen durchgeleitet. Während auch in Zukunft Biomethan eher dezentral in kleinen Biomethananlagen erzeugt<sup>15</sup> und auf Gasverteilnetzebene

<sup>15</sup> Wenn Biomethan, wie in Deutschland, vornehmlich ins Gasverteilnetz eingespeist wird, ist in Niedrigbedarfszeiten (Sommer) eine Gasrichtungsumkehr von Verteil- und

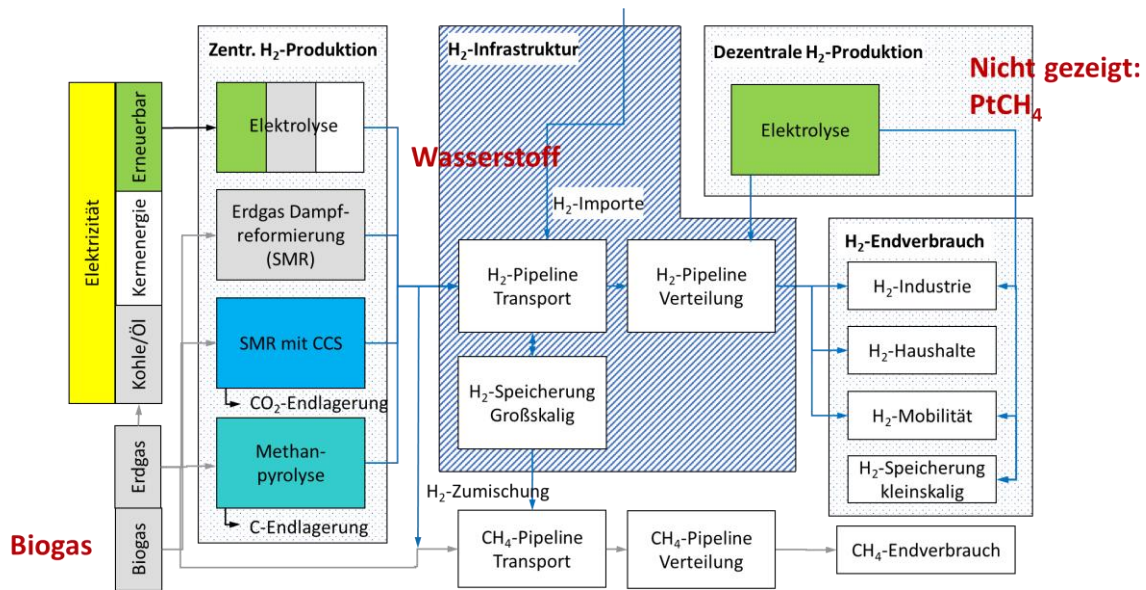
eingespeist wird, kann grüner Wasserstoff sowohl großskalig importiert werden als auch entweder zentral in der Nähe großer Produktionsanlagen für erneuerbaren Strom oder dezentral nahe dem Ort des Endverbrauchers produziert werden.

Im Falle dezentraler H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen (veranschaulicht in Abbildung 2-2) wird der Wasserstoff so lastflexibel in das Verteilnetz eingespeist, dass entweder die dezentralen Speichermengen (z. B. über „Line-Packing“ oder an H<sub>2</sub>-Tankstellen) genügen oder aber über entsprechende Nachverdichtung auf z. B. 4 bis 10 MPa Wasserstoff auch in die Gastransportnetzebene zurückgespeist werden kann. In dieser Option sehen die Gasverteilnetzbetreiber neue Geschäftsperspektiven. Der Vorteil einer dezentralen Einspeisung liegt in der Verwendbarkeit lokaler EE-Stromquellen, wodurch das übergeordnete Stromtransport- bzw. auch das -verteilnetz entlastet werden kann. Die Umsetzung einer solchen Lösung wird vor allem durch die jeweilige Gesamtwirtschaftlichkeit einer dezentralen und zentralen H<sub>2</sub>-Bereitstellung getrieben. Eine weitere wirtschaftlich vorteilhafte Option könnte auch die Bedienung lokaler Kunden mit im H<sub>2</sub>-Produktionsprozess anfallenden Sauerstoff sowie der generierten Niedertemperaturwärme (zur Hebung der Rücklauftemperatur in Nahwärmenetzen) sein, die eine dezentrale H<sub>2</sub>-Produktion mit Hilfe der Wasserelektrolyse ökonomisch rechtfertigen. Gerade in Kombination mit Kläranlagen im Umfeld könnte sich dieses Konzept zu einer wirtschaftlich-attraktiven Option entwickeln.

Neben einem ausschließlichen Fokus auf den günstigsten H<sub>2</sub>-Preis kann daher auch der Aspekt der regionalen oder lokalen Wertschöpfung ein wichtiges Kriterium sein, wenn Entscheidungen zwischen unterschiedlichen, d. h. zentralen oder dezentralen H<sub>2</sub>-Versorgungsoptionen, anstehen. So kann etwa ein Schienenverkehrsprojekt mit einem regionalen H<sub>2</sub>-Bedarf von 1-2 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/Tag auch mit Wasserstoff aus einem regionalen Windpark mit angeschlossener Elektrolyseur versorgt werden. Gerade im Hinblick auf die frühe Einführungsphase kann ein solches Projekt dann von günstigen Strompreisen und vermiedenen Netznutzungsentgelten (NNE) aus der EEG-Förderung herausfallender EE-Anlagen profitieren.

---

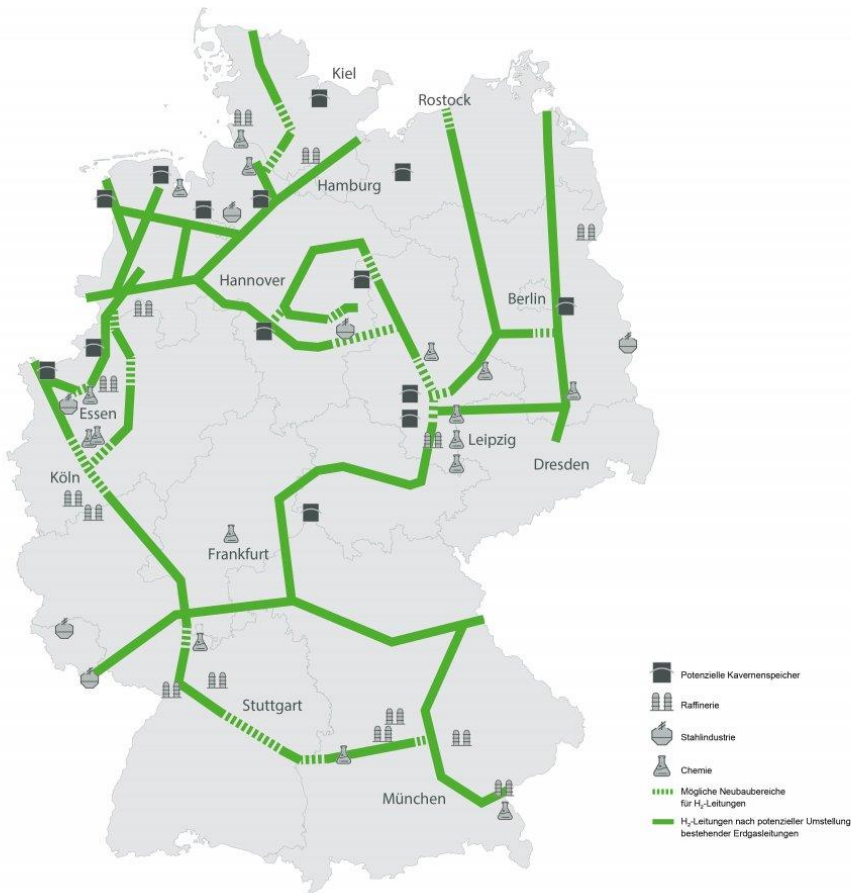
Transportgasnetzebene nicht auszuschließen („reversed flow“). Im Falle einer H<sub>2</sub>-Einspeisung auf Verteilnetzebene würde dieser dann mit dem Biomethan ins vorgelagerte Transportnetz gelangen, was aus o.g. Gründen aber zu verhindern ist. Anders in Spanien: im Gegensatz zu vielen anderen Regionen in Europa, wie z. B. Deutschland, wird Biomethan dort vornehmlich auf Gastransportnetzebene eingespeist. Das wiederum führt zu der eher ungewünschten Situation, dass das Gastransportnetz dann sofort mit neu zu errichtenden dedizierten H<sub>2</sub>-Leitungen ertüchtigt werden muss, um z. B. langfristig Wasserstoff aus Nordafrika (z. B. Marokko) via Spanien nach Zentraleuropa durchzuleiten, was vergleichbar hohe Investitionen erfordert und daher im ersten Schritt unerwünscht ist.



**Abbildung 2-2: Rolle von Biomethan und Wasserstoff im künftigen Gassystem**  
(Quelle: Eigene Darstellung)

In Abbildung 2-3 ist für Deutschland dargestellt, wie sich der Aufbau der H<sub>2</sub>-Transportgasnetzinfrastruktur entwickeln könnte. Der Plan der deutschen Ferngasnetzbetreiber (FNB) geht dabei zwar von einem relativ dichten frühen H<sub>2</sub>-Netz in Westdeutschland aus, aber auch gerade die Region Mitteldeutschland wird nach dieser Karte früh angeschlossen. Zur Deckung des heute vor allem industriellen H<sub>2</sub>-Bedarfs in der Innovationsregion ist es entscheidend, sich rechtzeitig Grüne H<sub>2</sub>-Lieferungen aus den norddeutschen Küstenländern, d. h. aus on- und offshore-Windenergie zu sichern. Insbesondere Mecklenburg-Vorpommern dürfte dabei eine zentrale Rolle spielen. Dies spiegelt sich etwa darin wider, dass bereits zwei Leitungen angedacht wurden, um ggfs. potenzielle Power-to-Gas-offshore-Windparks in der Ostsee mit den energieintensiven Standorten in der Region Mitteldeutschland, wie z. B. im Chemiedreieck, zu verbinden.

**Vision für ein H<sub>2</sub>-Netz**



**Disclaimer:** Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

**Abbildung 2-3: Vision für ein Wasserstoffgasnetz in Gesamtdeutschland (Quelle: [FNB Gas 2020b])**

In dieses so entstehende übergeordnete H<sub>2</sub>-Netz lassen sich dann über geeignete Koppelstellen auch dezentral erzeugte H<sub>2</sub>-Mengen einspeisen. Dem Gasnetz kommt dabei die Rolle des Mittlers zwischen H<sub>2</sub>-Erzeuger, H<sub>2</sub>-Nutzer und H<sub>2</sub>-Speicher zu, wobei sich ein leitender Übergang von heute fossil produziertem Wasserstoff zu CO<sub>2</sub>-reduzierten bzw. erneuerbar hergestellten Wasserstoff einstellen lässt, der damit einem möglichst wirtschaftlichen Pfad auf dem Weg zur vollständigen Abkehr von fossilen Energieträgern bis 2050 folgt.

### 2.1.1.2 Wasserstoff im Gasnetz

Die Gasinfrastruktur wird zukünftig eine wichtige Rolle für den kostengünstigen Transport und die Verteilung von Wasserstoff spielen. Im Folgenden werden die wesentlichen Fragestellungen rund um das Thema aufgegriffen und die aktuellen Diskussionen widerspiegelt:

- ▶ Nutzung der bestehenden Gasnetzinfrastuktur
- ▶ H<sub>2</sub>-Zumischung oder dedizierte H<sub>2</sub>-Netze

#### Nutzungsmöglichkeiten der bestehenden Gasnetzinfrastuktur

Anpassung des bestehenden Erdgasnetzes	Aufbau eines neuen H <sub>2</sub> -Netzes
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Vermeidung verlorener Vermögenswerte aus bestehender Infrastruktur</li> <li>▶ Signifikant geringere H<sub>2</sub>-Infrastrukturaufbaukosten durch verringerten Neubaubedarf von 10-30 % verglichen mit Leitungsneubau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Flexible Verbindung von H<sub>2</sub>-Produktions- und -Endverbrauchsorten</li> <li>▶ Höhere Sicherheitsmargen aus dedizierten H<sub>2</sub>-Komponenten</li> </ul>

In erstaunlich kurzer Analysenzeit haben die Gastransportunternehmen in Deutschland sowie auch anderen Ländern Europas ein Verständnis für die Umbaumaßnahmen zum Übergang auf Grüne Gase bis 2050 entwickelt. Nicht die erste, aber doch einer der umfassendsten Studien zur Bewertung heutiger Gasnetzinfrastrukturen mit Blick auf die Ertüchtigung für den Einsatz von Wasserstoff wurde im Rahmen einer Dissertation im Jahr 2012 vorgelegt [Krieg 2012]. Demnach fallen für die Verlegung von einem Meter neuer H<sub>2</sub>-Transportgasrohrleitung ohne weitere Spezifikation der Verlegeart<sup>16</sup> für eine Rohrleitung mit 100 bzw. 600 mm Durchmesser und Druckniveau von 3 bzw. 10 MPa Kosten von etwa 280 bis 350 €/m bzw. 88 bis 122 €/m an.

Die wichtigste Frage war jedoch, wie groß der spezifische Kostenunterschied für die Umnutzung des bestehenden Erdgasnetzes im Vergleich zu einem Neubau eines (parallelen) H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetzes ist. Einen ersten Hinweis darauf liefern aktuelle Berechnungen der deutschen Ferngasnetzbetreiber für den frühen Aufbau eines reinen H<sub>2</sub>-Netzes parallel zum bestehenden Erdgasnetz, dem die in Tabelle 2-1 dargestellten Annahmen bzw. Ergebnisse zugrunde liegen [FNB Gas 2020]. Demnach sind für die Umstellung einer bestehenden Erdgasleitung auf H<sub>2</sub>-Betrieb im Jahr 2025 bzw. 2030 mit Kosten in Höhe von 211 bzw. 240 €/m verlegter Leitung zu rechnen, während die Abschätzungen für einen H<sub>2</sub>-Leitungsneubau sich auf 2.032 bzw. 2.340 €/m belaufen.

Das Kostenverhältnis für die Umrüstung bestehender Erdgasleitungen zum H<sub>2</sub>-Pipelinenneubau beträgt also ca. 10 %, d. h., eine Umrüstung ist um ca. den Faktor 10

<sup>16</sup> Hinweis: Vermutlich wurde von einer Verlegung im ländlichen Raum und normalen Bodenverhältnissen ausgegangen.

geringer als ein Leitungsneubau. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Umbau-maßnahmen über konkrete Trassen mit unterschiedlichen Bodenqualitäten, unterschiedlichen Leitungsdurchmessern und Druckniveaus gemittelt wurden, für die jeweils keine Zwischenverdichtung für den Transport als erforderlich angesehen wurde. Die hier von der Industrie abgeschätzten tatsächlichen Neuverlege-Kosten liegen damit deutlich über den von [Krieg 2012] angenommenen Annahmen, die eher in der Größenordnung der Umbaukosten zum H<sub>2</sub>-Betrieb liegen.

Die in der europäischen „Hydrogen Backbone“-Studie veröffentlichten Ergebnisse zum Ausbau einer H<sub>2</sub>-Gasnetzinfrastruktur gehen von einem dedizierten H<sub>2</sub>-Leitungsbau von insgesamt ca. 6.800 km (2030) und ca. 23.000 km (2040) aus [Guidehouse 2020]. Die Studie ermittelt einen Gesamtinvestitionsbedarf für die Gasnetznachrüstung bis 2040 auf 27-64 Mrd. € auf Basis eines Umrüstungsanteils von ca. 75 % und einem Neubauanteil von 25 %. Diese Maßnahmen beinhalten dabei sowohl die Umrüstung der Leitungen (60 %) als auch die Neubeschaffung von H<sub>2</sub>-Verdichterstationen (40 %) <sup>17</sup>. Wenn man die Umrüstungs- bzw. Neubaukosten aus dieser Studie von 786-1.863 €/m (Investitionsspanne „Erdgasumbau“) bzw. 2.358-5.590 €/m (Investitionsspanne „H<sub>2</sub>-Neubau“) mit der in Tabelle 2-1 gezeigten deutschen Studie vergleicht, fallen die insgesamt deutlich höheren Kostenannahmen auf. Diese resultieren offensichtlich aus der Annahme der erforderlichen hohen Investitionen für die Verdichterstationen. Vergleicht man in diesem Fall die Umrüstungs- mit den Neubaukosten, so betragen diese nun 33 % und liegen damit etwa um den Faktor von 3,3 über dem oben beschriebenen Verhältnis aus Umrüstungs- und Neubaukosten im Fall ohne Verdichterstationen von ca. 10 %.

**Tabelle 2-1: Zentrale Annahmen und Ergebnisse für den H<sub>2</sub>-Rohrleitungsausbau in der Grün gasvariante [FNB Gas 2020]**

	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
<b>Rohrleitungslängen</b>	[km]	[km]
Leitungslänge H <sub>2</sub> -Transportnetz	471	1.294
Umgestellt	389	1.142
Neue H <sub>2</sub> -Leitungen	63	94
Neue H-Gasleitungen	19	57
<b>Zusätzliche Kosten im Vergleich zur Basisvariante</b>	[Mio. €]	[Mio. €]
Umstellung von Erdgasleitungen	82	310
Neubaumaßnahmen H <sub>2</sub> -Modellierung	128	270
Neubaumaßnahmen Erdgasmodellierung	84	132
Zusätzliche Gesamtkosten	294	662

<sup>17</sup> Aufgrund des geringen Brennwertes von Wasserstoff verglichen mit Erdgas ist eine höhere Verdichterleistung für den Transport der gleichen Energiemenge erforderlich.

Da der Energiebedarf für die Verdichtung zum Gastransport nur 2 % des transportierten Wasserstoffs ausmacht und damit deutlich geringer ist als bisher angenommen, summieren sich die Betriebskosten allerdings auf nur ca. 0,09-0,17 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> 1.000 km).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass ein Umbau des bestehenden Erdgasnetzes auf Basis der Anpassung bestehender Gasleitungen um den Faktor 10 (nur Leitungen) bis 3 (mit Verdichterstationen) kostengünstiger sein dürfte als der Neubau dedizierter H<sub>2</sub>-Leitungen. Dass dies prinzipiell für weite Teile des Netzes möglich ist, haben die Ferngasnetzbetreiber ebenfalls bestätigt.

Auch die Anlagenhersteller haben schnell reagiert. Erste H<sub>2</sub>-Großverdichter befinden sich in Entwicklung bzw. sind für den Markt entwickelt worden. So hat die Firma Neuman&Esser einen mehrzylindrischen Pipelinekolbenkompressor entwickelt<sup>18</sup>. Sechs von diesen Verdichtern sollen bis 2040 im North<sub>2</sub>-Projekt in Eemshafen/NL eingesetzt werden. Das Projektkonsortium besteht aus den niederländischen Unternehmen Shell, Gasunie und Groningen Seaports, die sich zum Ziel gesetzt haben, in diesem Projekt bis 2040 jährlich rund 800.000 Tonnen grünen Wasserstoff zu produzieren, [Neuman&Esser 2020].

### Wasserstoff-Zumischung oder dedizierte Wasserstoffnetze

H <sub>2</sub> -Zumischung zur Erdgasinfrastruktur	Dedizierte H <sub>2</sub> -Infrastruktur pro 100 Vol.-%
<b>Vorteile:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Schnelle/kostengünstige Umsetzung in Einführungsphase</li> <li>▶ Begrenzter technischer Aufwand bei geringer Zumischung</li> </ul>	<b>Vorteile:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wirtschaftlichkeitsvorteil einer dedizierten öffentlichen H<sub>2</sub>-Infrastrukturumnutzung (Netze mit parallelen Strängen) gegenüber schrittweiser Mischungsratesteigerung</li> <li>▶ Sensitive Kunden bzgl. Sicherheit / Energieinhalt und Zusammensetzung / Qualität (CNG-Tankstellen, Industrie, ...)</li> <li>▶ Ermöglichung der Nutzung dedizierter, hocheffizienter H<sub>2</sub>-Endverbrauchstechnologien zur emissionsfreien und hocheffizienten Energienutzung (Brennstoffzellen)</li> </ul>

<sup>18</sup> Dazu schreibt [Neuman&Esser 2020b]: „Die Energietransportfähigkeit einer H<sub>2</sub>-Pipeline ist enorm. Eine DN 1000-Pipeline, die mit 85 bar und einer moderaten Gasgeschwindigkeit von 15 m/s betrieben wird, kann 3.600.000 Nm<sup>3</sup>/h transportieren. Multipliziert mit dem niedrigeren Heizwert von Wasserstoff (2,995 kWh/Nm<sup>3</sup>) können wir mit einer einzigen Pipeline mehr als 10 GW Leistung übertragen. Das bedeutet, dass nur sechs Pipelines benötigt würden, um die derzeitige Stromproduktion Deutschlands zu übertragen. Verglichen mit dem Transport über Erdgasleitungen liegt der Druckabfall bei ausschließlich für Wasserstoff genutzten Pipelines bei nur etwa einem Zehntel, was höhere Gasgeschwindigkeiten und gleichzeitig erhebliche Einsparungen bei den Transportverdichterstationen ermöglicht.“

<b>H<sub>2</sub>-Zumischung zur Erdgasinfrastruktur</b>	<b>Dedizierte H<sub>2</sub>-Infrastruktur pro 100 Vol.-%</b>
<b>Nachteile:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nur geringer Beitrag zur THG-Emissionsreduktion bei geringen Zumischraten</li> <li>▶ Unterschiedliche Zumischraten technisch herausfordernd für Industrie (Geräte, Instrumentierung) &amp; grenzüberschreitenden Gasaustausch (DSO-DSO, DSO-TSO)</li> <li>▶ Konstante Zumischraten bedürfen zusätzlicher kostentreibender Maßnahmen (Entmischung für spezielle Kunden, lokale H<sub>2</sub>-Pufferspeicher)</li> <li>▶ Gasverdünnung/Entwertung auf Transportebene möglich (poröse Untergrundspeicher)</li> <li>▶ TSO: EU-Grenzen können Barriere darstellen (fehlende Regulatorik)</li> </ul>	<b>Nachteile:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Hohe Investitionskosten für Umrüstung bzw. Neubau</li> <li>▶ Planungsvorlauf von z. T. mehreren Jahren</li> <li>▶ Austausch heutiger Gasgeräte beim Endverbraucher erforderlich (z. B. Gasterme)</li> </ul>

Beginnend mit frühen Analysen zu Vor- und Nachteilen einer H<sub>2</sub>-Beimischung ins Erdgasnetz bzw. der Begrenzungen, die sich aus dem Regelwerk sowie technischen, betrieblichen oder sicherheitsrelevanten ergeben, gilt der Kenntnisstand zu den Möglichkeiten aber Begrenzungen als weitgehend abgesteckt (siehe etwa [DBI & DVGW 2014]). Nach geltendem Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) G260 und G262 ist die H<sub>2</sub>-Beimischung in Deutschland bereits heute grundsätzlich bis zu einem Anteil von 10 Vol.-% möglich, solange dadurch die allgemeinen Grenzen des Wobbe-Index<sup>19</sup> eingehalten werden. Ausgenommen davon sind Netzabschnitte, die eine Erdgastankstelle versorgen, da die Komponenten des Erdgastanks eine Beschränkung auf 2 Vol.-% erfordern.

Auch aus Sicht der Ferngasnetzbetreiber erscheint eine Beschränkung der H<sub>2</sub>-Beimischung in das Gastransportnetz auf etwa 2 Vol.-% sinnvoll, aus den folgenden zwei Gründen:

- ▶ Eine Grenzüberschreitung von H<sub>2</sub>-haltigen Gasen ist wegen der aktuell geltenden unterschiedlichen Gasregelwerke der EU-Länder, die den H<sub>2</sub>-Gehalt auf 0 Vol.-% oder

<sup>19</sup> Der Wobbe-Index ist ein Maß für die „Austauschbarkeit“ von Brenngasen. Wenn unterschiedliche Brenngase gemischt werden (z. B. Propan in einen Erdgasstrom), genügt es nicht, eine Mischung mit gleichem Heiz- bzw. Brennwert zu erzeugen, da das Gemisch dann eine andere Dichte als das ursprüngliche Erdgas hätte. Wegen des dann veränderten Massenstroms z. B. in Brennern (größer trotz kleineren Volumenstroms bei gleichem Düsendurchmesser) würde sich ein höherer Energieumsatz ergeben. Erst durch Berücksichtigung des Wobbe-Index würde die gleiche Wärmebelastung im Brenner eingestellt werden können (z. B. durch Austausch von Brennerdüsen).



geringfügig mehr beschränken, nicht möglich, da sich die Gase nicht an den Grenzen kostengünstig abtrennen lassen. Ein Harmonisierungsprozess der Regelwerke läuft.

- ▶ Die heute noch nicht abschätzbaren sicherheitsspezifischen Auswirkungen einer Untergrundspeicherung von Wasserstoff in Salzkavernen, aber vor allem in porösen Strukturen (Porenspeicher, wie alte Gaslagerstätten oder Aquifere) mit anschließender mikrobieller Umsetzung zu giftigem und korrosivem Schwefelwasserstoff ( $H_2S$ ).

Aktuelle Untersuchungen haben jedoch auch gezeigt, dass sich das bestehende Gasleitungsnetz gegenüber Wasserstoff als relativ unproblematisch erweist, wobei neue Gasverdichter zu entwickeln sind, die höhere Zusatzkosten erwarten lassen. Eine Umwandlung des bestehenden Methangasnetzes auf einen  $H_2$ -Betrieb ist demnach im Gastransport- sowie Gasverteilnetz durch Weiterverwendung bestehender bzw. neu zu errichtenden Leitungen grundsätzlich möglich.

Für das Gasverteilnetz bestehen die beiden o. g. Herausforderungen jedoch im Allgemeinen nicht. Im Gegenteil dazu können im kleinräumigen Gasverteilnetz kontrollierte Beimischungsbedingungen mit von Netzsegment zu Netzsegment unterschiedlichen Eigenschaften umgesetzt werden. Dieses spiegelt sich in der in Abbildung 2-11 gezeigten  $H_2$ -Einführungsstrategie von „ $H_2$  vor Ort“ wider. Dennoch stellen die heute installierten Endverbrauchergeräte eine Herausforderung dar, die zumindest auf die neuen Brenneigenschaften von konstanten Wasserstoff-Erdgas-Verhältnissen eingestellt, in bestimmten Fällen jedoch auch ausgetauscht werden müssten. Kritische Komponenten der Erdgasinfrastruktur sind in Abbildung 2-4 aufgeführt.

Dabei ist zu erkennen, dass folgende technische Begrenzungen für das Gasverteilnetz besonders relevant sind:

- ▶  $H_2$ -untaugliche Gasturbinen
- ▶  $H_2$ -untaugliche Gaschromatographen
- ▶  $H_2$ -untaugliche CNG-Fahrzeugdrucktanks
- ▶ Ansprüche von Industriekunden mit sensitiven Prozessen (z. B. Glasindustrie) insbesondere

Aus dieser Liste wird deutlich, dass Gasverteilnetzabschnitte, in denen die o. g. Herausforderungen bestehen, sich nicht für eine  $H_2$ -Beimischung eignen, es sei denn, dass die jeweils kritischen Verbraucher individuell durch  $H_2$ -Separationsverfahren geschützt werden. Alle anderen Netzbereiche können sich für höhere  $H_2$ -Beimischraten oder – je nach Engagement der Betreiber und abhängig von den verbleibenden Umrüstkosten – auch für eine Umstellung auf einen dedizierten  $H_2$ -Betrieb ihrer Netzabschnitte entscheiden. Das dafür erforderliche Regelwerk befindet sich, genauso wie auf Gasnetztransportebene, in Vorbereitung (siehe auch Kapitel 2.1.3).

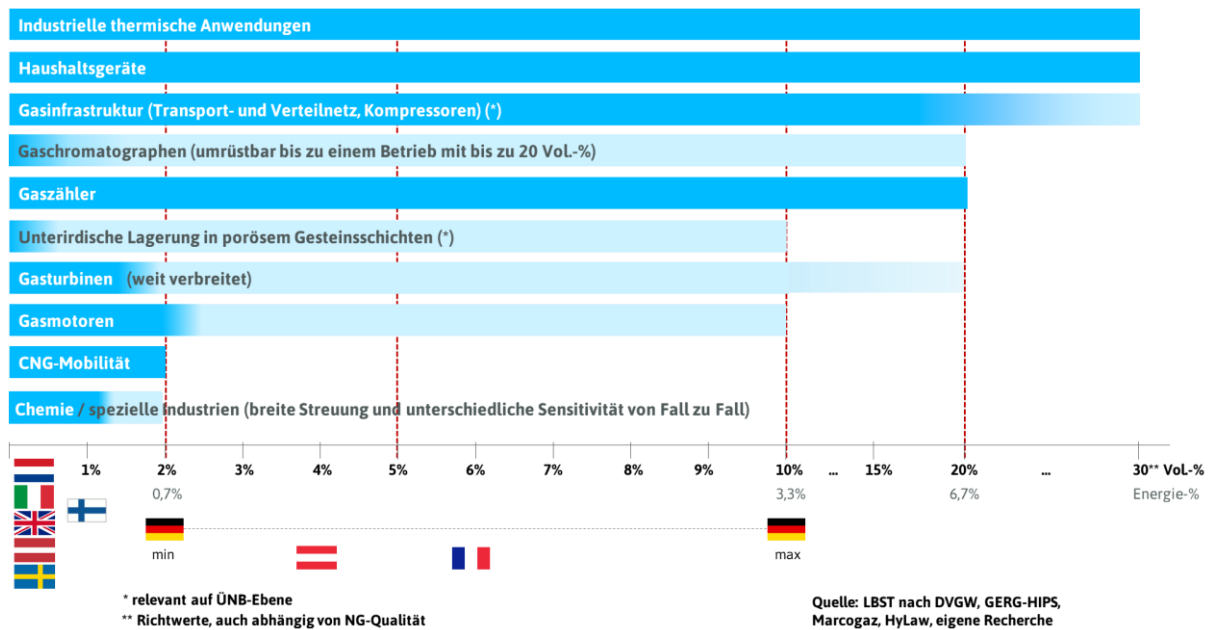


Abbildung 2-4: H<sub>2</sub>-Beimischungsgrenzen zum Erdgasnetz in Europa  
(Quelle: Eigene Darstellung)

### Methanisierung von Wasserstoff

Um die Herausforderungen einer Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz zu umgehen, bietet sich auch die Methanisierung von Wasserstoff an. Bei Verwendung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff handelt es sich um das PtCH<sub>4</sub> oder allgemein PtG-Verfahren, bei dem Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> zu Methan umgesetzt wird. Mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen sind etwa biogene Quellen, wie abgetrenntes CO<sub>2</sub> aus Biogasaufbereitungsanlagen, aber auch die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft oder auch aus den Abgasen und Gasströmen in Industrieprozessen. Eine weitere Variante der Methanisierung zur direkten Anreicherung von Methan in Rohbiogas zeigt auch die Verbindung zu Biomethan-basierten Pfaden auf (siehe auch Bio-SNG in Kapitel 2.1.2).

Im Allgemeinen werden zwei verschiedene Verfahren unterschieden: Die Methanisierung erfolgt entweder katalytisch auf Basis des sogenannten Sabatier-Prozesses oder durch eine biologische Methanisierung mit Hilfe spezieller Mikroorganismen (methanogene Archaeen) (siehe auch Materialband A 1.2.5.2).

Aufgrund der niedrigen Preise für Erdgas sowie den Umwandlungsverluste für Bereitstellung und Methanisierung von Wasserstoff, wird diese Technologie bisher kaum großtechnisch eingesetzt. Durch die steigende Zahl an Elektrolyseprojekten sowie das Erfordernis einer konstanten Einspeisung in das Erdgasnetz gibt es allerdings vermehrt Demonstrationsprojekte im MW-Maßstab. Beispiele sind die katalytische Methanisierungsanlage in Werlte (6 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität) [WUI et al. 2018] sowie eine Methanisierungsanlage in Solothurn (Schweiz), die auf der biologischen Methanisierung beruht und zur Anreicherung des Methangehalts in Rohbiogas genutzt wird (0,6 MW<sub>SNG</sub>) [van Leeuwen et al. 2018]. Es existieren allerdings auch Ankündigungen für biologische Methanisierungsanlagen über 1 MW [E-world 2019].

### 2.1.1.3 Wasserstoff-Versorgungsszenarien

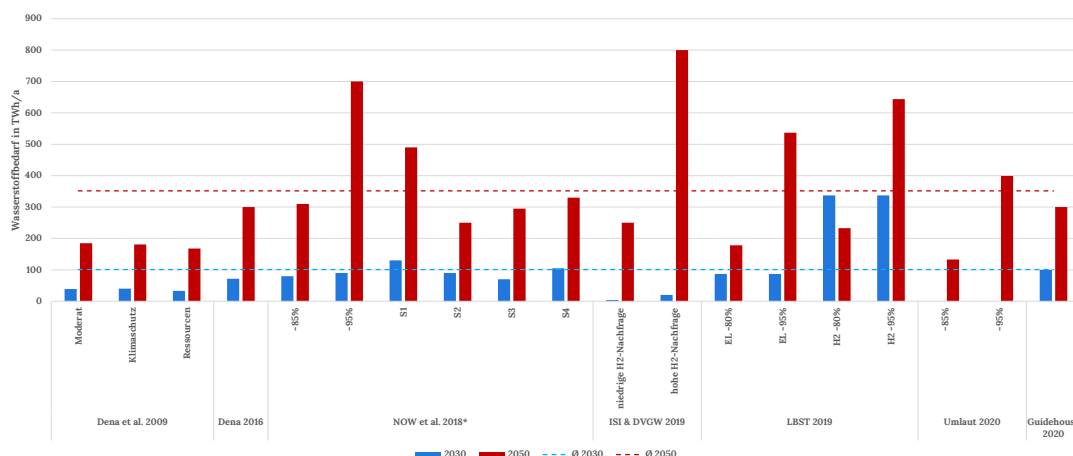
Im Folgenden werden unterschiedliche Facetten zukünftiger Versorgungsszenarien für Wasserstoff diskutiert. Dies umfasst vorrangig folgende Aspekte:

- ▶ Heimische H<sub>2</sub>-Produktion oder H<sub>2</sub>-Importe
- ▶ Import von Wasserstoff oder dessen Derivaten

#### Heimische Produktion oder Import von gasförmigem Wasserstoff

Heimische H <sub>2</sub> -Produktion	H <sub>2</sub> -Importe von innerhalb oder außerhalb der Europäischen Union
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Regionale Wertschöpfung</li> <li>▶ Erfüllung der EU-Policy-Vorgaben (Stabilität des Energiesystems durch weniger Importabhängigkeit)</li> <li>▶ Niedrigerer Ressourcendruck (EE-Strom) durch geringere Transportdistanzen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Internationale Zusammenarbeit durch globale Vernetzung</li> <li>▶ Realisierung potenziell niedrigerer grüner H<sub>2</sub>-Preise</li> </ul>

Wasserstoff wird als ein Schlüsselenergieträger im zukünftigen Energiesystem eingeschätzt und einen großen Teil des Bedarfs an Grünem Gas decken können. So besteht Konsens über einen prinzipiell steigenden Wasserstoffbedarf. Jedoch ist dieser, wie in Abbildung 2-5 zu erkennen, stark abhängig vom betrachteten Szenario. Die Prognosen für Deutschland im Jahr 2050 liegen laut der analysierten Studien zwischen 125 TWh/a und 800 TWh/a. Ein hoher Bedarf wird grundsätzlich in ambitionierten Klimaschutzszenarien mit einer hohen Integration erneuerbarer Energien ins Energiesystem gesehen. Allerdings ist zu beachten, dass aufgrund einer Vielzahl von kürzlich veröffentlichten nationalen und internationalen H<sub>2</sub>-Strategien, die Diskussion einer hohen Dynamik unterliegt [LBST 2020].



**Abbildung 2-5: Wasserstoffbedarfsentwicklung in Deutschland in TWh/a**

\*S1-S4: THG -85 % und S1: HTEL-Szenario; S2: Konservatives NT-Szenario; S3: Referenzszenario (AEL/PEMEL/HTEL); S4: Referenzszenario (AEL/PEMEL/HTEL) mit Rampen

Ein zentrales Thema in der Nachfolge der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie ist damit die Frage, wie viel grüner Wasserstoff in Deutschland erzeugt werden kann und wieviel importiert werden muss. In diesem Unterkapitel gehen wir zunächst von einem gasförmigen Import via Gasinfrastruktur aus, anschließend wird dieser mit dem Import anderer H<sub>2</sub>-Derivate verglichen. Die dabei zu berücksichtigenden Abhängigkeiten sowie entsprechend damit verbundenen Sichtweisen und Interessen sind vielfältig:

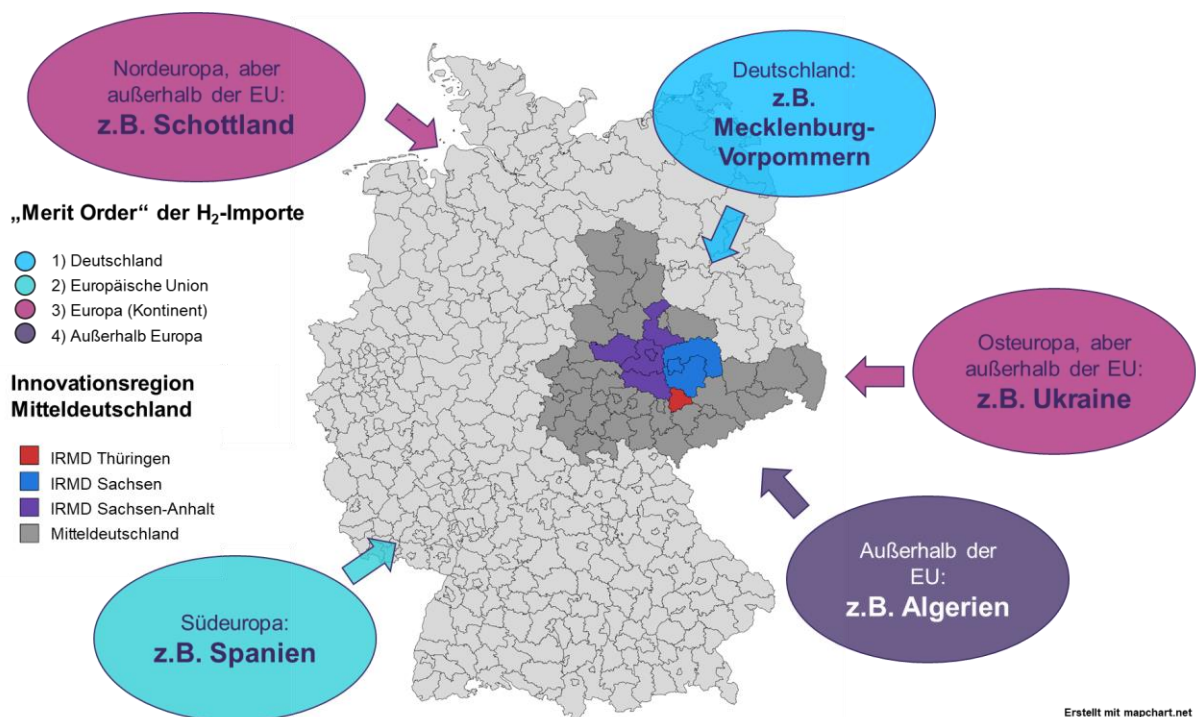
- ▶ Verfügbarkeit von erneuerbaren Strompotenzialen (auch unter Berücksichtigung des Wettbewerbs mit anderen Nutzungsarten),
- ▶ Kosten der H<sub>2</sub>-Bereitstellung, d. h. H<sub>2</sub>-Produktion, -Aufbereitung und -Transport,
- ▶ Finanzierungsrisiko (d. h. Höhe des Kapitalzinses),
- ▶ Transportdistanz als Äquivalent des Raumwiderstandes, der für einen weiten Transport zu berücksichtigen ist,
- ▶ Transportwege zu Land bzw. Wasser,
- ▶ Transportvektoren mit Produktions- (Quelle) bzw. Nachfragemengen (Senke),
- ▶ Inkrementelle Nachfragesteigerung (vorteilhaft wäre etwa der Anschluss eines H<sub>2</sub>-Großverbrauchers zur Rechtfertigung einer großen Transportrohrleitung kurz nach deren Fertigstellung),
- ▶ Aufnahme von Wasserstoff in den nationalen Regulierungsrahmen,
- ▶ Zusammenarbeit der Regionen entlang einer Rohrleitungstrasse, um die inkrementelle Nachfrage zu kumulieren und
- ▶ Alternative H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort bei Verfügbarkeit ausreichender Strommengen,

um nur einige von vielen möglichen Aspekten zu benennen. Aus einer regions- bzw. auch projektspezifischen Analyse kann eine sogenannte „Merit Order“ der H<sub>2</sub>-Bereitstellungsoptionen entwickelt werden. Für die Region Mitteldeutschland könnte sie allein unter Berücksichtigung des Raumwiderstandes (der Transportentfernung) wie folgt aussehen (Darstellung in Abbildung 2-6):

- ▶ Onsite H<sub>2</sub>-Produktion am oder nahe dem Ort der Nachfrage in den betroffenen Bundesländern,
- ▶ Import aus benachbarten Bundesländern (z. B. Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein oder Niedersachsen),
- ▶ Import aus anderen EU-Ländern in Süd- oder Nordeuropa (Spanien, Schottland, ...)
- ▶ Import aus anderen europäischen Ländern (Russland, Ukraine, ...)
- ▶ Import aus benachbarten nicht-europäischen Regionen (z. B. Nordafrika) und
- ▶ Import aus weit entfernten Ländern (Saudi-Arabien, Australien, Zentralafrika, ...).

Diese zunächst nur räumlich begründete Merit Order ist jedoch durch eine separate Untersuchung für Mitteldeutschland noch zu erstellen, jedoch nicht als Teil dieses Projektes.

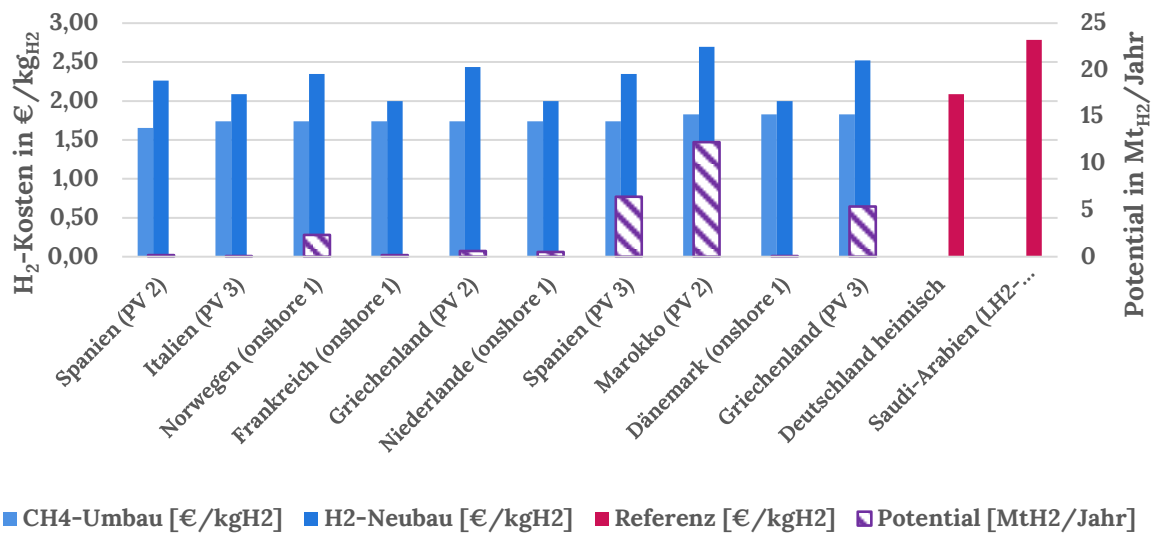
Zahlreiche aktuelle Studien haben die H<sub>2</sub>-Produktionskosten in verschiedenen Weltregionen analysiert. In Abbildung 2-7 sind die H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten aus unterschiedlichen Ländern nach Deutschland für 2050 mit Anlieferung durch das Gasnetz dargestellt. Auffällig ist, wie wenig sich danach die Kosten von heimischem und importiertem grünem Wasserstoff unterscheiden. Auch ist dargestellt, dass demgegenüber bei Anlieferung von grünem Wasserstoff aus Saudi-Arabien in seiner tiefkalten verflüssigten Form via Schifftransport dieser um ca. ein Drittel teurer ist als der heimisch hergestellte Wasserstoff. Außerdem fällt ins Auge, dass die verfügbaren Potenziale erneuerbarer Energien in den südlichen Regionen, wie Marokko, Spanien oder Griechenland, besonders hoch sind, wobei hier die Photovoltaik als Referenz für die EE-Strombereitstellung zur H<sub>2</sub>-Produktion gewählt wurde.



**Abbildung 2-6: Die „Merit Order“ der Wasserstoff-Importpfade über das Gasnetz nach Mitteldeutschland (Quelle: Eigene Darstellung)**

In einer weiteren aktuellen Quelle wurde im Rahmen einer Metastudie die Produktions- bzw. Importkosten ausschließlich von Nordafrika nach Deutschland für 2030 und 2050 entnommen (siehe Abbildung 2-8). Die Bandbreite ist dabei sehr groß (2030: 2,7-6,5 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>; 2050: 1,5-4,6 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>), überdeckt aber die Bandbreite der in Abbildung 2-7 genannten Studie (2050: 1,65-2,7 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>) [ewi 2020]. Das ist für die Vielzahl der möglichen Annahmen eine gute Übereinstimmung, wird doch auch darauf hingewiesen, dass für einen Erdgaspreis von 30 €/MWh im Jahr 2050 mittels Methanpyrolyse und Dampfreformierung mit CCS die gleichen H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten in Deutschland

erreicht werden. Eigene Meta-Analysen des Wuppertal-Institutes für einen H<sub>2</sub>-Import aus Nordafrika oder Norwegen nach Deutschland via Gasnetz resultieren in 5,3 €/kg<sub>H2</sub> (2030) bis 4,2 €/kg<sub>H2</sub> (2050) und sind damit etwa doppelt so hoch wie die von Navigant im Jahr 2019 ermittelten Zahlen für Marokko [Wuppertal Institut & DIW Econ 2020].



**Abbildung 2-7: H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten aus Deutschland bzw. unterschiedlichen Import-Ländern sowie grünes H<sub>2</sub>-Produktionspotenzial 2050 (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis [ewi 2020])**

Ein weiterer Aspekt einer Merit-Order der H<sub>2</sub>-Importe über das Gasnetz sind die steigenden Kosten mit zunehmender Transportentfernung. Diese Längenabhängigkeit geht dabei linear in die Transportkosten ein. Anders als beim Schiffstransport von Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>), sind die Transportkosten bei geringen Distanzen sehr niedrig. Aber abhängig von den Annahmen von Transportrelation und -mengen sowie Auslegungsparametern (Rohrleitungsdurchmesser, Schiffstransportkapazität, etc.) können die Pipeline-Transportkosten ab ca. 5.000 km die Kosten für den Schiffstransport von LH<sub>2</sub> im Falle progressiver Erwartungen übersteigen [Wuppertal Institut & DIW Econ 2020].

Zusammengefasst lässt sich als Ergebnis der näher analysierten Studien feststellen, dass sich nach 2030 die Bereitstellungskosten für Grünen Wasserstoff denen der fossilen Produktionspfade zunehmend annähern. So wird erwartet, dass diese im Jahr 2030 eine Größenordnung von 4-5 €/kg<sub>H2</sub> (on-shore-Windenergie) bis 6-11 €/kg<sub>H2</sub> (PV) erreichen können und langfristig, d. h. bis 2050, auf ein Niveau von ca. 2 €/kg<sub>H2</sub> sinken werden. Dieses Kostenniveau lässt sich bis zur Ausschöpfung der EE-Potenziale dann auch bei einer H<sub>2</sub>-Produktion in Deutschland erreichen. Da die Transportkosten der H<sub>2</sub>-Importe aber nur einen relativ kleinen Anteil an den H<sub>2</sub>-Gesamtbereitstellungskosten ausmachen, werden diese also von anderen Faktoren des jeweils regionalen Importpfades dominiert, wie z. B. Stromkosten, Windhöffigkeit, solare Einstrahlung, Lohnkosten, etc.

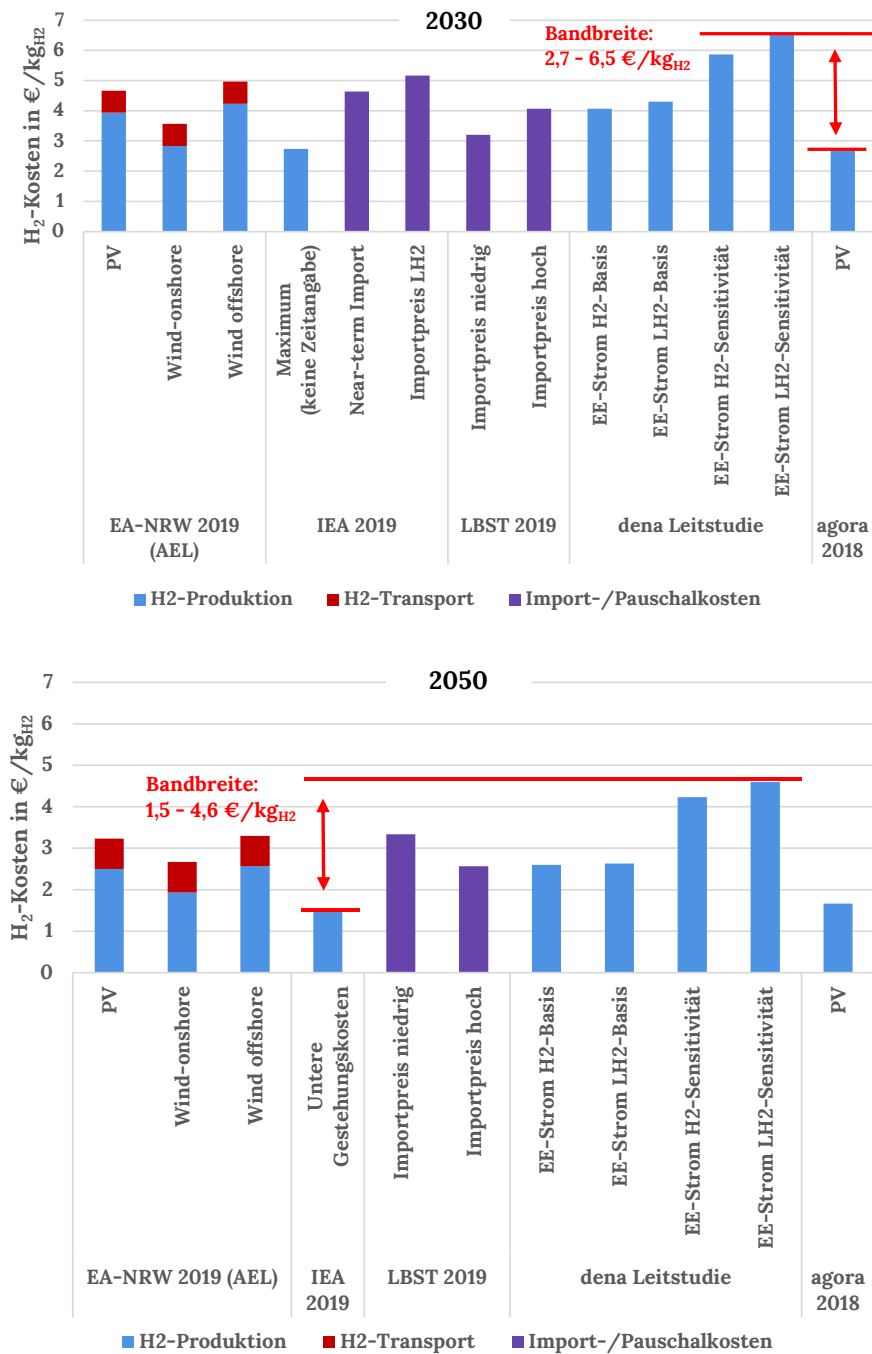


Abbildung 2-8: Wasserstoff-Produktions- bzw. -Importkosten aus Nordafrika nach Deutschland in 2030 (oben) und 2050 (unten) nach verschiedenen Quellen (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [WUI & DIW Econ 2020])

## Import von Wasserstoff oder dessen Derivaten

H <sub>2</sub> -Import über das Gasnetz	Weitere H <sub>2</sub> -Importoptionen (in Form flüssiger Energieträger)
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Vermeidung verlorener Assets aus bestehender Gasinfrastruktur</li> <li>▶ Höchste Effizienz &amp; geringe Transportkosten auf kurzen Strecken</li> <li>▶ Geringe Flexibilität bzgl. Mengen und inkrementeller Einführung bzw. Transportverbindungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Kostenvorteile bei großen Transportentfernungen</li> <li>▶ Flexiblere Verteilrouten</li> <li>▶ Kostenvorteile für dedizierte Endverbrauchssektoren (z. B. Ammoniak NH<sub>3</sub>)</li> <li>▶ Ggf. Kostenvorteile bei weiterer inländischer Verteilung (z. B. Transport über die Straße) und auf der Anwendungsseite</li> </ul>

Über die Merit Order der Gasimportpfade hinaus müssen sich die Transportoptionen von Wasserstoff durch das Gasnetz auch dem Wettbewerb mit anderen Transportvektoren über große Entfernungen stellen. Potenzielle Wettbewerber sind Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>), flüssige organische H<sub>2</sub>-Trägermaterialien (LOHC), Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und Methanol (CH<sub>3</sub>OH) bzw. auch andere synthetisch hergestellte flüssige Kohlenwasserstoffe. In den letzten Monaten wurden solche Vergleiche in verschiedenen Studien vorgestellt [Navigant 2020], [ISI 2020] wovon hier die der Internationalen Energieagentur (IEA) exemplarisch herausgegriffen werden [IEA 2019].

Die wichtigste Erkenntnis aus den Studien ist, dass auf Grund der Vielfalt relevanter Einflussparameter eine Verallgemeinerung der Aussagen im Vergleich unterschiedlicher H<sub>2</sub>-basierter Energieträger (Wasserstoff als auch H<sub>2</sub>-Derivate) nicht möglich ist. Vielmehr gilt es je nach Anwendungsbereich und der Form des H<sub>2</sub>-Einsatzes, individuelle Kostenabschätzungen vorzunehmen. Eine Auswahl wichtiger Einflussparameter ist für die unterschiedlichen Energiedienstleistungen entlang der H<sub>2</sub>-Bereitstellungsketten von der Primärenergiequelle bis zur Endanwendung in Tabelle 2-2 genannt.

Viele dieser Parameter sind kostenrelevant und können zu spezifisch hohen Investitionen führen und damit zu Ausschlusskriterien werden. So können die hohen inkrementellen Investitionsbedarfe zur Errichtung des Gasnetzes auf eine Vielzahl von Kunden (Anpassung Gaspreis im Netz) und über lange Abschreibungszeiträume (30-50 Jahre) verteilt werden, während dieses für Energieträger wie Methanol oder Ammoniak eher unwahrscheinlich ist, sodass diese Infrastrukturen industrietypisch (10-15 Jahre Amortisation, direkte Kostenzuordnung zum jeweiligen Transportvektor) abzuschreiben ist. Es ist daher davon auszugehen, dass ein einfacher parametrisierter Systemvergleich auch in Zukunft nur ansatzweise möglich ist und nur Aussagen zu Größenordnungen von Kosten zulässt.



**Tabelle 2-2: Relevante Einflussparameter für H<sub>2</sub>-Importoptionen entlang der H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette**

Versorgungsaufgabe entlang der Wertschöpfungskette	Einflussparameter
Import (= Transport) von verdichtetem Wasserstoff (CGH <sub>2</sub> ) im Gasnetz vs. verflüssigten tiefkaltem Wasserstoff (LH <sub>2</sub> ), LOHC, Methanol etc. per Schiff	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Transportentfernung (x km vs. y km) und mögliche Transportrouten (Gasnetz vs. Schiffsrouten etc.)</li> <li>▶ Skalierung Transportkapazitäten (x t/Jahr vs. y t/Jahr)</li> </ul>
Lokale/regionale Verteilung via Gasnetz (CGH <sub>2</sub> ) vs. Straßentransport (CGH <sub>2</sub> oder LH <sub>2</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verteilentfernungen (x km vs. y km)</li> <li>▶ Erreichbarkeit der Nutzer</li> <li>▶ Dimensionierung (Durchmesser, Druckniveau, Fließgeschwindigkeit) und Aufwände für den Bau des H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetzes (Umrüstung vs. Neubau)</li> <li>▶ Parameter für Trailertransport (Verteilmengen, Verteilorte, Erreichbarkeit, etc.)</li> </ul>
H <sub>2</sub> -Anwendung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Hohe vs. niedrige Nachfrage pro Nachfrageort</li> <li>▶ Erforderlicher Enddruck (Hochdruck Tankstelle) vs. Niederdruck (Hauswärmeversorgung)</li> <li>▶ Nachgefragter H<sub>2</sub>-Typ (CGH<sub>2</sub> vs. LH<sub>2</sub>)</li> </ul>
Weitere Parameter	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Saisonalität oder Fluktuation der H<sub>2</sub>-Nachfrage pro Tag, Woche, Monat, Jahr</li> <li>▶ Regulierung des jeweiligen Energieträgers</li> </ul>

Im parametrisierten Vergleich eines Transportvektors von Wasserstoff via Gasnetz mit dem Transport von LH<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub> wurde die Abhängigkeit der spezifischen Transportkosten [US\$/kg<sub>H2</sub>] von der Transportentfernung [km] berechnet<sup>20</sup>. Nach [IEA 2019] lässt sich das Ergebnis folgendermaßen zusammenfassen:

- ▶ Die Analysen vergleichen die Transportkosten für einen rohrleitungsgebundenen Transport für Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Ammoniak (NH<sub>3</sub>), sowie zusätzlich den Schiffstransport (im Falle von Wasserstoff in seiner tiefkalten verflüssigten Form).
- ▶ Die Transportkosten skalieren mit zunehmender Entfernung am stärksten für den Rohrleitungstransport mit einem Faktor von ca. 7 von 1.000 auf 3.000 km Entfernung. Zwar liegen die reinen Transportkosten für Ammoniak unter denen von Wasserstoff, um Ammoniak aber als Transportmedium verwenden zu können, müssen hierzu die Umwandlungskosten von Wasserstoff zu Ammoniak addiert werden (ca. 1,0 US\$/kg<sub>H2</sub>). Hieraus schätzen die Experten der IEA für eine Transportentfernung von z. B. 1.500 km, dass dann die spezifischen Rohrleitungstransportkosten 1,0 US\$/kg<sub>H2</sub> für reinen

<sup>20</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Kosten für den Rohrleitungstransport vergleichsweise hoch ausfallen, da eine verhältnismäßig klein dimensionierte Gasleitung mit 2 GW Transportkapazität zugrunde gelegt wurde. Typische Importgasleitungen haben Transportkapazitäten von 10-15 GW.

Wasserstoff und 1,5 US\$/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für die Ammoniakoption betragen. Für die Verwendung des Wasserstoffes in Deutschland müssen hierzu noch die Rückumwandlungskosten hinzuaddiert werden. Auf Basis der getroffenen Annahmen sind daher selbst für eine 3.000 km entfernte H<sub>2</sub>-Anwendung die Transportkosten für Wasserstoff über das Gasnetz niedriger als für den Ammoniaktransport. Wird Ammoniak am Verbrauchsort benötigt, so wird ein Transportkostengleichstand bei etwa 2.500 km Entfernung erzielt.

- ▶ Beim Vergleich der Schiffstransportoptionen zeigt sich, dass sowohl Ammoniak und LOHC unabhängig von der Transportentfernung die kostengünstigere Variante darstellen, was hauptsächlich den hohen Verflüssigungskosten für Wasserstoff anzulasten ist. Werden jedoch die Rückumwandlungskosten für LOHC und Ammoniak im Fall eines H<sub>2</sub>-Bedarfes vor Ort mit eingerechnet, die ca. 15 % der transportierten Energie benötigen, so schrumpft zumindest für LH<sub>2</sub> und Ammoniak die Kostendifferenz. Für alle drei Energieträger skalieren aber die Transportkosten per Schiff nur gering in Abhängigkeit der Transportentfernung.

Als wichtigste Erkenntnisse für den Vergleich unterschiedlicher H<sub>2</sub>-Transportoptionen lassen sich daher folgend Feststellungen treffen:

#### **Wasserstoff-Import:**

- ▶ Der Rohrfernleitungstransport bedarf einer kurzfristig großen inkrementellen H<sub>2</sub>-Nachfragesteigerung auf einer festen Transportroute und in Verbindung eines großen Produktionsortes sowie eines großen Verbrauchszentrums (oder jeweils mehrerer entlang der Trasse), da eine typische Gasrohrleitung eine Transportkapazität von 10-15 GW hat. Diese bedürfen typischerweise großer inkrementeller Investitionen, bestenfalls staatlich abgesichert.
- ▶ Im Vergleich zum Rohrleitungstransport ist der Import von Flüssigwasserstoff oder anderer flüssiger Energieträger bezüglich der Produktions- und Nachfrageorte wesentlich flexibler (ein Drittel der H<sub>2</sub>-Produktions- und ein Zehntel der H<sub>2</sub>-Nachfragekapazität).
- ▶ Die nachfolgende Energienutzung kann für eine ganzheitliche systemische Wirtschaftlichkeitsanalyse von ausschlaggebender Bedeutung sein, also z. B. die Verfügbarkeit eines abgeschriebenen Gasverteilnetzes oder ob Wasserstoff auf dem Straßenweg weiterverteilt werden muss. Daher spielt die Weiterverteilung eine wichtige Rolle, die scheinbar günstigere zu teureren Pfaden machen kann, wenn sich z. B. ein Straßentransport nicht vermeiden lässt. Das wird z. B. für einen Fall, in dem Flüssigwasserstoff zur Flächenbedarfsreduktion an Tankstellen für den Straßenverkehr eingesetzt wird durch eine Belieferung mit einer LH<sub>2</sub>-Vorkette noch verschärft (keine Verdichterstation vor Ort und geringer Kosten für die Tankstellenerschließung sowie geringe Energiekosten).

**Wasserstoff-Nachfrage:**

- ▶ Die H<sub>2</sub>-Bedarfsstruktur in der belieferten Region sind frühzeitig bzgl. Mengen und zeitlichen bzw. räumlichen Bedarfsprofilen zu definieren (z. B. Industriegroßverbrauch für Ammoniak- oder Methanolsynthese oder Wärmebedarfsdeckung).
- ▶ Lieferstrukturen für die Mobilität sind festzulegen (LH<sub>2</sub>- oder CGH<sub>2</sub>-Belieferung bzw. Mischungen derselben).

Anstelle der Fragestellung, welcher Transportvektor künftig der aus Kostengründen einzig richtige ist, dürfte es künftig zielführend sein, keine Schwarz-Weiß-Entscheidungen für oder gegen einzelne Lieferwege zu treffen. Stattdessen sollten detaillierte Bedarfsprofile erarbeitet werden. Dabei sollte besonders die bereits bestehenden und weitgehend engmaschigen Lieferinfrastrukturen des europäischen Gasnetzes nicht außer Acht gelassen werden, wenn man die Errichtung neuer Infrastrukturen über Schiff oder Straße dagegenhält. Dieses kann auch die Merit Order der potenziellen Grüngaslieferländer beeinflussen.

#### 2.1.1.4 Wasserstoffmärkte

Im Folgenden werden unterschiedliche Facetten eines zukünftigen H<sub>2</sub>-Marktes diskutiert, einschließlich

- ▶ Entwicklung von H<sub>2</sub>-Märkten
- ▶ H<sub>2</sub>-Qualität im Hinblick auf seine Herstellung, Nutzung und betriebliche Sicherheit

#### -Entwicklung von Wasserstoff-Märkten

Mobilität	Industrie (Prozesswärme und Grundstoff) & Haushalte (NT-Wärme)
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Schnelle Wettbewerbschancen des H<sub>2</sub>-Absatzes als Kraftstoff für Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzellen</li> <li>▶ Schnelle Einführung der BZ-Mobilität führt zu rascher Kostendegression von Brennstoffzellen als effiziente und breit einsetzbare Energiewandler</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zentrale Gasversorgung verspricht niedrige spezifische Transportkosten und hohe initiale H<sub>2</sub>-Nachfrageinkremente (Industrie)</li> <li>▶ Hohes sofortiges THG-Reduktionspotenzial durch Umstellung der H<sub>2</sub>-Versorgung bestehender Industrieprozesse</li> <li>▶ H<sub>2</sub> in der Wärmebereitstellung begründet die Definition von Wasserstoff als reguliertem Energieträger</li> </ul>

Nach Veröffentlichung der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie werden viele Stimmen laut, die nach einem politisch begründbaren Plan für die Verteilung der knappen EE-Stromressourcen und damit der ebenfalls knappen grünen H<sub>2</sub>-Produktionsmengen rufen. Für jeden Sektor gibt es gute Gründe, Wasserstoff als inhärent Kohlenstofffreien

und universellen Energieträger zu verwenden, aber erst in seiner Nutzung über alle Endverbrauchssektoren hinweg erschließt sich sein volles Synergiepotenzial. Die Pläne zu seinem Einsatz können sich dabei selbst innerhalb Deutschlands unterscheiden, mit Ausnahme der der Mobilität, da hier die Energieversorgungsinfrastrukturen universell und von Region zu Region übertragbar sind. Wie daher einzelne Regionen entscheiden, obliegt einer Strategieentwicklung unter Führung der Politik (Energie- und Umwelt, Industriepolitik und öffentliche Kompatibilität) und Beteiligung der Industrie (Wirtschaftsstandorte), der Kommunen sowie der Endverbraucher und Bürger (Akzeptanz).

Im Folgenden werden die wichtigsten Argumente für den Einsatz von Wasserstoff in den einzelnen Endverbrauchssektoren benannt. Dabei erhebt die Liste keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Ziel ist vielmehr das Aufzeigen möglicher regionaler Schwerpunkte bzw. Besonderheiten.

### **Industrie (Prozesswärme und Grundstoff):**

Der Bedeutung von Wasserstoff im Industriesektor ist bereits heute enorm. Laut [IEA 2019] liegt der jährliche  $H_2$ -Bedarf bei ca. 70  $Mt_{H_2}$ /Jahr dedizierter Produktion und 48  $Mt_{H_2}$ /Jahr  $H_2$ -Nebenprodukt weltweit, wovon 1,7  $Mt_{H_2}$ /Jahr in Deutschland verbraucht werden. Dabei ist die Prozesswärmebereitstellung nur ein Nebenprodukt des  $H_2$ -Einsatzes, insbesondere dann, wenn er als Nebenprodukt anfällt. Seine wesentliche industrielle Verwendung heute ist entweder als chemischer Grundstoff z. B. bei der Herstellung von Benzin- und Dieselkraftstoffen, der Düngemittelproduktion und zur Herstellung von Methanol zur Weiterverarbeitung in chemischen Prozessen oder aber zur Inertisierung von thermischen Prozessen.

Die Besonderheit des industriellen  $H_2$ -Einsatzes liegt in seiner zentralen Verwendung bzw. Produktion in Chemieclustern, in Deutschland hauptsächlich in Nordrhein-Westfalen entlang dem Rhein, in Raum Frankfurt (Hoechst, infraserv), in Ludwigshafen (BASF), im ChemCoast-Cluster mit Stade, Brunsbüttel und dem Hafen Hamburg als auch in der von dieser Studie betroffenen Region Mitteldeutschland im Chemiedreieck Bitterfeld-Leuna-Zeitz. Darüber hinaus finden sich  $H_2$ -Produktionsstandorte in Brandenburg (Schwedt), in der Nähe von Lingen (bp, H&R), Karlsruhe (MIRO), bei Ingolstadt (Raffinerie Vohburg) und in Burghausen (Wacker Chemie).

In Zukunft könnte auch die Stahlindustrie zu einem neuen  $H_2$ -Großabnehmer werden, wenn die strenger werdenden Umweltauflagen<sup>21</sup> den Einsatz von Kokskohle immer weiter einschränken. Die Direktreduktion von Eisenschwamm als Einsatzstoff in Verbindung mit Elektrostahlöfen zur Nachbehandlung gilt als das einzig nachhaltige Stahlproduktionsverfahren. Dazu könnte eine zusätzliche  $H_2$ -Nachfrage von bis zu 2,4  $Mt_{H_2}$ /Jahr in deutschen Stahlwerken entstehen [Dena 2019b]. Das Bundesland Nordrhein-Westfalen hat zusammen mit dem größten deutschen Stahlhersteller thyssenkrupp in seiner  $H_2$ -Roadmap bereits für 2025 die Betriebsaufnahme einer ersten

---

<sup>21</sup> In Deutschland verursachen die Stahlproduktion an zusammen 20 Standorten ca. 6% aller  $CO_2$ -Emissionen.

DRI-Anlage angekündigt, dazu aber auch den Einsatz von Wasserstoff in vielen anderen Industriesektoren angekündigt<sup>22</sup>.

Vor diesem Hintergrund bietet sich der industrielle großskalige H<sub>2</sub>-Einsatz zur raschen Kostenreduktion beim Aufbau einer H<sub>2</sub>-Gasinfrastruktur durch ein erstes rudimentäres H<sub>2</sub>-Transportleitungsnetz an. Dieses wurde durch die Vereinigung der deutschen Ferngasnetzbetreiber bis 2030 auf etwa 5.900 km Rohrleitungslänge geschätzt [FNB Gas 2020b]. Dieses entspricht auch der Vorstellung der betroffenen Industrieunternehmen, die entsprechende Großprojekte planen, wie derzeit in Nordrhein-Westfalen (NRW) aber auch im benachbarten holländischen Grenzland um Groningen und Eemshafen.

Gegen eine frühe Marktentwicklung aus der Sicht Grüner Gase spricht das Erfordernis möglichst geringer H<sub>2</sub>-Preise. Kostengünstiger Wasserstoff lässt sich heute im Vergleich der derzeitigen Prognosen der H<sub>2</sub>-Herstellkosten zunächst wohl eher CO<sub>2</sub>-reduzierter, d. h. blauer oder türkiser Wasserstoff bereitstellen. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass es bislang existierende Projekte gibt, bei denen die langfristige Lagerung des CO<sub>2</sub> (CCS) oder Kohlenstoffs im benötigten Größenmaßstab nachgewiesen wurde.

Zusammengefasst verspricht der industrielle Wassergroßeinsatz eine schnelle Kostenreduktion durch Skalierung insbesondere auch der H<sub>2</sub>-Gasnetzinfrastruktur. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass aus Kostengründen in einer Übergangsphase zunächst viel blauer oder ggfs. auch türkiser Wasserstoff eingesetzt werden dürfte. Dies birgt vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaschutzziele für 2045 große Risiken für „Stranded Investments“ in diese fossilen Produktionstechnologien.

### **Mobilität:**

Über viele Jahrzehnte galt der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff für die Mobilität – und hier insbesondere für Pkw im **Straßenverkehr** – als eine universelle Lösung, die eine den heutigen Gewohnheiten nahekommende individuelle Mobilität trotz Nachhaltigkeitsbestrebungen ermöglichen sollte. Dabei wurden zunächst verbrennungsmotorische Antriebe (H<sub>2</sub>-VKM) entwickelt, später dann aber zunehmend der hocheffiziente Brennstoffzellenelektrische Antrieb (BZ-elektrisch) favorisiert. Dieser eignet sich insbesondere aufgrund der im Vergleich zum VKM doppelt so hohen Effizienz für einen breiten Einsatz in den unterschiedlichsten Mobilitätsanwendungen: vom Pkw über leichte und schwere Lkw, Stadt- und Reisebusse, Sonderfahrzeuge, Materialförderfahrzeuge, Bahn- und Schiffsantriebe (binnen und maritim) als auch zur Stromerzeugung oder ggfs. zum Antrieb von Flugzeugen.

---

<sup>22</sup> Laut [Theben 2020] sollen lt. der „Wasserstoff-Roadmap NRW“ neben Projekten in der Stahlherstellung bis 2030 Verfahren zum Einsatz von Wasserstoff in der Zementindustrie, eine Pilotanlage der Glasproduktion, ein Demoprojekt in einer Gießerei und die industrielle Anwendung in der Fliesen- und Ziegelindustrie entwickelt bzw. umgesetzt werden.

Aufgrund des stark zunehmenden Drucks auf den Verkehrssektor zur THG-Emissionsreduktion<sup>23</sup> ist von dem Erfordernis eines Paradigmenwechsels auszugehen. Während in der Zwischenzeit batterieelektrische Antriebe für kleine und mittlere Pkw in der öffentlichen Diskussion zur dominierenden Option geworden sind, dürften für eine Anwendung in größeren Pkw sowie in Schwerlastanwendungen (Lkw, Schienen- und Luftverkehr sowie der Schifffahrt) Brennstoffzellen wegen der höheren Energiespeicherdichten die favorisierte Option darstellen. Auch die erforderlichen Investitionsvolumina in die Betankungs- bzw. Ladeinfrastrukturen sollten vor dem Hintergrund einer flächendeckenden Umstellung der Fahrzeugflotte berücksichtigt werden (siehe etwa [LBST et al. 2019] und [FZJ 2018]).

Im Hinblick auf eine Nutzung Grüner Gase im Verkehrssektor kommt unter anderem auch eine Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff in Betracht, die den Transport großer H<sub>2</sub>-Mengen bis zum oder nahe dem Nutzerort (also der Tank- oder Bunkerstelle) effizient und sicher ermöglicht. Die BZ-Technologie spielt besonders in Asien (China, Japan und Südkorea) über die Versorgung schwerer Nutzfahrzeuge hinaus auch für mittlere Pkw eine Rolle. Auch in Europa und insbesondere in Deutschland bewerkstelligt die industriebetriebene Initiative H<sub>2</sub>-Mobility den Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur von H<sub>2</sub>-Tankstellen für BZ-Pkw und ggfs. auch -Lkw.<sup>24</sup> Da jedoch parallel auch weitere Transportalternativen wie Flüssigwasserstoff oder LOHC für Wasserstoff bis zur Tankstelle entwickelt werden, ist eine Einschätzung der künftigen Rolle des Gasnetzes zur Tankstellenbelieferung von gasförmigem Wasserstoff noch nicht vollständig absehbar. Insbesondere der erforderliche hohe Energiedurchsatz an H<sub>2</sub>-Lkw-Tankstellen führte zum Vorschlag eines deutschen Lkw-Herstellers, eine LH<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge aufzubauen [Daimler 2020]. Die Gasindustrie wartet daher derzeit diese Entwicklungen ab, d. h. die Mobilitätsanwendungen stehen eher am Rande des aktuellen Versorgungsfokus der Gasindustrie.

Die Befürworter einer breiten Anwendung von Brennstoffzellen und Wasserstoff im Verkehrssektor die besonders günstigen ökonomischen Randbedingungen, die sich aus einer hohen Besteuerung konventioneller fossil basierter Kraftstoffe im Verkehrssektor und der gleichzeitigen Steuerbefreiung der BZ-elektrischen Fahrzeuge ergeben würden. So ist beispielsweise in der Schweiz aufgrund der dortigen Besteuerung<sup>25</sup> der Einsatz von H<sub>2</sub>-betriebenen schweren Nutzfahrzeugen bereits heute rentabel. Prinzipiell könnte also

---

<sup>23</sup> Statt einer Abnahme und damit der Erfüllung der europäischen und deutsche Klimagasreduktionsziele, haben CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors in den letzten Jahren kontinuierlich weiter zugenommen, um 3,7% beim deutschen Pkw-Verkehr (1995-2018) und 22% im Straßengüterverkehr, da dieser in Summe im gleichen Zeitraum um 81% zugenommen hat und damit alle Effizienzsteigernden Maßnahmen deutlich überkompensiert hat [UBA 2020].

<sup>24</sup> Siehe auch <https://h2.live/>

<sup>25</sup> Die gelingt aufgrund der hohen Besteuerung schweren Lkw mit Dieselantrieb bei einer Fahrleistung von ca. 100.000 km mit ca. 90.000 sFr jährlich (LSVA - Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe: 0,0228 sFr/(tkm Jahr))

auch für die Gasversorger ein neues lukratives Geschäftsfeld in der Versorgung der Mobilität entstehen.

Ein weiteres, wenn auch mengenmäßig beschränktes, Segment für die H<sub>2</sub>-Anwendung in der Mobilität ist das des **BZ-betriebenen Schienenverkehrs**. Dieses betrifft insbesondere die nicht-elektrifizierten Streckenabschnitte, die im Jahr 2018 im Bundesmittel etwa 39 % betragen, sich aber von Bundesland zu Bundesland im Schienen-Personennahverkehr (SPNV) stark unterscheiden. So war die Elektrifizierung (elektrisch gefahrene Zugkilometer pro Jahr in 2016) in den Stadtstaaten Hamburg und Bremen mit 95 % bzw. 88 % am höchsten [Allianz pro Schiene 2020]. Insgesamt weisen die Flächenländer allerdings eine deutliche Bandbreite zwischen 29 % elektrifizierter Strecken in Thüringen bis zu 86 % in Berlin-Brandenburg auf [BAGSPNV 2017]<sup>26</sup>.

Angeregt durch die Entwicklung von Alstom eines BZ-betriebenen Hybrid-BZ-Triebwagenzuges für den SPNV wurde im Jahr 2016 eine vom BMVI geförderte H<sub>2</sub>-Infrastrukturstudie vorgelegt, die als Basis für die nachfolgenden Streckenausschreibungen herangezogen wurde [EY 2016]. In der Folgezeit folgten einige Ausschreibungen für Bahnprojekte, spezifisch für BZ-betriebene Antriebe (Niedersachsen, Hessen) oder technologieoffen (Schleswig-Holstein, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen). Auf Basis des technischen Lernprozesses (siehe z. B. [LBST et al. 2016], [VDE 2020] und [IfB 2021]) wurde auch für die Region Mitteldeutschland im Auftrag des Zweckverbands für den Nahverkehrsraum Leipzig (ZVNL) nach einer ersten BZ-spezifischen Studie [LBST et al. 2018] nachfolgend eine technologieoffene Vergleichsstudie erstellt [IWU et al. 2020]. Ziel beider Studien war eine Untersuchung der betrieblichen und infrastrukturenspezifischen Randbedingungen auf den Streckenabschnitten Leipzig – Grimma – Döbeln und Leipzig – Gera. Das Ergebnis der zweiten Studie zeigte, dass auf der erstgenannten Strecke wegen des bereits vorliegenden Streckenelektrifizierungsgrades der Einsatz von batteriebetriebenen Triebwagen sinnvoller ist, während auf der anderen Strecke auch ein Einsatz BZ-betriebener Triebwagenzüge sinnvoll sein kann.

Ein weiteres wichtiges Argument ist die Praktikabilität der BZ-elektrischen Fahrzeuge z. B. gegenüber rein elektrisch versorgten Batteriefahrzeugen, da sie etwa gleiche Reichweiten pro Tankfüllung, hohe Nutzlasten, gleiche saisonale Reichweite und kurze Betankungszeiten wie mit heutigen Benzin- oder Dieselfahrzeugen versprechen. Die den elektrischen Fahrzeugen mit Brennstoffzellen gegenüber jenen mit Batterien häufig nachgesagte deutlich geringere Effizienz (pro Fahrzeug) wird einer kürzlichen Studie zufolge jedoch in einer systemischen Betrachtung kompensiert, sodass für das gesamte Energiesystem (Sektorenkopplung) etwa der gleiche Gesamtsystemwirkungsgrad erzielt werden kann [LBST et al. 2019]. Grund sind etwa der große (saisonale) Speicherbedarf in einem vor allem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem sowie die Vorteile des Energieimports in Form gasförmiger Energieträger gegenüber Stromimporten. In

---

<sup>26</sup> Eine Übersicht über die Verteilung der elektrifizierten und nicht elektrifizierten Streckenabschnitte liefert das Infrastrukturregister der DB Netze unter <https://geovdbn.deutschebahn.com/isr>.

beiden Fällen ist eine Umwandlung von Strom zu Wasserstoff im Energiesektor notwendig, die bei der reinen Betrachtung von batterieelektrischen Fahrzeugen generell vernachlässigt werden. Zudem ist ein Infrastrukturausbau von einer flächendeckenden Anzahl von H<sub>2</sub>-Tankstellen mittel- bis langfristig kostengünstiger als die erforderlichen Ladeinfrastrukturaufbaumaßnahmen inklusive dem kostenintensiven Ausbaubedarf des Stromverteilnetzes.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Flottenhochlauf von BZ-Fahrzeugen und die damit verbundene steigende Nachfrage nach Wasserstoff (bzw. die dafür erforderlichen Kapazitäten des Gasnetzes) nur schwer abschätzbar sind, obwohl aus wirtschaftlicher Perspektive gerade kurzfristig, d. h. in der investitionsbedingt schwierigen Anfangsaufbauphase gute Gründe dafürsprechen würden. Ein wichtiger Grundstein war die Selbstverpflichtung diverser europäischer Nutzfahrzeughersteller, bis 2030 100.000 H<sub>2</sub>-betriebene BZ-Lkw auf Europas Straßen zu bringen (Coalition Statement on the deployment of fuel cell and hydrogen heavy-duty trucks in Europe [FCH JU 2020]).

### Haushaltswärme:

Für eine Verbrennung von Wasserstoff in einfachen Haushaltsbrennern wurde dieser vielfach als zu wertvoll eingeschätzt. Dennoch setzt gerade England auf diese Technologie, um den Haushaltswärmesektor, der heute in England traditionell zum größten Teil mit Gas versorgt wird, zu bedienen (siehe auch [Northern Gas Networks et al. 2016]). Auch in den Niederlanden wurde diese Technologie als sinnvolle Ergänzung zum Direkteinsatz von Strom mittels elektrischer Wärmepumpen und Option zur kostengünstigen Bereitstellung von Wärme identifiziert [FCW 2020]. In einer Metaanalyse von TNO wurde eine große Bandbreite der Einschätzungen von Wasserstoff in diesem Sektor gezeigt. Danach streut die Bandbreite der Vorhersagen von keinem H<sub>2</sub>-Einsatz für die Niedertemperaturwärmebereitstellung in den Niederlanden für 2050 bis etwa der Hälfte allen Energieeinsatzes für diesen Sektor, mit einem Mittelwert des H<sub>2</sub>-Bedarfes von etwa 34 PJ<sub>H<sub>2</sub></sub>/Jahr bzw. 283 kt<sub>H<sub>2</sub></sub>/Jahr. Dieser würde gleichsam das Gastransport- als auch das Gasverteilnetz betreffen.

Auch in Westdeutschland setzen einzelne Versorger sich für die Verteilung von Wasserstoff via Gasverteilnetz bis in einzelne Haushalte ein<sup>27</sup>. Als Alternativtechnologien zu den Heizkesseln mit thermischen H<sub>2</sub>-Brennern werden im Allgemeinen strom- und gasbasierte Energiewandler vorgeschlagen, von denen die folgende Liste die wichtigsten Systeme aufzählt:

- ▶ **Kleine BZ-Aggregate** (0,5-1 kW<sub>el</sub>) zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die so dimensioniert sind, dass sie bei Volllast im Tagesmittel gerade die Wärmelast der Warmwassererzeugung bereitstellen und damit wirtschaftlich hocheffizient sind.

<sup>27</sup> Power-to-Gas: Einmaliges Projekt: Erdgasleitung transportiert 100 Prozent Wasserstoff - Die E.ON-Tochter Westnetz testet in Holzwickede, inwieweit sich grüner Wasserstoff im Gasnetz speichern lässt [top agrar 2020].



Diese H<sub>2</sub>-betriebenen Geräte werden heute mit Erdgas und einer internen Reformereinheit [Roland Berger et al. 2020].

- ▶ **Elektrische Wärmepumpen** vor allen Dingen zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Neubausektor.
- ▶ **Zentrale KWK-Erzeuger** (verbrennungsmotorisch mit Biogas oder Wasserstoff sowie mittelgroße Brennstoffzellen), die die Wärme über den „letzten Meter“ über Nahwärmenetze verteilen. Diese Systeme werden insbesondere im nahwärmeaffinen Dänemark vorgeschlagen [Energinet 2020].

Auch für Deutschland wurde in einem kürzlichen Statement von der VONOVIA das Erfordernis der direkten Gasverbrennung zur Hauswärmebereitstellung noch im Jahr 2050 gesehen, da bei Vorlauftemperaturen von mindestens 50 °C des Baubestandes Niedertemperatursysteme keinen Beitrag leisten können, auch im Jahr 2050 nicht [SPD 2020]. Diese würde dann auf Grund der Verbreitung Grüner Gase auch im Gasverteilnetz dann durch Wasserstoff geliefert werden.

Auch für den Haushaltssektor ist daher derzeit schwer abzuschätzen, wie sich der künftige Grüne Gasabsatz über das Gasnetz entwickeln wird. Auch ist unklar, ob die Entwicklung sich im Neubausektor mehr in Richtung von Nahwärmesystemen mit siedlungszentraler KWK bewegen wird oder ob sich kleine hauseigene Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit eigenem Anschluss an ein H<sub>2</sub>-Verteilnetz durchsetzen werden.

### Wasserstoff-Qualität im Hinblick auf seine Herstellung, Nutzung und betriebliche Sicherheit

„Industry-grade“ Wasserstoff	„Fuel-cell-grade“ Wasserstoff
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Standard-Wasserstoff im Transport- und Verteilnetz</li> <li>▶ Volumenanteil: mindestens 98 Mol.-%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Hochreiner Wasserstoff, um insbesondere Brennstoffzellenanwendungen oder andere Verbraucher mit hohen H<sub>2</sub>-Qualitätsanforderungen zu bedienen</li> <li>▶ Volumenanteil mindestens 99,97 Mol.-%</li> </ul>

Es ist davon auszugehen, dass sich in Zukunft zwei Gruppen von H<sub>2</sub>-Kunden herauskristallisieren werden, die sich hauptsächlich in der Anforderung an die Reinheit des verbrauchten Wasserstoffes unterscheiden („Gasgüte“). Dabei geht es jedoch nicht nur um den H<sub>2</sub>-Gehalt, sondern auch um die Beschränkung besonders kritischer Verunreinigungen.

Um zu einer praktikablen und nachvollziehbaren Definition von Reinheitsniveau und Art der Verunreinigungen zu gelangen, hat die deutsche Gasindustrie vor ca. zwei Jahren einen Analyse- und Definitionsprozess gestartet, der inzwischen zu einem konkreten Vorschlag geführt hat. Das Vorgehen basierte zunächst auf einer Erfassung der maximal zulässigen Verunreinigungen aus Sicht

- ▶ der wichtigsten H<sub>2</sub>-Herstellprozesse mit beispielhaften Verunreinigungen in Klammern:  
Dampfreformierung, partielle Oxidation bzw. autotherme Reformierung von Erdgas (CO, CO<sub>2</sub>), partielle Oxidation von Schweröl, Kohle- bzw. Biomassevergasung (CO, CO<sub>2</sub>) sowie Chlor-Alkali-Elektrolyse (Cl<sub>2</sub>) und künftige Elektrolysen (PEMEL, AEL, SOEL) (H<sub>2</sub>O, O<sub>2</sub>);
- ▶ der wichtigsten H<sub>2</sub>-Abnehmer heute und künftig:  
als chemischer Grundstoff für Industrieprozesse, Nieder- und Prozesswärmerebereitstellung sowie als Kraftstoff für diverse Mobilitätsanwendungen; und
- ▶ der sicherheitstechnischen (z. B. Explosionsgrenzen) sowie umweltspezifische (z. B. Beeinträchtigungen von Menschen und Umwelt) Anforderungen an gastechnische Einrichtungen der heute mit fossilem oder Biomethan und künftig mit Grünen Gasen betriebenen Gasversorgungsinfrastruktur, vom Leitungstransport über die Speicherung bis hin zu verbrauchernahen Einrichtungen (Übergabestationen, Tankstellen).

Aus dieser Analyse wurde ein Schadstoffkatalog erstellt und ein Vorschlag für H<sub>2</sub>-Qualitätsanforderungen und maximal zulässige Verunreinigungen entwickelt. Wichtige Elemente dieses Vorschlages beinhalten folgende Aspekte:

- ▶ **„Industry-grade“ Wasserstoff<sup>28</sup>**: Deutsche Gastransport- und Verteilnetzbetreiber haben sich auf die Einführung einer einzigen H<sub>2</sub>-Qualität im gesamten Gasnetz geeinigt. Dieses soll einen Anteil von maximal 2 Mol-% Verunreinigungen in einem so definierten H<sub>2</sub>-Strom enthalten, der bundesweit im Gasnetz verteilt werden soll<sup>29</sup>. Dieser berücksichtigt die o. g. Interessen von H<sub>2</sub>-Produzenten und -Kunden sowie die erforderlichen Sicherheitsauflagen im Gasnetz. Dazu zählen z. B. auch die Verschmutzungen, die nach einer Umstellung einer viele Jahre in Betrieb befindlichen Erdgasinfrastruktur auf einen dedizierten H<sub>2</sub>-Betrieb auftreten, wobei Methan- oder andere Gasmoleküle von allen dem Gastrom gegenüber offenen Oberflächen desorbiert werden können. Eine noch höhere Gasqualität, die aus verschiedenen Quellen (z. B. auch H<sub>2</sub>-Speicher) stammen können, würde sehr hohe Reinigungskosten

<sup>28</sup> Als Beitrag zur Verwirrung hat [Guidehouse 2020], beauftragt von elf einflussreichen europäischen Gasunternehmen (Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, Ontras, Teréga, Snam and Swedegas), auch den in Brennstoffzellen verwendeten Wasserstoff als „industry-grade hydrogen“ bezeichnet. In dem Kontext dieser Studie belegen wir ausschließlich den in großen industriellen Anwendungen verwendeten Wasserstoff (Chemie, Raffinerie- und Stahlindustrie) mit diesem Begriff. Eine baldige eindeutige und europaweit gültige Definition der Begrifflichkeiten wäre hier sicherlich zielführend. Im deutschen Entwurf werden die Qualitäten in Kategorie A (98 Mol-%) (industry-grade) und B (99,97 Mol-%) (fuel cell-grade) eingestuft.

<sup>29</sup> Bestandteil des Entwurfs einer aktualisierten Fassung der Technischen Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) Gasbeschaffenheit (Gas Quality) vom 11.09.2020 [DVGW 2020b]:  
Grenzwerte Gruppe A (2. Gasfamilie Gruppe H): 98 Mol-%;  
Grenzwerte Gruppe D (DIN EN 17124:2019): 99,97 Mol-%.

für über das Gasnetz verteilte Anlagen erfordern, die den „industry-grade“ Wasserstoff für die Gasgroßkunden bzw. die Mehrzahl an Gaskunden (H<sub>2</sub>-Kessel) unnötig verteuern würde.

- ▶ **„Fuel-cell grade“ Wasserstoff:** Eine besonders hohe H<sub>2</sub>-Qualität ist Voraussetzung für die H<sub>2</sub>-Verwendung in gegenüber Verunreinigungen sensitiven Geräten (PEM-Brennstoffzellen, daher der Begriff) oder Industrieprozessen (z. B. H<sub>2</sub>-Verwendung als Inertgas). Einige der Verunreinigungen wurden weiter oben im Kapitel benannt, andere wiederum mit inertem Verhalten wie Ar oder N<sub>2</sub> können im H<sub>2</sub>-Gasstrom verbleiben. Der Einsatz von PEM-Brennstoffzellen bietet sich vor allem in mobilen Anwendungen an (z. B. Pkw, Lkw, Flurförderfahrzeuge, Schienenfahrzeuge, Binnen- und seegängige Schiffe und Antrieb kleiner und mittlerer Flugzeuge). Die für diese Verwendung erforderliche breite Regulatorik für Produktauslegung und -betrieb wird derzeit weltweit geregelt, eine Voraussetzung für die Entstehung eines breiten kommerziellen Weltmarktes<sup>30</sup>. In beschränkten und definiert abgegrenzten Netzbereichen soll dieser Wasserstoff dann den entsprechenden Kunden zur Verfügung gestellt werden. Dazu wird es entsprechender Reinigungsprozesse und -anlagen bedürfen, die z. T. auf Basis bekannter, angepasster oder neu zu entwickelnden Verfahren standardisiert verfügbar gemacht werden sollten, um eine H<sub>2</sub>-Reinheit von mindestens 99,97 Mol-% zu gewährleisten.

Der Vorschlag der deutschen Gasindustrie zur Definition dieser H<sub>2</sub>-Qualitäten wurde bereits informell mit anderen europäischen Unternehmen diskutiert und trifft allem Anschein nach auf eine breite prinzipielle Zustimmung, wobei an anderer Stelle auch 1 Mol-% als maximal zulässige H<sub>2</sub>-Verunreinigungsrate im Gespräch sind. Eine europäische Einigung wird im Rahmen von EASEE derzeit angestrebt. Die europäische Harmonisierung der H<sub>2</sub>-Qualität wird einen wichtigen Beitrag zur Forderung der europäischen Gasindustrie aus der Hydrogen Backbone Study leisten: „A mature European hydrogen backbone assumes well-functioning interoperability across borders...“. Das wird auch eine wichtige Aufgabe von CEN sein, die, ggfs. in Abstimmung mit JTC-6, die H<sub>2</sub>-Qualität im Gasnetz in CEN TC 234/WG11 verankern muss.

---

<sup>30</sup> **Brennstoffzellen-Pkw:** ISO 14687:2019 (Hydrogen fuel quality - Product specification for cars and stationary applications), **H<sub>2</sub>-Tankstellen:** ISO FDIS 19880-8:2019 (Gaseous hydrogen - Fuelling stations - Part 8: Fuel quality control) und **Wasserstoff als Kraftstoff:** EN 17124:2018 (Hydrogen fuel - Product specification and quality assurance - Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles).

In Europa hat die Europäische Kommission die Entwicklung eines sog. „Implementing Agreement“ veranlasst M533 (ANNEX 2 of the Alternative Fuels Directive (AFID) for hydrogen refueling stations), um die weltweit gültigen technischen Spezifikationen und Standards europaweit einzuführen.

## 2.1.2 Biomethan

In diesem Kapitel wird der aktuelle Diskussionsstand zu Biomethan anhand wichtiger Einsichten zu technischen, ökonomischen, umweltspezifischen sowie systemischen Fragen des potenziellen Nutzens dargestellt. Dabei geht es weniger um eine umfassende Analyse zu diesem Themengebiet, sondern insbesondere um Aspekte, die für die künftige Rolle von Biomethan im Energiesystem oder aus einer Wertschöpfungsperspektive für die Region Mitteldeutschland eine Rolle spielen könnten. Entsprechend werden im folgenden zunächst Aspekte der Biogas- und Biomethanproduktion diskutiert (Kapitel 2.1.2.1), die gegenwärtigen politischen Diskussionsfragen aufgezeigt (Kapitel 2.1.2.2), sowie abschließend Potenziale und Märkte für den Biomethaneinsatz vorgestellt (Kapitel 2.1.2.3).

### 2.1.2.1 Produktionsprozesse

Biomethan lässt sich typischerweise entlang zweier unterschiedlicher Produktionsrouten herstellen:

- ▶ mittels anaerober Vergärung (anaerobic digestion) in einer Biogasanlage mit anschließender Aufbereitung auf Biomethanqualität, oder
- ▶ mittels thermischer Vergasung von fester Biomasse (z. B. Holz).

#### Biogas (anaerobe Vergärung)

Die Vergärung von Biomasse erfolgt in Fermentern (Biogasanlage), wobei sich das Biogas in der Gashaube des Fermenters sammelt. Rohes Biogas besteht, je nach eingesetztem Rohstoff, zu 55–65 % aus Methan ( $\text{CH}_4$ ) und zu 30–45 % aus Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) sowie zu geringen Teilen aus anderen Gasen, wie Schwefelwasserstoff ( $\text{H}_2\text{S}$ ) und Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ). Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu einspeisefähigem Biomethan wird insbesondere  $\text{CO}_2$  entfernt, um Erdgasqualität mit einem hohen Methangehalt zu erreichen. Wie bereits in Kapitel 2.1.1.2 erwähnt, kann dieses  $\text{CO}_2$  anschließend auch als Rohstoff im Pt $\text{CH}_4$ -Prozess eingesetzt werden, um aus Wasserstoff per Methanisierung synthetisches Methan (PtG) oder per Fischer-Tropsch-Verfahren langkettige Kohlenwasserstoffe herzustellen. Der Prozesswirkungsgrad hängt dabei stark vom eingesetzten Rohstoff, Verlusten beim Biomassetransport und dem Wirkungsgrad des Fermenters (Umsatzraten), dem Methanschlupf und dem spezifischen Energiebedarf des Fermenters<sup>31</sup> ab [IRENA 2018].

In der EU wurden im Jahr 2018 18.202 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 11.082 MW betrieben. Die Gesamterzeugung lag bei 63.511 GWh Biogas [EBA 2019], wovon der überwiegende Teil direkt vor Ort zur Stromproduktion (KWK) eingesetzt wurde.

---

<sup>31</sup> Der Energiebedarf für einen Fermenter wiederum hängt ebenso von einer Vielzahl von Faktoren ab (Feuchtegehalt der Biomasse, Art des biogenen Einsatzstoffes, von der individuellen Anlagentechnik/Hersteller (Isolation) und dem Standort des Fermenters). Es werden Strom (0,01 - 0,17 kWh/kWh<sub>Biogas</sub>) sowie Wärme (0,1 - 0,17 kWh/kWh<sub>Biogas</sub>) eingesetzt.

Aufgrund der dezentralen Struktur wird auch für das Jahr 2030 ausgegangen, dass immer noch 60 % des Biogases auf diese Weise verwendet werden [OIES 2017].

Der weitaus geringere Teil (im Jahr 2014 waren dies lediglich 11 % des Biogases) wird tatsächlich zu Biomethan umgesetzt und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist [CE Delft et al. 2016]. In Deutschland wurden im Jahr 2018 insgesamt 213 Biomethananlagen betrieben, mit einer Gesamterzeugung von etwa 10 TWh [Edel 2018], [Dena 2019]. Ein geringer Anteil davon ist außerdem Teil des grenzüberschreitenden Gasaustausches (z. B. zwischen Dänemark (Energinet) und Deutschland (AGCS) mit ca. 48 GWh (2017) aus sechs Anlagen).

Für die Biogasherstellung werden Gülle, organische Abfälle, landwirtschaftliche Überreste, Klärschlamm, aber auch eigens dafür angebaute Energiepflanzen als Einsatzstoffe verwendet, wobei der Fokus in Deutschland auf den Energiepflanzen liegt [Leguijt 2018] [CE Delft et al. 2016]. Der Einsatzstoff bestimmt den spezifischen Biomethanertrag (trocken) und beträgt zwischen  $0,21 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{TM}}$  für Gülle,  $0,36 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{TM}}$  für Mais und  $0,40 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{TM}}$  für Bioabfall [Ecofys 2018]. Das im Biogas enthaltene  $\text{CO}_2$  wird vornehmlich durch physikalische und chemische Adsorption oder Membranen abgetrennt [IRENA 2018]. Der Stromverbrauch der Adsorption beträgt typischerweise  $0,22 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$  Biogas. Zusätzlich können durch Wärmerückgewinnung mehr als  $0,25 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$  Biogas rekuperiert werden, wodurch nahezu der gesamte Wärmebedarf einer Biogasanlage gedeckt werden kann [Bright Biomethane 2018].

Mögliche Umweltwirkungen von Biogasanlagen gehen vor allem von den Geruchsbelästigungen aus, die durch Transport und Lagerung der Einsatzstoffe entstehen und durch Absaug- und Luftbehandlungsanlagen, geschlossene Lagertanks und Silos, Mistkeller und Bunker mit Luftreinigung minimiert werden können. Der Biogasprozess (anaerobe Vergärung) reduziert sogar die Geruchsemissionen. Im Sinne dezentraler Kreislaufwirtschaften sind die Nährstoffrückgewinnung durch die Ausbringung des Fermenterrests als Dünger, die Minderung des THG-Effekts von anderweitig entsorgten biogenen Reststoffen als auch die Vermeidung von THG-Emissionen aus natürlicher Verrottung bei Lagerung bei gleichzeitiger Nutzung der erzeugten Energie einzuschätzen [Navigant 2019]. Für die THG-Emissionen der Landwirtschaft bedeutet das eine sinnvolle Nutzung der unerwünschten Gülle und Ausbringung des Gärrests als Wirtschaftsdünger [Energinet.dk et al. 2016] [OIES 2017].

Die Produktion von Biomethan ist auch mit der Freisetzung von THG-Emissionen verbunden, wie z. B. durch den Einsatz von (fossiler) Hilfsenergie (Strom für das Umwälzwerk, Wärme für das Ambiente der Bakterien...). Bedeutend sind dabei gerade die mit dem Anbau von Biomasse verbundenen Lachgasemissionen ( $\text{N}_2\text{O}$ ), die ein um 250-300-fache THG-Wirkung besitzen als  $\text{CO}_2$ . Je nach Prozess und Ausgangsmaterialien können allerdings gegenüber Erdgas deutliche THG-Emissionssenkungen erreicht werden. Bei der anaeroben (ohne Sauerstoff) Vergärung können diese um bis zu ca. 68 %

(Mais), 86 % (Bioabfall) und durch negative Emissionen<sup>32</sup> sogar um mehr als 100 % gesenkt werden (Gülle)<sup>33</sup>.

### Bio-SNG (thermische Vergasung)

Die Vergasung biogener Einsatzstoffe (z. B. Holz) findet bei hohen Temperaturen (700–1.500 °C) unter Zufuhr von Dampf und geringen Mengen an Sauerstoff (bezeichnet auch als „unterstöchiometrisch“) statt. Die Biomassevergasung umfasst folgende Prozessschritte [OIES 2017] [DECHEMA & Future Camp 2019]:

- ▶ Vorbehandlung der Biomasse (Zerkleinerung, Trocknung auf max. 15 %) und Abtrennung von Fremdstoffen),
- ▶ Vergasung zu Synthesegas (CO, H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>) im Festbett-, Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser mit limitierter O<sub>2</sub>-Zufuhr zur Reduktion von CO<sub>2</sub>- und Wasseranteilen und
- ▶ Gasreinigung und -aufbereitung (Asche-, Schwefel- und Chloridabtrennung), Methanisierung in katalytischen Reaktoren (Nickel) sowie Entfernung von CO<sub>2</sub> und Wasser in der Gasaufbereitungseinheit [Navigant 2019].

Biogas aus thermischer Vergasung wird auch als Bio-SNG (synthetisches Erdgas, synthetic natural gas) bezeichnet. Die Kommerzialisierung der Technologie befindet sich in einem frühen Stadium; bisher ist nur eine limitierte Anzahl von Demonstrationsanlagen bekannt [OIES 2017], jedoch steht die Technologie prinzipiell kommerziell zur Verfügung [DECHEMA & Future Camp 2019].

Der Ertrag von Bio-SNG ist ca. 0,55 m<sup>3</sup> pro kg trockener Biomasse basierend auf einer Umwandlungseffizienz von >90 % [Ecofys 2018], die jedoch derzeit praktisch noch nicht erreicht wird (70 %).

#### 2.1.2.2 Politische Rahmenbedingungen

Prinzipiell ist die Nutzung von Energiepflanzen zur Produktion CO<sub>2</sub>-armer Energieträger politisch und gesellschaftlich in den letzten Jahren immer mehr in den Hintergrund gerückt. Hintergrund ist vor allem ihre Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und die damit einhergehende Teller-Tank-Diskussion. Ab 2004 bis etwa 2012 gab es in Deutschland zunächst einen massiven Zubau von Biogasanlagen, mit einem starken Anstieg ab 2009. Insgesamt wurden in Deutschland seit 2004 über 7.000 neue Biogasanlagen mit insg. 3,5 GW Gesamtleistung errichtet, zumeist auf der Basis von Energiepflanzen (vor allem Mais mit 75 % Anteil), der heute ca. 1 Mio. ha Ackerland oder 8 % des deutschen Ackerlandes beansprucht [OIES 2017].

---

<sup>32</sup> Als „negative CO<sub>2</sub>-Emissionen“ werden solche bezeichnet, die netto, d. h. in Bezug auf ein System mit definierten Systemgrenzen, mit einer Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Luft bzw. Atmosphäre verbunden sind.

<sup>33</sup> Für eine detaillierte Diskussion der THG-Emissionen von Biomethan sei an dieser Stelle auch auf die in diesem Projekt durchgeführten Lebenszyklusanalysen (AP1.4) verwiesen.

Verursacht durch die EEG-Novellen von 2012 und 2014 wird die Nutzung von Energiepflanzen in Biogasanlagen zur Stromerzeugung jedoch nicht mehr gefördert. Dies hatte zur Folge, dass zwischen 2011 und 2015 nur noch 100 weitere Biogasanlagen errichtet wurden [OIES 2017] [DBFZ et al. 2017]. In Hinblick darauf, dass bis zum Jahr 2030 eine Vielzahl von Anlagen aus der EEG-Förderung fallen werden, wird sich zwangsläufig die Frage nach alternativen Verwendungen und Geschäftsfeldern stellen, etwa auch der Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz oder der Bereitstellung von verflüssigtem Erdgas (LNG) für den Transportsektor [DBFZ et al. 2017].

Gleichzeitig gewinnt die Nutzung alternativer Rohstoffe für die Bereitstellung von Biogas bzw. Biomethan an Bedeutung. Reststoffe wie Haushalts- und Industrieabfallstoffe sowie landwirtschaftliche Abfallstoffe, wie z. B. Gülle, werden den Einsatz von Energiepflanzen zukünftig zurückdrängen, wodurch auch die Wertschöpfung aus der Abfallbeseitigung an Bedeutung gewinnt. Es ist allerdings offen, inwieweit auch bereits bestehende Biogasanlagen wirtschaftlich umgerüstet werden können. Hinweise darauf gibt [UBA 2020c] (Maßnahme „BM1 (Substratreduktion)“).

Offensichtlich ist die Option der Biomasse- und damit auch Biomethannutzung insgesamt in den Hintergrund gerückt, insbesondere, da auch die politische Unterstützung fehlt bzw. die neuen Optionen (Reststoffnutzung) noch nicht Eingang in die politischen Maßgaben gefunden haben bzw. technisch ausreichend umgesetzt sind. Vereinzelt wird zwar der Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor gefördert, generell gibt es zumindest in Deutschland aber keine politische Übereinkunft darüber „wie erneuerbare Gase in Zukunft genutzt und gefördert werden können“ [Edel 2018]. Für die EU hat [McDowell 2018] die Politikziele aus Sicht der EU-Kommission zusammengefasst. Danach werden neue Quellen erneuerbarer Gase dazu beitragen, die THG-Emissionen in den diversen Sektoren zu reduzieren. Es wird erwartet, dass die Sicherheit der Energieversorgung durch den Einsatz von biogenen Reststoffen zunimmt, Biomethan einen robusten Beitrag zu Stromspeicherung und Stromnetzausgleich leistet, die ländliche Entwicklung im Allgemeinen unterstützt wird und die Abfallwirtschaft von den verbesserten Prozessen profitiert.

### Regulatorische Anforderungen für Biomethan

Im europäischen Emissionshandel (ETS) (d. h. zur Stromerzeugung) werden Biogas und Biomethan als klimaneutrale Energieträger eingestuft [CE Delft et al. 2016]. Außerhalb der ETS-Sektoren gelten sie als Beitrag zur Erzielung der Klimaneutralität bis 2050. Im Verkehrssektor wird ihr Einsatz durch die sogenannte Fuel Quality Directive (FQD) (2009/30/EG) und vor allem die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED bzw. RED II) (EU/2018/2001) geregelt. In der Gesamtbetrachtung der Lebenszyklusemissionen bis zur Nutzung im Fahrzeug erreicht Biomethan aus biogenen Reststoffen demnach eine höhere Reduktion der THG-Emissionen als Biomethan aus Energiepflanzen [CE Delft et al. 2016]. Entsprechend hebt die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) die Produktion von Biokraftstoffen und Biomethan aus speziellen Rohstoffen (nach Anhang 9, Teil A) für den Transport durch zusätzliche Förderungen (z. B.: durch doppelte

Anrechnung) und Ziele hervor, speziell gegenüber den sogenannten konventionellen Biokraftstoffen aus Futter- und Nahrungspflanzen [Edel 2018].

Während die RED sowohl die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien und insbesondere im Transportsektor festlegt und dazu Nachhaltigkeitskriterien für flüssige und gasförmige Kraftstoffe im Transportsektor vorgibt, wurden auch Vorgaben für die Zielerreichung mit Hilfe typischer biomethanbasierter CNG-Ketten gemacht [McDowell 2018]. Die RED II erweitert nach [McDowell 2018] die ursprünglichen Ziele durch insgesamt höhere Ambitionen für erneuerbare Energien, die Ausweitung der Ursprungsgarantie auf erneuerbare Gase, neue Ziele für Heizen/Kühlen, verstärkte Maßnahmen für erneuerbare Energien im Verkehr, eine Anpassung des RED-Systems zur Einhaltung der Nachhaltigkeitsbestimmungen und insgesamt verstärkte Nachhaltigkeitskriterien. Letztere weiten den Geltungsbereich auf feste Biomasse und Biogas für H&C und Stromerzeugung aus (vormals nur Biokraftstoffe und Bioliquide), wobei Kraftstoffe aus Biomasse (aus Müll und Reststoffen) nur die Anforderungen an THG-Reduktionsziele erfüllen müssen. Diese betragen mindestens -65 % für Biokraftstoffe und Biogase im Verkehr aus Anlagen, die ab 2021 im Betrieb sind und mindestens -70 % für erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (sog. RFNBOs – hierunter fallen Wasserstoff und H<sub>2</sub>-basierte Kraftstoffe). Für Anlagen zur Strom-, Heiz- und Kühlerzeugung aus Biomassebrennstoffen, die nach dem 1. Januar 2021 errichtet wurden und ihren Betrieb aufnehmen, gelten ebenfalls mindestens -70 %. Dieser Wert steigt für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2026 ihren Betrieb aufnehmen auf -80 % an.

Des Weiteren wird die Erfüllung der THG-Einsparkriterien vorgeschrieben, wie z. B. neue Standardwerte für die THG-Einsparung für Biogas/Biomethan in folgenden Anwendungen:

- ▶ Biogas für die Stromerzeugung (nasse Gülle/Mist, Mais GPS, Biomüll)
- ▶ Biogas für die Stromerzeugung Mix aus Mais und Gülle
- ▶ Biomethan für den Transport (nasse Gülle/Mist, Mais GPS, Biomüll)
- ▶ Biomethan für den Transport Mix aus Mais und Gülle

Dabei ist ein Einsatz von Gülle zur Biomethanherzeugung besonders aus wirtschaftlicher Sicht interessant, da ein Güllebonus von 45 g CO<sub>2</sub>-Äq/MJ bei der Berechnung der tatsächlichen THG-Emissionen von Biogas oder Biomethan zur Anwendung kommt.

Langfristig könnte die Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen in der RED II von Kraftstoffen auf KWK- und Wärmeanwendungen die Biomethanmärkte harmonisieren, was aber kurzfristig eher zu zusätzlichen Anstrengungen bei der Zertifizierung und Dokumentation führen dürfte [Edel 2018]. Eine integrierte Erzeugung Grüner Gase, internationale Transfers, neue Anwendungstechnologien und gesetzliche Anforderungen werden die Bedeutung einer ordnungsgemäßen Dokumentation der Herkunft und Qualität erneuerbarer Gase verstärken [Edel 2018].



Während die EU-Mitgliedsstaaten aktuell die neuen Vorgaben der RED II in nationales Recht überführen,<sup>34</sup> wird auf europäischer Ebene vor dem Hintergrund des „Green Deals“ bereits an einer weiteren Revision der RED II bis Ende 2021 gearbeitet.

Eine besondere Herausforderung ist aus praktischen Erfahrungen in der Vergangenheit das bisherige europäische Regelwerk in Grenznähe zu benachbarten europäischen Ländern. Danach erschwert der derzeitige Wortlaut der RED II den grenzüberschreitenden Handel mit in das Netz eingespeistem Biomethan, da aufgrund der Anforderungen auf Rückverfolgbarkeit und insbesondere auf das in der Richtlinie enthaltene Massenausgleichssystem („mass balancing“)<sup>35</sup> ein Schwerpunkt auf flüssige Kraft- bzw. Brennstoffe gelegt wird, der für den Handel mit in das Erdgasnetz eingespeistem Biomethan weniger geeignet ist [CE Delft et al. 2016] [Energinet.dk et al. 2016]. Aber auch die grundsätzlichen Anforderungen an die (Erdgas-)Qualität nach der Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (2009/73/EG) sowie der Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (715/2009/EC) bedeuten heute noch Hürden für den grenzüberschreitenden Gasaustausch von Biomethan.

Daraus leiten sich Empfehlungen an die Politik auf unterschiedlichen Ebenen (weltweit, europäisch und auf Länderebene) ab. Diese identifizieren unterschiedliche Ziele und Vorgaben als wichtige Treiber für den breiteren Einsatz von Biogas und Biomethan bzw. die Erschließung geeigneter nachhaltiger Rohstoffe (und Abfallsammelverfahren) für die Biogaserzeugung [CE Delft et al. 2016]. Ein Haupthindernis besteht im Mangel an Harmonisierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie langfristiger und stabiler Unterstützungsprogramme für eine hohe Investitionssicherheit. Weitere Empfehlungen auf allen gesetzgebenden Ebenen sind in [Leguijt 2018] und [IEA 2020] ausgeführt. Für den Transportsektor sieht [EBA et al. 2020] insbesondere den Einsatz der Bio-LNG-Technologie als zielführend und fordert zur Erzielung eines schnellen Dekarbonisierungseffektes dessen Integration in die europäischen Emissionsstandards für Schwerlastfahrzeuge („CO<sub>2</sub> emissions standard regulation for HD-vehicles“). Dieses beinhaltet auch THG-Reduktionsziele für den Bereich der Schifffahrt sowie die

---

<sup>34</sup> In Deutschland hat das Bundeskabinett auf einen entsprechenden Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung einer Treibhausgasminderungs-Quote unter anderem im Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) im Frühjahr 2021 geeinigt.

<sup>35</sup> Dazu äußert sich ein Expertengremium [BASF 2019] folgendermaßen: „Das Massenbilanz-Prinzip funktioniert wie beim Ökostrom: Obwohl der Verbraucher nicht weiß, ob exakt der Strom, den er im eigenen Haushalt verbraucht, direkt aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde, steigt doch der Anteil von ökologisch erzeugtem Strom im Gesamtnetz mit der Nachfrage. In der chemischen Industrie werden recycelte oder biobasierte Rohstoffe am Anfang in die Produktion eingespeist und rechnerisch den Endprodukten zugeordnet. Das kalkulatorische Prinzip bietet Vorteile für die chemische Industrie: Treibhausgasemissionen werden reduziert und fossile Rohstoffe eingespart, während Produktqualität und -eigenschaften gleichbleiben. Die Produkte lassen sich genauso weiterverarbeiten wie herkömmlich hergestellte Stoffe. So müssen weder Formulierungen noch Anlagen oder Prozesse angepasst werden. Auch der Kunde, der massenbilanzierte Produkte kauft, kann sie wie gewohnt einsetzen und profitiert von der gleichen Qualität.“

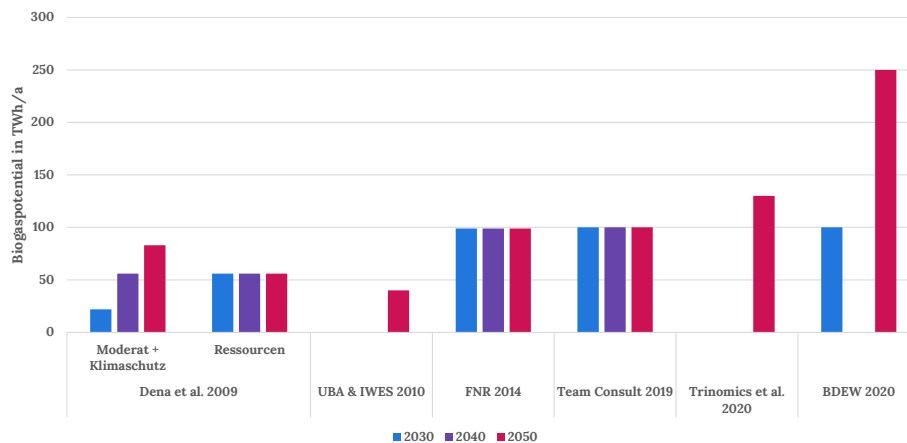
Ausweitung der geförderten Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe in Anhang 9 Teil A der RED II in Bezug auf weitere Rohstoffe, wie nicht nutzbare Reste und Sekundärkulturen. Auch die European Biogas Association (EBA) spricht sich für eine Anerkennung von Biomethan als erneuerbaren Kraftstoff in der Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Directive on Alternative Fuels Infrastructure, DAFI) (2014/94/EU) aus [EBA 2020] aus und ermutigt die EU-Autohersteller, die dafür erforderlichen Gas-Motoren zu entwickeln und zu produzieren. Für regulatorische Hemmnisse sei auch auf die Diskussion in Kapitel 7 zu diesem Thema verwiesen.

### 2.1.2.3 Potenzial und Märkte

#### Biomethan-Potenzial

Das weltweite Biomethan-Potenzial beträgt nach [IEA 2020] ca. 730 Mtoe (8.490 TWh), bzw. das von Biogas 570 Mtoe (6.629 TWh). Vom Biogas- bzw. Biomethanpotenzial werden heute lediglich 35 Mtoe (407 TWh) genutzt. Für Europa geht man von einem Gesamtpotenzial von 911 TWh/a aus wobei jedoch der größte Anteil von 393 TWh/a durch mehrere Erntezyklen pro Jahr erreicht wird [Navigant 2019]. Dies lässt sich allerdings nicht auf alle Regionen übertragen. Diese Bewirtschaftungsart erhöht den Biomasseertrag, bedarf aber einer genauen Planung der Fruchtfolge, um Böden zu schonen und eine nachhaltige Bewirtschaftung zu gewährleisten. Ein weiterer nennenswerter Anteil von 144 TWh/a wird durch Gülle beigetragen. Eingeschränkt auf nur nachhaltige Quellen für anaerobe Vergärung ermittelt CE Delft das bis 2030 erschließbare Biomethan-Potenzial auf ca. 326 bis 460 TWh/a [McDowell 2018]. Insgesamt steht in Europa demnach ein Biomethan-Potenzial von insgesamt 1.170 TWh/a zur Verfügung, wobei diese Menge sowohl die biomassebasierten Optionen (940 TWh/a = 604 TWh/a aus anaerober Vergärung + 336 TWh/a aus thermischer Vergasung) als auch die PtCH<sub>4</sub>-Quellen mit 230 TWh/a umfasst. Bei einer vollständigen Nutzung würden sich hierdurch europaweit Gasimporte im Wert von etwa 138 Mrd. € einsparen lassen.

Für Deutschland gibt [Ecofys 2018] ein Biomethan-Potenzial von 140 TWh aus anaerober Vergärung und thermischer Vergasung an, unter Berücksichtigung der Verwendung von Energiepflanzen und Winterpflanzen von bis zu 253 TWh (siehe auch [BDEW 2020]). Weitere Studienergebnisse sind in Abbildung 2-9 dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass Biogas bzw. Biomethan nur einen kleinen Teil des Gasbedarfs decken kann. So wird das Erzeugungspotenzial in Deutschland mit durchschnittlich ca. 100 TWh/a angegeben, was entsprechend den Annahmen der genannten Studien ca. 4,6 bis 8,8 % zur Deckung des deutschen Endenergiebedarfs beiträgt.



**Abbildung 2-9: Biogaspotenzial in Deutschland in TWh/a**

### Märkte für Biomethan

Die Haupteinsatzgebiete von Biogas und Biomethan auf dem EU-Gasmarkt liegen in der Stromerzeugung [DBFZ et al. 2017] [Ecofys 2018], der Verwendung zur Wärmebereitstellung für Industrie und Bauwirtschaft sowie im Verkehr als Ersatz von Diesel (als CNG oder LNG) [CE Delft et al. 2016].

Anders als bei fester Biomasse erscheint aufgrund der höheren Brennstoffkosten in Deutschland der Nutzen zur Wärme- oder Kraftstoffbereitstellung in den Hintergrund zu treten. Biogasanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung werden derzeit weiterbetrieben, solange sie eine ausreichende Förderung erhalten [Öko-Institut 2018]. Aber auch die IEA sieht die Hauptnachfrage nach Biogas/Biomethan derzeit in der Produktion von Strom und Wärme (KWK) [IEA 2020]. Bedeutender erscheinen laut [Ecofys 2018] ein Einsatz im Verkehrssektor (Schwerlastverkehr), die Verwendung im Wärmesektor (Hochtemperaturwärme (HT-Wärme) für die Industrie), wobei hierbei Wasserstoff und H<sub>2</sub>-basierte Kraftstoffe zunehmend in Konkurrenz zu Biokraftstoffen treten.

Für die künftige Entwicklung erwartet [Ecofys 2018] den Einsatz von Biogas/ Biomethan verstärkt im Stromsektor (Rückverstromung als Flexibilitätsoption) und sagt für 2050 einen Absatz von ca. 59 TWh in Deutschland voraus. Der Rest oder 104 TWh würde dann für die Wärmebereitstellung genutzt werden, woraus in Summe eine THG-Reduktion von 43-84 Mio. t<sub>CO2</sub> pro Jahr resultieren würde [Ecofys 2018]. Diese Einschätzung entspricht auch den Überlegungen der deutschen Transportgasnetzbetreiber, die der Nutzung von Biogas/Biomethan vor allem in der nicht netzgekoppelten lokalen Verwendung zur KWK sehen, damit die Gasnetze frei für einen 100-prozentigen H<sub>2</sub>-Betrieb werden.

### Biomethan im Gasnetz

Im heutigen Gasnetz ist der Einsatz von Biomethan vollständig kompatibel mit fossilem Erdgas und daher restriktivlos im heutigen Erdgasnetz beizumischen [Energinet.dk et al. 2016]. Nach [CE Delft et al. 2016] werden in der EU heute 412 TWh/a aus anaerober Vergärung direkt ins Gasnetz eingespeist. Eine aktuelle und umfangreiche Datenquelle

bietet das Biogasregister Deutschland, das anlagenscharfe Produktionsmengen sowie Verwendungszusammenhänge für Deutschland liefert<sup>36</sup>.

### **Biomethan im Wärmesektor (Gebäudewärme)**

Ein nennenswerter Anteil des heute produzierten Biomethans dient über die Zumischung zum Erdgas mit Hilfe von BHKW (motorische oder auch BZ-BHKW) oder Gaskesseln zur Wärmeerzeugung in Haushalten [Navigant 2019]. Seit einigen Jahren sind auch Hybridheizsysteme auf Basis von Wärmepumpen entwickelt worden, in denen die integrierte Gasheizung den Spitzenheizbedarf bedient [Navigant 2019]. Damit kann die Gasinfrastruktur zur Reduzierung des Stromnetzausbaus genutzt werden, wobei ein Umbau des Heizsystems entfällt. Bei geringen zusätzlichen Kosten kann eine effiziente Hausenergieversorgung ermöglicht werden, was durch die geringen Gerätekosten (die Verwendung kostengünstiger Gaskessel ermöglichen einen Verzicht der kostenintensiven Wärmepumpenauslegung auf tiefe Temperaturen) verursacht wird. Damit ist eine schnelle Einführung ohne Netzausbau möglich und damit auch auf den weniger effizienten Gebäudebestand anwendbar.

### **Biomethan in der Industrie**

Die Primärenergienachfrage der Industrie in Europa im Jahr 2015 betrug ca. 1.035 TWh Elektrizität, ca. 1.012 TWh Erdgas, ca. 663 TWh Ölprodukte und 384 TWh Festbrennstoffe [Navigant 2019]. Ein großer Anteil der THG-Emissionen in Europa entsteht dabei bei der Prozesswärme- und Rohstoffherzeugung [Navigant 2019]. Langfristig ist davon auszugehen, dass im Jahr 2050 ca. 180 TWh allein für Hochtemperaturanwendungen nachgefragt werden [Ecofys 2018].

Für die Zukunft wird die Herausforderung darin bestehen, den Anteil an Grünen Gasen so weit wie möglich zu erhöhen und den restlichen Gasbedarf über THG-arme Optionen zu decken [Navigant 2019]. Dabei soll Biomethan beispielsweise auch für die Herstellung von Methanol verwendet werden, neben Wasserstoff als weitere sinnvolle Option für die Dekarbonisierung einiger Industrien (Stahlindustrie, Kunststoffherstellung, Düngemittelherstellung, etc.).

Im Roadmap-Dokument der deutschen Chemieindustrie für 2050 wird der Einsatz von Biomassen für verschiedenen Produktionspfade gesehen [DECHEMA & Future Camp 2019]. Dazu gehören die Nutzung von CO<sub>2</sub> und nicht Nahrungsmittel-basierter Biomasse für die Herstellung von Harnstoff, Methanol sowie diverser anderer Grundchemikalien. Dabei wird explizit die Nutzung nachhaltiger, nicht als Lebensmittel geeigneter biogener Rohstoffe gefordert, d. h. nur „ungenutzte Biomasse“ in Betracht gezogen (30,9 Mio. t bei ca. 160 €/t<sub>TM</sub>). Der favorisierte Bereitstellungspfad z. B. für die Methanolherstellung ist die Vergasung von Biomassen (Bio-SNG), gefolgt von einer konventionellen Methanolsynthese, aus Nachhaltigkeitsgründen im Wesentlichen unter Verwendung organischer Abfälle und Agrar- sowie Forstreststoffen.

---

<sup>36</sup> Biogasregister abrufbar unter [www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de)

Das für Syntheseprozesse erforderliche CO<sub>2</sub> kann aus verschiedenen Quellen stammen, wie z. B. fossilen Kraftwerken (bis 2050), industriellen Punktquellen, wie Chemieanlagen, Zement- und Stahlwerken, sowie aus kleineren Emittenten, wie Biogasanlagen oder auch Brauereien. Dabei sind aber nur die nicht vermeidbaren und noch besser biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen als nachhaltig einzustufen.

### **Biomethan im Verkehr**

Eine mögliche weitere Verwendung von Biomethan besteht im Einsatz von verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG) vornehmlich als Kraftstoff für den Antrieb schwerer Nutzfahrzeuge. Auf EU-Ebene wurde in [EBA et al. 2020] bis 2030 von einer Nachfragemenge von bis zu 461 TWh, was ca. 45-50 % der gesamten Biomethanproduktionskapazität entsprechen würde, ausgegangen [EBA et al. 2020]. Hierbei war jedoch die aktuell schnelle wettbewerbliche Entwicklung von H<sub>2</sub>-betriebenen BZ-Lkw noch nicht absehbar. In [Ecofys 2018] wurde für Deutschland ein Bio-LNG-Anteil von 56 TWh bis 2030 für schwere Nutzfahrzeuge vorhergesehen.

Auch die Schifffahrt ist prinzipiell ein interessantes Einsatzgebiet für Bio-LNG als Dieselsubstitut [Navigant 2019]. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass Bio-LNG-betriebene Schiffe 13 % weniger effizient sind als die heute dieselbetriebenen Schiffe [Navigant 2019]. Insbesondere für lange Strecken gilt Bio-LNG als wettbewerbsfähigste Variante für 2050 und soll daher an allen EU-TEN-T-Häfen verfügbar gemacht werden. Nach [Navigant 2019] wird Bio-LNG für 2050 allerdings mit ca. 134 TWh keine große Rolle für den Straßentransport zugeschrieben. Für die Niederlande geht [Leguijt 2018] davon aus, dass der gesamte LNG-Bedarf für Lkw und Schifffahrt noch im Jahr 2030 über Bio-LNG aus der Vergärung vorhandener Abfallströme gedeckt werden kann.

Vor allem in Schweden und im Vereinigten Königreich wird Biomethan als Kraftstoff gefördert (2014 wurden z. B. 57 % der schwedischen Biogasproduktion im Verkehr genutzt) [OIES 2017]. Um 50 % des Lkw-Verkehrs bis 2030 emissionsfrei zu stellen, müssten allerdings flächendeckend in Europa CNG- und LNG-Tankstellen für den Einsatz im Straßenverkehr errichtet werden [Ecofys 2018].

Für die Bedienung des Luftverkehrs wird Biomethan in Form von Bio-LNG keine Rolle spielen.

### **Kosten**

Die Kosten von Biogas bzw. Biomethan aus anaerober Vergärung sind in der Regel höher als die der zu ersetzenden Energieträger (Erdgas bzw. Diesel) und stark abhängig vom eingesetzten Substrat [CE Delft et al. 2016]. Dabei betragen die Kosten für die Biogasaufbereitung zwischen 0,2 und 0,31 €/Nm<sup>3</sup> CNG]. Kosten für den aus Biogas produzierten Strom werden für 2030 auf ca. 32,5 bis 38 €/GJ (11,7-13,7 ct/kWh) [CE Delft et al. 2016] prognostiziert. Bio-LNG soll bis 2050 für einen Preis von 69 €/MWh herstellbar sein, einschließlich 12 €/MWh für die Verflüssigung [Navigant 2019].<sup>37</sup>

<sup>37</sup> Für weitere Kostendiskussionen wird auch auf die Lebenszyklusanalysen in AP1.4 verwiesen.

Die Kosten für die Herstellung von Biomethan belaufen sich heute auf ca. 70-90 €/MWh (niedrigste Kosten bei Biogas aus Gülle oder Einsatzstoffen aus Deponien) [Navigant 2019] und sollen bis 2050 dann geringfügig auf 57 €/MWh sinken. Voraussetzungen dafür sind Aufbereitungsanlagen in der Größenordnung von ca. 1.000 m<sup>3</sup>/h, beliefert aus zwei Biogasanlagen mit je 500 m<sup>3</sup>/h, dem Einsatz innovativer landwirtschaftlicher Praktiken, die den Biogas-Gärrest als Wirtschaftsdünger nutzbar machen, der Effizienzsteigerung beim Umsatz der Biomasse in Biomethan sowie der Reduzierung der Rohstoffkosten aufgrund der Einführung der in [Navigant 2019] vorgestellten „Biogasdoneright“-Strategie, die zu einer erhöhten Silage-Produktion pro Hektar (ha) führt.

### 2.1.3 Zukünftige Rolle Grüner Gase

Abschließend werden im Folgenden die zukünftige Bedeutung unterschiedlicher Grüner Gase für die Gasversorgung diskutiert und unterschiedliche Einführungsstrategien auf Gastransport- und -verteilnetzebene erörtert. Auch werden die hierfür notwendigen regulatorischen Anpassungen vorgestellt.

Auf Basis der vorangegangenen Kapitel lassen sich der besondere Nutzen und die Herausforderungen eines breiten Einsatzes von Biomethan und Wasserstoff wie in Tabelle 2-3 zusammenfassen.

**Tabelle 2-3: Nutzen und Herausforderungen des Einsatzes von Biomethan und Wasserstoff**

Vergleichskriterium	Biomethan	Wasserstoff
<b>Technisch</b>		
<b>Energiespeicherdichte</b>	Vergleichbar mit Methan und bis 20 MPa ca. 5-mal höher als H <sub>2</sub> , von besonderer Bedeutung in der Infrastruktur	Hohe gravimetrische Speicherdichte von besonderer Bedeutung in mobilen Anwendungen, kompensierbar
<b>Transportenergie-dichte</b>	Vergleichbar mit Methan und ca. 7-8-mal höher als Strom im HS-Netz	Etwas geringer als Methan, wenn mit höherer Strömungsgeschwindigkeit kompensiert (ca. -11 %)
<b>Beitrag zum Lastausgleich in EE-Strom-dominiertem Energiesystem</b>	Primärenergieseitig hoch, da grundlastfähig	Als Energieträger für EE-Strom mit saisonaler Speicherung hoch
<b>Nutzung vorhandener Infrastrukturen</b>	Hoch, einzig das Verteilnetz muss angepasst werden (reversed flow)	Alle Systeme entlang der Wertschöpfungskette Gas anzupassen
<b>Systemeffizienz</b>	Hoch erzeugungsseitig, begrenzt kompatibel mit elektrischen Energiesystemen (Verbrennungsmotoren, Brenner)	Niedrig für Power-to-Gas-to-Power, jedoch durch Elektrolyse und Brennstoffzellen hohe Kompatibilität mit elektrischen Systemen
<b>Technische Reife (TRL)</b>	Hoch, eingeführte Technologie und Energieinfrastrukturen	Industriell eingeführt, einige Technologien erst in Entwicklung (z. B. Brennstoffzellen), Kostendegression erforderlich
<b>Wirtschaftlich</b>		
<b>Kosten</b>	Relativ gering, da Einsatz robuster Technologien Negative Rohstoffkosten im Bereich der Abfallwirtschaft möglich	Kurzfristig relativ hoch, da Prozesse entlang der Wertschöpfungskette zu entwickeln sind; langfristig Skaleneffekte zu erwarten

<b>Vergleichskriterium</b>	<b>Biomethan</b>	<b>Wasserstoff</b>
<b>Umweltspezifisch</b>		
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	Je nach Einsatzstoffen und Beiträgen entlang der Energieketten; z. T. nicht unerhebliche Restemissionen; potenzieller Beitrag zur Emissionsreduktion in der Landwirtschaft und der Abfallwirtschaft	Grüner H <sub>2</sub> : Null-Emissionen Blauer bzw. türkiser H <sub>2</sub> : Restemissionen
<b>Schadstoff-emissionen</b>	Abgasreinigung beim Einsatz von Verbrennung und Verbrennungskraftmaschinen erforderlich; Gasaufbereitung bei der Erzeugung notwendig	Null-Schadstoffemissionen mit grünem H <sub>2</sub> möglich
<b>Akzeptanz</b>	Wie Erdgas, jedoch Tank-vs.-Teller-Diskussion	In Öffentlichkeit heute teilweise durch Ängste geprägt
<b>Kreislaufwirtschaft</b>	Biogas trägt positiv bei, da Gärreste als Dünger einsetzbar sind	Grüner H <sub>2</sub> ist Bestandteil natürlicher H <sub>2</sub> -Kreisläufe Blau-H <sub>2</sub> auch C im Kreislauf zu führen
<b>Strukturell</b>		
<b>(De-) Zentralisierung</b>	Vornehmlich dezentrale Energieversorgung (Biogasbereitstellung in Deutschland)	Hohe Energiewandlungseffizienz (Oberflächenprozesse) ermöglicht zentralen und dezentralen Einsatz
<b>Potenzial &amp; Ressourcendruck</b>	Regional stark begrenzte Ressourcen (potenzieller Wettbewerb mit Nahrungsmittelversorgung) und hoher Ressourcendruck (geringere Energieeffizienz)	Generell hohes Potenzial, allerdings abhängig von Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung; Erfordernis spezieller Einsatzstoffe (Katalysatoren, Halbleiter, ...)

Zusammenfassend kann auf Basis von Tabelle 2-3 festgestellt werden, dass sowohl Biomethan als auch Wasserstoff als Grüne Gase ihre jeweiligen Vor- und Nachteile haben. Während Biomethan sich kurzfristig im bestehenden Energiesystem (Gasverteilnetz) in allen heute bekannten Erdgasverbrauchssektoren verwenden lässt, muss die erforderliche öffentliche Gasinfrastruktur für Wasserstoff erst tauglich gemacht werden. Auf der anderen Seite ist Biomethan jedoch stark potenzialbeschränkt, insbesondere in Deutschland mit seiner relativ hohen Bevölkerungsdichte. Auch wenn der künftige H<sub>2</sub>-Bedarf sich nicht vollständig aus heimischen erneuerbaren Energiequellen abdecken lässt, so können über grüne H<sub>2</sub>-Importe unbeschränkt große Mengen zur Bedienung aller Energiesektoren importiert werden. Des Weiteren bietet sich Wasserstoff mit der



schadstoff-emissionsfreien und effizienten Umwandlungstechnologie der Brennstoffzellen an, auch am Ort der Nutzung Nullemissionen (Schadstoffe, Lärm) zu erreichen.

Es steht daher zu erwarten, dass sowohl Biomethan (potenzialbeschränkt) kurz- und mittelfristig und Wasserstoff mittel- und langfristig ihre jeweiligen Vorteile im Energiesystem einbringen können. Wie sich die dafür erforderliche Gasinfrastruktur entwickelt, ist heute erst in Konturen zu erkennen.

### 2.1.3.1 Künftiger Beitrag von Methan zur Gasversorgung

Langfristig parallele CH <sub>4</sub> - und H <sub>2</sub> -Netze	Langfristige Ablösung von CH <sub>4</sub> - durch H <sub>2</sub> -Netze
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Im Verteil- und ggfs. vereinzelt auch im Gastransportnetz werden auch langfristig parallele Netzstrukturen beibehalten</li> <li>▶ In Deutschland dezentrale Einspeisemöglichkeit für Biomethan und Nutzung in allen Sektoren im Verteilnetz</li> <li>▶ Parallele Netzstrukturen im Transportnetz führen langfristig zu erhöhten Netzbetriebskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Einige Transportgasnetzbetreiber haben langfristig eine vollständige Ablösung des bestehenden CH<sub>4</sub>- durch ein flächendeckendes H<sub>2</sub>-Netz vorgeschlagen</li> <li>▶ Die Biogas- oder Biomethannutzung könnte dann lokal autark durch stationäre Energiewandlung in Strom und/oder Wärme erfolgen</li> </ul>

Das Biogaspotenzial in Deutschland wird, abhängig von der jeweiligen Quelle, in großer Bandbreite abgeschätzt: Laut Kapitel 2.1.2.3 wird dieses für 2050 mit etwa 35-250 TWh<sub>th</sub>/Jahr angegeben, wobei der größte Teil der Studien ein mittleres Biogaspotenzial von 100 TWh<sub>th</sub> nennt. Auf den potenziellen Endenergieverbrauch im Jahr 2050 bezogen, beträgt dieses dann lediglich ca. 4,6-8,8 %. Der Betrieb eines parallelen Methangasverteilnetzes zur regional verteilten Sammlung und Weiterverteilung zu dezentralen Kunden ist in dieser Größenordnung sinnvoll. Ob man auf Basis dieser Mengen aber noch den Betrieb eines parallelen Methangastransportnetzes aufrechterhalten kann, ist fraglich. Anders würde es allerdings aussehen, wenn Methangas langfristig auch aus anderen nennenswert großen Quellen z. B. als Power-to-Gas hergestellt oder importiert würde, was jedoch wegen der Komplexität der Versorgungspfade, aus Kostengründen und wegen der mangelnden Effizienz auch aus Ressourcengründen in Frage zu stellen ist.

Aus diesem Grund haben einige Transportgasnetzbetreiber vorgeschlagen, ihr übergeordnetes Gasnetz langfristig zu 100 % auf einen dedizierten H<sub>2</sub>-Betrieb umzustellen und die Nutzung von Bio- und Methangas vollständig in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu dezentralisieren, d. h. völlig vom Gasnetz zu entkoppeln. Damit könnte sich auf Verteilnetzebene auch langfristig eine parallele H<sub>2</sub>- und CH<sub>4</sub>-Infrastruktur wirtschaftlich darstellen lassen. Eine entsprechende Gasnetztopologie im Verteilnetz, die die unterschiedlichen Optionen zulässt, wurde auch bereits im Rahmen der H<sub>2</sub>-vor-Ort-Strategie vorgestellt (siehe auch Abbildung 2-11).

Für eine Einschätzung des künftigen Unterhalts eines Methangasnetzes kann auch die Berücksichtigung der potenziellen Methanmärkte sinnvoll sein. Insbesondere die Chemieindustrie ist in manchen Prozessen auf die Verfügbarkeit von Kohlenstoff angewiesen. Methangasverteilnetze könnten damit auch langfristig im Umfeld von Chemieanlagen Biomethan aus der Region bündeln.

Auf Basis dieser Ankündigungen treten die künftigen Konturen eines Konzeptes mit einer künftigen Aufgabenteilung von Biomethan und Wasserstoff nebeneinander im Gasnetz deutlich hervor:

### Gastransportnetz:

- ▶ **Kurzfristig:** Fossiles Erdgas wird in den nächsten Jahren die Gasinfrastruktur dominieren. Dieses wird in zunehmenden Mengen durch erneuerbar hergestelltes Methangas aus Biomasseanbau und Reststoffen ergänzt. Da sich Biomethan ohne aufwändige Aufbereitung dem Erdgas beimischen lässt, bedarf es keiner weiteren technischen oder regulatorischen Maßnahmen. Biomethan wird in Deutschland – anders als in anderen Ländern, wie z. B. Spanien – auf Verteilnetzebene eingespeist und kann saisonal in Zeiten niedrigen Verbrauchs durch „Reversed Flow“, also die Rückspeisung in übergelagerte Netze, auch auf die Transportnetzebene verdichtet werden. Eine Erzeugung von Power-to-CH<sub>4</sub> erscheint aus Gründen mangelnder Effizienz (= Ressourcendruck) und Wirtschaftlichkeit derzeit wenig wahrscheinlich. Existierende Pilotprojekte werden vor allem vor dem Hintergrund einer raschen Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wärmemarkt gerechtfertigt.
- ▶ **Mittelfristig:** Bis an die Potenzialgrenzen kann zusätzliches Methangas in das Methangasnetz eingespeist werden, in Erfüllung der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele dürfte der Bedarf an Methangas jedoch langsam sinken. Er wird substituiert durch die Einführung von grünem, aber auch blauem bzw. türkisem Wasserstoff, der auf Transportnetzebene zu wenigen Großverbrauchern gelangt. Dazu werden parallel verlaufende Gasnetzstränge auf reinen H<sub>2</sub>-Betrieb kostengünstig umgerüstet bzw. vereinzelt auch neue Gasrohrleitungsabschnitte zur Erschließung neuer H<sub>2</sub>-Kunden errichtet, in Summe nach der Strategie der FNB ca. 1.500 km bis 2030. Von diesem Gastransportnetz werden dann auch bereits erste regionale Verteilnetze bedient, die den Wasserstoff entweder in dedizierten Netzen (Industrie, H<sub>2</sub>-Tankstellen, Haushalte) oder zugemischt zum Methangas zum Endverbraucher (Haushalte, Industrie) verteilen können.
- ▶ **Langfristig:** Das Gastransportnetz wird in Deutschland langfristig weitgehend nur noch aus reinen H<sub>2</sub>-Netzen bestehen.

### Gasverteilnetz

- ▶ **Kurzfristig:** Neben Erdgas wird heute auch Biogas/Biomethan an die Kunden verteilt, wobei dem Verteilnetz die zusätzliche Funktion der Biomethansammlung zukommt. Für letzteres werden voraussichtlich in den nächsten Jahren auch neue Sticheleitungen benötigt, etwa um Biogasanlagen anzubinden, die gegenwärtig zur Verstromung eingesetzt werden und deren Förderung aus dem EEG ausläuft.

- ▶ **Mittelfristig:** Das deutsche Gasverteilnetz soll sich flexibel auf die Erfordernisse der einzelnen Teilnetzbetreiber einstellen können, hängt aber gleichzeitig von den Methangasquellen (fossile Importe aus dem Transportnetz, Biomethan auf Verteilnetzebene eingespeist und teilweise über das Transportnetz weiterverteilt, PtCH<sub>4</sub> zentral oder dezentral eingespeist aus dem Verteilnetz) und H<sub>2</sub>-Quellen (aus dem vorgelagerten Gastransportnetz, abhängig davon wie eine dediziertes H<sub>2</sub>-Netz in Deutschland entwickelt wird) ab.
- ▶ **Langfristig:** Je nach Aufkommen, Wirtschaftlichkeit und Endverbrauchererfordernissen können nach dem Plan von „H<sub>2</sub>-vor-Ort“ auch langfristig auf Verteilnetzebene parallele Netz für Methan und Wasserstoff betrieben werden. Während Biomethan dann vornehmlich aus dezentralen Quellen stammt und am Ort der Herstellung ans Verteilnetz übergeben wird, kann Wasserstoff künftig sowohl vom Transportgasnetz über entsprechende Übergabepunkte importiert werden und wie Biomethan auch dezentral aus erneuerbarem Strom via Elektrolyse oder Biomasse via Vergasung erzeugt werden. Je nach Jahreszeit kann dann in Zeiten niedriger Nachfrage bei gleichzeitig hohem H<sub>2</sub>-Aufkommen dieser als „Reversed Flow“ verdichtet an das vorgelagerte H<sub>2</sub>-Transportnetz abgegeben, nicht aber in das Methangasnetz eingespeist werden.

### 2.1.3.2 Unterschiedliche Einführungsstrategien für Wasserstoff auf Gastransport- und -verteilnetzebene

Transportnetzebene	Verteilnetzebene
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gastransportebene (TSO – Transmission System Operator)</li> <li>▶ Erklärtes Ziel: dedizierte CH<sub>4</sub>- und H<sub>2</sub>-Netze betreiben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gasverteilenebene (DSO – Distribution System Operator)</li> <li>▶ Gemischte und flexible lokale Einführungszenarien mit unterschiedlichen, aber konstanten H<sub>2</sub>-Zumischraten und Biomethan</li> </ul>

Die unterschiedlichen Aufgaben von Gastransport- und Gasverteilnetz führen dazu, dass auch eine Umstellung auf Grüne Gase unterschiedlichen Rahmenbedingungen gerecht werden muss. In Tabelle 2-4 sind die wesentlichen Aufgaben beider Netzkreise zusammengefasst.

**Tabelle 2-4: Unterschiedliche Aufgaben von Gastransport- und Gasverteilnetz**

<b>Gastransportnetz</b>	<b>Gasverteilnetz</b>
Grenzüberschreitende Gasimporte	Flächendeckende Gasverteilung bis zum Endverbraucher mit hoher saisonaler Fluktuation mit mehr als 700 Unternehmen in 2019
Kostengünstiger Gastransport großer Mengen über große Strecken	Zunehmende Einspeisung von Biomethan mit saisonal variierender Hochverdichtung und Übergabe an Gastransportnetz
Direkte Versorgung von Gasgroßkunden (16 Ferngasnetzbetreiber in Deutschland in 2017)	Bedienung einer Vielzahl unterschiedlicher Gaskunden (Haushalte, Industrie, Verkehr, Stromerzeugung)
Druckhaltung und Gasqualitätsüberwachung	
Kostengünstige saisonale Gasgroßspeicherung mit Pufferfunktion für Importe als auch für das Verteilnetz	
Künftig auch begrenzte Einspeisung von Biomethan aus Gasverteilnetz („Reversed Flow“)	

Wichtige Verteilwege beider Netztopologien<sup>38</sup> sind in Abbildung 2-10 gezeigt. Die oberen zwei Boxen enthalten die Import- und Exportländer, aus denen entweder Biomethan oder auch künftig Wasserstoff grenzüberschreitend importiert bzw. exportiert werden<sup>39</sup>. H<sub>2</sub>-Importe sind dabei sowohl als reiner Wasserstoff (z. B. aus SMR-CCS-Anlagen aus Norwegen) oder auch als Beimischung zu Methan möglich (in Grafik nicht enthalten). Die mittlere Box zeigt das Gastransportnetz (TSO-Netz), das künftig entweder aus dedizierten Methan- oder H<sub>2</sub>-Leitungen besteht und in das die saisonalen Großspeicher (Salzkavernen oder poröse Untergrundspeicher) integriert sind, von dem aus aber auch industrielle Großkunden sowie die nachgelagerten Gasverteilnetze versorgt werden. Die untere Box repräsentiert das Gasverteilnetz (DSO-Netz), aus dem vornehmlich die

<sup>38</sup> Die Bundesnetzagentur unterscheidet generell nach 3 Druckstufen im Gasnetz: Niederdruck ( $\leq 100$  mbar), Mitteldruck ( $> 100$  mbar bis  $\leq 1$  bar) und Hochdruck ( $> 1$  bis  $100$  bar), die jedoch nicht mit der Definition der Netzstufen (Transport versus Verteilung) korrespondieren. Während die Transportnetzbetreiber ausschließlich Hochdrucknetze (bis  $100$  bar) betreiben, wird ein Teil der Verteilnetze auch im niedrigen Hochdruckbereich z. B. bis  $20$  bar betrieben. ([https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/DefinitionenDatenGasbereich.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/DefinitionenDatenGasbereich.pdf?__blob=publicationFile&v=3))

<sup>39</sup> Es wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass Wasserstoff kurz- und mittelfristig eher nach Deutschland importiert, langfristig zum gegenseitigen Lastausgleich aber auch mit anderen EU-Ländern ausgetauscht wird.

privaten Wärmekunden, aber teilweise auch die Industrie versorgt wird und das gleichzeitig die Funktion der dezentralen Einspeisung von Biomethan übernimmt.

Wasserstoff kann dabei sowohl auf TSO- als auch DSO-Ebene eingespeist werden, wobei jedoch die saisonale Hauptspeicherfunktion für fluktuierend aus EE-Strom erzeugten Wasserstoff dem Transportnetz zugutekommt. Dabei dürfte die Beimischung von Wasserstoff zum Transportnetz aus den in Kapitel 2.1.1.2 erläuternden Gründen jedoch zunächst auf geringe 2 Vol.-% beschränkt sein. In Teilnetzen auf DSO-Ebene, in die auch Biomethan eingespeist wird, ist die Einspeisung von Wasserstoff daher nur begrenzt sinnvoll, da bei konstanter Biomethaneinspeisung die Flussrichtung zurück ins Transportnetz saisonal, d. h. in Perioden geringer Gasbedarfe für die Wärmeversorgung möglich wäre, was die gedeckelte Beimischungsrate von 2 Vol.-% im Transportnetz überschreiten könnte. Daher ist, wie auch in den Plänen der Ferngasnetzbetreiber, der Bau von bzw. die Umstellung auf dedizierte H<sub>2</sub>-Netze wahrscheinlicher.

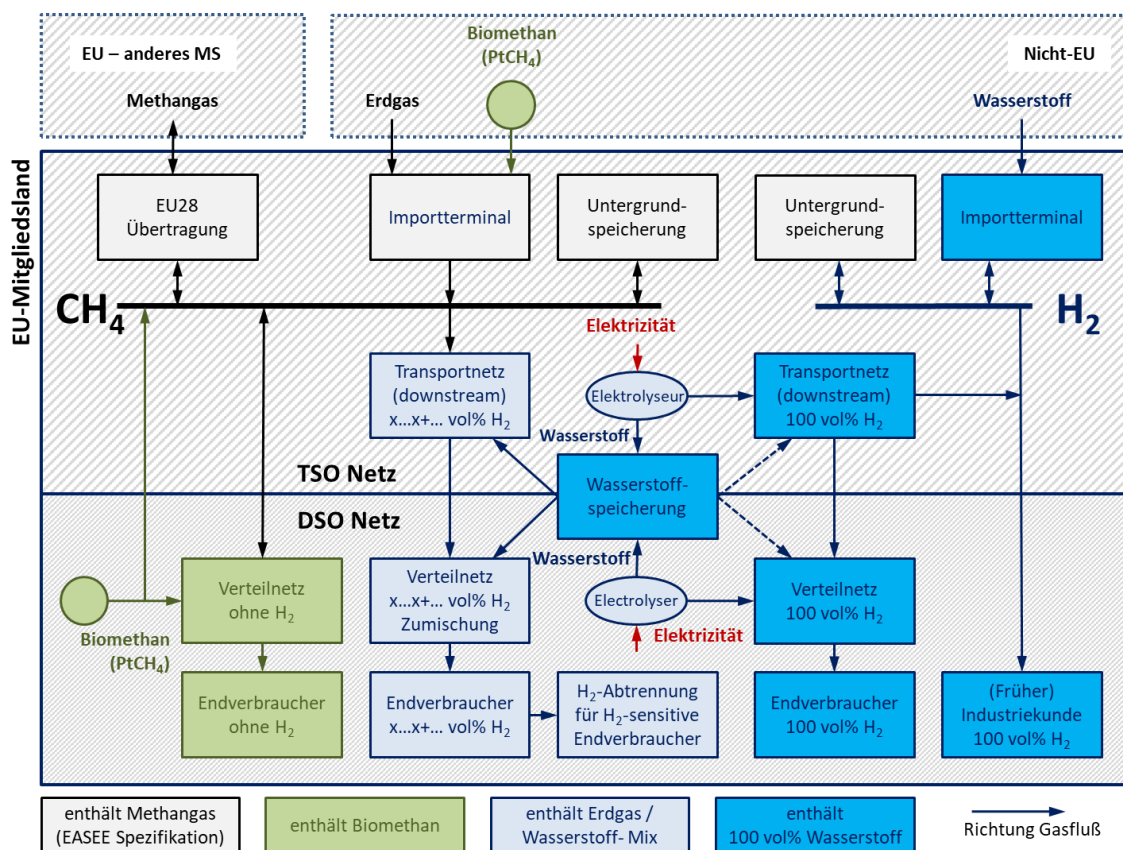


Abbildung 2-10: Zukünftige Gasnetztopologien und -flüsse in „Grüne Gase“-Szenarien

In Gasverteilnetzen kann dagegen wegen ihrer räumlichen Beschränkung eine H<sub>2</sub>-Beimischung als Einführungsstrategie individuell in Teilnetzen umgesetzt werden, wenn die verbraucher- oder gasnetzseitigen konstruktiven, topologischen oder betrieblichen

Randbedingungen erfüllbar sind<sup>40</sup>. Diese unterschiedlichen Strategien zur H<sub>2</sub>-Beimischung sind in Abbildung 2-10 aufgeführt. Die TSO bieten den DSO dabei an, sich aus den räumlich wachsenden H<sub>2</sub>-Netzen so zu bedienen, dass sie über das Jahr eine konstante Beimischungsrate einstellen können, eine in Kapitel 2.1.1.2 ausgeführte weitere technische Randbedingung für die H<sub>2</sub>-Beimischung.

Die unterschiedlichen Einführungsstrategien Grüner Gase in Gastransportnetze für Deutschland und Europa sowie Gasverteilnetze für Deutschland [DVGW 2020] wurden anschaulich in aktuellen Berichten dargestellt. Demnach sollen in Deutschland bis 2030 1.492 km einer H<sub>2</sub>-Gasinfrastruktur errichtet werden [FNB-Gas 2020] mit einem Potenzial von bis zu 5.900 km (visionär) [FNB-Gas 2020b]. Für Europa wurde im Auftrag diverser europäischen Ferngasnetzbetreibern im Rahmen der sog. „European Hydrogen Backbone“-Studie ein Infrastrukturausbau von ca. 22.900 km (2040) beschrieben [Guidehouse 2020]. Die hohe gegenwärtige Dynamik in diesem Gebiet wird durch eine Erweiterung der Studie nur wenige Monate nach der ersten Veröffentlichung deutlich: So wurde weniger als ein Jahr später ein sog. „Extended European Hydrogen Backbone“ erarbeitet, das den Aufbau eines trans-europäischen 100 %-H<sub>2</sub>-Ferngasnetz von bis zu 39.700 km beschreibt – fast eine Verdoppelung gegenüber der ursprünglichen Studie [Guidehouse 2021].

Zusammengefasst ist also davon auszugehen, dass sich auf Gastransportnetzebene neben dem heute eingesetzten Methangas- auch ein dediziertes H<sub>2</sub>-Netz etablieren wird (siehe etwa Abbildung 2-11). Dabei lässt sich heute jedoch noch nicht vorhersagen, ob ein Methangasnetz auf TSO-Ebene langfristig noch erforderlich sein wird. Auf Gasverteilnetzebene dagegen könnte sich ein flexibler Mix aus verschiedenen Gasnetzen (mit reinem Biomethan bzw. synthetisch hergestelltem Methangas, mit reinem Wasserstoff oder unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Beimischungsraten von etwa 2-20 Vol.-%) entwickeln. Beide Netztypen können dabei auch langfristig nebeneinander koexistieren. Auch für das Gasverteilnetz erfolgt aktuell eine Aktualisierung der Einführungsstrategie mit hoher Frequenz: Im März 2021 hat beispielsweise der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) ein detailliertes Positionspapier vorgelegt, in dem die Einführung Grüner Gase aus Sicht der kommunalen Gasnetzbetreiber detailliert beschrieben wird [VKU 2021].

Eine kürzlich fertiggestellte Studie für Ostdeutschland hat insbesondere die besondere Bedeutung der Gasnetze für eine künftige Energieversorgung Ostdeutschlands festgestellt [Wagner, Elbling & Company 2020]. Obwohl bilanziell die Feststellung der Möglichkeit zur autarken langfristig rein auf CO<sub>2</sub>-freien Primärenergiequellen basierenden Energieversorgung Ostdeutschlands im Prinzip möglich ist, zeichnet sich gerade das Gasnetz durch seine Flexibilität und seine besondere Wirtschaftlichkeit beim über-regionalen Energieaustausch zwischen Sektoren und Regionen aus, um die künftig zu erwartenden räumlichen und zeitlich auftretenden Fluktuationen, auch über inner- bzw.

---

<sup>40</sup> Streng genommen sind auch in solchen Transportgasnetzabschnitten höhere H<sub>2</sub>-Beimischungsraten zulässig, die sich zuverlässig vom Rest des Transportnetzes abtrennen lassen bzw. in keine unterlagerten Gasverteilnetze einspeisen.

außerdeutsche oder gar europäische Grenzen hinweg auszugleichen. Dies heißt, dass zwar eine autarke Energieversorgung eine hohe Versorgungssicherheit verspricht und insofern eine wichtige und positive Botschaft vermittelt, andererseits diese mit sehr hohen Speicherkosten bezahlt werden müsste.

## Der Weg in die Klimaneutralität vor Ort

Exemplarischer Transformationspfad eines fiktiven, sektionierten Gasverteilnetzgebiets

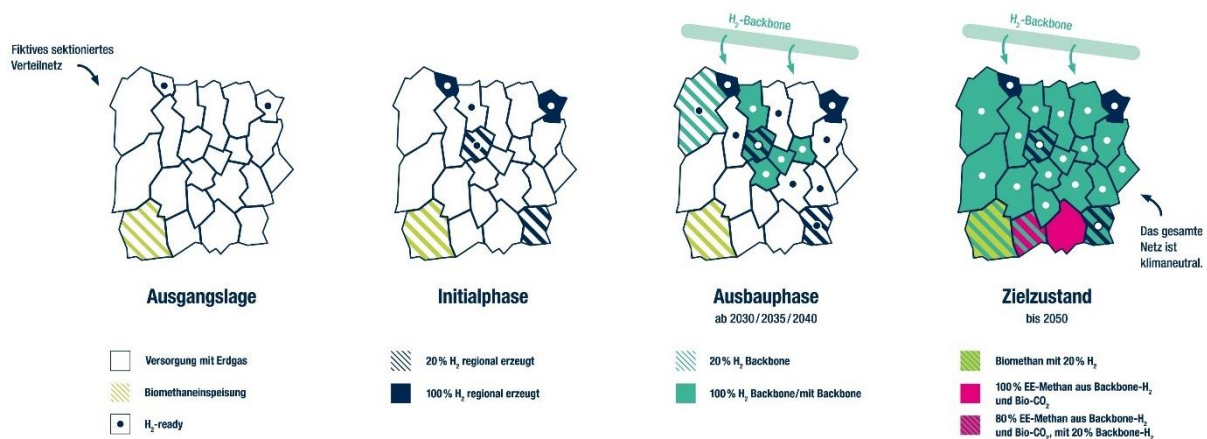


Abbildung 2-11: Mögliche Netztypen im deutschen Verteilgasnetz (Quelle: [DVGW 2020])

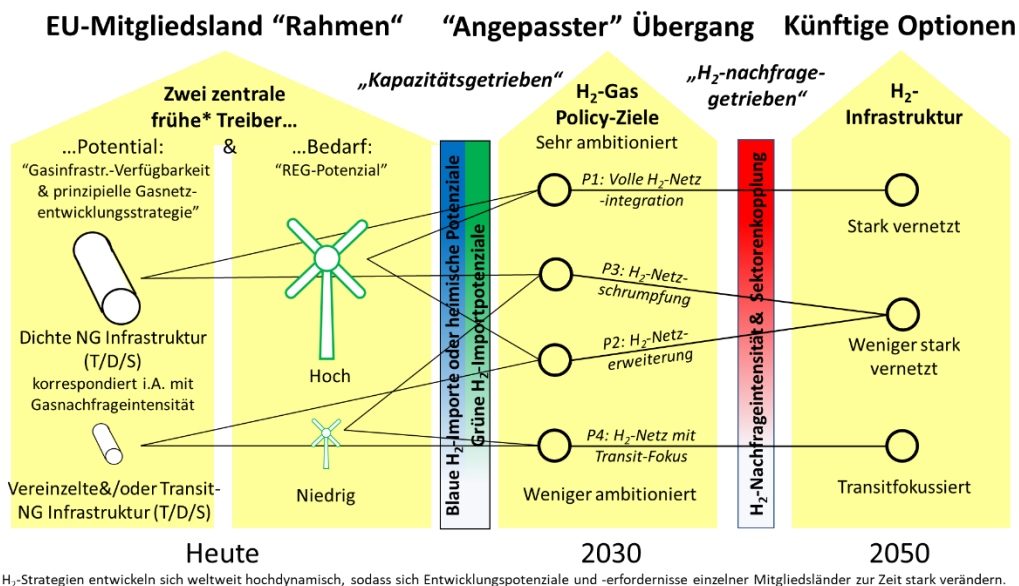
### 2.1.3.3 Angepasste oder neue Regulatorik für eine Grüngasinfrastruktur

Auf CH <sub>4</sub> -Netzen basierende H <sub>2</sub> -Regulatorik	Dedizierte H <sub>2</sub> -Regulatorik
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringe regulatorische Anpassungen erforderlich, aber erschwerte Einigung auf europäischer Ebene, da bestehende Regelwerke ebenfalls nicht harmonisiert sind</li> <li>▶ Behinderung einer breiten Einführung von Wasserstoff als universellem Energieträger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Chance für eine grenzüberschreitende europäische Regulatorik</li> <li>▶ Fokussiertes Regelwerk, das besonders die Belange eines auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystems berücksichtigen kann</li> <li>▶ Interessen der Betreiber bestehender H<sub>2</sub>-Gasnetze können in einer Übergangsphase besonders berücksichtigt werden</li> </ul>

Im Hinblick auf die Erfordernisse für die Entwicklung einer angepassten oder neuen Regulatorik für eine europäische Gasinfrastruktur, die tauglich ist für einen europaweit harmonisierten und sicheren Umgang mit Grünen Gasen, ist festzustellen, dass eine zunehmende Beimischung von Biomethan bereits heute möglich ist, d. h. ohne umfangreiche Änderungen im Gasregelwerk. Jedoch bestehen größere Herausforderungen in der Entwicklung eines angepassten oder dedizierten europaweit harmonisierten Regelwerks für Wasserstoff im Gasnetz sowie die harmonisierte Integration der beiden

Gasnetze für Methan und Wasserstoff in der Übergangsphase zu langfristig rein Grünen Gasen [Trinomics et al. 2020].

Im Rahmen verschiedener aktueller Studien wurden die Aspekte einer deutschen [Held et al. 2020] und einer europaweit [CEER 2019] harmonisierten Regulatorik für die Aufnahme Grüner Gase, und hier insbesondere Wasserstoff, im Hinblick auf das selbst heute weitgehend nicht harmonisierte Regelwerk länderspezifischer Gasinfrastrukturen untersucht und konkrete Vorschläge für seine mögliche Ausgestaltung erarbeitet. Aufgabe der Studie von [Trinomics et al. 2020] für DG Energy war es, einige generische Pfade für die möglichen Regelwerksanpassungen zu entwickeln, die die Bandbreite möglicher Entwicklungspfade abbilden (siehe Abbildung 2-12). Dabei wurden sowohl Entwicklungsstrategien mit Ausbau des Gasnetzes in der Zukunft als auch solche mit reduziertem Gastransportvolumen berücksichtigt.



**Abbildung 2-12: Generische Entwicklungspfade P1 bis P4 der Gasinfrastruktur für Wasserstoff in Europa (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [Trinomics & LBST 2020])**

In der Auswertung der Studienlandschaft, die im Rahmen dieses Projektes analysiert wurden, überwiegen jedoch die Strategien, die eher einen Ausbau der Gasnetze anstreben. Wichtige Aufgaben dabei sind die Unterstützung des Stromnetzes bei der Bewältigung des Lastausgleichs fluktuierender erneuerbarer Energien (Elektrizität), dem kostengünstigen Transport und Speicherung von Energie im großen Stil sowie die Bedienung neuer Gaskunden in Industrie und Mobilität. Es ist daher davon auszugehen, dass die Pfade P1 (Volle H<sub>2</sub>-Netzintegration) und P2 (H<sub>2</sub>-Netzerweiterung) in Abbildung 2-12 eher typisch. Für die weitere Entwicklung der europäischen Gasnetze sind also die Pfade P3 (H<sub>2</sub>-Netzschumpfung) oder P4 (H<sub>2</sub>-Netz mit Transitfokus) von Relevanz. Als wichtigste Voraussetzungen für die eine oder andere Entwicklungstendenz wurden jeweils ein heute bereits mehr oder weniger stark ausgebildetes Erdgasnetz sowie die



Potenziale bzw. Ambitionen zur Entwicklung (heimischer) erneuerbarer Energiepotenziale berücksichtigt. An diesen vier generischen Entwicklungspfaden orientierten sich die Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltung einer künftigen H<sub>2</sub>-Spezifischen Regulatorik.

Ohne auf die vielfältigen Aspekte einer angepassten Regulatorik für die Gasinfrastruktur eingehen zu können, für die auf die Lektüre der jeweiligen Literaturquellen verwiesen wird, fassen wir die wesentlichen Erkenntnisse der Untersuchungen zusammen:

- ▶ Da auch ein künftiges H<sub>2</sub>-Gasnetz, so wie das Erdgasnetz heute, zentrale Strukturen aufweist, handelt es sich beim Betrieb um natürliche Monopole, für die die Entwicklung einer öffentlichen Regulatorik ähnlich wie für die Strominfrastruktur gerechtfertigt erscheint. Es ist daher davon auszugehen und damit eine Frage der Zeit, dass Wasserstoff von einem privat zu einem öffentlich kontrolliert gehandelten Gut umdefiniert wird. Diese Regulatorik wird dann erlauben, die Errichtung entsprechend großen Infrastrukturen öffentlich zu finanzieren und damit die Hürde der enormen Anfangsinvestitionen zu überwinden. Zudem sinken die Betriebskosten durch öffentliche Risikoübernahme als Folge angepasster Finanzierungsbedingungen (Abschreibungszeiträume, ggfs. Zinsen). Eine zunehmende Bürokratisierung der Geschäftsbeziehungen kann dieser jedoch auch entgegenwirken.
- ▶ Durch entsprechende flexible Ausgestaltung der Regulatorik in der Einführungsphase soll auch gewährleistet werden, dass die heute betriebenen H<sub>2</sub>-Industriegasnetze so integriert werden können, dass den betroffenen Unternehmen dadurch kein wirtschaftlicher Schaden entsteht und eine mittelfristig wirtschaftlich tragfähige Integration dieser Netze erzielt werden kann. Ihre Kapazitäten sind jedoch im Vergleich zu den öffentlichen Gastransport- und -verteilnetzkapazitäten nahezu vernachlässigbar gering.
- ▶ Obwohl einzelne Mitgliedsländer, darunter auch Deutschland, angekündigt haben, eigene (d. h. nationale) Regelwerke zu entwickeln, um den langsamen und entwicklungshemmenden Entscheidungsprozessen auf EU-Ebene zuvorzukommen, besteht eine positive Bereitschaft der Gasindustrie zur europaweiten Harmonisierung. Von dieser wird erwartet, dass regulatorische Sicherheit und das Entstehen eines europaweit harmonisierten H<sub>2</sub>-Marktes begünstigt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden.
- ▶ Dabei wird eine robuste europäische Harmonisierung angestrebt, um die wirtschaftlichen Unsicherheiten von folgenden Faktoren abzupuffern:
  - a) sich dynamisch entwickelnden Übergangsstrategien,
  - b) auf Grund des frühen Entwicklungsstadiums der breit zu kommerzialisierenden H<sub>2</sub>-Technologien sowie
  - c) der unterschiedlichen Entwicklungsgeschwindigkeiten einzelner Energiesektoren aber auch in einzelnen europäischen Mitgliedsländern.
- ▶ Es sollten dabei Anstrengungen zur Entwicklung einer dedizierten H<sub>2</sub>-Regulatorik und Marktmodelle unternommen werden, um eine schnelle europäische Harmonisierung

zu erreichen, die dabei die Mitgliedsländer in ihren vergleichbaren nationalen Anstrengungen unterstützt, ohne die erforderliche Flexibilität aus den Augen zu verlieren.

Ohne eine entsprechende europäische Harmonisierungsinitiative oder mit nur oberflächlicher Regulierung könnte die Wirtschaftlichkeit H<sub>2</sub>-intensiver Pfade gefährdet werden, so wie sie in den verschiedenen Länderstrategien bereits vorgestellt wurden. Dazu zählen vor allem auch die großen H<sub>2</sub>-Importoptionen für grünen oder in der Einführungsphase auch blauen bzw. türkisen Wasserstoff.

## 2.2 Lebenszyklusanalysen

Die vorliegenden Lebenszyklusanalysen dienen zur weiteren Untermauerung der Metastudie aus Kapitel 2.1. Hierzu wurde zunächst der Analyserahmen für die zu untersuchenden Zeithorizonte, Wirkdimensionen sowie der Bereitstellungspfade Grüner Gase und ihrer möglichen Anwendungen in unterschiedlichen Sektoren festgelegt (Kapitel 2.2.1). Anschließend wird die Methodik und das Vorgehen bei der Auswertung der Ergebnisse beschrieben (Kapitel 2.2.2). In Kapitel 2.2.3 werden die techno-ökonomischen Ergebnisse detailliert vorgestellt und diskutiert und im Rahmen von Kapitel 2.2.4 zusammenfassend eingeordnet.

### 2.2.1 Analyserahmen der Lebenszyklusanalysen

Zur Definition der zu untersuchenden Szenarien und Pfade wurde in der ersten Projektphase der Analyserahmen der Lebenszyklusanalysen im Austausch mit dem Auftraggeber festgelegt. Die folgenden Abschnitte beschreiben den entwickelten Analyserahmen. Detaillierte Pfaddiagramme mit Beschreibungen der einzelnen Bereitstellungspfade sind im Materialband unter A 1.1 zu finden.

#### 2.2.1.1 Zu untersuchende Zeithorizonte und Wirkdimensionen

Die zu untersuchenden Zeithorizonte im Rahmen der Lebenszyklusanalysen der vorliegenden Studie ergeben sich aus den aktuellen nationalen und internationalen Diskussionen zum Thema Klimaschutz und Treibhausgasen.

Vor nunmehr über fünf Jahren verständigten sich 197 Länder mit dem Pariser Klimaschutzabkommen auf eine Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2 °C, möglichst sogar auf 1,5 °C im Vergleich zu vorindustriellen Zeiten [UNFCCC 2015]. Das Abkommen ist seit dem 04.11.2016 in Kraft. Um dieses Ziel zu erreichen, hat die Europäische Kommission im Jahr 2018 erstmals ihre Vision von einer THG-neutralen Union bis zum Jahr 2050 vorgestellt, ratifiziert durch das EU-Parlament und den Europäischen Rat [EC 2020]. Dieses anvisierte Ziel setzt enge Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung in Europa und erfordert die grundsätzliche Abkehr von fossilen sowie die Einführung erneuerbarer Energieträger. Diese signifikante Transformation des Energiesystems bildet auch in dieser Studie den langfristigen Horizont der Lebenszyklusanalysen, da nur so die tiefgreifenden Änderungen dargestellt werden können.

Mittelfristig ist 2030 als das vielleicht wichtigste Jahr auf dem Weg zur THG-Neutralität im Jahr 2050 zu verstehen. Die Diskussionen um ein Ziel für die EU als Ganzes umfassen die Vorschläge von -55 % THG-Emissionsreduktion in 2030 (vorgeschlagen durch die Europäische Kommission, unterstützt durch den Europäischen Rat) [EC 2020b] [EC 2020c] sowie -60 % entsprechend den Beschlüssen des Europäischen Parlaments, unterstützt etwa durch das Umweltbundesamt (UBA) [UBA 2020b].

Zusätzlich sind die spezifischen Herausforderungen der Innovationsregion Mitteldeutschland (IRMD) durch den Braunkohleausstieg und dem damit verbundenen Strukturwandel zu berücksichtigen, die einen besonderen Fokus auf die langfristigen Entwicklungen bis zum Jahr 2040 erfordern. Aufgrund der zum Teil schwierigen Prognostizierbarkeit der technologischen Entwicklungen über 2030 hinaus, beschränken sich die langfristigen Rechnungen für das Jahr 2040 auf eine Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklungen unter Berücksichtigung langfristiger Lernkurven sowie eine ansteigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung.

Um zusätzlich zu den mittel- und langfristigen Entwicklungen auch die aktuelle Situation einbeziehen zu können, werden ebenfalls aktuelle Daten in einem sogenannten „2020-er“-Szenario verwendet, das die heutige Situation und Wettbewerbslage widerspiegelt. In diesem Szenario ist zu beachten, dass sich die entsprechenden Analyseergebnisse auf den aktuellen technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungsstand zum Zeitpunkt der Berechnungen (Ende 2020) stützen.

**Tabelle 2-5: Zeithorizonte**

Zeithorizont	Jahr
Kurzfristig	2020 / heute
Mittelfristig	2030
Langfristig (nur für Kosten)	2040

Für jeden der 3 Zeithorizonte sollen unterschiedliche Energieträger für die jeweilige Anwendung untersucht und verglichen werden. Die dabei betrachteten Vergleichskriterien (auch Wirkdimensionen genannt) werden in Tabelle 2-6 aufgeführt und erläutert.

Die Darstellung aller drei Wirkdimensionen (in MJ bzw. kWh (Energieeinsatz), in € (Kosten) bzw. in g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub> (THG-Emissionen)) erfolgt spezifisch in Bezug auf den jeweiligen Nutzen in der betrachteten Anwendung. Für das Beispiel des Energieeinsatzes bedeutet dies Folgendes:

- ▶ Verkehr (z. B. Schwerlastverkehr): Angabe in MJ<sub>Energieeinsatz</sub> pro gefahrenem Kilometer
- ▶ Wärme (Bereitgestellte (Prozess-) Wärme): Angabe in kWh<sub>Energieeinsatz</sub> pro kWh<sub>th</sub>,
- ▶ Industrie (stoffliche Nutzung von Wasserstoff): Angabe in kWh<sub>Energieeinsatz</sub> pro kg<sub>H<sub>2</sub></sub>
- ▶ Strom: kWh<sub>Energieeinsatz</sub> pro kWh<sub>el</sub> bzw. kWh<sub>Energieeinsatz</sub> pro kWh<sub>el+th</sub> (für KWK-Anlagen)

**Tabelle 2-6: Wirkdimensionen bzw. Vergleichskriterien der Lebenszyklusanalysen**

Vergleichskriterium	Kurzbeschreibung
<b>Energiebilanzen</b>	Bei der Erstellung von Energiebilanzen steht die Frage nach der Energieintensität einzelner Prozesse im Vordergrund. So wird der Energieeinsatz für die Bereitstellung der Energieträger samt Hilfsenergien sowie deren Nutzung für die ausgewählten Anwendungen dargestellt und verglichen.
<b>Kosten</b>	Berechnung und Darstellung der Gesamtkosten zur Erbringung einer energetischen bzw. stofflichen Dienstleistung entlang der ausgewählten Energieketten-bzw. Endanwendungsoptionen. Ziel ist die Vergleichbarkeit der spezifischen Gesamtkosten und damit der Wirtschaftlichkeit einzelner Energieversorgungsoptionen für die in AP1.2 festgelegten Endanwendungen. Auch ist eine grafische Aufteilung der Gesamtkosten in die wesentlichen Kostenbestandteile (z. B. CAPEX, OPEX) angedacht.
<b>THG-Emissionen</b>	<p>Berechnung und Darstellung von CO<sub>2</sub>- und anderen THG- relevanten Emissionen. Ziel ist eine Aussage über den potenziellen Beitrag einzelner Energieversorgungspfade zur angestrebten Reduktion der emittierten THG-Emissionen. Diese werden als spezifische THG-Emissionsäquivalente mit den allgemein anerkannten Umrechnungsfaktoren für die THG-Wirksamkeit berechnet und dargestellt.</p> <p>Graue Energien (auch Hilfsenergien genannt), d. h. solche, die bei der Produktion von Anlagen oder der Erbringung von Dienstleistungen entlang der Wertschöpfungsketten eingesetzt werden, werden nicht berücksichtigt.</p>

### 2.2.1.2 Bereitstellungspfade Grüner Gase (inkl. Anwendungen)

Eine Übersicht aller in dieser Arbeit betrachteten Bereitstellungspfade für Grüne Gase bzw. Flüssigkraftstoffe sowie die fossilen Referenzpfade findet sich in Tabelle 2-7. Die dabei berücksichtigten Pfade sind nicht vordergründig auf eine sinnvolle Anwendbarkeit in der Region zugeschnitten. Eine entsprechende Einordnung folgt vielmehr in den Kapiteln 2.3.1 und 2.3.2.

Die Kategorisierung nach „fossil“ und „erneuerbar“ bezieht sich dabei auf die Herstellung der jeweiligen Energieträger. Weitere Transport- und Verteilungsstufen der Energieträger sowie die Bereitstellung des erforderlichen Stroms für nachgelagerte Prozesse, wie etwa Verdichtung oder Verflüssigung, erfolgen unabhängig vom Pfad mit den heute verfügbaren Fahrzeugen (z. B.: Diesel-Lkw, europäischer Strommix).

**Tabelle 2-7: Bereitstellungsprofile**

	Nr.	Name	Kategorie	Kurzbeschreibung
Flüssig (C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> O <sub>z</sub> )	1	Konventionelle Kraftstoffe	fossil	Fossiler Referenzpfad für Produktion von Diesel bzw. Kerosin
	2	PtL-Kraftstoffe	erneuerbar	Kraftstoffsynthese aus erneuerbarem Wasserstoff und CO <sub>2</sub> (2 Varianten)
	3	Methanol	fossil	Fossiler Referenzpfad für Methanolproduktion aus Erdgas
	4	Methanol	erneuerbar	Methanolsynthese aus erneuerbarem Wasserstoff und CO <sub>2</sub> (2 Varianten)
Methan (CH <sub>4</sub> )	5	Erdgas	fossil	Fossiler Referenzpfad für Erdgas (Import)
	6	Biomethan	THG-arm (erneuerbar)	Biomethanproduktion aus Biogas (2 Varianten)
	7	Power-to-Gas (PtG / PtCH <sub>4</sub> ) <sup>41</sup>	erneuerbar	Power-to-Gas (Methan, CH <sub>4</sub> ) aus erneuerbarem Wasserstoff und CO <sub>2</sub> (4 Varianten)
Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	8	Grauer Wasserstoff	fossil	Fossiler Referenzpfad für H <sub>2</sub> -Produktion aus Erdgas (Dampfreformierung)
	9	Blauer Wasserstoff (CCS)	THG-arm (fossil)	Importpfad für blauen Wasserstoff (z. B. aus Norwegen), Produktion aus Erdgas mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung
	10	Grüner Wasserstoff	erneuerbar	H <sub>2</sub> -Produktion mit erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse (3 Varianten)
	11	Grüner Wasserstoff	THG-arm (erneuerbar)	H <sub>2</sub> -Produktion aus Biomethan mittels Dampfreformierung

Des Weiteren wurden folgende Anwendungsfälle für die Lebenszyklusanalysen ausgewählt (siehe Tabelle 2-8). Je nach Energieträger, Bereitstellungsform sowie der angenommenen Technologie ergeben sich unterschiedliche Einsatzgebiete. Eine entsprechende Übersicht findet sich in Kapitel 2.2.1.3. Diese Auswahl bedeutet nicht, dass andere Anwendungen kategorisch ausgeschlossen werden. So ist z. B. auch ein breiter Einsatz grünen Wasserstoffs für den Einsatz in BZ-Pkw denkbar. Die getroffene Auswahl umfasst vielmehr für einzelne Sektoren repräsentative Anwendungen und solche, die kurzfristig eine besondere Bedeutung erlangen können.

<sup>41</sup> Im Rahmen der Lebenszyklusanalysen in Kapitel 2.2 wurde das Power-to-Gas Verfahren zur Herstellung von synth. Methan durch PtG abgekürzt. Für eine klare Abgrenzung von der H<sub>2</sub>-Produktion durch Elektrolyse wird im Allgemeinen die konkretere Abkürzung PtCH<sub>4</sub> verwendet.

**Tabelle 2-8: Anwendungsbereiche**

	Nr.	Name	Kurzbeschreibung
<b>Mobilität</b>	A	Straße (Lkw)	Schwerlastverkehr durch Lkw
	B	Zugverkehr	Schienenpersonennahverkehr (SPNV)
	C	Schiffsverkehr	Binnen- und Seenschifffahrt
	D	Flugverkehr	Flugzeuge (Flughafen Leipzig)
<b>Industrie</b>	E	Stoffliche Nutzung	Stoffliche Nutzung (von Wasserstoff) in der chemischen Industrie (Raffinerien, Ammoniak- und Methanolproduktion sowie Stahlerzeugung)
	F	Prozesswärme / HT-Wärme	Wärmebereitstellung, beispielweise für Glasproduktion oder Metallindustrie (Aluminium)
<b>Haus- halte</b>	G	Wärme (Niedertemperatur)	Bereitstellung von Wärme für Haushalte durch Gasbrenner
<b>Strom- versorgung</b>	H	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	KWK mittels Gas-BHKW oder BZ-BHKW (bis ca. 5 MW <sub>el</sub> )
	I	Rückverstromung	Rückverstromung durch Gaskraftwerke (Gas- bzw. H <sub>2</sub> -Turbine) in der Größenordnung > 5 MW <sub>el</sub>

### Flüssigkraftstoffe (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>O<sub>z</sub>)

Flüssigkraftstoffe auf Basis von Rohöl stellen heute einer der wesentlichen Energievektoren dar. Entsprechend werden diese Kraftstoffe als Referenz betrachtet und mit den unterschiedlichen Möglichkeiten zur Nutzung Grüner Gase verglichen.

Der entscheidende Vorteil flüssiger Kraftstoffe bzw. flüssiger Energieträger gegenüber Gasen liegt in der deutlich höheren Energiedichte begründet, weshalb auch in Zukunft der Einsatz flüssiger Energieträger für bestimmte Anwendungen erforderlich sein könnte, etwa beim Flug- oder Schiffsverkehr, bei denen hohe Anforderungen an die Energiedichte des Kraftstoffes besteht. Überdies ist es möglich, dass auch der internationale Handel mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen neben verflüssigtem Wasserstoff auch in Form anderer flüssiger Energieträger (z. B. e-fuels, LOHC, Methanol sowie auch verflüssigter Ammoniak) abgewickelt werden wird. Die in dieser Arbeit betrachteten Bereitstellungspfade für flüssige Energieträger sind in Tabelle 2-9 aufgeführt.

**Tabelle 2-9: Bereitstellungspfade flüssiger Energieträger**

Nr.	Name	Kategorie	Kurzbeschreibung
<b>Flüssig (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>O<sub>z</sub>)</b>	1	Konventionelle Kraftstoffe	fossil Konventionelle Kraftstoffproduktion durch Raffinerieprozess (Erzeugnisse: Diesel, Kerosin) Pfad als fossiler Referenzpfad
	2a	PtL-Kraftstoffe	erneuerbar Kraftstoffproduktion durch Power-to-Liquid-Prozess (inklusive HT-Elektrolyse (SOEC) und Fischer-Tropsch-Synthese) nahe erneuerbarer Stromerzeugung Biogene CO <sub>2</sub> -Quelle (z. B. Biogasaufbereitung)
	2b	PtL-Kraftstoffe	erneuerbar Variante von 2a unter Anwendung der PEM-Elektrolyse CO <sub>2</sub> -Quelle: CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus der Luft (engl. Direct Air Capture, DAC)
	3	Methanol	fossil Bereitstellung von Syngas (CO und H <sub>2</sub> ) aus fossilem Erdgas mittels autothermer Reformierung (ATR) für die Synthese von Methanol Pfad als fossiler Referenzpfad
	4a	Methanol	erneuerbar Methanolsynthese aus Wasserstoff und CO <sub>2</sub> Bereitstellung von Wasserstoff durch Offshore-Windpark und HT-Elektrolyse (SOEC) nahe erneuerbarer Stromerzeugung Biogene CO <sub>2</sub> -Quelle (z. B. Biogasaufbereitung)
	4b	Methanol	erneuerbar Variante von 4a unter Anwendung der PEM-Elektrolyse CO <sub>2</sub> -Quelle: CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus der Luft (DAC)

Eine detaillierte Darstellung der unterschiedlichen Bereitstellungspfade flüssiger Kraftstoffe erfolgt anhand der Pfaddiagramme in Materialband unter A 1.1.1.

### Methan (CH<sub>4</sub>)

Methan spielt für Industrie und Wärmeversorgung in Deutschland eine herausragende Rolle, vor allem in Form von Erdgas sowie Biomethan, das aus Rohbiogas für die Einspeisung ins Erdgasnetz aufbereitet wird. Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie (bis 2022) sowie dem angekündigten Ausstieg aus der Kohleverstromung (bis spätestens



2038) werden zusätzlich Gaskraftwerke einen – zumindest in der Übergangszeit – Teil der gesicherten Stromversorgung decken müssen. Langfristig ist eine THG-neutrale Versorgung mit Methan durch die Methanisierung von grünem Wasserstoff und der Nutzung biogener CO<sub>2</sub>-Quellen möglich. Des Weiteren wird Erdgas in Deutschland heute aufgrund der geologischen Strukturen im Untergrund zur großskaligen und kostengünstigen Energiespeicherung zum Ausgleich konstanter Gaslieferungen aus Importen und Gasbedarf aus saisonal stark fluktuierenden Anwendungen (Wärme) eingesetzt.

**Tabelle 2-10: Bereitstellungspfade für Methan**

Nr.	Name	Kategorie	Kurzbeschreibung
5	Erdgas	fossil	Erdgas (Importpfad) Pfad als fossiler Vergleichspfad
6a	Biomethan	THG-arm (erneuerbar)	Biomethanproduktion durch Aufbereitung von Biogas aus Anbaubiomasse (Maisganzpflanze)
6b	Biomethan	THG-arm (erneuerbar)	Biomethanproduktion durch Aufbereitung von Biogas aus Reststoffen (biogene Hausmüllfraktion)
Methan (CH <sub>4</sub> )	7a	Power-to-Gas (CH <sub>4</sub> ) erneuerbar	H <sub>2</sub> -Produktion mittels HT-Elektrolyse (SOEL) auf Basis erneuerbaren Stroms aus PV-Wind-Kraftwerk mit anschließender Methanisierung. Biogene CO <sub>2</sub> -Quelle (z. B. Biogasaufbereitung)
	7b	Power-to-Gas (CH <sub>4</sub> ) erneuerbar	Variante von 7a unter Anwendung der PEM-Elektrolyse CO <sub>2</sub> -Quelle: CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus der Luft (DAC)
	7c	Power-to-Gas (CH <sub>4</sub> ) erneuerbar	H <sub>2</sub> -Produktion mittels SOEL auf Basis erneuerbaren Stroms aus Offshore-Windpark mit anschließender Methanisierung Biogene CO <sub>2</sub> -Quelle (z. B. Biogasaufbereitung)
	7d	Power-to-Gas (CH <sub>4</sub> ) erneuerbar	H <sub>2</sub> -Produktion mittels PEM-Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms aus Offshore-Windpark mit anschließender Methanisierung CO <sub>2</sub> -Quelle: CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus der Luft (DAC)

Die in dieser Arbeit betrachteten Bereitstellungspfade für Methan sind in Tabelle 2-10 aufgeführt. Dabei werden durch die Pfade 6a und 6b jeweils das obere bzw. untere Ende der Bandbreite für Biorohstoffe in Bezug auf die Faktoren Rohstoffverfügbarkeit, Kosten und THG-Emissionen aufgezeigt. Die Projektpartner haben sich darauf verständigt, die Lebenszyklusanalysen für den Anwendungsfall Schwerlastverkehr (Lkw) auf Basis der LNG-Technologie (Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas) durchzuführen, da sich diese

Technologie zum Betrieb schwerer Nutzfahrzeuge derzeit gegenüber der CNG-Technologie (Compressed Natural Gas, komprimiertes Erdgas) durchzusetzen scheint.

Eine detaillierte Darstellung der unterschiedlichen Bereitstellungspfade für Methan erfolgt anhand der folgenden Pfaddiagramme in Materialband Kapitel A 1.1.2.

### Wasserstoff (H<sub>2</sub>)

Die große Bedeutung von Wasserstoff für die zukünftige Energieversorgung wurde nicht zuletzt durch die große Zahl an politischen Ankündigungen hervorgehoben, etwa in Form nationaler Wasserstoffstrategien [LBST 2020]. Dabei spielt Wasserstoff aus fossilen Quellen bereits heute eine große Rolle in der chemischen und petrochemischen Industrie. Laut Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) beläuft sich der weltweite H<sub>2</sub>-Bedarf heute auf etwa 74 Mio. t (= 2.467 TWh) [IEA 2019]. Die Produktion erfolgt dabei nahezu vollständig auf Basis fossiler Energieträger wie Erdgas, Erdöl und Kohle (sogenannter „grauer Wasserstoff“). Insgesamt erfordert dies etwa 6 % der globalen Erdgas- sowie 2 % der globalen Kohleförderung, wodurch die H<sub>2</sub>-Produktion heute für einen jährlichen Ausstoß von rund 830 Mio. t CO<sub>2</sub> (etwas mehr als 2 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen) verantwortlich ist.

Eine Umstellung auf eine THG-neutrale H<sub>2</sub>-Produktion (sog. „grüner Wasserstoff“) ist damit langfristig erforderlich, um das anvisierte Ziel der THG-Neutralität zu erreichen.

Erdgas-basierte Pfade dienen im Rahmen dieser Studie als Referenzpfad, um die vorübergehende Weiternutzung existierender H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen (v. a. Erdgasdampfreformierung) zu ermöglichen und in die zukünftigen Ausbauplanungen einzu beziehen. Überdies treiben einige nordeuropäische Länder, beispielsweise Großbritannien, die Niederlande oder Norwegen, auch die H<sub>2</sub>-Produktion aus Erdgas mit Abscheidung und Speicherung des dabei entstehenden CO<sub>2</sub> (CCS) voran (sogenannter „blauer Wasserstoff“). Ein entsprechender Pfad wurde daher in die Analysen einbezogen (siehe Bereitstellungspfad 9). Dabei wird jedoch die Abscheidung und Einspeicherung von CO<sub>2</sub> nicht in Deutschland vorgenommen, da hierfür auch mittelfristig keine politische und gesellschaftliche Akzeptanz zu erkennen ist.

Türkiser Wasserstoff, welcher mittels Methanpyrolyse erzeugt wird, wird in der Analyse nicht betrachtet. Eine kurze Beschreibung („Exkurs“) zu dieser Variante ist im Materialband unter A 1.2.7.3 zu finden. Dieser liefert ebenfalls Hinweise darauf, weshalb die Methanpyrolyse nicht für weitere Analysen in dieser Arbeit ausgewählt wurde.

Tabelle 2-11 gibt einen Überblick über die in dieser Arbeit betrachteten Bereitstellungspfade für Wasserstoff. Eine detaillierte Darstellung der unterschiedlichen Bereitstellungspfade erfolgt anhand der folgenden Pfaddiagramme im Materialband in Kapitel A 1.1.3.

**Tabelle 2-11: Bereitstellungspfade für Wasserstoff (H<sub>2</sub>)**

Nr.	Name	Kategorie	Kurzbeschreibung	
Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	8	Grauer Wasserstoff	fossil	H <sub>2</sub> -Produktion mittels Erdgasdampfpreformierung (verbrauchsnahe) Pfad als fossiler Referenzpfad
	9	Blauer Wasserstoff (CCS)	THG-arm (fossil)	H <sub>2</sub> -Produktion mittels Erdgasdampfpreformierung mit CCS nahe der Erdgasproduktion (Bsp.: Norwegen)
	10a	Grüner Wasserstoff	erneuerbar	H <sub>2</sub> -Produktion mittels PEM-Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms aus PV-Wind-Kraftwerk Standort der Elektrolyse (erzeugungsnah)
	10b	Grüner Wasserstoff	erneuerbar	Variante von 10a Standort der Elektrolyse verbrauchsnahe
	10c	Grüner Wasserstoff	erneuerbar	H <sub>2</sub> -Produktion mittels PEM-Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms aus Offshore-Windpark Standort der Elektrolyse (erzeugungsnah an Netzknotenpunkt)
	11	Grüner Wasserstoff	THG-arm (erneuerbar)	H <sub>2</sub> -Produktion aus Biomethan mittels Dampfpreformierung

### 2.2.1.3 Anwendungsmatrix

Für eine Fokussierung der Analysen auf die wesentlichen Aspekte ist es erforderlich, nur jene Kombinationen aus Bereitstellungspfaden und Anwendungen zu untersuchen und zu vergleichen, die technisch in den betrachteten Zeiträumen realistischerweise umgesetzt werden können. So ist beispielsweise der Einsatz von Wasserstoff aus Biomethan auf Anwendungen im Verkehrssektor beschränkt (Stichwort: Potenzial). Des Weiteren wurden die Analysen für die Luftfahrt nicht für 2020 durchgeführt, da mit einer Einführung alternativer Kraftstoffe und Technologien erst um 2030 gerechnet werden kann. Auch spielten Überlegungen zur regionalen Akteursstruktur eine Rolle, beispielsweise mit Blick auf bestimmte Industrienanwendungen oder den Einsatz in der Binnenschiff- und Luftfahrt.

Überdies gibt es unterschiedliche technologische Möglichkeiten, die einzelnen Energieträger in der jeweiligen Endanwendung einzusetzen (z. B. CNG oder LNG für den Schwerlastverkehr bzw. der Einsatz von BZ oder H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotoren für H<sub>2</sub>-Anwendungen). Hierbei wurden stets jene Technologien beispielhaft ausgewählt, denen nach heutiger Einschätzung die größten Marktchancen zugestanden wurden. Daraus lässt sich jedoch nicht auf den zukünftigen Technologiemix schließen.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich die in Tabelle 2-12 dargestellte Matrix. Darin werden für jede Kombination aus Bereitstellungspfad (z. B. Pfad-Nr. 10: grüner Wasserstoff) und Anwendung (z. B. Anwendung A: Schwerlastverkehr (Lkw)) die jeweiligen Technologien (z. B. BZ-Lkw) gegeben.

**Tabelle 2-12: Matrix der Bereitstellungspfade und Anwendungen**

Pfad-Nr.	Kategorie	Energieträger	Mobilität				Industrie		Haushalt	Strom		
			A) Schwerlastverkehr	B) Züge (SPNV)	C) Binnenschiffe	D) Flugzeuge (Kurzstrecke)	E) Stoffl. Nutzung von H <sub>2</sub>	F) HT-Wärme	G) NT-Wärme	H) Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	I) Rückverstromung	
Flüssig C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	1	Fossil	Konventionelle Kraftstoffe	Diesel (VKM)	Diesel (VKM)	Diesel (VKM)	Kerosin	-	-	-	-	-
	2a, 2b	Erneuerbar	PTL-Kraftstoffe	PTL-Diesel (VKM)	PTL-Diesel (VKM)	PTL-Diesel (VKM)	PTL-Kerosin	-	-	-	-	-
	3	Fossil	Methanol	-	-	Methanol-Brennstoffzelle	-	-	-	-	-	-
	4a, 4b	Erneuerbar	PTL-Methanol	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Methan (CH <sub>4</sub> )	5	Fossil	Methan (Erdgas) (Import)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	6a, 6b	Erneuerbar/THG-arm	Biomethan aus Anbaubiomasse / Reststoffen	LNG	-	-	-	Gasbrenner (CH <sub>4</sub> )	Brennwerttherme (CH <sub>4</sub> )	Blockheizkraftwerk (BHKW)	Gasturbine	-
	7a – 7d	Erneuerbar	PTCH <sub>4</sub> / synth. Methan	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	8	Fossil	H <sub>2</sub> aus SMR (grauer H <sub>2</sub> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	9	Fossil/THG-arm	Import H <sub>2</sub> aus SMR + CCS (blauer H <sub>2</sub> )	Brennstoffzellen-Lkw	Brennstoffzellen-Triebwagen	Brennstoffzellen-Schiff	Brennstoffzellen-Flugzeug	H <sub>2</sub> als Einsatzstoff	Gasbrenner (H <sub>2</sub> )	Brennwerttherme (H <sub>2</sub> )	Brennstoffzellen-BHKW	H <sub>2</sub> -Gasturbine
	10a – 10c	Erneuerbar	PIH <sub>2</sub> (grüner H <sub>2</sub> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	11	Erneuerbar/THG-arm	H <sub>2</sub> aus SMR (Biomethan aus Anbaubiomasse)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

LEBZ, 2020-09-23

## 2.2.2 Methodik und Darstellung

Die Lebenszyklusanalysen in diesem Projekt decken den in Kapitel 2.2.1 definierten Analyserahmen für die vorgestellten Pfade und Anwendungen ab. Kapitel 2.2.2.1 beschreibt die Grundlagen der für die Lebenszyklusanalysen angewendeten Methodik sowie allgemeine Annahmen. Eine detaillierte Auflistung der Annahmen für die Lebenszyklusanalysen sowie techno-ökonomischer Kenndaten der Schlüsseltechnologien ist im Materialband unter A.1.2 zu finden. Eine kurze Definition der Systemgrenzen der unterschiedlichen Analysen sowie eine Erklärung zu den Darstellungen erfolgt in Kapitel 2.2.2.2.

Die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen werden in Kapitel 2.2.3 begleitet von einer Einordnung und Interpretation sowie einer zusammenfassenden Bewertung in Kapitel 2.2.4.

### 2.2.2.1 Methodik und allgemeine Annahmen

Die Berechnungen in den durchgeführten Lebenszyklusanalysen stützen sich auf die in Kapitel 2.2.1.2 gezeigten Bereitstellungspfade und Anwendungen. Dabei wurden entsprechend der dortigen Beschreibung die unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette abgebildet, einschließlich der vorgestellten Varianten. Auch wurden die für unterschiedliche Anwendungen notwendige Aufbereitung der Energieträger berücksichtigt (z. B. Kompression oder Verflüssigung).

Im Folgenden wird die Methodik und wesentliche allgemeine Annahmen für die drei betrachteten Wirkdimensionen vorgestellt.

## THG-Emissionen

Um die THG-Emissionen der unterschiedlichen Energieträger in den jeweiligen Anwendungen vergleichen zu können, ist zunächst eine einheitliche Definition der Systemgrenzen erforderlich. Diese wurden für die Analysen in dieser Studie so definiert, dass sie (sofern möglich) die gesamte Kette von den Einsatzstoffen bzw. -energien bis zur Anwendung berücksichtigen. Die entsprechenden Systemgrenzen werden entsprechend als „Well-to-Wheel“ („vom Bohrloch bis zum Rad“, WtW) bzw. „Well-to-Use“ („vom Bohrloch bis zur Anwendung“, WtU) beschrieben. So beinhaltet das System beispielsweise auch die gesamte Kette von der Erdgasförderung, dem Erdgastransport nach Europa und seiner Verteilung zu den industriellen Verbrauchern sowie gegebenenfalls die weitere Verteilung über eine Verteilinfrastruktur und Tankstellen bis zum Endverbraucher.

Im Fall, dass nicht nur ein finales Endprodukt erzeugt wird (z. B. KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeproduktion), wurden entsprechende Gutschriften für den Prozess angenommen. Ist Strom das Hauptprodukt, wird die zusätzlich erzeugte Wärme gegen ein Heizkraftwerk bilanziert, das mit dem gleichen Energieträger betrieben wird wie die KWK-Anlage und das dadurch entsprechend weniger Wärme produzieren müsste.

Für die Berechnung der THG-Emissionen wurde ein von der LBST in Zusammenarbeit mit der französischen CEA und IFP entwickeltes Programm namens „E3database“ verwendet. Bei diesem handelt es sich um ein Werkzeug zur Erstellung von Lebenszyklusanalysen von Produkten und Dienstleistungen. Materialien, Energieträger, Einzelprozesse und Prozessketten können erstellt und in einer Datenbank abgelegt werden. Auf diese Weise können neben den THG-Emissionen sowie weiteren Schadstoffen den damit verbundenen Umweltwirkungen auch Energie- und Stoffbilanzen (z. B. Primärenergieeinsatz) über die Gesamtkette berechnet werden.

Die Berechnung von THG-Emissionen erfolgt auf Basis von [JRC 2020] und der RED II [EC 2018]. Der Energieaufwand und die damit verbundenen THG-Emissionen aus der Herstellung der Energieerzeugungsanlagen, von Strom- und Gasnetzen, der Anlagen zur Kraftstoffproduktion sowie der Fahrzeuge („graue Emissionen“) werden dementsprechend in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Die THG-Wirkung der verschiedenen Treibhausgase wird durch ihre jeweiligen Wirkungsfaktoren berücksichtigt. Tabelle 2-13 zeigt diese nach dem Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 4<sup>th</sup> Assessment Report (AR4) [IPCC 2007] und dem IPCC 5<sup>th</sup> Assessment Report (AR5) [IPCC 2013] zum Vergleich. Für die THG-Wirkungsfaktoren wird analog zu RED II in dieser Studie noch der IPCC 4<sup>th</sup> Assessment Report (AR4) [IPCC 2007] zugrunde gelegt.

**Tabelle 2-13: THG-Wirkungsfaktoren ausgewählter Treibhausgase nach IPCC**

Treibhausgas	AR4 (g CO <sub>2</sub> -Äquivalent/g)	AR5 (g CO <sub>2</sub> -Äquivalent/g)
Kohlenstoffdioxid (CO <sub>2</sub> )	1	1
Methan (CH <sub>4</sub> )	25	30
Lachgas (N <sub>2</sub> O)	298	265

Für den Strombedarf für nicht direkt mit der Produktion Grüner Gase verbundenen Prozessen (z. B. Komprimierung und Vorkühlung von Wasserstoff an der Tankstelle) sowie für die fossilen Referenzpfade wurde vereinfachend der europäische Strommix von 2016 für die vorliegende Analyse für 2020 angenommen [EEA 2018]. Für 2030 wurde der Strommix aus dem Szenario „New policies Scenario“ der IEA abgeleitet, der auch in der noch laufenden Aktualisierung von [JRC 2020] verwendet wird<sup>42</sup>.

### Kosten

Die Berechnung der spezifischen Kosten wurde auf Basis vorhandener Kostenangaben für die unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette berechnen. Die techno-ökonomischen Kennzahlen zu den einzelnen Prozessen sowie weitere allgemeine Annahmen sind im Materialband unter A 1.2 zu finden.

Der angenommene CO<sub>2</sub>-Preis stellt einen bedeutenden Hebel für die Relation zwischen Grünen Gasen und den fossilen Referenzpfaden dar und ist damit Gegenstand wichtiger politischer Entscheidungen. Als wesentliche Kennmarke für die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises werden in der vorliegenden Studie die entsprechenden Annahmen der Europäischen Kommission in Ihren Kommunikationen zur „Vision einer treibhausgasneutralen Union bis 2050“ [EC 2018b] sowie dem 2020 veröffentlichten Klimaziel-Plan (Climate Target Plan, CTP) dar [EC 2020d]. Während erstere das Ziel einer vollständigen Netto-Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 in der Europäischen Union vorgibt, liegt der Fokus der zweiten Studie auf einer Verschärfung des 2030-er-Zwischenziels von -40 % auf -55 % THG-Emissionsreduktion gegenüber 1990. Je nach Szenario liegen die CO<sub>2</sub>-Preise dabei für das Jahr 2030 zwischen 32-65 €/t<sub>CO2</sub> (Zielerreichung 2030 von -55 % THG-Emissionsreduktion) und langfristig bei 250 €/t<sub>CO2</sub> (im Falle einer -80 % THG-Emissionsreduktion) bzw. 350 €/t<sub>CO2-Äq.</sub> (prognostiziert für die Erreichung der THG-Neutralität bis 2050). Eine Vergleichsmarke über die letzten Jahre bildet die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises im ETS, der sich von etwa 5 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2016 auf durchschnittlich 25 €/t<sub>CO2</sub> im Jahr 2020 entwickelt hat.

Ergänzt wird dies durch das deutsche Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) das einen CO<sub>2</sub>-Preis für alle Unternehmen vorsieht, die Brennstoffe, wie Erdgas, Benzin oder Diesel, in den Verkehr bringen. Dieses legt für 2021 einen CO<sub>2</sub>-Preis von 25 €/t<sub>CO2</sub> fest,

<sup>42</sup> **THG-Emissionen EU-Mix für 2020 (in g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh):** Ohne Stromtransport und -verteilung: 369, Hochspannungsebene: 379, Mittelspannungsebene: 383, Niederspannungsebene: 396. **THG-Emissionen EU-Mix für 2030 (in g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh):** Ohne Stromtransport und -verteilung: 250, Hochspannungsebene: 257, Mittelspannungsebene: 259, Niederspannungsebene: 268.

der schrittweise bis 2025 auf 55 €/t<sub>CO2</sub> ansteigen und ab dem Jahr 2026 durch Auktion in einem Korridor zwischen 55 €/t<sub>CO2</sub> und 65 €/t<sub>CO2</sub> ermittelt wird [BEHG 2020].<sup>43</sup>

Entsprechend wurden die in Tabelle 2-14 aufgeführten Annahmen für den CO<sub>2</sub>-Preis getroffen.

**Tabelle 2-14: Preisannahmen für die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises (ETS und non-ETS Sektor)**

	Einheit	2020	2030	2040	2050*
CO <sub>2</sub> -Preis	€/t <sub>CO2</sub>	25	65	250	350
Quelle		[BEHG 2020]	[BEHG 2020, EC 2020].	[EC 2018b]	[EC 2018b]
THG-Emissions-reduktion			-55 %	-80 %	THG-Neutralität

\*In der vorliegenden Analyse findet keine Berechnung für 2050 statt.

### Energieeinsatz

Für die Berechnung des kumulierten Primärenergieeinsatzes wird in dieser Studie die Wirkungsgradmethode verwendet, entsprechend dem Vorgehen internationaler Organisationen, wie IEA, EUROSTAT oder ECE.

Bei dieser Methode wird für Strom aus erneuerbaren Quellen, wie z. B. Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie, denen kein Heizwert zugeordnet werden kann, der erzeugte erneuerbare Strom mit 100 % Wirkungsgrad angenommen. Der Wirkungsgrad von Atomkraftwerken wird auf die bei der Kernspaltung freigesetzte Wärme bezogen und beträgt damit 33 %. Bei Strom aus geothermischen Kraftwerken wird der Wirkungsgrad auf 10 % festgelegt.

<sup>43</sup> Gerade mit Blick auf die Veröffentlichung des „Fit-for-55“-Pakets der Europäischen Kommission sowie die Ankündigungen verschiedener Parteien im Bundestagswahlkampf 2021 erscheint bereits bis 2030 eine ambitioniertere Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises nicht unwahrscheinlich. Dies konnte in der vorliegenden Studie jedoch nicht berücksichtigt werden.

2.2.2.2 Darstellung der Ergebnisse

Die Berechnung, Darstellung und Auswertung der Ergebnisse erfolgten in einem zweistufigen System. Abbildung 2-13 fasst diesen Ansatz zusammen.

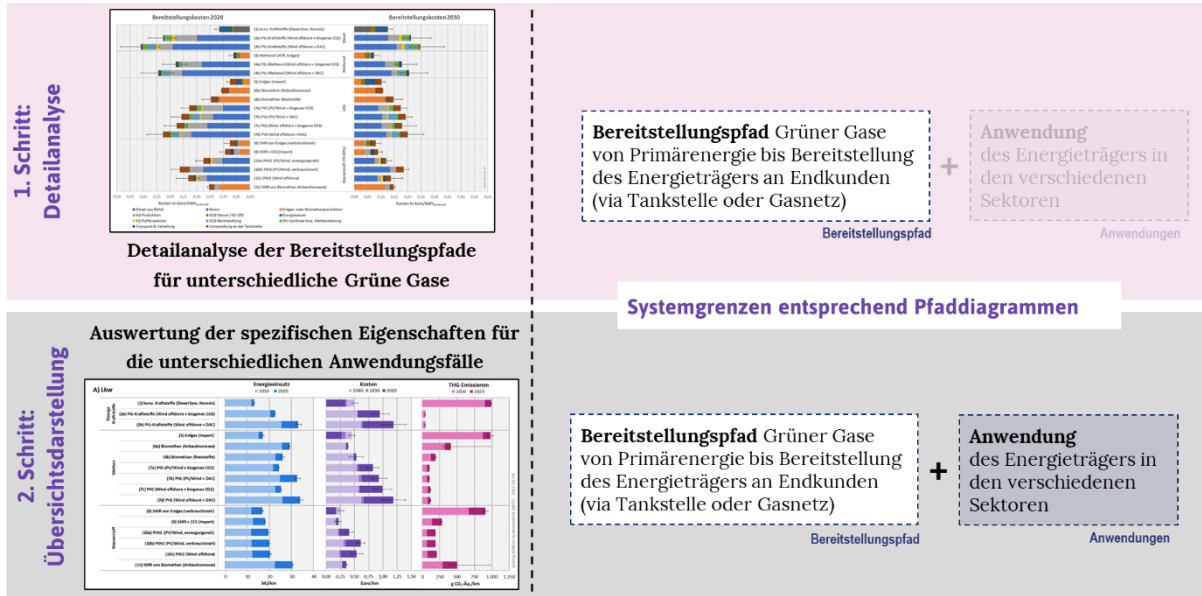


Abbildung 2-13: Vorgehen bei Vorbereitung und Auswertung der Lebenszyklusanalysen

Zunächst werden in einem ersten Schritt die **Detailergebnisse der unterschiedlichen Bereitstellungspfade** für die untersuchten Grünen Gase einander gegenübergestellt (siehe Abbildung 2-13 oben). Hierbei werden die unterschiedlichen Beiträge der einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette zum Ergebnis des Primärenergieeinsatzes, der Bereitstellungskosten sowie der THG-Emissionen aufgezeigt. Die Systemgrenzen der Analyse erstrecken sich von der Produktion des Primärenergieträgers (z. B. Erdgasförderung bzw. EE-Anlagen) bis zur Bereitstellung des Energieträgers an den Endkunden (entweder an einer Tankstelle im Verkehrssektor oder über das Gasnetz für Industrie, Wärme- und Stromsektor). Die unterschiedlichen Anwendungen werden in diesem Schritt nicht berücksichtigt. Ziel ist es, die unterschiedlichen Kosten- und Emissionsbestandteile der Pfade aufzuzeigen. Zu beachten ist, dass die Darstellungen spezifisch auf den Energiegehalt des jeweiligen Energieträgers bezogen sind. Dementsprechend lassen sich vergleichende Aussagen nur für solche Pfade treffen, in denen die gleichen Energieträger in gleicher Form an den Endverbraucher (z. B. Methan in Form von LNG oder komprimierter Wasserstoff) abgegeben werden. Eine Erläuterung in Darstellungsfom wird in Abbildung 2-14 gezeigt. Die Ergebnisse werden in Kapitel 2.2.3.1 vorgestellt und diskutiert.



### 1. Schritt: Detailanalyse Bereitstellungswege

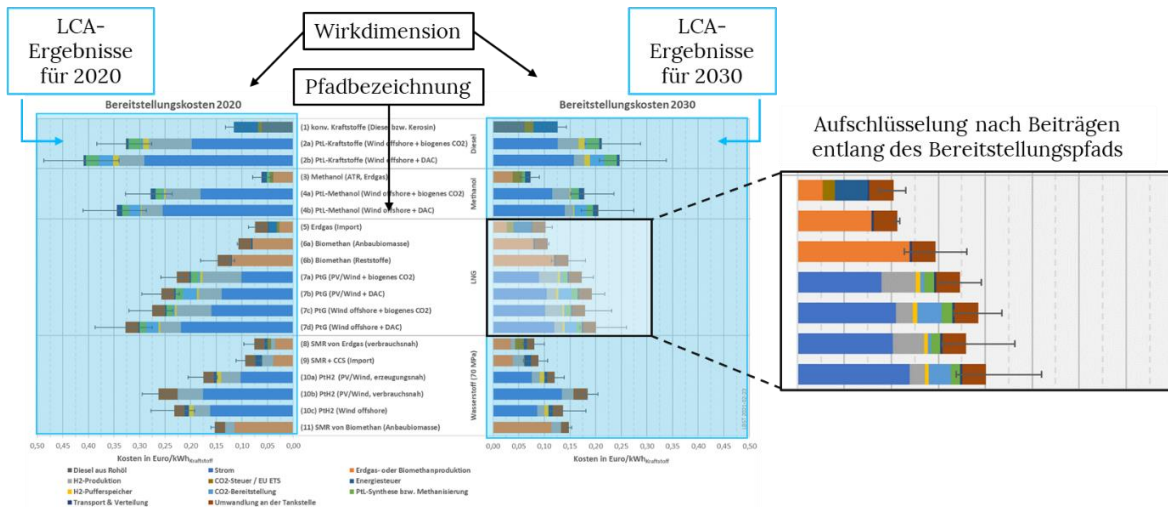


Abbildung 2-14: 1. Schritt – Detailanalyse der Bereitstellungswege

### 2. Schritt: Übersichtsdarstellung je Anwendungsbereich

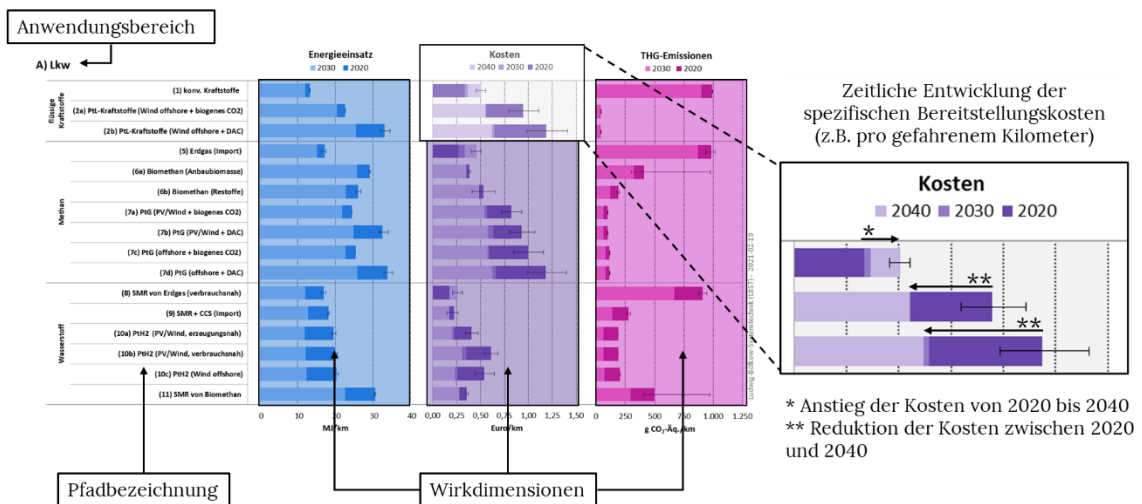


Abbildung 2-15: 2. Schritt: Übersichtsdarstellung des spezifischen Energieeinsatzes, der Kosten und der THG-Emissionen für jeden Anwendungsbereich

In einem zweiten Schritt der Analysen werden die Kenndaten der Nutzung der Energieträger in den jeweiligen Anwendungen verglichen. Hierzu werden die Systemgrenzen erweitert und schließen die Verwendung der jeweiligen Grünen Gase in den unterschiedlichen Anwendungssektoren ein. Eine Erklärung der verwendeten **Übersichtsdarstellungen je Anwendungsbereich** wird in Abbildung 2-15 gezeigt. Insgesamt steht bei diesem Schritt die Gesamtbewertung bei ihrem Einsatz als Energieträger in der entsprechenden Anwendung im Vordergrund sowie die zeitliche Entwicklung der Kostenverhältnisse und Emissionen. Haupteinflussfaktoren sind dabei die erwartete technische Entwicklung sowie externe Faktoren, beispielweise der CO<sub>2</sub>-Preis. Ergebnisse für die untersuchten Anwendungsbereiche sind in Kapitel 2.2.3.2 aufgeführt.

### 2.2.3 Technisch-wirtschaftliche, emissionspezifische und umsetzungsrelevante Einordnung der untersuchten Energieketten

Die Vorstellung der Ergebnisse erfolgt auf Basis der in 2.2.2.2 vorgestellten 2-stufigen Methodik.

#### 2.2.3.1 Ergebnisse der Bereitstellungspfade Grüner Gase

In diesem Kapitel werden die THG-Emissionen sowie die Kosten für die Bereitstellung der analysierten Energieträger unabhängig von der jeweiligen Anwendung verglichen. Unterschieden wird nach der Bereitstellung in drei unterschiedlichen Formen:

1. **Bereitstellung als Kraftstoff** an einer Tankstelle für Straßen- und Schienenfahrzeuge sowie Binnenschiffe: flüssiger Kraftstoff (Diesel, synth. Diesel, Methanol sowie LNG) und gasförmiger Kraftstoff (komprimierter Wasserstoff, 70 MPa)
2. **Bereitstellung als Flugtreibstoff:** Kerosin, synthetisches Kerosin sowie verflüssigter Wasserstoff (LH<sub>2</sub>)
3. **Bereitstellung als Energieträger/Brennstoff** über ein Erdgas- bzw. H<sub>2</sub>-Netz an den Endverbraucher (Industrie, Wärme- und Stromsektor)

Bei der Analyse gilt es, die jeweilige Systemgrenze (von der Förderung/Erzeugung der Primärenergie bis zur Bereitstellung der Energieträger an einer Tankstelle bzw. über das Gasnetz an den Endverbraucher) zu berücksichtigen (siehe auch Abbildung 2-13). Ein Vergleich sollte ausschließlich innerhalb der gleichen Kraftstoffkategorie erfolgen, da die weitere Anwendung im Fahrzeug nicht berücksichtigt ist, hier aber z. T. deutliche Effizienzunterschiede (etwa zwischen Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen) auftreten. Unabhängig von der Verwendung werden die Ergebnisse spezifisch pro kWh<sub>Kraftstoff/Treibstoff</sub> bzw. kWh<sub>Brennstoff</sub> angegeben<sup>44</sup>.

##### 2.2.3.1.1 Primärenergieeinsatz

#### Bereitstellung als Kraftstoff

Abbildung 2-16 zeigt den erforderlichen Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung der Grünen Gase (sowie flüssiger Vergleichspfade) bis einschließlich der Abgabe an der Tankstelle (Verkehrssektor). Die jeweiligen Energiebeträge sind in kWh benötigter Primärenergie pro kWh abgegebenem Kraftstoff angegeben und zeigen somit die Umwandlungsverluste sowie Hilfsenergiebedarfe (v.a. aus dem Stromnetz) entlang der unterschiedlichen Pfade auf. Zusätzlich erfolgt eine Aufspaltung in fossile Energieträger, Kernenergie und erneuerbare Energien. Die angezeigten Fehlerbalken basieren auf einer Bandbreite technischer Angaben zu den unterschiedlichen Prozessen.

Gezeigt werden die Ergebnisse für die Jahre 2020 (links) und 2030 (rechts). Unterschiede zwischen den beiden Zeithorizonten sind durch zu erwartende technische Entwicklungen

<sup>44</sup> Hinweis: 1 kWh entspricht 3,6 MJ.

sowie der Zusammensetzung des Strommixes zurückführen. Aufgrund des hochintegrierten europäischen Strommarktes wurde die abgeschätzte Entwicklung des europäischen Strommixes zugrunde gelegt, wodurch sich die auch im Jahr 2030 noch vorhandenen Anteile an Kernenergie erklären lassen.

Im Allgemeinen zeigt sich der hohe Energieeinsatz für die Bereitstellung Grüner Gase, gerade im Vergleich zu den fossilen Referenzpfaden Diesel (Pfad 1), Methanol aus Erdgas (Pfad 3), Erdgas (Pfad 5) sowie Wasserstoff aus Erdgas (Pfade 8 und 9). Während dies für Diesel und Methanol-Alternativen (Pfade 2 und 4) vor allem auf die hohen Umwandlungsverluste des PtL-Prozesses zurückzuführen sind, spielt auch die Bereitstellungsart von CO<sub>2</sub> eine nicht unerhebliche Rolle. Gerade CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft weist einen hohen spezifischen Energiebedarf auf (Varianten 2b und 4b). Ähnliches gilt für den Vergleich von LNG bereitgestellt aus Erdgas (Pfad 5) gegenüber Biomassemassepfaden (Pfad 6) sowie PtG-Pfaden (Pfad 7), wobei in diesen Fällen geringere Wirkungsgradverluste auftreten, die allerdings durch die Verflüssigung an der Tankstelle zum Teil kompensiert werden. Der Energieverbrauch für Rohstofftransport durch Diesel-Lkw (für Biomassepfade) sowie der Verflüssigung an der Tankstelle erklärt auch die Anteile an fossilen Energieträgern und Kernenergie in den ansonst „grünen“ Bereitstellungspfaden (Pfad 6) und (Pfad 7). Im Bereich Wasserstoff (Pfade 8 – 11) sind vor allem der hohe Energieeinsatz für Verdichtung (auf 70 MPa) und Vorkühlung an den Tankstellen zu berücksichtigen, weshalb auch hier in allen Pfaden vergleichsweise hohe Energiebedarfe zu beobachten sind. Gerade bei den „grünen“ Pfaden (Pfad 10) und (Pfad 11) ergeben sich hieraus z. T. große Anteile nicht-erneuerbarer Energieträger.



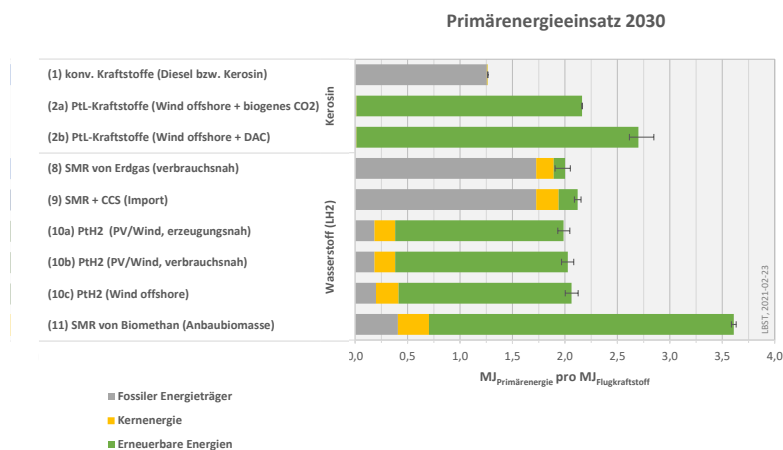
**Abbildung 2-16: Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung der Energieträger bis zur Tankstelle (Verkehrssektor)**

Während sich durch die erwartete technische Entwicklung bei Elektrolyseuren sowie Gasverdichtern die Primärenergieeinsätze dieser Pfade bis 2030 (Darstellung in Abbildung 2-16 rechts) reduzieren werden, wird überdies der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (für benötigte Hilfsenergien) und damit an der Bilanz der diversen Pfade bis 2030 weiter zunehmen.

### Bereitstellung als Flugtreibstoff

Abbildung 2-17 und Abbildung 2-18 zeigen den erforderlichen Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung als Flugtreibstoff sowie als gasnetzgebundener Energieträger.

Für die Bereitstellung als Flugtreibstoff wurde anstelle eines Verdichters eine Verflüssigungsanlage vorgesehen. Die Berechnungen wurden nur für 2030 durchgeführt, da Grüne Gase aktuell keine verfügbare technische Alternative für Kerosin als Flugtreibstoff darstellen. PtL-Kerosin (Pfad 2) zeigt die erhöhten Energieverluste durch die Wandlungsprozesse. Für Flüssigwasserstoff ist 2030 von einem ähnlichen Verhältnis für grünen Wasserstoff (Pfad 10) gegenüber grauem und blauem Wasserstoff (Pfad 8 bzw. 9) zu rechnen. Dabei muss etwa das Doppelte an Primärenergie aufgewendet werden, um den Treibstoff für Flugzeuge verfügbar zu machen. Bei herkömmlichem Kerosin liegt dieses Verhältnis etwa bei 1,25 (Pfad 1).



**Abbildung 2-17: Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung von Flugtreibstoff**

### Bereitstellung als Energieträger/Brennstoff

Für die leitungsgebundene Übergabe an den Endverbraucher im Industrie-, Wärme- und Stromsektor entfallen diverse Schritte der Aufbereitung zu flüssigen oder komprimierten Energieträgern. Dies spiegelt sich an der Bilanz der Pfade mit deutlich geringerem Primärenergieeinsatz wider. Während für Erdgas nur knapp 10 % mehr Primärenergie erforderlich ist, liegt das Verhältnis bei einigen PtG und PtH<sub>2</sub>-Pfad bei etwa 1,75 der Energie, die entlang der Bereitstellungskette verloren geht. Höhere Werte sind vor allem bei Biomethan aus Anbaubiomasse (Pfad 6a) sowie bei Methanisierungspfaden mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft zu beobachten (Pfade 7b und 7d).

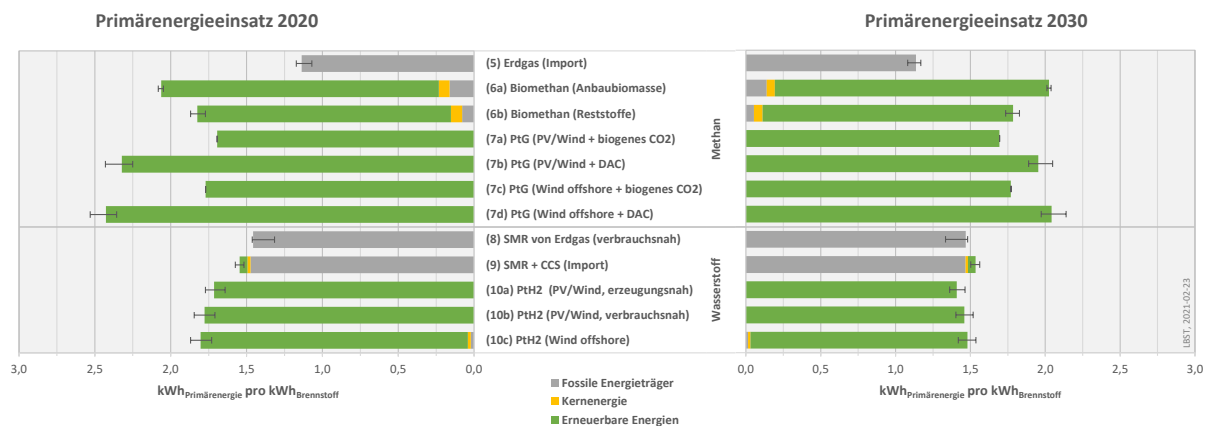


Abbildung 2-18: Vergleich des Primärenergieeinsatzes für die Bereitstellung der Energieträger via Gasleitung

### 2.2.3.1.2 Bereitstellungskosten

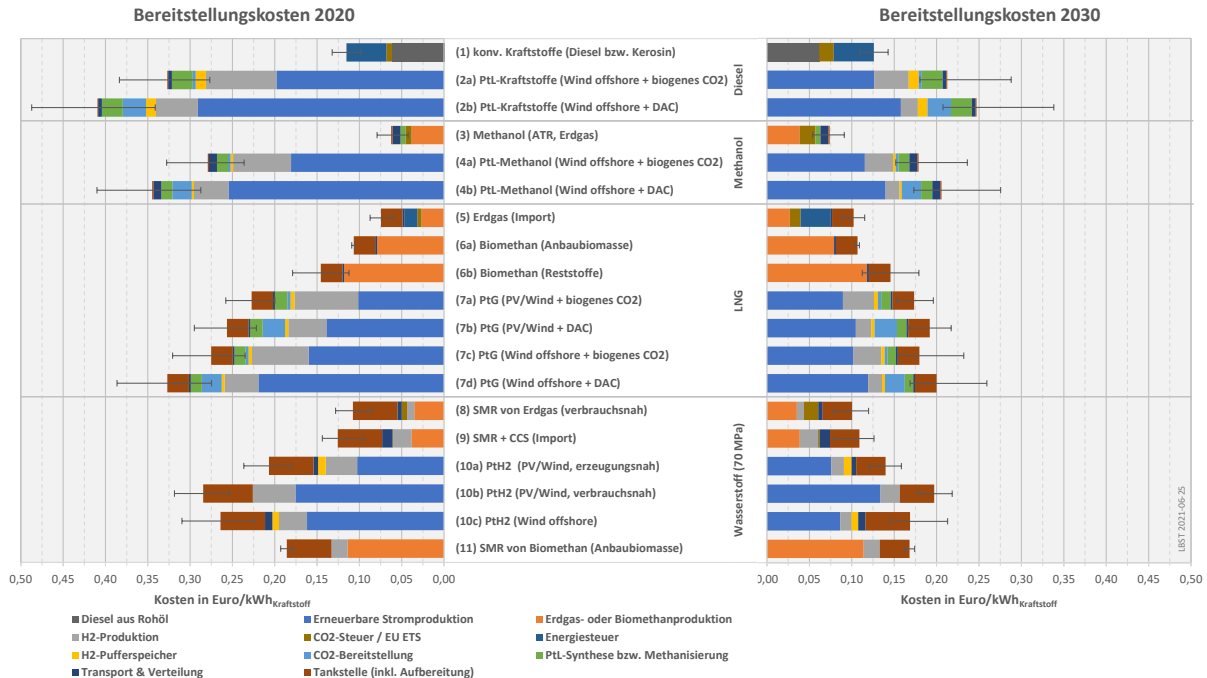
Die Kosten für die Bereitstellung der Energieträger an der Tankstelle bzw. per Gasleitung zum Endverbraucher werden als spezifische Kosten in € pro kWh<sub>Kraftstoff/Treibstoff</sub> bzw. kWh<sub>Brennstoff</sub> angegeben. Für eine leichtere Einordnung der Ergebnisse sind überdies im Folgenden die gängigen Umrechnungen in €/l für Diesel und Methanol sowie €/kg für LNG und Wasserstoff auf Basis der jeweiligen fossilen Referenzpfade für eine Abgabe an der Tankstelle dargestellt.

**Tabelle 2-15: Umrechnung der spezifischen Bereitstellungskosten in gängige Einheiten**

Referenzpfade	Spezifische Bereitstellungskosten 2020	Umrechnungsfaktor
<b>Diesel (1)</b>	11,5 ct/kWh h	1,15 €/l 9,97 kWh/l
<b>Methanol (3)</b>	6,2 ct/kWh h	0,28 €/l 4,44 kWh/l
<b>LNG (Erdgas) (5)</b>	7,5 ct/kWh h	1,05 €/kg 13,98 kWh/kg
<b>H<sub>2</sub> (grau) (9)</b>	10,7 ct/kWh h	3,57 €/kg 33,33 kWh/kg

### Bereitstellung als Kraftstoff

Abbildung 2-19 zeigt die Bereitstellungskosten der unterschiedlichen Energieträger an der Tankstelle im Vergleich zwischen 2020 und 2030.



**Abbildung 2-19: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor (2020 und 2030)**

Während konventioneller **Diesel** (Pfad 1) für etwa 11,5 ct/kWh (entspricht etwa 1,15 €/l<sub>Diesel</sub>) an der Tankstelle bereitgestellt wird, betragen die Kosten für PtL-Diesel (Pfade 2a und 2b) heute mehr als das Dreifache dieses Wertes. Dabei wurden zwei unterschiedliche Varianten für den Bezug an CO<sub>2</sub> betrachtet: Wird eine biogene CO<sub>2</sub>-Quelle genutzt (z. B. eine Biogasaufbereitungsanlage), ist die Nutzung eines HT-Elektrolyseurs möglich, da dieser die Abwärme des Fischer-Tropsch-Prozesses nutzen kann. Zwar steigen dadurch aufgrund des geringeren technologischen Reifegrades der SOEL-Technologie die Investitionskosten und damit der Anteil der H<sub>2</sub>-Produktionskosten an, doch weist diese Technologie einen höheren Gesamtwirkungsgrad auf, der insgesamt zu einer Reduktion der Bereitstellungskosten führt. Erfolgt im Gegensatz dazu eine Direktabscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft, wird standardmäßig die PEM-Elektrolyse-technologie verwendet, da die Wärmeauskopplung nachgelagerter Prozesse für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erforderlich ist. Die geringeren Investitionskosten in den Elektrolyseur werden in diesem Fall durch den höheren Energiebedarf von Pfad 2b, verglichen zu Pfad 2a, überkompensiert. Durch Kostensenkungen bei Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen sowie bei der H<sub>2</sub>-Produktion einerseits, sowie den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Diesel andererseits, liegen PtL-Kraftstoffen im Jahr 2030 etwa bei weniger als dem Doppelten gegenüber konventionellem Diesel.

Die **Methanolbereitstellung** als Kraftstoff für den Verkehr (in dieser Studie nur für die Binnenschifffahrt relevant) zeigt ein ähnliches Bild, jedoch ist hier das Verhältnis zwischen grünem Methanol (Pfade 4a und 4b) gegenüber fossilem Methanol produziert aus Erdgas durch autotherme Reformierung (Pfad 3) noch einmal deutlich schlechter: Während für fossiles Methanol Kosten in Höhe von etwa 6,2 ct/kWh (etwa 0,28 €/l<sub>MeOH</sub>) anfallen, liegen die Bereitstellungskosten in den Pfaden 4a und 4b im Jahr beim etwa Vier- bis Fünffachen dieser Kosten. Bis 2030 ist eine Reduktion dieses Verhältnisses auf das 2,5-fache möglich, eine Wettbewerbsfähigkeit aus reinen Kostengesichtspunkten erscheint daher zunächst unwahrscheinlich.

Weitere Kostensenkungen für PtL-Diesel und PtL-Methanol bis zum Jahr 2040 zeigen auch langfristig keine Kostenparität zwischen den Bereitstellungskosten grüner PtL-Kraftstoffe und konventionellem Diesel bzw. Methanol (siehe Abbildung 2-20).

Im **LNG-Bereich** liegt der Referenzwert für LNG aus Erdgas gemäß den Rechnungen für 2020 (siehe Abbildung 2-19) bei etwa 7,5 ct/kWh (entspricht 1,05 €/kg<sub>LNG</sub>). Für Biomassebasiertes LNG muss mit einem Preisaufschlag von 25-100 % der Kosten gerechnet werden, wobei Anbaubiomasse (Pfad 6a) gegenüber Reststoffen (6b) Kostenvorteile aufweist. Hintergrund sind vor allem die höheren Anlagenkosten, die zu einem Teil jedoch aus Erlösen der Abfallverwertung kompensiert werden können (für Details, siehe techno-ökonomische Daten im Materialband unter A.1.2.6). Demgegenüber stehen deutlich höhere Bereitstellungskosten für synthetisches Methan, das mittels PtG aus grünem Wasserstoff erzeugt wurde. Die Kosten liegen, je nach Pfad, bei zwischen 22,5 ct/kWh (Pfad 7a) und 32,5 ct/kWh (Pfad 7d). Hauptbestandteile der Kosten sind hierbei der Strombedarf für Elektrolyse und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung sowie etwa Investitionskosten der H<sub>2</sub>-Produktion (Elektrolyseure). Eine Übersicht der entsprechenden Annahmen für die Varianten des PtG-Pfads sind in Tabelle 2-16 aufgeführt. Langfristig ist eine deutliche Kostenreduktion auf zwischen 15 ct/kWh und 20 ct/kWh möglich, wie die Ergebnisse für das Jahr 2040 (siehe Abbildung 2-20) zeigen. Gleichzeitig steigen die Bereitstellungskosten für fossiles LNG (Pfad 5) auf etwa 12,5 ct/kWh an.

**Tabelle 2-16: Varianten von Pfad 7 – PtG**

Pfad	EE-Erzeugung	Standort Elektrolyseur	Elektrolyseur	CO <sub>2</sub> -Quelle	H <sub>2</sub> -Transport zum Endverbraucher
7a	PV/Wind - Kraftwerk	erzeugungsnah (z. B. ehemaliges Braunkohlegebiet)	151 MW <sub>el</sub> * (SOEC)	Biogasaufbereitungsanlage	lokales CH <sub>4</sub> -Verteilnetz
7b	PV/Wind - Kraftwerk	verbrauchsnahe (z. B. direkt an der Tankstelle)	204 MW <sub>el</sub> * (PEM)	DAC	lokales CH <sub>4</sub> -Verteilnetz
7c	Offshore Windpark	erzeugungsnah (z. B. an der Küste)	151 MW <sub>el</sub> * (SEOC)	Biogasaufbereitungsanlage	CH <sub>4</sub> -Transport und -Verteilnetz
7d	Offshore Windpark	erzeugungsnah (z. B. an der Küste)	204 MW <sub>el</sub> * (PEM)	DAC	CH <sub>4</sub> -Transport und -Verteilnetz

\* Entspricht H<sub>2</sub> Produktionskapazität von 120 MW<sub>Hi</sub> (Wirkungsgrad = 59 % (PEM) bzw. 80 % (SOEC, bezogen auf reinen Strombezug) für 2020).

**Wasserstoff** wird im Rahmen dieser Analysen auf 70 MPa verdichtet und dem Verkehrssektor bereitgestellt. Die Referenzkosten für grauen Wasserstoff (Pfad 8) liegen bei 10,7 ct/kWh bzw. 3,57 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> bei Abgabe an der Tankstelle. Blauer Wasserstoff (Pfad 9) könnte unter den getroffenen Annahmen bereits heute für 12,6 ct/kWh in den Verkehr gebracht werden. Jedoch existiert die notwendige Importinfrastruktur aus Norwegen ebenso wenig wie großskalige CCS-Projekte, die einen solchen Import ermöglichen würden. Daher sind kurzfristig vor allem grüner Wasserstoff aus Elektrolyse (Pfade 10a bis 10c) und Dampfreformierung aus Anbaubiomasse (Pfad 11) zu diskutieren. Die drei untersuchten Elektrolysevarianten unterscheiden sich in der Art der Stromproduktion sowie dem Standort bzw. der Leistung des Elektrolyseurs (siehe Tabelle 2-17).

**Tabelle 2-17: Varianten von Pfad 10 – grüner Wasserstoff**

Pfad	EE-Erzeugung	Standort Elektrolyseur	Elektrolyseur	H <sub>2</sub> -Transport zum Endverbraucher
10a	PV/Wind-Kraftwerk	erzeugungsnah (z. B. ehemaliges Braunkohlegebiet)	510 MW <sub>el</sub> * (PEM)	lokales H <sub>2</sub> -Verteilnetz
10b	PV/Wind-Kraftwerk	verbrauchsnahe (z. B. direkt an der Tankstelle)	10 MW <sub>el</sub> * (PEM)	-
10c	Offshore Windpark	erzeugungsnah (z. B. an der Küste)	510 MW <sub>el</sub> * (PEM)	H <sub>2</sub> -Transport und -Verteilnetz

\* Entspricht H<sub>2</sub> Produktionskapazität von 300 MW<sub>H<sub>2</sub></sub> bzw. 5,8 MW<sub>H<sub>2</sub></sub> (Wirkungsgrad = 59 % für 2020).

Beim Vergleich dieser Pfade zeigt das PV/Wind-Hybridkraftwerk in Kombination mit einem großen zentralen Elektrolyseur (Pfad 10a) für alle betrachteten Zeithorizonte die geringsten Bereitstellungskosten. Für 2020 betragen diese etwa 20,7 ct/kWh. Die Produktionskosten eines zentralen Elektrolyseurs in der Nähe zu einem Offshore-Windpark mit Transport des produzierten Wasserstoffs durch ein deutschlandweites H<sub>2</sub>-Netz (Pfad 10c) liegt etwa 30 % über diesen Kosten (26,4 ct/kWh). Eine dezentrale Lösung durch einen on-site Elektrolyseur direkt an der Tankstelle, zeigt dagegen mit etwa 28,5 ct/kWh die höchsten Bereitstellungskosten (Pfad 10b). Hauptkostenbestandteil aller Pfade sind die Stromkosten für die H<sub>2</sub>-Herstellung. Durch Kostendegression werden sowohl Pfad 10a als auch 10c bis 2040 kostengünstige Alternativen zu einem zentralen Dampfreformierungsprozess darstellen.

Die H<sub>2</sub>-Produktion aus Biomethan (Anbaubiomasse) durch einen kleinen Dampfreformer (Leistung 3,5 MW<sub>H<sub>2</sub></sub>) stellt im Jahr 2020 verglichen mit der Elektrolyse eine günstige H<sub>2</sub>-Herstelloption dar (etwa 18,6 ct/kWh). Allerdings sind keine großen weiteren Kostensenkungspotenziale zu erkennen, weshalb diese Kosten auch bis 2040 nur marginal sinken werden und gerade gegenüber großskaligen, zentralen Elektrolyseuren langfristig nicht wettbewerbsfähig erscheinen.



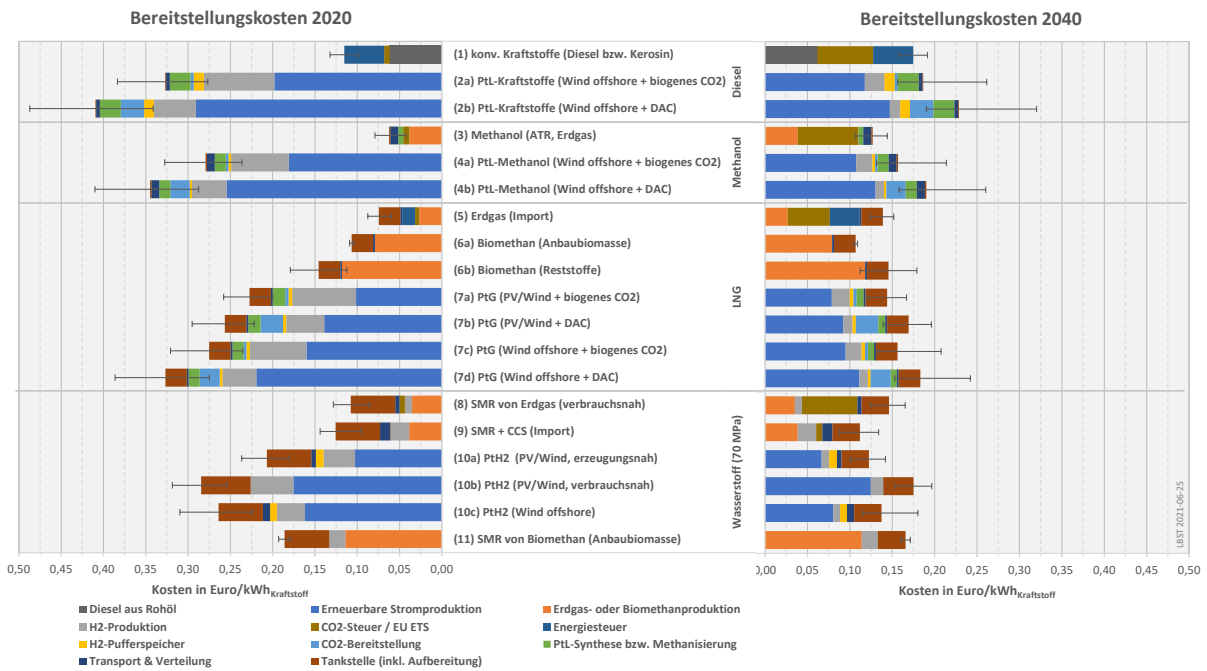


Abbildung 2-20: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor (2020 und 2040)

### Bereitstellung als Flugtreibstoff

Auch für weitere Anwendungsbereiche ergibt sich ein ähnliches Bild. Im Flugverkehr werden aufgrund der höheren Anforderungen an die volumetrische Energiedichte nur flüssige Energieträger untersucht. Aufgrund der – bis heute – unzureichenden technischen Entwicklung stellen Grüne Gase noch keine Alternative zu Kerosin dar. Die politisch diskutierte Beimischung von (konventionellen und fortschrittlichen) Biokraftstoffen zu Kerosin liegt außerhalb des Rahmens dieser Studie.

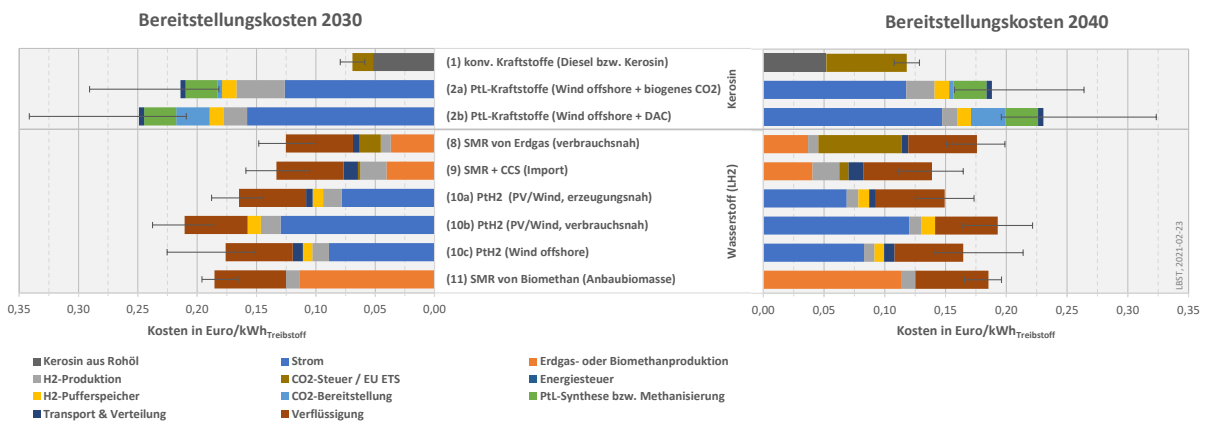


Abbildung 2-21: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Flugverkehr (2030 und 2040)

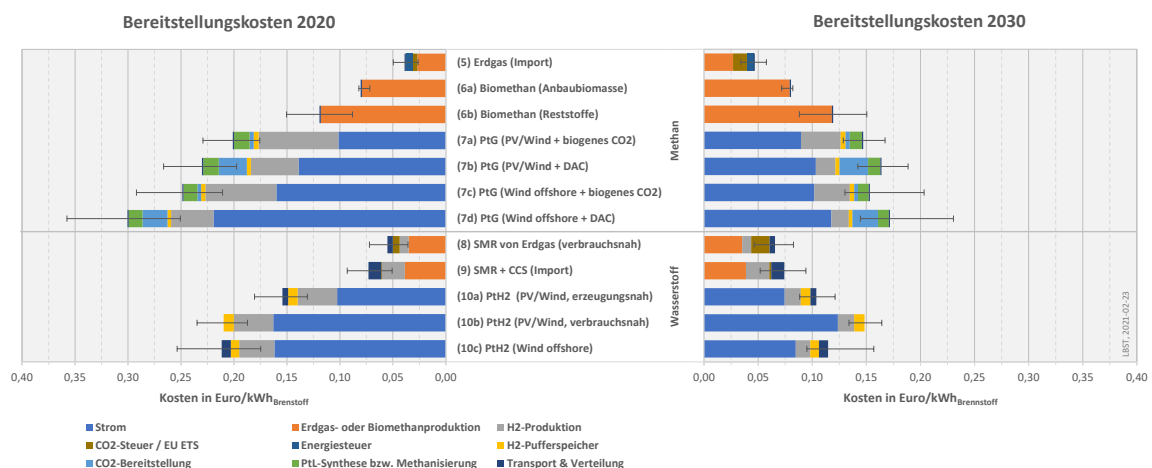
Abbildung 2-21 zeigt die errechneten Bereitstellungskosten für Kerosin und flüssigen Wasserstoff für die Jahre 2030 und 2040. Während die Bereitstellung von PtL-Kraftstoffen

auch langfristig deutlich teurer als konventionelles Kerosin sein wird, erreicht grüner Wasserstoff bis 2040 die Kostenparität gegenüber grauem Wasserstoff. Voraussetzung ist eine deutliche Anhebung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie die bereits für den Verkehrssektor beschriebene Kostensenkung für die erneuerbare Stromproduktion.

### Bereitstellung als Energieträger/Brennstoff

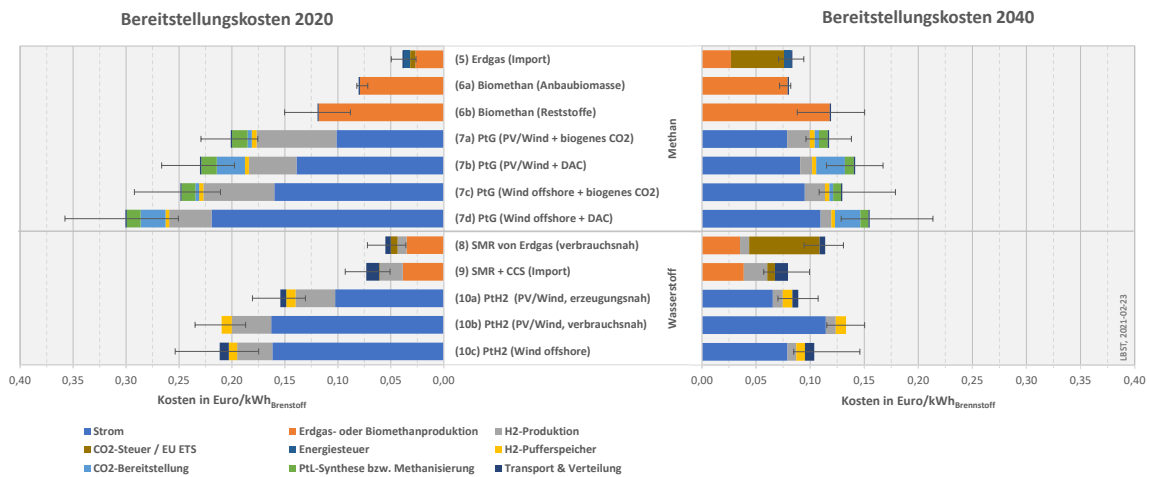
Die Bereitstellungskosten für den Einsatz leitungsgebundener Energieträger (Methan und Wasserstoff) als Brennstoff wird im Folgenden anhand des Beispiels der Prozesswärme für Industriekunden vorgestellt. Abbildung 2-22 bzw. Abbildung 2-23 zeigen die Kostenvergleiche für die Jahre 2020 und 2030 bzw. 2020 und 2040. Gegenüber der Bereitstellung der Energieträger im Verkehrssektor entfällt in diesem Fall die Umwandlung der Gase durch Verdichtung oder Verflüssigung an der Tankstelle. Hierdurch sind in allen Pfaden deutlich reduzierte Bereitstellungskosten zu erreichen.

Für die Bereitstellung von Methan für den Wärmesektor stellen Grüne Gase heute keine Alternative zu vergleichbaren Kosten dar. Auch langfristig bis 2040 zeigen sich vor allem für Biomethan aus Anbaubiomasse deutliche Kostenvorteile gegenüber synthetischem Methan.



**Abbildung 2-22: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz (2020 und 2030)**

Für gasförmigen Wasserstoff aus Elektrolyse ergeben sich heute etwa viermal höhere Kosten als für grauen Wasserstoff, jedoch zeigt sich auch hier der deutliche Trend zur Wettbewerbsfähigkeit bis 2040. Mittelfristig wird allein eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung jedoch nicht ausreichend Anreize schaffen, um die bestehende Produktion von grauem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff für die Nutzung als Prozesswärme sowie weitere leitungsgebundene Anwendungen zu ersetzen. Diese Einschätzung deckt sich mit der großen Zahl an Förderanträgen für den H<sub>2</sub>-Einsatz in der Industrie oder im Wärmebereich.



**Abbildung 2-23: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz (2020 und 2040)**

### 2.2.3.1.3 Treibhausgasemissionen

Abschließend werden für die untersuchten Bereitstellungspfade die Ergebnisse der Analysen der THG-Emissionen vorgestellt und diskutiert. Auch hier erfolgt die Angabe der spezifischen Emissionen in  $\text{g CO}_2\text{-Äq. pro kWh}_{\text{Kraftstoff}}$  bzw.  $\text{kWh}_{\text{Brennstoff}}$  innerhalb der Systemgrenzen bis zur Bereitstellung des Kraftstoffs an den Endverbraucher an Tankstelle oder über das Gasnetz. Die Gesamt-THG-Emissionen sind aufgeteilt nach den Beiträgen der unterschiedlichen Stufen entlang des Bereitstellungspfades, von Bereitstellung des Primärenergieträgers bis zur Verdichtung bzw. Verflüssigung an der Tankstelle.

Mit Blick auf Grüne Gase ist dabei zu berücksichtigen, dass etwa bei der Produktion von grünem Wasserstoff der Strombedarf der Elektrolyse durch erneuerbare Energien gedeckt wird, Hilfsenergie an anderen Stufen der Wertschöpfungskette, etwa bei der Verdichtung und Vorkühlung an der Tankstelle, durch Netzelektrizität bereitgestellt werden (siehe hierzu auch Ausführungen zum Primärenergieeinsatz). Entsprechend zeigen auch an sich grüne Pfade THG-Emissionen entlang der gesamten Kette auf.

Die gezeigten Fehlerbalken werden durch Unterschiede in den Prozessparametern errechnet. Gerade im Fall von Anbaubiomasse sind sehr hohe Schwankungsbreiten festzustellen, die auf die hohe Variabilität möglicher Lachgasemissionen zurückzuführen sind. Lachgas ( $\text{NO}_2$ ) entsteht dabei bei der Bodenbewirtschaftung unter anderem nach Stickstoffeintrag durch Düngemittel und ist stark von der Feuchtigkeit des Bodens abhängig.  $\text{NO}_2$  stellt ein starkes THG dar, das THG-Potenzial wird auf bis zu das 300-fache des Potenzials von  $\text{CO}_2$  geschätzt (siehe auch Tabelle 2-13).

### Bereitstellung als Kraftstoff

Abbildung 2-24 zeigt die THG-Emissionen, die bei der Bereitstellung der unterschiedlichen Treibstoffe an der Tankstelle in den Jahren 2020 (links) und 2030 (rechts) anfallen. Auffällig sind die hohen THG-Emissionen aller fossiler Pfade, für Diesel (Pfad 1), Methanol (Pfad 3), Erdgas (Pfad 5) und grauem Wasserstoff (Pfad 8). Demgegenüber weisen die Bereitstellungspfade für PtL-Kraftstoffe (Pfad 2) und PtL-Methanol (Pfad 4) sehr geringe THG-Emissionen auf, die sich aus Transport und Bereitstellung der Energieträger an der Tankstelle zusammensetzen. Dies gilt trotz des hohen Energieeinsatzes (siehe Abbildung 2-16), da die für die Produktion erforderliche Energie ausschließlich aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird. Dasselbe gilt für die Produktion von synthetischem Methan (PtG, Pfad 7) und grünem Wasserstoff aus Elektrolyse (Pfad 10). Aufgrund des hohen Energiebedarfs für Bereitstellung und Verflüssigung (LNG) bzw. Verdichtung und Vorkühlung ( $H_2$ , 70 MPa) zeigen die Analysen für diese Pfade im Jahr 2020 zum Teil nicht unerhebliche Mengen an THG-Emissionen. Verbesserungen bei der Verdichtertechnologie sowie ein höherer Anteil erneuerbarer Energien im Strommix führen bereits 2030 zu einer Halbierung dieser THG-Emissionen. Sie liegen dann nur noch bei knapp 10 % derer von grauem Wasserstoff. Auch die Emissionswerte von blauem Wasserstoff (Pfad 9) liegen deutlich über jenen von grünem Wasserstoff.

Biomasse-basierte Pfade (Pfad 6 für LNG sowie Pfad 11 für Wasserstoff) liegen mit Ihren THG-Emissionen deutlich über Elektrolyse-basierten Pfaden (Pfad 7 für LNG und Pfad 10 für Wasserstoff). Dabei fallen zum einen Energiebedarf für die Biogasproduktion und Aufbereitung ins Gewicht, für Anbaubiomasse allerdings auch erhebliche THG-Emissionen, die auf den Anbau zurückzuführen sind. Dabei bleibt die hohe Unsicherheit zu beachten, die sich durch die tatsächlich freigesetzte Menge an Lachgas ausdrückt und die hohe Bandbreite des jeweiligen Fehlerbalkens erklärt. Insgesamt sollten die Pfade 6a und 6b als zwei Enden der möglichen Bandbreite für die Bereitstellung von Energieträgern aus Biomasse betrachtet werden, da die tatsächlichen THG-Emissionen stark mit Art der Nutzpflanze und Biomassegewinnung sowie weiteren Faktoren wie Bodenqualität oder Wetterbedingungen beeinflusst wird.

### Bereitstellung als Flugtreibstoff

Die THG-Bilanz für die Flugtreibstoffe Kerosin und  $LH_2$  für das Jahr 2030 sind in Abbildung 2-25 dargestellt. Generell zeigt sich ein ähnliches Bild wie für die Bereitstellung für den Straßen-, Schienen- und Bahnverkehr. Entsprechend wird an dieser Stelle auf eine ausführlichere Beschreibung verzichtet.



Abbildung 2-24: THG-Emissionen Grüner Gase bei Bereitstellung für den Verkehrssektor

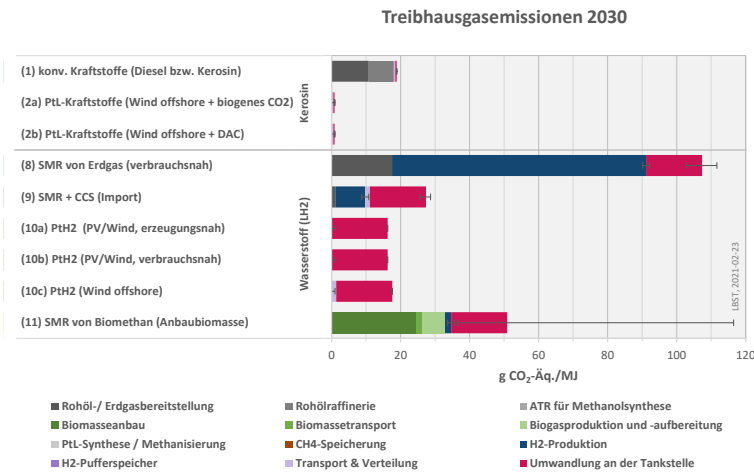


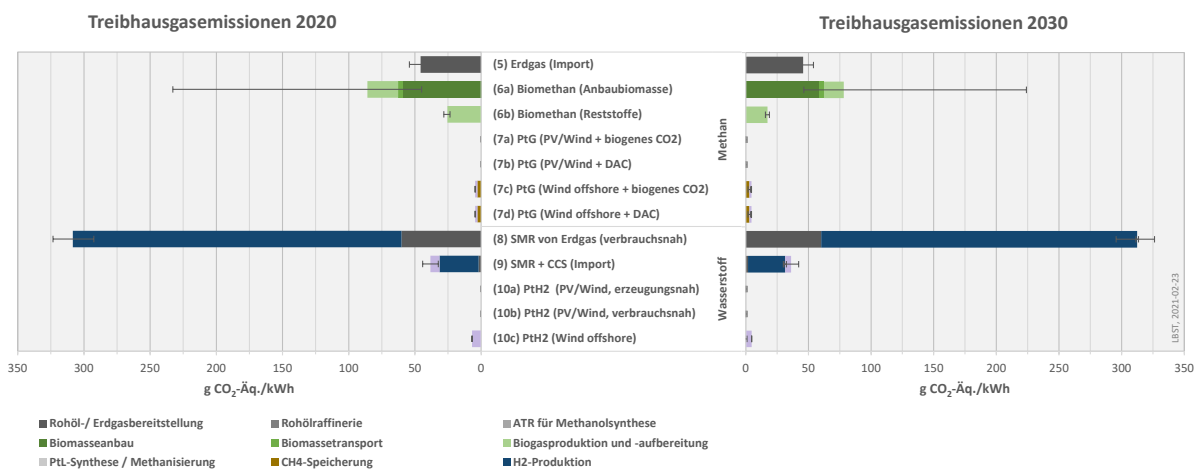
Abbildung 2-25: THG-Emissionen Grüner Gase bei Bereitstellung für den Flugverkehr

### Bereitstellung als Energieträger/Brennstoff

Die leitungsgebundene Bereitstellung gasförmige Energieträger an Endverbraucher in Industrie-, Wärme- und Haushaltssektor, dargestellt in Abbildung 2-26, zeigt die geringen THG-Emissionen durch den reinen Leitungstransport ohne weitere Verflüssigungs- bzw. Verdichtungsschritte auf.

Interessant ist, dass Biomethan aus Anbaubiomasse (Pfad 6a) höhere THG-Emissionen aufzeigt als Erdgas, das durch Ferngas-, Transport- und Verteilinfrastruktur bis zum Endverbraucher transportiert wurde. Biomethan aus Reststoffen (Pfad 6b) weist dagegen deutlich geringere THG-Emissionen auf.

Für die Bereitstellung von 1 kWh Wasserstoff liegen die THG-Emissionen von grauem Wasserstoff deutlich über jenen des blauen Wasserstoffs. Während regional erzeugter grüner Wasserstoff (Pfade 10a und 10b) bzw. Methan (Pfade 7a und 7b) nahezu keine THG-Emissionen zeigen, sind für Elektrolyse von Offshore-Windparks mit anschließendem Gasimport in die Region, leicht erhöhte THG-Emissionen zu beobachten. Diese sind vor allem auf den Gastransport (inklusive der benötigten Verdichterleistung) zurückzuführen.



**Abbildung 2-26: THG-Emissionen Grüner Gase bei Bereitstellung per Gasleitung**

### 2.2.3.2 Ergebnisse für den Einsatz Grüner Gase in unterschiedlichen Anwendungsbereichen

Aufbauend auf den Ergebnissen der Lebenszyklusanalysen für die unterschiedlichen Bereitstellungspfade in Kapitel 2.2.3.1 wird in Kapitel 2.2.3.2 die Anwendung der Kraft- bzw. Brennstoffe in den unterschiedlichen Sektoren und auf Basis unterschiedlicher Technologien miteinander verglichen. Die Ergebnisse werden dabei für den Verkehrssektor (Lkw, Bahn, Schiff, Flugzeug), die Industrie (stoffliche Nutzung), den Wärmebereich (Hochtemperatur- und Niedertemperaturwärme) und den Stromsektor (KWK-Anlagen und Rückverstromung) durchgeführt.

Hierzu wurden, in Abhängigkeit von der jeweiligen Technologie, entsprechende Wirkungsgradverluste beim Endenergieeinsatz berücksichtigt. Außerdem wurde jeweils eine Zuordnung besonders geeigneter Energieträger für die unterschiedlichen Anwendungen gewählt (siehe hierzu auch Kapitel 2.2.1.3). Energieeinsatz, Kosten und THG-Emissionen werden als spezifische Angaben (z. B. pro gefahrenem Kilometer oder pro erzeugter kWh<sub>el</sub>) angegeben, um auf diese Weise auch die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Technologien miteinander zu ermöglichen. Zu beachten ist, dass in diesem Vergleich nur die Kraft- bzw. Brennstoffkosten und nicht für die jeweilige

Endanwendungstechnologie anfallenden Anschaffungskosten, das heißt z. B. für neue Fahrzeuge bzw. Brenner und Turbinentypen berücksichtigt werden. Detaillierte Ergebnistabellen sind im Materialband unter A 1.3 zu finden.

Für eine Bewertung der dargestellten Ergebnisse anhand der drei betrachteten spezifischen Wirkdimensionen (Energieeinsatz, Kosten und THG-Emissionen) wird ein stufenweises Vorgehen gewählt: In einem ersten Schritt werden die Pfade anhand ihrer THG-Emissionen daraufhin untersucht, welche Pfade sich besonders mit den **langfristigen Zielen einer deutlichen Emissionsreduktion** vereinbaren lassen. In einem zweiten Schritt erfolgt jeweils eine Identifizierung besonders aussichtsreicher Pfade, die entweder bereits kurzfristig oder mittel- bis langfristig anhand ihrer **spezifischen Kosten** eine Alternative zu den fossilen Referenztechnologien darstellen. Mit Hilfe des Primärenergieeinsatzes gilt es abschließend, jene Pfade auszuschließen, die nicht mit einem effizienten Umgang der – unter Umständen **begrenzt verfügbaren** – **Ressourcen** vereinbar sind.

### 2.2.3.2.1 Verkehrssektor

#### Anwendungsbereich A: Schwerlastverkehr (Lkw)

Stellvertretend für den Straßenverkehr wurde das Beispiel des Schwerlastverkehrs gewählt, da hier die Notwendigkeit des Einsatzes Grüner Gase als emissionsarme Alternative zur Dieselschifftechnologie als allgemein unumstritten angesehen wird (etwa auch gegenüber dem Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen) und für die der Einsatz Grüner Gase in marktrelevanten Stückzahlen bereits zu einem frühen Zeitpunkt, d. h. noch deutlich vor 2030, zu erwarten ist.

Es wurden 3 unterschiedliche Technologien berücksichtigt: der Einsatz von Diesel oder synth. Diesel im Verbrennungsmotor (Pfade 1 und 2), LNG-Lkw (Pfade 5 bis 7) sowie der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für Brennstoffzellen in elektrisch betriebenen Lkw (Pfade 8 bis 11). Tabelle 2-18 fasst die angenommenen Verbrauchsdaten der unterschiedlichen Technologien zusammen.

**Tabelle 2-18: Übersicht der selektierten Antriebsarten für schwere Nutzfahrzeuge**

A) Lkw	Diesel	LNG	Wasserstoff
Antriebsart	Verbrennungsmotor	Verbrennungsmotor	Brennstoffzelle + Elektromotor
<b>Verbrauch pro 100 km in 2020 (2030)</b>	29,0 l (26,3 l)	26,5 kg (24,2 kg)	6,9 kg (5,7 kg)
<b>in MJ/km</b>	10,4 (9,4)	13,0 (11,9)	8,3 (6,9)
<b>in kWh/km</b>	2,89 (6,62)	3,61 (3,30)	2,31 (1,90)
<b>Pfad</b>	(1), (2)	(5), (6), (7)	(8), (9), (10), (11)

Quelle: Auf Basis [JRC 2020].

Die fossilen Referenzpfade aller drei Technologien zeigen für das Jahr 2020 erhebliche THG-Emissionen von ca. 1.000 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/km für Diesel (Pfad 1) und LNG aus Erdgas (Pfad 5). Auch die THG-Emissionen für schwere BZ-Lkw bei Einsatz von grauem Wasserstoff (Pfad

8) liegen mit insgesamt noch etwa 910 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub> auch nur leicht darunter. Die Biomassepfade zeichnen sich bereits durch ein deutliches THG-Reduktionspotenzial von 190-410 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub> für LNG-Fahrzeuge (Pfade 6a und 6b) und etwa 500 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub> für BZ-Fahrzeuge (Pfad 11) aus. Eine weitergehende Emissionsreduktion ist nur durch den Einsatz von Wasserstoff und H<sub>2</sub>-basierten Kraftstoffen (PtG und PtL) zu erreichen. Dabei führt gerade bei der Bereitstellung von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse (Pfade 10a bis 10c) trotz des an der Tankstelle erforderlichen erhebliche konventionellen Strombedarfs für die Verdichtung auf 70 MPa mit integrierter Vorkühlung nur zu THG-Emissionen zwischen 190 und 206 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub>. Blauer Wasserstoff (Pfad 9) liegt, bei einer angenommenen CO<sub>2</sub>-Abscheiderate von 90 %, bei etwa 280 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub>. Im Gegensatz zum Einsatz von komprimiertem Wasserstoff ist dieser Hilfsenergiebedarf bei der Verflüssigung von synthetischem Methan (Pfad 7) bzw. der direkten Nutzung von PtL-Diesel deutlich reduziert, wodurch sich bereits heute sehr geringe THG-Emissionen entlang der gesamten Bereitstellungsketten von 100-115 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub> für PtG (Pfade 7a bis d) und nur 40 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq./km</sub> für PtL-Diesel (Pfade 2a und b) ergeben.

Die langfristige Entwicklung zeigt gerade im Bereich Wasserstoff noch deutliche THG-Senkungspotenziale zwischen 2020 und 2030 auf, die durch Verbesserungen in der Aufbereitungstechnologie an der Tankstelle sowie dann bereits höheren erneuerbaren Anteilen am Strommix zu erklären sind.

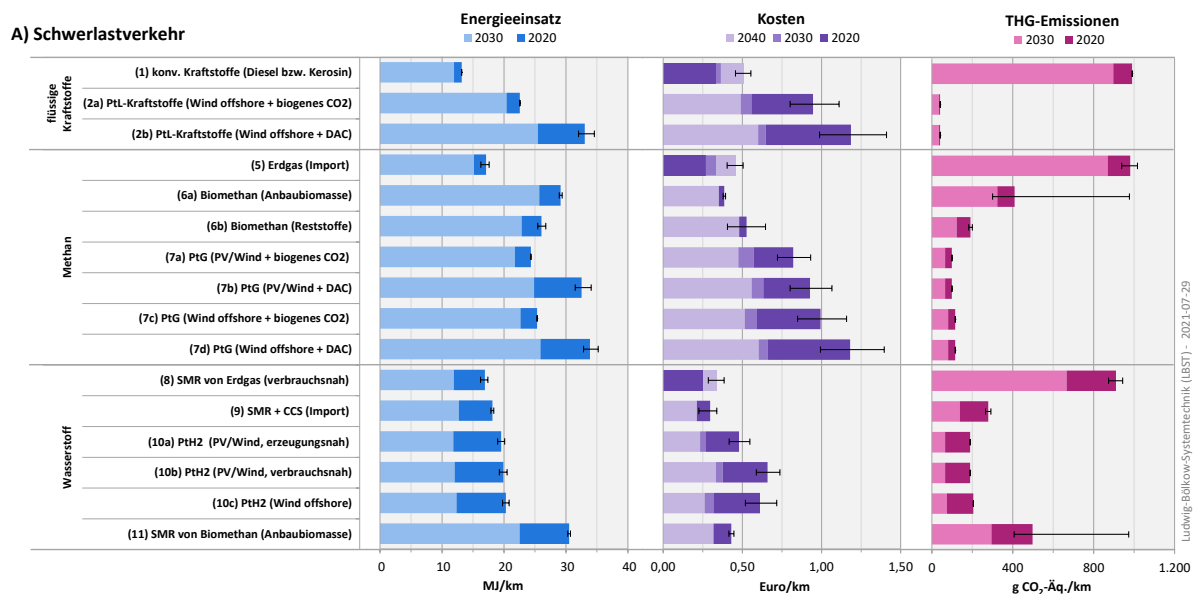


Abbildung 2-27: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase im Schwerlastverkehr (A)

Vor dem Hintergrund der THG-Emissionen zeigt sich, dass die fossilen Referenzpfade mittel- bis langfristig zwingend durch alternative Kraftstoffe abgelöst werden müssen. Hierbei sollte die Abwägung zwischen THG-Emissionen und Kraftstoffkosten als wesentliches Kriterium bei der Auswahl herangezogen werden. Investitionskosten in Fahrzeuge sowie eine Berechnung der „Total Cost of Ownership“ (TCO) sind weitere wichtige Aspekte, die jedoch außerhalb des Rahmens dieser Studie liegen. Auch hängen diese sehr



stark mit der weiteren Entwicklung und Marktdurchdringung der unterschiedlichen Technologien ab, die heute nur schwer abzuschätzen ist.

Aus heutiger Perspektive ist keiner der analysierten Bereitstellungspfade ökonomisch bereits wettbewerbsfähig gegenüber den etablierten Technologien (Diesel: 0,33 €/km (Pfad 1) und LNG: 0,27 €/km (Pfad 5)). Während die Biomasse-basierten Pfade kurzfristig die kostengünstigere emissionsarme Alternative darstellen (Pfade 6a und 6b), so ist der H<sub>2</sub>-Einsatz in der Brennstoffzelle gerade langfristig vorzuziehen, da die Bereitstellungskosten mit etwa 0,23-0,33 €/km in 2040 (Pfade 10a-c und 11) nicht zuletzt aufgrund der höheren Effizienz gegenüber dem Verbrennungsmotor deutlich geringer ausfallen. Auch ist die Wettbewerbsfähigkeit des Einsatzes von grünem gegenüber grauem und sogar blauem Wasserstoff (Pfade 8 bzw. 9) langfristig zu erwarten. Hohe Umweltabgaben, wie in der Schweiz bereits heute eingeführt, oder auch hohe Mautgebühren für Dieselbetriebene Lkw könnten auch in Deutschland bereits kurzfristig den wettbewerbsfähigen Betrieb schwerer Nutzfahrzeuge ermöglichen.

Aus der Perspektive der Energieeffizienz schneiden fossile Kraftstoffe wie Diesel (Pfad 1), LNG aus Erdgas (Pfad 5) oder grauer Wasserstoff (Pfad 8) vergleichsweise gut ab. Dies liegt an den verhältnismäßig wenigen Umwandlungsschritten entlang der Bereitstellungspfade und der ausgereiften Technologie. Auf der anderen Seite zeigen die Berechnungen für grünen Wasserstoff (Pfad 10 und 11) große technische Verbesserungs- und ökonomische Kostenreduktionspotenziale bis 2030 auf. PtG (Pfad 7) und PtL (Pfad 2) aber auch Biomasse-basierte Pfade (Pfade 6 und 11) haben demgegenüber auch bis 2030 einen deutlichen Nachteil.

In der Gesamtbewertung erscheint damit kurz- und mittelfristig der Ersatz von LNG aus Erdgas durch Biomethan sinnvoll. Aus einer THG-Perspektive sind dabei allerdings Reststoffe als Ausgangsmaterial gegenüber Anbaubiomasse zu bevorzugen. Langfristig ist der Einsatz der Brennstoffzelle sowohl aufgrund der geringeren Kosten als auch der THG-Emissionen zu bevorzugen, was aber durch entsprechende regulatorische Maßnahmen zeitlich beschleunigt werden könnte. Gerade das langfristige Potenzial der Wettbewerbsfähigkeit von grünem gegenüber grauem Wasserstoff ist hervorzuheben. Der Import von blauem Wasserstoff erscheint vergleichsweise kostengünstig, jedoch bleibt die Realisierbarkeit bzw. der Umsetzungswille abzuwarten.

Für eine detaillierte Aufsplittung der Wirkdimensionen entlang der Bereitstellungspfade für den Einsatz im Verkehrssektor wird auf Abbildung 2-16 (Primärenergieeinsatz), Abbildung 2-19 und Abbildung 2-20 (Bereitstellungskosten) bzw. Abbildung 2-24 (THG-Emissionen) verwiesen.

### Weitere Mobilitätsanwendungen

Neben dem Schwerlastverkehr wurden beispielhaft weitere Mobilitätsanwendungen auf die Sinnhaftigkeit eines Einsatzes Grüner Gase hin untersucht. Dazu zählen Schienenfahrzeuge im regionalen Bahnverkehr (auf nicht elektrifizierten Strecken), die Binnenschifffahrt sowie der Flugverkehr mit Fokus auf kleinere Regionalflugzeuge.

### Anwendungsbereich B: Schienenverkehr (Bahn)

Im Schienenverkehr beziehen sich die Annahmen auf alternativen Antriebsoptionen zu den heute eingesetzten Diesel-Triebzügen im regionalen Bahnverkehr. Diese werden auch heute vorrangig auf nicht- oder nicht-vollständig elektrifizierten Streckenabschnitten vor allem im Regionalverkehr auf weniger befahrenen Strecken, für die sich eine Elektrifizierung durch Oberleitungen (noch) nicht rentiert, eingesetzt. Mit Blick auf den potenziellen Einsatz Grüner Gase wurde neben der Verwendung von synthetischem Diesel (PtL-Kraftstoffe) auch die Bereitstellung von Wasserstoff für BZ-Züge verglichen (siehe Tabelle 2-19). Erste Demonstrationsprojekte für BZ-Züge gibt es unter anderem in Deutschland durch Alstom. Aber auch andere Hersteller (Stadler, Siemens) entwickeln derzeit eigene BZ-Triebwagen.

**Tabelle 2-19: Übersicht der angenommenen Antriebsarten für Schienenfahrzeuge**

B) Züge	Diesel	Wasserstoff
<b>Antriebsart</b>	Verbrennungsmotor	Brennstoffzelle + Elektromotor
<b>Verbrauch pro 100 km</b>	115,6 l	25 kg
<b>in MJ/km</b>	41,5	30,0
<b>Pfad</b>	(1), (2)	(8), (9), (10), (11)

\* auf Basis [EY et al. 2016]

Abbildung 2-28 zeigt die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analysen für Schienenfahrzeuge. Dabei scheint vor allem die deutliche THG-Emissionsreduktion im Falle von PtL-Diesel (Pfade 2a und 2b) sowie Wasserstoff aus Elektrolyse (Pfade 10a-c) auf. Bei Letzterem sind kurzfristig allerdings dem hohen Energiebedarf für Verdichtung und Vorkühlung für die Abgabe an der Tankstelle die im Vergleich geringfügig höheren Emissionen zuzuschreiben. Aus Kostenperspektive zeigen die bevorzugten PtL-Pfade jedoch deutliche Nachteile. Die spezifischen Kosten liegen heute (2020) mit ca. 3,8 bis 4,7 €/km deutlich über denen von konventionellem Diesel (1,3 €/km) aber auch grünem Wasserstoff (Pfade 10 und 11) mit 1,5 bis 2,4 €/km. Kurzfristig ist grüner Wasserstoff aus Biomethan kostengünstig bereitzustellen, doch wird dieser Unterschied durch Elektrolyse-Wasserstoff mittelfristig aufgeholt. Entsprechend unterstützen langfristig günstige Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff aus Elektrolyse sowie geringe THG-Emissionen die Einführung von BZ-Zügen. Für blauen Wasserstoff gelten die bereits für den Schwerlastverkehr diskutierten Einschränkungen. Zwar ist PtL-Diesel aufgrund der deutlich verbesserten THG-Bilanz gerade für den Einsatz in Bestandszügen eine sinnvolle Option, doch kann dieser selbst bei steigendem CO<sub>2</sub>-Preis von 250 €/t<sub>CO2</sub> bis 2040 noch nicht kostengünstiger angeboten werden als konventioneller Diesel.

Unter ausschließlicher Berücksichtigung der Kraftstoffkosten ist grüner Wasserstoff damit bereits kurzfristig eine interessante Option für den Einsatz im Zugverkehr. Wesentliches Hemmnis dafür sind jedoch die heute deutlich höheren Fahrzeugkosten (etwa Faktor 2-3, die durch Serienfertigung auf etwa 25 % sinken werden [EY et al. 2016]).

Das setzt aber weitere Förderungen und eine Veränderung der politischen Rahmenbedingungen voraus.

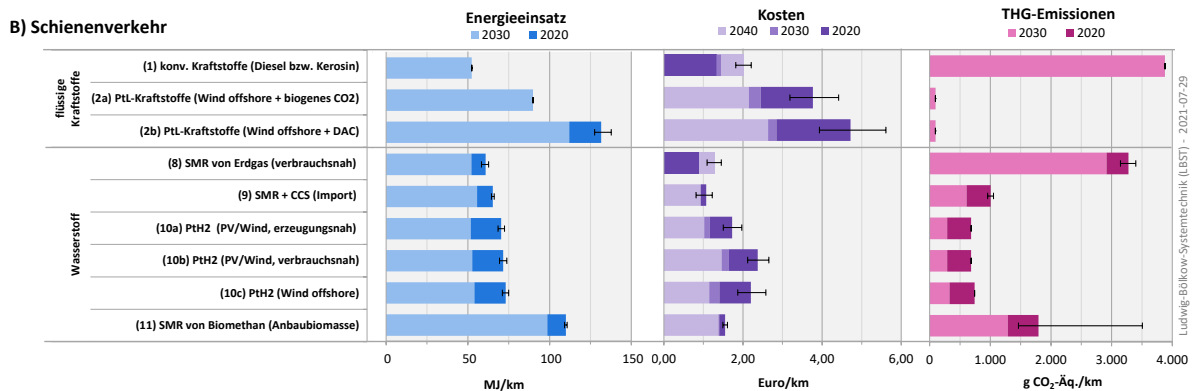


Abbildung 2-28: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase im Schienenverkehr (B)

### Anwendungsbereich C: Binnenschifffahrt

Auch die Schifffahrt auf Binnengewässern wie Flüssen und Seen bietet sich als mögliches Einsatzgebiet Grüner Gase an. Neben dem Einsatz dieselbetriebener Verbrennungsmotoren (auch Internal Combustion Engine, ICE) wurde im Rahmen dieser Studie auch der Einsatz von Methanol sowie Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellen untersucht (siehe Tabelle 2-20).

Tabelle 2-20: Übersicht der für Binnenschiffe selektierten Antriebsarten

C) Binnenschiffe	Diesel	Methanol	Wasserstoff
Antriebsart	Verbrennungsmotor	Methanol-Reformer + Brennstoffzelle + Elektromotor	Brennstoffzelle + Elektromotor
Wirkungsgrad	29 %	42 %	49 %
Verbrauch kWh/kWh <sub>mech</sub>	3,45	2,37	2,05
Pfad	(1), (2)	(3), (4)	(8), (9), (10), (11)

\* Quelle: LBST auf Basis [LBST et al. 2019b].

Für die Binnenschifffahrt zeigen sich für Diesel (Pfad 1), PtL-Diesel (Pfad 2) sowie Wasserstoff (Pfade 8-11) sehr ähnliche Ergebnisse wie bereits für den Einsatz im Schwerlastverkehr diskutiert. Zusätzlich wurde hier jedoch Methanol als Energieträger in den Analysen betrachtet.

Für die Bereitstellung von **Methanol** und die Umwandlung zu Wasserstoff an Bord eines Binnenschiffes in einer internen Reformereinheit mit anschließendem BZ-Antrieb zeigen sich Kostenvorteile gegenüber Dieselmotoren. Der erdgasbasierte Methanolfpfad 3 ordnet sich bzgl. seiner Gesamtemissionen etwa zwischen konventionellem Diesel (Pfad 1) und grauem Wasserstoff (Pfad 8) ein. PtL-Methanol weist dagegen ähnlich wie PtL-Diesel nahezu keine THG-Emissionen aus der Bereitstellung auf. Die auftretenden Emissionen sind vor allem auf Betankung und den Reformierprozess zurückzuführen. Mit

Blick auf die Kosten zeigen sich zum einen die geringeren steuerlichen Abgaben für Methanol als Treibstoff sowie die höhere Gesamteffizienz der Brennstoffzelle gegenüber verbrennungsmotorischen Prozessen (auch ersichtlich durch den geringeren Energieeinsatz der Pfade 3 und 4 gegenüber den Pfaden 1 und 2). Verglichen mit der Bereitstellung von Wasserstoff und dessen Nutzung in einer Brennstoffzelle sind die Kosten von grünem Methanol (Pfad 4) jedoch auch langfristig nicht wettbewerbsfähig. Gerade der zusätzliche energieaufwändige Umwandlungsprozess von Wasserstoff zu Methanol sowie die Reformierung an Board fallen dabei ins Auge. Aufgrund der höheren Energiedichte von Methanol gegenüber komprimiertem Wasserstoff sind jedoch geringere Bunkerkosten und eine weniger dichte Bunkerinfrastruktur zu erwarten, die in entsprechenden Fallanalysen gegeneinander abzuwägen sind (siehe auch [LBST et al. 2019b]).

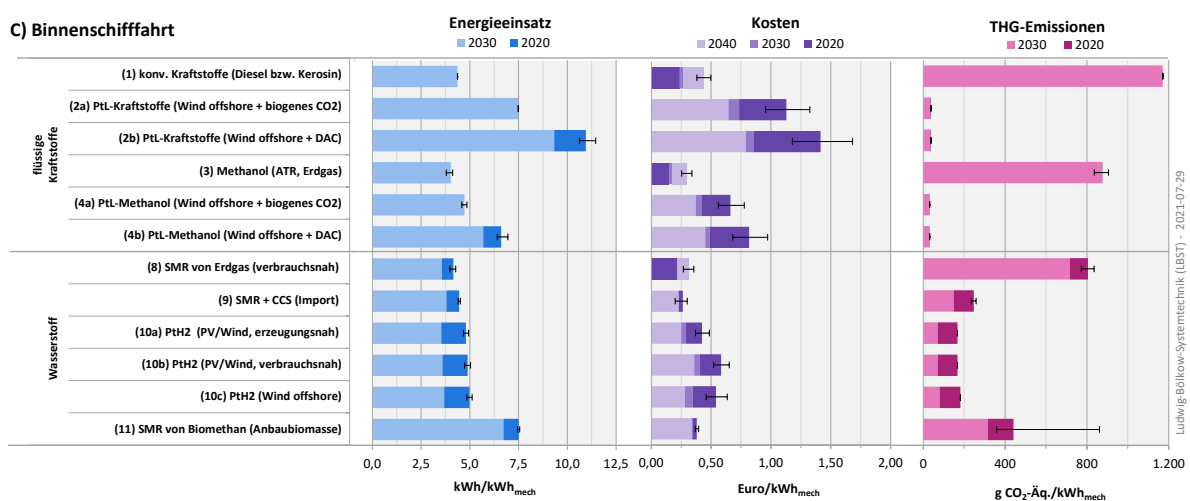


Abbildung 2-29: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase in der Binnenschifffahrt (C)

#### Anwendungsbereich D: Flugverkehr

Der dritter im Verkehrssektor untersuchte Anwendungsbereich ist der Flugverkehr. Aufgrund der regionalen Begebenheiten in der IRMD, bietet hierfür vor allem der Einsatz Grüner Gase auf dem Flughafen Leipzig ein potenzielles Anwendungsfeld. Entsprechend wurde ein Regionalflugzeug mit Turboprop-Antrieb mit 80 Sitzplätzen und einer Reichweite von 1.000 km angenommen, das im Fall von Wasserstoff (Pfade 8-11) konzeptionell mit einem Elektroantrieb mit Propellern und Brennstoffzellen für die Stromerzeugung ausgerüstet wurde. Der konventionelle Referenzpfad 1 stellt dagegen ein mit Kerosin betriebenes Kleinflugzeug dar (siehe Tabelle 2-21).

Tabelle 2-21: Übersicht der für Kleinflugzeuge selektierten Antriebsarten

Kleinflugzeug	Kerosin/PtL-Kerosin	Wasserstoff (LH <sub>2</sub> )
Antriebsart	Verbrennungsmotor	Brennstoffzelle + Elektromotor
Verbrauch in kWh/km	43,0	39,5

<b>in MJ/km</b>	155	142
<b>Pfad</b>	(1), (2)	(8), (9), (10), (11)

Quelle: auf Basis [Atmosfair 2020], [McKinsey 2020]

Aufgrund des heute noch nicht kommerziell verfügbaren Einsatzes von Wasserstoff oder PtL-Kraftstoffen im Luftfahrtbereich wurde die Analyse auf die Jahre nach 2030 und im Falle der Kosten auch für 2040 beschränkt (siehe Abbildung 2-30).

Auch für diesen Anwendungsbereich zeigt sich der bereits diskutierte Trend, dass eine effektive Reduktion der THG-Emissionen nur durch eine Einführung von PtL-Kraftstoffen auf Basis grünen Wasserstoffes (Pfade 2a und 2b) oder durch den Einsatz von emissionsarmem (Pfade 9 bzw. 11) oder emissionsfreiem Wasserstoff (Pfade 10a bis 10c) erreicht werden kann. Aufgrund der erforderlichen hohen Energiedichten ist dann allerdings eine Verflüssigung des Wasserstoffs zur Speicherung an Bord unumgänglich. Diese findet in hier angenommenen Fall auf dem Flughafengelände statt und führt aufgrund des hohen Energiebedarfs vor Ort mit erheblichen THG-Emissionen belastetem Netzstrom zu Mehremissionen, wodurch auch grüner Wasserstoff (10a-c) nicht emissionsfrei bereitgestellt werden kann. Der Kostenvergleich zeigt, dass bereits im Jahr 2030 konventionelles Kerosin (1) mit knapp 3 €/km die kostengünstigste Bereitstellungsform für Flugtreibstoff ist. Für 2020 ergäbe die Analyse für das Referenzflugzeug vor allem aufgrund des noch geringen CO<sub>2</sub>-Preises Kerosinbereitstellungskosten von etwa 2,50 €/km. Demgegenüber stehen im Jahr 2030 Kosten zwischen 9,20 und 10,70 €/km für PtL-Kerosin (Pfade 2a und 2b) sowie zwischen etwa 5,30 und 8,35 €/km für emissionsarmen bzw. emissionsfreien Wasserstoff. Langfristig erscheint unter den getroffenen Annahmen vor allem der Einsatz von blauem Wasserstoff gegenüber konventionellem Kerosin eine wettbewerbsfähige Kraftstoffalternative zu sein, doch führen ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis, hohe CCS-Kosten sowie technische Entwicklungen und Kostensenkungen bei der Produktion von grünem Wasserstoff und der sich anschließenden Verflüssigung zu einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit des direkten H<sub>2</sub>-Einsatzes.

Bei der Abwägung zwischen PtL-Kerosin und grünem Wasserstoff als THG-arme bzw. -freie zukünftige Antriebstechnologien müssen weitere Aspekte in Betracht gezogen werden. Kostenseitig bieten PtL-Kraftstoffe gerade durch die Nutzung bestehender Flugzeugflotten ein rasches Dekarbonisierungspotenzial. Andererseits werden auf diese Weise die THG-Emissionen in großer Flughöhe nicht signifikant reduziert, obwohl diese zu einem nicht unerheblichen Teil zum Treibhauseffekt beitragen, etwa durch Wolkenbildung. Der Einsatz von Wasserstoff dagegen erfordert eine Erneuerung der Flugzeugflotte, verbunden mit deutlich höheren Anfangsinvestitionen. Obwohl Brennstoffzellen während des Fluges keine Schadstoffemissionen verursachen, ist auch die Abgabe von Wasserdampf in großen Flughöhen als THG einzustufen, wodurch auch diese nicht zu einer vollständigen THG-Vermeidung beitragen, also keine Nullemissionsanwendungen sind. In dem hier untersuchten Fall wird jedoch von einem Kleinflugzeug mit einer maximalen Flughöhe von 7.600 km ausgegangen, wodurch keine Emissionswirkung in hohen Flughöhen zu erwarten ist.

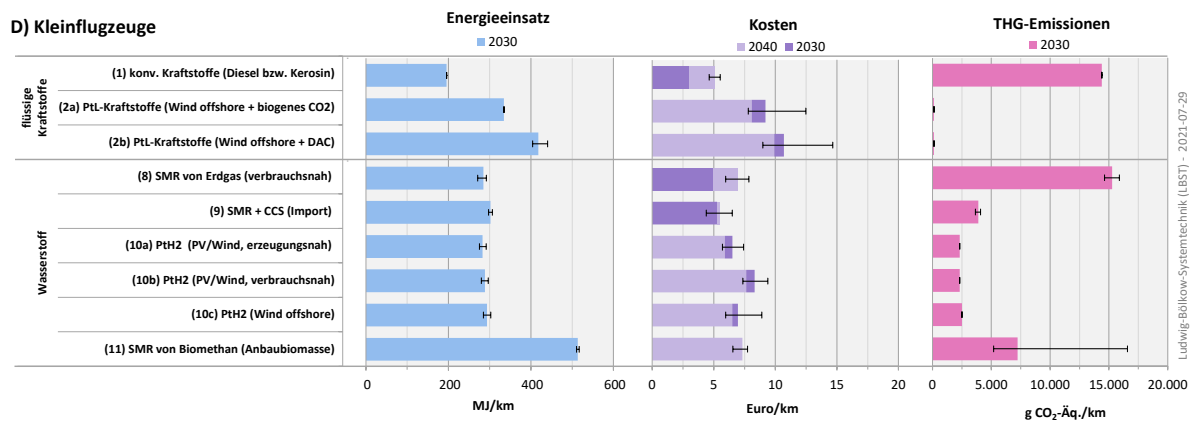


Abbildung 2-30: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Flugtreibstoff für Kleinflugzeuge (D)

Für eine detaillierte Aufspaltung der spezifischen Wirkdimensionen (Energie, Kosten, Emissionen) entlang der Bereitstellungspfade wird auf Abbildung 2-17 (Primärenergieeinsatz), Abbildung 2-21 (Bereitstellungskosten) und Abbildung 2-25 (THG-Emissionen) verwiesen.

#### 2.2.3.2.2 Industriesektor

Die Analysen im Bereich Industrie umfassen die stoffliche Nutzung von Wasserstoff, bereitgestellt als leitungsgebundener Energieträger (Anwendungsbereich E) sowie den Einsatz als Brennstoff zur Erzeugung von HT-Wärme (Anwendungsbereich F). Der zweite Anwendungsfall wird, aufgrund der engen Verknüpfung mit dem Wärmesektor, in Kapitel 2.2.3.2.3 behandelt.

Die heutige H<sub>2</sub>-Produktion für industrielle Zwecke basiert fast ausschließlich auf der Dampfreformierung von Erdgas sowie Wasserstoff, der als Nebenprodukt in der chemischen Industrie anfällt und vor Ort in anderen Prozessen eingesetzt wird. Im hier betrachteten Referenzfall wird Wasserstoff durch Dampfreformierung vor Ort gewonnen und per Pipeline zum Industrieverbraucher transportiert (Pfad 5). Emissionsreduzierte Alternativen sind der Import von blauem Wasserstoff aus Nordeuropa (Pfad 9) sowie die H<sub>2</sub>-Produktion mittels Elektrolyse (unterschiedliche Varianten, Pfade 10a-c, siehe Erläuterungen in Tabelle 2-17).

Da es sich in allen Fällen um eine leitungsgebundene Bereitstellung der Energieträger handelt, sind in diesem Falle die Ergebnisse nicht auf spezielle Anwendungen (z. B. in der Stahl- oder Chemieindustrie beschränkt). Die Angabe der Ergebnisse erfolgt daher spezifisch pro bereitgestelltem kg Wasserstoff.

Die Ergebnisse der Analysen sind in Abbildung 2-31 dargestellt. Die THG-Emissionen der unterschiedlichen Pfade zeigen im Falle des blauen Wasserstoffs (Pfad 9) eine Reduktion von fast 90 % gegenüber grauem Wasserstoff. Wird grüner Wasserstoff eingesetzt, sind lediglich in Pfad 10c mit der Anlieferung von Wasserstoff innerhalb Deutschlands aus zentraler Produktion in der Nähe von Offshore-Windfeldern, Emissionen aus dem

Strombedarf für seine Verdichtung vor Ort und den H<sub>2</sub>-Transport zu berücksichtigen (siehe hierzu auch Detailanalysen in Kapitel 2.2.3.1).

Unter den getroffenen Annahmen liegen die heutigen Bereitstellungskosten für grauen Wasserstoff in der Industrie bei etwa 1,56 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Eine erhöhte CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 250 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> im Jahr 2040 würde zu einem Anstieg auf etwa 3,50 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> führen. Bei diesen Angaben ergibt sich ein Fehlerbalken von etwa ± 0,55 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, der sich unter anderem aus der Berücksichtigung unterschiedlicher Erdgaspreise ergibt. Zu beachten ist, dass die Bereitstellung von Wasserstoff als Nebenprodukt bei existierenden Produktionsverfahren in der chemischen Industrie zu Abweichungen von dieser isolierten Betrachtung führen kann.

Die Ergebnisse zeigen ferner, dass blauer Wasserstoff gerade für den direkten Einsatz in der Industrie auch kurzfristig eine interessante Option ist (bei raschem Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen), mit spezifischen Bereitstellungskosten von wenig mehr als 2 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Allerdings wurden dabei nicht die offenen Fragen der unterirdischen und langfristigen Speicherung von CO<sub>2</sub> berücksichtigt, die gerade bei den für die Industrie erforderlichen Mengen ins Gewicht fallen. Neben dem hier betrachteten Importpfad für blauen Wasserstoff, ist die Nachrüstung bestehender Dampfreformer mit CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien eine weitere Option. In diesem Falle müsste das abgeschiedene CO<sub>2</sub> allerdings aufgrund der nicht in Deutschland nicht zulässigen Endlagerung in andere Regionen verschifft werden, etwa nach Norwegen. Aufgrund der entsprechenden bisher in der Region Mitteldeutschland nicht verfügbaren Infrastruktur wurde dieser Pfad in den Analysen folglich nicht weiter berücksichtigt. In jedem Fall dürfte aber davon auszugehen sein, dass die H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten für vor Ort hergestellten blauen Wasserstoff über denen von per Pipeline importiertem blauen Wasserstoff nach Deutschland liegen.

Für die Industrie sind vor allem die großskaligen, erzeugungsnahen Elektrolyseure in Pfad 10a und 10c von Interesse. Der Vergleich zeigt, dass gerade für eine vornehmlich regionale Produktion von grünem Wasserstoff (Pfad 10a) Kostensenkungen von heute etwa 4,93 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> auf unter 3 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> bis 2040 möglich sind.

Voraussetzung für eine entsprechende H<sub>2</sub>-Produktion ist allerdings die rechtzeitige Erschließung großer regionaler Erzeugungsmengen erneuerbaren Stroms.

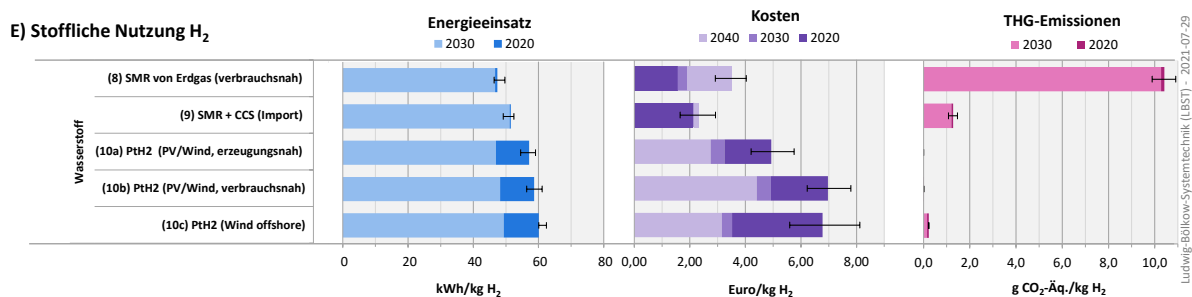


Abbildung 2-31: Techno-ökonomischer Vergleich der stofflichen Nutzung von Wasserstoff (E)

### 2.2.3.2.3 Wärme- und Stromsektor

Der Einsatz Grüner Gase als Brennstoff im Wärme- und Stromsektor wird im Folgenden in einem geschlossenen Vergleich der unterschiedlichen Anwendungsbereiche diskutiert. Hierzu zählen:

- ▶ Hochtemperaturwärme für die Industrie (F),
- ▶ Niedertemperaturwärme für Haushalten (G),
- ▶ Einsatz in KWK-Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom- und Wärme (H) sowie
- ▶ Einsatz in Gasturbinen zur H<sub>2</sub>-Rückverstromung (I).

Für alle genannten Einsatzbereiche werden die Grünen Gase als leitungsgebundene Energieträger bereitgestellt. Die Detailanalysen der Bereitstellungspfade (jeweils ohne Endanwendung) finden sich in Abbildung 2-18 (Primärenergieeinsatz), Abbildung 2-22 und Abbildung 2-23 (Kosten) sowie Abbildung 2-26 (THG-Emissionen).

Die Technologieannahmen für die unterschiedlichen Einsatzbereiche sind in Tabelle 2-22 und Tabelle 2-23 zusammengestellt. Wesentliche Ergänzung zu den Detailanalysen der Brennstoffbereitstellungsketten in Kapitel 2.2.3.1 ist die Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste der Endanwendungen.

**Tabelle 2-22: Übersicht der für den Wärmesektor selektierten Anwendungstechnologien**

<b>F) HT-Wärme</b>	<b>Methan</b>	<b>Wasserstoff</b>
<b>Technologie</b>	Gasbrenner	Gasbrenner
<b>Thermische Leistung</b>	10 bis 100 MW	10 bis 100 MW
<b>Wirkungsgrad</b>	92 %	92 %
<b>Pfad</b>	(5), (6), (7)	(8), (9), (10)

Quelle: LBST auf Basis [GEMIS 2016]

<b>G) NT-Wärme</b>	<b>Methan</b>	<b>Wasserstoff</b>
<b>Technologie</b>	Brennwertkessel	Brennwertkessel
<b>Thermische Leistung</b>	ca. 10 kW	ca. 10 kW
<b>Wirkungsgrad</b>	101 %	101 %
<b>Pfad</b>	(5), (6), (7)	(8), (9), (10)

Quelle: LBST auf Basis [GEMIS 2016].



**Tabelle 2-23: Übersicht der für den Stromsektor selektierten Anwendungstechnologien**

H) KWK-Anlage	Methan	Wasserstoff
<b>Technologie</b>	BHKW (Brennwerttechnik)	BZ-BHKW
<b>Leistung</b>	< 10 kW <sub>el</sub>	< 10 kW <sub>el</sub>
<b>Wirkungsgrad Strom</b>	28,6 %	50 %
<b>Wirkungsgrad Wärme</b>	74,5 %	45 %
<b>Verbrauch kWh/kWh<sub>el</sub></b>	3,50	2,00
<b>Pfad</b>	(5), (6), (7)	(8), (9), (10)

Quelle: auf Basis [EC POWER 2019], [Hermann et al 2018]

I) Rückverstromung	Methan	Wasserstoff
<b>Technologie</b>	Gasturbine (GuD)	H <sub>2</sub> -Gasturbine (GuD)
<b>Leistung</b>	mehrere 100 MW <sub>el</sub>	mehrere 100 MW <sub>el</sub>
<b>Wirkungsgrad</b>	60 %	60 %
<b>Verbrauch kWh/kWh<sub>el</sub></b>	1,67	1,67
<b>Pfad</b>	(5), (6), (7)	(8), (9), (10)

Quelle: Annahme LBST

## Wärmesektor

### Anwendungsbereich F: Hochtemperaturwärme (Industrie)

Grundlage für die Berechnungen des („grünen“) Gaseinsatzes als Brennstoff zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme für die Industrie ist die Annahme eines Wärmeerzeugers (Gasbrenner) mit einer thermischen Leistung im Bereich von 10 bis 100 MW. Die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen für die Hochtemperatur-Wärmeerzeugung sind in Abbildung 2-32 (oben) dargestellt. Der große Vorteil der direkten Anwendung von Erdgas ohne weitere Umwandlungs- oder Transportschritte wird mit Blick auf den Primärenergieeinsatz deutlich. So beträgt der Faktor aus Energieeinsatz und produzierter Wärme für HT-Anwendungen etwa 1,24 und bei NT-Anwendungen (Haushalte, siehe Anwendungsbereich G) sogar nur bei 1,13. Diese geringen Werte werden durch die mit den Umwandlungsstufen in allen anderen Pfaden verbundenen Umwandlungsverluste z. T. deutlich überschritten.

Trotz dieser „schlanken“ Prozessketten sind die fossilen Pfade mit Einsatz von Erdgas (Pfad 5) oder Erdgas-basiertem Wasserstoff (Pfad 8) durch deutliche THG-Emissionen belastet (ca. 265 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh<sub>th</sub> bzw. 335 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh<sub>th</sub>), die zum einen auf der Förderung und dem Transport des Erdgases, zum überwiegenden Teil aber auf der Verbrennung (Pfad 5) oder Dampfreformierung (Pfad 8) beruhen (siehe hierzu auch Detailanalyse der Bereitstellungspfade in Abbildung 2-26). Während der Einsatz von Biomethan (6a und b) (30-95 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh<sub>th</sub>) oder blauem Wasserstoff (9) (43 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh<sub>th</sub>) diese Emissionen bereits deutlich reduzieren können, ist eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung nur durch die Einführung von auf grünem Wasserstoff basierenden Pfaden 7a-d (PtG) bzw. 10a-c (PtH<sub>2</sub>) möglich.

Kostenseitig allerdings ist die Verwendung von Erdgas (Pfad 5) mit etwa 4,2 ct/kWh<sub>th</sub> heute die mit Abstand günstigste Variante zur HT-Wärmebereitstellung. Die hier angenommenen steigenden CO<sub>2</sub>-Preise führen allerdings bis 2040 zu einem Anstieg auf 9,1 ct/kWh<sub>th</sub>, was die Wettbewerbsfähigkeit Grüner Gase in diesem, aber auch den anderen leitungsgebundenen Anwendungssektoren verbessert. So liegen die HT-Wärmebereitstellungskosten für die Einspeisung in das Erdgasnetz und Nutzung von Biomethan in den beiden ausgewählten Fällen (Pfad 6a und 6b) beispielsweise bei 8,7 bis 13,1 ct/kWh<sub>th</sub>. Deutlich teurer sind dagegen die Methanisierung von grünem Wasserstoff (Pfad 7a-d) mit einer Kostenspanne von etwa 22-33 ct/kWh<sub>th</sub> (2020) bzw. 12,3-16,9 ct/kWh<sub>th</sub> (2040).

Wird dagegen Wasserstoff als Brennstoff vor Ort eingesetzt, liegen zumindest zukünftig die Kosten von grünem Wasserstoff gegenüber grauem und blauem Wasserstoff näher zusammen: So betragen die heutigen Brennstoffkosten für grünen Wasserstoff (Pfade 10a-10c) etwa 16,8-23 ct/kWh<sub>th</sub>, liegen damit aber deutlich über jenen für grauen oder blauen Wasserstoff (Pfad 8 bzw. 9) mit 6 bzw. 7,9 ct/kWh<sub>th</sub>. Langfristig jedoch lässt sich auch mit grünem Wasserstoff eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem heutigen Referenzpfad bei der HT-Wärmebereitstellung erreichen.

Sowohl der Transport also auch die Anwendung von Wasserstoff bei den Endverbrauchern ist, verglichen mit dem heutigen Einsatz von Methan, mit zum Teil erheblichem Anpassungsbedarf und Umbaukosten verbunden, etwa durch Austausch entsprechender Komponenten in der Infrastruktur oder durch Einstellung oder Ersetzen von Brennerköpfen oder Geräten bei den Endverbrauchern. Diese Kosten liegen außerhalb des Rahmens der vorliegenden Lebenszyklusanalysen, sollten aber gerade aufgrund der z. T. sehr heterogenen Endanwendungen für Erdgaskunden erwähnt und bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff aus Biomethan wurde aufgrund des möglichen direkten Einsatzes von Biomethan in der heutigen Versorgungsinfrastruktur sowie aufgrund der gegebenen Potenzialeinschränkungen für Biomasse nicht in den Analysen für den Industrie, Strom- und Wärmesektor berücksichtigt.

#### *Anwendungsbereich G: Niedertemperatur- (NT-) wärme (Haushalte)*

Die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen für NT-Wärme sind in Abbildung 2-32 (unten) dargestellt. Aufgrund der ähnlichen Berechnungsweise und nur geringfügig veränderter Annahmen der Brennwertthemen im Vergleich zu den Gasbrennern in Anwendungsbereich HT-Wärme, wird daher für eine Beschreibung der Ergebnisse auf den vorhergehenden Abschnitt verwiesen. Technische Basis für die Analysen in diesem Kapitel war die Annahme eines Brennwertkessels (z. B. für Einfamilienhäuser) mit einer thermischen Leistung von etwa 10 kW.

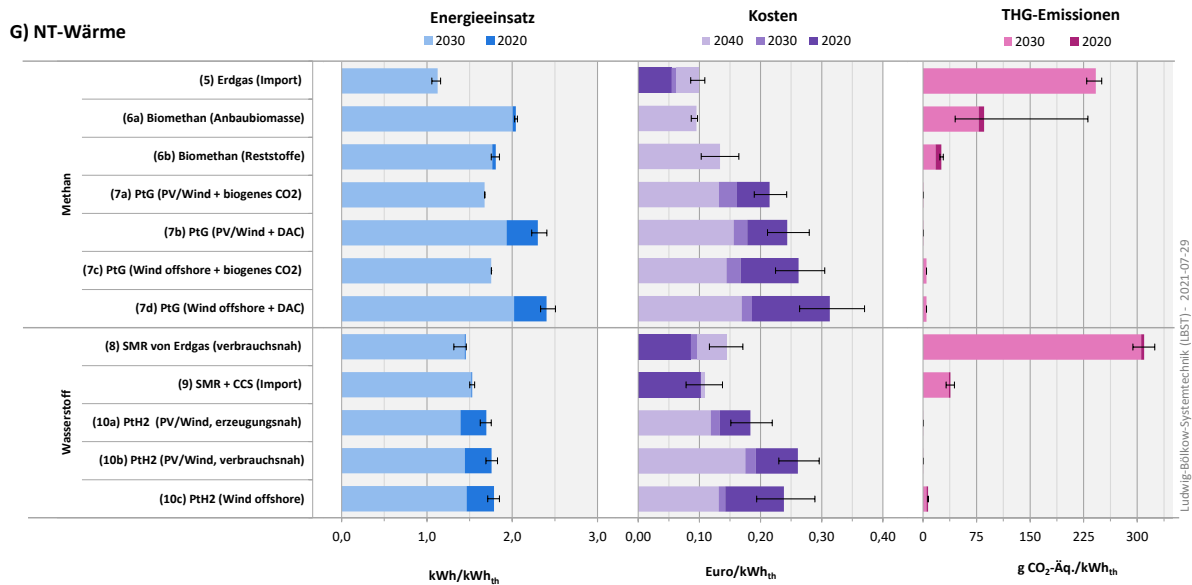
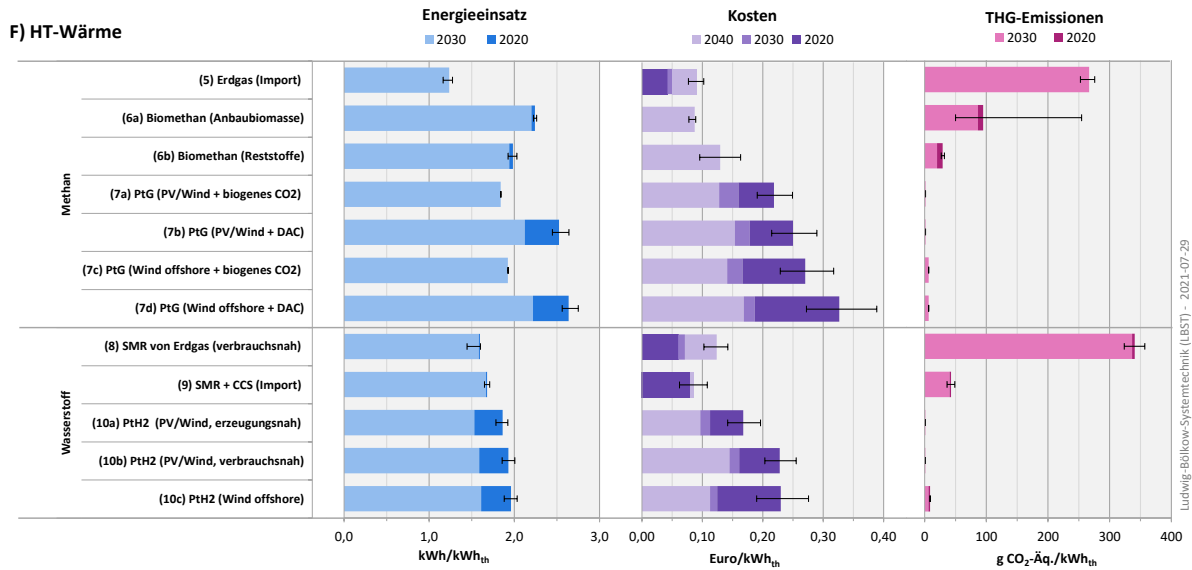


Abbildung 2-32: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Brennstoff in HT-Anwendungen für die Industrie (F) (oben) und NT-Anwendungen für Haushalte (G) (unten)

## Stromsektor

Der abschließende Blick auf den Stromsektor zeigt unter Berücksichtigung der untersuchten spezifischen Wirkdimensionen (Energieeinsatz, Kosten, THG-Emissionen) sehr ähnliche Ergebnisse wie für den Wärmesektor. Vor allem die ebenfalls leitungsgebundene Bereitstellung der Energieträger ist hierfür maßgeblich verantwortlich. Im Folgenden wird daher nur kurz auf besondere Auffälligkeiten der Ergebnisse für die Anwendungsbereiche KWK (H) und Rückverstromung (I) eingegangen.

### Anwendungsbereich H: Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 2-23 stellt die in den Lebenszyklusanalysen angenommenen Endverbrauchs-technologien für die Nutzung von Methan und Wasserstoff als Brennstoffe gegenüber. Hierbei wurden kleine Anlagen in Haushalten im einstelligen  $\text{kW}_{\text{el}}$ -Bereich angenommen. Dabei wird deutlich, dass Erdgas-BHKWs unter Nutzung der Brennwerttechnik zwar einen hohen Gesamtwirkungsgrad aufweisen, dieses jedoch hauptsächlich zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Das BZ-BHKW, ebenfalls durch einen hohen Gesamtwirkungsgrad ausgezeichnet, liefert dagegen Strom und Wärme in einem nahezu ausgeglichenen Verhältnis. Im Folgenden werden zur Erhöhung der Vergleichbarkeit die spezifischen Wirkdimensionen als kombinierte Ergebnisse (pro  $\text{kWh}_{\text{el+th}}$ ) angegeben.

Die THG-Emissionen der unterschiedlichen Pfade sind jenen der HT- bzw. NT-Wärme sehr ähnlich und werden daher an dieser Stelle nicht weiter diskutiert. Aus Kostenperspektive wird deutlich, dass die Bereitstellung von fossilem Erdgas (Pfad 5) für BHKWs mit etwa  $5,3 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$  im Jahr 2020 bis  $9,7 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$  im Jahr 2040 deutlich unter den spezifischen Kosten der BZ-Anwendung von grauem Wasserstoff (Pfad 8) mit etwa  $9,2$  bzw.  $15,3 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$  (2020 bzw. 2040) liegt. Der Einsatz von Biomethan erscheint unter Einbeziehung der erforderlichen  $\text{CO}_2$ -Bepreisung mit spezifischen Kosten zwischen  $9,3$  und  $13,1 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$  bei gleichzeitig deutlicher THG-Emissionsreduktion zumindest mittelfristig auch eine Alternative zu fossilem Erdgas zu werden. PtG-Pfade 7a-d liegen kurzfristig mit Kosten zwischen  $21,1$  und  $30,7 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$  deutlich darüber und können mit etwa  $12,6$  bis  $16,6 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$  auch langfristig aus einer reinen Kostenperspektive nicht mit den anderen Methan-Pfaden konkurrieren.

Während kurz und mittelfristig vor allem auch der Einsatz von importiertem blauem Wasserstoff (Pfad 9) auch für den Einsatz in KWK-Anlagen interessant erscheint, bleibt grüner Wasserstoff in leitungsgebundenen Anwendungen vor allem kurz- (mit  $19,5$  bis  $27,6 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$ ) aber auch langfristig (mit  $12,6$  bis  $18,5 \text{ ct/kWh}_{\text{el+th}}$ ) nur eingeschränkt wettbewerbsfähig zu sein bzw. zu werden. Allein der Pfad 10a reicht bzgl. seiner spezifischen Kosten an die gekoppelte KWK auf Basis von Biomethan heran, wobei dann noch die inkrementellen Kosten für die Anschaffung des Energiewandlers zu berücksichtigen sind. Im Neubaubereich könnte grüner Wasserstoff daher langfristig eine Alternative werden, vor allem auch aufgrund der beschränkten Biomethan-Potenziale.

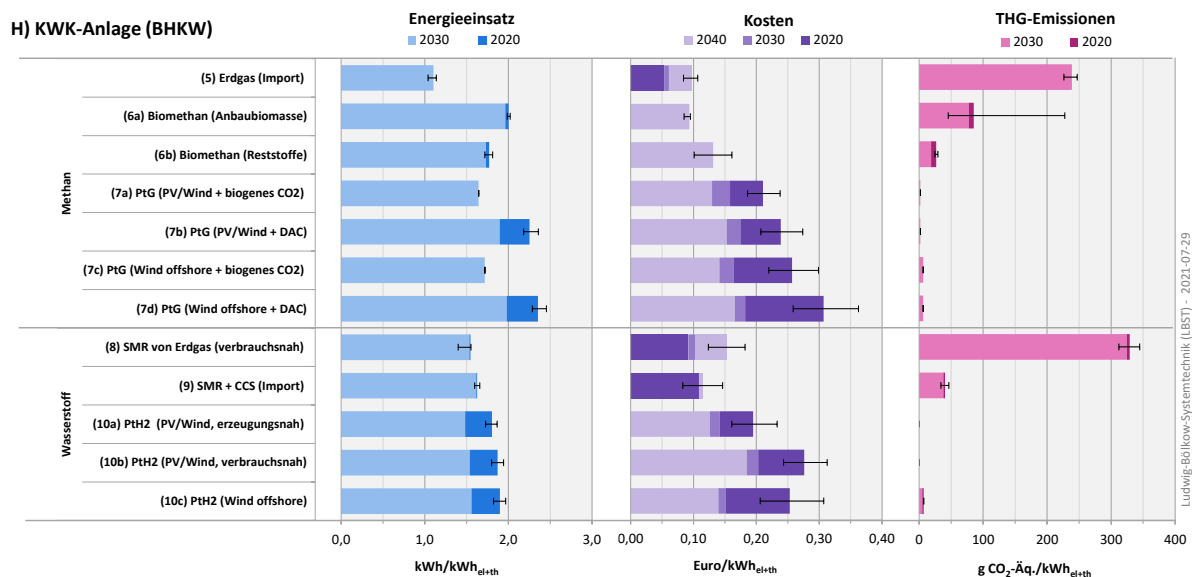


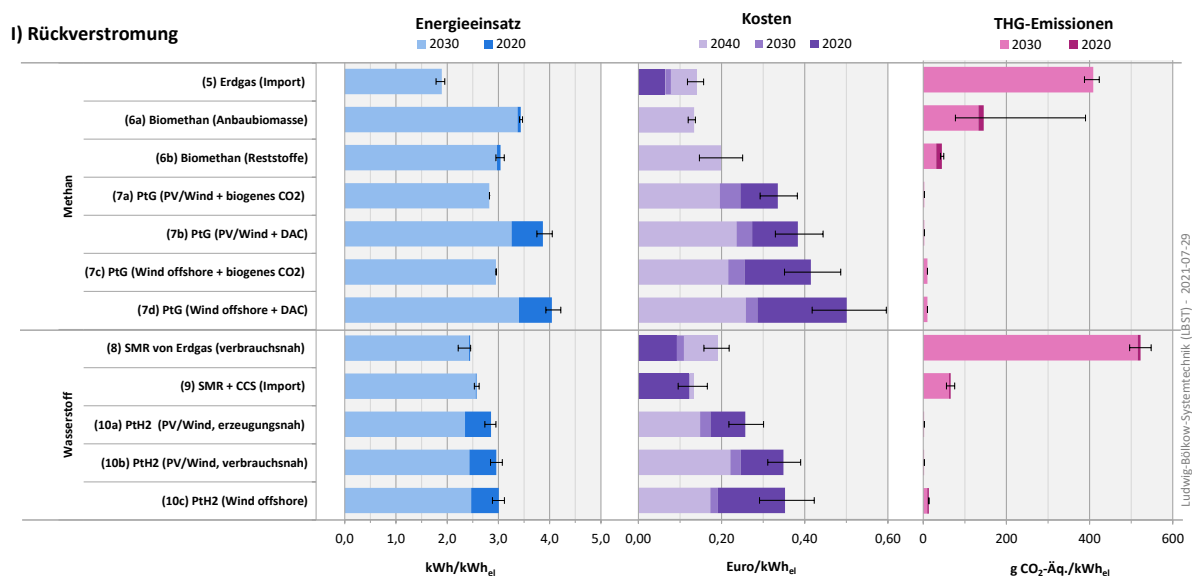
Abbildung 2-33: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Brennstoffe in KWK-Anlagen (H)

### Anwendungsbereich I: Rückverstromung

Die Rückverstromung gasförmiger Energieträger wird vor allem aus Gründen der Sektorenkopplung langfristig ein wichtiges Element in einem zukünftigen Energiesystem. Für die Anwendung von Erdgas, Biomethan bzw. Wasserstoff zum Antrieb einer Gasturbine wurde ein großes Gas- und Dampf- (GuD-)Kraftwerk in einem Leistungsbereich von einigen 100 MW<sub>el</sub> sowie einem Wirkungsgrad von 60 % angenommen. Damit liegt dieser Wirkungsgrad unterhalb des Gesamtwirkungsgrads der KWK-Anlagen, was sich in den spezifischen Ergebnissen der Lebenszyklusanalysen zeigt (angegeben in pro kWh<sub>el</sub>).

Referenzkosten für die Verstromung von Erdgas (Pfad 5) liegen nach den Analysen heute bei etwa 6,5 ct/kWh<sub>el</sub>. Eine steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung von bis zu 250 €/t<sub>CO2</sub> würde diese Kosten bis 2040 auf etwa 13,9 ct/kWh<sub>el</sub> ansteigen lassen. Eine vergleichsweise kostengünstige Substitution mit emissionsarmen Technologien scheint kurz- und mittelfristig vor allem durch Biomethan (Pfade 6a und b) sinnvoll. Die spezifischen Brennstoffkosten werden in diesem Fall auf 13,4-19,9 ct/kWh<sub>el</sub> geschätzt. Auch blauer Wasserstoff (Pfad 9) könnte bereits kurzfristig für etwa 12,2 ct/kWh<sub>el</sub> bereitgestellt werden, sofern die erforderliche Transportinfrastruktur rasch bereitgestellt wird. Dies hätte jedoch, wie jeglicher H<sub>2</sub>-Einsatz in den Pfaden 8-10, weitere Investitionen in neue Gasturbinen sowie die Ertüchtigung der Infrastruktur zur Folge. Weitere Pfade auf Basis grünen Wasserstoffs (PtH<sub>2</sub>, Pfade 10a-c sowie PtG, Pfade 7a-d) können erst mittel- bis langfristig zu spezifischen Kosten unter 20 ct/kWh<sub>el</sub> zur Rückverstromung eingesetzt werden.

Gerade für PtX-Technologien sollte aber der große Mehrwert berücksichtigt werden, der sich durch Wasserstoff oder andere H<sub>2</sub>-Träger als Transport- und langfristiges Speicherelement im künftig durch fluktuierenden erneuerbaren Strom geprägten und daher notwendigerweise stärker integrierten Energiesystem ergibt.<sup>45</sup> Diese Systemleistungen, die heute durch leicht speicher- und transportierbares Erdöl und Erdgas (im Vergleich zu Strom als Energieträger) übernommen werden, können in einer dekarbonisierten Welt nicht durch Biomethan (potenzialbeschränkt), aber auch nicht durch Batterien (kosten- und ressourcenintensiv) bereitgestellt werden. Entsprechend ist unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der langfristige Einsatz H<sub>2</sub>-basierter Energieträger erforderlich und wird damit tendenziell und systemisch auch für leitungsgebundene Anwendungen attraktiv werden.



**Abbildung 2-34: Techno-ökonomischer Vergleich Grüner Gase als Brennstoff für die Rückverstromung (I)**

<sup>45</sup> Diese Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoff über mehrere Tage bzw. Wochen liegt außerhalb des Betrachtungshorizonts der durchgeführten Lebenszyklusanalysen.

## 2.2.4 Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse

Abschließend erfolgt eine Bewertung der unterschiedlichen analysierten Grünen Gase für den Einsatz in den jeweiligen Anwendungen. Die Einordnung erfolgt semi-quantitativ bzw. qualitativ anhand der nachfolgenden Bewertungskategorien und -kriterien.

- ▶ **Bereitstellungskosten:** Spezifische Kraft- bzw. Brennstoffkosten (in €/km bzw. €/kWh<sub>el</sub>) in den unterschiedlichen Anwendungen basierend auf den Ergebnissen der durchgeführten Lebenszyklusanalysen<sup>46</sup> (siehe Kapitel 2.2.3.2).
- ▶ **THG-Emissionen:** Ergebnisse der durchgeführten Lebenszyklusanalysen zu den jeweiligen spezifischen THG-Emissionen (in g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/km bzw. g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh<sub>el</sub>) (siehe Kapitel 2.2.3.2).
- ▶ **Technologiereife:** Berücksichtigung des technologischen Reifegrades (TRL) der Prozesse bzw. Technologien entlang der Kraft- bzw. Brennstoffbereitstellungspfade (einschließlich der Nutzungstechnologien). Als Basis der Analysen dienen die Kenndaten der Schlüsseltechnologien (siehe Materialband A 1.2).
- ▶ **Regionalisierbarkeit:** Regionalisierbarkeit der Erzeugung bzw. Wertschöpfung von zentralen zu regionalen bzw. zu endanwendungsnahen Anlagen mit Blick auf Deutschland (Details spezifisch zur Innovationsregion siehe Kapitel 2.3.1 sowie Kapitel 3).
- ▶ **Anpassungsbedarf:** Anpassungsbedarf bei der Einführung der Grünen Gase im Hinblick auf die hierfür erforderliche Infrastruktur bzw. Endgeräte.

Die Bewertung wird dabei für die verschiedenen Anwendungsbereiche und unter Berücksichtigung der jeweiligen fossilen Referenztechnologien durchgeführt.





	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologiereife	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
	Keine Wettbewerbsfähigkeit	Keine signifikante Verbesserung ggü. Referenztechnologie	Geringer technischer Reifegrad (TRL<6)	Geringes Potenzial für regionale Wertschöpfung	Hoher Anpassungsbedarf an Infrastruktur und/oder Geräten
	Kostensenkungen, aber nicht ausreichend für Wettbewerbsfähigkeit,	THG-arme Technologien	Mittlerer technischer Reifegrad (TRL=6-8)	Mittleres regionales Wertschöpfungspotenzial	Geringer Anpassungsbedarf an Infrastruktur und/oder Geräten erforderlich
	Wettbewerbsfähigkeit absehbar	Deutliche Reduktion ggü. Referenztechnologie (>90%)	Hoher technische Reifegrad (TRL>8)	Hohes Potenzial für regionale Wertschöpfung	(Nahezu) kein Anpassungsbedarf an Infrastruktur und/oder Geräten
	Bandbreite der Ergebnisse für unterschiedliche Varianten bzw. Entwicklung abzusehen				

Abbildung 2-35: Bewertungsschema für untersuchte Grüne Gase

Die auf Basis einer Gesamtbetrachtung bevorzugten Pfade in den unterschiedlichen Anwendungen sind jeweils in Abbildung 2-36 bis Abbildung 2-42 grau hervorgehoben.

<sup>46</sup> Anschaffungskosten für Fahrzeuge oder anderer Anwendungen sind nicht Teil der Betrachtungen der Lebenszyklusanalysen und werden qualitativ durch das Kriterium „Anpassungsbedarf“ berücksichtigt.

Die Erstellung von Ampel-Bewertungen erfordert prinzipiell ein hohes Maß an Erfahrungen mit dem jeweiligen Thema – bleibt aber auslegungsbehaftet, d. h. ist kontextsensitiv und subjektiv je weniger hierfür auf quantitative oder semi-quantitative Verfahren zurückgegriffen werden kann. Eine Möglichkeit gerade auch qualitative Einordnungen robuster zu gestalten, ist die Bewertung durch unterschiedliche Experten bzw. Institutionen. Auf haben die Kriterienwahl sowie deren Priorisierung gegeneinander einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamteinschätzung der unterschiedlichen Grünen Gase. Dieses Kapitels ist daher eher als einfacher Einstieg in die Auseinandersetzung mit den vielfältigen Aspekten Grüner Gase zu verstehen und dient der Vorselektion der unterschiedlichen Bereitstellungspfade für die weitergehenden Analysen in diesem Projekt. Es ist jedoch nicht geeignet, um hieraus direkt Handlungsempfehlungen oder Investitionsentscheidungen – vor allem auch mit Blick auf die IRMD – abzuleiten. In jedem Falle bietet die vorliegende Bewertung die Möglichkeit, kritisch über die Nutzung Grüner Gase in den verschiedenen Endanwendungsbereichen zu reflektieren. Für die weitergehende Lektüre sei vor allem auf die Hintergründe in den unterschiedlichen Kapiteln verwiesen.

### Schwerlastverkehr

Die zusammenfassende Bewertung für den Einsatz Grüner Gase ist in Abbildung 2-36 gezeigt. Sowohl grüner Wasserstoff aus Elektrolyse als Kraftstoff für BZ-Fahrzeuge, als auch der Einsatz von Biomethan in LNG-Lkw erscheinen auf Basis der Gesamtbewertung aus spez. Bereitstellungskosten, spez. THG-Emissionen und technischer Reife als interessante Optionen. Beide Pfade bieten durch dezentrale Produktion zudem auch die Möglichkeit für regionale Wertschöpfung. Der Aufbau der jeweiligen Betankungsinfrastruktur sowie die Einführung neuer Fahrzeuge erfordern jedoch in beiden Fällen weitergehende Investitionen (siehe Anpassungsbedarf) (Fahrzeugkosten sind nicht in den vorangegangenen Kostenanalysen berücksichtigt). Im direkten Vergleich ist aufgrund der zu erwartende weiteren Kostensenkungen sowie dem höheren Erzeugungs- bzw. Bereitstellungspotenzial der direkte Einsatz von Wasserstoff im Verkehrsbereich zu bevorzugen. Nicht unwesentlich sind dabei auch Synergiepotenziale mit anderen Einsatzbereichen, etwa dem Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur sowie Entwicklungen der BZ-Technik für andere Transportsegmente oder Rückverstromungsanwendungen. Eine zukünftige Rolle batterie-elektrischer Lkw bleibt kurz- und mittelfristig wohl überwiegend auf weite Teile des Kurzstreckenverkehrs beschränkt.


	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 Straße (Lkw)	PtL-Diesel					
	LNG (Biomethan)					
	LNG (PtG)					
	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)					
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )					
	Grüner H <sub>2</sub> (Biomethan)					

Abbildung 2-36: Bewertungsmatrix Schwerlastverkehr



### Schienenverkehr

Der Einsatz Grüner Gase bietet sich vor allem für den Ersatz dieselbetriebener Züge auf nicht elektrifizierten Streckenabschnitten an. Neben dem Einsatz von PtL-Diesel sind hierfür auch BZ-betriebene Züge geeignet. Aus der Gesamtbetrachtung der unterschiedlichen Kriterien erscheint der Einsatz von grünem Wasserstoff in diesem Anwendungsgebiet sinnvoll. Zwar bedarf der Einsatz von Wasserstoff eine Erneuerung der Zugflotte, die erforderlichen Mehrkosten für Infrastrukturanpassungen können durch dezentrale Flottenbetankungen auf ausgewählten Punkt-zu-Punkt-Verbindungen jedoch begrenzt werden. Im Gegensatz zu dem Schwerlastverkehr ist keine engmaschige Betankungsinfrastruktur erforderlich.

BZ-Triebwagen für nicht-elektrifizierte Strecken stehen im direkten Wettbewerb mit batteriebetriebenen Triebwagen, insbesondere auf teilelektrifizierten Strecken. Die Übergänge zwischen den verschiedenen Elektroantriebssystemen sind jedoch fließend. BZ-Antriebe sind typischerweise stark hybridisiert mit einem hohen Batterieanteil zur Spitzenlastbringung (Bremsenergie-Rekuperation, Beschleunigung) und kostendämpfenden Maximierung der BZ-Lebensdauer. BZ-Anwendungen sind dabei für Strecken mit nicht-elektrifizierten Streckenabschnitten länger als 50 km prädestiniert. In verschiedenen aktuellen Studien wurde ein allgemeiner und ein fallspezifischer für verschiedene Streckenabschnitte in Mitteldeutschland durchgeführt (siehe etwa [LBST et al. 2018] und [IWU et al. 2020]).



	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 Züge (SPNV)	PtL-Diesel	●	●	●	●	●
	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (Biomethan)	●	●	●	●	●

Abbildung 2-37: Bewertungsmatrix Zugverkehr

### Binnenschifffahrt

Für die Binnenschifffahrt können Grüne Gase einen vor allem in Form von Wasserstoff prinzipiell interessanten Anwendungsfall darstellen (siehe auch [LBST et al. 2019b]). Für Anwendungsbereiche in der Hochseeschifffahrt in denen der direkte Einsatz von Wasserstoff aufgrund der geringeren Energiedichte nicht umsetzbar ist, sind PtL-Kraftstoffe (einschließlich PtL-Methanol) trotz höherer Kosten gegebenenfalls zu bevorzugen. Zukünftig könnte auch der Betrieb von Fährschiffen mit flüssigem Wasserstoff weiter in den Fokus rücken: So hat die norwegische Reederei Norled für 2022 die Inbetriebnahme einer BZ-Fähre angekündigt, die von Linde mit LH<sub>2</sub> aus Leuna beliefert werden soll [Linde 2021].


	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie-reife	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 Binnenschiffe	PtL-Diesel	●	●	●	●	●
	PtL-Methanol	●	●	●	●	●
	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (Biomethan)	●	●	●	●	●

**Abbildung 2-38: Bewertungsmatrix Binnenschifffahrt**

### (Klein-)Flugzeuge

Die im Flugverkehr eingesetzten Treibstoffe müssen über eine hohe gravimetrische und – anders als in vielen anderen Verkehrsanwendungen – auch volumetrische Energiedichte verfügen, weshalb sowohl PtL-Kerosin als auch verflüssigter Wasserstoff als mögliche Grüne Gase aktuell verstärkt in Betracht gezogen werden. Aufgrund der heute noch nicht verfügbaren Technologien wurde die Lebenszyklusanalyse erst ab dem Jahr 2030 durchgeführt (siehe Ergebnisse in Abbildung 2-30). Die Bewertungsmatrix in Abbildung 2-39 zeigt für keine der diskutierten Kriterien auch im Jahr 2030 eine überzeugende Bilanz gegenüber dem heute eingesetzten Kerosin. Langfristig zwingend erforderliche Emissionssenkungen auch in diesem bis vor der Corona-Krise stark wachsenden Verkehrssektor scheinen vor allem durch PtL-Kerosin oder grünen Wasserstoff erreichbar zu sein, wobei für Letzteren unter Umständen hohe Energiemengen (Strom) für die Verflüssigung vor Ort eingesetzt werden müssen. Auf Grund der insgesamt geringeren Effizienz der PtL-Pfade ist hier jedoch ebenfalls der Energieeinsatz im Vergleich zu einer direkten H<sub>2</sub>-Nutzung vergleichsweise hoch.

Während für Klein- oder Kurzstreckenflugzeuge mittel- und langfristig auch Batterieantriebe zum Einsatz kommen könnten, erscheint jedoch der mittel- bis langfristige Einsatz von Wasserstoff oder H<sub>2</sub>-Derivaten (PtL) als Kraftstoff für die Luftfahrt für mittlere bis große Entfernungen nahezu alternativlos.

	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie-reife	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 Flugzeuge	PtL-Kerosin	●	●	●	●	●
	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (Biomethan)	●	●	●	●	●

**Abbildung 2-39: Bewertungsmatrix Luftfahrt**

### Stoffliche Nutzung von H<sub>2</sub>


Für die Industrie können Grüne Gase in Form von Wasserstoff einen wichtigen und in vielen Anwendungen nahezu alternativlosen Beitrag zur erforderlichen THG-Emissionsminderung liefern (z. B. Direktreduktion von Eisenerz (DRI) bei Stahlherstellung, chemische Industrie). Der heute meist durch Dampfreformierung oder als Nebenprodukt

produzierte graue Wasserstoff kann vor Ort kurz- bis mittelfristig durch blauen Wasserstoff oder mittel- bis langfristig durch grünen Wasserstoff substituiert werden.<sup>47</sup>

Für die Industrie könnte demnach vor allem die Nachrüstung bestehender Dampfreformer mit CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen nahe dem jeweiligen Verbrauchsort, also z. B. etwa im Chemiedreieck, die Möglichkeit bieten, Prozessemissionen zu senken. Auch würde auf diese Weise das Risiko für Investitionsfallen („Stranded Investments“) durch Investitionen in neue Anlagen vermieden. In diesem Fall muss allerdings berücksichtigt werden, dass eine Endlagerung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> in Deutschland mangels öffentlicher Akzeptanz aktuell politisch nicht durchsetzbar ist. Entsprechend wäre ein Abtransport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> (z. B. per Schiff) aus Deutschland erforderlich, wie er etwa für einige norddeutsche Regionen oder auch für Nordrhein-Westfalen (H2morrow-Projekt) angedacht ist [OGE 2021].

Bei einer möglichen CO<sub>2</sub>-Nutzung für andere chemische Prozesse (CCU) bleibt zu berücksichtigen, dass dieses CO<sub>2</sub> als nicht biogen eingestuft wird und daher nicht zur Produktion Grüner Gase oder darauf basierender Flüssigkeiten (z. B. PtG- oder PtL-Prozesse) eingesetzt werden kann. Hintergrund ist, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesen Fällen nur verlagert werden und bei der Verbrennung der Kraftstoffe dann in einem anderen Sektor anfallen und nicht vermieden werden.

Auf Basis der Ergebnisse in Kapitel 2.2.3.2.2 ist die Nutzung von importiertem blauem Wasserstoff in der Industrie gegenüber grünem Wasserstoff zumindest heute aus Kostengründen zu bevorzugen (siehe Abbildung 2-40). Dennoch ist die hierfür erforderliche H<sub>2</sub>-Importinfrastruktur noch nicht verfügbar, da die relativ kostengünstige Umrüstung des Erdgasnetzes auf 100 % H<sub>2</sub>-Betrieb hoher Nachfrageinkremente bedarf und damit einer sehr schnellen kurzfristigen H<sub>2</sub>-Nachfragesteigerung.

	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie-reife	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 Stoffliche Nutzung	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)					
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )					


**Abbildung 2-40: Bewertungsmatrix stoffliche Nutzung von Wasserstoff**

### Hoch- bzw. Niedertemperaturwärme

Der Vergleich der untersuchten Grünen Gase als Brennstoff in HT- (Industrie) oder NT-Wärmeanwendungen (Gebäude, Haushalte) zeigt eine klare Präferenz für den Einsatz von Biomethan. Dies lässt sich einerseits mit geringeren Bereitstellungskosten begründen, vor allem aber auch mit Blick auf die rasche Umsetzbarkeit, da bereits heute eine Vielzahl an Einspeiseanlagen für Biomethan existieren und das Gasnetz in seiner heutigen Form weiter genutzt werden kann. Auch ist keine zusätzliche Anpassung der Brenner oder anderen Endgeräte bei den Verbrauchern in Industrie und Haushalten erforderlich.

<sup>47</sup> Die Umstellung existierender Chlor-Alkali-Elektrolyseure auf erneuerbaren Strom ermöglicht bereits frühzeitig eine Umstellung auf grünen Wasserstoff, der bei diesem Prozess als Nebenprodukt anfällt.


Aufgrund begrenzter Mengenverfügbarkeit für Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen sowie möglicher potenzieller Verdrängungseffekte für Biomethan aus Anbaubiomasse, erscheint eine vollständige Substitution von Erdgas durch Biomethan nicht möglich. Dagegen kann eine langfristige Umstellung auf Wasserstoff erst nach einer entsprechenden Umstellung der Infrastruktur erfolgen. Überdies ist zu erwarten, dass gerade langfristig die Rolle von Fernwärmenetzen mit Wärmespeichern (etwa auch gespeist aus der NT-Abwärme von Elektrolyseuren), aber auch strombasierte Technologien wie elektrische Wärmepumpen an Bedeutung gewinnen werden, wodurch der allgemeine Gasverbrauch im Wärmesektor tendenziell sinken wird.

	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie-reife	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 HT- und NT-Wärme	Biomethan	●	●	●	●	●
	PtG	●	●	●	●	●
	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )	●	●	●	●	●

**Abbildung 2-41: Bewertungsmatrix HT- und NT-Wärme**

### KWK-Anlagen bzw. Rückverstromung

Genau wie im Wärmesektor bietet auch der Stromsektor für Biomethan attraktive Einsatzpotenziale, gerade auch langfristig bei der Bereitstellung einer grundlastfähigen Stromerzeugung aus gesicherter Leistung. Die günstigere Bereitstellung sowie Nutzung bestehender Infrastrukturen und Verbraucher liefern auch hier die wesentlichen Randbedingungen. Die bereits diskutierten Potenzialbeschränkungen für Biomethan müssen dabei jedoch berücksichtigt werden. Die Einbindung großer Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien in das Energiesystem erfordert in den zwei Dekaden dagegen zunehmend die langfristige Speicherung großer Energiemengen, die nur in Form gasförmiger Energieträger bereitgestellt werden kann. Neben der Produktion von Wasserstoff mit Rückverstromung in zentralen BZ-BHKWs kann auch die Methanisierung von Wasserstoff (PtG) einen zentralen Beitrag leisten, unter Nutzung der bestehenden Infrastruktur und Gaskraftwerke.

	Grüne Gase	Bereitstellungskosten	THG-Emissionen	Technologie-reife	Regionalisierbarkeit	Anpassungsbedarf
 KWK und Rückverstromung	Biomethan	●	●	●	●	●
	PtG	●	●	●	●	●
	Blauer H <sub>2</sub> (Erdgas mit CCS)	●	●	●	●	●
	Grüner H <sub>2</sub> (PtH <sub>2</sub> )	●	●	●	●	●

**Abbildung 2-42: Bewertungsmatrix KWK-Anlagen und Rückverstromung**

## 2.3 Übertragung der Ergebnisse auf die IRMD

Die vorangegangene Metaanalyse in Kapitel 1.1 sowie die Lebenszyklusanalyse in Kapitel 1.2 wurden nicht explizit vor dem Hintergrund der Innovationsregion Mitteldeutschland (IRMD) durchgeführt, sondern stellen vielmehr eine eher allgemeingültige Betrachtung der Rolle Grüner Gase in Deutschland und Europa dar.

Darauf aufbauend fließen im Folgenden regionsspezifische Faktoren der IRMD in die Interpretation der Ergebnisse ein, um filterartig die geeigneten Bereitstellungspfade und Anwendungen für die IRMD zu identifizieren und erste Empfehlungen für weitere Fokussierungen in den folgenden Arbeitspaketen zu geben. Hierzu erfolgt zunächst in Kapitel 2.3.1 eine regionale Einordnung der Energieketten unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen sowie regionaler Potenziale, Einsatzbeschränkungen oder Hindernisse. Die dabei als relevant identifizierten Einsatzgebiete der verschiedenen Grünen Gase werden in Kapitel 2.3.2 in einen zeitlichen Kontext gestellt, um mögliche Einführungsstrategien für die Region aufzuzeigen. Abschließend wird ein Überblick über aktuelle und für die Region relevante Fördermöglichkeiten für Grüne Gase gegeben (Kapitel 2.3.3), um diese im weiteren Projektverlauf, etwa bei der Entwicklung der Handlungsempfehlungen, zu berücksichtigen.

### 2.3.1 Regionale Einordnung der untersuchten Energieketten nach prinzipieller Bedeutung für die Region

Für die regionale Einordnung der bisher erarbeiteten Ergebnisse werden die untersuchten Bereitstellungspfade<sup>48</sup> insbesondere anhand von drei Kernfragen beurteilt:

- ▶ Welche Pfade bieten ein hohes Potenzial für regionale Wertschöpfung aus Produktion, Transport und Bereitstellung der Grünen Gase? Welche Potenziale hängen außerdem an den Endanwendungen?
- ▶ Inwieweit existieren regionale Erzeugungspotenziale für die erforderlichen Energieträger?
- ▶ Existieren technische oder regulatorische Einschränkungen für die erfolgreiche Implementierung einzelner Bereitstellungspfade in der IRMD?

Auf diese Weise sollen jene Pfade identifiziert und in der weiteren Analyse vertieft betrachtet werden, deren Einführung für die IRMD besonders interessant erscheinen. Weiterführende Informationen mit Blick auf eine quantitative Bestandsaufnahme der heutigen Nutzung sowie einer Potenzialanalyse Grüner Gase findet sich in Kapitel 2. Zusätzlich erfolgt dort eine Analyse der tatsächlichen Wertschöpfungspotenziale auf Basis von Modellrechnungen des Fraunhofer IMW.

---

<sup>48</sup> Eine Detailbeschreibung der 19 untersuchten Bereitstellungspfade findet sich in Kapitel 2.2.1.2.

Die Verarbeitung und Bereitstellung **konventioneller Kraftstoffe** wie Diesel und Kerosin (**Pfad 1**) auf Basis importierten Erdöls in der IRMD erfolgt heute zum überwiegenden Teil durch die TOTAL Raffinerie in Leuna (für Details siehe Kapitel 3.2.1.2.1 und Materialband A 2.1.1). Der jährliche Rohölbedarf der Raffinerie liegt bei etwa 12 Mio. t/a. Eine langfristige Abkehr von konventionellen Kraftstoffen birgt damit das Risiko des Verlustes eines Teils der bestehenden regionalen Wertschöpfung. Umso bedeutender sind regionale Potenziale für die Bereitstellung oder Veredelung Grüner Gase, um auch zukünftig die regionale Wirtschaftsleistung zu stärken.

Die untersuchten **PtL-Kraftstoffpfade** für Diesel und Kerosin (**Pfade 2a und 2b**) nehmen eine Offshore-Quelle für erneuerbare Stromerzeugung sowie eine erzeugungsnahe Kraftstoffproduktion an. Entsprechend findet keine Erzeugungswertschöpfung in der IRMD statt. Hintergrund ist die hohe Wahrscheinlichkeit, dass flüssige Kraftstoffe, aufgrund der hohen Energiedichte, zukünftig vor allem aus anderen Regionen kostengünstig nach Europa importiert werden können. Eine regionale Produktion wäre daher nur an Standorten mit hohen EE-Potenzialen und Volllaststunden wettbewerbsfähig, etwa an ausgewählten Offshore-Standorten in Nord- und Ostsee. Zur weiteren Kostenreduktion ist eine erzeugungsnahe und großskalige Kraftstoffproduktion essenziell. Diese Voraussetzungen scheinen in der IRMD nicht gegeben. Auch das benötigte CO<sub>2</sub> wird zur Vermeidung von Transportkosten vermutlich erzeugungsnahe produziert bzw. aus der Luft abgeschieden werden. Regionale Aktivitäten für den Aufbau lokaler Produktionskapazitäten für PtL-Kraftstoffe sollten dennoch nicht unerwähnt bleiben, gerade aufgrund des heute noch nicht bestehenden Weltmarktes für PtL-Kraftstoffe (z. B. Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP in Leuna sowie das E-CO<sub>2</sub>MET-Projekt der TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland und Sunfire, siehe Kapitel 3.2.1.2.1).

Für die Produktion von **Erdgas-basiertem Methanol (Pfad 3)** wurde in den Lebenszyklusanalysen ein europäischer Standort, etwa 500 km vom Endverbraucher angenommen. Das erforderliche Erdgas wird hierzu komplett aus nicht-europäischen Quellen importiert. In der IRMD erfolgt die Methanolsynthese etwa auch in der TOTAL Raffinerie in Leuna, sodass heute eine signifikante regionale Wertschöpfung zu erkennen ist. Ebenso wie für konventionelle Kraftstoffe besteht auch für fossiles Methanol die Gefahr, dass langfristig die bestehenden Produktionskapazitäten verringert werden, da THG-arme oder THG-freie Produktionspfade eingeführt werden.

Demgegenüber steht die **emissionsfreie Methanolproduktion (Pfade 4a und 4b)** aus grünem Wasserstoff und CO<sub>2</sub>. Hierbei gelten die gleichen Einschätzungen, die bereits für PtL-Diesel bzw. -Kerosin angeführt wurden. Gerade langfristig ist zu erwarten, dass sich ein weltweiter Markt für erneuerbares Methanol entwickeln wird, sodass heimische Standorte in einem starken Wettbewerb gegenüber importierten Methanol treten müssen. Aufgrund der deutlich besseren Produktionsbedingungen für erneuerbare Energien sowie der geringen Transportkosten für flüssige Energieträger und Chemikalien ist zu vermuten, dass sich eine Produktion vor allem an gut geeigneten Küstenstandorten lohnt. Auch wäre der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur für den Transport grünen

Wasserstoffs in die IRMD erforderlich. Die damit verbleibenden Wertschöpfungspotenziale entlang der Bereitstellungskette wären der überregionale und regionale Transport via Binnenschiffe und Lkw zum Endverbraucher. Siehe Kapitel 3.2.1.2.1 für weitere Details um die regionalen Aktivitäten um E-CO<sub>2</sub>MET (TOTAL Raffinerie und Sunfire) erwähnt.

In der **Erdgas**-Bereitstellungskette (**Pfad 5**) ist auf regionaler Ebene lediglich die Transport- und vor allem Verteilnetzinfrastuktur sowie Endverbrauchertechnologien in Form von Gasbrennern, -motoren oder -turbinen mit wirtschaftlichen Potenzialen verknüpft. Bei dem Einsatz von Erdgas im Mobilitätssektor ist im Falle von LNG überdies eine lokale Verflüssigung möglich, wie auch in den Lebenszyklusanalysen berücksichtigt. Auch durch den Einsatz von Erdgas zur H<sub>2</sub>-Produktion (siehe Pfad 8) können weitere lokale Erlöse erzielt werden. Mit Blick auf Infrastruktur oder Endgeräte ist die Umwidmung bzw. Umstellung auf Wasserstoff eine Option, um bestehende Wertschöpfung auch langfristig zu sichern und „Stranded Investments“ in diesem Bereich zu vermeiden. Entsprechende Entwicklungen wurden in Deutschland und Europa bereits angestoßen (siehe Kapitel 2.1.1.2).

Die regionalen Produktionskapazitäten für Biogas und **Biomethan (Pfad 6)** sind Teil einer ausführlichen Analyse in AP2 (siehe Kapitel 3.2.2). Dabei wurden in der IRMD bereits heute 16 Einspeiseanlagen für Biomethan identifiziert. Generell bietet die Nutzung von Biomethan große Potenziale als Substitut für Erdgas unter Nutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen sowie heutigen Endverbraucher. In Rahmen der Lebenszyklusanalysen wurden zwei Varianten zur Produktion von Biogas betrachtet, um die Bandbreite in den Ergebnissen durch die Abhängigkeit des verwendeten Rohstoffes aufzuzeigen: die Vergärung von Maisganzpflanzen (Anbaubiomasse, Pfad 6a) sowie von Reststoffen (z. B. Bioabfällen, Pfad 6b). Aus regionaler Sicht sind beide Pfade in der IRMD realisierbar. Existierende Biomethanaufbereitungsanlagen nutzen vorwiegend Biogas aus der Vergärung von Energiepflanzen oder Gülle. Mit Blick auf die THG-Emissionen ist die Verwertung von Reststoffen zu bevorzugen, doch werden begrenzte Verfügbarkeit und Kostengründe wohl vor allem kurzfristig weiterhin der regionale Anbau und Nutzung von Energiepflanzen im Mittelpunkt stehen. Neben der regionalen Bereitstellung ist auch die Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen und -endanwendungen (z.B. Gasbrenner, Gasthermen oder Gasturbinen) vorteilhaft. Für den Verkehrsbereich kann Biomethan ebenso wie Erdgas lokal komprimiert bzw. verflüssigt und als Treibstoff for CNG bzw. LNG-Fahrzeuge mit der bestehenden CNG/LNG-Betankungsinfrastruktur bereitgestellt werden. Jedoch erscheint diese Anwendung aus aktueller Marktperspektive weniger interessant. Allen Überlegungen muss jedoch das Bewusstsein um die starke Begrenztheit der Biomethan-Potenziale zugrunde liegen.

**Synth. Methan (PtG, Pfad 7)** wird aus Wasserstoff durch Methanisierung erzeugt. Um unter die Definition „Grüner Gase“ im Rahmen dieses Projekts zu fallen, ist sowohl die Nutzung von grünem Wasserstoff als auch eine biogene CO<sub>2</sub>-Quelle erforderlich. Als langfristig nachhaltige Alternativen zur CO<sub>2</sub>-Bereitstellung stehen daher nur Biomethan-anlagen (deren heute dezentrale Standorte eine kostenintensive CO<sub>2</sub>-Sammelstruktur

erforderlich machen) oder die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft. Eine Nutzung von Industrieabgasen ist dagegen nicht möglich, da in der Gesamtbetrachtung das abgeschiedene CO<sub>2</sub> bei späterer Verbrennung des Biomethans freigesetzt wird und daher keine CO<sub>2</sub>-neutrale Kette vorliegt. Mit Blick auf für die Region interessanten Wertschöpfungspotenziale durch die Produktion grünen Wasserstoffs sei auf die nachfolgende Beschreibung hierzu verwiesen. Während die Varianten 7a und 7b in Kapitel 2.2 von einer erneuerbaren Stromproduktion durch PV/Wind-Hybridkraftwerk in unmittelbarer Nähe der Power-to-Gas-Anlage ausgehen, erfolgt in den Varianten 7c und 7d die Stromproduktion durch Offshore-Windenergieanlagen (WEA) mit Import der daraus produzierten Gase in die Region. Ebenso wie für Biomethan ergibt sich hierdurch der Vorteil der Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen und -endwendungen.

Die Bereitstellung und Nutzung von **grauem Wasserstoff (Pfad 8)** ist in der IRMD bereits heute ein wichtiger Wirtschaftsfaktor, mit einer geschätzten täglichen Gesamtproduktion von etwa 7,5 Mio. Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub><sup>49</sup>. Zudem existiert bereits heute eine H<sub>2</sub>-Verteilinfrastruktur, darunter die reine H<sub>2</sub>-Pipeline im Mitteldeutschen Chemiedreieck sowie existierende Verflüssigungskapazitäten (siehe Details in den Kapiteln 0 und 3.2.1.3). Nach Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist auch die Umwidmung einer bestehenden Erdgasleitung im Energiepark Bad Lauchstädt durch die ONTRAS von Erdgas auf Wasserstoff mit einer Inbetriebnahme Ende 2022 vorgesehen [BNetzA 2021]. Einsatzbereiche der heutigen H<sub>2</sub>-Produktion fokussieren sich ausschließlich auf die industrielle Nutzung in der chemischen Industrie.

Zwar bietet **blauer Wasserstoff (Pfad 9)** die Möglichkeit, THG-armen Wasserstoff zu geringen Mehrkosten gegenüber grauem Wasserstoff bereitzustellen, doch ist die regionale Umsetzbarkeit entsprechender Pfade in der IRMD begrenzt. Bis heute ist aus Akzeptanzgründen nicht mit einer CO<sub>2</sub>-Endlagerung in unterirdischen Gesteinsformationen zu rechnen. Regionale CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Abtransport würden zwar den Weiterbetrieb der bestehenden Produktionskapazitäten erlauben, der Aufbau der entsprechenden Infrastruktur wäre aber mit deutlichen Mehrkosten verbunden. Im Rahmen der Lebenszyklusanalysen in Kapitel 2.2 lag der Fokus daher auf dem Import von blauem Wasserstoff aus Norwegen, wo das CO<sub>2</sub> direkt vor Ort aus den Gasströmen der Dampfreformierung abgeschieden und in unterirdischen salinen Aquiferen eingespeichert wird.

Nichtsdestotrotz existieren lokale Initiativen, beispielsweise unter Führung der TOTAL-Raffinerie Mitteldeutschland zusammen mit Linde, VNG, SKW Piesteritz, DOW Olefinverbund und opterra Zement, die den Aufbau einer vernetzten CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur für CCS und CCU in der Region mit einer Machbarkeitsstudie untersuchen wollen [Mühlhaus C. 2021].

Die Integration der Produktion und Bereitstellung von **grünem Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>, Pfad 10)** in der IRMD kann dagegen langfristig zu bedeutender Wertschöpfung für die Region beitragen. Mit Blick auf die zum Teil langwierigen Genehmigungsverfahren für

---

<sup>49</sup> Details hierzu sind in Kapitel 3.2.1.2 „H<sub>2</sub>-Erzeugung“ zu finden.



Großprojekte bietet die bestehende Energieinfrastruktur der ehemaligen Braunkohleregionen in Mitteldeutschland gute Voraussetzungen, für rasche Integration von Großelektrolyseuren sowie erneuerbare Stromerzeugungsanlagen. Auch die existierende Beschäftigungsstruktur unterstützt mit ihrem Fokus auf den Energiesektor sowie die chemische Industrie diesen Transformationsprozess.

Im Rahmen der Lebenszyklusanalysen in Kapitel 2.2 wurden drei verschiedene Varianten der Bereitstellung von grünem Wasserstoff mit unterschiedlicher regionaler Bedeutung diskutiert (siehe Pfad 10a-c). In den Bereitstellungspfaden 10a und b erfolgt die gesamte Wertschöpfung regional, mit einem PV/Wind-Hybridkraftwerk z. B. in einer ehemaligen Braunkohleregion. In Variante a wird der grüne Wasserstoff in unmittelbarer Nähe der Stromerzeugung in einem Großelektrolyseur erzeugt und über ein lokales H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz zu den Tankstellen und Endverbrauchern transportiert. Unterirdische H<sub>2</sub>-Röhrenspeichern am Elektrolyseur ermöglichen die Abfederung möglicher Fluktuationen in der erneuerbaren Stromerzeugung. In Variante b dagegen wird der erneuerbare Strom über das lokale Stromnetz abtransportiert. Die H<sub>2</sub>-Produktion findet in diesem Fall durch einen kleinen on-site Reformer an der Tankstelle oder in unmittelbarer Nähe anderer möglicher Verbraucher (z. B. eines Industriekomplexes) statt. Im Gegensatz hierzu wird in Bereitstellungspfad 10c die Elektrolyseanlage an der deutschen Küste in unmittelbarer Nähe zu einem Offshore-Windpark betrieben und der erzeugte Wasserstoff würde über ein deutschlandweites H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz in die IRMD transportiert.

Während die ersten beiden Varianten regionale Wertschöpfung entlang der gesamten Bereitstellungskette ermöglichen, findet diese in der dritten Variante ausschließlich in Bezug auf Transport und Abgabe an den Endverbraucher statt. Überdies existieren in beiden Varianten weitere unternehmerische Potenziale für die Fertigung von Komponenten für EE-Anlagen, Elektrolyseure, Infrastrukturen sowie Brennstoffzellen und anderen Endanwendertechnologien.

Interessanterweise zeigt die Produktion von grünem Wasserstoff auf Basis regionaler Stromerzeugung potenzielle Kostenvorteile gegenüber der angenommenen Offshore-Stromproduktion. Dies, verbunden mit möglichen Synergieeffekten durch die Nutzung bestehender Energieinfrastrukturen macht den grünen Wasserstoff besonders interessant für die IRMD.

Existierende Aktivitäten zu grünem Wasserstoff in der IRMD wurden bereits im 1. Zwischenbericht in Kapitel 2.2.1.1 aufgezeigt.

Abschließend soll auch auf die Produktion von **grünem Wasserstoff aus Biomethan (Pfad 11)** eingegangen werden. Wie bereits für die vorangehenden Bereitstellungspfade von Biomethan beschrieben, gelten auch für die Wasserstoffproduktion aus Biomethan viele Vorteile aus der Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur. Aufgrund des heute vergleichsweise geringen Biomethan-Anteils an der gesamten Gasversorgung der Region ist die Umwandlung mittels Dampfreaktor in Wasserstoff jedoch keine unbegrenzt skalierbare Produktionsmethode. Vielmehr sollten die vorhandenen (und beschränkten) Biomethanmengen als Ergebnis techno-ökonomischer Analysen direkt im Wärme- oder

Stromsektor eingesetzt werden, um weitere Wandlungsschritte zu verhindern. Die diskutierte Option zur dezentralen H<sub>2</sub>-Produktion mittels kleiner Dampfreformer (Leistung ca. 3,5 MW<sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>), wie sie auch Teil der Lebenszyklusanalysen ist, ist außerdem nicht gegenüber GroÑelektrolyseuren wettbewerbsfähig.

Die diskutierten Aspekte werden in Tabelle 2-24 zusammengefasst. Eine detaillierte, modellbasierte Analyse der Wertschöpfungsketten einschließlich der Komponenten und Endverbrauch erfolgt in Kapitel 5.

**Tabelle 2-24: Regionale Aspekte der unterschiedlichen Bereitstellungspfade**

Nr.	Kurzbeschreibung	Regionale Aspekte entlang der Bereitstellungspfade
1	konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	Verarbeitung importierten Rohöls etwa in TOTAL Raffinerie in Leuna
2a	PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	Import von PtL-Kraftstoffen aus dem Ausland oder sehr gut geeigneten, zentralen Standorten an Nord- und Ostsee wahrscheinlich, daher keine regionale Wertschöpfung (außer ggfs. Technologiebereitstellung)
2b	PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	Wertschöpfung (außer ggfs. Technologiebereitstellung)
3	Methanol (ATR, Erdgas)	Verarbeitung importierten Erdgases zu Methanol etwa in TOTAL Raffinerie in Leuna
4a	PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	Import von PtL-Kraftstoffen aus dem Ausland oder sehr gut geeigneten, zentralen Standorten an Nord- und Ostsee wahrscheinlich, daher keine regionale Wertschöpfung (außer ggfs. Technologiebereitstellung)
4b	PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	Wertschöpfung (außer ggfs. Technologiebereitstellung)
5	Erdgas (Import)	Regionale Wertschöpfung durch Transport- und Verteilinfrastruktur sowie Technologien für Endverbraucher (Verflüssigung + LNG-Fahrzeuge)
6a	Biomethan (Anbaubiomasse)	Regionale Wertschöpfung durch Biogas/Biomethanproduktion, Transport- und Verteilinfrastruktur sowie neue Technologien für Endverbraucher (Verflüssigung + LNG-Fahrzeuge)
6b	Biomethan (Reststoffe)	Regionale Wertschöpfung durch Biogas/Biomethanproduktion, Transport- und Verteilinfrastruktur sowie neue Technologien für Endverbraucher (Verflüssigung + LNG-Fahrzeuge)
7a	PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	Zu Varianten: siehe grüner Wasserstoff Regionale Wertschöpfung durch Methanisierung, Transport- und Verteilinfrastruktur sowie neue Technologien für Endverbraucher (Verflüssigung + LNG-Fahrzeuge)
7b	PtG (PV/Wind + DAC)	
7c	PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	
7d	PtG (Wind offshore + DAC)	
8	SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	Bestehende H <sub>2</sub> -Produktion durch SMR von importiertem Erdgas in Industrieclustern
9	SMR + CCS (Import)	Import von blauem Wasserstoff, Wertschöpfung vorrangig durch Verteilung und Abgabe an Endverbraucher

Nr.	Kurzbeschreibung	Regionale Aspekte entlang der Bereitstellungspfade
10a	PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	Komplette Bereitstellungskette für grünen Wasserstoff in der Region realisierbar mit hohen Potenzialen für regionale Wertschöpfung bei EE-Erzeugung, H <sub>2</sub> -Produktion, Verteilung und Abgabe an Endverbraucher
10b	PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	Import von grünem Wasserstoff in die Region, Wertschöpfung vorrangig durch Verteilung und Abgabe an Endverbraucher
10c	PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	Import von grünem Wasserstoff in die Region, Wertschöpfung vorrangig durch Verteilung und Abgabe an Endverbraucher
11	SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)	Regionale Wertschöpfung möglich, Einsatz allerdings in Konkurrenz zu direktem Biomethaneinsatz im Wärme- und Stromsektor

### 2.3.2 Beschreibung und Einordnung der Energieketten im Sinne möglicher Einführungsstrategien

Im Folgenden erfolgt eine zusammenfassende Einordnung der in Kapitel 2.2.2 diskutierten Energieketten mit Blick auf die IRMD. Dabei wird auf die Rolle von Methan, Wasserstoff sowie flüssiger Energieträger auf Basis Grüner Gase eingegangen.

#### 2.3.2.1 Methan

Grüne Gase auf Basis von Methan wie Biogas, synthetisches Methan oder Bio-LNG stellen eine wichtige und kurzfristige Einführungsoption Grüner Gase in der Region Mitteldeutschland dar. Jedoch ist die langfristige Rolle eines Methanetzes parallel zum sich entwickelnden H<sub>2</sub>-Netz heute noch nicht absehbar. Aus Sicht der Transportgasnetzbetreiber könnte langfristig das Gasnetz vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden und nur wenige Gasnetzabschnitte auf Verteilnetzebene für Methangas verbleiben, ähnlich wie für Wasserstoff heute.

**Biomethan** wird in geringen Mengen bereits heute aus Biogas aufbereitet und kann wegen seiner technischen und energetischen Eigenschaften dem heutigen Erdgasnetz zugemischt werden. Dadurch kann Biomethan eine kurzfristig CO<sub>2</sub>-reduzierende Wirkung in der Wärme- und Stromversorgung als Erdgassubstitut entfalten. Im Verhältnis zu anderen Grüngas-Alternativen sind die investiven Mehrkosten dafür vergleichsweise gering, da keine Infrastrukturanpassungen im Gasnetz (Einspeisung auf Verteilnetzebene) erforderlich sind. Um einen signifikanten Beitrag zu leisten, ist dafür jedoch eine Erhöhung der Zahl von Biogasaufbereitungsanlagen und Einspeisestationen für Biomethan ins Gasnetz vorzusehen. Eine konsequente verstärkte Einführung von Biogas bedarf dabei flankierender regulatorischer Anreize (z. B. Quotenregelung oder erweiterte Einspeiseprivilegien).

Mit Blick auf eine Substitution von Erdgas sind dem Einsatz von Biomethan jedoch potenzialbedingt Grenzen gesetzt. Der zunehmende Ausbau von Fernwärmenetzen stärkt die Rolle von Biomethan etwa in zentralen KWK-Anlagen. Andererseits wäre im Falle einer

langfristig konsequenter Umstellung des Gasnetzes auf reinen H<sub>2</sub>-Betrieb, ein Hauptanwendungsgebiet von Biogas bzw. Biomethan auch in dezentralen KWK-Anlagen.

**Synthetisches Methan (PtG)** ist ebenfalls technisch bzw. energetisch voll kompatibel im Sinne einer Einspeisung in das bestehende Gasnetz. Aufgrund mangelnder Wettbewerbsfähigkeit (Effizienzverluste der Umwandlung, Investitionen in zusätzliche Methanisierungsanlagen mit CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus Biomethananlagen oder Luft) sehen wir jedoch derzeit keine signifikanten Einsatzpotenziale in der Mobilität, der Industrie oder dem Wärme- und Stromsektor. Stattdessen erscheint die Verwendung von Biomethan (bis zum Erreichen des Produktionspotenzials) sinnvoller. Langfristig ist alternativ auch eine Umstellung vieler Verbraucher direkt auf Wasserstoff wahrscheinlich. Sollte aber auch in Zukunft die Bedeutung eines separaten Methangasnetzes gewünscht werden, so könnte Methan via PtCH<sub>4</sub> die potenzialbegrenzten CH<sub>4</sub>-Mengen aus Biomethan ergänzen.

**Bio-LNG** ist eine Form Grüner Gase, die sich nicht des Gasnetzes zur Verteilung an den Endverbraucher bedient. Bio-LNG kann sowohl aus Biogas über Umwandlung zu Biomethan und anschließende Verflüssigung oder auch direkt aus erneuerbarem Strom via PtCH<sub>4</sub> mit nachfolgender Verflüssigung gewonnen werden. Während die Anlagen der ersten Option eher regional beheimatet sind, dürfte die Bio-LNG-Herstellung aus PtCH<sub>4</sub> eher zentral erfolgen. Aus Wertschöpfungsperspektive wäre also die erste Option der zweiten vorzuziehen, ist dann aber wie auch Biogas potenzialbeschränkt. Inwieweit Bio-LNG allerdings eine Chance zum Einsatz als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge finden kann mit nennenswertem Absatz in der Region, ist wegen der besonders hohen Dynamik in der Entwicklung alternativer schwerer Nutzfahrzeugantriebe mit einem Trend zur Ablösung von Verbrennungsmotoren durch E-Antrieb (Batterie oder Brennstoffzelle) derzeit ungewiss.

### 2.3.2.2 Wasserstoff

Wasserstoff kann heute aus verschiedenen Quellen hergestellt werden, wobei derzeit grüner Wasserstoff aus erneuerbarem Strom politisch zur Erfüllung der THG-Emissionsminderungsziele und blauer Wasserstoff aus fossilem Erdgas (mit CCS) aus Sicht einer möglichst kostengünstigen Einführung für die Industrie im Fokus stehen. Die Farbe des Wasserstoffes ist jedoch über eine entsprechende Sicherstellung seiner technischen und energetischen Eigenschaften ohne Einfluss auf Aufbau und Betrieb einer entsprechenden Gastransport- oder -verteilnetzinfrastruktur. Mittel- und langfristig ist der Aufbau einer dedizierten H<sub>2</sub>-Transport- und Importinfrastruktur (Umwidmung und Neubau) in Vorbereitung, da diesem eine tragende Rolle als Speicher- und Transportmedium erneuerbarer Energien und universellem bzw. in der Nutzung CO<sub>2</sub>-freien Energieträger im zukünftigen Energiesystem zukommt. So hat im März 2021 die Bundesnetzagentur in einem Änderungsverlangen zum aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 24 Anlagen und Leitungen zur Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff beschrieben [BNetzA 2021]. Insgesamt wird Wasserstoff vor dem Hintergrund einer möglichst kosteneffizienten Umstellung des Energiesystems als notwendiges Element, wenn oft auch als *Ultima Ratio*, zur Ablösung fossiler Energieträger wie Erdöl und Erdgas gesehen.

Das sich einstellende Verhältnis aus grünem und blauem Wasserstoff im Lauf der Zeit wird das Ergebnis des politisch-industriellen und gesellschaftlichen Diskurses sein und lässt sich heute nur in Grenzen der Klimapolitik, d. h. der THG-Emissionsreduktionsziele vorhersagen. In den folgenden Beschreibungen des Einsatzes von grünem oder blauem Wasserstoff liegt der Fokus daher auf den kurzfristigen Einsatzfällen mit perspektivischem Ausblick.

Aus Sicht der Gasnetzinfrastruktur ist eine schnelle Skalierung des H<sub>2</sub>-Gasnetzes von herausragender Bedeutung, da die Kosten erst bei nennenswerten Energiemengen wie erwünscht signifikant und nahezu konkurrenzlos im Wettbewerb mit lokalen Gasverteilalternativen sinken werden. Aus diesem Grund steht für die Gasversorger eine Belieferung von Industrie-Clustern wie etwa dem Chemiedreieck Mitteldeutschland zeitlich im Vordergrund. Der Aufbau und Betrieb dedizierter H<sub>2</sub>-Verteilinfrastrukturen bietet langfristig zudem Synergiepotenziale für einen H<sub>2</sub>-Einsatz auch in anderen Bereichen, wie etwa dem Wärmemarkt. In jedem Fall bedarf es in Deutschland bzw. zur Ermöglichung grenzüberschreitenden Gastransportes (Stichwort: Importe) auch europa-weit bereits kurzfristig einer konsistenten und H<sub>2</sub>-tauglichen Gasnetzregulatorik, die z. B. auch eine definierte H<sub>2</sub>-Qualität garantiert (z. B. in Industrie- und BZ-Qualität).

### Grüner Wasserstoff

Bereits kurzfristig ist der Einsatz von grünem Wasserstoff vor allem im Mobilitätssektor interessant. Gründe sind die hohe Zahlungsbereitschaft sowie die im Vergleich zu anderen Anwendungen geringe Preislücke zu fossilen Referenz-Kraftstoffen sowie der hohe sektorale, politisch motivierte Druck zur raschen Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Allerdings muss die Politik zur Förderung der Technologie auch mittelfristig noch auf entsprechende Steuereinnahmen verzichten, wie sie etwa bei fossilen Kraftstoffen existieren. Im Fokus stehen dabei Mobilitätsanwendungen mit flottenbasierter H<sub>2</sub>-Versorgungsinfrastruktur (CGH<sub>2</sub> oder LH<sub>2</sub>), etwa wegen der spezifisch niedrigeren Infrastrukturkosten. Dies schließt insbesondere den Straßenschwerlastverkehr sowie Schienenverkehr auf nicht-elektrifizierten Streckenabschnitten ein. Eine Einführung in diesen Segmenten lässt sich etwa durch flankierende Regulatorik wie z. B. im Sinne einer Technologieförderung oder strenger Emissionsvorgaben (Beispiel Schweiz) unterstützen.

Anders als im Pkw-Segment, stellt die batterie-elektrische Mobilität keine Alternative zu wasserstoff-betriebenen Brennstoffzellen für den Schwerlastverkehr dar. Auch aufgrund der Beobachtung anderer Weltmärkte (vor allem in Asien) ist davon auszugehen, dass der Anteil grünen Wasserstoffs als Pkw-Kraftstoff mittel- bis langfristig noch zunehmen wird.

Aufgrund des geringen Rückverstromungswirkungsgrades einer PtH<sub>2</sub>-basierten Stromerzeugung von im besten Fall 40 % (Vollzyklus) ist ein kurzfristiger Einsatz von Wasserstoff zur Stromerzeugung nur dann sinnvoll, wenn in Ermangelung mittel- und langfristiger immer weniger werdender regelbarer Kraftwerke (alle fossilen, biomasse-basierte und Wasserkraftwerke) erneuerbarer Strom über längere Zeiträume nicht zur Verfügung steht. Selbst der sogenannte „Überschussstrom“, der die Basis für die Überlegungen zur kostengünstigen Bereitstellung von grünem Wasserstoff ist, steht

mittel- bis langfristig nicht in ausreichender Menge zur Verfügung. Tatsächlich sollte Wasserstoff zur Stromerzeugung daher regelrecht vermieden werden, solange das möglich ist. Da im Falle einer vollständigen THG-Emissionsreduktion bis 2050 auch keine Gaskraftwerke mehr zur Stützung eingesetzt werden dürfen, stellt jedoch langfristig und in zunehmendem Maße (vor allem bei steigendem Durchdringungsgrad erneuerbarer Stromerzeugung) die Rückverstromung von Wasserstoff eine wichtige Säule des Stromnetzes dar. Dies gilt insbesondere mit Blick auf saisonale Energiespeicherkapazitäten, etwa in unterirdischen Speichern.

Eine Produktion von Wasserstoff auf Biomasse-Basis erscheint wegen der zusätzlichen energetischen Verluste und damit verbundenen höheren Kosten sowie der eingeschränkten lokalen Erzeugungspotenziale mittel- bis langfristig eher unwahrscheinlich. Stattdessen ist der direkte Einsatz von Biomethan im Wärme- und Stromsektor zu bevorzugen.

### **Blauer Wasserstoff**

Gerade kurzfristig dürfte blauer Wasserstoff im Sinne einer beschleunigten Grüngas-Infrastrukturentwicklung und aus Sicht der Industrie von großem Interesse sein. Spezifische Gestehungskosten von ca. 2 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> auf Basis der CCS-Technologie stehen dabei jenen von grünem Wasserstoff von ca. 5 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> gegenüber. Aus der Sicht Mitteldeutschlands ist allerdings die Option einer Produktion blauen Wasserstoffs mittels regionaler Dampfreformierung und CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit Abtransport in Länder mit entsprechenden CO<sub>2</sub>-Endlagerstätten aus Kostengründen (separate CO<sub>2</sub>-Rohrleitungs-transport, da Schiffstransport nicht möglich) oder alternativ mit regionaler CO<sub>2</sub>-Endlagerung aus Akzeptanzproblemen auszuschließen. Dennoch könnte ein Import von blauem Wasserstoff aus anderen Regionen, etwa Norwegen bereits mittelfristig, also z. B. nach 2025 wirtschaftlich darstellbar sein. Zwingend erforderlich ist hierfür allerdings der Aufbau eines dedizierten H<sub>2</sub>-Transportnetzes, das eine großskalige, d. h. für Industrieanwendungen, relevante Größenordnung von emissionsreduziertem Wasserstoff auch in diesem Zeithorizont zu geringen Bereitstellungskosten verfügbar macht. Mit einem gut ausgebauten H<sub>2</sub>-Basisnetz könnte dann auch grüner Wasserstoff immer kostengünstiger verfügbar werden.

Mittel- bis langfristig sind Investitionen in fossile H<sub>2</sub>-Produktionstechnologien (einschließlich CCS) vermehrt mit dem Risiko für „Stranded Investments“ bzw. „Lock-In-Effekte“ verbunden, da „CO<sub>2</sub>-armer“ Wasserstoff spätestens ab 2045 aus Gründen der THG-Neutralität eigentlich keine Option darstellt. Ausgehend von durchschnittlichen Anlagenlebensdauern von 20 Jahren sollten entsprechende Investitionen in Neuanlagen nach 2030 aus betriebswirtschaftlicher Perspektive vermieden werden, um sogenannte „Lock-in“-Effekte zu vermeiden. Außerdem zeigt bereits die aktuelle öffentlich-politische Diskussion, dass die Bedeutung von grünem Wasserstoff zur Erreichung der Klimaschutzziele in seiner öffentlichen Wahrnehmung durch eine zunehmende Vermengung der Begriffe beschädigt werden kann.

### 2.3.2.3 Flüssige Energieträger auf Basis Grüner Gase

**PtL-Diesel** bzw. **PtL-Kerosin** als Kraftstoffe für den Straßen- bzw. Flugverkehr werden aufgrund der hohen Energieverluste bei ihrer Herstellung aus erneuerbarem Strom und damit verbundenen hohen Bereitstellungskosten kurz- bzw. mittelfristig keine Rolle spielen. Dagegen ist absehbar, dass erforderliche THG-Emissionssenkungen bestehenden Fahrzeugflotten im Verkehrsbereich kurzfristig voraussichtlich vor allem durch eine Kombination einer zunehmenden Verwendung von EE-Strom (im Straßen- / Schienenverkehr), grünem Wasserstoff sowie fortschrittlichen Biokraftstoffen (siehe RED II Annex IX) erfolgen.

Entsprechend ist im Straßenverkehr auch langfristig wegen absehbarer Abkehr vom Verbrennungsmotoren (etwa durch kostenintensive Schadstoffemissionsreduktion, Lärmemissionen, Befahrungsverbote in Städten) sowie der weiterhin hohen Kosten mit keiner Anwendung für PtL-Diesel zu rechnen. Dagegen dürfte in schwer zu dekarbonisierenden Mobilitätsanwendungen (vor allem in Schiff- und Luftfahrt) aufgrund der hohen benötigten Energiedichten mittel- bis langfristig PtL-Kerosin bzw. PtL-Diesel ein wesentliches Element darstellen. Allerdings ist davon auszugehen, dass der zukünftige Bedarf für PtL-Kraftstoffe wegen der deutlich geringeren Herstellungskosten in anderen Weltregionen und des insgesamt geringen Transportkostenanteils nahezu vollständig aus Importen gedeckt werden wird.

Wenn allerdings PtL künftig einen nennenswerten Beitrag zur Dekarbonisierung der Bestandsflotte im Verkehrssektor spielen soll, müssten notwendige Investitionen für den Aufbau zukünftiger Produktionskapazitäten und zum Erreichen einer Wettbewerbsfähigkeit bereits kurzfristig erfolgen. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass sich auch andere innovative und wettbewerbsfähige Antriebskonzepte mit Nutzung von Wasserstoff (z. B. LH<sub>2</sub> für Brennstoffzellen oder H<sub>2</sub>-Turbinen) für das Anwendungssegment der Luftfahrt in der Entwicklung befinden, die auch langfristig etwa 1/3 geringere spezifische Kosten bei gleicher Verkehrsleistung verursachen.

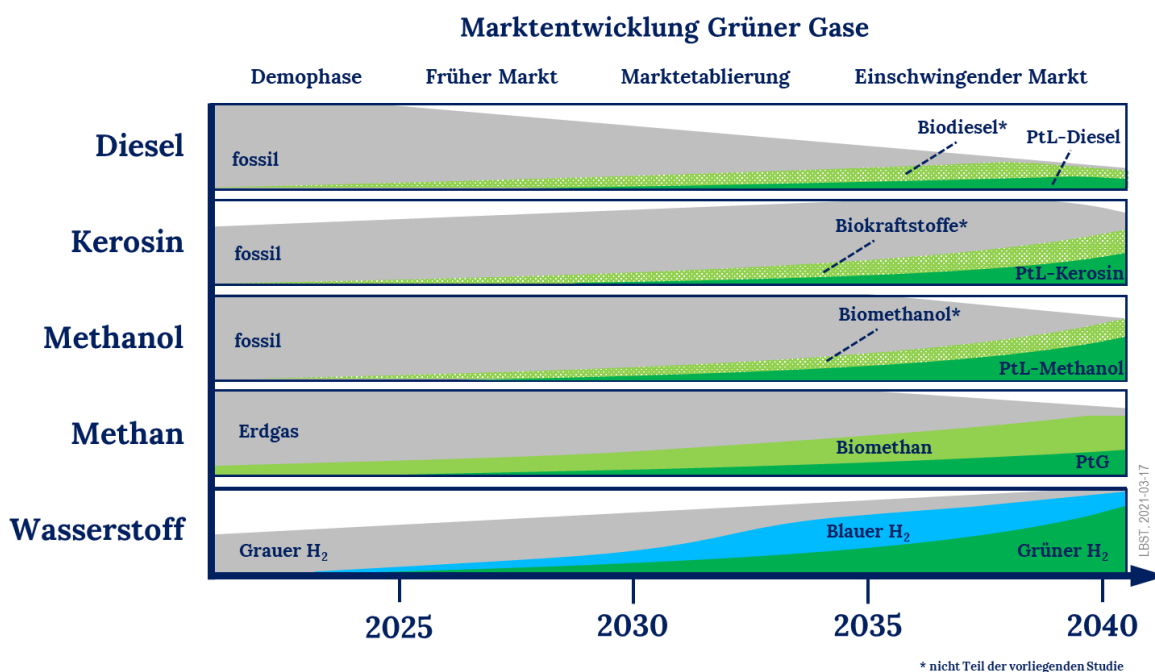
**Methanol** wurde in dieser Studie als Alternativkraftstoff für den Verkehrssektor mit Fokus auf die Binnenschifffahrt untersucht und kann dabei aus heutiger Perspektive aus Kostengründen (Faktor 2 gegenüber dem direkten H<sub>2</sub>-Einsatz, siehe etwa Abbildung 2-29) zumindest für den kurzfristigen Einsatz ausgeschlossen werden. Dieses liegt vor allen Dingen an der energieintensiven Vorkette zur PtL-Herstellung.

Die heutige Methanolherstellung als Ausgangsstoff/Basischemikalie für die chemische Industrie erfolgt effizient und kostengünstig auf der Basis von fossilem Erdgas. Ein Ersatz durch Methanol, hergestellt auf der Basis von grünem Wasserstoff (Fischer-Tropsch), erscheint erst bei deutlich steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen als wirtschaftliche Option. Kurzfristig interessanter für die Industrie zur Methanolherstellung könnte allerdings der Einsatz von blauem Wasserstoff sein. Eine detaillierte Analyse lag allerdings außerhalb des Rahmens dieser Studie.

### 2.3.2.4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der vorab begründeten Lebenszyklusanalysen aus dem Blickwinkel einer sinnvollen Einführungsstrategie in der Region Mitteldeutschland sind in Abbildung 2-43 und Abbildung 2-44 zusammengefasst. Beide Abbildungen sind dabei als qualitativ zu interpretieren, mit der Absicht die Verhältnisse der Grünen Gase in ihrer Bedeutung zueinander und ihrer möglichen Ein- bzw. auch Ausphasung sowie der möglichen Reihenfolge der Einführung Grüner Gase in unterschiedlichen Endanwendungen von heute bis 2050 einzuordnen. Diese schematische Darstellung dient damit als Anhaltspunkt Basis für die detaillierten Analysen in den folgenden Arbeitspaketen.

Die Ergebnisse wurden in einem ersten Expertenworkshop am 30. März 2021 mit Teilnehmern aus Politik, Industrie und Wissenschaft diskutiert (siehe hierzu Materialbad A2.1).



**Abbildung 2-43: Schematische, d. h. nicht maßstabsgetreue Darstellung der künftigen Bedeutung Grüner Gase in der Region Mitteldeutschland**

Die Bedeutung Grüner Gase für die Substitution bestehender Energieträger werden dabei in Abbildung 2-43 zusammengefasst. Dabei wurde jeweils schematisch der Anteil der untersuchten Grünen Gase am jeweiligen Gesamtverbrauch dargestellt. Biomassebasierte Flüssigkraftstoffe wie Bioethanol-, Biomethanol oder Biodiesel fallen nicht unter die Definition Grüner Gase wurden daher gesondert ausgewiesen.

Verbunden mit steigenden Marktanteilen ist auch die Einführung Grüner Gase in neuen Anwendungen. Eine zeitliche Abfolge der unterschiedlichen Anwendungen in den untersuchten Sektoren mit Blick auf Kosten, THG-Emissionen sowie technologischer Reife ist in Abbildung 2-44 dargestellt.



Im Mobilitätssektor ist der Einsatz grünen Wasserstoffs für BZ-Anwendungen bereits kurzfristig attraktiv, gerade im Schwerlastsegment oder bei BZ-Zügen. Aufgrund Ankündigungen zur Massenproduktion von vor allem asiatischen Herstellern bieten sich außerdem auch im Pkw-Bereich bereits in der 2. Hälfte des Jahrzehnts interessante Anwendungsbereiche (etwa bei Flottenanwendungen). Im Bereich der Luftfahrt ist PtL-Kerosin für eine deutliche THG-Emission bestehender Flotten ab 2030 ggfs. trotz der hohen Bereitstellungskosten erforderlich. Für die Zeit nach 2035 sind dagegen auch Flugzeuge mit H<sub>2</sub>-Treibstoff angekündigt.

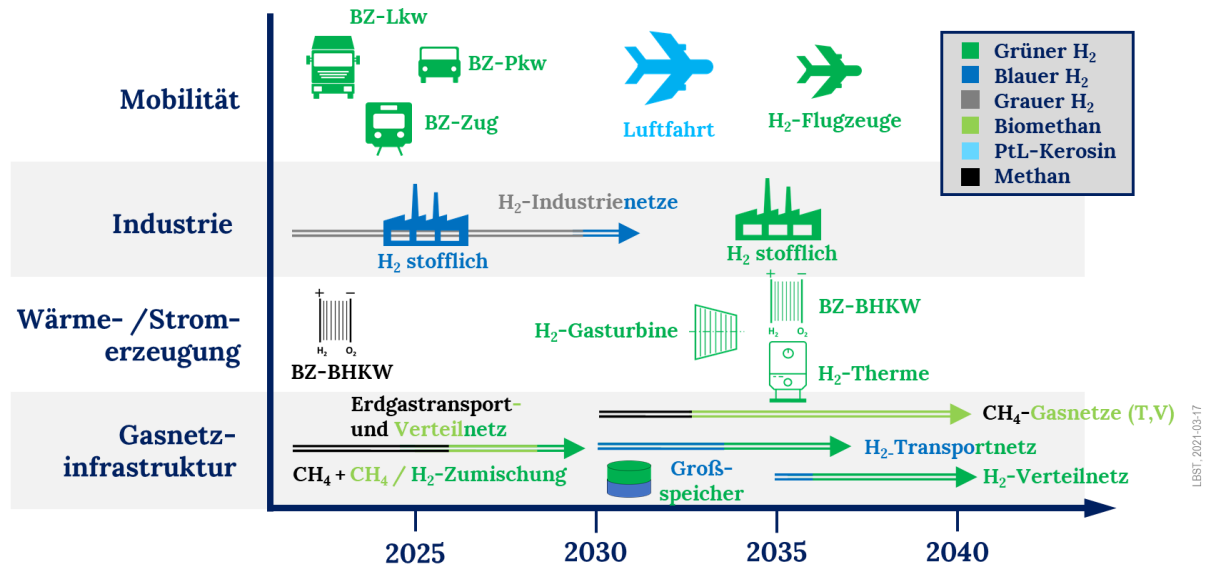


Abbildung 2-44: Wahrscheinliche Einführungszeitpunkte Grüner Gase in verschiedenen Endenergieanwendungen

Im Industriesektor ist eine wesentlich höhere Preissensibilität zu erkennen, weshalb zunächst mit der Umstellung des heute nahezu ausschließlich grauen Wasserstoffs zu blauem Wasserstoff zu erwarten ist. Während existierende H<sub>2</sub>-Netze zunächst noch vorwiegend grauen Wasserstoff transportieren, wird der Anteil von blauem Wasserstoff um 2030 schrittweise zunehmen. Erste Projekte mit blauem Wasserstoff in Deutschland werden jedoch vor-Ort durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung und anschließendem Abtransport per Schiff etwa nach Norwegen für CO<sub>2</sub>-Endlagerung erfolgen. Langfristig ist eine zunehmende Beimischung von grünem Wasserstoff auch in den Transportnetzen denkbar, mit ersten ausschließlich mit grünem Wasserstoff betriebenen Industrieanlagen.

Im Stromsektor und Wärmesektor ist die Nutzung Grüner Gase kurzfristig auf die Erhöhung des Biomethananteils im Erdgasnetz beschränkt. Auch die diskutierte Beimischung von Wasserstoff zu Anteilen über den heute möglichen 10 Vol.-% ist möglich, sollte jedoch vor dem Hintergrund anderer Anwendungen nur bedingt zur Dekarbonisierung des Wärmesektors eingesetzt werden. BZ-Technologien sind bereits heute mit internem Reformier und damit der Nutzung von grauem Wasserstoff verfügbar. Jedoch ist

aktuell keine hohe Marktdurchdringung dieser Technologie zu erwarten. Frühzeitig ist bereits die Anbindung zentraler H<sub>2</sub>-Kraftwerke an H<sub>2</sub>-Netze möglich, etwa große BHKWs oder H<sub>2</sub>-GuD-Kraftwerke. Durch den parallelen Aufbau einer dedizierten H<sub>2</sub>-Verteilinfrastruktur zusätzlich zu einer zunehmend auf Biomethan oder synthetischem Methan basierenden Verteilinfrastruktur werden dann auch Mitte der 2030er Jahre Anwendungen für Wasserstoff im Wärmemarkt interessant, etwa durch Brennstoffzellen oder H<sub>2</sub>-Brenner. Eine Blaupause könnte die angedachte Umstellung des Gasnetzes in Nordengland auf 100 % Wasserstoff bieten (siehe [H21 2019]).

### 2.3.3 Für die Region relevante aktuelle und erwartete Fördermöglichkeiten

Existierende und zukünftige Fördermöglichkeiten sind nach heutiger Einschätzung ein wesentlicher Hebel bei der Markteinführung und -entwicklung Grüner Gase (siehe auch Ausführungen in Kapitel 7 - Handlungsempfehlungen). Dies gilt insbesondere, da Grüne Gase aktuell keine wirtschaftlich attraktive Substitutionsmöglichkeit für fossile Referenztechnologien darstellen. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen, etwa mit nicht ausreichender CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind dafür ebenso verantwortlich wie die heute noch hohen Bereitstellungskosten (siehe Lebenszyklusanalysen in 2.2.2) und hohe Beschaffungs- und Installationskosten für Infrastruktur oder Fahrzeuge bzw. Endgeräte.

Mit Blick auf die IRMD stehen vor allem solche Fördermöglichkeiten im Fokus, die entweder die Einführung neuer Technologien (z. B. H<sub>2</sub>-Technologien) fördern, oder den Fokus auf die strukturell-wirtschaftliche Förderung zur regionalen Entwicklung richten. Dabei ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass eine Kombination diverser Förderprogramme der unterschiedlichen Ebenen im Rahmen eines Projekts sinnvoll sein kann, gerade wenn in einem Verbundvorhaben unterschiedliche Aspekte der Wertschöpfungskette abgedeckt werden. So ist beispielsweise die Förderung von Elektrolyseuren meist unabhängig von der Bereitstellung der Betankungsinfrastruktur oder der Beschaffung der BZ-Fahrzeuge zu betrachten.

Im Folgenden werden die wichtigsten bestehenden bzw. absehbaren Fördermöglichkeiten aufgeführt, die vor diesem Hintergrund für Akteure in der IRMD von Relevanz sind. Dabei werden sowohl europäische (Kapitel 2.3.3.1) und nationale (Kapitel 2.3.3.2) Fördermöglichkeiten berücksichtigt, als auch Programme und Entwicklungen auf Landesebene der betrachteten Bundesländer (2.3.3.3).

Weitere Details zu den genannten Programmen sind außerdem in Form von Steckbriefen im Materialband unter A.1.4 und A.1.5 zu finden. Dabei berücksichtigt werden unter anderem folgende Kriterien: Fördernde Institution, Förderzweck und -gegenstand, Art der Förderung, Förderhöhe.

Aufgrund der Vielzahl an untersuchten Technologien im Rahmen dieser Studie, wird an dieser Stelle zunächst auf eine Vielzahl allgemeiner Fördermöglichkeiten hingewiesen sowie eine Indikation für deren Anwendbarkeit auf Biomethan, Wasserstoff sowie PtG- und PtL-Technologien gegeben:

- ▶ Gerade mit Blick auf die Errichtung und den anschließenden mehrjährigen Betrieb von Wasserstoff- und PtG/PtL-Technologien sind dabei zumeist sowohl CAPEX als auch OPEX-Förderungen im Bereich mehrerer Millionen € für die Umsetzung dieser Großprojekte erforderlich. Beispiele sind etwa die Reallabore der Energiewende oder Förderungen innerhalb des europäischen „Innovation Fund“.
- ▶ Im Gegensatz dazu beschränken sich einige Förderprojekte, etwa im Verkehrsbereich, auf Investitionszuschüsse für Fahrzeuge oder Betankungsinfrastrukturen.
- ▶ Für überregionale Infrastrukturvorhaben der Gastransport- und verteilnetze dagegen liegen die Investitionskosten deutlich über den vorangegangenen Beispielen, wodurch die große Bandbreite und Heterogenität der Förderungen aufgezeigt wird.

Hinweis: Aufgrund der hohen Ambitionen bei der Entwicklung eines H<sub>2</sub>-basierten Energiesystems, wie sie etwa im Rahmen der Wasserstoffstrategie der europäischen Kommission oder der deutschen Bundesregierung aufgezeigt wurden, liegt ein Schwerpunkt gegenwärtiger und zukünftiger Förderprogramme auf dem Themengebiet Wasserstoff und damit verbundener Grüner Gase.

### 2.3.3.1 Fördermöglichkeiten auf europäischer Ebene

Auf europäischer Ebene sind vor allem das Programm „Horizon Europe“ sowie der europäische Innovationsfonds „Innovation Funds“ zu nennen (siehe Tabelle 2-25).

**Tabelle 2-25: Aktuelle Fördermöglichkeiten auf europäischer Ebene**

Förderprogramm	Fördermittelgeber	Kurzbeschreibung
<b>Horizon Europe</b> (Steckbrief <b>Materialband A 1.4.1</b> )	EU-Kommission	Nachfolgeprogramm für „Horizon 2020“ für den Zeitraum 2021 bis 2027  Forschungsprogramm für Entwicklung (bis TRL 8: Demonstrationsprojekte) u. a. für den Bereich Umweltverschmutzung und Klimawandel <b>in allen Sektoren</b>
<b>Innovationsfonds</b> („ <b>Innovation Fund</b> “) (Steckbrief <b>Materialband A 1.4.2</b> )	EU-Kommission	Förderung von (Groß-)Projekten zur THG-Emissionsminderung im Zeitraum 2020 bis 2030  Mehrkostenzuschüsse für Investitions- und Betriebskosten

Förderprogramm	Fördermittelgeber	Kurzbeschreibung
<b>IPCEI Wasserstoff (Important Project of Common European Interest)</b>	EU-Mitgliedsstaaten	Ermöglichung länderübergreifende Projekte aus dem Bereich Wasserstoff durch außer Kraft setzen der europäischen Beihilferichtlinien  Deutschland: Bewerbungszeitraum Frühjahr 2021 (Interessensbekundungen durch Projektskizzen)

Beide Programme wurden von der europäischen Kommission für den Zeitraum 2021 bis 2027 (Horizon Europe) und 2020 bis 2030 (Innovation Fund) eingerichtet.

Ziel von „**Horizon Europe**“ ist die Entwicklung von Forschung und Innovation unter anderem im Bereich Umweltverschmutzung und Klimawandel für alle Sektoren. Das Programm setzt auf 3 Säulen auf, darunter globale Herausforderungen und industrielle Wettbewerbsfähigkeit. Hier finden sich auf die für Grüne Gase wesentlichen Förderschwerpunkte (Cluster 5, siehe Materialband A.1.4.1), mit sektorenübergreifenden Lösungen für den grünen Wandel, eine nachhaltige und sichere Energieversorgung sowie saubere und wettbewerbsfähige Technologien für alle Verkehrsmittel [Horizon Europe 2020]. Aufgrund des Forschungsschwerpunkts wurden im Vorgängerprogramm „Horizon 2020“ insgesamt 91 H<sub>2</sub>-Projekte in den jährlichen Ausschreibungen des FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) mit einem Gesamtbetrag von 460,9 Mio. € gefördert. [FCH JU 2019]. Eine Liste aller in diesem Rahmen geförderter Projekte ist unter [FCH JU 2021b] zusammengestellt.

Der europäische **Innovationsfonds („Innovation Fund“)** schließt hieran an und fördert Industrieprojekte mit hohem Innovationsgrad, etwa in Form sogenannter Flaggschiff-Projekte, aber auch kleinerer Projekte. Im Fokus stehen dabei solche Vorhaben, die signifikante THG-Emissionsminderungen erzeugen, etwa über Förderaufrufe in den Bereichen CO<sub>2</sub>-arme Technologien und Prozesse (einschl. CC(U)S) sowie erneuerbare Energien und Energiespeicherung). Über die Gesamtlaufzeit des Programms sollen zwischen 2020 und 2030 rund 10 Mrd. € ausgeschüttet werden. Die Administration der Mittelvergabe des Innovation Fund erfolgt durch die europäischen *Executive Agency for Innovation and Networks* INEA, der Fund wird von der *European Investment Bank* EIB verwaltet. Für den ersten Förderaufruf Mitte 2020 war ein Fördervolumen von etwa 1 Mrd. € vorgesehen, eine Vergabe der Mittel war ursprünglich für Ende 2021 angekündigt [Innovation Fund 2020]. Die Fördergelder stammen teilweise aus Erlösen des ETS. Neben Großprojekten sind auch kleinere Vorhaben bis 7,5 Mio. € vorgesehen, die Fördermittel werden als Investitions- und ggfs. Betriebskostenzuschüsse der Innovationsmehrkosten mit Förderhöhe von bis zu 60 % bei einer Gesamtförderdauer von bis zu 14 Jahren (davon 10 Jahre Regelbetriebsphase) vergeben. Weitere Details sind in Materialband A.1.4.2 aufgeführt.

Eine Besonderheit stellen die sogenannten **Important Projects of Common European Interest (IPCEIs)** dar. Bei IPCEIs handelt es sich um große, bedeutende und hoch innovative Vorhaben in europäisch strategischem Interesse, die es erlauben, für länderübergreifende Projekte die europäischen Beihilferichtlinien (State-Aid-Rules) außer Kraft zu setzen, um staatliche Förderungen zu ermöglichen. Entsprechend stehen keine eigenen finanziellen Programmmittel der Europäischen Union zur Verfügung, die Förderung basiert allein auf Basis der bestehenden nationalen Förderprogramme, mit dem Unterschied, dass die Förderung bis zu 100 % betragen kann. Voraussetzung für eine entsprechende Regelung ist es, dass sich das Projekt über mindestens zwei Mitgliedsstaaten erstreckt, die sich zu ihrem Interesse jeweils explizit und schriftlich bekennen, einen Beitrag zu europäischen Zielen leistet, deutlich positiven Einfluss auf Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit, Innovation oder die Entstehung von Wertschöpfungsketten hat sowie positive „Spill-over“-Effekte in der gesamten EU bewirkt. Die Projekte müssen sehr ehrgeizige Ziele in Bezug auf Forschung und Innovation verfolgen, das heißt deutlich über den internationalen Stand der Technik in dem betreffenden Sektor hinaus.

Bisher wurden in der EU drei IPCEIs in den Bereichen Mikroelektronik, Verkehrsinfrastruktur und Batterieproduktion umgesetzt. Im Rahmen der deutschen EU-Ratspräsidentschaft wurde 2020 der Prozess für ein neues IPCEI-Programm für Wasserstoff angestoßen [BMWi 2020c]. Beteiligte Mitgliedsstaaten können demnach Projekten eine Förderung von bis zu 100 % der Mehrkosten zugestehen (ohne zuvor festgelegte Obergrenzen). Jedes Mitgliedsland führt dabei ein eigenes Verfahren zur Auswahl nationaler Projekte durch, bevor diese in einem europäischen „Matchmaking“-Prozess bis Ende 2021 zusammengeführt werden. Für Deutschland wurde der Prozess durch das BMWi, das BMVI sowie dem BMU und den Ländern initiiert. So konnten Unternehmen zwischen dem 14. Januar 2021 und dem 19. Februar 2021 Projektskizzen für H<sub>2</sub>-Projekte einreichen [BMWi 2020d]. Die Zahl abgegebener Skizzen lag mit etwa 200 nach Angaben des Ministeriums deutlich über den Erwartungen Insgesamt stehen zwischen 4 und 5 Mrd. € an Fördermitteln bereit.

Als Beispiele für eingereichte IPCEIs aus bzw. in Zusammenhang mit der Region Mitteldeutschland kann etwa das Verbundvorhaben "H<sub>2</sub>-SARA" genannt werden, mit dem Ziel Fertigungskapazitäten für Elektrolyseure bzw. Brennstoffzellen im Volumen von etwa 6,5 GW bzw. 7 GW pro Jahr aufzubauen.<sup>50</sup> In einem weiteren Antrag unter dem Namen "LHyVE – Leipzig Hydrogen Value chain for Europe / grüner Wasserstoff-Ring für die Region Leipzig" soll in der Region Leipzig die gesamte Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff aufgebaut werden. Darin eingeschlossen sind etwa Bau und Betrieb einer PtL-Anlage für synthetisches Kerosin mit einer Kapazität von 42.000 Tonnen sowie weitere 1.500 Tonnen grüner Wasserstoff [HZwo 2021].

---

<sup>50</sup> Die beteiligten Unternehmen sind Sunfire aus Dresden, Voith aus Zschopau, WätaS aus Olbernhau sowie perspektivisch auch Vitesco Technologies aus Limbach-Oberfrohna.

### 2.3.3.2 Fördermöglichkeiten auf nationaler Ebene

Auf nationaler Ebene sind diverse Programme der verschiedenen Ministerien für Projekte zu Grünen Gasen relevant. Eine Zusammenstellung relevanter Förderprogramme findet sich in Tabelle 2-26.

Die Mittel stammen beispielsweise aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) (geplante Ausschüttung für 2020: 9 Mrd. € und Verpflichtungsermächtigungen von 15 Mrd. € für weitere Jahre). Der EKF finanziert technologieübergreifend diverse Programme der unterschiedlichen Ministerien, etwa im Bereich der erneuerbaren Energien, nachhaltiger Mobilität oder Energiespeicherung [Bundesregierung 2019]. Weitere 7+2 Mrd. €<sup>51</sup> sieht das Zukunftspaket des Koalitionsausschusses vom 3. Juni 2020 für die Förderung von H<sub>2</sub>-Technologien vor [BMF 2020]. Diese werden auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) genannt [BMWi 2020]. Darüber hinaus nennt die NWS ein Budget von 1,1 Mrd. € bis 2023 (Maßnahme 7) für die „Entwicklung und Förderung von Anlagen zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe, insbesondere zur Erzeugung von strombasiertem Kerosin (PtL), und fortschrittlicher Biokraftstoffe.“ Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass für einige Maßnahmen der NWS noch entsprechende Förderrichtlinien entwickelt und mit der EU abgestimmt werden müssen.

**Tabelle 2-26: Aktuelle Fördermöglichkeiten auf nationaler Ebene (laufend, Stand: August 2021)**

Förderprogramm	Fördermittelgeber	Kurzbeschreibung
<b>Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase 2 (NIP II)</b> (Steckbrief A 1.5.1 im Materialband)	BMVI	Förderprogramm für Wasserstoff und BZ-Technologien (Schwerpunkt nachhaltige Mobilität)  Maßnahmen für Forschung, Entwicklung und Innovation (FuEuI) & Marktaktivierung  Laufzeit: 2016 - 2026
<b>Dekarbonisierung in der Industrie</b> (Steckbrief A 1.5.2 im Materialband)	BMU	Klimaneutrale Verfahren für die <b>energieintensive Industrie</b>  Laufzeit: 2021-2024“
<b>Angewandte Energieforschung im 7. Energieforschungsprogramm</b> (Steckbrief A 1.5.3 im Materialband)	BMWi	Technologien für die Energieversorgung in den Sektoren <b>Industrie, Verkehr und Wärme</b>  Diverse Förderinitiative mit Einreichungsfrist 31.12.2022

<sup>51</sup> Im Zukunftspaket des Koalitionsausschusses sind 7 Mrd. € für den Markthochlauf von H<sub>2</sub>-Technologien sowie weitere 2 Mrd. € für internationale Projekte und Partnerschaften vorgesehen.

Förderprogramm	Fördermittelgeber	Kurzbeschreibung
<b>Anwendungsorientierte Grundlagenforschung Energie im 7. Energieforschungsprogramm</b> (Steckbrief A 1.5.4 im Materialband)	BMBF	Technologische, ökonomische und soziale Innovationen in den Sektoren <b>Industrie, Verkehr und Wärme</b>  u. a. Grundlagenforschung grüner Wasserstoff  Laufzeit 2019-2021 (nach aktueller Förderbekanntmachung)
<b>Alternative Kraftstoffe im Schienenverkehr</b> (Steckbrief A 1.5.5 im Materialband)	BMVI	Emissionsarme Antriebe (Batterie-, Hybrid- und BZ-Züge) im <b>Schieneverkehr</b> und damit verbundene Erzeugungsanlagen  Laufzeit: 2021-2024
<b>Maßnahmen zur Entwicklung regenerativer Kraftstoffe</b> (Steckbrief A 1.5.6 im Materialband)	BMVI	Demonstrationsvorhaben für <b>fortschrittliche Biokraftstoffe und PtX-Kraftstoffe</b>  Laufzeit: 2021-2024
<b>Nutzfahrzeuge (N1 - N3) mit klimafreundlichen Antrieben</b> (Steckbrief A 1.5.7 im Materialband)	BMVI	Fahrzeuge, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien für klimafreundliche <b>Nutzfahrzeuge</b>  Laufzeit: 2021-2024

Mit dem **Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase 2 (NIP II)** werden durch das Bundesverkehrsministerium (BMVI) bzw. der daran angeschlossenen NOW GmbH diverse Sektoren, Projekte und Technologien aus dem Bereich H<sub>2</sub>-Einsatz in der Mobilität mit insgesamt 1,4 Mrd. € gefördert. Programmschwerpunkte liegen in der Entwicklung, Marktvorbereitung und Beschaffung von Wasserstoff- und BZ-Technologie (Verkehr), Maßnahmen zur H<sub>2</sub>-Produktion aus erneuerbaren Energien sowie die Integration von Wasserstoff in das Kraftstoffportfolio. Im Rahmen des NIP (Phase 1 und 2) wurden bisher 158 Projekte gefördert (Stand April 2021) [NOW 2021], laufende Förderaufrufe zu unterschiedlichen und jeweils aktuellen Entwicklungsthemen werden auf der Website der NOW GmbH veröffentlicht [NOW 2021b]. Weitere Informationen sind in Steckbrief A 1.5.1 im Materialband zusammengestellt.

Ein Förderprogramm im Rahmen des NIP ist das sogenannte „HyLand“-Programm, in denen Kommunen bei der Sensibilisierung für Wasserstoff (HyStarter) sowie bei der Planung und Umsetzung von H<sub>2</sub>-Projekten (HyPerformer und HyExperts) unterstützt

werden. Nach einer erfolgreichen ersten Runde im Jahr 2019 mit rund 170 Bewerbungen ist für das zweite Quartal 2021 eine weitere Ausschreibung angekündigt. Nach Aussagen der NOW GmbH sind diesmal insbesondere Häfen- und Flughafenkonzepte gefragt. Dabei wurde mehrfach auf eine sehr geringe bisherige Bewerberzahl aus Ostdeutschland und damit auch der IRMD verwiesen [NOW 2021c].

Des Weiteren wurde von November 2020 bis Januar 2021 eine Ausschreibung für ein „Innovations- und Technologiezentrum Wasserstofftechnologien (ITZ)“ durchgeführt, mit bundesweit 15 Bewerbungen. Hieraus wurden zunächst 3 Konsortien ausgewählt (Chemnitz/Sachsen, Peffenhausen/Bayern, Duisburg/NRW). Es ist angekündigt, bis Herbst 2021 eine entsprechende Machbarkeitsstudie zur Auswahl des Standortes zu erstellen. [NOW 2020]. Es wird mit einer Förderung im dreistelligen Millionenbereich gerechnet. Inzwischen wurde bereits bekannt, dass statt der Auswahl eines bundesweit einzelnen H<sub>2</sub>-Zentrums ein deutscher Verbund wichtiger H<sub>2</sub>-Zentren gefördert werden soll, der die regionalen Interessen über ganz Deutschland (Nord, Süd, West, Ost) entsprechend berücksichtigt bzw. vertritt.

Das **Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie** ist die Umsetzung einer Maßnahme (Nr. 14) aus der NWS. Ziel ist es, Projekte im Bereich der energieintensiven Industrie zu fördern, durch welche prozessbedingte THG-Emissionen weitestgehend und dauerhaft reduziert werden können. Beispiele sind etwa der H<sub>2</sub>-Einsatz in der Stahlindustrie. Die Förderrichtlinie ist seit Januar 2021 in Kraft und für den Zeitraum bis 2024 sollen knapp 1,9 Mrd. € durch das BMU aus dem EKF hierfür bereitgestellt werden. Förderträger ist das Kompetenzzentrum Klimaschutz in der energieintensiven Industrie (KEI) in Cottbus. Mit der Salzgitter AG wurde bereits im Dezember ein erstes Industrieprojekt ausgewählt, das mit Hilfe von Wasserstoff die emissionsreduzierte Stahlerzeugung ermöglichen soll (flexibler Betrieb des Hochofens durch Wasserstoff und Erdgas, Förderhöhe etwa 5 Mio. €). [BMU 2020b] Das Einreichen weiterer Projektskizzen ist kontinuierlich möglich. Ausgenommen von der Förderung sind Grundlagenforschung und Projekte mit einem TRL unter 4 sowie Projekte zur CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS) sowie zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit dem Ziel der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Details zu Förderquoten sind in Steckbrief A 1.5.2 im Materialband zusammengestellt.

Weitere Förderungen laufen etwa über das **7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung** über das BMWi und BMBF.

Das Programm „**Angewandte Energieforschung im 7. Energieforschungsprogramm**“ wird durch das BMWi gemeinsam mit dem Projektträger Jülich verwaltet und zielt auf die Entwicklung neuer Technologien für die Energieversorgung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme ab [BMWi 2018] [BMWi 2021b]. Dabei sollen in verschiedenen Förderaufrufen und über die „Reallabore der Energiewende“ die Forschung, Entwicklung und Innovation von Energietechnologien ab einem TRL von 3 gefördert werden. Durch die breite Themenabdeckung von Energieerzeugung über Systemintegration bis zu Verbrauchssektoren sind einige der Förderinitiativen auch für die Akteure in der IRMD im Zusammenhang mit Grünen Gasen relevant, etwa die Förderaufrufe zu Brennstoffzellen, Energiewende im Verkehr sowie Sektorenkopplung und H<sub>2</sub>-Technologien. Für die



Industrie sind ebenso der Aufruf für Technologien für die CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft zu nennen (siehe Tabelle 2-27) [PtJ 2021]. Weitere Details sind im Steckbrief A.1.5.3 im Materialband aufgeführt.

**Tabelle 2-27: Förderinitiativen im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms / Angewandte Energieforschung des BMWi (Stand: April 2021)**

Förderinitiative	Förderinitiative
Brennstoffzellen	Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien
Digitalisierung der Energiewende	Stromnetze
Energiewende im Verkehr	Stromspeicher
Energiewende und Gesellschaft	Technologien für die CO <sub>2</sub> -Kreislaufwirtschaft
Gebäude und Quartiere	Technologieorientierte Systemanalyse
Geothermie	Thermische Kraftwerke
Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	Wasserkraft und Meeresenergie
Photovoltaik	Windenergie
Ressourceneffizienz im Kontext der Energiewende	Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe*

Einreichungsfrist der Förderinitiativen: 31.12.2022.

\* Einreichungsfrist bereits 01.09.2021.

Ein weiteres Beispiel für eine erfolgte Förderung durch das BMWi sind außerdem die „**Reallabore der Energiewende**“ in der angewandten Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm, welche im Jahr 2021 fortgeführt werden. Ein erster Ideenwettbewerb im Jahre 2019 (Budget: insgesamt 600 Mio. €). endete damit, dass sich 20 Konsortien mit Partnern aus Industrie und Forschung für eine Förderung qualifizierten. Bis April 2021 haben bereits sieben dieser Reallabore der Energiewende ihre Arbeit begonnen. [BMW i 2021]. In einer ersten Phase sollen Planung und Errichtung der geplanten Anlagen mit einer Förderquote von bis zu 50 % (max. 20 Mio. € pro Projekt) gefördert werden und in einer 2. Phase dann auch der Regelbetrieb (CAPEX, OPEX) (max. 15 Mio. € pro Projekt). Die Fortsetzung des Förderaufrufs sieht als zentrale Änderung die Öffnung für alle Themenbereiche der angewandten Forschung und Entwicklung (FuE) vor und richtet sich an die Energiewirtschaft, die energieintensive Industrie und die Wohnungswirtschaft. Außerdem werden die Reallabore nicht mehr über einen Ideenwettbewerb, sondern über ein Bewerbungsverfahren bestimmt. Der Fokus liegt auf Verbänden unter industrieller Führung (Gesamtfördervolumen von nun bis zu 25 Mio. €) [BMW i 2021c]. Regionale Projekte aus der IRMD werden vertieft in Kapitel 3.2.1 beschrieben.

Das BMBF fördert über das Programm „**Anwendungsorientierte Grundlagenforschung Energie im 7. Energieforschungsprogramm**“ Projekte mit dem Ziel technologische,

ökonomische und soziale Innovationen bereitzustellen, um ein nachhaltiges Energiesystem in Deutschland aufzubauen (Sektoren: Industrie, Verkehr und Wärme). Der Fokus liegt dabei auf Technologien im Stadium der Grundlagenforschung, etwa synthetische Kraftstoffe aber auch Wasserstoff im Verkehrssektor, sowie die großskalige H<sub>2</sub>-Produktion samt Wertschöpfungskette, hier insbesondere für Prozesse für energieintensive Industrien (etwa Stahl, Chemie, Aluminium) sowie zur gezielten Nutzung von CO<sub>2</sub> im industriellen Maßstab (CCUS) (siehe auch Steckbrief A 1.5.4 im Materialband) [PtJ 2021b].

Bereits im Jahr 2020 wurde die Vorauswahl von drei Leitprojekten zum Thema der Grundlagenforschung grüner Wasserstoff abgeschlossen. Ab 2021 startet ein zweites Programm zur Grundlagenforschung grüner Wasserstoff, das auf Kernfragestellungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette abzielt (speziell mit Blick auf zukünftige Generationen von Schlüsseltechnologien) [BMBF 2020]. Der Förderaufruf für diesen „Ideenwettbewerb Wasserstoffrepublik Deutschland“ ist unter [BMBF 2020b] abrufbar. Die Förderungen richten sich vor allem an Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen, bei denen die projektbezogenen Ausgaben mit bis zu 100 % gefördert werden können. Darüber hinaus erhalten Unternehmen und gewerbliche Forschungseinrichtungen eine Förderquote von bis zu 50 %.

Im Jahr 2021 wurden **diverse Förderrichtlinien für den Verkehrssektor** mit einem Fokus auf Fahrzeugen sowie Kraftstoffen auf den Weg gebracht (siehe Tabelle 2-27), oder befinden sich noch in Erarbeitung bzw. Abstimmung (Stand August 2021). Die angekündigten aber noch nicht veröffentlichten Förderprogramme sind in Tabelle 2-28 zusammengestellt.

Bereits veröffentlicht ist die **Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr** (2021). Hierbei sollen alternative Antriebssysteme mit reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen als alternative Option zum Ausbau der Oberleitungssysteme gefördert werden. Das Programm betrifft folgende Aspekte: Beschaffung „innovativer Schienenfahrzeuge“ oder die Umrüstung auf alternative Antriebe (Batterie-, Hybrid- und BZ-Züge), Bau bzw. Umbau von Lade- und Betankungsinfrastrukturen sowie Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff für den Schienenverkehr [NOW 2021d]. Details zu Förderbedingungen und -quoten sind Steckbrief A 1.5.5 im Materialband zu entnehmen.

Darüber hinaus hat das BMVI ein **Förderkonzept für erneuerbare Kraftstoffe** angekündigt, das für den Zeitraum zwischen 2021 und 2024 etwa 1,54 Mrd. € aus dem EKF und der NWS für eine „technologieoffene Förderung“ erneuerbarer Kraftstoffe umfasst [BMVI 2021b]. Teil des Konzeptes sind zwei Förderprogramme: Die **Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Entwicklung regenerativer Kraftstoffe** mit einem Fördervolumen von 640 Mio. € ist bereits ausgearbeitet und umfasst die Weiterentwicklung und Optimierung von einzelnen Produktionsschritten und -verfahren. U. a. wird dabei auch die Herstellung von flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen sowie strombasierten Kraftstoffen (Wasserstoff, Power-to-Gas, Power-to-Liquid) gefördert. Weitere Informationen sind dem Steckbrief A1.5.6 zu entnehmen. Zum anderen liegt der Schwerpunkt auf der **Förderung von Anlagen zur Kraftstoff-**

**Erzeugung sowie dem Markthochlauf** (900 Mio. €). Die Förderrichtlinie ist für das zweite Halbjahr 2021 angekündigt und wird Investitionen in Umrüstung oder Neubau von Erzeugungsanlagen für fortschrittliche Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe fördern. Inhalt des Förderkonzepts ist auch der Aufbau einer Forschungs- und Produktionsplattform für PtL-Kerosin. Hierzu beauftragt wurde das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), zusammen mit Partnern aus Forschung und Industrie. Um den Betreiber zur Umsetzung des Projekts zu bestimmen, soll im Sommer ein Förderaufruf folgen.<sup>52</sup>

Zudem wurde kürzlich vom BMVI die **Förderrichtlinie zu klimafreundlichen Nutzfahrzeugen** veröffentlicht. Mit insgesamt 1,6 Mrd. € wird von 2021 bis 2024 die Anschaffung von klimafreundlichen Nutzfahrzeugen (u. a. mit Elektroantrieb mit Brennstoffzelle), der Aufbau der dazugehörigen Tank- und Ladeinfrastruktur sowie Machbarkeitsstudien gefördert. Die Details zum Förderprogramm sind im Steckbrief A 1.5.7 im Materialband zusammengestellt.

**Tabelle 2-28: Weitere angekündigte Förderrichtlinien für den Verkehrssektor auf nationaler Ebene (Stand: August 2021)**

Förderrichtlinie	Fördermittelgeber	Kurzbeschreibung
<b>Erzeugung und Markthochlauf von erneuerbaren Kraftstoffen</b> (angekündigt für das zweite Halbjahr 2021)	BMVI	Investitionen in Umrüstung oder Neubau von <b>Erzeugungsanlagen</b> für fortschrittliche Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe (u. a. strombasiertes Kerosin) (900 Mio. €)  (Modalitäten der Förderrichtlinie in Diskussion)
<b>Alternative Antriebe von Bussen im Personenverkehr</b> (angekündigt für 2021)	BMVI	Fahrzeuge, Infrastruktur und Machbarkeitsstudien für <b>Busse</b> mit alternativen Antrieben  Förderquoten: bis zu 80 % der Investitionsmehrkosten (Fahrzeuge) bzw. 40 % (Infrastruktur)
<b>Alternative Kraftstoffe (KS): strombasiert</b> (angekündigt für 2022)	BMU	Markthochlauf <b>PtL-Technologien für Luft- und Seeverkehr</b>

Das BMU plant außerdem ein **Förderprogramm für nachhaltige strombasierte Kraftstoffe** (insbesondere PtL) für den Luft- und Seeverkehr. Angedachte Förderansätze

<sup>52</sup> Ergebnisse einer Vorstudie im Auftrag des BMVI sind für Sommer 2021 angekündigt.

beinhalten die Investitions- und Betriebskostenförderung für die Errichtung von Anlagen sowie Produktion als auch eine Förderung des Einsatzes, etwa durch sogenannte Carbon Contracts for Difference (CCfD). Ein Start des Programms ist nicht vor 2022 zu erwarten.

Überdies hinaus wurde vom BMU die **Förderung mehrerer Kompetenzzentren in ostdeutschen Kohleregionen angekündigt**, wofür etwa 90 Mio. € aus dem Bundeshaushalt zur Verfügung gestellt wurden (Mittel bereits ausgeschöpft). Insgesamt wurden sieben Projekte mit Start im Jahr 2021 angekündigt. Mit Blick auf die Förderung Grüner Gase sind dabei folgende Kompetenzzentren zu nennen [BMU 2020]:

- ▶ PtX-Kompetenzzentrum in Cottbus, einschließlich einer Demonstrationsanlage für Flugkraftstoffe, Fördersumme 2020/2021: circa 33 Millionen Euro;
- ▶ Kompetenzzentrum für Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) in Cottbus, Förderung 2020/2021: circa 12 Millionen Euro

### Weitere Hinweise zu nationalen Förderungen

Die Förderung erfolgt zumeist über themengebundene Förderaufrufe, die unter anderem den Ablauf des Bewerbungsverfahrens sowie die Einreichungsfristen definieren.

Die Mittel für nationale Programme stammen vom zuständigen Ministerium oder zu Teilen aus der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung, dem Energie- und Klimafonds (EKF) oder der nationalen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie.

Staatliche Beihilfen sind durch die europäischen State-Aid-Rules beschränkt. Die Bestimmungen zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit den Binnenmarktregeln in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union sind in der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (AGVO) festgelegt.

Die Förderrichtlinien/-Bekanntmachungen zu den Förderprogrammen sind in den Steckbriefen unter dem Punkt Förderrandbedingungen angegeben. Sie stellen den rechtlichen Rahmen der einzelnen Programme dar und enthalten weiterführende Informationen. Die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) wird in den Förderrichtlinien/-Bekanntmachungen der Förderprogramme aufgegriffen. Relevante Artikel der AGVO zur Bestimmung der projektbezogenen förderfähigen Kosten sind in den Steckbriefen vermerkt. Weiterführende Informationen zu Förderraten und geförderten Kosten/Ausgaben sind den entsprechenden Artikeln der AGVO<sup>53</sup> zu entnehmen.

---

<sup>53</sup>Siehe: Europäische Kommission: Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union Text von Bedeutung für den EWR. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02014R0651-20200727>

### 2.3.3.3 Fördermöglichkeiten auf Länderebene

Für die Abwicklung diverser, relevanter Förderprogramme auf Landesebene haben die Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen zentrale Anlaufstellen geschaffen, in denen die Antragstellung und weitere Bearbeitung über nahezu alle Fördertatbestände mit Landesförderung gebündelt abgewickelt werden. Dies sind für:

- ▶ Freistaat Sachsen – Sächsische Aufbaubank ([www.sab.sachsen.de](http://www.sab.sachsen.de))
- ▶ Sachsen-Anhalt – Investitionsbank Sachsen-Anhalt ([www.ib-sachsen-anhalt.de](http://www.ib-sachsen-anhalt.de))
- ▶ Freistaat Thüringen – Aufbaubank Thüringen ([www.aufbaubank.de](http://www.aufbaubank.de))

Die Möglichkeiten der Landesförderungen sind allerdings praktisch aktuell begrenzt: Eine wesentliche Finanzierungsquelle für diverse Förderprogramme vor allem in den Neuen Bundesländern sind die EU-Strukturfonds, der „Europäische Fonds für regionale Entwicklung“ (EFRE) sowie der „Europäische Sozialfonds“ (ESF). Mit ihnen speisen die Landesregierungen zu signifikanten Anteilen eigene Förderprogramme für F&E-Vorhaben und Innovationsoffensiven (EFRE) bzw. auch Bildung und Qualifizierung (ESF) – zum Beispiel in Sachsen u. a. die FuE-Projektförderung für kleinere und mittlere Unternehmen (KMU).

Mit der verspäteten Verabschiedung des EU-Haushalts im Dezember 2020 für die neu beginnende Förderperiode 2021-2027 sind zum aktuellen Stand (April 2021) Budgets und Ausgestaltung diverser Landesförderprogramme ab 2022 noch unbestimmt. Grundsätzlich ist eine Weiterführung der Förderprogramme zur Technologieentwicklung und Markteinführung innovativer Produkte aber abzusehen, Zugangsbedingungen und entscheidende Kenngrößen einschließlich der jeweiligen Gesamtbudgets können erst in den kommenden Monaten auf Ebene der Bundesländer verbindlich und mit Gültigkeit ab voraussichtlich dann 2022 festgeschrieben werden. Neben Budgetgrößen müssen u. a. die Bundesländer mit ihren darauf basierenden einzelnen Richtlinien für die neue Förderperiode zunächst in einem Notifizierungsprozess mit der Europäischen Kommission gehen.

Weiterhin sind Förderprogramme maßgeblich politisch indiziert. Nach den Landtagswahlen in Sachsen-Anhalt im Juni 2021, steht hier für September 2021 zunächst die Vereidigung einer neuen Landesregierung bevor. Die danach in der Folge meist übliche Änderungen an Förderprogrammen sind derzeit nicht vorhersehbar. Für Thüringen ist die Situation aktuell noch unbestimmter, nachdem die eigentlich für den 26. September 2021 angedachten Landtagswahlen auf der Grundlage eines erwarteten Beschlusses des Landesparlaments zur Selbstauflösung zunächst nicht stattfinden. Die weiteren Abläufe sind aktuell nicht sicher vorhersagbar.

Unabhängig davon gilt jedoch: Landesförderungen werden zunehmend dem Anspruch eines Beitrags zur THG-Emissionsreduktion und zum Gelingen der Energiewende gerecht werden müssen. Für die IRMD ergeben sich dabei nach den Untersuchungen im Rahmen dieser Studie im Thema Grüne Gase besondere Chancen. Dies sollte auch im politischen Raum entsprechend kommuniziert werden, etwa um hier einen besonderen

Vorrang für zukünftige Vorhaben zu erreichen. In jedem Fall sollten auch, etwa i. S. einer Lotsenfunktion, vor allem KMU bei aussichtsreichen Vorhaben in der Antragstellung und Umsetzung unterstützt werden. In allen drei Bundesländern sind die Förderprogramme in weiten auf Technologieentwicklung und Innovationsunterstützung ausgerichtet. Dabei haben die Richtlinien vor allem entsprechende Aktivitäten von KMU bzw. Kooperationsverbänden mit KMU im Fokus. Die Bedingungen im Detail (u. a. Eigenbeteiligungsregelungen 50%) korrelieren dabei nicht unbedingt immer mit den Möglichkeiten insbesondere kleiner Unternehmen. Allerdings gehen die Länder hierbei bereits an die Grenzen des Möglichen, die bestimmt sind durch die Beihilfe-Verordnung der Europäischen Kommission.

Aus früheren Landeshaushalten ergeben sich bis Ende 2021 bzw. bis Ende 2022 die in Tabelle 2-29 zusammengestellten Fördermöglichkeiten (auf Basis einer Auswertung der Förderdatenbank des BMWi [BMWi 2021]). Thüringen fördert in dem Programm für „ÖPNV-Unternehmensförderung“ Maßnahmen zur Verbesserung der Nutzerfreundlichkeit im ÖPNV. In Zuge dessen wird auch die Beschaffung von Fahrzeugen des ÖPNV mit alternativen Antriebstechnologien (besonders Elektro-, Hybrid-, BZ- oder LNG-Antrieb) sowie die damit im Zusammenhang stehenden Investitionen in die Infrastruktur gefördert. Das „Förderprogramm Elektromobilität“ zielt auf die Anschaffung von Betankungsinfrastruktur für alternativ angetriebene Fahrzeuge einschließlich innovativer Energiespeicher ab (u. a. Wasserstoff). Sachsen-Anhalt fördert Investitionsmehrausgaben für ÖPNV-Neufahrzeuge mit alternativen Antrieben (u. a. LNG-Antrieb/Biomethan) und die dafür notwendige Infrastruktur. Das Programm sieht derzeit keine Fördermöglichkeit für H<sub>2</sub>-/BZ-Fahrzeuge vor.

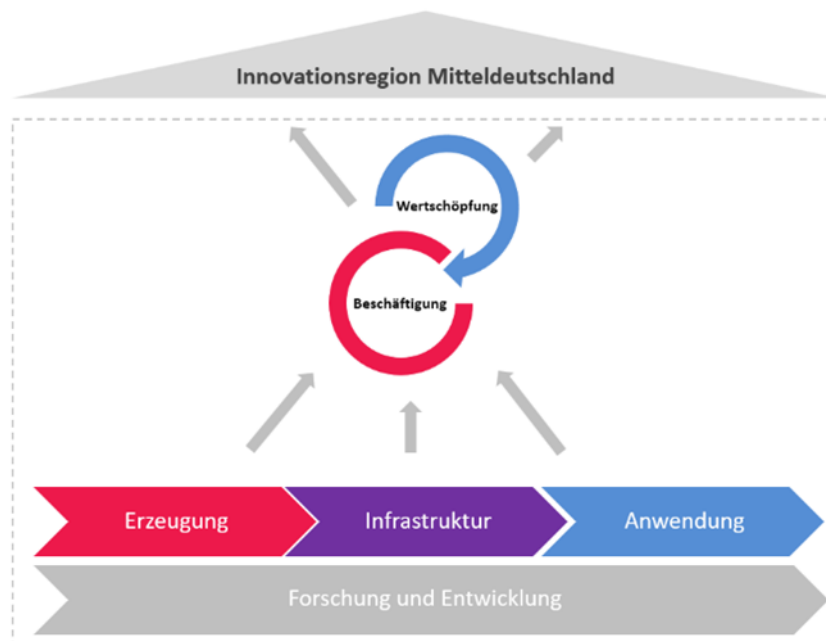
**Tabelle 2-29: Aktuelle Fördermöglichkeiten auf Landesebene (Stand: Februar 2021)**

Programm	Bundesland	Details
<b>Betriebliche Investitionen im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV-Unternehmensförderung)</b>	Thüringen	Verbesserung und Erhöhung der Nutzerfreundlichkeit des ÖPNV Förderquote max. 75 % Laufzeit bis 31.12.2022
<b>Förderprogramm Elektromobilität Thüringen</b>	Thüringen	Infrastruktur Elektromobilität und H <sub>2</sub> -Mobilität Förderquote max. 75 % Laufzeit bis 31.12.2022
<b>Unterstützung umweltfreundlicher Verkehrsträger - Förderung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben für den ÖPNV</b>	Sachsen-Anhalt	Beschaffung von Neufahrzeugen mit alternativen Antrieben im ÖPNV Förderquote max. 80 % Laufzeit bis 31.12.2021

### 3. Bestandsanalyse – Status Quo Grüner Gase und weiterer künftiger Anwendungsbereiche in der IRMD

Die Bestandsanalyse baut auf den Erkenntnissen der „Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase“ aus Kapitel 2 auf und gibt einen Überblick über den Status Quo Grüner Gase in der IRMD. Dazu werden in einem ersten Schritt die gegenwärtige Nutzung von Wasserstoff (Kapitel 3.2.1) wie auch von biogenen Gasen (Kapitel 3.2.2) beschrieben. Die Untersuchung der Wertschöpfungsketten erfolgt in einem dreistufigen Modell und umfasst die Bereiche Erzeugung, Infrastruktur und Anwendung (siehe Abbildung 3-1). Neben den bisherigen Einsatzgebieten zeigt Kapitel 3.3 auch die gegenwärtige Situation in Anwendungen aus den Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und Industrie auf, in denen Grüne Gase zukünftig eine Bedeutende Rolle erlangen können. Im Bereich Wasserstoff wird überdies die Akteurslandschaft innerhalb der IRMD beschrieben. Entlang und innerhalb der Wertschöpfungsketten Grüner Gase spielen die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten eine wichtige Rolle, detailliert wird auf diese in Kapitel 3.4 eingegangen.

Die Ergebnisse der Bestandsanalyse dienen anschließend als Basis für die Ermittlung möglicher Potenziale für Produktion und Anwendung Grüner Gase in Kapitel 4.



**Abbildung 3-1: Schematisches Modell der Wertschöpfungskette Grüner Gase (Quelle: Eigene Darstellung)**

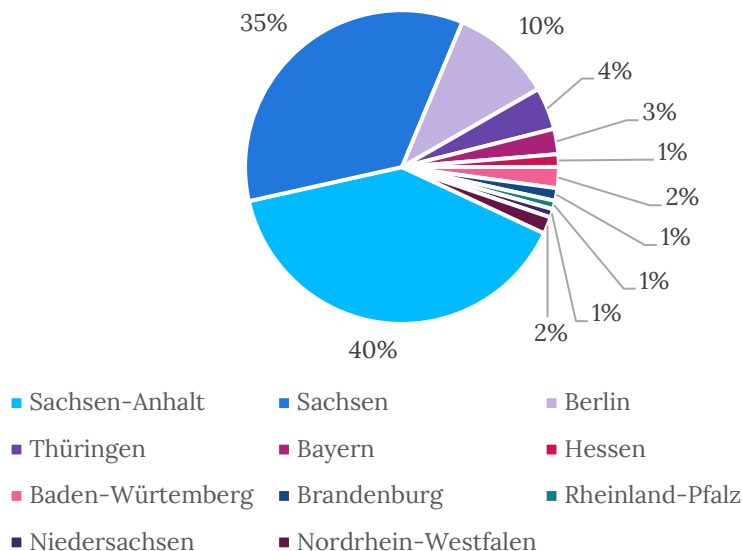
### 3.1 Einführung

Die Bestandsanalyse untersucht die unternehmerischen und forschungsbezogenen Aktivitäten im Bereich Grüne Gase in der IRMD und überregional. Es werden relevante Akteure entlang der Wertschöpfungskette identifiziert und die gegenwärtige Erzeugung, Infrastruktur und Nutzung Grüner Gase in der Region analysiert, zudem werden weitere potenzielle Anwendungsmöglichkeiten genannt. Ziel ist es, durch Literaturrecherche und die Befragung der regionalen Akteure, einen Überblick über den heutigen Markt Grüner Gase in der Region zu erhalten, um darauf aufbauend die Entwicklungspotenziale dieser in Kapitel 4 abzuschätzen.

#### Erfassung der Akteure in der Region

Insgesamt wurden ca. 240 Akteure mit Bezug zu Grünen Gasen in der IRMD und mit überregionalen Verbindungen zu dieser identifiziert. Die Auswahl entstand aus einer Kombination von interner Schreibtisch-Recherche sowie angefragten Unternehmenslisten, die IRMD, HYPOS und Standortmarketing Mansfeld-Südharz zur Verfügung gestellt haben. Diese Akteure wurden standardisiert nach ihren konkreten Geschäftsmodellen und ihrer Einschätzung der künftigen Entwicklung des Markts für Grüne Gase befragt.

Die Autoren dieser Studie sind sich bewusst, dass diese Daten nur einen empirischen Ausschnitt darstellen und keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben können. In Abbildung 3-2 wird die geographische Verteilung der befragten Akteure nach Bundesländern dargestellt.



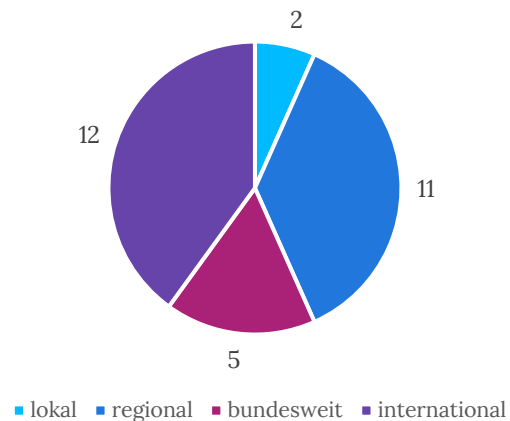
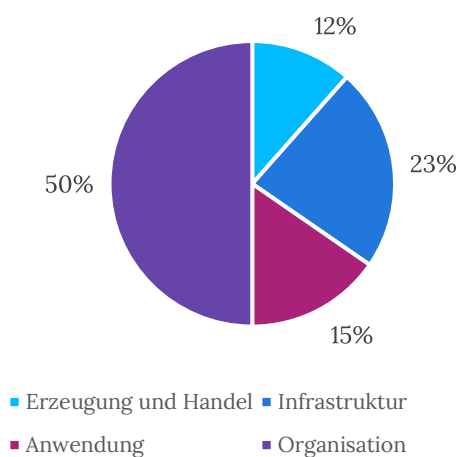
**Abbildung 3-2: Anteil befragter Akteure nach Bundesländern (Quelle: Eigene Darstellung)**

Gut drei Viertel der Antworten kommen zusammengenommen aus Sachsen und Sachsen-Anhalt. Etwa 10 % kommen aus Berlin und stellen diverse relevante Bundesverbände dar.



Ungefähr 5 % kommen aus Thüringen. Die wenigen Akteure aus Bundesländern außerhalb der Innovationsregion wurden unter besonders relevanten Gesichtspunkten, wie nationaler Bedeutung für das Thema Grüne Gase und Projekt-Kooperationen, in die Befragung aufgenommen. Von 240 Akteuren erklärten sich 220 bereit, den Fragenbogen zu beantworten. Nach heutigem Stand haben 30 Unternehmen an der Umfrage teilgenommen.

In Abbildung 3-3 wird prozentual angegeben, aus welchen Sektoren die an der Umfrage beteiligten Unternehmen stammen. Die Hälfte der Umfrageteilnehmer sind Organisationen, wie Verbände, Handelskammern oder Wirtschaftsförderungsämter, mit einem guten Überblick über die von ihnen vertretenen Unternehmen. Infrastrukturbetreiber stellen mit 23 % die zweitgrößte Gruppe dar, gefolgt von heutigen und künftigen Anwendern Grüner Gase (15 %) sowie Erzeugung und Handel (12 %). Der Aktionsradius der Umfrageteilnehmer (siehe Abbildung 3-4) ist sehr weit und vielfältig. Die meisten Umfrageteilnehmer agieren zwar international (Anzahl Aktivitäten: 12), gleichzeitig gibt es eine hohe unternehmerische Aktivität auf regionaler (11) und bundesweiter Ebene (5). Zwei Umfrageteilnehmer agieren lokal.



**Abbildung 3-3: Ausgefüllte Fragebögen, Unternehmen nach Sektoren (Angabe in %) (Quelle: Eigene Darstellung)**

**Abbildung 3-4: Reichweite der Aktivitäten (Angabe: Anzahl) (Quelle: Eigene Darstellung)**

Am 30. März 2021 fand ein Workshop mit Vertretern wichtiger regionaler Akteure aus Politik und Industrie statt. Es wurden die Zwischenergebnisse dieser Studie und Thesen vorgestellt, die anschließend von den Teilnehmern diskutiert wurden. Die Thesen und Diskussionsergebnisse des Workshops sind im Materialband unter A 2.1 zu finden.

Darüber hinaus wurden zahlreiche Intensivinterviews mit wichtigen regionalen Akteuren durchgeführt, die über tiefgreifende Informationen verfügen und die gesamte Wertschöpfungskette „Grüne Gase“ repräsentieren. Die Ergebnisse der Umfrage und Interviews sind im Materialband unter A 2.2 zu finden. Die Umfrageergebnisse, die Inhalte der Interviews und die Diskussionsergebnisse aus dem Workshop werden als Primärquellen integriert in den folgenden Kapiteln berücksichtigt.

## 3.2 Gegenwärtige Erzeugung und Nutzung Grüner Gase in der IRMD

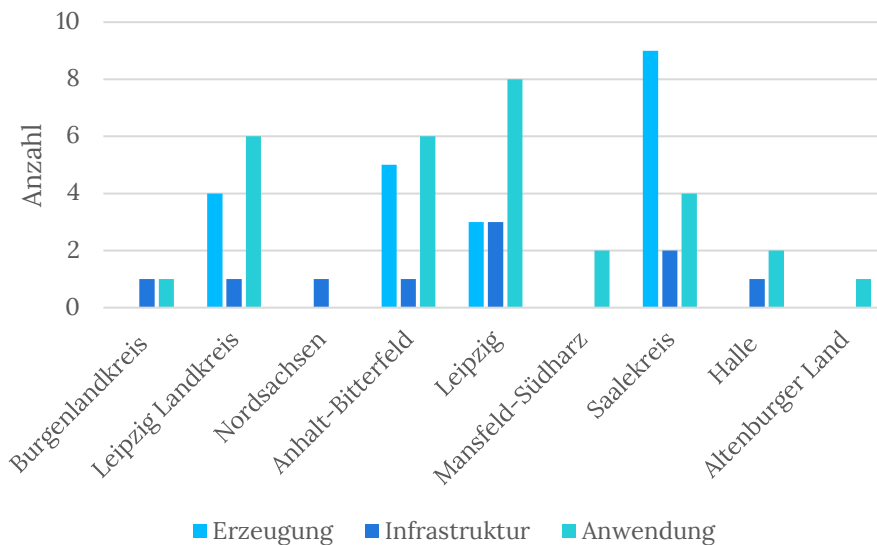
Im Rahmen der Bestandsanalyse werden die gegenwärtigen Aktivitäten innerhalb der IRMD im Bereich Wasserstoff und biogener Gase untersucht. Nach der Betrachtung des H<sub>2</sub>-Marktes (Kapitel 3.2.1) erfolgt die Analyse der heutigen Erzeugungsmöglichkeiten von biogenen Gasen in der Region (Kapitel 3.2.2) mit einer Beschreibung der bestehenden Infrastruktur. Überdies werden im letzten Abschnitt dieses Kapitels die aktuellen Einsatzmöglichkeiten biogener Gase in den Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und Industrie beschrieben.

### 3.2.1 Wasserstoff

Für Wasserstoff erfolgt die Analyse in vier Schritten: zunächst wird ein Überblick über die Akteurslandschaft gegeben (Kapitel 3.2.1.1). Anschließend folgt eine detaillierte Betrachtung entlang der Wertschöpfungskette von der Erzeugung (Kapitel 3.2.1.2) über die Infrastruktur (Kapitel 3.2.1.3) bis zu den existierenden Endanwendungen und H<sub>2</sub>-Bedarfsträgern (Kapitel 3.2.1.4)

#### 3.2.1.1 Akteurslandschaft

Entlang der Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff wurden insgesamt 61 Unternehmen und Projekte in der IRMD identifiziert und den Kettengliedern Erzeugung, Infrastruktur und Anwendung zugeordnet. Hierbei war eine Doppelzuordnung eines einzelnen Unternehmens auf mehrere Bereiche der Wertschöpfungskette möglich. Abbildung 3-5 zeigt, dass sowohl die Unternehmensdichte als auch die Verteilung auf einzelnen Wertschöpfungsstufen in den einzelnen Landkreisen und kreisfreien Städten unterschiedlich ist. In den Bereich Infrastruktur wurden neben klassischen Gasnetzbetreibern auch Komponentenhersteller und Pipelinebauer aufgenommen. Bei der Anwendung wurden Unternehmen berücksichtigt, die Wasserstoff direkt nutzen oder Produkte herstellen, die direkt mit Wasserstoff bzw. Brennstoffzellen betrieben werden. Deutlich zu erkennen ist, dass im Bereich der Nutzung (Anwendung) von grünem bzw. bisher grauem Wasserstoff die Anzahl der Unternehmen am höchsten ist. Dies spiegelt eine gute Ausgangslage für den zukünftigen Bedarf in den kommenden Jahren wider. Im Vergleich zum Bedarf sind im Bereich der Erzeugung nur wenige Unternehmen in der IRMD identifiziert worden. Bei diesen insgesamt zehn Erzeugern handelt es sich überwiegend um national bzw. international agierende Konzerne. Der Kreis Anhalt-Bitterfeld weist in allen Bereichen entlang der Wertschöpfungskette gute Voraussetzungen auf. Dies liegt am Chemiepark Bitterfeld-Wolfen, in dem über 100 Unternehmen ansässig sind. Auch Leipzig und der Landkreis Leipzig stellen ein Ballungszentrum für Innovationen dar. Auch hier ist eine deutlich größere Unternehmensdichte wahrzunehmen. Im Materialband unter A.2.3 wird näher auf ausgewählte H<sub>2</sub>-Erzeuger und -Infrastrukturunternehmen eingegangen.

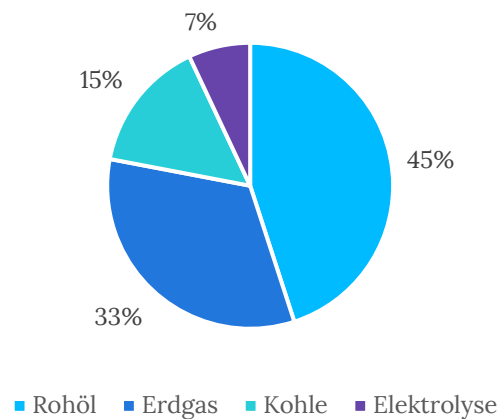


**Abbildung 3-5: Verteilung der identifizierten Unternehmen der Wertschöpfungskette grünen Wasserstoffs nach Gebietskörperschaften**

### 3.2.1.2 Erzeugung

Aktuell basiert der Großteil der weltweiten H<sub>2</sub>-Produktion (ca. 3.932 TWh /a, davon ca. 1.600 TWh/a als Nebenprodukt) auf fossilen Energieträgern, wie Erdgas, Öl und Kohle [IEA 2019].

Wie in Abbildung 3-6 dargestellt, belief sich das Produktionsvolumen von Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2015 auf 57 TWh/a, wobei der Großteil mit 45 % auf Basis von Rohöl hergestellt wird, gefolgt von Erdgas mit 33 % und Kohle mit 15 %. Etwa 40 % davon entstehen als Nebenprodukt bei chemischen Prozessen, wie der Rohölverarbeitung. Lediglich 7 % des erzeugten Wasserstoffes in Deutschland werden mittels Elektrolyse produziert, das entspricht einer H<sub>2</sub>-Menge von 4 TWh/a. Die H<sub>2</sub>-Erzeugung verursacht in Deutschland jährlich 19 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> [DWV 2019]. Bei der Elektrolyse (heute meist Chlor-Alkali-Elektrolyse) an sich fallen keine THG-emissionen an, jedoch werden dem verwendeten Strommix THG-Emissionen zugeordnet, wenn dieser auf Basis konventioneller Energieträger erzeugt wurde. In diesem Fall entsteht bei der H<sub>2</sub>-Herstellung mittels Elektrolyse etwa doppelt so viel Kohlendioxid (700 g CO<sub>2</sub>/kWh H<sub>2</sub>) wie bei der Dampfreformierung (Stand Strommix 2017 in Deutschland). Je „grüner“ folglich der Strommix, umso klimafreundlicher wird die Elektrolyse. THG-neutral ist sie erst zu nennen, wenn der eingesetzte Strom gänzlich aus erneuerbaren Energien hergestellt wird [DIHK 2020]. Im Falle der Petrochemie muss zudem angemerkt werden, dass bei einigen Prozessen der Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt und somit nicht durch grünen Wasserstoff substituiert werden kann [BMW i 2020].



**Abbildung 3-6: Wasserstoffproduktion in Deutschland nach Primärenergieträgern (Deutschland gesamt: 57 TWh/a (Stand 2015) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [dw 2019])**

### Power-to-Gas

Die Power-to-Gas-(PtG)-Technologie ist eine vielversprechende Möglichkeit zur Erzeugung Grüner Gase wie Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>) oder darauf aufbauend synthetischem Methan (Power-to-Methane, PtCH<sub>4</sub>). Voraussetzung ist, dass der Strom für die Elektrolyse aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Als Nebenprodukt der H<sub>2</sub>-Produktion entsteht Sauerstoff, der gegebenenfalls stofflich genutzt werden kann. Diese Technik kann überall dort verwendet werden, wo Wasser und erneuerbarer Strom vorhanden sind. Derzeit gibt es in Deutschland rund 35 PtG-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 30 MW. Ein Großteil davon sind Pilot- oder Demonstrationsanlagen, der Ausbau von Industrieanlagen wird angestrebt [DVGW 2019].

Materialband A 2.4 stellt eine Übersicht der aktuellen in Betrieb befindlichen Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland aufgelistet nach Bundesländern dar. Die Daten basieren auf der „interaktiven Power-to-Gas-Karte Deutschland“ des DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. [DVGW 2020]. Die Anlagen werden in der Tabelle nach drei Elektrolyse-Verfahren unterschieden, bei denen Wasser mit Hilfe von Elektrizität gespalten wird:

- ▶ Bei der Alkalischen Elektrolyse (AEL) werden Metallelektroden in eine alkalisch wässrige Lösung getaucht. Die Halbzellen mit den Elektroden werden durch eine permeable Membran getrennt. Wird nun Spannung angelegt, wird das Wasser (H<sub>2</sub>O) in Sauerstoff (O<sub>2</sub>) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) gespalten, wobei sich O<sub>2</sub> an der Anode und H<sub>2</sub> an der Kathode sammeln.
- ▶ Bei der Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEMEL) wird anstatt der alkalisch wässrigen Lösung eine saure Lösung verwendet. Des Weiteren werden Edelmetalle benötigt, um Korrosion zu verhindern. Die Trennung in Sauerstoff und Wasserstoff erfolgt wieder durch eine gasdichte Membran.

- ▶ Bei der Solid-Oxid-Elektrolyse (SOEL), einer Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL), erfolgt die Spaltung des Wassers unter Zufuhr von Hochtemperaturwärme und der Verwendung eines festen Oxides, durch das Sauerstoff-Ionen eindringen können [FfE 2019a].

Der genannten Tabelle ist zu entnehmen, dass sich derzeit die Standorte der vorhandenen PtG-Anlagen hauptsächlich auf West- und Norddeutschland konzentriert. Die elektrische Nennleistung der Power-to-Gas-Anlagen liegt größtenteils unter 1 MW, einige wenige Anlagen weisen eine Nennleistung zwischen 1 und 10 MW auf. In elf Anlagen wird der Wasserstoff mittels Reaktion mit CO<sub>2</sub> im sogenannten Sabatier-Prozess in synthetisches Methan umgewandelt und anschließend in das Gasnetz eingespeist.

Mehrere Anlagen der GW-Klasse wurden im Rahmen der ca. 200 eingereichten Projektskizzen im Wettbewerb für die Förderung als IPCEI kürzlich vorgeschlagen (siehe auch Kapitel 2.3.3). Das Programm ermöglicht nationalen Regierungen, die Beihilferichtlinien der Europäischen Union zu umgehen, um im Bereich H<sub>2</sub>-Technologien und -systeme zu fördern, die einen wichtigen Beitrag für die europäische Industrie leisten und eine positive Wirkung in mehreren EU-Mitgliedsstaaten hervorrufen [Czechanowsky 2021].

Im Folgenden werden die aktuellen und geplanten Wasserstofferzeugungskapazitäten (Kapitel 3.2.1.2.1) und die derzeitige grüne Stromproduktion (Kapitel 3.2.1.2.2) in der IRMD sowie relevante Wasserstoffproduktionsstandorte in Mitteldeutschland (Kapitel 3.2.1.2.3) vorgestellt.

#### 3.2.1.2.1 Bestehende und geplante Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten

Der Großteil des in der IRMD produzierten Wasserstoffs wird mittels konventioneller, kohlenwasserstoffbasierter Verfahren hergestellt oder entsteht als Nebenprodukt der Rohölverarbeitung in Raffinerien sowie in chemischen Prozessen von Industrieanlagen bei der Herstellung von Chlor oder Ethylen. In Tabelle 3-1 werden die identifizierten H<sub>2</sub>-Erzeugungsmengen in der IRMD dargestellt.

Die Produktionsmengen an Wasserstoff wurden, wenn möglich, über Interviews mit den Anlagenbetreibern oder über eine Schreibtisch-Recherche durch Nutzung öffentlich zugänglicher Datenbanken ([IEA 2020], [H2Tools 2015], [Roads2HyCOM 2007]), Statistiken, Studien, Veröffentlichungen und Artikeln ermittelt. Ebenso wurde sich mit der r2b – energy consulting GmbH ausgetauscht, die über eine nicht öffentliche Wasserstoffprojekt-Datenbank verfügt. Wenn keine Angaben zu den Produktionswerten gefunden werden konnten, wurden die H<sub>2</sub>-Mengen entweder anhand der elektrischen Leistung der Anlage<sup>54</sup> oder im Falle der Chlor-Alkali-Elektrolyse anhand der produzierten Chlormenge<sup>55</sup> berechnet.

<sup>54</sup> Umrechnungsfaktor PEM-Elektrolyse: 0,0047 MW/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h [IEA 2020]; Heizwert Wasserstoff: 0,003 MWh/Nm<sup>3</sup>

<sup>55</sup> Umrechnungsfaktor 315 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/t Cl<sub>2</sub> [Röhr 2017]; Heizwert Wasserstoff: 0,003 MWh/Nm<sup>3</sup>

Die Farbe des erzeugten Wasserstoffes wird wie folgt dargestellt:

▶ grüner Wasserstoff

■ grauer Wasserstoff

◇ Nebenprodukt – Die Farbe des Wasserstoffes ist abhängig vom verwendeten Strommix und Rohstoff (aktuell wird dieses als grauer Wasserstoff eingestuft, da die Produktionsprozesse noch nicht CO<sub>2</sub>-neutral sind)

**Tabelle 3-1: Wasserstoff-Produktionsmengen in der IRMD (Quelle: Eigene Berechnung)**

Nr.	Standort	Betreiber/ Projekt	Technologie	H <sub>2</sub> -Produktionsmenge [GWh H <sub>2</sub> /a]	Verfügbarkeit
1.	Bad Lauchstädt ab 2024	Energiepark Bad Lauchstädt	PEM-Elektrolyse	196 ▶	Händler
2.	Bitterfeld- Wolfen	Nouryon Industrial Chemicals GmbH	Nebenprodukt Chlor-Alkali- Elektrolyse	92 ◇	Verkauf an Linde AG
3.	Bitterfeld- Wolfen (Bobbau) geplant	Enertrag AG (doing hydrogen)	Elektrolyse (Art unbekannt)	307 ▶	Händler
4.	Böhlen	DOW Olefinverbund GmbH	Nebenprodukt Ethylen- Herstellung	290 ◇	k. A.
5.	Böhlen (Lippendorf) ab 2025	EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH (LHyVE)	Elektrolyse (Art unbekannt)	50 ▶	Händler
6.	Leuna	Linde AG	SMR (Erdgas)	1.840 ■	Händler
7.	Leuna	TOTAL Raffinerie Mitteldeutsch-land GmbH	SMR (Erdgas)	4.227 ■	Eigenbedarf
8.	Leuna geplant	E-CO <sub>2</sub> MET (TOTAL Raffinerie Mitteldeutsch-land GmbH/ Sunfire GmbH)	SOEL- Elektrolyse	5 ▶	Demonstra- tionsanlage, H <sub>2</sub> für Methanol- Herstellung gedacht
9.	Leuna	Elektrolyse-test- und -versuchsplatt- form ELP	PEM-Elektrolyse	8 ▶	Demonstra- tionsanlage

Nr.	Standort	Betreiber/ Projekt	Technologie	H <sub>2</sub> -Produktionsmenge [GWh H <sub>2</sub> /a]	Verfügbarkeit
10.	Leuna	LEUNA-Harze GmbH	Nebenprodukt Chlor-Alkali-Elektrolyse	14* ♦	Eigenbedarf
11.	Leuna ab 2022	ITM Linde Electrolysis GmbH	PEM-Elektrolyse	119 ►	Händler
12.	Leuna ab 2024	Green Hydrogen Hub (ehemals GreenHydro Chem)	PEM-Elektrolyse	559 ►	Händler
13.	Schkopau	DOW Olefinverbund GmbH	Nebenprodukt Chlor-Alkali-Elektrolyse	238* ♦	Eigenbedarf
14.	Schkopau	DOW Olefinverbund GmbH	Nebenprodukt Styrol- Herstellung	185 ♦	k. A.
<b>Summe derzeitige Produktionsmenge</b>				<b>6.894</b>	<b>GWh H<sub>2</sub>/a</b>
<b>Summe geplante Produktionsmenge</b>				<b>1.236</b>	<b>GWh H<sub>2</sub>/a</b>
<b>Summe derzeitige und geplante Produktionsmenge</b>				<b>8.130</b>	<b>GWh H<sub>2</sub>/a</b>

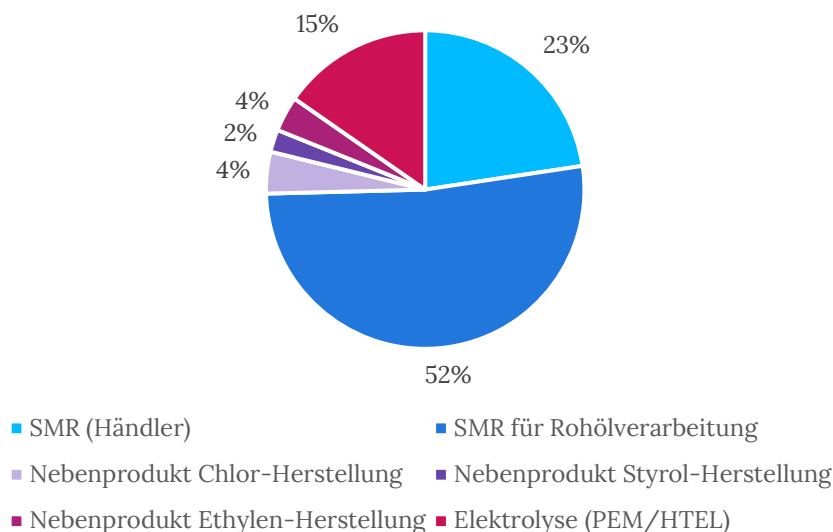
\* Wert wurde anhand der Chlor-Output-Menge approximiert

Tabelle 3-1 zeigt, dass aktuell jährlich rund 6.900 GWh Wasserstoff in der IRMD produziert werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass die Air Liquide Deutschland GmbH ein weiterer H<sub>2</sub>-Lieferant ist und jährlich rund 14,4 GWh flüssigen Wasserstoff nach Mitteldeutschland transportiert und verkauft. Der Großteil des erzeugten Wasserstoffes wird konventionell mittels SMR erzeugt. Dies erfolgt in der IRMD vor allem durch die Linde AG und die TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH in Leuna. Die Linde AG bietet den Wasserstoff zum Verkauf an und leitet einen Teil durch die H<sub>2</sub>-Pipeline im Mitteldeutschen Chemiedreieck zu den Industrieanlagen und Industrieparks weiter. Der in der Raffinerie erzeugte Wasserstoff verbleibt in der Raffinerie für weitere chemische Prozesse, wie der Herstellung von Kraftstoffen. Als früherer Nettoexporteur von Wasserstoff benötigt die TOTAL Raffinerie aufgrund verschärfter Umweltschutzvorgaben für ihre Produktion heute zusätzlichen Wasserstoff. Zum einen erzeugt sie diesen mittels SMR selbst und zum anderen wird er von der Linde AG dazugekauft.

Wasserstoff fällt in der IRMD ebenso als Nebenprodukt bei der Herstellung von Chlor, Ethylen und Styrol (819 GWh H<sub>2</sub>/a) an. Durch die Chlor-Alkali-Elektrolyse werden 344 GWh H<sub>2</sub>/a erzeugt. Haupterzeuger ist die DOW Olefinverbund GmbH in Schkopau (der Wasserstoff verbleibt im Unternehmen) und die Nouryon Industrial Chemicals GmbH in Bitterfeld-Wolfen, die überschüssigen Wasserstoff als Rohgas an die Linde AG im

Chemiepark weiterleitet. In Leuna nutzt die Leuna-Harze GmbH die gleiche Technologie und produziert 14 GWh H<sub>2</sub>/a Wasserstoff. Der erzeugte Wasserstoff der Leuna-Harze wird innerhalb des Unternehmens genutzt und steht daher extern nicht zur Verfügung. Die DOW Olefinverbund GmbH produziert in Böhlen bei der Ethylen-Herstellung zusätzlich 290 GWh H<sub>2</sub>/a und in Schkopau 185 GWh H<sub>2</sub>/a bei der Styrol-Herstellung.

Aktuell ist das bestehende Produktionsvolumen von grünem Wasserstoff in der IRMD durch die Nutzung der PEM-Elektrolyse-Technologie mit 8 GWh H<sub>2</sub>/a sehr gering. Bisher wird diese Technologie in Leuna nur im Rahmen eines Forschungsprojektes genutzt. Dennoch sollen zeitnah Groß-Elektrolyseanlagen errichtet werden. Ab dem Jahr 2022 ist geplant, dass allein der PEM-Elektrolyseur der ITM Linde Electrolysis GmbH in Leuna 119 GWh H<sub>2</sub>/a produziert. Weitere geplante Projekte (z. B. Energiepark Bad Lauchstädt, Green Hydrogen Hub, doing hydrogen) sollen die Produktion von grünem Wasserstoff um zusätzlich rd. 1.236 GWh H<sub>2</sub>/a erhöhen.

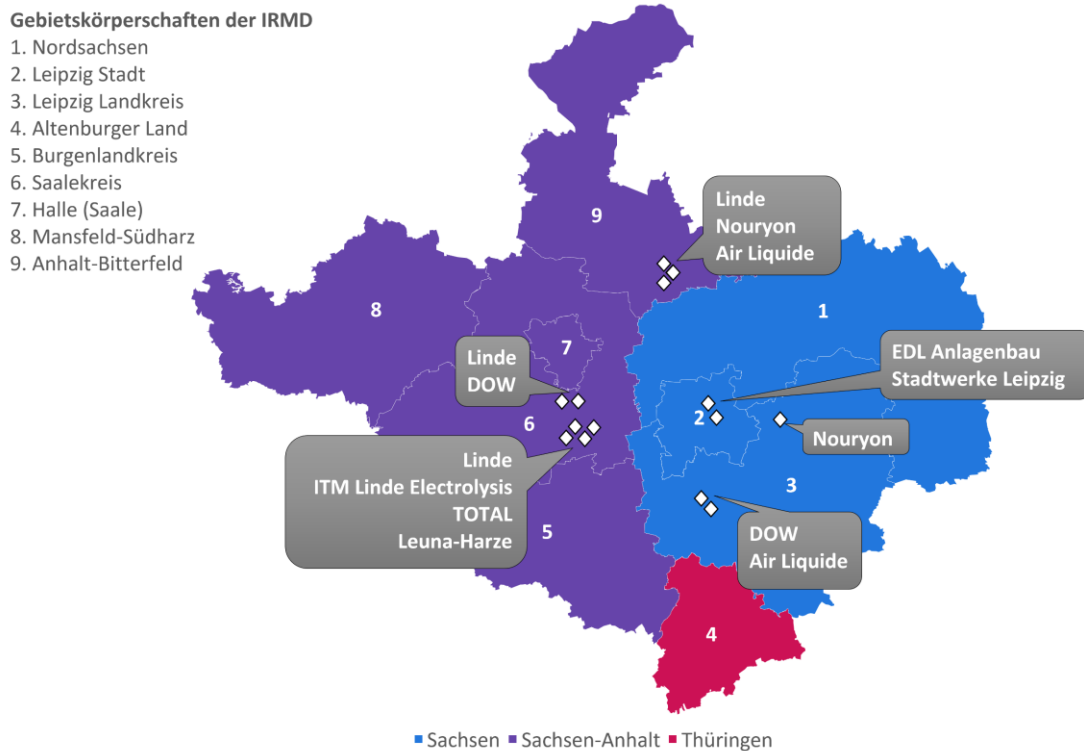


**Abbildung 3-7: Anteil der Erzeugungstechnologien an der aktuellen und geplanten Wasserstoffproduktionsmengen in der IRMD (Quelle: Eigene Darstellung)**

Abbildung 3-7 verdeutlicht noch einmal, dass - trotz der geplanten Vorhaben zur Erzeugung von grünem Wasserstoff - der Großteil der H<sub>2</sub>-Produktionsmengen auf Erdgas (SMR) basieren (75 %). Insbesondere die Raffinerie-Industrie ist mit einem Anteil von 52 % ein großer Produzent von grauem Wasserstoff, verbraucht diesen aber intern in seinen Verarbeitungsprozessen. Der zum Verkauf stehende Wasserstoff wird hauptsächlich durch SMR (23 %) hergestellt werden. Etwa 10 % des erzeugten Wasserstoffes werden bei der Produktion von Chlor, Ethylen und Styrol anfallen und lediglich 15 % wird mittels Elektrolyse erzeugt (grüner Wasserstoff).

Abbildung 3-8 zeigt auf, dass die Stadt Leipzig, sowie die Chemiestandorte Bitterfeld-Wolfen, Schkopau, Böhlen und Leuna innerhalb der IRMD die Standorte mit einer besonders hohen Dichte an Unternehmen im Bereich der H<sub>2</sub>-Erzeugung sind.





**Abbildung 3-8: Unternehmen in der IRMD mit Bezug zur Wasserstoffherzeugung (Quelle: Eigene Darstellung)**

Ein entscheidender Akteur ist die bereits genannte Linde AG, die über die H<sub>2</sub>-Pipeline Wasserstoff zu verschiedenen Industriestandorten in der Region transportiert. Air Liquide produziert in der Region zwar keinen Wasserstoff, importiert aber jährlich etwa 14,4 GWh Flüssig-Wasserstoff aus den Produktionswerken in Westdeutschland per Lkw und ist daher auch als ein weiterer Wasserstoff-Anbieter zu beachten [Gries 2021a]. Wie in Tabelle 3-1 beschrieben, ist in der IRMD die TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH in Leuna ein großer Produzent von grauem Wasserstoff, welcher für die Rohölverarbeitung benötigt wird. Zusätzlich fällt im Unternehmen Wasserstoff als Koppelprodukt von Umwandlungsprozessen an. Ebenso entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Entsprechende Anlagen befinden sich in Leuna und Bitterfeld-Wolfen.

Im Materialband in Anhang A 2.3.1 wird auf die dargestellten Unternehmen, welche sich mit der Erzeugung von Wasserstoff in der IRMD beschäftigen, genauer eingegangen. Für die Auflistung wird kein Anspruch auf Vollständigkeit übernommen. Die Auswahl wurde vor allem auf Basis der an Projekten in der IRMD und in Mitteldeutschland beteiligten Unternehmen getroffen.

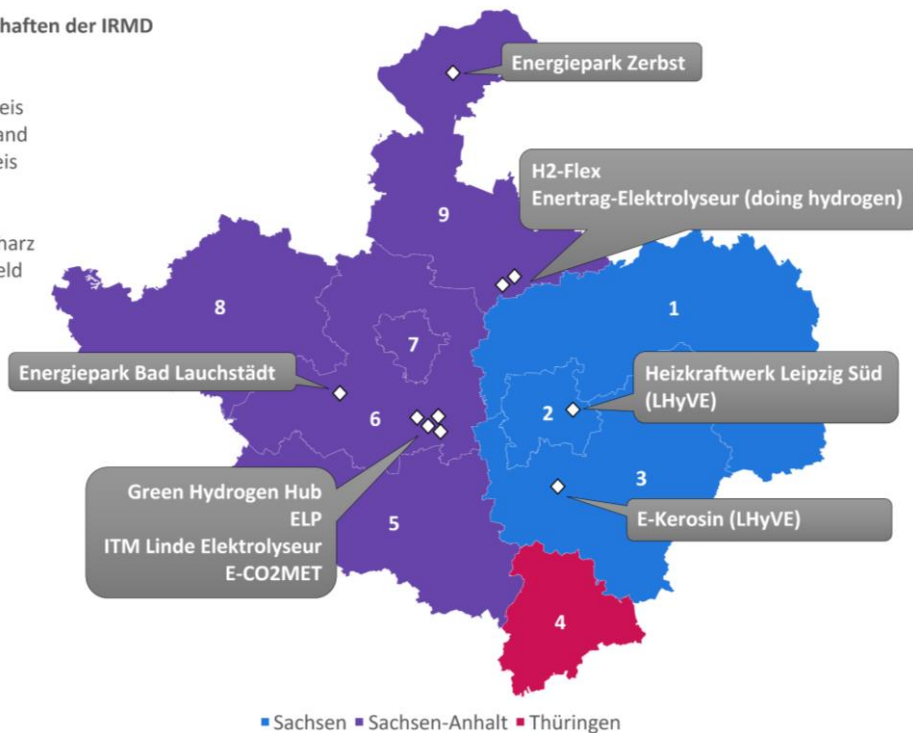
#### Verbundvorhaben mit Bezug zur Wasserstoffproduktion in der IRMD

Die folgende Abbildung 3-9 gibt eine Übersicht über die aktuellen und geplanten H<sub>2</sub>-Erzeugungsprojekte (grüner Wasserstoff) in der IRMD. Wie die Abbildung zeigt,

befinden sich diese vorwiegend in den sächsisch-anhaltinischen Landkreisen der IRMD. Vor allem der Chemiestandort Leuna sticht mit vier Verbundprojekten hervor. Eine weitere wichtige Rolle spielt der geplante Energiepark Bad Lauchstädt. In Sachsen sind zwei Projekte (in Leipzig und Böhlen) geplant, im thüringischen Landkreis Altenburger Land konnte kein Vorhaben identifiziert werden.

**Gebietskörperschaften der IRMD**

1. Nordsachsen
2. Leipzig Stadt
3. Leipzig Landkreis
4. Altenburger Land
5. Burgenlandkreis
6. Saalekreis
7. Halle (Saale)
8. Mansfeld-Südharz
9. Anhalt-Bitterfeld



**Abbildung 3-9: Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in der IRMD (Quelle: Eigene Darstellung)**

Im Folgenden wird auf die dargestellten Projekte eingegangen, die sich mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff in der IRMD beschäftigen.

**Important Projects of Common European Interest (IPCEI)**

**LHyVE**

Am 28. Mai 2021 hat das BMWi im Zuge der nationalen Wasserstoffstrategie 62 H<sub>2</sub>-Großprojekte ausgewählt, die im Rahmen der IPCEI staatlich gefördert werden sollen. Zu den ausgewählten Projekten gehört auch das Verbundvorhaben LHyVE (Leipzig Hydrogen Value chain for Europe / grüner Wasserstoffring für die Region Leipzig). Das Verbundvorhaben möchte im Rahmen eines Technologieschaufensters die H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette von Erzeugung über Speicherung/Transport/Verteilung bis zum Endverbrauch in der Region Leipzig umsetzen und sich mit den H<sub>2</sub>-Infrastrukturen und -märkten in Europa vernetzen, um Entwicklungspotenziale zu heben und Versorgungssicherheit zu ermöglichen [LHyVE 2021]. Zu den Meilensteinen des Projektes gehören folgende Aspekte:

- ▶ Umsetzung des Heizkraftwerk Leipzig Süd

- ▶ Entwicklung innerstädtischer Elektrolyse- und Speicherkapazität
- ▶ Bereitstellung von erneuerbarem Strom
- ▶ Bau einer Trasse für den innerstädtischen H<sub>2</sub>-Transport
- ▶ Produktion von E-Kerosin im Süden Leipzigs
- ▶ CO<sub>2</sub>-Nutzung aus Raffinerie

Zu den Initiatoren des LHyVe-Projektes gehören:

- ▶ ONTRAS Transport GmbH, Leipzig
- ▶ EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig
- ▶ Leipziger Gruppe (LVV), Leipzig

Weitere assoziierte Partner sind unter anderem VNG, DHL, BMW Group Werk Leipzig, TOTAL und Siemens Energy.

Wichtiges Teilprojekt ist das Heizkraftwerk Leipzig Süd, das in Leipzig von der Stadtwerke Leipzig GmbH errichtet wird (Fertigstellung 2022/2023 geplant). Das Gasturbinenheizkraftwerk wird zwar vorerst mit Erdgas betrieben, die von Siemens gebauten Turbinen (Typ SGT800, Gesamtleistung von 2 x 62 MW) sind aber so konstruiert, dass sie auch 100 % Wasserstoff nutzen können (sukzessive Umstellung der Verbrennung auf immer höhere Anteile von Wasserstoff möglich). Es ist geplant, das Heizkraftwerk bis zum Jahr 2030 „H<sub>2</sub>-ready“ zu machen. Über das Heizkraftwerk soll die Stadt Leipzig mit Fernwärme versorgt werden und damit das Kohlekraftwerk Lippendorf ablösen [L-IZ 2020].

Im Rahmen des Vorhabens plant zudem die EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, ansässig in Leipzig, am Standort Böhlen-Lippendorf die Errichtung der weltweit ersten industriellen Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem synthetischen Flugkraftstoff und Wasserstoff (50 GWh H<sub>2</sub>/a) [energy-saxony 2021].

### *doing hydrogen*

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gascade und ONTRAS möchten mit Partnern aus der Energiebranche wie dem H<sub>2</sub>-Hersteller Apex und dem Windenergieunternehmen Enertrag ab 2026 eine H<sub>2</sub>-Leitung zwischen Rostock und Güstrow errichten und eine bestehende Erdgaspipeline für den H<sub>2</sub>-Transport bis Berlin, Brandenburg und Sachsen umbauen. Das Projekt wurde ebenfalls im Rahmen der IPCEI-Förderung ausgewählt und die Projektpartner zeigen sich offen für Erweiterungen durch neue Partner oder Verknüpfungen mit anderen Projekten (z. B. mit den IPCEI-Projekten Green Octopus oder LHyVE). Langfristiges Ziel ist die Schaffung eines Wasserstoff-Rückgrats, das wichtige Industriestandorte verknüpft und auch länderübergreifend erweitert wird.

Enertrag plant als Teilprojekt die Erzeugung von grünem Wasserstoff an vier Elektrolyseurstandorten, wovon sich einer in der IRMD (Bobbau in Sachsen-Anhalt) und drei außerhalb in Rostock, Sperenberg und Treuenbrietzen befinden (Gesamtelektrolyseurleistung ca. 210 MW). Die Elektrolyseure sollen in der Nähe der H<sub>2</sub>-Leitung errichtet werden und eine bundesländerübergreifende Verbindung darstellen. Ebenso sollen vier H<sub>2</sub>-Tankstellen in der Nähe der Elektrolyseure (ca. 27 GWh H<sub>2</sub>/a gesamt) installiert werden [Regierung-MV 2021].

Der H<sub>2</sub>-Produzent Apex Energy Teterow will in seinem Werk in Rostock-Laage ein weiteres Elektrolyse-System errichten, das ab 2026 Wasserstoff hauptsächlich für die doing hydrogen-Pipeline herstellt.

### Weitere Projekte

#### E-CO<sub>2</sub>MET

Das Unternehmen Sunfire GmbH entwickelt Elektrolyseure zur Herstellung von erneuerbaren technischen Gasen und strombasierten Kraftstoffen (E-Gas, E-Fuel oder E-Chemicals). Zusammen mit dem Energiekonzern TOTAL wollen sie im Zuge des Projektvorhabens E-CO<sub>2</sub>MET einen SOEL im Megawatt-Maßstab entwickeln, der Wasserstoff für die Industrie produzieren soll. In der TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland in Leuna findet dieser für die Produktion von synthetischem Methanol aus hochkonzentriertem Kohlenstoffdioxid seine erste Anwendung. Dabei nutzt die Anlage günstigen Dampf oder Abwärme aus Industrieprozessen und Syntheseverfahren, um so den Ökostrombedarf zu senken. Beteiligte Partner sind:

- ▶ Sunfire GmbH, Dresden
- ▶ TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland, Leuna

#### Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP

In Leuna wird aktuell eine Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP der Fraunhofer-Gesellschaft aufgebaut. Die Plattform erzeugt grünen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien mittels Elektrolyseanlagen, um damit Grundchemikalien und Kraftstoffe emissionsarm zu produzieren. Ziel ist es, die H<sub>2</sub>-Produktion im Industriemaßstab zu testen und zu bewerten. Es gibt Testflächen für Power-to-X- und Power-to-Liquid-Projekte mit einer Anschlussleistung von bis zu 5 MW. Ebenso werden in verbundenen Projekten Verfahren zur Synthesegas-Erzeugung mittels Co-Elektrolyse von Wasser und Kohlestoffdioxid weiter erforscht, wodurch auch Basischemikalien und nachhaltige synthetische Kraftstoffe hergestellt werden können [CBP Fraunhofer 2020]. Am Projekt beteiligt sind:

- ▶ Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP, Leuna
- ▶ Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, Halle (Saale)
- ▶ Siemens AG, Berlin und München
- ▶ Linde AG, Leuna

Die Siemens AG und Linde AG sollen als Elektrolyseur-Hersteller ihre Prototypen auf der Plattform testen.

#### Energiepark Bad Lauchstädt

Am 18.07.2019 hat Wirtschaftsminister Peter Altmaier das Reallabor „Energiepark Bad Lauchstädt“ im Rahmen des Ideenwettbewerbes „Reallabore für die Energiewende“ zur Förderung ausgewählt. Im Energiepark Bad Lauchstädt möchte man ab dem Jahr 2022 die intelligente Erzeugung und Speicherung sowie den Transport und die Nutzung von

grünem Wasserstoff untersuchen. Ziel des Vorhabens ist die Integration der Sektorenkopplung unter Nutzung verschiedener H<sub>2</sub>-Verwertungspfade für den Aufbau eines zukünftigen Energiesystems in Mitteldeutschland. Durch eine GroÙelektrolyseanlage mit einer elektrischen Leistung von 35 MW soll mittels Stroms aus einem nahegelegenen Windpark (40 MW) grüner Wasserstoff hergestellt werden. Geplant ist, dass dieser dann in einer Salzkaverne zwischengespeichert wird und über eine umgerüstete Gaspipeline in das H<sub>2</sub>-Netz der Chemieindustrie in Mitteldeutschland eingespeist und langfristig auch im Mobilitätssektor genutzt werden kann [Energiepark Bad Lauchstädt 2020].

Zu den beteiligten Projektpartnern gehören:

- ▶ Terrawatt Planungsgesellschaft mbH, Leipzig
- ▶ Uniper SE, Düsseldorf
- ▶ VNG Gasspeicher GmbH, Leipzig
- ▶ ONTRAS Transport GmbH, Leipzig
- ▶ DBI – Gasthechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

#### *GreenHydroChem/Green Hydrogen Hub*

In Leuna wurde 2019 zudem das Projekt „GreenHydroChem“ im Rahmen des Ideenwettbewerbes „Reallabore der Energiewende“ als förderwürdig ausgewählt. Das Vorhaben soll die Erzeugung, Speicherung und Nutzung von grünem Wasserstoff für verschiedene Anwendungen untersuchen [HYPOS 2019]. Der Start des Projektes hängt jedoch von der Bewilligung der Fördermittel ab. Die Stellung des Antrages zum Erhalt der Reallabor-Fördermittel wurde verzögert, da aufgrund der neuen Förderrichtlinie zum 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung noch Anpassungen des Vorhabens an beihilferechtliche Gegebenheiten zu erwarten waren. Nach aktuellem Stand wurde ein Antrag auf Förderung im Rahmen der IPCEI-Förderung (International Projects of Common European Interest) gestellt. Der Name des Vorhabens wird dort mit „Green Hydrogen Hub“ betitelt und die Linde AG sowie die TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland als Projektpartner angegeben. Am 28. Mai 2021 hat das BMWi bekannt gegeben, dass Green Hydrogen Hub unter den ausgewählten Projekten ist. In der zweiten Phase erfolgt nun das sogenannte „Matchmaking“ der ausgesuchten Projekte mit denen anderer EU-Mitgliedstaaten und es wird die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission angestrebt [Bergander 2021].

Projektziel: Bau einer 100 MW-Elektrolyse-Anlage, die ab 2024 grünen Wasserstoff herstellt.

Projektpartner:

- ▶ HYPOS e.V. (Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V.), Halle (Saale)
- ▶ Siemens AG, Berlin und München
- ▶ Linde AG, Leuna
- ▶ Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, Halle (Saale)
- ▶ TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland, Leuna

### H2-Flex

Das HYPOS-Projekt H2-Flex soll das Flexibilitätspotenzial einer Chlor-Alkali-Elektrolyse demonstrieren und gleichzeitig maximieren. Die Untersuchung wird in Bitterfeld an einem 30 MW-Chlor-Alkali-Elektrolyseur der Nouryon Industrial Chemicals GmbH mit einer Produktionskapazität über 8,4 MWh H<sub>2</sub>/h erfolgen. Auf Grundlage der Ergebnisse sollen technisch-ökonomische Modelle für verschiedene Betriebsarten erstellt und die durchschnittlichen H<sub>2</sub>-Gestehungskosten der Chlor-Alkali-Elektrolyse reduziert werden. An dem Vorhaben sind die

- ▶ Nouryon Industrial Chemicals GmbH, Bitterfeld
- ▶ BTU Cottbus-Senftenberg, Cottbus
- ▶ Universität Leipzig, Leipzig
- ▶ Envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz

beteiligt. Das Projekt startete am 01.09.2018 und wurde auf 40 Monate mit einem Budget von 1,77 Mio. € und einer Förderung von 66 % ausgelegt [HYPOS 2020b].

### ITM Linde Elektrolyseur

Anfang des Jahres 2021 wurde bekannt gegeben, dass die in Dresden ansässige ITM Linde Electrolysis GmbH, ein Zusammenschluss von Linde und der britischen ITM Power, bis 2022 in Leuna ebenfalls eine PEM-Elektrolyseanlage errichten wird. Zuerst soll der Wasserstoff mit zertifiziertem Ökostrom hergestellt werden, langfristig ist geplant den benötigten Strom aus erneuerbaren Energiequellen der Region zu beziehen. Die 24 MW-Elektrolyseanlage (bestehend aus zwei Elektrolyseuren) soll grünen Wasserstoff für die Industriekunden von Linde erzeugen und diesen über deren H<sub>2</sub>-Netz transportieren. Teile des Wasserstoffes sollen in einem eigenen H<sub>2</sub>-Verflüssiger verflüssigt werden [Scheuermann 2021]. ITM Power liefert dabei die modulare PEM-Elektrolyseurtechnologie und Linde das Know-how rund um Planung, Beschaffung und Bau. Unterstützt wird das Vorhaben durch das Wirtschaftsministerium Sachsen-Anhalt mit 15 Mio. € aus der Investitionsförderung „Gemeinschaftsaufgabe zur Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“ (GRW).

### Wasserstoff-Kombi-Projekt Energiepark Zerbst

Die Getec green energy GmbH plant in Zusammenarbeit mit der DHW Deutsche Hydrierwerke GmbH aus Rodleben auf dem Zerbster Flugplatz (zugehörig zum Zerbster Energiepark) ab 2022 eine Elektrolyseanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff in Betrieb zu nehmen. Zur Herstellung soll erneuerbarer Strom über kurze Stromtrassen aus Windenergie genutzt werden, wofür sieben neue Windenergieanlagen errichtet werden müssen. Die DHW GmbH Rodleben wird der Abnehmer des Wasserstoffs sein. Bisher nutzen diese jährlich rund 12 GWh grauen Wasserstoff zur Herstellung von Zuckeralkoholen, Fettalkoholen oder Fettaminen [Kirchner 2020]. Des Weiteren soll der grüne Strom an weitere Abnehmer verkauft werden. Vor Ort befindet sich bereits eine Bioraffinerie mit einer installierten Leistung von 3 MW<sub>el</sub>, welche jährlich 24 GWh<sub>el</sub> Strom aus Biogas erzeugt. Eine Freiflächen-PV-Anlage produziert bereits 45 GWh/a und ein

Windpark 114 GWh/a Strom [Döhning 2019]. Welche elektrische Leistung die Elektrolyseanlage haben und welche Elektrolyse-Technologie genutzt werden wird, konnte zu diesem Zeitpunkt nicht ermittelt werden. Projektbeteiligte sind:

- ▶ Getec green energy GmbH, Magdeburg
- ▶ DHW Deutsche Hydrierwerke GmbH, Rodleben

### 3.2.1.2.2 Existierende erneuerbarer Stromproduktion

Um einen Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu erreichen, ist die ausreichende Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien eine Grundvoraussetzung. Die Innovationsregion Mitteldeutschland hat diesbezüglich eine weitere Studie in Auftrag gegeben, bei der ein Energiekonzept für die IRMD erarbeitet wird. Auftragnehmer sind das Leipziger Institut für Energie, das Deutsches Biomasseforschungszentrum und die r2b energy consulting. In einer Zwischenpräsentation wird die aktuell erzeugte Menge an erneuerbarem Strom aus Wind und PV in der IRMD mit rund 5,7 TWh/a beziffert [IE Leipzig et al. 2021]. In der folgenden Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3 werden die derzeitigen Strommengen, welche aus Windkraft- und PV-Anlagen erzeugt werden, nach Landkreisen der IRMD gegliedert dargestellt.

In der IRMD stehen ca. 1.200 WEA mit einer installierten Gesamtleistung von rund 2 GW. Insgesamt produzieren diese Anlagen 3,7 TWh grünen Strom pro Jahr. Der Großteil (83 %) des Stroms wird in den sächsisch-anhaltinischen Landkreisen der IRMD erzeugt, da dort eine Vielzahl der WEA verortet ist. Auf die sächsischen Gebietskörperschaften der IRMD entfallen 12 % der Strommenge, gefolgt von 5 % im thüringischen Landkreis Altenburger Land.

**Tabelle 3-2: Status Quo der Stromerzeugung aus WEA in der IRMD (Quelle: [IE Leipzig et al. 2021])**

Landkreis / Stadt	Anzahl Anlagen	Installierte Leistung (in MW)	Strommenge (in GWh/a)
<b>Leipzig, Stadt</b>	8	12	13
<b>Leipzig, LK</b>	79	103	198
<b>Nordsachsen</b>	105	119	213
<b>Halle, Stadt</b>	0	0	0
<b>Anhalt-Bitterfeld, LK</b>	237	412	745
<b>Burgenlandkreis</b>	236	429	758
<b>Mansfeld-Südharz, LK</b>	206	322	569
<b>Saalekreis, LK</b>	236	496	981
<b>Altenburger Land, LK</b>	61	98	192
<b>IRMD</b>	<b>1.168</b>	<b>1.991</b>	<b>3.669</b>

Rund 23.000 PV-Anlagen erzeugen in der IRMD mit einer installierten Gesamtleistung von 2 GW zusammen 2 TWh grünen Strom pro Jahr. Mit über 4.400 PV-Anlagen ist der Landkreis Leipzig der Anlagenreichste Landkreis der IRMD, aufgrund der unterschiedlichen installierten Leistung wird jedoch in Anhalt-Bitterfeld die größte Strommenge produziert (436 GWh/a). Im Vergleich unter den Bundesländern werden 64 % der grünen

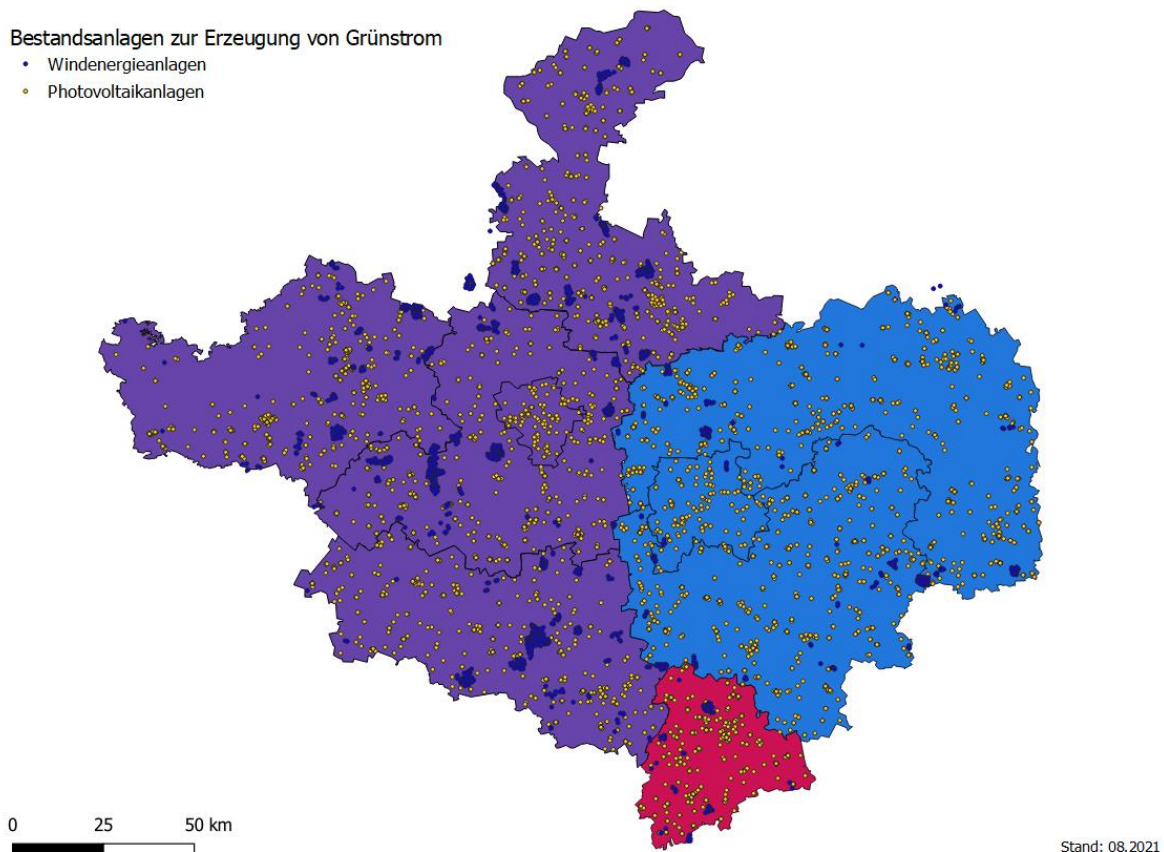
Strommenge aus PV in den sächsisch-anhaltischen Landkreisen der IRMD erzeugt, 29 % in den sächsischen Gebietskörperschaften der IRMD und 7 % im thüringischen Altenburger Land.

**Tabelle 3-3: Status Quo der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in der IRMD**  
(Quelle: [IE Leipzig et al. 2021])

Landkreis / Stadt	Anzahl Anlagen	Installierte Leistung (in MW)	Strommenge (in GWh/a)
Leipzig, Stadt	1.038	36	39
Leipzig, LK	4.403	439	273
Nordsachsen	3.980	257	288
Halle, Stadt	913	24	29
Anhalt-Bitterfeld, LK	2.728	380	436
Burgenlandkreis	2.814	197	203
Mansfeld-Südharz, LK	2.289	322	346
Saalekreis, LK	3.197	294	320
Altenburger Land, LK	1.439	125	138
<b>IRMD</b>	<b>22.801</b>	<b>2.074</b>	<b>2.072</b>

Bestandsanlagen zur Erzeugung von Grünstrom

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen



**Abbildung 3-10: Bestehende Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der IRMD** (Quelle: Eigene Darstellung)



Abbildung 3-10 zeigt die Verteilung der erneuerbaren Energieanlagen die ausschlaggebend für die heutige Produktion erneuerbaren Stroms sind und damit auch zukünftig für die Produktion von grünem Wasserstoff in der IRMD interessant sein könnten.

Da aktuell grüner Wasserstoff nur in kleinen Mengen in Forschungs- und Demonstrationsanlagen in der IRMD erzeugt wird, ist die Nachfrage nach erneuerbarem Strom für die Herstellung von klimaneutralem Wasserstoff mittels Elektrolyse entsprechend niedrig. Angekündigte Projekte sind etwa das Reallabor „Energiepark Bad Lauchstädt“ in der IRMD, für welches Strom aus einem nahegelegenen Windpark mit 40 MW Nennleistung genutzt werden sollen. Auch im Projekt „Green Hydrogen Hub“ ist für die 100 MW-Elektrolyseanlage erneuerbarer Strom aus Windenergie- und PV-Anlagen mit entsprechend hoher Nennleistung eingeplant.

### 3.2.1.2.3 *Bestehende und geplante Wasserstoffherstellungskapazitäten in Mitteldeutschland*

In Mitteldeutschland befindet sich außerhalb der IRMD keine industrielle Anlage, die der reinen Erzeugung von Wasserstoff dient. Es konnte jedoch einige Unternehmen identifiziert werden, die den für ihre Produktionsprozesse benötigten Wasserstoff in eigenen SMR-Anlagen vor Ort produzieren. Eine Erdölraffinerie wird in diesem Gebiet nicht betrieben. Die Wasserstoff-Pipeline im Mitteldeutschen Chemiesiedleck, welche mit Ausnahme des Teilstücks zwischen Böhlen und Schkopau zum Großteil der Linde AG gehört, dessen Eigentümer die DOW Olefinverbund GmbH ist, versorgt jedoch auch die Standorte Zeitz (Chemie- und Industriepark Zeitz), Dessau und Rodleben mit Wasserstoff [Dietrich 2021a]. Die Standorte benötigen für die Hydrierungen und Synthesen in ihren Chemieprozessen große Mengen an Wasserstoff (siehe unten). Es wird zudem per Pipeline Stickstoff zwischen Piesteritz/Lutherstadt Wittenberg, Bitterfeld und Leuna transportiert.

Wie Anhang A 2.4 im Materialband zu entnehmen ist, liegen lediglich zwei der 35 in Betrieb befindlichen Power-to-Gas-Anlagen in Mitteldeutschland. Dabei handelt es sich zum einen um das Projekt „DynElectro - Dynamic Hydrogen Production by Water Electrolysis“ in Magdeburg (Sachsen-Anhalt) und die Power-to-Gas-Forschungsanlage „LocalHy“ im Förritztal in Thüringen. Auf beide Vorhaben wird im Materialband unter A 2.3.3 eingegangen. Im Bundesland Sachsen und der IRMD ist derzeit keine PtG-Anlage in Betrieb. Die Produktion von Wasserstoff auf Basis von erneuerbaren Energien befindet sich noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase, sodass vor allem Testanlagen zu finden sind.

In Tabelle 3-4 ist eine Übersicht der identifizierten H<sub>2</sub>-Produzenten dargestellt. Die Produktionsmengen an Wasserstoff wurden über eine Schreibtisch-Recherche durch Nutzung öffentlich zugänglicher Datenbanken (z. B. [IEA 2020], [Roads2HyCOM 2007]) und die Auswertung von Statistiken, Studien, Veröffentlichungen und Artikeln ermittelt.

Im Falle des Referenzkraftwerkes Lausitz wurde die H<sub>2</sub>-Menge anhand der elektrischen Leistung der Anlage<sup>56</sup> berechnet.

Die Farbe des erzeugten Wasserstoffes wird wie folgt dargestellt:

- ▶ grüner Wasserstoff
- grauer Wasserstoff

Von derzeit insgesamt 5.601 GWh produziertem Wasserstoff pro Jahr erzeugt die SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH allein 5.274 GWh/a Wasserstoff mit einem Erdgas-Dampfreformer (SMR) für die Ammoniak-Synthese. Dieser wird vollständig intern im Unternehmen verbraucht, sodass er extern nicht vermarktet wird. In Jena nutzt die Schott AG ebenfalls einen SMR der Air Liquide Deutschland GmbH zur Erzeugung von Wasserstoff, den sie in der Glasherstellung einsetzen. Das Produktionsvolumen von 20 GWh H<sub>2</sub>/a ist im Vergleich zu dem der SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH sehr gering, aber der Wasserstoff verbleibt ebenfalls im Unternehmen. In Bernburg an der Saale erzeugt die Firma Solvay Interox GmbH grauen Wasserstoff (186 GWh H<sub>2</sub>/a) für die eigene Herstellung von Wasserstoffperoxid. In Nünchritz wird von der Linde AG ein SMR betrieben, der 121 GWh H<sub>2</sub>/a für die Wacker Chemie AG vor Ort zur Verfügung stellt, welche damit unter anderem Polysilicium herstellt. Die genannten Unternehmen verwenden ausschließlich grauen Wasserstoff für ihre Produktionsprozesse, der direkt vor Ort erzeugt wird. Das Reallabor „Referenzkraftwerk Lausitz“ plant ab 2025 jährlich rd. 89 GWh grünen Wasserstoff zu produzieren, welcher dann verkauft werden soll.

**Tabelle 3-4: Wasserstoffproduzenten in Mitteldeutschland (außerhalb der IRMD) (Quelle: Eigene Berechnung)**

Nr.	Standort	Betreiber / Projekt	Technologie	H <sub>2</sub> -Produktionsmenge [GWh H <sub>2</sub> /a]	Verfügbarkeit
1	Jena	Schott AG	SMR	20 ■	Eigenbedarf für Glasherstellung
2	Lutherstadt Wittenberg	SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	SMR	5.274 ■	Eigenbedarf für Ammoniakherstellung
3	Nünchritz	Linde AG	SMR	121 ■	Für Wacker Chemie AG
4	Bernburg	Solvay Interox GmbH	SMR	186 ■	Eigenbedarf für Herstellung von Wasserstoffperoxid
5	Schwarze Pumpe ab 2025	Referenzkraftwerk Lausitz	PEM	89 ▶	Händler

<sup>56</sup> Umrechnungsfaktor PEM-Elektrolyse: 0,0047 MW/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h [IEA 2020]; Heizwert Wasserstoff: 0,003 MWh/Nm<sup>3</sup>

Nr.	Standort	Betreiber / Projekt	Technologie	H <sub>2</sub> -Produktionsmenge [GWh H <sub>2</sub> /a]	Verfügbarkeit
<b>Summe derzeitige Produktionsmenge</b>				<b>5.601</b>	<b>GWh H<sub>2</sub>/a</b>
<b>Summe geplante Produktionsmenge</b>				<b>89</b>	<b>GWh H<sub>2</sub>/a</b>
<b>Summe derzeitige und geplante Produktionsmenge</b>				<b>5.690</b>	<b>GWh H<sub>2</sub>/a</b>

Abbildung 3-11 zeigt, dass über die Grenzen der IRMD hinaus in Mitteldeutschland insbesondere die Städte Chemnitz, Dresden und Magdeburg wichtige Verknüpfungspunkte sind, in denen Unternehmen aus dem Bereich der H<sub>2</sub>-Erzeugung tätig sind. Eine Schlüsselrolle für den Bau von Elektrolyseuren nehmen die Unternehmen ITM Linde Electrolysis GmbH und Sunfire GmbH in Sachsen und die AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG in Thüringen ein. Überdies lotet Siemens Energy gegenwärtig mögliche Standorte für eine zukünftige Elektrolyseurfertigung aus, darunter auch Görlitz [Handelsblatt 2021]. Die SKW Stickstoffwerke Piesteritz sind der größte H<sub>2</sub>-Abnehmer in der Region und benötigen für die Ammoniak-Herstellung große Mengen an Wasserstoff, den sie in SMR-Anlagen vor Ort produzieren. Im Materialband in Anhang A 2.3.2 werden die identifizierten Unternehmen aus dem Bereich der H<sub>2</sub>-Erzeugung in Mitteldeutschland (außerhalb der IRMD) genauer vorgestellt. Für die Auflistung wird kein Anspruch auf Vollständigkeit übernommen. Die Auswahl wurde vor allem auf Basis der an Projekten in der IRMD und in Mitteldeutschland beteiligten Unternehmen getroffen.

#### Verbundvorhaben mit Bezug zur Wasserstoffproduktion in Mitteldeutschland

Über die Grenzen der IRMD hinaus finden insbesondere in den Städten Dresden und Magdeburg Projekte zur H<sub>2</sub>-Erzeugung statt (Abbildung 3-12). Dies sind wichtige Verknüpfungspunkte zur IRMD, in denen Universitäten und Forschungsinstitute die H<sub>2</sub>-Erzeugung untersuchen und Anlagenbauer sowie Hersteller von Systemkomponenten für Elektrolyseverfahren und Planungsgesellschaften am Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mitwirken. Weitere wichtige H<sub>2</sub>-Vorhaben sind das Projekt „LocalHy“ in Föritztal in Thüringen, das geplante Reallabor „Referenzkraftwerk Lausitz“ in Sachsen/Brandenburg, das Projekt H<sub>2</sub>-Sara in Chemnitz und die „Energieregion Staßfurt“.

In Materialband in Anhang A 2.3.3 werden die identifizierten Projekte in Mitteldeutschland (außerhalb der IRMD) im Detail vorgestellt.

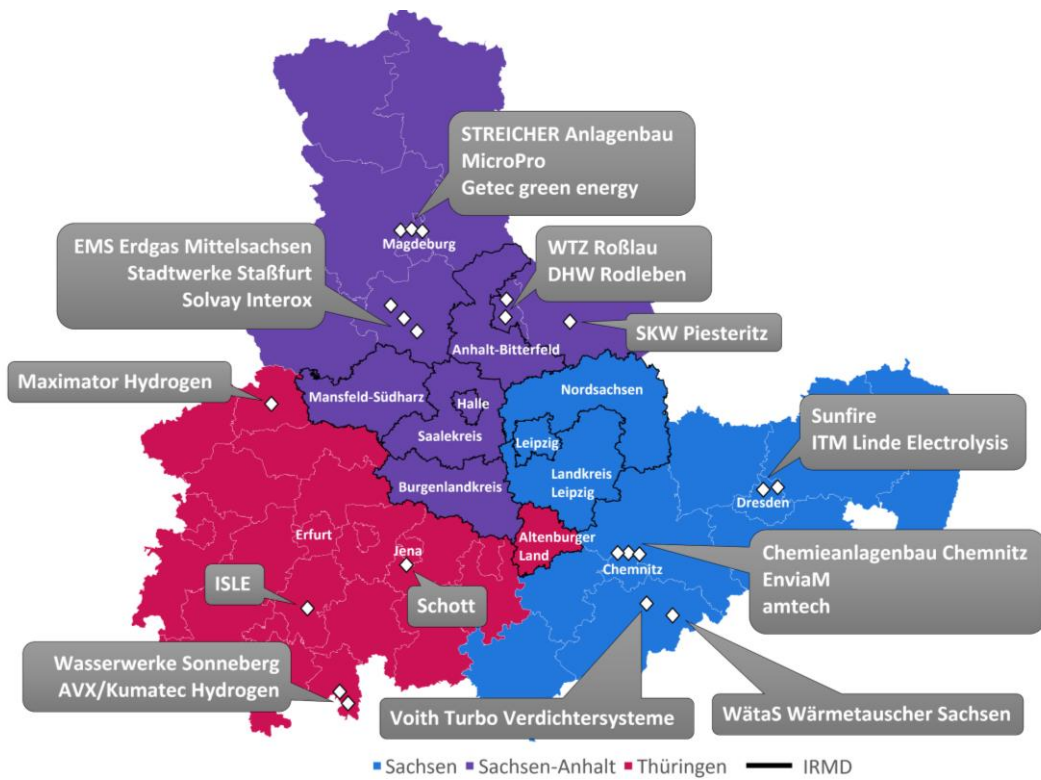


Abbildung 3-11: Unternehmen außerhalb der IRMD mit Bezug zur Wasserstoffherzeugung (Quelle: Eigene Darstellung)

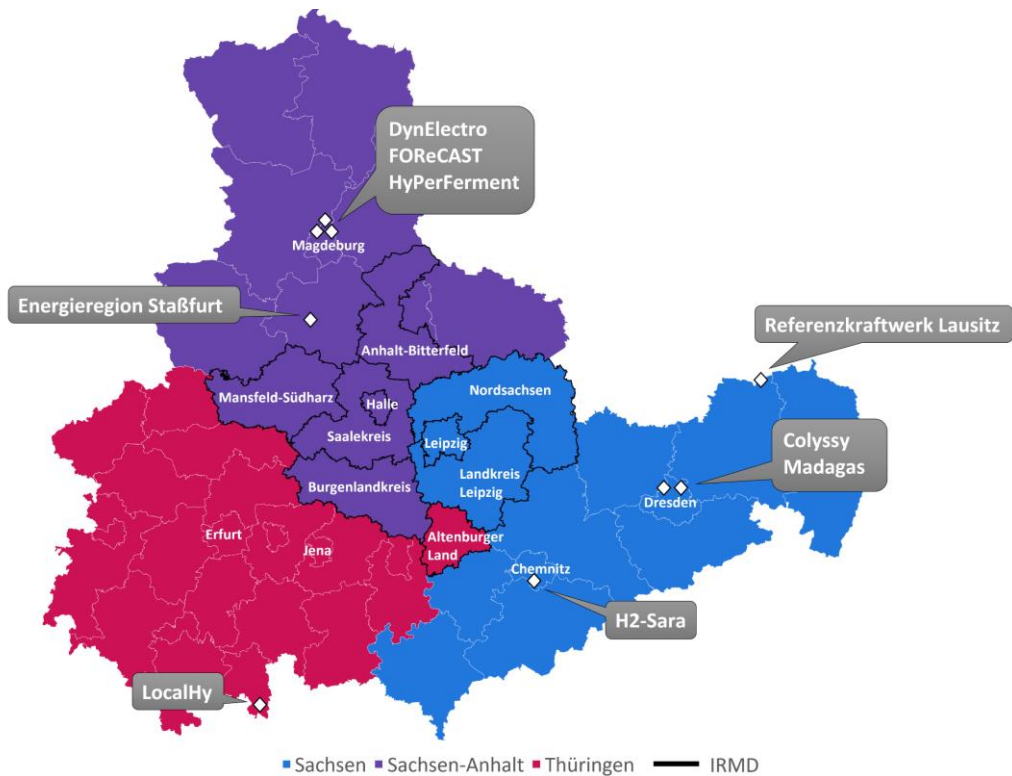


Abbildung 3-12: Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff außerhalb der IRMD (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.2.1.3 Infrastruktur

#### Wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen

Da konkrete politische Rahmenbedingungen bisher fehlten, ist eine systemische H<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland bisher nicht vorhanden (siehe auch Kapitel 2.1.1.2). Momentan existieren in Deutschland die drei H<sub>2</sub>-Cluster Unterelbe, Weser Elms sowie Ruhrgebiet und Mitteldeutschland, die die regionale Versorgung industrieller Abnehmer mit Wasserstoff übernehmen [FfE 2019]. Bei den im Rahmen der Studie befragten lokalen Akteuren, wie Ferngasnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Stadtwerken, waren die meisten der Auffassung, dass eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der IRMD bislang nur experimentell gefördert wurde und es noch an einer klaren Strategie zum Markthochlauf fehlt.

Langfristig erachtet jedoch sowohl die EU-Kommission als auch diverse Ferngasnetzbetreiber eine dedizierte H<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland und in der EU für notwendig [Guidehouse 2020]. Kurz- und mittelfristig wird sich jedoch gerade beim Markthochlauf der H<sub>2</sub>-Technologien eine starke dezentrale Entwicklung der Infrastruktur im Chemie- und Stahlsektor und im erdölverarbeitenden Sektor in der IRMD herausbilden, da hier der größte Energie- und Dekarbonisierungsbedarf besteht [DVGW 2020].

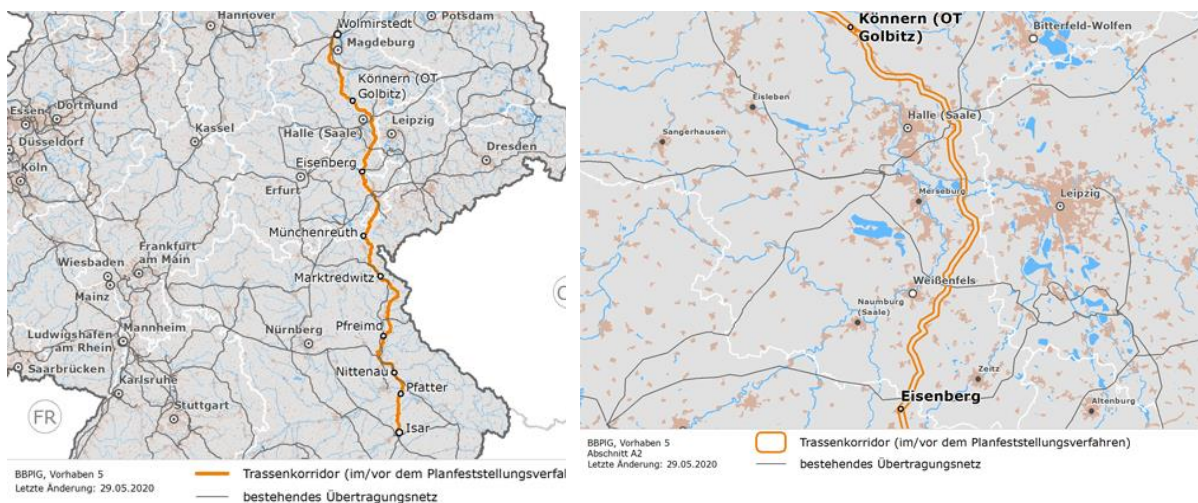
Je nach Erzeugungsverfahren fällt der H<sub>2</sub>-Preis unterschiedlich hoch aus [EWI 2020]. Gerade kurz- und mittelfristig ist absehbar, dass es sich bei dem verwendeten Wasserstoff nicht nur um grünen, sondern auch um blauen Wasserstoff handeln wird (siehe Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen in Kapitel 2.2.3). Bei dem Agora-Webinar „No-regret hydrogen infrastructure for Europe“ am 11.02.2021 wurde außerdem kommuniziert, dass nur durch einen hohen CO<sub>2</sub>-Preis sowie technologische Skalierungseffekte die Kosten für grünen Wasserstoff aber auch für die H<sub>2</sub>-Infrastruktur insgesamt langfristig sinken werden und dieser dann den blauen Wasserstoff schrittweise ablösen kann [Agora 2021].

Die strategische Ausrichtung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur am höchsten H<sub>2</sub>-Bedarf wurde aktuell auch von der Bundesregierung bestätigt [Handelsblatt 2021]. So wurde Anfang Februar 2021 eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beschlossen, um eine strategische Infrastrukturplanung im Energiebereich zur optimalen Systemintegration von Wasserstoff zu gewährleisten. Bislang kam Wasserstoff nicht als Energiebegriff im EnWG vor, daher war eine Regulierung reiner H<sub>2</sub>-Netze nicht möglich. Dies hat sich jetzt mit der EnWG-Novelle geändert [BMWi 2021]. Durch die Chemieparks in der IRMD Leuna, Bitterfeld-Wolfen, Schkopau und Zeitz, könnte dies mittel- bis langfristig eine Chance für einen prognostizierbaren Erweiterung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der IRMD sein. Auf die Integration von Wasserstoff in die Definition von Erdgas wurde jedoch – entgegen vieler Forderungen aus der Industrie – verzichtet.

### Exkurs: Stromübertragung aus erneuerbaren Energien mittels HGÜ-Leitungen

Zur ganzheitlichen Betrachtung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der IRMD zählt aus der Perspektive der Kosten- und Energieeffizienz auch die Strominfrastruktur, da hier die Übertragung von Wasserstoff durch Gasleitungen eine sinnvolle Ergänzung für den Transport großer Energiemengen liefern kann.

Für die IRMD ist SuedOstLink besonders relevant. Die Erweiterung von SuedOstLink ist bis 2025 geplant und verläuft unterirdisch von Wolmirstedt in Sachsen-Anhalt bis zur Isar in Bayern. Der Streckenabschnitt A2 soll von Könnern nach Weißenfels genau zwischen Halle und Leipzig verlaufen [BNetzA 2021].



**Abbildung 3-13: Geplante Trassenverläufe für SuedOstLink [Quelle: BNetzA 2021]**

Wie aus Abbildung 3-13 ersichtlich ist, betrifft SuedOstLink die IRMD direkt vor Ort und bietet langfristig Chancen zur Verzahnung mit der energieintensiven Industrie in Leuna, Bitterfeld-Wolfen, Schkopau und Zeitz aber auch mit dem Mobilitätssektor, wie dem Flughafen Halle-Leipzig oder dem BMW-Werk Leipzig.

#### 3.2.1.3.1 Wasserstofftransport

Insgesamt ist für eine ausreichende H<sub>2</sub>-Versorgung in der IRMD in der Zukunft einerseits der Ausbau einer reinen H<sub>2</sub>-Import- und -Verteilinfrastruktur für die Industrie und andererseits die Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur unter Beimischung von Wasserstoff notwendig. Auf die zentralen Unterschiede zwischen heimischer Produktion und ausländischen Importen von Wasserstoff wird in Kapitel 2.1.1.3 genauer eingegangen.

Die drei gängigen Möglichkeiten reinen Wasserstoff an Land zu transportieren sind:

- mit Rohrleitungen (gasförmig, als Beimischung zu Erdgas oder als reines H<sub>2</sub>-Netz),
- mit Lkw im H<sub>2</sub>-Flaschenbündelanhängen (gasförmig) oder
- mit Lkw oder Bahn in Kryotanks (flüssig).

Die Abwägung der Transportoption berücksichtigt die Transportdistanz, die Transportmenge und die Art der lokalen H<sub>2</sub>-Nutzung, ist aber hauptsächlich eine Frage

der Wirtschaftlichkeit. Aber auch Sicherheitsaspekte können eine Rolle spielen, da durch einen Transport in Rohrleitungen H<sub>2</sub>-Straßentransporte vermieden werden können. Je nach Menge liegt der Preis für transportierten Wasserstoff mit Lkw zwischen 39 und 80 ct/Nm<sup>3</sup>, im Durchschnitt also ca. 60 ct/Nm<sup>3</sup> [EWI 2020]. Als Grundlage für die Berechnung der Kosten der unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Bereitstellungspfade werden die Daten der Lebenszyklusanalysen aus Kapitel 2.2.3 herangezogen. Air Liquide beziffert den Absatz des in Westdeutschland hergestellten Wasserstoffs in Mitteldeutschland derzeit auf jährlich rund 14,4 GWh. Der Transport erfolgt dabei ausschließlich über Lkw im H<sub>2</sub>-Flaschenbündelanhängen. Der Ausbau des bestehenden Industrierohrleitungsnetzes sei hingegen nicht geplant [Intensivinterview Air Liquide 2021].

### **Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetzen in der IRMD sowie mit Bezug zur Region**

Für einen Markthochlauf von grünem und dekarbonisierten Wasserstoff ist es unumgänglich, die bestehende Erdgasinfrastruktur zu nutzen und auf eine Beimischung von Wasserstoff oder den Transport reinen Wasserstoffs umzurüsten. Aktuelle Umfragen zeigen, dass technisch eine Beimischung von Wasserstoff in Ferngasleitungen und in regionalen Versorgungsnetzen bis zu 30 % möglich ist. Für eine weitergehende Analyse sei auf Kapitel 2.1.1.2 verwiesen.

Im Rahmen der „Potenzialstudie Grüne Gase“ wurden in der IRMD wichtige Akteure in der Infrastruktur identifiziert und deren Einschätzung zum Thema Wasserstoff analysiert. Umfragen und Intensivinterviews mit diesen Akteuren haben ergeben, dass die Umwidmung von Teilen des Ferngasnetzes und der regionalen Verteilnetze in den Zielnetzplanungen der Betreiber geprüft wird [Intensivinterview ONTRAS 2020, Mitnetz Gas 2020, 2021].

Die lokalen Ferngas- und Verteilnetzbetreiber sind der Ansicht, dass die eigenständige Versorgung mit grünem oder „low-carbon“ Wasserstoff aus der Region 30-40 % nicht übersteigen wird. Bezüglich der Frage nach dedizierten H<sub>2</sub>-Netzen oder -Beimischung vertreten die Akteure den Standpunkt, dass stoffumwandelnde Industrien reinen Wasserstoff nachfragen werden, während für die Hauswärmeversorgung eine Beimischung einfacher realisierbar ist.

Wie bereits erwähnt, spielt hier das lokale Projekt H<sub>2</sub>-PIMS, das sich mit „Pipeline integrity management systems zur Weiternutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff“ beschäftigt, eine wichtige Rolle [HYPOS 2021c].

Auch außerhalb der IRMD entstehen für die IRMD relevante H<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekte. In Sachsen-Anhalt, zum Beispiel, startet die Firma Avacon Ende 2021 ein Gemeinschaftsprojekt mit dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetzen. Im Jerichower Land bei Schoppsdorf (nord-östlich von Magdeburg) soll Wasserstoff in einem Mitteldruckverteilnetz mit einer Länge von 35 km schrittweise auf bis zu 20 % Wasserstoff beigemischt werden. Aus Zeit- und Kostengründen wird es sich zunächst nicht um grünen, sondern um blauen oder grauen Wasserstoff handeln, der in Lkw angeliefert wird. Insgesamt liegt der Schwerpunkt des

Pilotprojektes auf der Gasanwendungstechnik und es sollen rund 350 Netzanschlus-  
nehmer versorgt werden [Avacon 2021].

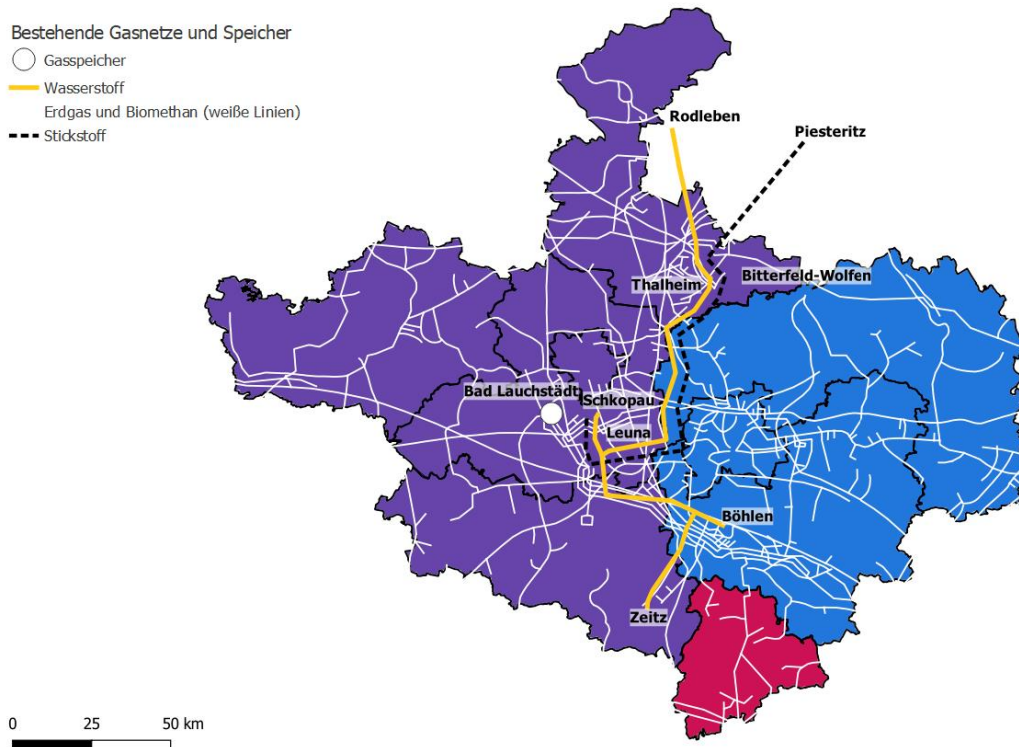
### Dedizierte H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Wie bereits erwähnt existieren deutschlandweit bisher nur drei H<sub>2</sub>-Cluster mit Mono-  
Netzen:

- ▶ Unterelbe Weser Elms
- ▶ Ruhrgebiet und
- ▶ Mitteldeutschland

In Mitteldeutschland wird eine 100-prozentige H<sub>2</sub>-Pipeline von InfraLeuna betrieben. Eigentümer dieser Pipeline ist das Unternehmen Linde Gas und DOW. Die Länge der Leitung beträgt derzeit 157 km bei einem Leitungsdruck von 20 bar [Dietrich 2021a, b]. Wie Abbildung 3-14 zeigt, verbindet die Pipeline u. a. die großen Chemie- und Industriestandorte Bitterfeld, Leuna, Schkopau und Zeitz, sowie die Standorte Rodleben und Piesteritz nördlich der IRMD. Die Reinheit des transportierten Wasserstoffs in der H<sub>2</sub>-Pipeline beträgt 99,99 %.

Mittel- bis langfristig könnte die bestehende H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der IRMD (H<sub>2</sub>-Pipeline unter den Chemieparks) erweitert werden, um den H<sub>2</sub>-Bedarf zu decken (siehe Kapitel 4.4). Im Rahmen der IPCEI-Förderung wurden beispielsweise die Infrastrukturprojekte „doing hydrogen“ und „Green Octopus“ ausgewählt (Projektbeschreibung in Kapitel 4.4).



**Abbildung 3-14: Wasserstoffnetz IRMD schematisch (Quelle: Eigene Darstellung)**



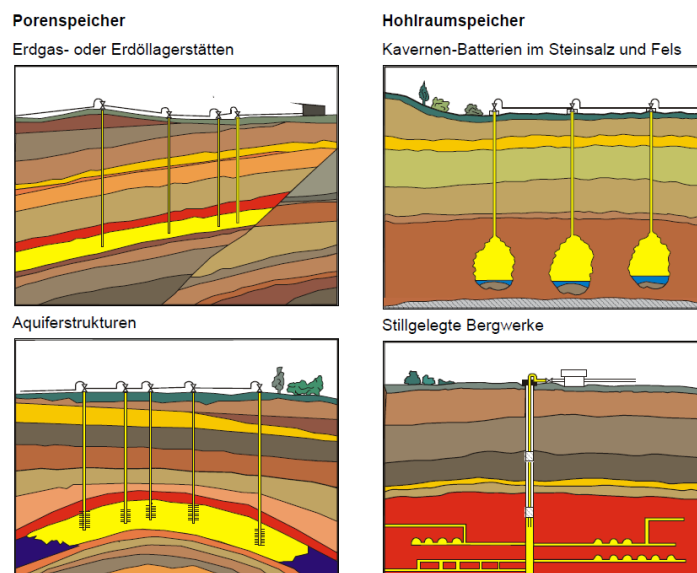
### 3.2.1.3.2 Wasserstoffspeicherung

Die Zwischenspeicherung von Wasserstoff ist ein zentraler Punkt einer Gasinfrastruktur für Wasserstoff. Für die Speicherung von Wasserstoff kommen generell folgende Möglichkeiten in Frage: Neben Salzkavernen auch Poren- (Aquifere und erschöpfte Gaslagerstätten) und Hohlraumspeicher (Felskavernen) (siehe Abbildung 3-15).

An der Frage nach den Details der Speicherung von Wasserstoff in Kavernen- und Porenspeichern wird weiter intensiv geforscht. Auf diesem Gebiet existieren in der IRMD zahlreiche Projekte: [Quelle: HYPOS 2021b, c, d]:

- ▶ H<sub>2</sub>-Forschungskaverne, die an der „Entwicklung und Vorbereitung einer Speicherforschungsplattform (SPF) von grünem Wasserstoff am Standort Bad Lauchstädt“ arbeitet.
- ▶ H<sub>2</sub>-UGS, die sich mit der allgemeinen Methodologie zur Entwicklung und Errichtung von H<sub>2</sub>-Kavernenspeichern befasst.
- ▶ H<sub>2</sub>-PIMS, die sich mit „Pipeline Integrity Management Systems zur Weiternutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff“ befasst.

In der Speicheranlage Bad Lauchstädt sollen zukünftig Salzkavernen- und Porenspeicher gemeinsam mit einer gastechnischen Obertageanlage betrieben und weiterentwickelt werden. Tabelle 3-5 fasst wichtige Daten der künftigen Speicheranlage zusammen. Wie Abbildung 3-14 zeigt, liegt die Speicheranlage Bad Lauchstädt relativ zentral im Untersuchungsgebiet und speist über eine umgestellte Erdgaspipeline direkt Wasserstoff in die H<sub>2</sub>-Leitung der IRMD ein.



**Abbildung 3-15: Untergrundgasspeicher IRMD schematisch (Quelle: [DBI 2016])**

**Tabelle 3-5: Übersicht zur künftigen Wasserstoffspeicheranlage Bad Lauchstädt (Quelle: [VNG 2021])**

<b>Lage</b>	Sachsen-Anhalt
<b>Speichertyp</b>	Kombinierter Kavernen- und Lagerstättenspeicher
<b>Nutzbares Arbeitsgasvolumen</b>	1.067 Mio. Nm <sup>3</sup> (Stand: 1. Januar 2021)
<b>Anzahl der Kavernen</b>	17
<b>In Betrieb seit</b>	1976
<b>Marktgebiet</b>	GASPOOL
<b>Netzbetreiber</b>	ONTRAS Gastransport GmbH
<b>Netzanschlusspunkt</b>	VGS Storage Hub

### 3.2.1.3.3 Wasserstofftankstellen

Seit Dezember 2017 hat sich der Ausbau von H<sub>2</sub>-Tankstellen in Deutschland von 20 auf etwa 90 mehr als vervierfacht. H<sub>2</sub>-Stationen für Nutzfahrzeuge, wie Busse oder Lkw, werden aktuell meist mit 350 bar-Technologie betrieben und sollen ab 2021 besonders dort errichtet werden, wo kurzfristig eine Nutzfahrzeugnachfrage wahrscheinlich ist (z. B. Logistikzentren). Für BZ-Pkw kommt gegenwärtig vor allem die 700 bar-Technologie zum Einsatz. Im Moment werden in bzw. in näherer Umgebung der IRMD für Pkw nur vier H<sub>2</sub>-Tankstellen (in Leipzig, Halle, Magdeburg sowie Dresden) betrieben (Abbildung 3-16). Für Nutzfahrzeuge werden bisher noch keine H<sub>2</sub>-Stationen angeboten [H2 MOBILITY].

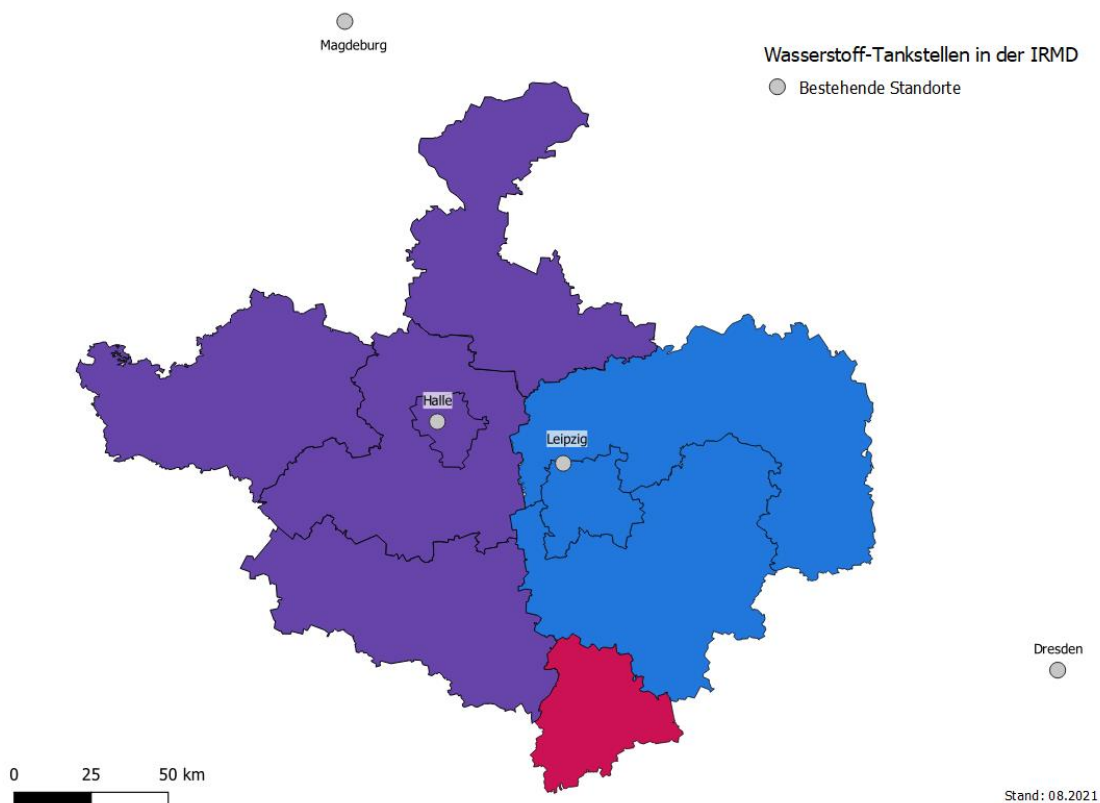


Abbildung 3-16: Wasserstofftankstellen in der IRMD (Halle, Leipzig) und mit Bezug zur IRMD (Magdeburg, Dresden) (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.2.1.4 Stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie

Bisher findet Wasserstoff seine Anwendung im Industriesektor, wo er stofflich in der Grundstoff- und Petrochemie genutzt wird. Im Abschnitt 0 wurden die existierenden und geplanten H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten in der IRMD sowie Mitteldeutschland vorgestellt. Die identifizierten Hersteller sind vorwiegend chemische Industrieunternehmen oder Gashersteller. Ein Teil des Wasserstoffes wird dabei direkt vor Ort beim Verbraucher produziert wie beispielsweise in Düngemittelanlagen (zur Ammoniakherstellung), sowie in Methanol- und Wasserstoffperoxid-Produktionsanlagen oder in Raffinerien. In Tabelle 3-7 ist eine Übersicht der ermittelten H<sub>2</sub>-Bedarfsträger in der IRMD und mit Bezug zur IRMD dargestellt.

Die Bedarfsmengen an Wasserstoff wurden per Schreibtisch-Recherche durch Nutzung öffentlich zugänglicher Datenbanken, Studien, Artikel und den Austausch mit der r2b – energy consulting GmbH ermittelt. Wenn keine Angaben zum H<sub>2</sub>-Bedarf ausfindig gemacht werden konnten, wurden die H<sub>2</sub>-Mengen anhand der jährlichen Output-Mengen mit einem Umrechnungsfaktor für den H<sub>2</sub>-Bedarf approximiert. Die verwendeten Umrechnungsfaktoren können nachstehender Tabelle 3-6 entnommen werden.<sup>57</sup>

**Tabelle 3-6: Umrechnungsfaktoren Wasserstoff-Bedarf**

Produkt	H <sub>2</sub> -Bedarf [Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /t <sub>Endprodukt</sub> ]	Quelle
Methanol	2.100	[Öko-Institut 2014]
Rohölverarbeitung (Entschwefelung)	100	[Öko-Institut 2014]
Wasserstoffperoxid	735	[Roads2HyCOM 2007]
Caprolactam	1.430	[KFA Jülich 1979]
Ethylen	180	[Roads2HyCOM 2007]
Ammoniak	1.974	[Öko-Institut 2014]

Im Falle der Shell Catalyst and Technology Leuna GmbH wurde der H<sub>2</sub>-Bedarf anhand des Methanverbrauches in der Dampfreformierung, dem Energiegehalt von Methan und dem Methanbedarf pro Normkubikmeter Wasserstoff in der Dampfreformierung berechnet [Strickling 2021].

Die Tabelle 3-7 zeigt auf, dass die identifizierten Bedarfsträger jährlich ca. 14,3 TWh Wasserstoff benötigen (IRMD: 9,4 TWh/a; außerhalb IRMD: 4,9 TWh/a). Auffällig ist hier der hohe H<sub>2</sub>-Bedarf der TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH mit etwa 8.010 GWh H<sub>2</sub>/a für die Methanol-Herstellung und Rohölverarbeitung. Der Wasserstoff wird unter anderem genutzt, um Kraftstoffe zu entschwefeln und schwere Rückstände zu veredeln (Hydrocracking). An zweiter Stelle steht die SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH, die über enge Lieferbeziehungen und die Stickstoff-Pipeline mit der IRMD

<sup>57</sup> Heizwert Wasserstoff: 0,003 MWh/Nm<sup>3</sup>

verbunden ist. Sie benötigt für die Ammoniak-Synthese ca. 4.540 GWh H<sub>2</sub>/a. Der Dampfreformer des Unternehmens ist auf die von der Ammoniaksynthese nachgefragte H<sub>2</sub>-Menge ausgelegt. Im Gegensatz dazu werden in den chemischen Industrieanlagen von Arkema, Shell, Domo, DOW, Radici, Wacker Chemie, Solvay Interox, Leuna Harze, Schott, DHW Rodleben und Puraglobe kleinere Mengen an Wasserstoff verbraucht (zusammen etwas mehr als 1.722 GWh H<sub>2</sub>/a). Der Hauptanteil entfällt dabei auf die Herstellung von Wasserstoffperoxid, Ethylen und Caprolactam. Die Arkema GmbH in Leuna und die Solvay Interox GmbH in Bernburg haben einen jährlichen Bedarf von zusammen ca. 362 GWh Wasserstoff, um daraus Wasserstoffperoxid zu erzeugen. Caprolactam (Domo: Erzeugung von ca. 729 GWh H<sub>2</sub>/a) ist ein wichtiger Ausgangsstoff für die Kunststoffproduktion, die Textilindustrie, sowie für die Produktion technischer Kunststoffe und Folien. Die DOW Olefinverbund GmbH verbraucht für die Produktion von Ethylen etwa 284 GWh H<sub>2</sub>/a. Das Ethylen wird per Pipeline zu den Dow-Standorten Schkopau und Leuna weitergeleitet, wo es zu Polyethylen weiterverarbeitet wird. Aus dem Polyethylen können dann verschiedene Kunststoffe hergestellt werden. Die Wacker Chemie AG in Nünchritz verfügt über einen von der Linde AG bereitgestellten SMR, um ihre jährliche Nachfrage von 121 GWh H<sub>2</sub> für die Herstellung von Polysilicium zu decken. Ein weiterer H<sub>2</sub>-Bedarfsträger in Bitterfeld-Wolfen ist die Nouryon Industrial Chemicals GmbH. Sie erzeugt einerseits Wasserstoff bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse, der an die Linde AG verkauft wird. Parallel liefert die Linde AG hochreinen Wasserstoff an das Unternehmen, der Chlorwasserstoffgas-Synthese eingesetzt wird [Chemiepark Bitterfeld-Wolfen 2019]. Die genaue Mengenangabe konnte nicht identifiziert werden. In Zeitz verarbeitet die Puraglobe GmbH Altöl zu Basisölen und weiteren Mineralölprodukten. Der Umwandlungsprozess bedarf einer katalytischen H<sub>2</sub>-Behandlung (19 GWh H<sub>2</sub>/a). Die DHW Rodleben GmbH, ebenfalls über Lieferbeziehungen mit der IRMD verbunden, benötigt ca. 12 GWh H<sub>2</sub>/a in ihren Produktionsprozessen zur Herstellung von Zuckeralkoholen, Fettalkoholen und Fettaminen.

**Tabelle 3-7: Wasserstoff-Bedarfsträger in der Region (Quelle: Eigene Berechnung)**

Standort	Unternehmen	Produktionsprozess	H <sub>2</sub> -Bedarfs- mengen [GWh H <sub>2</sub> /a]
Leuna	TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Methanol	4.410*
Leuna	TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Rohölverarbeitung	3.600*
Leuna	Arkema GmbH	Wasserstoffperoxid	176*
Leuna	Shell Catalyst and Technology Leuna GmbH	Katalysatoren	53*
Leuna	Domo Chemicals GmbH	Caprolactam	729*
Leuna	Leuna Harze GmbH	Herstellung von Epoxidharz	14**
Bitterfeld- Wolfen	Nouryon Industrial Chemicals GmbH	Chlorwasserstoff-Gas- Synthese	k. A.
Böhlen	DOW Olefinverbund GmbH	Anilin, diverse Cracker- Produkte	k. A.
Böhlen	DOW Olefinverbund GmbH	Ethylen	284*

Standort	Unternehmen	Produktionsprozess	H <sub>2</sub> -Bedarfs- mengen [GWh H <sub>2</sub> /a]
<b>Zeitz</b>	Radici Chimica Deutschland GmbH	Superol für Adipinsäure	158
<b>Zeitz</b>	Puraglobe GmbH	Basisöle/Mineralölprodukte aus Altöl (katalytischer H <sub>2</sub> -Behandlung)	19*
<b>Dessau-Roßlau</b>	DHW (Deutsche Hydrierwerke) GmbH Rodleben	Zuckeralkohole, Fettalkohole, Fettamine	12
<b>Lutherstadt Wittenberg</b>	SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Ammoniak	4.540*
<b>Jena</b>	Schott AG	Schutzgas für Glasherstellung	20**
<b>Bernburg</b>	Solvay Interox GmbH	Wasserstoffperoxid	186**
<b>Nünchritz</b>	Wacker Chemie AG	u. a. Polysilicium	121**
<b>Summe IRMD</b>			<b>9.443</b>
<b>Summe außerhalb IRMD</b>			<b>4.879</b>
<b>Insgesamt</b>			<b>14.322</b>

\* approximiert

\*\* Annahme: Produktion = Bedarf (siehe Tabelle 3-4)

### 3.2.2 Biogene Gase<sup>58</sup>

Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas sind die Grünen Gase, die bereits großtechnisch in der Innovationsregion Mitteldeutschland erzeugt und eingesetzt werden. Sie werden aus nachwachsenden Rohstoffen oder anderen organischen Materialien (Gülle, Mist, Reststoffe etc.) hergestellt und werden deshalb im Folgenden als biogene Gase bezeichnet. Genau wie Erdgas, sind auch diese traditionellen Grünen Gase flexibel in allen drei Energiesektoren einsetzbar. Sie können in einer KWK-Anlage verbrannt und dadurch die chemisch gespeicherte Energie in elektrische, thermische oder mechanische Energie umgewandelt werden. Auf diesem Wege kann Biogas im Strom- und Wärmesektor eingesetzt und das aufbereitete Biomethan in das Gasnetz eingespeist oder im Verkehrssektor eingesetzt werden. Im Folgenden wird der Status Quo der Erzeugung biogener Gase vorgestellt.

#### 3.2.2.1 Erzeugung und Infrastruktur

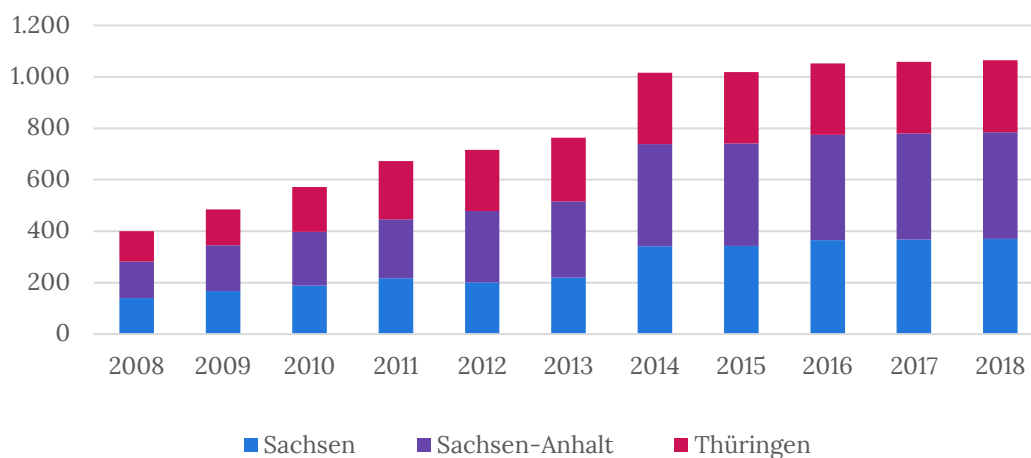
Die Wertschöpfung der Grünen Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland konzentriert sich zum Zeitpunkt der Studiererstellung auf der Produktion und Nutzung der biogenen Gase. In Zukunft soll auch die thermochemische Umwandlung von

<sup>58</sup> Mit biogenen Gasen werden im Folgenden alle Grünen Gase zusammengefasst die auf organischen Materialien bzw. Biomasse basieren. Also alle Grünen Gase außer Wasserstoff: Biogas, Biomethan, Deponiegas, Klärgas, Grubengas.

holzartiger Biomasse eine größere Rolle spielen<sup>59</sup>. Die Produktion der biogenen Gase in der IRMD findet weitgehend in dezentralen landwirtschaftlichen Anlagen statt, die sich über die gesamte Region verteilen (siehe etwa Abbildung 3-18 und Tabelle 3-8). Die Anzahl von Biogasanlagen hat in Mitteldeutschland und der IRMD kontinuierlich zugenommen (siehe Abbildung 3-17).

Ein weiterer wichtiger Parameter zur Beschreibung der Infrastruktur biogener Gase ist die Größe der errichteten Erzeugungsanlagen. Diese hat sich über die Jahre verändert und als grober Trend (es gibt Ausreißer) kann eine Zunahme der Anlagengröße in Mitteldeutschland erkannt werden. Die Plateaubildung beim Zubau der Biogasanlagen in Mitteldeutschland wird mit den veränderten Rahmenbedingungen der EEG-Novelle 2014 erklärt. Zu diesen zählt die Schwerpunktsetzung auf die verstärkte Förderung von kleineren Anlagen (75 kW-Anlagen) und die Reduzierung der für eine Förderung zugelassenen Ausgangssubstrate. Abbildung 3-17 zeigt die durchschnittliche Anlagengröße in Mitteldeutschland und wie sich die Leistung in den vergangenen Jahren entwickelt hat.

Eine Zunahme der installierten Leistung, bei konstanter Strommenge, kann mit der Einführung der "Flex-Prämie" (EEG 2012) erklärt werden. Diese setzt auf ein Bereithalten von mehr Leistung für Spitzenlastzeiten. Die Anlagen dürfen hierbei nicht mehr Strom produzieren, sondern sollen dessen Produktion zeitlich anders verteilen bzw. verdichten.



**Abbildung 3-17: Entwicklung der Anzahl von Biogasanlagen in Mitteldeutschland (Eigene Darstellung auf Basis [BNetzA 2020])**

Datengrundlage für die biogenen Gase mit einem Fokus auf die Innovationsregion Mitteldeutschland (9 Gebietskörperschaften) ist im Vergleich mit höheren Verwaltungsebenen (Bundes- oder Landesebene) etwas weniger dicht. Bei der abnehmenden Datendichte ist die IRMD keine Ausnahme, sondern die Regel. Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit müssen Energieanlagen mit einer Leistung von wenigen 100 kW

<sup>59</sup> Erwähnung der Technologie in Veröffentlichungen des Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGW)

rechtlich deutlich weniger differenziert und umfassend ihre Energieerzeugung dokumentieren oder veröffentlichen. Die ländlichen Biogasanlagen fallen häufig in diese Rubrik kleiner Energieanlagen, weshalb die Erfassung und Veröffentlichung von detaillierten Angaben auf ein Minimum beschränkt ist und häufig erst bei Anlagen jenseits der 500 kW beginnt (z. B. Angaben nach Anhang V, 12. BImSchV). Mit diesem Disclaimer im Hinterkopf folgen Angaben mit dem Fokus auf die IRMD. Die Daten basieren auf folgenden Quellen: Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern (50Hertz, VNG, ONTRAS), Anlagenbetreibern und Verbänden, einer weiteren Regionalstudie [IE Leipzig et al. 2021], sowie Daten von statistischen Landesämtern, der Bundesnetzagentur und dem Biogasregister.

Die IRMD verfügt über einen Anlagenpark von insgesamt 217 Anlagen zur Erzeugung biogener Gase. Die Karte in Abbildung 3-18 zeigt die Verteilung (Standorte) der Anlagen der 9 Gebietskörperschaften der IRMD<sup>60</sup>.

Jede der gezeigten Anlagen verfügt über einen Anschluss an eines der 14 regionalen Stromverteilnetze. Der mit Abstand größte Verteilnetzbetreiber der IRMD ist die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM). MITNETZ STROM nimmt hierbei den Strom von 90 % der Biogene-Gase-Anlagen der Region auf und leitet diesen an die Verbraucher weiter. Über die Aufschlüsselung und regionale Zuordnung der Angaben der vier großen Übertragungsnetzbetreiber, speziell den Angaben von 50Hertz, wurde die kumulierte installierte Leistung der Biogene-Gase-Anlage in den 9 Gebietskörperschaften ermittelt.

Tabelle 3-8 schlüsselt hierbei den biogenen Anlagenpark der IRMD nach den einzelnen Landkreisen auf und differenziert nach verschiedenen biogenen Gasen. Der überwiegende Anteil der Anlagen sind ländliche Biogasanlagen, welche das Biogas in BHKW verstromen, die elektrische Energie ins Stromnetz einspeisen und dafür die entsprechende EEG-Umlage ausgezahlt bekommen. Außerdem enthalten sind die Biomasseanlagen, welche die biogenen Gase der Abwasseraufbereitung (Klärgas) und der Abfallentsorgung (Deponiegas) sammeln und energetisch umwandelt. Balance Erneuerbare Energien GmbH, eine Tochterfirma von VNG, betreibt in der IRMD aktuell fünf Biogasanlagen mit einer Leistung von etwas über 3 MW (3.037 Kilowatt) [Balance-VNG 2021]. Wie die Ergebnisse in Tabelle 3-8 zeigen, steht in der IRMD ein Biogas-Anlagenpark mit einer installierten Leistung von etwas über 170 MW. Die größte Anlage verfügt über eine Leistung von 6,4 MW (Schkopau), die kleinste 19 kW (Leipzig).

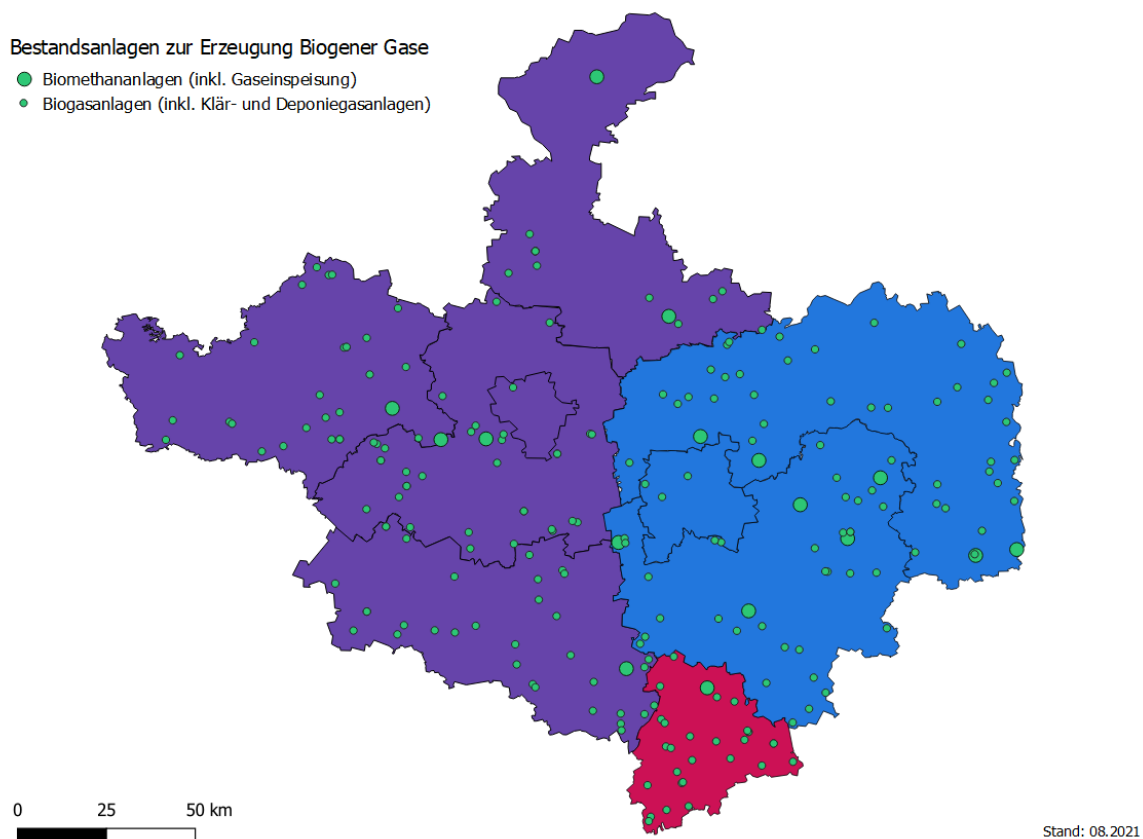
---

<sup>60</sup> Stammdaten von 50Hertz EEG-Anlagen (Stand 2019) und eigene Berechnungen



**Tabelle 3-8: Biogasanlagenpark der Innovationsregion Mitteldeutschland (Stand: 2019)  
(Eigene Berechnungen auf Basis von [50hertz 2020] [Netztransparenz 2020]<sup>61</sup>)**

Landkreis / Stadt	Anzahl Anlagen (gesamt)	Deponie- / Klärgas	Installierte Leistung (in MW <sub>el</sub> )
Leipzig, Stadt	4	0 / 0	3,5
Leipzig, LK	36	0 / 0	26,5
Nordsachsen	40	1 / 1	23,3
Halle, Stadt	1	0 / 1	2
Anhalt-Bitterfeld, LK	13	1 / 1	14,7
Burgenlandkreis	35	3 / 1	26,3
Mansfeld-Südharz, LK	27	0 / 0	27
Saalekreis, LK	33	2 / 0	34,7
Altenburger Land, LK	28	0 / 0	15
<b>IRMD</b>	<b>217</b>	<b>7 / 4</b>	<b>172,5</b>



**Abbildung 3-18: Anlagenpark zur Erzeugung biogener Gase in der IRMD (Stand: 2019)  
(Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [50hertz 2020] [BNetzA 2020])**

<sup>61</sup> Daten: 50hertz (Stammdaten u. Bewegungsdaten), Netztransparenz.de sowie eigene Berechnungen für Jahr 2019.

## Regionale Cluster von Biogene-Gase-Anlagen in der IRMD

Für eine weitere Verdichtung der Daten zeigt Tabelle 3-9 die Orte und Gemeinden der IRMD, welche die meisten Anlagen beherbergen oder die höchste installierte Gesamtleistung bereitstellen. Dabei werden regionale Cluster zur Erzeugung von biogenen Gasen deutlich. Der überwiegende Teil der gelisteten Cluster verfügt über mindestens drei separate Anlagen oder weist eine installierte Gesamtleistung von über 2 MW auf.

**Tabelle 3-9: Städte, Orte und Gemeinden der IRMD mit Clustern an Biogasanlagen (Stand: 2019) (Eigene Berechnungen auf Basis [Netztransparenz 2020]<sup>62</sup>)**

Ort / Gemeinde	Landkreis	Anlagen	Inst. Leistung (in kW <sub>el</sub> )
<b>Allstedt</b>	Mansfeld-Südharz	5	8.510
<b>Schkopau</b>	Saalekreis	2	7.423
<b>Grimma</b>	Landkreis Leipzig	5	5.904
<b>Nobitz</b>	Altenburger Land	9	5.240
<b>Salzatal</b>	Saalekreis	1	4.225
<b>Arnstein</b>	Mansfeld-Südharz	4	4.064
<b>Geithain</b>	Landkreis Leipzig	3	3.956
<b>Köthen</b>	Anhalt-Bitterfeld	4	3.860
<b>Leipzig</b>	Stadt Leipzig	4	3.599
<b>Bitterfeld-Wolfen</b>	Anhalt-Bitterfeld	3	3.548
<b>Frohburg</b>	Landkreis Leipzig	4	3.545
<b>Schmöln</b>	Altenburger Land	4	2.970
<b>Elsteraue</b>	Burgenlandkreis	4	2.821
<b>Teuschenthal</b>	Saalekreis	4	2.754
<b>Wurzen</b>	Landkreis Leipzig	5	2.538
<b>Delitzsch</b>	Nordsachsen	4	2.085

## Erzeugungsmengen der Bestandsanlagen

Für eine Abschätzung der Erzeugungsmengen der Biogene-Gase-Anlagen in der IRMD (siehe Tabelle 3-10) wurde mit einem Schlüssel gearbeitet, welcher aus den zur Verfügung stehenden Daten (Anlagenanzahl, inst. Leistung, Vollaststunden) die erzeugten Gas- und Energiemengen, auf die Region zugeschnitten, ermittelt. In einem ersten Ansatz wurde versucht, in Zusammenarbeit mit dem zuständigen Stromnetzbetreiber [50hertz 2019] die tatsächlichen Erzeugungsmengen für jede Anlage in der IRMD über die eingespeiste Strommenge direkt zu ermitteln und aus dieser die erzeugte Wärme- und Gasmenge über die entsprechende Umrechnung abzuschätzen. Dieser Weg wurde verworfen, weil die Datensätze nach mehreren Stichproben keine konsistenten Angaben für die eingespeisten Strommengen und daraus resultierenden Vollaststunden in einem einheitlichen Zeitraum ergaben. Die aufgezeichneten Daten in den Netzen und die gemeldeten Daten für die installierte Leistung durch die Anlagenbetreiber gehen

<sup>62</sup> Daten: 50hertz (Stammdaten u. Bewegungsdaten), Netztransparenz.de sowie eigene Berechnungen für das Jahr 2019

gelegentlich weit auseinander, was zu unrealistischen Ergebnissen für die Landkreise führt. Die Gründe für diese Diskrepanz sind vielfältig: alte Anlagen werden aufgerüstet („Repowering“), Module zusammengelegt oder Anlagen stillgelegt ohne dass eine Ummeldung erfolgt oder diese noch nicht beim Netzbetreiber eingegangen ist. Auch Übergangszeiten bei einem Besitzerwechsel oder Doppelmeldungen der gleichen Anlage mit neuer Nummer ohne eine entsprechende Erfassung des Systems sind systematische Schwachstellen der Datengrundlage.

**Tabelle 3-10: Produzierte Gas- und Energiemengen der Biogene-Gase-Anlagen in der IRMD (Quelle: Eigene Berechnungen)**

Landkreis / Stadt	Produzierte Gasmenge (in Nm <sup>3</sup> /a)	Strommenge (in GWh/a)	Wärmemenge (in GWh/a)
Leipzig, Stadt	3.000.000	20	6
Leipzig, LK	25.000.000	146	44
Nordsachsen	22.000.000	128	38
Halle, Stadt	1.860.000	11	3
Anhalt-Bitterfeld, LK	14.000.000	81	24
Burgenlandkreis	25.000.000	145	43
Mansfeld-Südharz, LK	26.000.000	148	45
Saalekreis, LK	33.000.000	191	57
Altenburger Land, LK	14.000.000	83	25
<b>IRMD</b>	<b>163.860.000</b>	<b>9.53</b>	<b>2.85</b>

Aus diesen Gründen wurde der Weg der mathematischen Bestimmung der erzeugten Strommenge aus vorhandenen Daten gewählt. Dieser Weg berücksichtigt die Erfahrungen des zuvor beschriebenen und methodisch bevorzugten Weges und lässt die Ergebnisse in die Bestimmung der regionalen Gas- und Energiemengen der IRMD einfließen. Als Grundlage wurde für alle gemeldeten Anlagen, samt der eingetragenen installierten Leistung (elektrisch), eine durchschnittliche Betriebszeit von 5.500 Volllaststunden kalkuliert. Darüber konnte die jährlich erzeugte Strommenge und aus dieser wiederum die Gasmenge bestimmt werden<sup>63</sup>. Abschließend wurde noch die parallele Wärmeerzeugung bestimmt, wobei von einer Verbrennung in stromgeführten BHKW ausgegangen wurde.

### **Biomethananlagen in der IRMD und mit Bezug zur Innovationsregion**

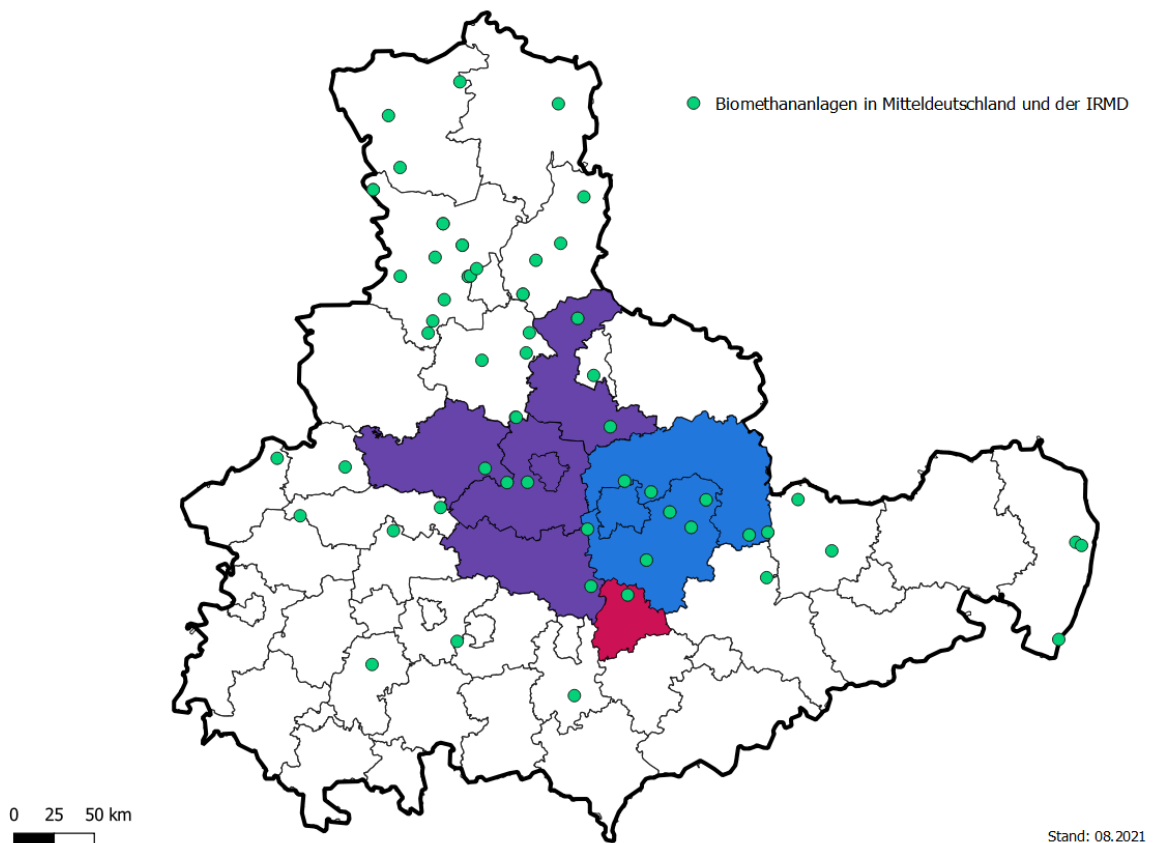
Eine Ausnahme innerhalb der biogenen Gase bildet Biomethan, welches wegen der Größe der Anlagen und dem Anschluss ans Erdgasnetz präziser bilanziell erfasst wird. In Mitteldeutschland gab es im Jahr 2020 insgesamt 61 Biomethananlagen (Sachsen: 14,

<sup>63</sup> Als Umrechnungsfaktor von Nm<sup>3</sup> Biogas in Kilowattstunden Strom und umgekehrt wurde entsprechend den Angaben der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe der Wert 7,5 verwendet. Also 7,5 kWh aus einem Nm<sup>3</sup> Biogas. Aufbereitetes Biomethan hat einen Umrechnungsfaktor von 10.  
<https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

Sachsen-Anhalt: 38, Thüringen: 9) [BNetzA 2020]. Die Verteilung der Biomethananlagen wird in Abbildung 3-19 dargestellt.

Das erzeugte Biogas wird über Gasaufbereitungsverfahren (Entschwefelung, Trocknung, Gastrennung, Konditionierung) von allen nicht nutzbaren Gasanteilen ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{NH}_3$ ) gereinigt. Dieser Veredelungsschritt erhöht den Methananteil im Biogas von ca. 55 % auf mindestens 97 %, so dass dieses dann als Biomethan bezeichnet wird. Biomethan kann gegenüber Rohbiogas flexibler eingesetzt und standortunabhängig verstromt und in Wärme umgewandelt werden. Die Wirtschaftlichkeit der überwiegenden Biogasanlagen basiert auf den Zahlungen des EEG (EEG-Umlage), welches den produzierten Strom vergütet. Bei der Verstromung fällt das Koppelprodukt Wärme an. Diese wird nicht über das EEG vergütet und sie kann, wegen fehlender Infrastruktur und Leitungsverlusten, häufig nur begrenzt wirtschaftlich genutzt werden (z. B. für die Fermenter-Temperierung oder die Beheizung von Ställen). Bei den industriellen Großanlagen zur Erzeugung von Biogas ist der Bau und Betrieb eine Aufbereitungsanlage sowie der Anschluss an das Gasnetz wirtschaftlich, wodurch die Einspeisung des Biomethans ins Erdgasnetz erreicht werden kann.

Entsprechend der Angaben des Marktstammdatenregisters gibt es im gesamten Einzugsgebiet der IRMD 16 Einspeiseanlagen für Biomethan (siehe Abbildung 3-18, Stand: August 2021). Diese bilden die größten Produzenten biogener Gase in der Region. Bezogen auf die Anzahl aller Biomethananlagen in Mitteldeutschland liegen somit 15 % aller Biomethananlagen in der IRMD.



**Abbildung 3-19: Verortung aller Biomethananlagen in Mitteldeutschland [BNetzA 2020]**

Die größte Biomethananlage liegt in Zörbig, wird von der Verbio AG betrieben und produziert 30 MWh. Alle 16 Anlagen der IRMD produzieren rund 133 MWh Strom pro Stunde. Weitere Angaben zu den Anlagen zur Veredelung von Biogas und Einspeisung als Biomethan sind in Tabelle 3-11 aufgeführt. Die Tabelle enthält zusätzliche Angaben zur Inbetriebnahme der Anlagen, dem jeweiligen Anlagenbetreiber sowie der Gasnetzinfrastruktur, in welches das biogene Gas eingespeist wird.

**Tabelle 3-11: Biomethananlagen der IRMD (Eigene Darstellung auf Basis [BNetzA 2020])**

Biomethan- anlagen in der IRMD	Landkreis	Inbetrieb- nahme / Registrie- rung	Anlagen- betreiber	Leistung (in kW) <sup>64</sup>	Gasnetz- betreiber
<b>BMA Lehma</b>	Altenburger L.	2011/2019	Biogas in Lehma	6.880	ONTRAS Gas- transport GmbH
<b>BGA Oschatz, BGAA</b>	Nordsachsen	2011/2019	BALANCE Erneuerbare Energien GmbH	7.745	Mitnetz Gas mbH
<b>Rackwitzer Biogas GmbH</b>	Nordsachsen	2013/2020	Rackwitzer Biogas GmbH	9.700	Mitnetz Gas mbH
<b>Raitzen</b>	Nordsachsen	2015/2021	Bioenergiepark Raitzen GmbH	5.885	Mitnetz Gas mbH
<b>BGAA Trebsen</b>	LK Leipzig	2018/2019	Biogas Trebsen	7.745	Mitnetz Gas mbH
<b>BGA Brandis</b>	LK Leipzig	2013/2021	EE Biogasanlage Brandis GmbH	7.747	Mitnetz Gas mbH
<b>BGAA Quesitz</b>	LK Leipzig	2011/2021	Naturgas Quesitz GmbH	7.490	ONTRAS Gas- transport GmbH
<b>Thierbach</b>	LK Leipzig	2016/2021	UDI Biogas Thierbach	7.500	ONTRAS Gas- transport GmbH
<b>Bioraffinerie Elsteraue</b>	Burgenland- kreis	2012/2019	Bioraffinerie Elsteraue GmbH	7.630	REDINET Burgenland GmbH
<b>BGAA Röblingen</b>	Mans. Südharz	2012/2021	Biogas Produktion Röblingen GmbH	7.490	Mitnetz Gas mbH
<b>Erdeborn</b>	Mans. Südharz	2017/2021	BMA Erdeborn GmbH	5.885	Mitnetz Gas mbH
<b>BGA Bitterfeld</b>	A.-Bitterfeld	2019/2020	Danpower GmbH	5.979	Mitnetz Gas mbH
<b>Bioraffinerie Zerbst</b>	A.-Bitterfeld	2014/2019	Bioraffinerie Zerbst GmbH	7.630	Erdgas Mittel- sachsen GmbH
<b>Biomethan Zörbig</b>	A.-Bitterfeld	2010/2020	VERBIO Zörbig GmbH	30.000	Mitnetz Gas mbH
<b>UGS Bad Lauchstädt</b>	Saalekreis	1976/2019	VNG Gasspei- cher GmbH	/	ONTRAS Gas- transport GmbH
<b>BGAA Holleben</b>	Saalekreis	2011/2021	Biogas Produktion Holleben GmbH	7.490	Mitnetz Gas mbH

<sup>64</sup> Das Marktstammdatenregister [BNetzA] weist für die Anlagen BGA Oschatz, BGA Trebsen und BGA Bitterfeld Werte für die installierte Leistung aus (77.448 kW, 77.448 kW, 59.785 kW) die jeweils um eine Kommastelle verrutscht sind. Diese Werte wurden in der Tabelle entsprechend korrigiert.

### 3.2.2.2 Existierende Anwendungen

In den vorangegangenen Kapiteln zum Status Quo biogener Gase wurde die Infrastruktur für ihre Erzeugung vorgestellt. In den folgenden Kapiteln wird der Schwerpunkt auf der Anwendungsseite der Teilfraktion Grüner Gase liegen. Es soll die Entwicklung in den einzelnen Sektoren vorgestellt und die Bedeutung der biogenen Gase im Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt erläutert werden. Außerdem wird ein Blick auf den stofflichen Einsatz biogener Gase geworfen.

#### 3.2.2.2.1 Biogene Gase im Stromsektor

Aufgrund der umfangreichen Förderung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), werden die erzeugten Grünen Gase auch in der Innovationsregion überwiegend in der Stromproduktion eingesetzt. Die Produktion von Biogas entspricht deshalb weitgehend der produzierten Menge an elektrischer Energie als dem wichtigsten Anwendungsgebiet der biogenen Gase. Vorteil der biogenen Grünen Gase ist deren Grundlastfähigkeit – anders als bei der direkten Nutzung der fluktuierenden Wind- und Solarenergie. Mit der Verbesserung der Klimabilanz eines BHKW-Anlagenbetreibers (z. B. durch Abwärmenutzung) sinkt auch der nationale CO<sub>2</sub>-Fußabdruck und mit diesem reduzieren sich die volkswirtschaftlichen Opportunitätskosten entsprechend dem Preis für benötigte CO<sub>2</sub>-Zertifikate (25 €/ t CO<sub>2</sub>, Februar 2021, Anstieg bis auf 250 € bis 2040 möglich). Die Nutzung Grüner Gase im Strommarkt ist politisch gewünscht, weshalb die *Energiewirte* mit einer bundesweiten Förderung für die höheren Stromgestehungskosten (Vergleich mit fossilen Energieträgern) entschädigt werden.

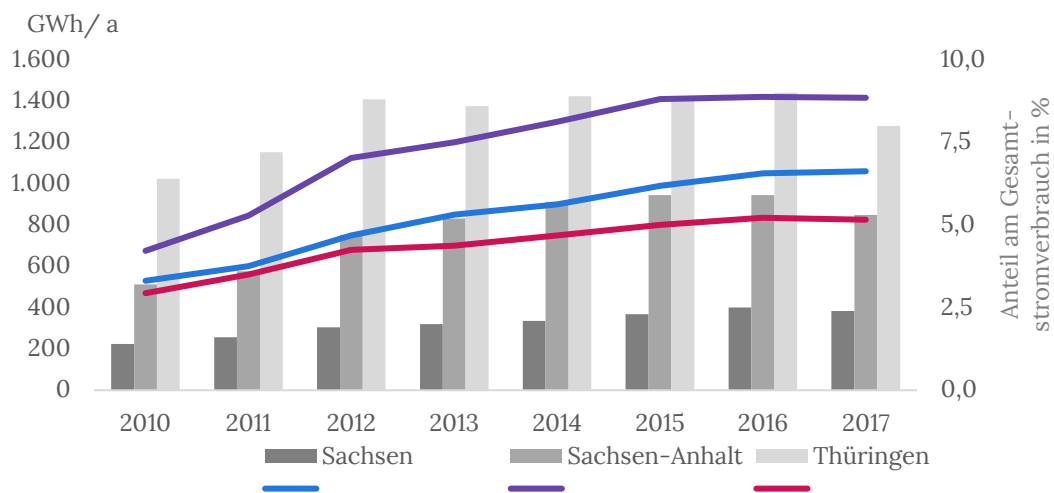
Wie groß ist die Bedeutung von Strom aus biogenen Gasen? Abbildung 3-20 zeigt die Entwicklung der Stromproduktion aus Biogas in den drei Bundesländern Mitteldeutschlands. Es ist zu erkennen, dass die Stromproduktion aus Biogas stark zugenommen und sich in nur wenigen Jahren in allen Bundesländern der Region annähernd verdoppelt hat (Sachsen: von 500 auf 1.000 GWh, Sachsen-Anhalt: von 700 auf 1.400, Thüringen: von 450 auf 800).

Im Zeitraum 2016/ 2017 erreicht die Stromproduktion aus Biomethan ein Maximum und geht im Jahr 2017 leicht zurück. Mögliche Ursachen hierfür sind:

- ▶ Verschärfte Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Biogasanlagen auf Bundesebene (EEG-Novellen)
- ▶ Trendwende im gesellschaftlichen Diskurs, bzw. Widerstand rund um den Ausbau der Energiewende (Steigender Strompreis, „Not-In-My-Backyard“-Phänomen, Netzausbau)
- ▶ Die mit dem raschen Ausbau der Grüne-Gase-Anlagen wachsende Kritik an der Bioenergie (Vermaisung, Tank-vs.-Teller-Debatte)
- ▶ Zunehmend schwerere zu findende Standorte mit den entsprechen Rahmenbedingungen (Einsatzstoffe, freier Platz)

Abbildung 3-20 zeigt den Anteil, den die Stromproduktion aus Biogas am gesamten Stromverbrauch Mitteldeutschlands einnimmt. Dieser Anteil stagniert seit dem Jahr 2015 in allen drei Bundesländern, bzw. ist im Jahr 2017 sogar leicht zurückgegangen. Der Stromsektor hat den Ausbau der Grünen Gase über viele Jahre getragen. Biogas nimmt hierbei über die Jahre schwankend einen Marktanteil zwischen 80 bis 90 % ein.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat letztmalig im Jahr 2010 eine regional differenzierte Angabe zum Stand der biogenen Gase gemacht. Demnach wurden damals in ganz Mitteldeutschland 77 BHKW mit Klär-, Deponie- oder Grubengas betrieben (36 in Sachsen, 26 in Sachsen-Anhalt und 15 in Thüringen). Die Bundesnetzagentur hat für diese Teilfraktionen der biogenen Gase folgende Strom-einspeisung von 26,9 GWh (Stand 2017) angegeben [BNetzA 2017]. Diese Mengen verteilen sich zu 28 % auf Thüringen (7,6 GWh), zu 34 % auf Sachsen (9,2 GWh) und zu 38 % auf Sachsen-Anhalt (10,1 GWh).



**Abbildung 3-20: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomethan in Mitteldeutschland (Eigene Darstellung auf Basis von [AEE 2021])**

Im Kapitel zur Beschreibung der Potenziale biogener Gase in der IRMD (siehe Tabelle 4-11 und Abbildung 4-15) wird die Anwendung biogener Gase über die einzelnen Sektoren dargestellt.

### 3.2.2.2 Biogene Gase im Wärmesektor

Der Wärmesektor wird gerne als der „schlafende Riese“ der Energiewende bezeichnet. Damit soll auf das brachliegende Potenzial des Wärmemarktes hingewiesen werden, zur Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes beizutragen. Von den rund 1.450 TWh an Wärme<sup>65</sup>, die im Jahr 2018 in Deutschland benötigt, bzw. verbraucht wurden, stammten etwa 180 TWh aus erneuerbaren Energien. Von diesen 180 TWh an *Grüner Wärme* stammten rund 150 TWh (85 %) aus Biomasse und davon wiederum knapp 15 % (20 TWh) aus Grünen Gasen. Am

<sup>65</sup> Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland (Stand: 05.2019).



gesamten deutschen Wärmemarkt hatten im Jahr 2018 biogene Gase somit einen Anteil von 1,3 %. Der Anteil von 1,3 %, welcher für Grüne Gase im Wärmemarkt als bundesweiter Durchschnitt erfasst wurde, eignet sich deshalb als Richtwert, um die Bedeutung der Grünen Gase in diesem Energiesektor auch für Mitteldeutschland und die IRMD abzuschätzen.

Ein zentraler Grund für diesen niedrigen Wert ist, dass eine vergleichbare Förderung, bzw. ein vergleichbares Förderinstrument, wie das EEG im Stromsektor, für erneuerbare Wärme fehlt. Zwar gab und gibt es Förderprogramme für KWK-Anlagen, die mit biogenen Gasen betrieben werden (z. B. das Marktanreizprogramm des BAFA), jedoch ist diese Förderungen ausschließlich auf die Anschaffung der Anlagen begrenzt und bezieht sich nicht auf die Betriebskosten über 20 Jahre garantiert. In Folge der bestehenden Rahmenbedingungen werden Biogas-BHKW in der Regel strom- und nicht wärmegeführt betrieben.

Die Nutzung der produzierten Wärme (siehe auch Tabelle 3-10) findet, den höheren Leitungsverlusten von Wärme gegenüber Strom folgend, in einem direkten Umkreis der Wärmegewinnung statt. Dieser kleinere Nutzungsradius ist ein struktureller, technischer Unterschied zwischen erneuerbarem Strom und erneuerbarer Wärme, welcher neben der schwächeren Fördersituation den Einsatz Grünen Gase im Wärmesektor bremst. Die Wärme der Biogasanlagen wird deshalb vor allem lokal verwendet (z. B. für die Beheizung des Fermenters oder von Stallanlagen) und nicht ins Fernwärmenetz eingespeist. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan erlaubt die Einspeisung Grünen Gase ins Erdgasnetz und damit auch eine standortunabhängigere Nutzung der Wärmeenergie bei gleichzeitiger Emissionsreduktion der versorgten Endverbraucher.

#### 3.2.2.2.3 Biogene Gase im Mobilitätssektor

Bisher ist der Anteil biogener Gase, der in der Innovationsregion Mitteldeutschland als Kraftstoff eingesetzt wird im Vergleich mit dem Einsatz anderer Kraftstoffe sehr gering. Dieser Umstand wird nicht durch die spezifische Situation biogener Gase in der IRMD begründet, sondern ist eine Folge der allgemein geringen Marktreife (technische Tauglichkeit, marktwirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit) von biogenen Gasen in diesem Sektor. Biogas, Deponiegas und auch Klärgas sind wegen unterschiedlicher Ausgangssubstrate in ihrer Zusammensetzung sehr heterogen, was mit den hohen Ansprüchen an die Zulassung eines Kraftstoffs kollidiert. Die Heterogenität von Biogas führt zu einer stärker schwankenden Klopf- bzw. Cetanzahl, was wiederum zu Herausforderungen beim Fahrzeugbetrieb führen kann. Wegen der höheren Heterogenität der Ausgangssubstrate sind auch die Abgaswerte bei der Verbrennung von Biogas stärker schwankend als bei aufbereitetem Erdgas.

Das biogene Gas, welches problemlos für den Mobilitätssektor geeignet ist, ist Biomethan. Biomethan entspricht chemisch dem Brenngas Methan und kann wie Autogas (LPG, Propan, Butan), CNG oder LNG in einem Verbrennungsmotor in mechanische Energie umgewandelt werden. Ein Hemmnis für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff sind dessen schwächere Rahmenbedingungen im Vergleich mit flüssigen Biokraftstoffen oder Kraftstoffen auf Erdölbasis. So hat sich der Anteil biogener Gase und Grüner Gase

allgemein seit dem Jahr 2010 nicht erhöht. Der Anteil an Kraftstoffalternativen schwankt um 5 % des Gesamtverbrauchs. Der Druck zur Einhaltung der europäischen und nationalen Klimaziele wächst. Um einen optimistischen Ausblick für die biogenen Gase zu formulieren, besteht die Chance, dass die Politik zur Vermeidung von Strafzahlungen für die Zielverfehlungen spätestens mit der nationalen Umsetzung der Renewable Energy Directive II (RED II) bei den Rahmenbedingungen für den Einsatz Grüner Gase im Verkehrssektor nachbessern wird.

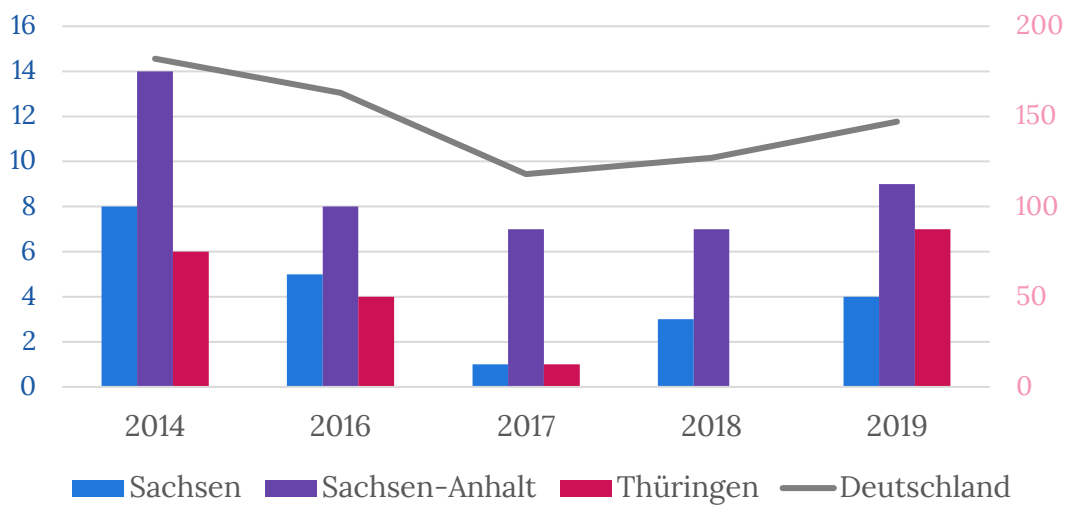
Der internationalen Marktführer zur Erzeugung von Grünen Gasen mit Sitz in der IRMD, die *Verbio AG* (Sitz in Zörbig), die Schließung von Stoff- und Energiekreisläufe in der Region und ebnet den Weg für den Ausbau der Grünen Gase im Mobilitätssektor. Den Angaben der *Verbio AG* zur Folge produziert das Unternehmen jährlich 600 GWh *Verbiogas* (Biomethan) [Intensivinterview Claus Sauter]. Quantitative Angaben zur Nutzung des Biomethans im Mobilitätssektor liegen nicht vor. *Verbio* nennt den Betrieb der größten Biomethananlagen Deutschlands mit einer Gesamtkapazität von 60 MW. Unternehmensangaben zur Folge werden beim Einsatz des Biomethans als Kraftstoff bis zu 90 % CO<sub>2</sub> gegenüber fossilen Kraftstoffen eingespart. Abgesehen von den großen Einsparungen beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß und dem damit verbundenen Beitrag zum Klimaschutz, sind die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff noch ausbaufähig.

Die folgende Abbildung 3-21 zeigt die Entwicklung der Tankstellen, die in Mitteldeutschland Biomethan als alternativen Kraftstoff anbieten<sup>66</sup>. Zum Vergleich wird außerdem die deutschlandweite Entwicklung der Infrastruktur zum Tanken des Grünen Gases dargestellt.

Fünf Jahre sind im Vergleich mit den anderen Diagrammen der Studie ein kürzerer Zeitraum, um den Markthochlauf eines Energieträgers (Biomethan), bzw. dessen Entwicklung innerhalb eines Marktes (Mobilitätsmarkt) zu beschreiben. Ein signifikanter statistischer Trend zur Entwicklung von Biomethan als Kraftstoff kann wegen der geringen Samplegröße nicht eindeutig festgestellt werden. Da sich der Tiefpunkt für Biomethan-Tankstellen im Jahr 2017 auch auf nationaler Ebene zeigt, kann jedoch vorsichtig vermutet werden, dass das Interesse an Biomethan als Kraftstoff in den vergangenen Jahren wieder zugenommen hat. *Zukunft Gas e.V.* gibt für den Dezember 2020 folgende Anzahl an CNG-Tankstellen (Erdgas) an, welche auch 100 % Bio-CNG (Biomethan) im Angebot haben: 403 in Deutschland, davon 14 in Thüringen, 9 in Sachsen-Anhalt und 5 in Sachsen. Zusätzlich existieren in Deutschland 37 LNG-Tankstellen, die für die Nutzung von Gas als Kraftstoff im Schwerlastverkehr geeignet sind.

---

<sup>66</sup> *Zukunft Erdgas e.V.*: Direkte Auskunft zu Biogastankstellen an das ZSW Baden-Württemberg. Stand: Dezember 2017.



**Abbildung 3-21: Entwicklung der Biomethan-Tankstellen in Mitteldeutschland im Vergleich mit Deutschland (Eigene Darstellung auf Basis von [Zukunft Erdgas 2020])**

Ausschließlich auf die neun Gebietskörperschaften der IRMD bezogen gibt es mindestens sechs Tankstellen die Biomethan als Kraftstoff anbieten [Zukunft Erdgas 2020]:

- ▶ Leipzig (3)
- ▶ Halle (1)
- ▶ Schkeuditz (1)
- ▶ Borna (1)

#### 3.2.2.2.4 Stoffliche Nutzung von biogenen Gasen

Biogene Gase, als momentan am stärksten vertretene Teilfraktion (bezüglich Produktion und Nutzung) innerhalb der Grünen Gase, werden bisher ausschließlich zur Erzeugung von Strom und Wärme und sehr begrenzt als Kraftstoff genutzt. Das gilt für die Innovationsregion Mitteldeutschland, für die Bundesrepublik und die globale Nutzung von biogenen Gasen. Theoretisch ist die Nutzung biogener Gase auch in der Chemieindustrie möglich (z. B. für die Herstellung von Kohlenwasserstoff-Derivaten). Der stoffliche Nutzungspfad wird bisher nicht beschränkt, weil die Stärke der kostenintensiven biogenen Gase gegenüber den preisgünstigen fossilen Varianten in ihrem Beitrag zum Klimaschutz liegt und der energetische Nutzungspfad in Deutschland finanziell gefördert wird (EEG). Eine unternehmerische, stoffliche Nutzung biogener Gase in der IRMD konnte zum Zeitpunkt der Studiererstellung nicht ermittelt werden und ist noch auf den F&E-Bereich beschränkt.

### 3.3 Weitere potenziellen Anwendungen für Grüne Gase

Das folgende Kapitel gibt mit einer Bestandsanalyse des heutigen Strom- (Kapitel 3.3.1), Wärme- (Kapitel 3.3.2), und Mobilitätssektors (Kapitel 3.3.3) der IRMD einen ersten Ausblick auf weitere potenzielle Anwendungen für Grüne Gase. Außerdem wird die gegenwärtige Situation der energetischen Nutzung in der Industrie (Kapitel 3.3.4) beschrieben. Diese Bestandsanalyse für die Gebietskörperschaften der IRMD dient auch als Basis der Potenzialanalyse für den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff und anderer Grüner Gase in Kapitel 4.3.

#### 3.3.1 Stromsektor

Zum Zeitpunkt der Studiererstellung wurde kein Wasserstoff für die Stromerzeugung in der IRMD eingesetzt. Erste Ansätze für einen Einsatz im Stromsektor, etwa in H<sub>2</sub>-Heizkraftwerken, werden aktuell vorangetrieben, wie im Folgenden auch näher beschrieben wird.

Tabelle 3-12 zeigt die Stromerzeugung in der IRMD, aufgeteilt nach Energieträgern. Dabei spielen Steinkohle und Atomkraft, abgesehen von bilanziellen Effekten, keine Rolle. Stattdessen basiert die Stromerzeugung aktuell hauptsächlich auf Braunkohle, Windenergie und Erdgas.

**Tabelle 3-12: Jährliche Stromerzeugung in der IRMD (Quelle: [IE Leipzig et al. 2021])**

Fossile Energieträger	Strommenge (in MWh)	Erneuerbare Energien	Strommenge (in MWh)
Braunkohle	17.092.000	Windenergie	3.669.000
Erdgas (GuD)	2.693.000	Photovoltaik	2.072.000
Heizöl	476.700	Biomasse	1.116.000
Müllverbrennung (fossil)	215.000	Müllverbrennung (erneuerbar)	430.000
Sonstige	214.000	Wasserkraft	53.000
KWK (fossil)	576.000		
<b>Summe</b>	<b>21.266.700 (74,3%)</b>	<b>Summe</b>	<b>7.340.000 (25,7%)</b>

#### Bemerkenswertes hinter den Zahlen

Auf die Darstellung aller energieträgerbezogenen spezifischen Stromerzeugungsdaten auf Ebene der sieben Landkreise und zwei kreisfreien Städte wurde verzichtet. Diese werden in einer parallelen Studie zum Energiekonzept der IRMD ausführlich differenziert. Die Erzeugungsdaten für Wind- und Solarstrom werden im Hinblick auf die Potenzialanalyse kreisbezogen dargestellt, weil diese eine Basis für die H<sub>2</sub>-Erzeugung und andere Dekarbonisierungstechnologien darstellen. Gleiches gilt für die biogenen Gase,

die Gegenstand dieser Untersuchung sind. Im Bereich der Wärmeversorgung werden alle Wärmequellen dargestellt, also auch Kraftwerke, die Wärme ausspeisen.

Der Anteil der fossilen Stromerzeugung liegt mit 74,3 % höher als im bundesweiten Durchschnitt (49,5 %) und der Anteil erneuerbarer Energien mit 25,7 % niedriger als in Gesamtdeutschland (50,5 %). Der Grund für diese Unterschiede zwischen der IRMD und dem Bund liegt an dem traditionellen Schwerpunkt, den Mitteldeutschland auf die Braunkohlenwirtschaft (samt energieintensiven Industrien) gesetzt hat.

Das bedeutet, dass wegen der Vorgaben des Kohleausstiegsgesetzes und der technischen Lebensdauer kleiner fossiler Anlagen bis 2040/2050 fast drei Viertel der Stromerzeugung substituiert werden müssen. Gleiches gilt für den Bestand an EE-Anlagen, der – trotz Übergangsregeln im EEG 2020 – bis 2040 aufgrund des Auslaufens der Förderung und vor allem wegen der technischen Lebensdauer erneuert werden muss.

Für die Zielerreichung von Szenario 2 (Klimaneutralität) werden in der IRMD neben der allgemeinen auch die industrielle Stromversorgung bis 2050 komplett auf THG-freie Technologien umgestellt werden müssen.

Einen Vorreiter eines klimaneutralen Kraftwerkparks in der IRMD planen die Stadtwerke Leipzig. Diese bauen ein neues Heizkraftwerk in Leipzig-Süd mit zwei Turbinen (je 62 MW), welche zunächst mit Erdgas, später mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Ziel ist es, einen Teil der Fernwärme aus dem Braunkohlenkraftwerk Lippendorf zu ersetzen [IWR 2020].

### 3.3.2 Wärmesektor

Auch im Wärmesektor ist der bisherige Einsatz von Wasserstoff vernachlässigbar klein. Für die kurz- und mittelfristige Entwicklung werden aber vor allem zwei Möglichkeiten für eine THG-Reduktion des Wärmesektors durch Wasserstoff diskutiert: Die Einspeisung von Wasserstoff bis zu einem bestimmten Anteil ins Erdgasnetz oder die Methanisierung von grünem Wasserstoff mit anschließender unbeschränkter Einspeisung. Langfristig erscheint der Aufbau eines dedizierten H<sub>2</sub>-Netzes realistisch mit dem Aufbau zentraler Heizkraftwerke (mit BZ oder H<sub>2</sub>-Turbinen) mit Anschluss an das Fernwärmenetz.

#### 3.3.2.1 Bestehende Erdgasnetze als Basis einer gasgebundenen Wärmeerzeugung

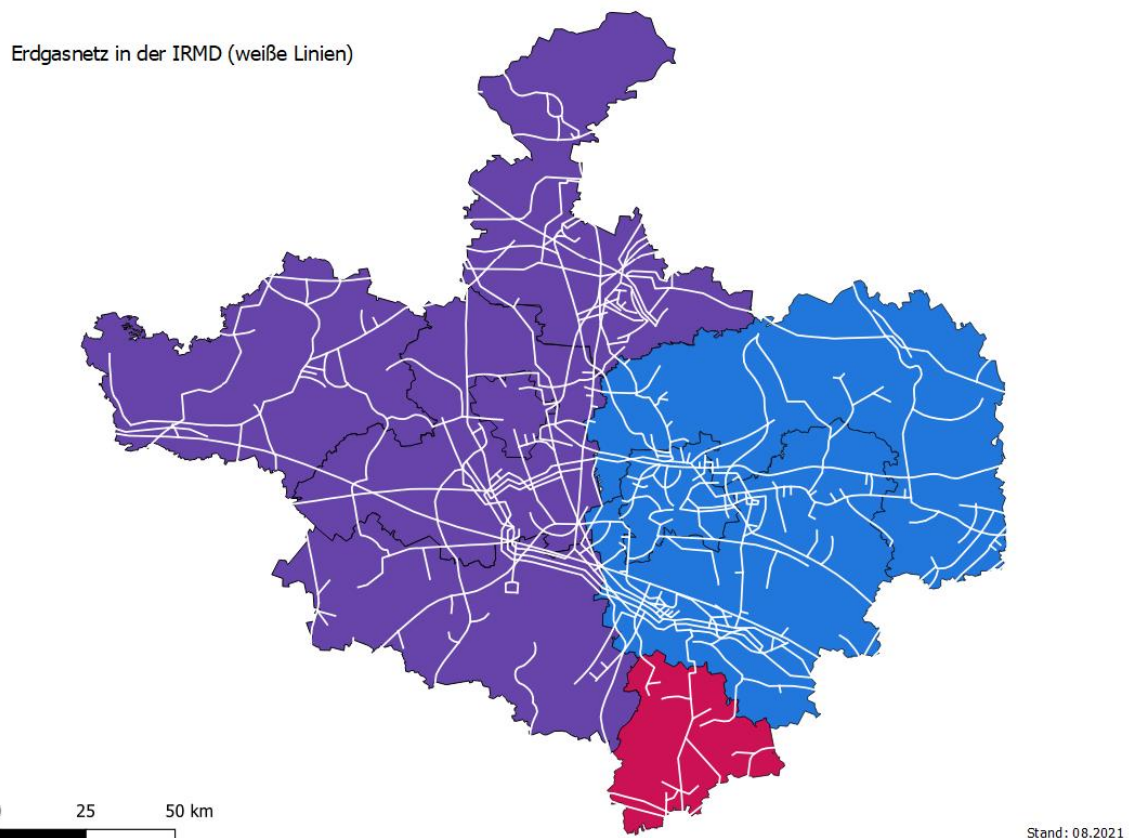
In der IRMD werden inzwischen die meisten Haushalte direkt oder indirekt über das Erdgasnetz mit Wärme versorgt (Einzel- und Zentralheizungen, BHKW, Inselnetze, aber auch große Fernwärmenetze). Der Regionalnetzbetreiber MITNETZ GAS speist nach eigenen Aussagen insgesamt etwa 15,3 TWh/a Erdgas aus, davon etwa 12,2 TWh/a (80 %) für den Wärmemarkt. Das Netzgebiet der MITNETZ GAS deckt einen großen Teil der IRMD ab [MITNETZ GAS 2021].

Die Rolle von Biomethan wurde bereits in Kapitel 2.1.2 und 3.2.2 behandelt. Die Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas mit zunächst maximal 20 Vol.-% ist eine

diskutierte Option. Eine Beimischung würde allerdings voraussetzen, dass alle Verteilnetze und die Endgeräte entsprechend auch „H2-ready“ sind. Sollte es in der IRMD ein klares Bekenntnis zur Beimischung geben, wäre nach Aussagen der Fachverbände des Heizungsgewerbe [Gasdialog 2030] und des Bundeswirtschaftsministers im Jahr 2020 eine Umstellung auf 20 Vol.-% in 15 Jahren möglich.

Die Gasnetzbetreiber und die Stadtwerke haben in allen Intensivinterviews (ONTRAS, MITNETZ GAS, VNG und GETEC) zum Ausdruck gebracht, dass sie eine Beimischung wollen und unterstützen werden. In den meisten Fällen sind die kleinen Verteilnetze im gemischtwirtschaftlichen Eigentum der Kommunen und der regionalen Netzbetreiber und teilen deren Auffassung hinsichtlich der Beimischung. Für die beiden großen Stadtwerke in Leipzig und Halle gilt das definitiv.

Die Abbildung 3-22 zeigt das Erdgasnetz in der IRMD, welches bereits für den Transport von Biomethan genutzt wird und zukünftig auch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden soll (Beimischung oder reine Wasserstoffnetze).



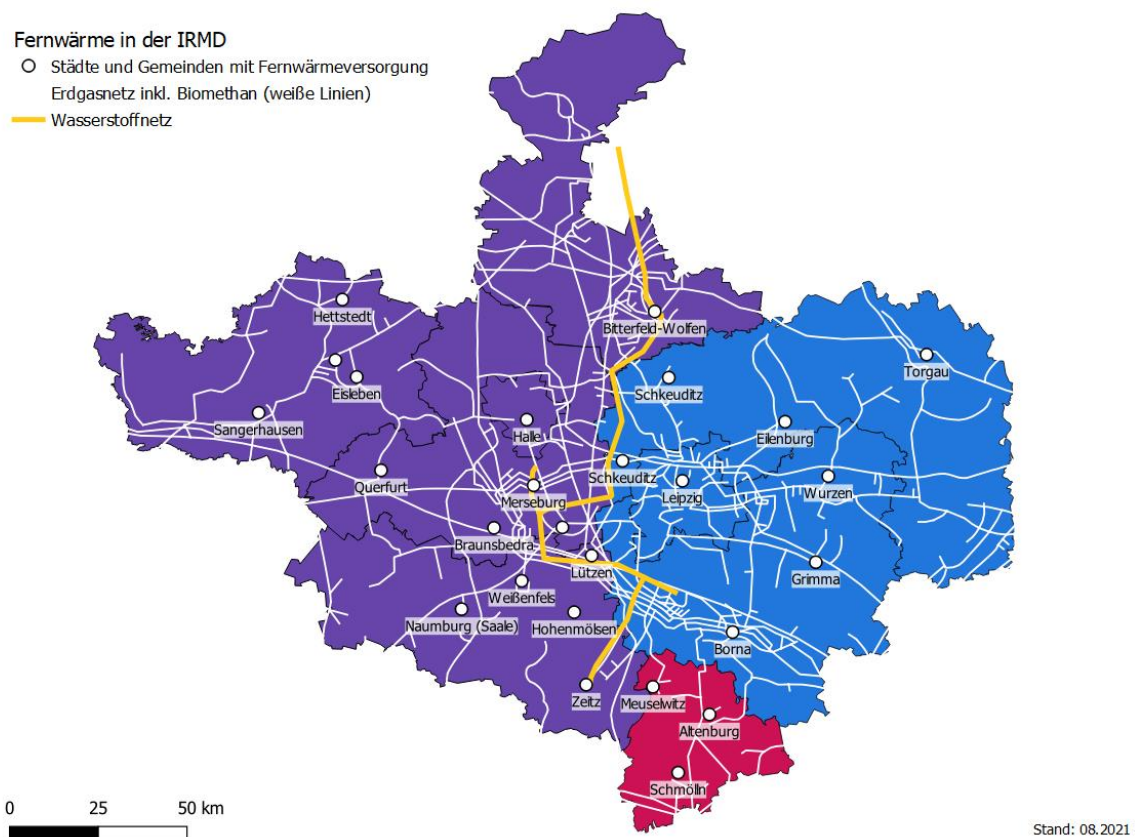
**Abbildung 3-22: Erdgasnetz der IRMD (Quelle: Eigene Darstellung)**

### 3.3.2.2 Bestehende Fernwärmenetze

In der IRMD gibt es 18 Fernwärmeversorger, überwiegend Stadtwerke oder von Stadtwerken beauftragte Dritte, teilweise auch in gemischtwirtschaftlichen Fernwärmegesellschaften. Wärmequellen sind große und kleine Kraftwerke, auch Industrie-

kraftwerke, thermische Abfallverwertungsanlagen, Heizkraftwerke und Heizwerke, kleinere KWK-Anlagen sowie einige Biogasanlagen.

Fernwärme – soweit nicht schon durch Biomassekraftwerke gespeist – ist ein wichtiger Ansatzpunkt für den künftigen Einsatz Grüner Gase und besonders von Wasserstoff. Daher wird an dieser Stelle eine umfangreiche Bestandsaufnahme der regionalen Fernwärmenetze vorgenommen. Heizkraftwerke jeder Art können durch H<sub>2</sub>-Turbinen oder Brennstoffzellen ersetzt werden. Die Umstellung ist- im Gegensatz zum Gasverteil- und Transportnetz – übergangslos und überall möglich. Dass die meisten Fernwärmebetreiber in kommunaler Hand liegen, sind auch die Entscheidungsstrukturen für die Transformation übersichtlich. Wenn eine Anbindung an ein regionales H<sub>2</sub>-Netz noch nicht möglich ist, kann die Elektrolyse auch vor Ort stattfinden, zumal die Fernwärmenetze wachsen werden. Im Hinblick auf die Potenzialanalyse ist bei der Bestandsaufnahme, ein genauerer Blick auf die örtlichen Strukturen der Wärmeversorgung wichtig.



**Abbildung 3-23: Städte und Gemeinden der IRMD mit einer Fernwärmeversorgung (Quelle: Eigene Darstellung)**

Abbildung 3-23 stellt alle Städte und Gemeinden der IRMD dar, welche bereits über eine Fernwärmeversorgung verfügen. Außerdem dargestellt sind die Gasnetze, welche eine wichtige Grundlage für den Großteil der Fernwärmeerzeugung bilden. Eine Auflistung der Fernwärmenetze in der IRMD findet sich im Materialband A 2.5.

### 3.3.3 Mobilitätssektor

Auch der Mobilitätssektor bietet Einsatzpotenzial für Wasserstoff und Grüne Gase im Allgemeinen. Neben dem Schienenverkehr (Nahverkehr und regionaler Bahnverkehr) ist hierbei der kommunale Nahverkehr (etwa durch Busse) sowie der Straßenverkehr im Personen- aber vor allem auch im Schwerlastsegment interessant. Weitere Anwendungsgebiete erstrecken sich auf potenzielle Anwendungen in der Flug- und Binnenschifffahrt.

In der IRMD gibt es bereits Entwickler und Herstelleraktivitäten in Bezug auf H<sub>2</sub>-Mobilität. Unter anderem sind etwa die Firma Faun aus Grimma (BZ-Straßenreinigungsfahrzeuge) [Faun 2021] sowie die Firma Günsel in Grimma (ein Beteiligungsunternehmen der Linde AG im Bereich landwirtschaftliche Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellen) zu nennen [Günsel 2021]. Daneben gibt es beispielsweise die Firma HeiterBlick in Leipzig, die gemeinsam mit Hörmann Vehicle Engineering und Flexiva Automation & Robotic die erste Wasserstoff-Tram entwickelt [innovERZ.hub 2021].

Im Folgenden wird eine Bestandsaufnahme des heutigen Mobilitätssektors in der IRMD vorgenommen.

#### 3.3.3.1 Schienengebundener Nahverkehr und andere regionale Bahnstrecken

Der schienengebundene Nahverkehr ist wesentlicher Bestandteil moderner Mobilität. Entsprechend ist zu erwarten, dass nach vielen Jahrzehnten des Rückbaus die Schieneninfrastruktur in den kommenden Jahren deutlich erweitert wird. Ziel ist der Deutschlandtakt, bei dem Fern- und Nahverkehr ohne lange Umsteigezeiten verzahnt werden. Für die Zukunft ist es wichtig, dass der SPNV emissionsfrei betrieben werden kann. Elektrisch mit Oberleitung bzw. Fahrdrabt betriebene Züge sind einfach auf erneuerbaren Strom umzustellen. Nicht elektrifizierte Strecken werden derzeit von Diesellokomotiven befahren, die entweder durch Batteriezüge oder BZ-Züge ersetzt werden können. Eine Investitionsentscheidung sollte projektbezogen durch Untersuchung der lokalen Gegebenheiten erfolgen. Um die Einsatzpotenziale für Wasserstoff und andere Grüne Gase einschätzen zu können, folgt an dieser Stelle daher eine Bestandsanalyse.

Die DB-Netz AG betreibt als bundeseigenes Unternehmen den überwiegenden Teil des Eisenbahnstreckennetzes in der IRMD. Die größten Anbieter für den Bahnverkehr sind neben der Deutschen Bahn die Captrain Deutschland und das Tochterunternehmen Regiobahn Bitterfeld mit Sitz in Bitterfeld-Wolfen.

Der Bund hat seine Zuständigkeit für den schienengebundenen Nahverkehr im Jahr 1996 an die Bundesländer abgetreten und zahlt zum Ausgleich Regionalisierungsmittel. Diese werden zur Bereitstellung und Unterhaltung des Nahverkehrsangebots an kommunale Zweckverbände weitergereicht, welche mit diesen länger laufende Nahverkehrsangebote ausschreiben. An den Ausschreibungen können sich die Deutsche Bahn (DB Regio) und Privatbahnen beteiligen. So verhält es sich in den betrachteten Gebietskörperschaften der IRMD, in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen.

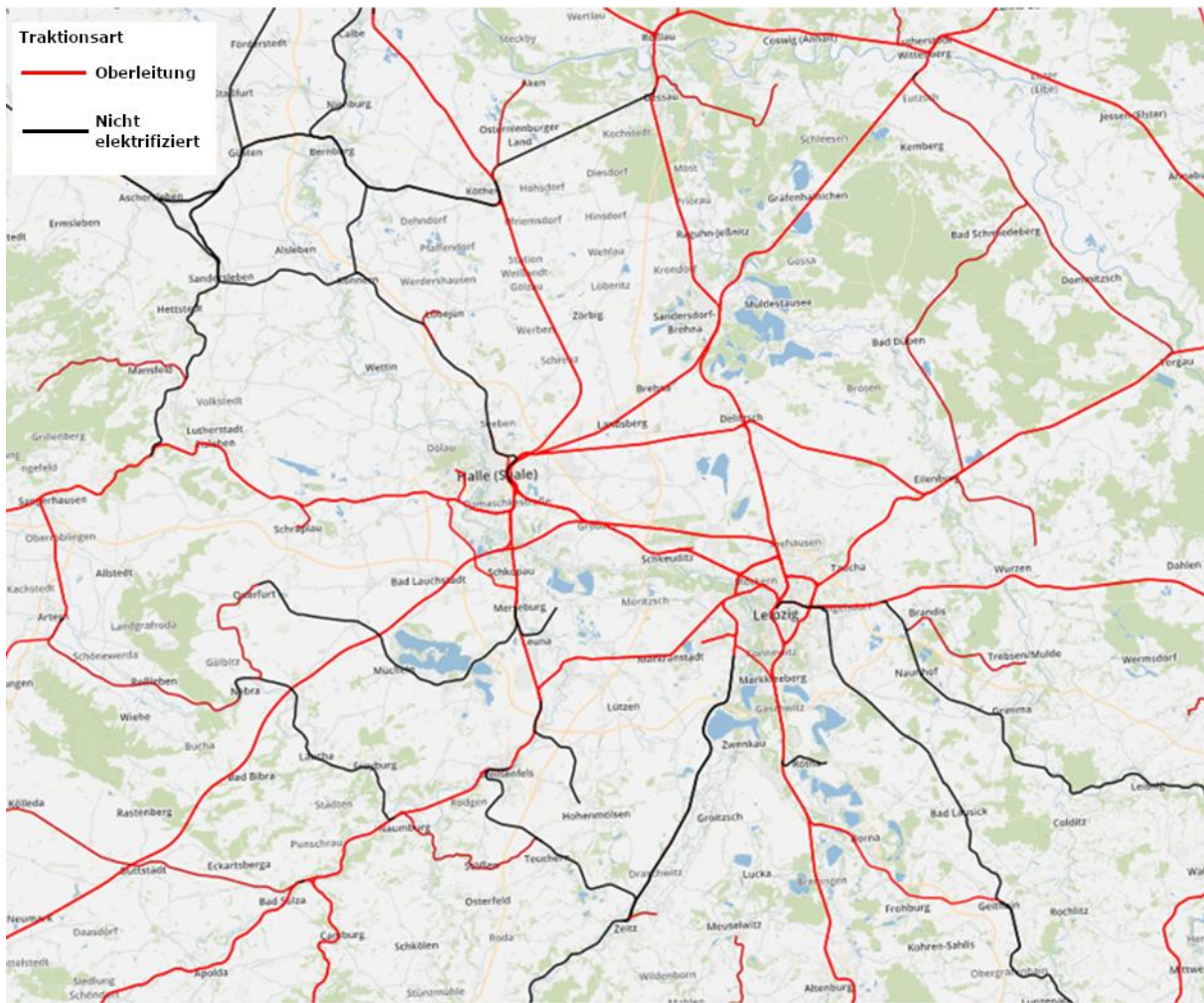


Besteller der SPNV-Leistungen sind die Städte und Kreise über Ihre Zweckverbände. Die Leistungen werden regelmäßig neu ausgeschrieben. Ausschreibungskriterien der kommunalen Zweckverbände sind neben Kosten, Qualität und Komfort auch das Eingehen auf besondere Wünsche der Auftraggeber. Umweltgesichtspunkte, wie eine Verbesserung der Klimabilanz durch alternative Kraftstoffe und Antriebe, hat bislang bei den Ausschreibungen in der Region keine besondere Rolle gespielt. Für die Anbieter ist der Kostendruck durch die Ausschreibungen sehr hoch, weshalb der Wunsch nach alternativen Technologien bisher nicht geäußert wird. Trotzdem rücken der Umweltaspekt und der Wunsch nach einem umweltfreundlicheren regionalen Schienenverkehr zunehmend in den Fokus der Bundesländer. Priorisierter Ansatzpunkt ist die Elektrifizierung existierender Schienennetze. Der finanzielle und personelle Aufwand einer Strecken-Elektrifizierung ist hoch und rechnet sich erst bei hohem Fahrgastaufkommen. Laut Aussagen der DB Netz AG liegen die Kosten für die Streckenelektrifizierung zwischen 1,4 Mio. bis 3,6 Mio. € pro km [BMVI 2021b]. Strecken in dünn besiedelten Landkreisen werden deshalb häufig nicht elektrifiziert und mit dieselbetriebenen Triebzügen befahren.

### **Elektrifizierter und mit Diesel betriebener SPNV und Güterverkehr**

Der Anteil der elektrifizierten Bahnstrecken ist höher als der der nicht elektrifizierten. Die Verkehrsdichte ist auf den Fahrstromstrecken höher. Die Angaben beziehen sich auf den SPNV und den regionalen Güterverkehr. Der Fernverkehr und die kommunalen Straßenbahnen sind nicht mit einbezogen. Der Umstellungsbedarf auf klimaneutrale Antriebe ist erheblich und wird nur bei Änderung der Ausschreibungspraxis der Verkehrsverbände im Laufe der nächsten Jahrzehnte erreicht werden.

Die elektrifizierten Eisenbahnstrecken sind in der folgenden Abbildung 3-24 dargestellt.



**Abbildung 3-24: Elektrifiziertes und nicht-elektrifiziertes Eisenbahnnetz in der IRMD (Quelle: DB Netz 2021)**

### Die Verkehrsverbünde und ihre Dienstleister in der Innovationsregion Mitteldeutschland

Der SPNV, aber auch Teile des ÖPNV werden in der IRMD im Wesentlichen von zwei Verkehrsverbänden, nämlich dem Zweckverband für den Nahverkehrsraum Leipzig (ZVNL), und dem Nahverkehrsservice Sachsen-Anhalt (NASA) unter dem organisatorischen Dach des Mitteldeutschen Verkehrsverbund (MDV) finanziert und organisiert. Der 1998 gegründete Mitteldeutsche Verkehrsverbund (MDV) koordiniert im Auftrag von Städten, Landkreisen und Verkehrsunternehmen das Nahverkehrsangebot in Mitteldeutschland. Hierzu zählen auch die beiden Städte und vier Landkreise der IRMD (ausgenommen Landkreis Mansfeld-Südharz). Der MDV sieht besonders für den Nahverkehr in den ländlichen Räumen großen Handlungsbedarf. Das macht die Struktur der Bevölkerung im Verbundgebiet deutlich. Von den 2,1 Millionen Einwohnern leben heute etwa 839.000 in den beiden Städten Halle und Leipzig und 1,26 Millionen in den sechs Landkreisen, die in der IRMD liegen [MDV 2013] [MDV 2021]. Ein Aspekt ist daher

die bessere öffentliche Anbindung des Großraums Leipzig an die Stadt, um zusätzliche Pkw der Ein- und Auspendler zu vermeiden.

### ZVNL Zweckverband für den Nahverkehrsraum Leipzig

Der ZVNL finanziert und organisiert, unter dem Dach des MDV, den Nahverkehr für einen Teil der IRMD: Stadt Leipzig, Landkreis Leipzig und den Landkreis Nordsachsen. Der Zweckverband hat in einer Studie, durchgeführt unter anderem durch die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik („H<sub>2</sub>-Schienenverkehr in Mitteldeutschland“, siehe auch Kapitel 2.1.1.4), gemeinsam mit der Metropolregion Mitteldeutschland (EMMD) und unter Beteiligung von HYPOS, nachgewiesen, dass für Nahverkehrsstrecken, die nicht elektrifiziert werden können, H<sub>2</sub>-betriebene BZ--Züge eine umweltfreundliche und zugleich kostenneutrale Alternative zu Dieselloks bilden. Bis 2025 sollte diese Option bei der Folgeausschreibung für die Anbindung von Leipzig an das Muldental geprüft werden. Insgesamt würde diese Lösung auch für Teilstrecken des Mitteldeutschen S-Bahnnetzes geprüft [HYPOS 2018]. Auch die Befahrbarkeit des Leipziger City-Tunnels mit H<sub>2</sub>-Zügen ist eine diskutierte Variante zum Einsatz Grüner Gase [Wolf 2013].

### NASA Nahverkehrsservice Sachsen-Anhalt

Der NASA hat dieselben Aufgaben wie der ZVNL in seinen Nahverkehrsgebiet. Er ist jedoch im Unterschied zum ZVNL eine 100 %-ige Gesellschaft des Landes Sachsen-Anhalt.

### Dienstleister der Verkehrsverbände und ihr Fahrzeugpark

Die wichtigsten Verkehrsdienstleister der beiden Verkehrsverbände sind derzeit:

- ▶ Abellio Rail Mitteldeutschland GmbH
- ▶ DB Regio AG, Regio Südost
- ▶ Erfurter Bahn GmbH
- ▶ Mitteldeutsche Regiobahn Ost GmbH (MRB)

### Güter- und Werksverkehr

Neben der DB-Cargo, deren Güterverkehrsaufkommen für die Innovationsregion nicht zu spezifizieren ist, bieten auch private Dienstleister Güterverkehr auf der Schiene an.

### Mitteldeutsche Eisenbahn GmbH (MEG)

Die MEG ist eine private Güterbahn mit Sitz in Rüdersdorf. Für große Industriekunden wie die DOW Olefinverbund GmbH in Schkopau und Böhlen sowie die CEMEX Zement GmbH in Rüdersdorf betreibt die MEG Werksbahnen. Das Transportvolumen der MEG stieg 2017 auf 19 Mio. t. Unter diesen Fahrzeugen sind seit Anfang 2019 auch 11 Hybridrangierlokomotiven von Alstom. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass diese Loks gegenüber herkömmlichen Diesel- Rangierlokomotiven erheblich geräuscharmer sind und zirka 40 % weniger Kraftstoff benötigen, sowie 60 % weniger Emissionen ausstoßen [MEG 2021].

### Chemiestandort Leuna

Der Chemiapark Leuna wird durch ein dichtes Netz für die Werkseisenbahn erschlossen. Die Eisenbahninfrastruktur der InfraLeuna umfasst eine Gleislänge von 90 km und ist an das Netz der DB Netz AG angeschlossen [InfraLeuna 2021]. InfraLeuna arbeitet daran, die Emissionen seines Güterverkehrs zu reduzieren. Bereits vor etwa 10 Jahren hat das Unternehmen sich von der TU Berlin in dieser Frage beraten lassen [Privat Bahn 2021]. Damals wurde eine Umstellung auf Brennstoffzellen als unrealistisch angesehen. Jetzt unternimmt InfraLeuna einen neuen Anlauf und erarbeitet einen Meilensteinplan zur schrittweisen Umstellung auf Wasserstoff. Das ist ein komplexes Vorhaben wegen der ständigen Rangierleistungen und der schweren Lasten.

### Regiobahn Bitterfeld Berlin GmbH (RBB), eine Tochter der CAPTRAIN Deutschland GmbH

Die RBB befährt ein Fernstreckennetz von rund 3.500 Kilometern. Gleichzeitig verfügt sie über 38 Kilometer eigene Gleisinfrastruktur im Chemiapark Bitterfeld-Wolfen. Die unternehmenseigene Fachwerkstatt am Standort Bitterfeld übernimmt die Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge und bietet ihr Leistungsspektrum auch externen EVU an. Zu den Branchenschwerpunkten der RBB zählen u. a. Verkehre für die Glas- und Biokraftstoffindustrie. Am Standort Bitterfeld befindet sich zudem das Wagentechnische Ausbildungszentrum der Captrain Deutschland GmbH [Captrain 2021].

### Energieverbrauch unterschiedlicher Antriebe von Lokomotiven

Der Energieverbrauch der wichtigsten Antriebsarten von Lokomotiven macht deutlich, dass der elektrische Antrieb im Vergleich mit dem Dieselantrieb einige Vorteile mit sich bringt. BZ- und Batteriezüge können dagegen aus Kostengründen heute noch nicht ohne Förderung gegenüber Dieseltriebzügen bestehen.

Im Wettbewerb der emissionsarmen Antriebe für Schienenverkehrsfahrzeuge stehen die Brennstoffzelle und die Batterie. VDI/VDE haben in einer vergleichenden Studie beide Systeme als zielführend, im Hinblick auf Elektromobilität, bewertet. Hierbei hat die Batterie Nachteile im Hinblick auf die Rohstoffverfügbarkeit und Recycelbarkeit, während die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien derzeit noch Kostennachteile aufweist. Auf längere Sicht erscheint der Einsatz von BZ-Zügen im Schienenverkehr gerade bei längeren nicht-elektrifizierten Streckenabschnitten sinnvoll, vor allen Dingen, wenn man auch die systemischen Aspekte des breiten H<sub>2</sub>-Einsatzes im Stromsektor (Speicherung und Transport großer Energiemengen) und durch die kostengünstige Verteilung über das Gasnetz mit in Betracht zieht [VDI/VDE 2019]. Die öffentliche Rezeption der Studie hat deren Ergebnisse teilweise stark verfälscht [Klimareporter 2020].

Pionier der BZ-Triebwagenentwicklung ist derzeit Alstom. Das Unternehmen hat bereits zwei Regionalzugflotten in Niedersachsen und Hessen mit BZ-Zügen ausgestattet und die Produktion geht in Serienfertigung. Auch Siemens und Stadler entwickeln zurzeit brennstoffzellen-hybridbetriebene Triebwagen. Auf dem Feld der batteriebetriebener BZ-Triebwagen sind Bombardier, Siemens und Stadler namhafte Anbieter.

**Tabelle 3-13: Energieverbrauch verschiedener Zugantriebe (Quellen: [Fassbinder 2019], [Bauer 1999] [Alstom 2019], [Edison media 2020], [Internationales Verkehrswesen 2018])**

Fahrzeugtyp	Beschreibung	Energieverbrauch
<b>Diesellok BR 232</b>	6 Achsen, 120 t, 2200 kW bei konstant 120 km/h	300 l/100 km (=2.940 kWh/100 km)
<b>Elektrolok BR 101</b>	84 t, 6400 kW Dauerleistung, 200 km/h	1.700 kWh/ 100 km (= 173,5 l/100 km Diesel)
<b>Batterie-Zug Bombardier TALENT 3</b>	Derzeit keine belastbaren Vergleichsdaten	
<b>BZ-Zug Coradia iLint</b>	98 t, 221 kW Dauerleistung, 140 km/h	221 kWh-440 kWh (= Diesel 22,6 l/100 km – 44,9 l/100 km)

Hinweis: Die Verbrauchsangaben dienen als Grundlage der Analyse zur Bedarfsentwicklung des Schienenverkehrs im Rahmen der Potenzialanalyse in Kapitel 4.3.3.5.

### 3.3.3.2 Nicht-schienegebundener öffentlicher kommunaler Nahverkehr

Der öffentliche Personennahverkehr (ohne SPNV) wird in der IRMD weitgehend durch die Verkehrsverbünde als Besteller mitorganisiert. In diesen Fällen sind ausschließliche Diesellinien in Betrieb. Pläne für alternative Antriebe in der längerfristigen Beschaffungspolitik sind bislang nicht entwickelt worden. Die Beschaffung von Batterie-Bussen und H<sub>2</sub>-BZ-Bussen ist mancherorts in der Prüfung. In den Großstädten Leipzig und Halle organisieren stadteigene Verkehrsgesellschaften den ÖPNV (Busse und Straßenbahnen), im Fall von Halle in Zusammenarbeit mit dem MDV. Straßenbahnen basieren heute fast ausschließlich auf oberleitungsgebundener Elektromobilität. Eine Umstellung auf andere Antriebsarten erscheint zumindest kurzfristig sehr unwahrscheinlich.

In der IMRD fahren derzeit 2.631 Kraft-Omnibusse mit einem Dieserverbrauch von ca. 75 Mio. l/a. Die Anzahl von Bussen mit alternativen Antrieben ist zurzeit zu vernachlässigen, geplante Anschaffungen werden im Folgenden erwähnt. In der Potenzialanalyse in Kapitel 4.3.3 werden die Zahl aller Busse mit ihren durchschnittlichen Verkehrsleistungen und Kraftstoffverbräuchen für die IRMD dargestellt und ausgewertet. Eine kreisförmige Darstellung findet sich im Materialband unter A 3.4.

#### Stadt Halle (Saale)

Derzeit sind für die Hallesche Verkehrs AG 38 Busse unterschiedlicher Hersteller in Betrieb, davon sieben mit Dieselmotor der Euro-Norm 3, vier Busse mit Antrieben der Euro-Norm 5 und 24 Busse der Euro-Norm 6. Zusätzlich werden drei Busse mit Erdgasantrieb (CNG) genutzt. Beabsichtigt ist die Einführung eines Elektrobus-Fuhrparks auf Grundlage einer Machbarkeitsstudie. Ein Probetrieb wird auf der Linie 21 im Jahr 2022 durchgeführt [Stadt Halle 2018], [HAVAG 2021].

Die Anschaffung von Bz-Bussen wird derzeit nicht ins Auge gefasst.

### Stadt Leipzig und Landkreis Leipzig

Die Stadt Leipzig und der Landkreis Leipzig organisieren den ÖPNV weitgehend gemeinsam. Die Stadt hat sich entschieden, den ÖPNV in eigener Verantwortung zu organisieren, der SPNV wird über den ZVNL bestellt. Neben den Straßenbahnen (100 % erneuerbarer Strom) betreiben die Leipziger Verkehrsbetriebe mit einer eigenen Gesellschaft den städtischen Busbetrieb. Derzeit sind gut 170 Busse im Einsatz, davon 154 mit Dieselmotor, 13 mit Hybridantrieb (Diesel und Elektro) und ein batterieelektrischer Bus (leihweise vom IVI Fraunhofer-Institut gefördert durch das ZeEUS-Projekt). Im Jahr 2020 hat der Freistaat Sachsen die Leipziger Verkehrsbetriebe mit 4,3 Mio. € für den Kauf von 50 neuen Bussen unterstützt, alles Diesel-Fahrzeuge der Euro-Norm 6. Bereits 2010 hatte der Freistaat den Kauf von 3 weiteren Bussen mit 270.000 € gefördert. [LVB 2021] Im Gegenzug hat Leipzig 50 ältere Dieselsebusse an die Partnerstadt Thessaloniki verkauft [LeipzigInfo 2020]. Langfristig strebt Leipzig die Umstellung auf Batterie-elektrischer Bussen an [Stadt Leipzig 2019].

Die Anschaffung von BZ-Bussen ist bislang nicht ins Auge gefasst worden. Diese Haltung könnte sich ändern, wenn die Metropolregion Mitteldeutschland unter maßgeblicher Beteiligung der Stadt Leipzig ihren Anspruch, führende Wasserstoffregion zu werden, auch auf dem Mobilitätssektor erweitert. BZ-Busse sind verfügbar und in Deutschland auch auf der Straße. Wichtige Hersteller von BZ-Bussen sind u. a. Van Hool (Belgien), Solaris (Polen), EvoBus (Deutschland), Hyundai (Korea) sowie Caetano (Portugal, mit Brennstoffzellen von Toyota). Weitere Stadtbushersteller, die am deutschen Markt bisher wenig oder nicht vertreten sind, bieten ebenfalls BZ-betriebene Antriebssysteme an (z. B. VDL und Wrightbus). Von den 676 Elektrobussen in Deutschland im Jahr 2020 (1,4 % aller Busse) verfügten 64 über einen Antrieb mit Brennstoffzellen. Für das Jahr 2021 wird allerdings ein Zuwachs von ca. 1.000 BZ-Bussen erwartet [Strom Magazin 2021].

Inzwischen entwickelt das Leipziger Straßenbahnbauer Heiterblick gemeinsam mit dem Chemnitzer Unternehmen Hörmann Vehicle Engineering und Flexiva Automation & Robotik eine BZ-betriebene Straßenbahn. Die Arbeit wird aus dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff (NIP2) gefördert. Die Unternehmen sehen einen Vorteil darin, das Tram-Ausbaustrecken nicht mit Oberleitungen ausgestattet werden müssen und dadurch die Infrastrukturinvestitionen günstiger sind [EBE 2021].

#### 3.3.3.3 Automotive

Im Folgenden werden die Aktivitäten im Bereich *Automotive* dargestellt, die innerhalb der IRMD mit Grünen Gasen in Verbindung stehen.

#### Übergreifende Aktivitäten: Das HIC – Hydrogen and Mobility Innovation Center

Mitteldeutschland will führende Wasserstoffregion auch auf dem Gebiet der Mobilität werden. Dazu sind mehrere Initiativen gestartet worden, ausgehend von Kompetenzen in Hochschulen oder außeruniversitären Einrichtungen. Eine bemerkenswerte Initiative liegt außerhalb der IRMD, in Chemnitz. Es handelt sich um das Projekt „HIC- Hydrogen and Mobility Innovation Center“ unter Beteiligung des Innovationsclusters HZwo e.V., der

Technischen Universität Chemnitz, der Technischen Universität Dresden, des Fraunhofer-Instituts für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik IWU, dem BMW-Werk Leipzig, der Vitesco Technologies (Zulieferer) und zahlreicher KMU. Im Umfeld des Projekts befinden sich fünf Fahrzeug- und Motorenwerke von VW, BMW und Porsche sowie etwa 780 Zulieferunternehmen, Ausrüster und Dienstleister für den Automobilbau.

Das HIC soll ein Fahrzeuglabor, ein H<sub>2</sub>-Zertifizierungszentrum, ein Fortbildungszentrum und ein Experience Lab umfassen. Unabhängig davon, wie der Wettbewerb ausgeht, hat allein der bisherige Prozess der Bündnis- und Konzeptfindung den Anstoß gegeben, dass auf diesem Feld künftig ein Kompetenzzentrum für H<sub>2</sub>-Mobilität in Mitteldeutschland entstehen wird. Dieses kann als Ausgangspunkt für die Ansiedlung weiterer Unternehmen oder deren Filialen in der Region dienen.

### Logistikbranche in der Mobilität

Die Logistikbranche bietet in der IRMD besonders hohes Potenzial für den Einsatz grünen Wasserstoffs, da die Logistik-Region Leipzig-Halle mit dem Flughafen Leipzig-Halle, dem Güterverkehrszentrum Leipzig-Radefeld und den guten Schienen- und Autobahnanbindungen ein nationales und internationales Logistik-Drehkreuz ist. Große Logistikunternehmen wie DHL, Amazon oder Schenker sind dort angesiedelt, ebenso haben die Automobilkonzerne BMW und Porsche dort einen Standort. Die ansässigen Unternehmen – auch aus dem Technologie-, Elektronik-, Fashion- und Investitionsgüterbereich – importieren Güter über den Flughafen. Von dort werden die Waren über Schiene und Straße an ihren Lagerstandort transportiert und anschließend zu den Endkunden gebracht [Netzwerk Logistik 2021]. Der Bereich Mobilität in der Logistikbranche bietet großes Dekarbonisierungspotenzial, so können insbesondere nachhaltige Flugkraftstoffe und BZ-Antriebe im Fernverkehr, innerstädtischen Lieferverkehr und in der Intralogistik (Transport auf dem Flughafenvorfeld, an Terminals oder beim Mitarbeitertransport) einen wichtigen Beitrag leisten. Insbesondere der DHL-Hub Leipzig und die BMW Group Werk Leipzig sind Vorreiter und planen ihre Geschäftsbereiche nachhaltiger zu gestalten. DHL möchte an seinem Luftfrachtdrehkreuz in Leipzig beispielsweise bis 2030 mindestens 30 % nachhaltige Kraftstoffe im Flugzeug- und im Fernverkehrsbereich einsetzen und grüne Alternativen für seine Kernprodukte finden [Meiner 2021]. BMW hat für das Werk in Leipzig noch für das Jahr 2021 die Einführung fahrerloser Transportsysteme mit BZ-Antrieb angekündigt (121 Fahrzeuge geplant), inklusive vier H<sub>2</sub>-Tankstellen. Anfang 2022 wollen sie den Einbau und die Durchführung von Betriebsversuchen von H<sub>2</sub>-Brennern in der Lackiererei starten und zukünftig BZ-Lkw in der Transportlogistik einsetzen. 2024 plant BMW diskutiert zudem einen Anschluss an die mitteldeutsche H<sub>2</sub>-Pipeline, um Wasserstoff beispielsweise auch in der Wärmeversorgung zu benutzen [Fenchel 2021]. Damit gibt BMW den Startschuss für ein klimaneutrales Vorbildwerk für die Automobilbranche aber auch branchenübergreifend. Die Umstellung der Produktion und der internen Logistik auf klimaneutrale Lösungen ist auch für andere Produktionsbetriebe aus anderen Sektoren adaptierbar. Logistikintensive Standorte wie beispielsweise Grimma oder Zeitz bieten ebenfalls die Möglichkeit durch den Einsatz von Wasserstoff in den Verkehrsmitteln CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen zu können.

### **Individualverkehr einschließlich leichter Nutzfahrzeuge**

Die Anzahl von Brennstoffzellen-Pkw und kleinen Nutzfahrzeugen ist in der IRMD noch sehr gering. Der „Henne-Ei- Konflikt“ ist noch nicht gelöst, wonach sich die Frage stellt, ob die Zahl der Fahrzeuge die Einrichtung eines breiteren Betankungsangebots erfordert oder ob ein breiteres Betankungsangebot die Voraussetzung für die Entscheidung ist, BZ-Fahrzeuge zu kaufen. Ein zunächst noch schmales Angebot geeigneter Fahrzeuge, vor allem aus Japan (Toyota) und Südkorea (Hyundai), steht zur Verfügung und wird sich kurzfristig hinsichtlich der Anzahl von Anbietern und Fahrzeugtypen ausweiten. Verfügbar auf dem deutschen Markt sind derzeit der Hyundai Nexo, der Toyota Mirai und ab 2025 der BMW X5 (Kooperation mit Toyota) [Auto Motor Sport 2019]. Auch existiert eine Kleinserie des GLC F-CELL von Daimler. Mehrere chinesische Pkw-Hersteller befinden sich derzeit mitten in der Entwicklung von mittelgroßen bis großen BZ-Pkw. Batteriebetriebene Pkw bietet dagegen fast jeder Automobilhersteller an, mit steigender Qualität und Reichweite. Im Sektor der Individualmobilität, geht die Tendenz eher in Richtung einer schnellen Marktdurchdringung für Elektro-Pkw, gerade für große Fahrzeuge, Flottenfahrzeuge sowie großen Reichweitenbedarf ist aber auch eine zunehmende Etablierung von BZ-Fahrzeugen nicht auszuschließen.

### **Direkte Einspritzung von Wasserstoff / H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotor**

Vielfach wird die Frage gestellt, ob Wasserstoff nicht in einem Verbrennungsmotor direkt eingespritzt werden kann. Die Firma Keyou GmbH aus München hat dies an Nutzfahrzeugen umgesetzt und einen H<sub>2</sub>-Kit entwickelt, der die Nachrüstung von Dieselfahrzeugen auf Wasserstoff ohne große motorische Veränderungen möglich macht. Ob diese Strategie für Neufahrzeuge sinnvoll ist, bleibt abzuwarten. Für Bestandsfahrzeuge kann sie sinnvoll sein. Erste Fahrzeuge auch namhafter Hersteller, wie Deutz, wurden 2020 ausgeliefert [Thüringer Allgemeine 2017].

### **Schwerer Güterverkehr auf der Straße**

Bei Neuzulassungen für schwere Lkw spielen Antriebe auf Bio-LNG- (siehe Kapitel 3.2.2) und auf H<sub>2</sub>-Basis eine zunehmende Rolle. Eine Reihe von BZ-Lkw werden in Kürze in Deutschland verfügbar, so u. a. von Nikola in Zusammenarbeit mit IVECO, Daimler in Zusammenarbeit mit Volvo Trucks (Cellcentric) sowie Hyundai [Auto Motor Sport 2020], [cleanthinking 2021]. Mit einer flächendeckenden Einführung wird in etwa 10 Jahren gerechnet. Die Daimler Truck AG, die Volvo Group, Iveco, der Öl- und Gaskonzern OMV und Shell haben eine Interessensgemeinschaft H2Accelerate (H2A) gegründet, um BZ-Lkw zunächst in regionalen Clustern europaweit zum Durchbruch zu verhelfen [electrive 2020]. Daneben gibt es einige Umrüster von Bestands-Lkw (z. B. CleanLogistics), die sich anbieten, einen großen Teil der bestehenden Lkw-Flotte auf H<sub>2</sub>-Betrieb umzurüsten, um deren Verschrottung im Angesicht der bevorstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele zu vermeiden.

### **Schwere Nutzfahrzeuge**

Wegen ihrer hohen Zug- und Traglast sind schwere Nutzfahrzeuge ein sinnvoller Ansatzpunkt, über die Umstellung auf H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen nachzudenken. Das geschieht



auch vielerorten. Der Hersteller von Maschinen zur Abfallsammlung und Straßenreinigung Faun stellt bereits Müllsammelfahrzeuge mit Brennstoffzelle bereit und baut im Grimma seinen Produktionsstandort für Kehrmaschinen aus, die auch mit BZ-Antrieb ausgestattet sein werden.

Ähnliches könnte auch für schwere Baufahrzeuge und schwere landwirtschaftliche Nutzfahrzeuge gelten, die von dem Unternehmen Günsel in Grimma entwickelt werden.

### **PtL-Technologien**

Power-to-Liquid ist ein wichtiger Ansatz, mit Hilfe von Wasserstoff flüssige Kraft- und Brennstoffe, vor allem für die Bestandsflotten sowie den Schiffs- und Flugverkehr herzustellen. Zur Vermeidung von Doppelungen wird darauf zum einen im folgenden Kapitel 3.3.4 „Wasserstoff in der Industrie (energetische Nutzung)“ und anwendungsbezogen in der Potenzialanalyse eingegangen.

#### **3.3.3.4 Flugverkehr**

Ein Intensivinterview mit der Geschäftsführung der Airport Halle-Dresden GmbH hat ergeben, dass der Flughafen Halle-Leipzig den schrittweisen Umstieg des flughafen-internen Verkehrs auf BZ-betriebene Fahrzeuge und damit auch eine große Tankstelleneinrichtung, die auch für Dritte zugänglich sein soll, prüft. Die Flughafengesellschaft orientiert sich an der Planung des Flugzeugherstellers Airbus, der in drei Studien H<sub>2</sub>-Flugzeuge entwerfen lässt. Airbus hat angekündigt, ab 2035 mit H<sub>2</sub>-Flugzeugen in Serie zu gehen [Airbus 2020]. Der Flughafen Halle-Leipzig ist einer der größten Fracht-Airports. In seinem Umfeld liegen große Umschlagplätze von DHL, Amazon und anderen Unternehmen die zunehmend in grüne Logistik investieren [MMM 2021]. Die stetig steigenden Mengen an Kerosin/Flugzeugbenzin, die in Halle vertankt werden, sind Gegenstand der Potenzialanalyse. Tatsächlich gibt es mit dem Projekt Produktionsverbund H<sub>2</sub>-Sara und dem Infrastrukturverbund LHyVe sowie den Absichten von Südzucker, biogenes Methanol herzustellen in der Region Ansätze für eine alternative Produktion von Flugbenzin. Die Projekte sind in der Bestandsanalyse genauer beschrieben (Kapitel 3.2.1) [FS & SIBW 2021]. Im Jahr 2020 wurden auf dem Flughafen Halle-Leipzig 570.000 m<sup>3</sup> Kerosin vertankt [AFS 2021].

#### **3.3.4 Industrie**

Derzeit konzentriert sich die Nutzung von Wasserstoff auf die stoffliche Anwendung in der Industrie (siehe Kapitel 3.2.1.4). Der energetische Einsatz von Wasserstoff in der Industrie steht dagegen noch am Anfang seiner Entwicklung und die Anzahl der Anwendungsbeispiele ist derzeit noch auf den Vorschlag einzelner Anwendungsfälle beschränkt.

PtG-Anlagen, die mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugen, werden die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff in Zukunft erhöhen, sodass Anwendungsfelder im Bereich Strom, Wärme und Mobilität erschlossen werden können.

Von großem Interesse für die energetische Nutzung von Wasserstoff sind auch die PtL und GtL Konzepte, die die Produktion emissionsarmer flüssiger Kraftstoffe ermöglicht. Hierzu werden neben Wasserstoff auch große Mengen von biogenen CO<sub>2</sub> nachgefragt. Dabei handelt es sich z. B. um Rest-CO<sub>2</sub>, das in Biogasaufbereitungsanlagen anfällt. Aber auch die Rückgewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft wird erforscht, das aber sehr energieintensiv aus der Umgebungsluft ausgewaschen werden muss. Die wesentlichen Endprodukte sind synthetischer Alkohol (Ethanol) als Ersatz für Otto-Kraftstoffe und Methanol als Zusatz zu fossilem Ottokraftstoff oder als Ersatz für Otto-Kraftstoff. In der IRMD ist das für die Raffinerie von TOTAL, aber auch für die weitere Diversifizierung der Produktpalette von Südzucker in Zeitz und Umgebung von Interesse, die beabsichtigen mit biogenen Nebenprodukten unter Zumischung von grünem Wasserstoff (Bio-) Methanol herzustellen. Deswegen ist das Unternehmen an einem Anschluss an die H<sub>2</sub>-Pipeline von Linde [Lorenz & Kunz 2020] interessiert. Vollsynthetische Kraftstoffe aus Erdgas sind unter anderem bereits unter dem Markennamen „V-Power“ an Tankstellen verfügbar.

Der Energiebedarf im Verarbeitende Gewerbe und der Industrie ist in der IRMD sehr hoch. Er liegt beim Strom bei etwa 7.920.000 MWh/a und bei Wärme bei etwa 3.030.000 MWh/a [TLS 2019, Statistik Sachsen-Anhalt 2019, Statistik Sachsen 2019].

### **Innovative Anwendungspotenziale für die Industrien der IRMD**

Im Folgenden werden ausgewählte Beispiele für innovative Anwendungsfälle Grüner Gase (Schwerpunkt Wasserstoff) in den Industrien und Gewerben der IRMD genannt. Dabei wird zwischen innovativen (bisher kein Wasserstoff eingesetzt) und etablierten (bereits grauer Wasserstoff etabliert) Anwendungsfällen unterschieden. Im Materialband A 2.12 ist hierzu ein Überblick über innovative und etablierte Anwendungsfelder Grüner Gase, sowie relevanter regionaler Akteure zu finden.

- a) Etablierte Prozesse – Substitution grauen Wasserstoffs durch grünen Wasserstoff:
- ▶ Schon heute sind kreislaufwirtschaftliche Konzepte wichtig, um Ressourcen zu schonen, die Energieeffizienz zu erhöhen und CO<sub>2</sub>-Emission zu verringern. Ein bereits bekannter Anwendungsfall ist die Pyrolyse von Kunststoffen wie Polyethylen oder Polypropylen und anschließender Zugabe von Wasserstoff unter Verwendung eines bifunktionellen Katalysators. Dadurch werden die durch die Pyrolyse freigesetzten Olefine gesättigt und die Repolymerisation wird unterbunden [Lechleitner et al. 2020].
  - ▶ Außerdem kann grüner Wasserstoff genutzt werden, um Heteroatome (N, O, S) aus Rohöl und anderen Ölen zu entfernen. Die veredelten Öle können in nachfolgenden Prozessen verarbeitet werden [Ragwitz et al. 2021].
  - ▶ Bei der Flachglasherstellung (z. B. Fensterscheiben) dient ein Gemisch aus Stickstoff und Wasserstoff zum Schutz des flüssigen Zinnbades vor Oxidation und unterbindet die Schlierenbildung auf dem Glas [Air Liquide 2021].

- ▶ Zum Schneiden von Nichteisenmetallen als auch zum Schweißen derer kann Wasserstoff als Brenngas verwendet werden, da es in Verbindung mit reinem Sauerstoff Temperaturen bis zu 3.000°C erzeugen kann [Okolie et al. 2021].
- ▶ Bei der Herstellung hochwertiger Siliziumschichten für PV-Anlagen wird H<sub>2</sub>-Plasma zusammen mit Quarzsand (SiO<sub>2</sub>) eingesetzt, um reines Silizium herzustellen. Es wird direkt auf einem geeigneten Substrat als Schicht abgeschieden. Die Nutzung eines H<sub>2</sub>-Plasmas führt zur Reduktion störender Fremdstoffe [Laure 2021].
- ▶ Zur Herstellung von Margarine und anderen Lebensmitteln werden ungesättigte tierische oder pflanzliche Fette durch Hydrierung mit Wasserstoff gehärtet. Außerdem kann Wasserstoff zur Herstellung von Vitaminen und zur Verfeinerung von Naturstoffen zu Kosmetika verwendet werden [FOR 2021].

Die genannten Prozesse nutzen derzeit grauen Wasserstoff, der durch grünen Wasserstoff ersetzt werden kann. Demgegenüber gibt es Prozesse, in denen kein Wasserstoff etabliert ist und sich durch dessen Einsatz neue Potentiale generieren lassen.

b) Innovative Anwendungsfelder – neue Einsatzmöglichkeiten für grünen Wasserstoff:

- ▶ Zur Bereitstellung von Prozesswärme können bestehende Gasbrenner auf Wasserstoff oder Wasserstoff-Erdgas-Gemische umgestellt werden. Durch diesen Brennstoffswitch können bspw. in der Glas-, Zement-, Keramik- und Papierherstellung, sowie in der Metallverhüttung und Aluminiumherstellung, erhebliche CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden [Ragwitz et al. 2021].
- ▶ Bei der Zementherstellung wird durch die chemische Umwandlung von Calciumcarbonat zu Calciumoxid CO<sub>2</sub> freigesetzt, welches unter Verwendung von Wasserstoff zu Synthesegas aufbereitet werden kann. Aus dem Synthesegas können über die Fischer-Tropsch-Synthese Kohlenwasserstoffe hergestellt werden [Ragwitz et al. 2021].
- ▶ Des Weiteren lassen sich in Lackierereien H<sub>2</sub>-Brenner installieren, die zur Trocknung von Lacken eingesetzt werden können. Gegebenenfalls lässt sich die Wärme des aus der Verbrennung erstandenen Wasserstoffs ebenfalls für Trocknungsprozesse nutzen [LVZ 2021].

## 3.4 Regionale und überregionale Forschungsaktivitäten zu Grünen Gasen

### 3.4.1 Einführung

#### 3.4.1.1 Hintergründe

Die Nutzung Grüner Gase gehört zu den innovativsten Wegen, Treibhausgase einzusparen. Ihr Einsatz kann in einer Vielzahl von Anwendungsfällen erfolgen, von industriellen Prozessen (chemische Industrie, Raffinerietechnik, Stahlindustrie) über den Verkehr bis hin zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarenergie (vgl. API). Gerade im Fall von grünem Wasserstoff sind zum Teil weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen erforderlich, zusätzlich zu staatlichen Anreizen wie einer höheren CO<sub>2</sub>-Bepreisung, um die existierenden Technologien auf einen industriellen Maßstab zu skalieren und dadurch Kostensenkungen zu erreichen.

FuE sowie der Transfer von Innovationen in die Praxis bilden eine Grundlage dafür, dass der Wirtschaftsstandort Deutschland weiterhin wettbewerbsfähig bleibt. Für die IRMD gilt dies noch mehr als für andere Wirtschaftsräume. Sie ist geprägt von einer Kombination aus Niederlassungen internationaler Großkonzerne sowie kleinen und mittleren Unternehmen. Forschungsstarke Konzernzentralen finden sich in Mitteldeutschland in deutlich geringerer Anzahl als beispielsweise in Süddeutschland wieder [Einwiller 2018].

Mittels gut vernetzter Kombination aus Grundlagenforschung und angewandter Forschung nebst zielgerichtetem Transfer in die Industrie ist die Innovationsregion Mitteldeutschland als innovativer Wirtschaftsstandort zu positionieren. Im Folgenden wird aufgezeigt, wie die Forschungslandschaft der mitteldeutschen Region im Bereich der Grünen Gase aufgestellt und vernetzt ist. Daraus wird abgeleitet, welche bestehenden Aktivitäten die Innovationsregion bereits heute einbringt und wie diese weiter gestärkt werden können.

#### 3.4.1.2 Literatureinordnung

Zur Forschungslandschaft im Bereich Grüner Gase liegt eine begrenzte Zahl an Veröffentlichungen vor. Die Studie „Wasserstoffranking 2020: Wo steht das Ruhrgebiet im Metropolenvergleich?“ [IW Consult 2020] liefert im Auftrag des Regionalverbandes Ruhr (RVR) einen Überblick über die H<sub>2</sub>-Kompetenz von neun deutschen Metropolregionen. Daraus wurde ein Ranking erstellt, welches neben der Unternehmenslandschaft auch die Forschungslandschaft abbildet. Demnach weist die Metropolregion Mitteldeutschland die höchste Dichte wissenschaftlicher Einrichtungen auf, die sich mit der Thematik beschäftigen. Hierbei ist zu beachten, dass die Definition der Metropolregion Mitteldeutschland nicht deckungsgleich mit der IRMD ist. Angaben über Forschung im Bereich Biogas enthält diese Studie nicht.

Weitere Studien, welche eine Betrachtung der deutschen Forschungslandschaft im Bereich der Grünen Gase vornehmen, fehlen bislang. Allerdings findet die Forschungslandschaft in regionalen Studien Beachtung. Beispielsweise ist die Studie von Roland Berger über die „Potenziale der H<sub>2</sub>- und BZ-Industrie in Baden-Württemberg“ [Weichenhain et al. 2020] zu nennen. Diese Potenzialanalyse befasst sich ebenfalls mit der Forschungslandschaft, bezieht sich aber vorwiegend auf Baden-Württemberg. Für Mitteldeutschland ist Ähnliches zu beobachten: Die Studienlandschaft beschäftigt sich vorrangig mit der Forschung in den einzelnen Bundesländern. Für Thüringen liegt eine Studie der Universität Weimar „Wasserstoff in Thüringen“ [Jentsch et al. 2019] vor. Sie diskutiert die Forschungslandschaft einschließlich des Status Quo, der Projektorientierung und der Übersicht der forschenden Akteure. Eine Übersicht über die Forschungsaktivitäten in Sachsen-Anhalt bietet das von der Landesregierung Sachsen-Anhalt veröffentlichte Grün- [Land Sachsen-Anhalt 2020a] und Weißbuch [Land Sachsen-Anhalt 2020b] zur Entwicklung einer Wasserstoffstrategie. Die Forschungslandschaft wird detailliert beschrieben und das HYPOS-Netzwerk sowie Verknüpfungen in andere Bundesländer werden vorgestellt. Für Sachsen liefert der von der Landesregierung des Freistaats veröffentlichte „Masterplan Energieforschung“ [Land Sachsen 2018] eine Übersicht über die Energieforschung. Darin werden auch die Forschungsaktivitäten zu Grünen Gasen in Sachsen betrachtet. Hervorzuheben ist die durchgeführte Bewertung von Stärken und Schwächen im Bereich der H<sub>2</sub>-Forschung in Sachsen. Die Friedrich-Ebert-Stiftung betrachtet das Potenzial von Wasserstoff für die Herausforderungen des beschlossenen Kohleausstiegs in ihrer Studie zum Kohleausstieg in Sachsen-Anhalt [FES 2020]. Sie macht die Bedeutung von Grünen Gasen im Kontext des Strukturwandels nochmals deutlich. Die Studie „Perspektiven und Potenziale einer sektoren-übergreifenden H<sub>2</sub>-Wirtschaft in der Wirtschaftsregion Lausitz“ [Fraunhofer IWU 2020] legt den Fokus auf Wasserstoff. Sie identifiziert den aktuellen Stand der nutzbaren (Forschungs-) Infrastruktur und bewertet das Potenzial einer von Wasserstoff geprägten Industrie und den damit verbundenen Bedarf an Energieträgern.

Für Mitteldeutschland sind die bisherigen Studien über Forschungseinrichtungen länderspezifisch geprägt. Eine länderübergreifende Analyse der wissenschaftlichen Landschaft kann somit einen wichtigen Beitrag leisten, die Rolle von Wissenschaft als Asset für Grüne Gase zu untersuchen.

### 3.4.1.3 Methodik

Um die relevanten Forschungsakteure in der Innovationsregion möglichst umfassend zu identifizieren, wurden zwei komplementäre Ansätze genutzt. Der erste Ansatz betrachtet Verbundprojekte, welche sowohl Grundlagenforschung als auch angewandte Forschungsvorhaben umfassen. Häufig sind erstere ein Frühindikator, da sie den wissenschaftlichen Erkenntnissen vorauslaufen. Die im zweiten Ansatz ausgewerteten wissenschaftlichen Publikationen präsentieren insbesondere Forschungsergebnisse aus der Grundlagenforschung.

Für die Verbundprojekte wurden drei Datenquellen genutzt: Webseiten von Universitäten und Hochschulen, der Projektkatalog des H<sub>2</sub>-Netzwerks HYPOS e. V. und der Förderkatalog des Bundes [BMF 2020]. Die Daten für die wissenschaftlichen Publikationen wurden über die Plattformen Scopus und SciVal gewonnen<sup>67</sup>.

Im ersten Schritt wurden alle Hochschulen und Universitäten in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen aufgelistet. Dann wurden deren Webseiten nach Projekten zu Grünen Gasen durchsucht. Die Ergebnisse dieser durchgeführten Suchfunktion wurden manuell nach relevanten, aktuell laufenden Forschungsprojekten selektiert. Außerdem wurden die Ansprechpartner, falls diese nicht auf der Webseite zu erkennen waren, telefonisch erfragt.

Im zweiten Schritt wurde die Projektdatenbank des H<sub>2</sub>-Netzwerks HYPOS e.V. ausgewertet, um Forschungsprojekte aus den Bereichen Produktion, Transport, Speicherung und Verwendung von Wasserstoff zu identifizieren. In allen Projekten, die auf der HYPOS-Webseite gelistet sind, arbeiten mehrere Projektpartner in einem Forschungsprojekt zusammen. Meist setzt sich ein solches Projektkonsortium aus Forschungseinrichtungen und Industriepartnern zusammen, wobei die Projektbeteiligten in der Regel sowohl von innerhalb als auch von außerhalb der IRMD stammen. Industrieunternehmen, die zwar Projektpartner sind, aber keine Forschungsaktivitäten durchführen, blieben in diesem Arbeitspaket außer Betracht. Um die Forschungsbeziehungen der Innovationsregion mit dem Rest des Landes adäquat erfassen zu können, wurden Forschungseinrichtungen sowohl innerhalb der Untersuchungsregion als auch aus anderen Landesteilen in die Liste der Akteure übernommen.

Als dritter Schritt wurde der Förderkatalog des Bundes (FÖKAT) [BMF 2020] nach relevanten Projekten durchsucht. Der Förderkatalog listet alle Forschungsvorhaben auf, die mit Mitteln des Bundes gefördert werden. Aufgrund seiner Vollständigkeit ist der Katalog eine gute Datenquelle, um weitere Akteure zu identifizieren. Um in diesem Schritt möglichst alle Forschungsprojekte zu erkennen, wurde mit einer breiteren Auswahl an Schlagwörtern gesucht. Ein Projekt wurde weiterverfolgt, wenn mindestens einer der beteiligten Projektpartner den Unternehmens- oder Organisationssitz in Mitteldeutschland hat. Außerdem wurden nur Projekte übernommen, die zum aktuellen Zeitpunkt (November 2020) noch nicht beendet waren. Dieser Fokus auf laufende Projekte spiegelt einerseits wider, dass die Forschung zu Grünen Gasen (insbesondere grünem Wasserstoff) seit kurzem deutlich ausgeweitet wurde. Zum anderen trägt sie dem Umstand Rechnung, dass an Universitäten und Hochschulen eine große Personalfluktuation vorliegt. Die Experten aus Projekten, die vor wenigen Jahren durchgeführt wurden, haben ihre frühere Arbeitsstätte mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits verlassen. Der hier gewählte Ansatz vermeidet, nicht mehr existierende Verknüpfungen aufzuzeigen.

---

<sup>67</sup> Die Plattform Scopus (<https://www.scopus.com/>) kann zur Suche von wissenschaftlichen Publikationen genutzt werden, SciVal erlaubt die Auswertung der Publikationsdaten. Beide Portale werden vom Wissenschaftsverlag Elsevier betrieben.

Die aus den drei Datenquellen gewonnenen Akteure wurden in einer Tabelle zusammengetragen. Forschungseinrichtungen haben mehrere Eintragungen bekommen, wenn unterschiedliche Ansprechpersonen mit jeweils eigenständigen Forschungsprojekten identifiziert werden konnten. Duplikate wurden entfernt. Außerdem wurden die Akteure danach klassifiziert, ob sie im Bereich Wasserstoff und/oder Biogas und Biomethan forschen. Die Kontaktdaten und Kurzbeschreibung der jeweiligen Projekte wurden ergänzt und dienten als Grundlage für die Befragung wissenschaftlicher Expertinnen und Experten.

Relevante wissenschaftliche Publikationen wurden über die Plattformen Scopus und SciVal des niederländischen Verlags Elsevier identifiziert. Diese verfügen mit 77 Millionen Titeln über eine umfassende Abdeckung des weltweiten Publikationsgeschehens. Es werden wissenschaftliche Zeitschriftenartikel von über 25.000 begutachteten (peer-reviewed) Journals sowie Bücher und Konferenzpapiere erfasst [Elsevier 2020a]. Das Portal SciVal bietet zahlreiche Auswertungsmöglichkeiten und Indikatoren, um Forschungseinrichtungen zu vergleichen.

Ziel war die Abbildung aller thematisch relevanten Publikationen von Akteuren aus Mitteldeutschland. Dafür wurde die SciVal-eigene Anzeige aller in den Bundesländern Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen mit den mittels Scopus identifizierten Publikationen relevanter Forschungseinrichtungen kombiniert. Sowohl von Unternehmen als auch von öffentlichen Einrichtungen publizierte wissenschaftliche Veröffentlichungen wurden berücksichtigt. Insgesamt wurden dadurch 95.738 Publikationen der Untersuchungsregion für den Zeitraum 2015 – 2019 identifiziert.

Zur Identifikation der für das Technologiefeld Grüne Gase relevanten Publikationen wurden Schlagwörter genutzt, welche zu den Elementen der Wertschöpfungsketten Grüner Gase gehören. Die Forschungsthemen<sup>68</sup> mit relevanten Schlagwörtern<sup>69</sup> wurden dem Technologiefeld Grüne Gase zugeordnet und die mitteldeutschen Publikationen in diesen Forschungsthemen erfasst. Die Liste der Forschungsthemen wurde durch die Veröffentlichungen zentraler mitteldeutscher Akteure validiert und umfasst 137 Einträge. Dadurch wurden 872 Publikationen identifiziert, an welchen mitteldeutsche Forschungseinrichtungen beteiligt waren und die dem Technologiefeld Grüne Gase zuzurechnen sind. Veröffentlichungen zum Thema Grüne Gase machten ca. 0,9 % des gesamten Publikationsaufkommens Mitteldeutschlands aus. Im Rest von Deutschland haben Publikationen über Grüne Gase einen Anteil von 0,74 % an allen Veröffentlichungen. Folglich lässt sich eine Spezialisierung der Wissenschaftslandschaft in Mitteldeutschland auf das Technologiefeld Grüne Gase feststellen.

Um die Erkenntnisse aus der Analyse der Wissenschaftslandschaft zu validieren und deren Einschätzungen zu den Potenzialen Grüner Gase in der Innovationsregion zu

---

<sup>68</sup> Als Forschungsthemen gelten hier die von SciVal kalkulierten „Topics“, welche auf Basis von Clusteranalysen anhand von Zitationsdaten jede Publikation einem Topic zuordnen. SciVal stellt jene 50 Schlagwörter bereit, welche charakteristisch für ein Thema sind.

<sup>69</sup> Die verwendeten Schlagwörter sind im Materialband unter A 2.8 aufgelistet.

erhalten, wurden parallel zur Befragung der Unternehmen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler befragt. Hierzu wurden schriftliche Fragebögen und Intensivinterviews eingesetzt.

### 3.4.2 Forschungslandschaft

Um einen Einblick in die bestehende mitteldeutsche Forschungslandschaft zu geben, werden die identifizierten Akteure und deren Verflechtungen untereinander dargestellt.

#### 3.4.2.1 Forschungseinrichtungen

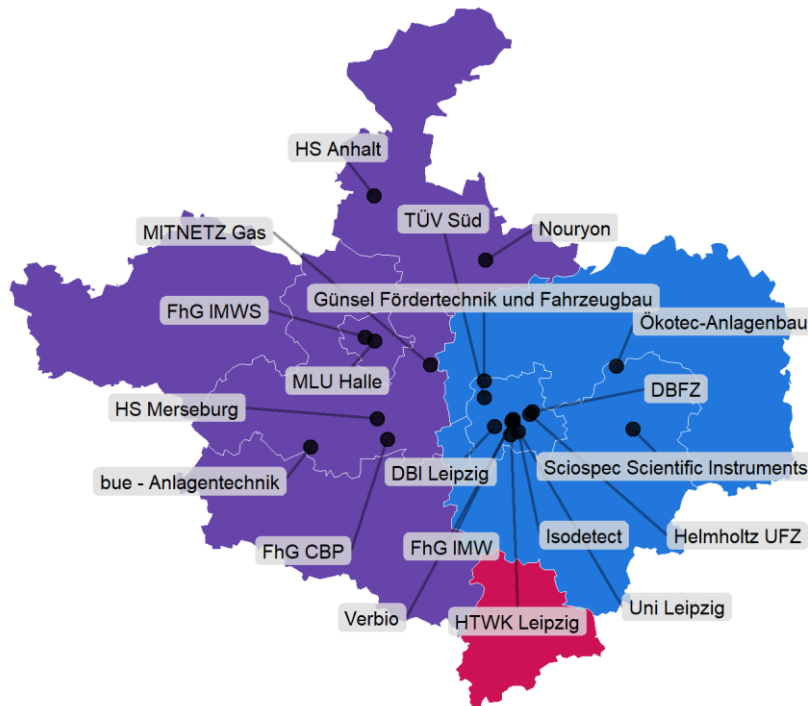
##### 3.4.2.1.1 Innovationsregion Mitteldeutschland

Die Innovationsregion Mitteldeutschland erstreckt sich über die Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Sie umfasst die Landkreise Anhalt-Bitterfeld und Mansfeld-Südharz, den Saalekreis, den Burgenlandkreis und die Stadt Halle (Saale) in Sachsen-Anhalt und den Landkreis Altenburger Land in Thüringen. In Sachsen sind die Landkreise Leipzig und Nordsachsen sowie die Stadt Leipzig Teil der Innovationsregion. Die nachfolgende Karte (Abbildung 3-25) zeigt alle Forschungseinrichtungen, die in der IRMD Grüne Gase erforschen.

Eine heterogene Landschaft von Einrichtungen erforscht in der IRMD die Erzeugung, den Transport und die Nutzung Grüner Gase. Universitäten, Hochschulen und außer-universitäre Forschungseinrichtungen der Fraunhofer-Gesellschaft und Helmholtz-Gemeinschaft sind in diesem Feld aktiv. Mit dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) forscht zudem ein Institut des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) in der Innovationsregion. Eine weitere Gruppe sind die forschenden Unternehmen, wie beispielsweise die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI GUT) oder die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbh (MITNETZ GAS). Insgesamt lässt sich eine Konzentration von Forschungseinrichtungen in und um die Städte Leipzig und Halle (Saale) erkennen.

Die folgende Tabelle 3-14 gibt eine Übersicht über die im Themenkomplex Grüne Gase tätigen Forschungseinrichtungen in der Innovationsregion Mitteldeutschland. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Akteure ist im Materialband unter A 2.9 zu finden.





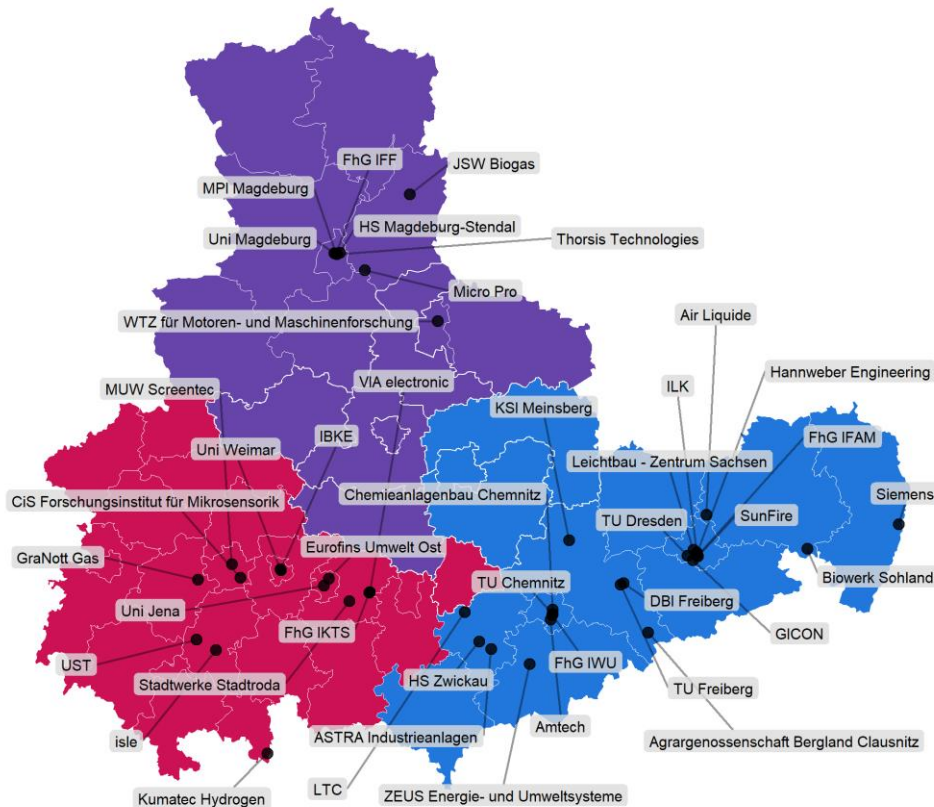
**Abbildung 3-25: Einrichtungen, die in der Innovationsregion Mitteldeutschland zu Grünen Gasen forschen (Quelle: Eigene Darstellung)**

**Tabelle 3-14: Einrichtungen, die in der Innovationsregion Mitteldeutschland zu Grünen Gasen forschen (Quelle: Eigene Darstellung)**

Einrichtung
Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH DBFZ
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS
Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP
Fraunhofer Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP
Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie IMW
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ)
Hochschule Anhalt
Hochschule Merseburg
Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK)
Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg (Halle)
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
Nouryon Industrial Chemicals GmbH
Universität Leipzig

3.4.2.1.2 *Mitteldeutschland*

Außerhalb der Innovationsregion haben wissenschaftliche Einrichtungen, die sich mit Grünen Gasen beschäftigen, ebenfalls ihren Sitz. Abbildung 3-26 zeigt alle Akteure, die in der Recherche identifiziert wurden. Es zeigt sich eine große Vielfalt der Forschenden. Als weitere wichtige Forschungsstandorte kristallisieren sich Freiberg, Chemnitz, Magdeburg und Dresden heraus.



**Abbildung 3-26: Einrichtungen, die in Mitteldeutschland zu Grünen Gasen forschen (außerhalb IRMD) (Quelle: Eigene Darstellung)**

Die folgende Tabelle 3-15 gibt eine Übersicht über die Einrichtungen in Mitteldeutschland (ohne Innovationsregion), die zu Grünen Gasen forschen. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Akteure ist im Materialband unter A 2.10 zu finden.

**Tabelle 3-15: Einrichtungen, die in Mitteldeutschland (ohne Innovationsregion) zu Grünen Gasen forschen (Quelle: Eigene Darstellung)**

Einrichtung
DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg
Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung IFAM
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS
Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik IWU
Friedrich-Schiller-Universität Jena
Max-Planck-Institut für Dynamik komplexer technischer Systeme (MPI Magdeburg)
Sunfire GmbH
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Technische Universität Bergakademie Chemnitz
Technische Universität Dresden

### 3.4.2.2 Großprojekte zur Skalierung Grüner Gase

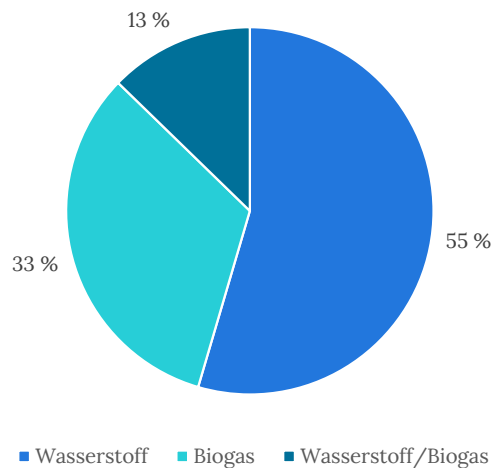
Bisher wurde die Forschungslandschaft zu Grünen Gasen in der Innovationsregion anhand von Publikationen und Projekten untersucht. In diesem Abschnitt werden in Tabelle 3-16 Projekte aufgeführt, welche insbesondere die Skalierung von Technologie zu Grünen Gasen vom Labor- und Technikumsmaßstab auf industrielle Maßstäbe zum Ziel haben. Im Materialband A 2.11 wird eine Kurzbeschreibung der einzelnen Projekte gegeben.

**Tabelle 3-16: Projekte in der Innovationsregion zur Skalierung Grüner Gase (Quelle: Eigene Darstellung)**

Einrichtung
Energiepark Bad Lauchstädt
Reallabor GreenHydroChem
Fraunhofer Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP
BioEconomy Hub
H2-Transferregion Leipzig

### 3.4.2.3 Verflechtung der Forschungseinrichtungen über Verbundprojekte

Insgesamt wurden 55 Verbundprojekte identifiziert, an denen mindestens ein Akteur aus der Region Mitteldeutschland involviert ist. Die meisten davon (30) sind mit dem Thema Wasserstoff verbunden. Das Thema Biogas umfasst 18 Projekte (33 %). Der Rest der Projekte (7) befasst sich mit beiden Themen. Abbildung 3-27 stellt die prozentualen Anteile der Themengebieten dar.



**Abbildung 3-27: Verteilung der Themengebieten in den Verbundprojekten (Quelle: Eigene Darstellung)**

Tabelle 3-17 gibt einen Überblick, welche Einrichtungen wie oft an den identifizierten Forschungsprojekten im Kontext Grüner Gase beteiligt sind.

**Tabelle 3-17: Wissenschaftliche Akteure auf Basis gemeinsamer Projekte mit Bezug zu Mitteldeutschland (Quelle: Eigene Darstellung)**

Einrichtung	Projekte
Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS °	12
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS ^	9
DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg ^	8
Technische Universität Bergakademie Freiberg ^	8
Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum (DLR) *	7
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH °	7
Technische Universität Dresden ^	6
SunFire GmbH ^	5
Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ) °	5
Technische Universität Darmstadt *	4
Technische Universität München *	4
Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP °	3

° - innerhalb der Innovationsregion Mitteldeutschland;

^ - innerhalb Mitteldeutschlands (exklusive Innovationsregion);

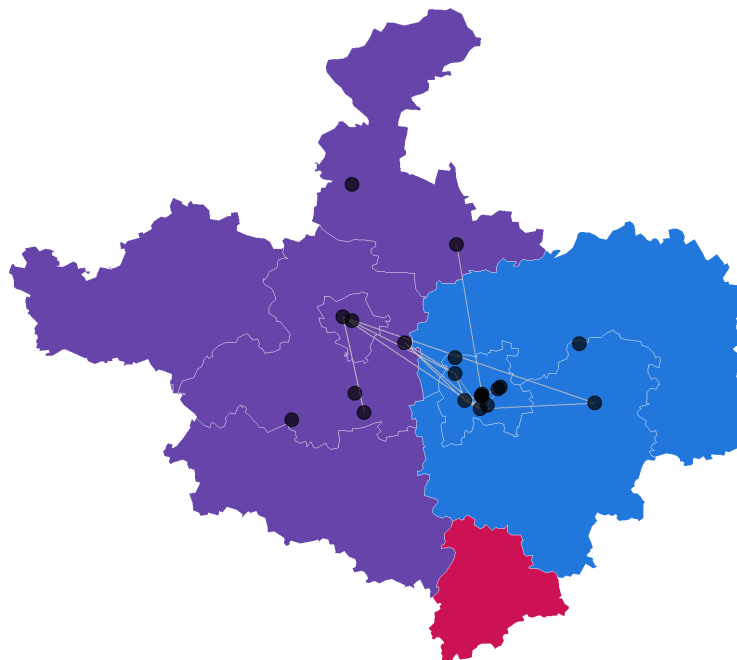
\* - außerhalb Mitteldeutschlands

Von den Akteuren innerhalb der IRMD weisen das Fraunhofer IMWS in Halle (Saale), die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig, das Deutsche Biomasse Forschungszentrum (DBFZ) in Leipzig und das Fraunhofer CBP in Leuna die meisten Projektbeteiligungen auf. Des Weiteren weisen folgende Institutionen in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen (aber außerhalb der Innovationsregion) die meisten Projektbeteiligungen auf: das Fraunhofer IKTS im zwischen Jena und Gera gelegenen

Hermisdorf, das DBI Freiberg, die TU Bergakademie Freiberg sowie die TU Dresden und die Sunfire GmbH in Dresden. Die folgenden Forschungseinrichtungen außerhalb Mitteldeutschlands weisen die meisten Beteiligungen an den identifizierten Verbundprojekten auf: das Deutsche Luft- und Raumfahrtzentrum (DLR) mit Sitz in Köln, die Technische Universität Darmstadt und die Technische Universität München.

#### 3.4.2.3.1 Innovationsregion Mitteldeutschland

Abbildung 3-28 stellt die Verflechtung von Forschungseinrichtungen in der IRMD auf Basis der Verbundprojekte dar. Die Linien zwischen den Einrichtungen spiegeln gemeinsame Projektbeteiligungen wider. Es ist zu beachten, dass nicht alle betrachteten Einrichtungen an Projekten mit mehr als einem Partner innerhalb der Innovationsregion beteiligt sind.



**Abbildung 3-28: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in der Innovationsregion Mitteldeutschland in Verbundprojekten zu Grünen Gasen (Quelle: Eigene Darstellung)**

Es zeigt sich, dass innerhalb der Innovationsregion Mitteldeutschland zahlreiche Verflechtungen zwischen Einrichtungen in Leipzig und Halle (Saale) vorliegen. Das gilt besonders für die H<sub>2</sub>-Forschung. Einrichtungen aus Halle (Saale) bearbeiten auch Projekte mit Partnern aus Merseburg, Leuna und Bennewitz.

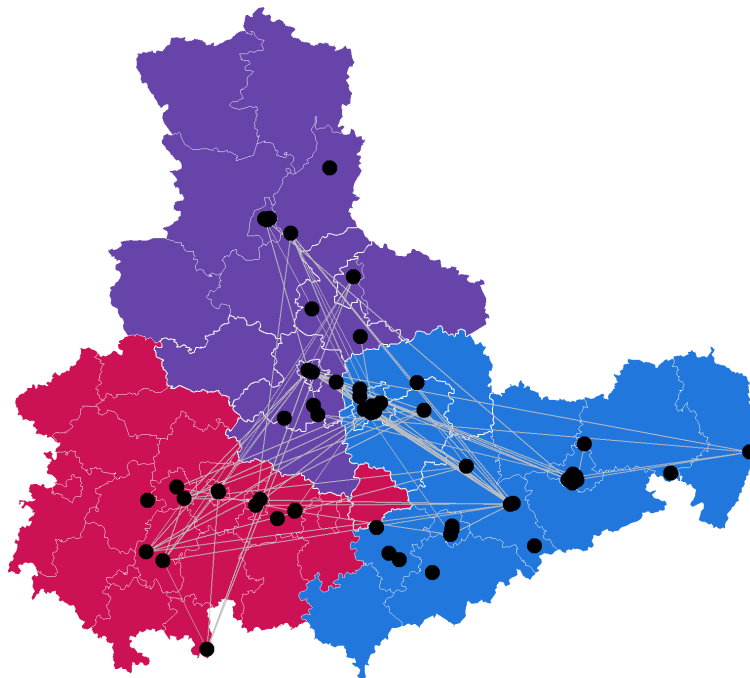
#### 3.4.2.3.2 Mitteldeutschland

Auch außerhalb der Innovationsregion bestehen Verbindungen zwischen Forschungseinrichtungen im Bereich Grüner Gase. In den nachfolgenden Darstellungen werden die Verflechtungen für drei Forschungsgebiete getrennt gezeigt: Wasserstoff, Biogas/Biomethan und Kombinationsprojekte zu Wasserstoff und Biogas/Biomethan. Die Forschungsgebiete synthetische Gase (PtG) und Treibstoffe (PtL) werden hier nicht

getrennt, sondern als Teil der drei oben genannten Forschungsgebiete behandelt. Diese Projekte sind in der Regel eng mit der Forschung zu Wasserstoff und / oder Biogas sowie Biomethan verknüpft. Dies steigert nicht nur die Übersichtlichkeit der Grafiken, sondern zeigt auch, inwieweit sich die wissenschaftlichen Netzwerke unterscheiden. Hierbei ist zu beachten, dass in jeder Karte alle Forschungsakteure, die zu Grünen Gasen forschen, eingezeichnet sind. Zwischen den Karten unterscheiden sich lediglich die Verflechtungen der Akteure.

### Wasserstoff

Wie Abbildung 3-29 zeigt, weisen Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen eine Vielzahl von Forschungsk Kooperationen im Bereich Wasserstoff auf. Dabei sind nicht in allen Forschungsaktivitäten Akteure aus der Innovationsregion involviert. Vielmehr können die Kooperationen als dezentral charakterisiert werden. Es gibt eine Vielzahl von lokalen Forschungsstandorten, die sowohl untereinander als auch mit den Städten Leipzig und Halle (Saale) über gemeinsame Projekte verbunden sind. Besonders relevante Standorte der H<sub>2</sub>-Forschung sind, neben Halle (Saale) und Leipzig, die Städte Freiberg, Dresden, Magdeburg, Görlitz, Jena und Weimar.



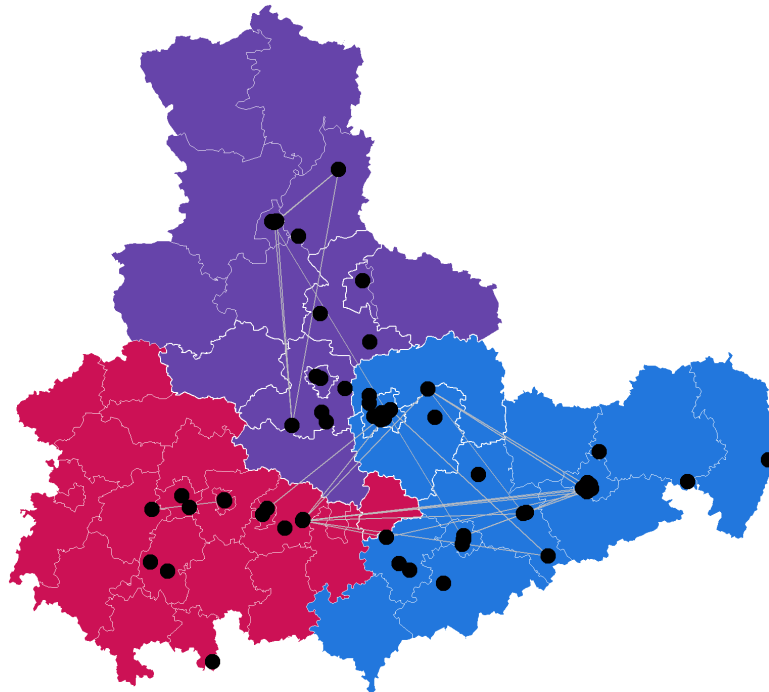
**Abbildung 3-29: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in Verbundprojekten zu Wasserstoff (Quelle: Eigene Darstellung)**

Davon widmen sich zwei HYPOS-Projekte aus dem Forschungsgebiet PtL (Hythanol eCO<sub>2</sub>, COOMet) sowie ein Projekt dem Thema synthetische Gase (CO<sub>2</sub>-WIN – Verbundvorhaben: HTCoEl).

### Biogas/Biomethan

Die nachfolgende Karte (Abbildung 3-30) zeigt, dass es in den Themengebieten Biogas und Biomethan innerhalb Mitteldeutschlands weniger Verflechtungen über Verbundprojekte gibt als in der H<sub>2</sub>-Forschung. Dies ist insbesondere durch die niedrigere Anzahl an Forschungsprojekten zu diesen Themen bedingt. Auch die Forschungsk Kooperationen zu Biogas und Biomethan sind dezentral strukturiert. Als regionale Forschungsschwerpunkte lassen sich Leipzig, Hermsdorf, Dresden und Magdeburg identifizieren.

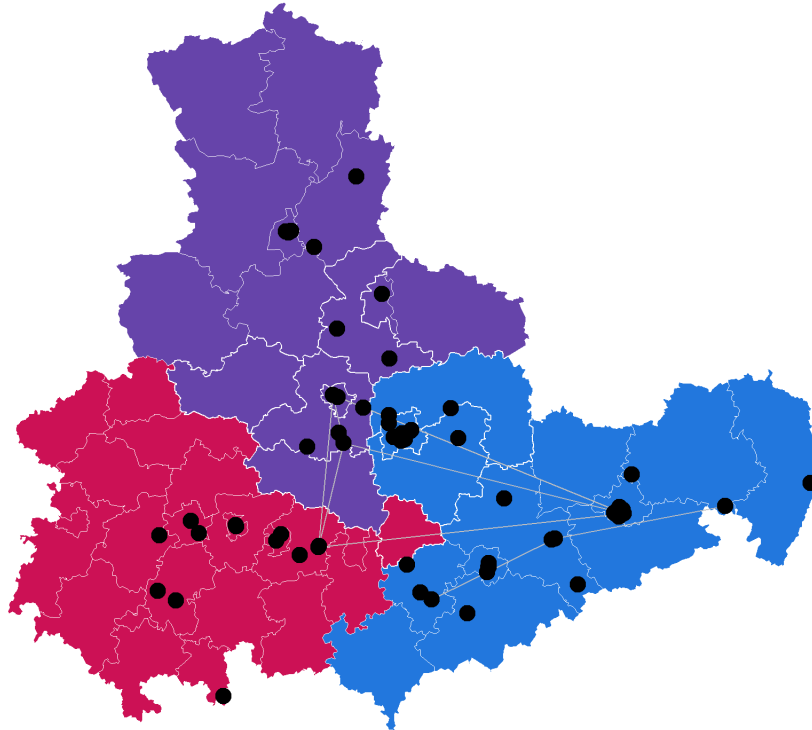
Hierunter fallen Projekte, die auf PtL sowie PtG als Endprodukt abzielen. Zu nennen sind die Projekte MethQuest – MethMare (Kraftstoffe in maritimen Anwendungen) oder KEROSyN100 (strombasiertes Kerosin).



**Abbildung 3-30: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in Verbundprojekten zu Biogas/Biomethan (Quelle: Eigene Darstellung) Wasserstoff und Biogas/Biomethan**

Die letzte Karte (Abbildung 3-31) zeigt die Verflechtung der Forschungseinrichtungen, die in Projekten simultan zu Wasserstoff und Biogas/Biomethan forschen. Häufig liegt der thematische Fokus dabei auf der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe für die Mobilität, z. B. das Projekt NAMOSYN (synthetische Kraftstoffe) oder das Projekt BioMeth (Biomethanol auf Basis biogenen Wasserstoffs). Hier gibt es deutlich weniger Projekte und

daher im Verhältnis weniger Kooperationen als es bei dem Themenbereich Wasserstoff der Fall ist. Wichtige Forschungsstandorte sind Hermsdorf<sup>70</sup>, Halle (Saale) und Freiberg.



**Abbildung 3-31: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in Kombinationsprojekten zu Wasserstoff und Biogas/Biomethan (Quelle: Eigene Darstellung)**

#### 3.4.2.4 Verflechtung der Forschungseinrichtungen über Publikationen

Neben der Analyse der Verflechtungen über Forschungsprojekte wurde der wissenschaftliche Output in Form von Publikationen zu Grünen Gasen ausgewertet. Dazu wurden Daten aus der Publikationsdatenbank Scopus mit Hilfe des Forschungsinformationssystems SciVal analysiert [Elsevier 2020b]. Dies wurde über den Auswertungszeitraum von 2015–2019 durchgeführt<sup>71</sup>. Aufgrund der starken Verflechtung der Wissenschaftslandschaft der Innovationsregion mit dem Rest Mitteldeutschlands wurden alle Publikationen berücksichtigt, an denen Forschende aus Mitteldeutschland beteiligt waren.

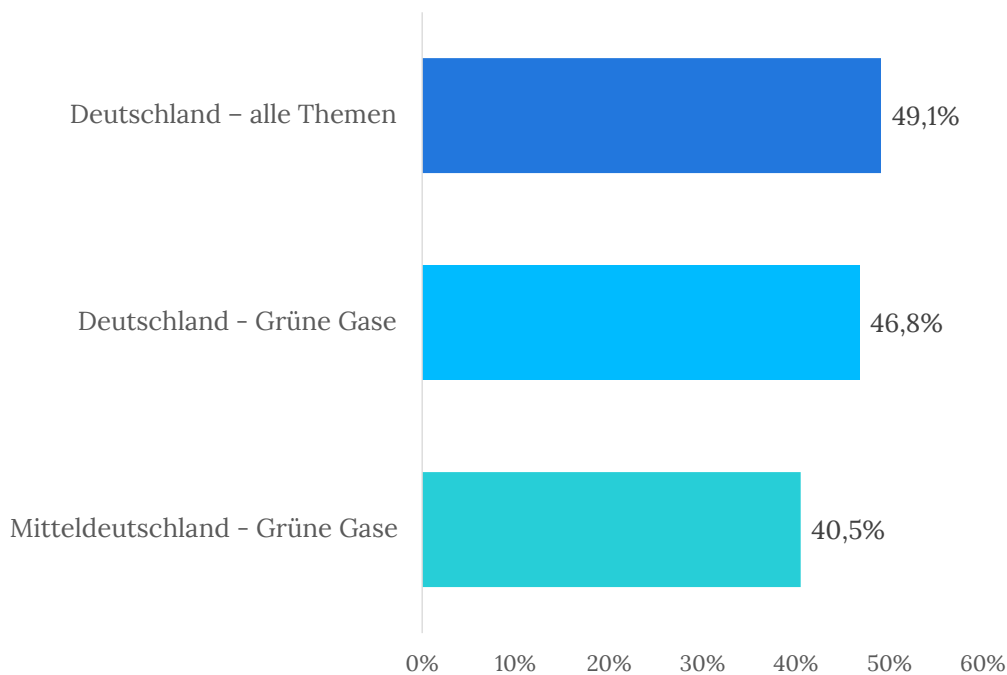
Mit diesen Filtern wurden 872 Publikationen von 2.756 Autoren identifiziert, die bisher 11.962-mal zitiert wurden. Abbildung 3-32 zeigt die Anteile an internationalen Kollaborationen an den analysierten Publikationen im Vergleich zu wissenschaftlichen

<sup>70</sup> In Hermsdorf sitzen zwei Einrichtungen, die zum Thema Grüne Gase Forschen: das Fraunhofer IKTS und die VIA Electronic GmbH.

<sup>71</sup> Eine detaillierte Themenliste ist im Materialband unter A 2.6 zu finden.



Publikationen zu Grünen Gasen und zu allen wissenschaftlichen Publikationen in Deutschland (d. h. nicht nur zu Grünen Gasen).



**Abbildung 3-32: Anteile von internationalen Kollaborationen an Publikationen**  
(Quelle: Eigene Darstellung)

Bei 40,5 % der Publikationen zu Grünen Gasen in Mitteldeutschland fand eine internationale Zusammenarbeit statt. Dieser Wert liegt unter dem Anteil an internationalen Kollaborationen des Forschungsoutputs zu Grünen Gasen in Deutschland (46,8 %) und unter dem Anteil an internationalen Kollaborationen des gesamten Forschungsoutputs aus Deutschland (49,1 %).

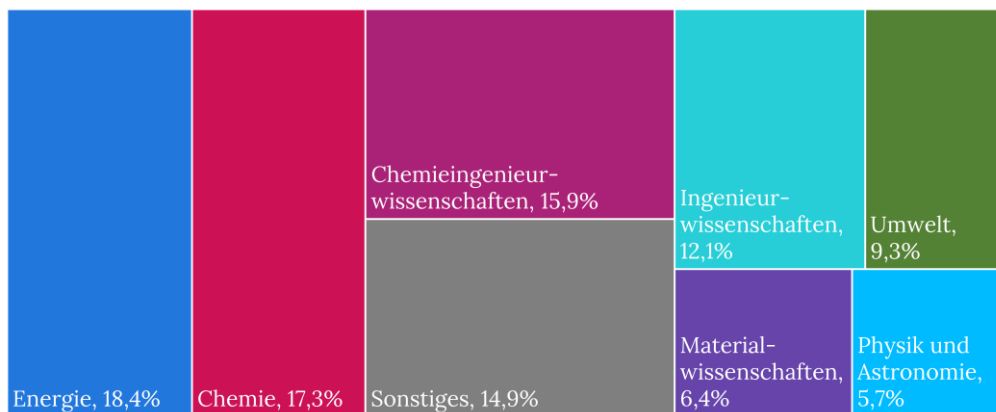
Tabelle 3-18 zeigt die 15 Forschungseinrichtungen, welche an den meisten Veröffentlichungen mitgewirkt haben, die in Mitteldeutschland zu Grünen Gasen angefertigt wurden. Universitäten dominieren diese Liste. Dies spiegelt wider, dass die Zahl begutachteter Publikationen der zentrale Indikator für den Erfolg von Grundlagenforschung ist. Es ist zu beachten, dass mit der Universität Rostock eine Einrichtung außerhalb Mitteldeutschlands in den Top 15 vertreten ist.

**Tabelle 3-18: Forschungseinrichtungen auf Basis wissenschaftlicher Publikationen**  
(Quelle: Eigene Darstellung)

Einrichtung	Publikationen	Zitationen	Autoren
Technische Universität Dresden	200	3843	217
Deutsche Biomasse Forschungszentrum (DBFZ)	157	2642	119
Technische Universität Bergakademie Freiberg	135	1414	158
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ)	88	1009	70

Einrichtung	Publikationen	Zitationen	Autoren
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	75	696	68
Universität Leipzig	69	741	72
Max-Planck-Institut für Dynamik komplexer technischer Systeme	53	567	44
Friedrich-Schiller-Universität Jena	45	402	74
Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg	40	393	53
Technische Universität Chemnitz	39	360	37
Universität Rostock	39	660	30
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS	32	634	36
Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf	26	215	27
Leibniz-Institut für Festkörper- und Werkstoffforschung	24	480	30

Neben dem Publikationsoutput einzelner Akteure können die wissenschaftlichen Veröffentlichungen nach Fachgebieten gegliedert werden (vgl. Abbildung 3-33). Von den 872 identifizierten Publikation entfallen 18,4 % auf das Fachgebiet Energie, 17,3 % auf Chemie, 15,9 % auf Chemieingenieurwesen, 12,1 % auf Ingenieurwissenschaften, 9,3 % auf Umweltwissenschaften, 6,4 % auf Materialwissenschaften und 5,7 % auf Physik. Weitere 14,9 % sind anderen Fachgebieten zuzuordnen. Auf die drei dominierenden Fachgebiete Chemie, Chemieingenieurwesen und Energie entfallen zusammen etwa die Hälfte aller betrachteten Publikationen.



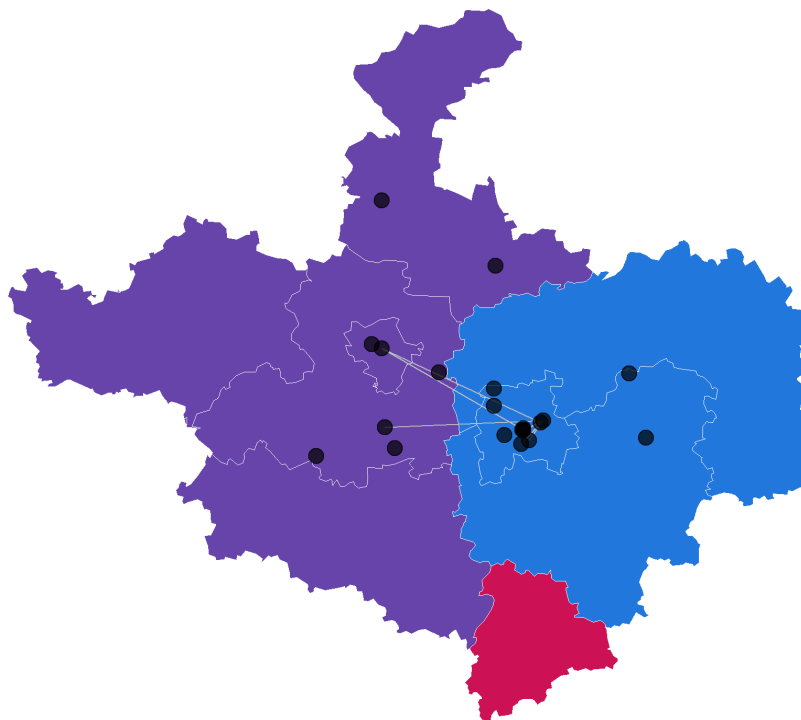
**Abbildung 3-33: Anteile der Fachgebiete an den Publikationen zu Grünen Gasen aus Mitteldeutschland(Quelle: Eigene Darstellung)**

Nachdem in Kapitel 3.4.2.3 die Verflechtungen von Forschungseinrichtungen in Verbundprojekten dargestellt wurden, werden die Verbindungen durch gemeinsame wissenschaftliche Publikationen visualisiert. Es wird zunächst die Innovationsregion Mitteldeutschland und dann Mitteldeutschland (Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen) betrachtet.

#### 3.4.2.4.1 Innovationsregion Mitteldeutschland

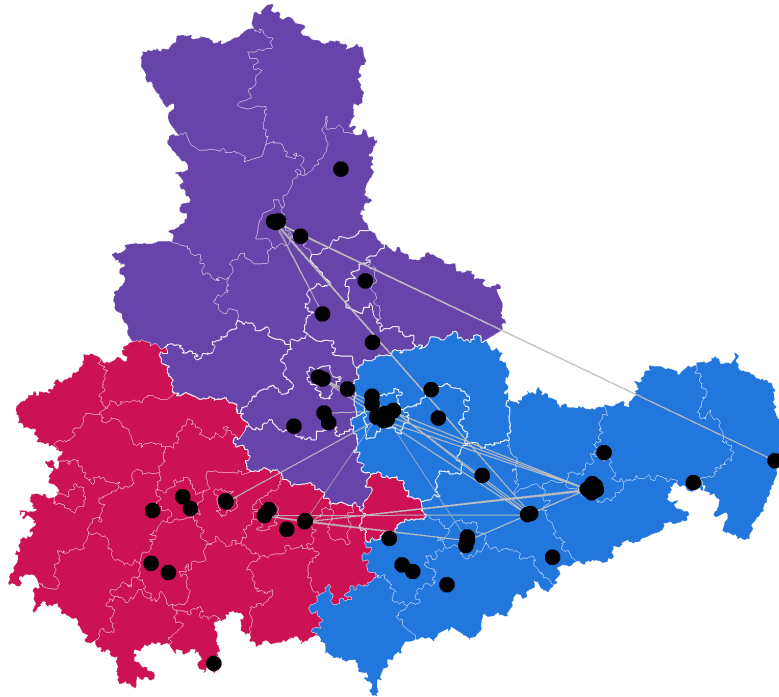
Wie Abbildung 3-34 verdeutlicht, bestehen innerhalb der Innovationsregion hauptsächlich Verbindungen zwischen Akteuren in Halle (Saale) und Leipzig. Außerdem bestehen Verbindungen zu einer Forschungseinrichtung in Merseburg.

Das Netzwerk, das auf wissenschaftlichen Publikationen basiert, wirkt weniger dicht als das Netzwerk auf Basis von Verbundprojekten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Kooperationen zwischen Institutionen häufig innerhalb einer Stadt stattfinden. Dazu gehören beispielsweise Kooperationen innerhalb Leipzigs zwischen dem DBFZ, dem UFZ und der Universität Leipzig nebst Kooperationen innerhalb Magdeburgs zwischen dem MPI Magdeburg, der Universität Magdeburg, dem Fraunhofer IFAM und der Hochschule Magdeburg-Stendal. Weitere Publikationen wurden gemeinsam von Forschenden aus Mitteldeutschland und außerhalb der Region verfasst.



**Abbildung 3-34: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in der Innovationsregion Mitteldeutschland in wissenschaftlichen Publikationen zu Grünen Gasen**  
(Quelle: Eigene Darstellung)Mitteldeutschland

Wie die nachfolgende Karte (Abbildung 3-35) zeigt, gibt es innerhalb Mitteldeutschlands Verflechtungen zwischen den wissenschaftlichen Einrichtungen auf Basis gemeinsamer Publikationen. Analog zur projektbasierten Zusammenarbeit liegt im Kontext des gemeinsamen Publizierens eine dezentrale Kooperationsstruktur vor. Wichtige Forschungsstandorte sind Leipzig, Halle (Saale), Freiberg, Hermsdorf, Magdeburg und Dresden.



**Abbildung 3-35: Verflechtungen der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland in wissenschaftlichen Publikationen zu Grünen Gasen (Quelle: Eigene Darstellung)**

#### 3.4.2.5 Formalisierte Netzwerke

Zusätzlich zu Kooperationen in gemeinsamen Projekten und wissenschaftlichen Publikationen sind die Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland über formalisierte Netzwerke miteinander und mit anderen Akteuren verbunden. Die nachfolgende Tabelle 3-19 gibt eine Übersicht über bestehende und geplante regionale Netzwerke zu Grünen Gasen. Diese Tabelle umfasst nur Netzwerke, in denen wissenschaftliche Einrichtungen vertreten sind. Des Weiteren befinden sich im Materialband und A 2.9 Steckbriefe mit einer genaueren Beschreibung der jeweiligen Netzwerke.

**Tabelle 3-19: Regionale formalisierte Netzwerke<sup>72</sup>**

Netzwerk	Schwerpunkt	Mitglieder
Innovationscluster HZwo	Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft und Wirtschaft in Sachsen stärken.	42 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Sonstige)
Energy Saxony	Entwicklung und Vermarktung von Spitzentechnologien im Bereich Energie.	65 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Sonstige)
HYPOS	Förderung von Herstellung, Speicherung, Verteilung und breite Anwendung von grünem Wasserstoff in den Bereichen Chemieindustrie, Raffinerie, Mobilität und Energieversorgung.	Über 120 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Sonstige)
Siemens Innovationscampus Görlitz	Das Ökosystem mit innovativen Konzepten und neuen Strukturen, dass sich mit Entwicklungs- und Forschungsfeldern beschäftigt, um Antworten für die künftige Energieversorgung zu finden.	Wissenschaft, Unternehmen
House of Transfer (im Aufbau)	Technologie- und Wissenstransfer im Leitmarkt Chemie- und Bioökonomie mit Schwerpunkt auf Sektorenkopplung	Wissenschaft, Unternehmenscluster, Netzwerke
H <sub>2</sub> -Transferegion Leipzig (im Aufbau)	Entwicklung von Nutzungs-konzepten für grünen Wasserstoff im Raum Leipzig	Landkreis Leipzig, HYPOS, Fraunhofer-Gesellschaft

Außerdem sind Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler Mitglied in überregionalen Netzwerken. So konnten über die regionale Ebene hinaus weitere Netzwerke identifiziert werden. Nachfolgende Tabelle 3-20 gibt eine Übersicht von überregionalen Netzwerken zu Grünen Gasen, an denen Forschungseinrichtungen aus der Innovationsregion beteiligt sind.

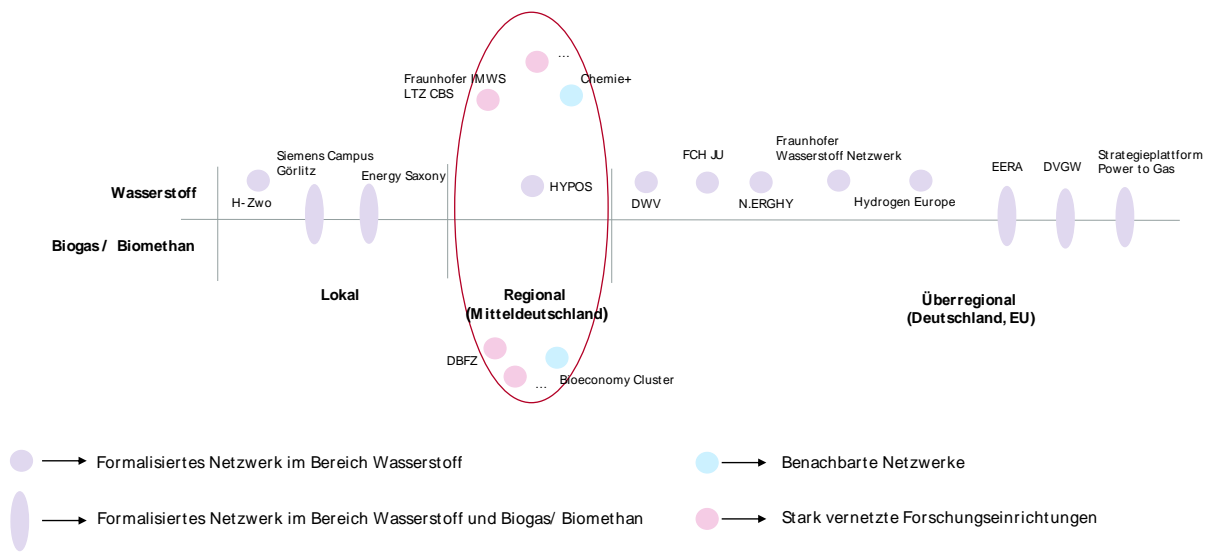
<sup>72</sup> Detaillierte Informationen zu den Netzwerken ist in im Materialband unter A 2.9 „Steckbriefe der regionalen Netzwerke“ zu finden.

**Tabelle 3-20: Überregionale formalisierte Netzwerke <sup>73</sup>**

<b>Netzwerk</b>	<b>Schwerpunkt</b>	<b>Mitglieder</b>
Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV)	Dachorganisation für den Einsatz von grünem Wasserstoff als Energieträger.	128 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Sonstige)
European Energy Research Alliance (EERA)	Europäische Energie-Forschungsgemeinschaft.	Über 250 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Sonstige)
Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)	Öffentliche und private Partnerschaft für FuE zu Wasserstoff.	Europäische Kommission, Hydrogen Europe, Hydrogen Europe Research
N.ERGHY	Interessenvertretung der europäischen Universitäten und Forschungsinstitute.	Universitäten und Forschungsinstitute
Strategieplattform Power to Gas	Verbreitung, Weiterentwicklung und Markteinführung von Power-to-Gas.	Ca. 30 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Sonstige)
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW)	Kompetenznetzwerk des Gas- und Wasserfachs.	Über 14 000 Mitglieder (Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Sonstige)
Fraunhofer-Wasserstoff-Netzwerk	Fraunhofer-Netzwerk zur Wasserstoff-Wertschöpfungskette.	Wissenschaft
Hydrogen Europe	Zentraler europäischer Wasserstoffverband mit Mitgliedern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Verbänden.	Mitglieder: 160 Industrieunternehmen, 83 Forschungsorganisationen und 21 nationale Verbände

Abbildung 3-36 bringt die oben beschriebenen formalisierten Netzwerke zusammen. Sie zeigt die zuvor dargestellten Netzwerke und systematisiert sie anhand ihrer regionalen Schwerpunkte und ihrer thematischen Schwerpunkte (Wasserstoff und Biogas / Biomethan).

<sup>73</sup> Detaillierte Informationen zu den Netzwerken ist im Materialband unter A 2.10: „Steckbriefe der überregionalen Netzwerke“ zu finden.



**Abbildung 3-36: Formalisierte Netzwerke zu Grünen Gasen nach thematischem und regionalem Schwerpunkt (Quelle: Eigene Darstellung)**

Auf regionaler Ebene gibt es kein Netzwerk, das die Grünen Gase Wasserstoff und Biogas/Biomethan gemeinsam adressiert. Im Bereich Wasserstoff existiert mit HYPOS bereits ein etabliertes, bundesländerübergreifendes Netzwerk. Darüber hinaus gibt es Netzwerke in Mitteldeutschland, die verwandte Themen und Industriesektoren adressieren. Zu nennen sind zum Beispiel das Kooperationsnetzwerk Chemie+ und der BioEconomy Cluster. Wichtige Forschungseinrichtungen können, entweder direkt oder indirekt über ihre Mitgliedschaft in bestehenden Netzwerken, Kompetenzen in ein formalisiertes Netzwerk zu Grünen Gasen einbringen. Darüber hinaus könnte eine stärkere Einbindung der Forschungslandschaft der Innovationsregion in europäische Netzwerke weitere Potenziale für die Wissenschaft in der Region eröffnen.

### 3.4.3 Befragung und Interviews

#### 3.4.3.1 Auswertung Fragebögen

Parallel zur Befragung der Wirtschaftsakteure wurden Forscherinnen und Forscher mittels eines Fragebogens zu den Potenzialen Grüner Gase in der Innovationsregion befragt. Dieser enthielt quantitative Fragestellungen und qualitative Fragestellungen ohne vorgegebene Antwortvarianten. Der Fragebogen entspricht dem, der zur Befragung der Unternehmen herangezogen wurde. Daraus konnten folgende Kernaussagen abgeleitet werden:

Als Voraussetzung für die wirtschaftliche **Erzeugung** Grüner Gase wurde insbesondere die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen genannt. Beispielsweise wurde die EEG-Umlage auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff als Hindernis benannt. Als weiterer Kostentreiber wurde die Einstufung von Wasserstoff als Gefahrstoff benannt. Das EU-ETS müsse weiter ausgebaut und reformiert werden, damit THG-arme Produkte, die unter Verwendung Grüner Gase hergestellt worden sind, konkurrenzfähiger werden. Des Weiteren sei Planungssicherheit bei politischen Rahmen- und Förderbedingungen zentral. Als wichtiges Hemmnis für die Erhöhung der Produktionsmenge Grüner Gase wird der Mangel an (lokal) verfügbarem Strom aus erneuerbaren Energien gesehen. Diese Knappheit sei unter anderem ein Resultat des zu langsamen Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik.

Bezogen auf den **Transport** und die **Speicherung** von Grünen Gasen wurde die Nutzung von Untergrundspeichertechnologien als zentrale Voraussetzung in der Untersuchungsregion genannt. Des Weiteren wurden die bestehende H<sub>2</sub>-Pipeline und das Mitteldeutsche Chemiedreieck als gute Ausgangspunkte für den weiteren Ausbau der Netzinfrastruktur hervorgehoben. Als wichtigstes Hemmnis wurde die begrenzte Beimischbarkeit von Wasserstoff im bestehenden Erdgasnetz benannt. Im Bereich Transport und Speicherung Grüner Gase wirken die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen hemmend. Zusätzlich müsste die Abnahmemenge erhöht werden, damit Investitionen in Infrastruktur lohnend sind. So könnten in der Gesellschaft bestehende Ängste vor der Speicherung von Wasserstoff in Gaskavernen den Ausbau von Speicher- und Transportinfrastruktur behindern.

Im Bereich der **Nutzung** bestehen gute Voraussetzungen durch die vorhandene chemische Industrie in der Innovationsregion und deren Abnahmebedarfe. Zusätzlich sehen die Befragten Rückhalt in den Landesregierungen der Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen für die Förderung der Themen Wasserstoff und Biogas/Biomethan. Dem gegenüber stehen Hemmnisse bei der Nutzung Grüner Gase: Diese lägen vor allem in der aktuell unattraktiven Kostenstruktur und damit mangelnden Wirtschaftlichkeit. Daher sei der Umstieg auf Wasserstoff oder Biomethan aktuell in vielen Industrien nicht wirtschaftlich.



### 3.4.3.2 Interviews

Aufbauend auf den Ergebnissen der Fragebögen wurden im Projekt Intensivinterviews mit Expertinnen und Experten zu Grünen Gasen durchgeführt. Daraus wurden folgende Kernaussagen abgeleitet.

Die befragten Forscherinnen und Forscher gehen davon aus, dass das Potenzial zur **Erzeugung** erneuerbarer Energien in Mitteldeutschland zu gering ist, um den Bedarf an grünem Wasserstoff langfristig aus der Region zu decken. Das Selbstversorgungspotenzial der Region mit Biomethan wird als höher als jenes von Wasserstoff eingeschätzt. Allerdings seien genaue Prognosen aufgrund der fortschreitenden Entwicklung der Technologien schwierig zu treffen. Grundsätzlich sollte die Steigerung der Effizienz bestehender Erzeugungsverfahren vor der Entwicklung neuer Technologien Vorrang haben.

Die vorhandene Infrastruktur zu **Transport und Speicherung** von Grünen Gasen in Mitteldeutschland wird positiv bewertet. So seien das vorhandene Erdgasnetz und die privat betriebenen Versorgungsnetze der chemischen Industrie potenzielle Standortvorteile der Region. Allerdings lasse sich die Nutzung der bestehenden Transportinfrastruktur nicht pauschal bewerten, da insbesondere die Beimischbarkeit von Wasserstoff von zwei Faktoren abhängig sei: Der geplanten Anwendung und die damit einhergehende Sensibilität gegenüber der Reinheit des Gases und dem Material der Leitung. Weiterhin solle insbesondere auf Bundesebene das Pipeline-Netz ausgebaut und verknüpft werden. Der Ausbau bedürfe einer staatlichen Förderung. Kritischer wurden die Möglichkeiten zur Speicherung Grüner Gase bewertet. Hier seien insbesondere Forschungsinvestitionen nötig, um geeignete Lösungen zu entwickeln. Außerdem müsse die Akzeptanz der Bevölkerung hinsichtlich des Transports und der Speicherung innerhalb der eigenen Region erhöht werden.

Für die **Nutzung** von Wasserstoff in Mitteldeutschland wurde als wichtigster Einsatzbereich die chemische Industrie genannt. Als weitere wichtige Einsatzbereiche für grünen Wasserstoff wurden der Schienenverkehr und industrielle Einsatzmöglichkeiten genannt. Ambivalent wurden die Einsatzmöglichkeiten im Bereich Pkw und ÖPNV bewertet. Als weniger relevant wurde der Einsatz von Wasserstoff in privaten Haushalten gesehen. Die Verwendungsmöglichkeiten von Biomethan seien insbesondere in den Bereichen der Strom- und Wärmeerzeugung sowohl für private als auch für industrielle Abnehmer vielfältig. Zentral für die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit sei die Sektorenkopplung und die synergetische, ganzheitliche Betrachtung von Wertschöpfungsketten.

Als wesentliches Hemmnis für den industriellen Einsatz Grüner Gase, insbesondere von grünem Wasserstoff, wurden die im Vergleich zu grauem Wasserstoff höheren Herstellungskosten und damit die aktuell fehlende Wirtschaftlichkeit genannt. Daher werden öffentliche Anreize für Produktion und Einsatz Grüner Gase als notwendig für deren Skalierung erachtet. Gleichzeitig seien Hindernisse wie die EEG-Umlage auf Strom für die H<sub>2</sub>-Erzeugung politisch zu überwinden.

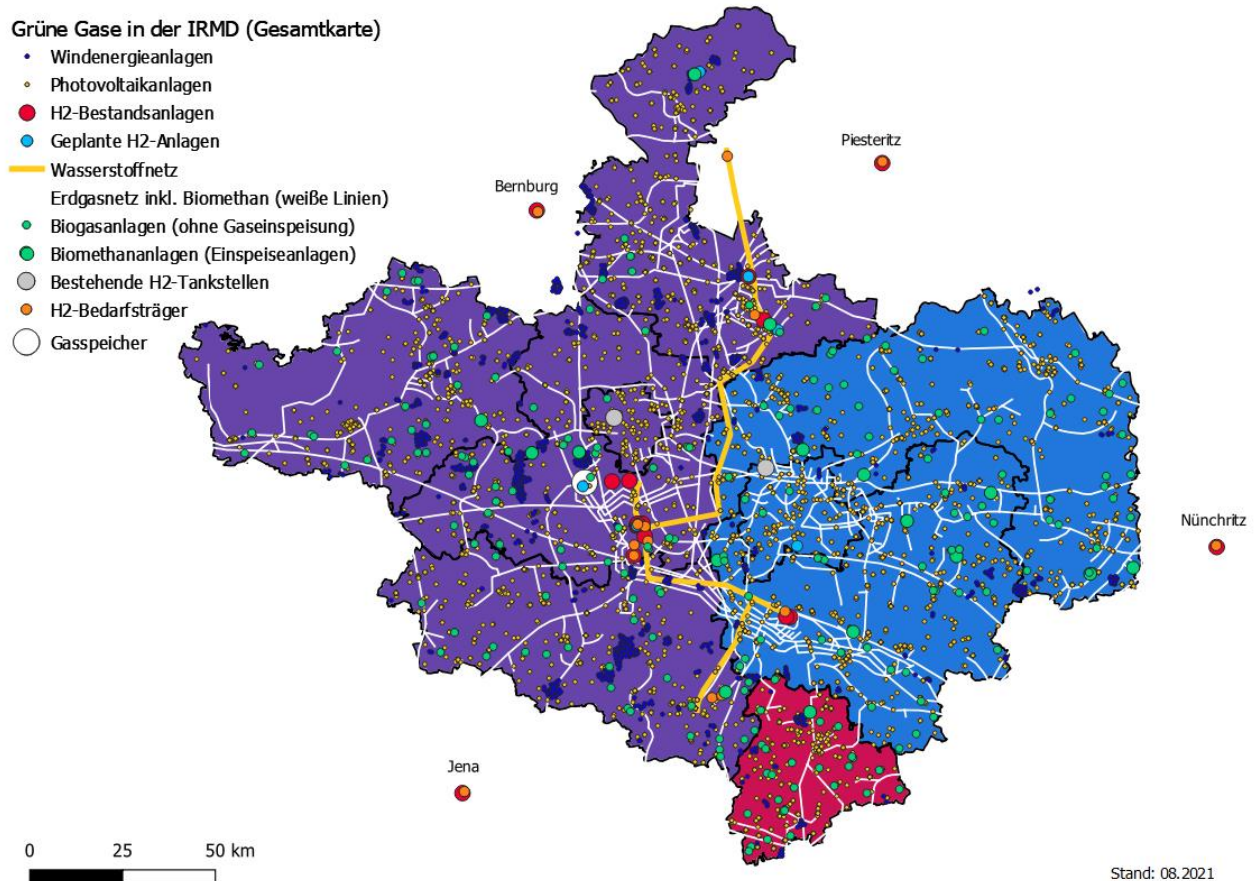
Neben der Erhöhung der Wirtschaftlichkeit wurden zwei weitere Handlungsbedarfe von den Forscherinnen und Forschern benannt: 1) Steigerung der **Akzeptanz** von Grünen Gasen, 2) Bessere **Vernetzung** der Akteure. Eine Akzeptanzsteigerung kann laut den befragten Personen durch niedrigere Kosten, eine hohe Praktikabilität, niedrige Einstiegshürden, eine hohe Sicherheit der Technologien sowie die zügige Einbindung in Prozessketten erreicht werden. Außerdem müssten Grüne Gase als Themen in die Kurricula der Aus- und Weiterbildung von Fach- und Führungskräften eingebunden werden. Die bessere Vernetzung von Akteuren aus Industrie und Forschung könne durch die Schaffung eines Kompetenzzentrums erreicht werden. Die Vernetzung wird als notwendig gesehen, um FuE-Prozesse zielgerichtet und praxisorientierter zu gestalten und Synergiepotenziale im Kontext der Sektorenkopplung zu heben.

#### 3.4.4 Assets, Chancen und Herausforderungen der Forschungslandschaft

Im Themengebiet Grüne Gase verfügt die Innovationsregion Mitteldeutschland mit ihrer gut aufgestellten **Forschungslandschaft** über ein wertvolles Asset. Insbesondere in und um die Städte Leipzig und Halle (Saale) sind wichtige Forschungseinrichtungen angesiedelt, die mit weiteren Akteuren in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen kooperieren. In der Region werden Grundlagenforschung, angewandte Forschung und Großprojekte zur industriellen Skalierung durchgeführt. Neben universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen sind auch forschende Unternehmen vertreten. In Interviews mit Forscherinnen und Forschern wurde der politische Rückhalt als weiterer Vorteil der Forschungslandschaft hervorgehoben. Die Analyse der Verbundprojekte und Publikationsdaten und der formalisierten Netzwerke zeigt die Vernetzung der Forschungseinrichtungen in Mitteldeutschland. Gleichzeitig wurde in den Interviews betont, dass eine noch engere Vernetzung innerhalb der Wissenschaftslandschaft und zwischen Forschung und Wirtschaft lohnend wäre. Insbesondere im Transfer innovativer Technologien aus der Forschung in die industrielle Anwendung liegen wichtige Chancen, Beschäftigung und Wertschöpfung auf Basis Grüner Gase in der Innovationsregion zu schaffen. Außerdem bestehen Herausforderungen für die Forschungslandschaft. So wurde darauf hingewiesen, dass Planungssicherheit für den Aufbau von wissenschaftlicher Kompetenz wichtig sei.

### 3.5 Zwischenfazit der Bestandsanalyse

Abbildung 3-37 fasst die Ergebnisse der Bestandsaufnahme zusammen und verdeutlicht visuell, wo sich in der IRMD über die gesamte Wertschöpfungskette strukturelle Cluster zu Grünen Gasen befinden.



**Abbildung 3-37: Grüne Gase in der IRMD über die gesamte Wertschöpfungskette (Quelle: Eigene Darstellung)**

Die 201 Biogasanlagen ohne Gaseinspeisung sind, genau wie die 16 Biomethananlagen mit Einspeisung, über alle drei Bundesländer der IRMD verteilt und abgesehen von wenigen Ausnahmen, befindet sich in allen 182 Gemeinden der IRMD mindestens eine Anlage zur Erzeugung biogener Gase. Die 217 Anlagen verfügen über eine installierte Leistung von rund 170 MW, produzieren 164 Mio. Nm<sup>3</sup> Gas im Jahr, aus denen wiederum jährlich rund 950 GWh Strom und 290 GWh Wärme erzeugt werden.

Die 1.168 WEA und 22.801 PV-Anlagen der IRMD haben zum Zeitpunkt der Studiererstellung eine installierte Leistung von 1.991 MW (Wind) und 2.074 MW (PV) und liefern jährlich rund 3.669 GWh (Wind), bzw. 2.072 GWh (PV) erneuerbaren Strom.

Derzeit wird in der Region kein grüner Wasserstoff im industriellen Maßstab erzeugt. Die aktuelle Produktion besteht aus fossilem Wasserstoff (etwa 6,9 TWh/a), erzeugt auf Basis

von Erdgas oder mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse oder als Nebenprodukt bei verschiedenen Industrieprozessen. Die chemische Industrie ist gleichzeitig der größte Abnehmer von Wasserstoff (rund 9,4 TWh/a). Zentrale H<sub>2</sub>-Standorte sind Leuna, Schkopau, Böhlen, Bitterfeld-Wolfen, Zeitz und Dessau-Roßlau, die an die H<sub>2</sub>-Pipeline angeschlossen sind. Die bestehende Leitung (157 km Länge) kann als Nukleus einer künftigen H<sub>2</sub>-Infrastruktur dienen (siehe Kapitel 3.2.1.3). Anzustreben wäre beispielsweise ein überregionaler Anschluss nach Lutherstadt-Wittenberg, da dort eine große Menge an Wasserstoff für die Ammoniaksynthese benötigt wird. Die bisher geplanten Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff würden gemeinsam etwa 1,2 TWh H<sub>2</sub>/a erzeugen, dies reicht folglich nicht aus, um den aktuellen H<sub>2</sub>-Bedarf der Industrie zu decken. In den Sektoren Strom und Wärme findet Wasserstoff derzeit noch keine Anwendung. Im letzteren wird zukünftig aber die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz oder die Methanisierung von grünem Wasserstoff mit anschließender Einspeisung eine wichtige Rolle spielen. In der Region gibt es bisher 4 H<sub>2</sub>-Tankstellen (2 direkt in der IRMD), der Mobilitätssektor bietet jedoch viele Einsatzmöglichkeiten von Grünen Gasen (durch BZ-Mobilität, H<sub>2</sub>-Verbrennungsfahrzeugen, CNG/LNG-Fahrzeugen oder auch PtL-Kraftstoffen), insbesondere im Schienen- und Straßenverkehr, sowie in der Flug- und Binnenschifffahrt.

---

## 4. Potenziale für die Produktion und Nutzung Grüner Gase in der IRMD

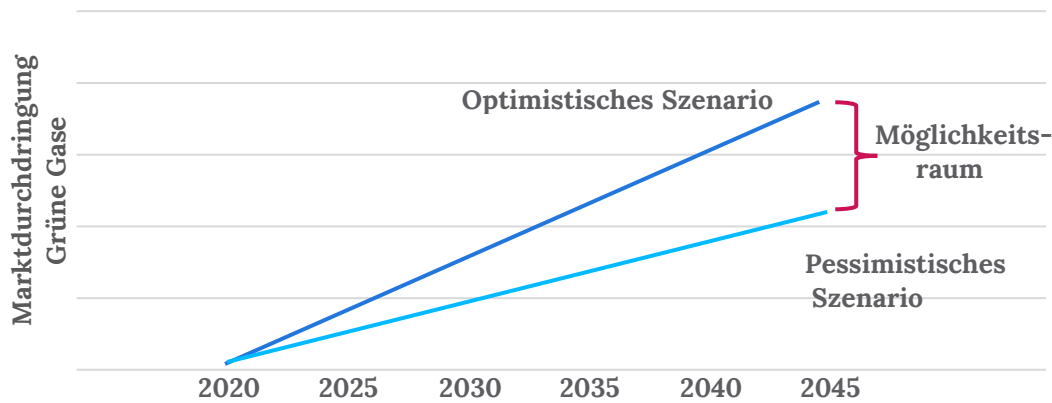
---

Im vorliegenden Kapitel werden im Rahmen einer Potenzialanalyse anhand zweier Szenarios mögliche zukünftige Entwicklungen Grüner Gase in der Innovationsregion abgeschätzt. Hierfür werden zunächst die Rahmenbedingungen der gewählten Szenarien eingeführt (Kapitel 4.1.1) und die Vorgehensweise beschrieben (Kapitel 4.1.2). Ausgehend von der Bestandsanalyse in dem vorangegangenen Kapitel 3 werden anschließend die Erzeugungs- (Kapitel 4.2) und Nachfragepotenziale bzw. Anwendungsfälle (Kapitel 4.3) für Grüne Gase abgeschätzt, jeweils aufgeteilt für Wasserstoff (bzw. H<sub>2</sub>-basierte Energieträger) und biogene Gase. In den Anwendungen werden dabei die Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Mobilität betrachtet. Überdies wird auf für die Einführung Grüner Gase notwendige Infrastrukturmaßnahmen (Kapitel 4.4) und vielversprechende Wertschöpfungspfade für Unternehmen in Kapitel 4.5 eingegangen. Kapitel 4.6 gibt abschließend einen Überblick über die Gesamtbilanz und die Dekarbonisierungsmöglichkeiten Grüner Gase in der Region. Aufgrund des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 wird das Hauptaugenmerk der Schlussfolgerungen auf den Zeithorizont 2040 gelegt, perspektivisch wird jedoch wegen der neuen Klimaschutzziele auch das Jahr 2045 untersucht.

### 4.1 Methodik

#### 4.1.1 Szenarien

Für eine Einschätzung, welche Rolle Grüne Gase zukünftig in der IRMD einnehmen können, ist die Abschätzung möglicher Produktionspotenziale sowie des zu erwartenden Bedarfs aus den unterschiedlichen Sektoren erforderlich. Hieraus ergibt sich auch die Einschätzung, inwieweit die regionale Nachfrage nach Grünen Gasen in der IRMD durch lokale Produktion bedient werden und somit zur lokalen Wertschöpfung beitragen kann (siehe hierzu auch Kapitel 5). Diese Potenzialanalyse hängt dabei von diversen Faktoren ab, etwa technologischer Entwicklungen oder regulatorischer Rahmenbedingungen, die aus heutiger Perspektive nicht eindeutig vorhergesagt und entsprechend nur mit subjektiven Wahrscheinlichkeiten versehen werden können. In der vorliegenden Analyse wird dieses Problem durch das Aufspannen zweier Szenarien gelöst. Durch die Kombination einer „pessimistischen“ und einer „optimistischen“ Betrachtung entsteht ein „Möglichkeitsraum“, also eine Bandbreite innerhalb derer Erzeugung und Verbrauch mit hoher Wahrscheinlichkeit liegen werden. Dieser „Möglichkeitsraum“ wird in Abbildung 4-1 grafisch dargestellt.



**Abbildung 4-1: Möglichkeitsraum und Szenarien (Quelle: Eigene Darstellung)**

Für die vorliegende Potenzialstudie wurden zwei unterschiedliche Szenarien definiert. Beiden Szenarien liegt die aktuelle politische und gesellschaftliche Diskussion um ein deutlich ambitionierteres Vorgehen beim Klimaschutz zu Grunde:

*Szenario 1: Einhaltung der bisherigen Ziele* orientiert sich an den ehemaligen sektoralen Emissionsreduktionszielen der Bundesregierung, also jenen vor dem bahnbrechenden Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom April 2021 [BVerfG 2021]. Eine Auflistung der entsprechenden Sektorziele für 2030 findet sich in Tabelle 4-1.

*Szenario 2: Klimaschutz First* hingegen bezieht sich folgerichtig auf die neuen und deutlich strikteren Klimaschutzziele der Bundesregierung seit Mai 2021, dargestellt in Tabelle 4-2.

**Tabelle 4-1: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder - Szenario 1 (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [BMU 2020])**

Sektoren	1990 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2020 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2030 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)
Energiewirtschaft	466	280	175 bis 183
Gebäude	209	186	70 bis 72
Verkehr	163	118	95 bis 98
Industrie	283	150	140 bis 143
Landwirtschaft	88	70	58 bis 61
Sonstige	39	9	5
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1.248</b>	<b>813</b>	<b>543 bis 562</b>

**Tabelle 4-2: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder - Szenario 2 (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [BMU 2021])**

Sektoren	1990 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2020 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2030 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2035 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2040 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)
<b>Energiewirtschaft</b>	466	280	108	60	27
<b>Gebäude</b>	209	186	119	70	35
<b>Verkehr</b>	163	118	67	42	20
<b>Industrie</b>	283	150	85	52	25
<b>Landwirtschaft</b>	88	70	54	48	40
<b>Sonstige</b>	39	9	5	3	3
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1.248</b>	<b>813</b>	<b>438</b>	<b>275</b>	<b>150</b>

Wie den beiden Tabellen zu entnehmen ist, sind die Sektorziele der Bundesregierung in der aktuellen und deutlich ambitionierteren Fassung der Klimaschutzziele für 2030 deutlich strenger. Zudem werden in diesen auch konkrete Ziele für die Jahre 2035 und 2040 genannt. Das Fehlen klarer Zielvorgaben für alle Sektoren über 2030 hinaus war einer der Hauptkritikpunkte des Bundesverfassungsgerichts in dem oben genannten Urteil. Des Weiteren wurde das Ziel einer dekarbonisierten Wirtschaft und Gesellschaft – in früheren Veröffentlichungen definierte das BMU Klimaneutralität als Reduktion der THG von 80–95 % im Vergleich zu 1990 [BMU 2020], mittlerweile gilt eine Minderung von mind. 95 % als zwingend erforderlich – von 2050 auf 2045 vorgezogen. Daher endet der Betrachtungszeitraum der vorliegenden Studie nicht, wie in vielen Veröffentlichungen üblich, 2050 sondern bereits 2045. Hierdurch wird eine bessere Vergleichbarkeit der beiden Szenarien ermöglicht, da in Szenario 2 Deutschland und die IRMD bereits 2045 THG-neutral sind, in Szenario 1 dieses Ziel zu diesem Zeitpunkt aber noch verfehlen werden. Im ehemaligen Klimaschutzplan der Bundesregierung, auf welchen Szenario 1 basiert, wird die THG-Neutralität erst 2050 erreicht.

Im nächsten Schritt werden beiden Szenarien ökonomische sowie regulatorische und politische Parameter zugeordnet, deren Umsetzung und Ausprägungen sich für die beiden Szenarien auf der Zeitachse unterscheiden. In Tabelle 4-3 werden die Parameter genannt, beschrieben und auf Bedeutung für eine schnelle sowie wirtschaftlich und sozial effiziente Reduktion des THG-Ausstoßes untersucht. Die Gewichtung erfolgt hierbei in drei Abstufungen: gering, mittel und hoch. Generell wird die Entwicklung dieser Parameter beeinflussen, welche Marktdurchdringung Grüne Gase im aufgespannten Szenarioraum tatsächlich in Zukunft erreichen werden.

**Tabelle 4-3: Szenarienanalyse - Beschreibung der Parameter**

Parameter	Gewichtung	Erläuterung
<b>A) Rechnerische und ökonomische Parameter</b>		
<b>1. Beste Technologie mit Leistungsdaten (Wirkungsgrad, Energieertrag usw.)</b>	Mittel	Beim Einsatz von Technologien zur Erzeugung oder Verwendung Grüner Gase wird die heute verfügbare beste Technik zugrunde gelegt. Da ein hoher technologischer Reifegrad und eine hohe Verfügbarkeit unterstellt wird, hat dieser Parameter ein mittleres Gewicht.
<b>2. Marktdurchdringung: Relativ günstigste Kosten (Preisrelationen aus LCA)</b>	Hoch	Marktdurchdringung wird durch Senkung der Herstellungs- und Betriebskosten über Skaleneffekte erreicht. Die Stückzahl der jeweiligen Erzeugungs- und Anwendungskomponenten bestimmt bei ansonsten günstigen äußeren Rahmenbedingungen das Tempo der Marktdurchdringung. In Gesprächen mit der Industrie entstand der Eindruck, dass die Marktdurchdringung deutlich wichtiger ist als weiterer technischer Fortschritt. Daher wird diesem Faktor ein hohes Gewicht beigemessen.
<b>B) Regulatorische und politische Parameter</b>		
<b>3. Installierte Leistung zur Erzeugung grünen Stroms und zusätzliche Flächenmobilisierung</b>	Hoch	Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Region ist die Erzeugung von grünem Strom substanziell zu erhöhen. Die zusätzliche Stromerzeugung (Windenergie, Photovoltaik) folgt der Mobilisierung der dafür erforderlichen Flächen. Für den Ausbau der Windenergie (Neuanlagen > 4 MW) und der Photovoltaik (Freiflächenphotovoltaik) müssen bedarfsgerecht Flächen bereitgestellt werden. Hierzu müssen raumordnerische Vorgaben (Vorrang-/ Ausschlussgebiete, Regelungen der Abstände zur Wohnbebauung und anderen Nutzungen, Landschaftsschutz und naturschutzrechtliche Vorgaben) angepasst werden. Außerdem müssen für Planung, Genehmigung und Errichtung ein Zeitraum von mind. fünf Jahren eingerechnet werden. Die Inbetriebnahme neuer Anlagen mit entsprechendem Energieertrag verzögert sich somit auf der Zeitachse.
<b>4. Ausbau der erforderlichen Infrastruktur</b>	Hoch	Die leitungsgebundene Infrastruktur muss den Anforderungen der Dekarbonisierung entsprechen. Der Aus- und Umbau der leitungsgebundenen Infrastruktur soll durch Mechanismen der Anreizregulierung begünstigt werden. Für die Aufstellung größerer Erzeugungsanlagen für grünen Wasserstoff sollten außerdem, aufgrund der industriellen Vorprägung und der guten vorhandenen Einbindung in das Hochspannungsnetz, aufzugebende Standorte von Braunkohle- und später Gaskraftwerken frühzeitig überplant werden können.



<b>Parameter</b>	<b>Gewichtung</b>	<b>Erläuterung</b>
<b>5. Mobilisierung der Einsatzstoffe für Biomethan</b>	Gering	<p>Um den Beitrag von Biomasse, insbesondere von Biomethan, deutlich zu erhöhen, müssen bestimmte Einschränkungen der energetischen Nutzung von Biomasse in der Biomasseverordnung abgebaut, die Abgrenzung zwischen Rest- und Abfallstoffen aus Lebensmittlrückständen, Verfallslebensmitteln usw. neu definiert und an das Abfallrecht angepasst werden.</p> <p>Um zu verhindern, dass kleinere, überwiegend landwirtschaftliche Biogasanlagen ersatzlos aus der EEG-Förderung fallen, sollten nahe aneinander liegende Anlagen über ein Mikrogasnetz verbunden und das erzeugte Biogas einer Aufbereitungsanlage und Biomethan-Einspeiseanlage zugeführt werden. Neuanlagen sollten ausschließlich als leistungsstarke Biomethan-Einspeiseanlagen zugelassen werden.</p>
<b>6. Regeln/Vergütung, flex. Fahrweise, Speicher</b>	Mittel	<p>Zur Stabilisierung der überwiegend fluktuierenden Stromerzeugung muss erneuerbarer Strom bspw. als grüner Wasserstoff gespeichert und bedarfsgerecht rückverstromt werden können. Um die Speicherung und mögliche Rückverstromung von grünem Wasserstoff wirtschaftlich zu ermöglichen, müssen entsprechende Regelungen und Vergütungsmodelle entwickelt werden.</p>
<b>7. CO<sub>2</sub>-Preis</b>	Hoch	<p>Eine wesentliche Hürde für den Markthochlauf erneuerbarer Energien im Allgemeinen und Grüner Gase im Besonderen sind die Preisrelationen zwischen fossilen und erneuerbaren Energien. Um diese ungünstigen Preisrelationen zu verändern, muss der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der fossilen Energien in die Preisbildung einbezogen werden. Der CO<sub>2</sub>-Preis muss deutlich auf 250-400 €/t CO<sub>2</sub> steigen.</p>
<b>8. Förderprogramme</b>	Hoch	<p>In der Start- und Übergangsphase von einer überwiegend fossilen zu einer dekarbonisierten Wirtschaft bedarf es zielgerichteter öffentlicher Förderungsprogramme. Die Förderung grüner Technologien kann sich auf Investitionsförderung, FuE-Förderung und Betriebsförderung beziehen.</p>
<b>9. Öffentliche Nachfrage/Vergaben</b>	Mittel	<p>Für die Entwicklung wichtiger Anwendungsfelder ist die öffentliche Nachfrage entscheidend. Das öffentliche Vergaberecht und der rechtliche Rahmen für die öffentliche Vergabe müssen so umgestaltet werden, dass bei Neubeschaffung die Dekarbonisierung oberste Priorität hat.</p>
<b>10, Import von H<sub>2</sub> in die IRMD</b>	Niedrig	<p>Um Differenzen zwischen in der IRMD produzierten Wasserstoff und der H<sub>2</sub>-Nachfrage zu schließen, wird H<sub>2</sub> in die Region importiert.</p>

Abschließend werden in Tabelle 4-4 die Ausprägungen – auch über die Zeitachse hinweg – der Parameter in den beiden Szenarien dargestellt. Anhand eben jener beiden Szenarien werden in den folgenden Abschnitten der Potenzialstudie unterschiedliche Pfade für die Erzeugung und den Verbrauch Grüner Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland aufgezeigt.

**Tabelle 4-4: Szenarienanalyse - Ausprägung der Parameter (Quelle: Eigene Darstellung)**

	Parameter	Szenario 1 (Einhaltung bisheriger Ziele)	Szenario 2 (Klimaschutz-First)
<b>Technologie- einsatz</b>	1. Technologientwicklung	langsam	schnell
	2. Durchdringungsraten (Preisrelationen aus LCA verwenden)	niedrig	hoch
<b>Verfügbarkeit erneuerbare Energien</b>	3. Installierte Leistung Flächenmobilisierung für EE	kaum verändert	max. Auslastung
	4. Ausbau der erforderlichen Infrastruktur	aktueller und geplanter Ausbau, zusätzlicher Ausbau	erheblicher zusätzlicher Ausbau
	5. Mobilisierung der Einsatzstoffe für Biomethan	kaum verändert	max. Auslastung
	6. Regeln/Vergütung, flex. Fahrweise, Speicher	Fortschreibung der aktuellen Regulierung und Vergütung	deutlich vereinfachte Regulierung und höhere Vergütung
<b>THG- Emissionen Förderung</b>	7. CO <sub>2</sub> -Preis	aktuell antizipierter CO <sub>2</sub> -Preis	zusätzliche Erhöhung
	8. Investitionen in F&E einschließlich Skalierung	gering	Hoch
<b>Infrastruktur</b>	9. Öffentliche Nachfrage/Vergabe	Fortschreibung der aktuellen Vergabepolitik	Dekarbonisierung hat bei Ausschreibungen höchste Priorität
	10. Import H <sub>2</sub> (grüner Wasserstoff, erneuerbarer Strom zur regionalen H <sub>2</sub> -Erzeugung, blauer Wasserstoff, türkiser Wasserstoff)	Differenz aus Bedarf in der IRMD und Erzeugung in der IRMD	Differenz aus Bedarf in der IRMD und Erzeugung in der IRMD

#### 4.1.2 Übersichten zur Methodik

Die folgenden Abbildungen stellen das Vorgehen zur Bestimmung der Potenziale von Grünen Gasen in der IRMD vor und setzen die Erzeugungspotenziale dem Bedarf gegenüber.

Erzeugungspotenziale	Zukünftige Bedarfsermittlung (nach Sektoren)	
<b>Erneuerbare Energien</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Aktuelle Erzeugung</b> durch Recherche</li> <li>• <b>Pot. EE-Erzeugung</b> auf Basis steigender Werte für durchschn. Anlagenleistung, Anlagenzahl sowie der Zahl an VLS bei PV/Wind durch Technologieverbesserung</li> </ul>	<b>Mobilität</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Status quo:</b> Kfz-Bestand auf Kreis-ebene [KBA] und der Deutschen Bahn (Personen bzw. Tonnen-km), durchschn. Verbrauchs- und Fahrzeugleistungen</li> <li>• <b>Potenzial:</b> Sektorziele Bundesregierung als Zielkorridor sowie Annahmen zum Technologiesplit für verwendete Antriebstechnologien (H<sub>2</sub>-BZ und H<sub>2</sub>-ICE vs. Verbrenner, BEVs)</li> </ul>	<b>Industrie / stoffliche Nutzung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Status quo:</b> Interviews, Recherche</li> <li>• <b>Potenzial:</b> spez. Annahmen zur Steigerung der Methanol bzw. Ammoniakproduktion* und Substitution des grauen H<sub>2</sub> bis 2050 (Szenario 1) bzw. 2045 (S2)</li> </ul>
<b>Wasserstoff</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Aktuelle Erzeugung:</b> Interviews, Recherche</li> <li>• <b>Abschätzung potenzielle H<sub>2</sub>-Erzeugung:</b> auf Basis EE-Erzeugungspotenzial (abzgl. EE-Bedarfe für andere Sektoren) sowie steigendem Wirkungsgrad</li> </ul>	<b>Stromsektor</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Status quo:</b> kein Einsatz von H<sub>2</sub></li> <li>• <b>Potenzial:</b> beschränktes Potenzial, z. B. als BHKW, Bedeutung von H<sub>2</sub> als Zwischenspeicher bzw. Transportmedium für EE-Strom (Rückverstromung).</li> </ul>	<b>Wärmesektor</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Status quo:</b> Wohngebäudestatistik nach Kreisen, durchschn. Wärmebedarf, Technologien nach Recherche</li> <li>• <b>Potenzial:</b> Schrittweise Einführung grüner Technologien (inkl. Wärmepumpen bei Neubauten), darunter H<sub>2</sub> vor allem für Fernwärme und Zentralheizungen, außerdem Ertüchtigung Gasnetz für Umwidmung auf H<sub>2</sub></li> </ul>

\*Annahmen zur stofflichen Nutzung: Methanol: +10 %/Dekade (Szenario 1), bzw. Verdreifachung bis 2045 (S2), Ammoniak: +5 %/Dek. (S1) bzw. +10 %/Dek. (S2), restliche chem. Erzeugnisse bleiben insgesamt konstant.

Abbildung 4-2: Bestimmung des Potenzials von Wasserstoff (Methodik)

Erzeugungspotenziale	Zukünftige Bedarfsermittlung (nach Sektoren)	
<b>Biogene Gase / Biomethan</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Aktuelle Erzeugung:</b> Anlagenzahl, installierte Leistung und Betriebsstunden über Recherche und Interviews, darauf Berechnung Produktionsmengen Gas, Wärme und Strom</li> <li>• <b>Abschätzung potenzielle Erzeugung:</b> aus bisheriger Entwicklung extrapoliert unter Berücksichtigung der Ziele der Bundes- und Landesregierungen</li> </ul>	<b>Mobilität</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Status quo:</b> Kfz-Bestand auf Kreis-ebene [KBA], durchschn. Verbrauchs- und Fahrzeugleistungen</li> <li>• <b>Potenzial:</b> Sektorziele der Bundesregierung als Zielkorridor sowie Annahmen zum Technologiesplit für verwendete Antriebstechnologien (CNG/LNG vs. Verbrenner, BEVs)</li> </ul>	<b>Industrie / stoffliche Nutzung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Status quo:</b> keine stoffliche Nutzung biogener Gase</li> <li>• <b>Potenzial:</b> Substitution von Erdgas als Rohstoff, beschränkter Einsatz</li> </ul>
	<b>Strom- und Wärmesektor</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Gemeinsame Betrachtung:</b> da Umwandlung zumeist in BHKWs (KWK)</li> <li>• <b>Status quo:</b> haupts. Einsatz im Wärmesektor von Quartieren, regionaler Bedarf wird mit Erzeugung gleichgesetzt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Potenzial:</b> biogene Gase v.a. in jenen Sektoren, in denen gasförmige Energieträger schwer zu substituieren sind und dringender Dekarbonisierungsbedarf besteht (etwa als Erdgassubstitut)</li> </ul>

Abbildung 4-3: Bestimmung des Potenzials von biogenen Gasen (Methodik)

## 4.2 Erzeugungspotenziale

### 4.2.1 (Grüner) Wasserstoff

Wie bereits ausführlich dargestellt, basiert die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf der Umwandlung von erneuerbarem Strom (Elektrolyse). Als Basis für die Bestimmung des Produktionspotenzials von grünem Wasserstoff in der IRMD wird deshalb in einem ersten Schritt das Erzeugungspotenzial von Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen abgeschätzt. Die Möglichkeit des Importes von erneuerbarem Strom in die IRMD besteht als Zusatzoption, allerdings ermöglicht gerade die regionale Produktion weitere Wertschöpfung. Auch wird der direkte Import von Wasserstoff durch das Gasnetz als Option gesehen, bestehende Engpässe im Stromnetz zukünftig nicht zusätzlich zu verstärken. Entsprechend fokussieren sich die folgenden Analysen auf die regionale Stromerzeugung. Sollten zusätzlich Importe an erneuerbarem Strom möglich sein, sind die Erzeugungspotenziale entsprechend höher.

Im Folgenden wird der Status Quo der Produktion von erneuerbarem Strom (Wind, PV) in der IRMD als Basis für die Fortschreibung der zukünftigen Produktion genommen, jedoch kann sich die zukünftige Entwicklung durch eine entsprechende Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen deutlich verändern. In den vorliegenden Analysen wird die bisherige quantitative Entwicklung der EE-Anlagen konservativ in die Zukunft extrapoliert. Die wichtigsten Parameter, welche die Erzeugungsleistung von PV- und Windstrom beeinflussen, sind die Entwicklung der Anlagenanzahl und der durchschnittlichen Leistung einer Einzelanlage sowie die jährliche Laufzeit der Erzeugungsanlage (Volllaststunden). Diese quantitativ fassbaren Parameter werden verwendet, um Aussagen über die Entwicklung der Grünstromproduktion in der IRMD zu treffen (siehe Tabelle 4-5). Photovoltaik- und Windenergieanlagen sind neben biogenen Gasen dabei die mit Abstand wichtigsten Energieanlagen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom – ein Trend, der sich auch zukünftig fortsetzen wird.

Entsprechend der grundlegenden Veränderung der Rahmenbedingungen werden zwei potenzielle Entwicklungsszenarien berücksichtigt (siehe Vorstellung der Parameter und Szenarien in Kapitel 4.1.1). In Tabelle 4-5 wird die Entwicklung des Anlagenparks prognostiziert (Anlagenanzahl, Leistung, Volllaststunden). Zusätzlich wird eine Aussage über den weiteren Ausbau des Anlagenparks gegeben (siehe auch Materialband Tabellen A-3-35 bis A-3-37) für die berechnete Entwicklung des Anlagenparks in den Landkreisen der IRMD.

**Tabelle 4-5: Prognose der erneuerbaren Stromproduktion (Wind, PV) in der IRMD für den potenziellen Einsatz in PtG-Anlagen (Quelle: Eigene Berechnungen, Status Quo basiert auf [IE Leipzig et al. 2021])**

	Status Quo	Szenario 1			Szenario 2		
<b>1) Wind</b>							
<b>Jahr</b>		<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>
Anlagenanzahl	1.168	1.500	1.700	2.000	1.700	2.000	2.500
Durchschnittliche Leistung je Anlage (in MW)	1,71	3	4	5	4	5	6
Installierte Leistung in der IRMD (in MW)	1.992	4.500	6.800	10.000	6.800	10.000	15.000
Vollaststunden je Anlage	1.760	2.500	3.000	3.500	2.500	3.000	3.500
Flächenbedarf in der IRMD (in ha)	584	750	3.400	8.000	3.400	8.000	10.000
Strommenge pro Jahr je Anlage (in MWh/a)	3.000	8.000	12.400	18.500	10.600	15.500	22.000
Strommenge in der IRMD gesamt (in GWh/a)	4.000	12.000	21.000	37.000	18.000	31.000	55.000
<b>2) PV</b>							
<b>Jahr</b>		<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>
Anlagenanzahl	22.800	25.000	30.000	35.000	30.000	35.000	40.000
Durchschnittliche Leistung je Anlage (in kW)	9	15	20	25	20	25	30
Installierte Leistung in der IRMD (in MW)	2.074	3.750	6.000	8.750	6.000	8.750	12.001
Vollaststunden je Anlage	1.056	1.100	1.200	1.300	1.200	1.400	1.600
Flächenbedarf in der IRMD (in ha)	22.800	25.000	24.000	24.500	24.000	24.500	28.000
Strommenge pro Jahr je Anlage (in MWh/a)	88	160	233	314	233	343	450
Strommenge in der IRMD gesamt (in GWh/a)	2.000	4.000	7.000	11.000	7.000	12.000	18.000
<b>PV- und Windstrom in der IRMD (in TWh/a)</b>	<b>6</b>	<b>16</b>	<b>28</b>	<b>48</b>	<b>25</b>	<b>43</b>	<b>73</b>

Die getroffenen Annahmen für die Entwicklung der installierten Leistung und der durchschnittlichen Vollaststunden orientieren sich am heutigen Status Quo. Sowohl die Windkraft- als auch die PV-Technologie hat sich in den vergangenen zwei Jahrzehnten stark verbessert. So hat sich der produzierte Windstrom in Deutschland von 10 TWh im Jahr 2000 auf 130 TWh im Jahr 2020 verdreizehnfacht [BWE 2021]. Bei der Photovoltaik sind die absoluten Zahlen geringer und der Wachstumsfaktor ist höher. Die Menge an

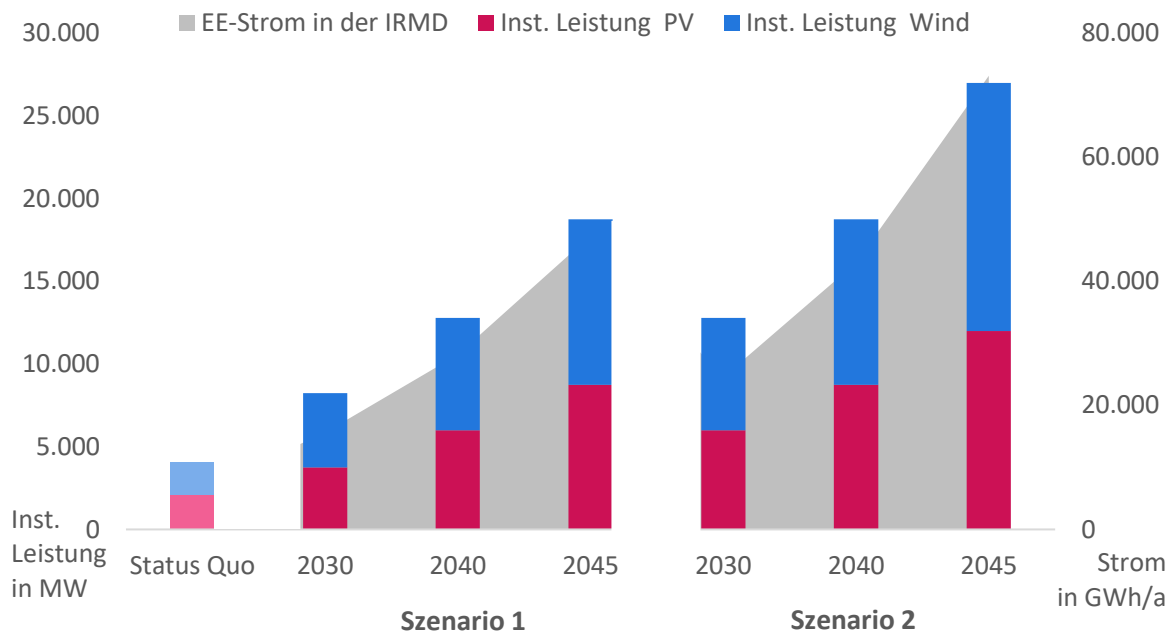
produziertem PV-Strom in Deutschland ist von 0,06 TWh im Jahr 2000 auf 46 TWh im Jahr 2019 gestiegen und damit um den Faktor 750 gewachsen [BMW 2021a].

Eine Steigerung der Stromproduktion um den Faktor 13 oder 750 in nur zwei Jahrzehnten ist schwer zu prognostizieren, weshalb eine Prognose für die kommenden drei Jahrzehnte ebenfalls mit Vorsicht zu genießen ist. In Szenario 1 ergibt sich bei den getroffenen Annahmen eine Versechsfachung der produzierten EE-Strommenge in der IRMD und im Klimaschutz-First-Szenario (Szenario 2), mit progressiveren technologischen und regulatorischen Fortschritten ergibt sich eine Verzwölfachung. Für das Erreichen dieser Wert verzichten wir bei der installierten Leistung pro Anlage als auch bei den Volllaststunden auf technologische Sprünge für den Wind- und PV-Park. Sollte es diese geben, steigt das zu erwartende EE-Erzeugungspotenzial entsprechend an. Bereits heute gibt es On-Shore-WEA mit einer Leistung von 6 MW [Deutsche Windguard 2020] einen Wert, den wir als Durchschnittswert für die letzte Ausbaustufe unseres progressiven Szenarios im Jahr 2045 verwendet haben. Auch die Entwicklung der Volllaststunden von aktuell 1.760 auf 3.500 Stunden im Jahr 2045 ist ein Wert, dem sich die modernsten Neuanlagen in Deutschland mit einer Laufzeit von aktuell 2.800 Volllaststunden kontinuierlich annähern [Fraunhofer IWES 2018]. Eine wichtige Voraussetzung für das Erreichen der prognostizierten EE-Stromproduktion in der IRMD ist das kontinuierliche Repowering von Bestandsanlagen.

Die Herausforderung, zusätzliche Fläche für den Ausbau der EE-Anlagen in der IRMD bereitzustellen, gilt an dieser Stelle genauso, wie beim Ausbau des Anlagenparks zur Erzeugung biogener Gase. In der Prognose wird von einer maximalen Verdoppelung der Anlagenanzahl (PV und Wind) ausgegangen, was beim aktuellen Stand der Genehmigungskonflikte für neue WEA nicht progressiv, aber zumindest optimistisch ist. Das gilt vor allem dann, wenn berücksichtigt wird, dass neue Windenergieanlagen tendenziell größer werden und dementsprechend auch mehr Fläche für deren Bau und Betrieb benötigt wird. In der letzten Ausbaustufe der Prognose wird im Klimaschutz-First-Szenario ein Flächenbedarf von 10.000 ha für die 2.500 WEA und 28.000 ha für die 40.000 PV-Anlagen abgeschätzt. Damit ergibt sich ein Gesamtbedarf von 38.000 ha, was 2,9 % der Gesamtfläche der IRMD (1,3 Mio. ha) entspricht. Wenn ein Drittel der neuen PV-Anlagen zukünftig Auf- oder Indachanlagen sein werden, reduziert sich der Flächenbedarf der ausschließlich für EE-Anlagen reserviert werden muss auf 240 km<sup>2</sup> oder 1,8 % der Fläche. Sachsen nutzt etwa beispielsweise 10 % seiner Fläche (190.000 ha) für Siedlungsflächen und 4 % (80.000 ha) für Verkehrsflächen [Statistik LA Sachsen 2019]. Die verbleibenden 86 % entfallen auf Vegetation, Gewässer und die Landwirtschaft. Aktuell werden also rund 0,5 % der Landesfläche der IRMD für den Betrieb von EE-Anlagen reserviert, in Zukunft wären es etwa 2 %.

Um den weiteren Anlagenausbau zu erreichen, sind neue Anlagenkonzepte für die Beteiligung der Anwohner an den Gewinnen der WEA nötig. Vorschläge für Konzepte dieser Art gibt es bereits und für mehr Akzeptanz müssen diese Partnerschaften zwischen Anlagenbetreibern und Anwohnern realisiert werden [VKU 2020]. Von einer Vertiefung dieser Betrachtung wird aus Rücksicht vor dem Fokus dieser Studie Abstand genommen.

Abschließend zeigt Abbildung 4-4 die Entwicklung der erneuerbaren Stromproduktion in der IRMD und den entsprechenden Zubau des Anlagenparks.



**Abbildung 4-4: Erneuerbare Stromproduktion in der IRMD in den beiden Szenarien der Potenzialanalyse**

Im Rahmen dieser Studie werden die Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der Region auf Grundlage des Überschusses an grünem Strom ermittelt, welcher aus der Differenz von Stromerzeugung und -bedarf berechnet wurde (Annahmen und Berechnung im Materialband A 3.5 Tabelle A-3-38). Das Angebot an grünem Strom basiert zum einen auf den Ausbaupotenzialen von Wind- und Photovoltaikenergie, welche im vorherigen Abschnitt berechnet wurden (siehe auch Materialband Tabelle A-3-36 für Wind und A-3-37 für PV) sowie auf den ansteigenden Ausbaupotenzialen von Wasserenergie und Biomasse (Quelle Status Quo: [IE Leipzig et al. 2021]). Zum anderen wird auch die fossile Stromerzeugung herangezogen (Quelle Status Quo: [IE Leipzig et al. 2021]), die über beide Szenarien unterschiedlich schnell reduziert wird (Annahme). Dem gegenüber steht ein Strombedarf, der sich aus dem konstantem Stromsockel (Quelle Status Quo: [IE Leipzig et al. 2021]) und dem zusätzlichen Bedarf an grünem Strom für den Mobilitäts- und Wärmemarkt zusammensetzt. Der daraus resultierende Überschuss wird vollständig für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt (Annahmen und Berechnung siehe Materialband Tabelle A-3-4). Es fällt auf, dass der Gesamtstrombedarf in der IRMD vollständig durch die Erzeugungsmenge an grünem Strom gedeckt werden könnte. Die Erzeugungsmengen basieren auf den maximalen theoretischen EE-Ausbaupotenzialen und sind daher auch als theoretische Werte (Potenziale) zu betrachten. In der Praxis werden die EE-Ausbaupotenziale zusätzlich von Faktoren wie

z. B. der Umsetzung der EE-Ausbauziele, Förderungen oder der Akzeptanz von neuen EE-Erzeugungsanlagen abhängen.

In beiden Szenarien wird für die Berechnung der Erzeugungspotenziale die PEM-Elektrolyse-technologie zugrunde gelegt, da von einem deutlichen Markthochlauf für PEM-Elektrolyseure bis 2030 auszugehen ist. Die SOEL-Technologie wurde im Rahmen dieser Studie nur in Kombination mit nachgelagerten Syntheseprozessen betrachtet. Wie in den Lebenszyklusanalysen in Kapitel 1 wird unabhängig vom Szenario angenommen, dass die Wirkungsgrade der PEM-Elektrolyseure (bezogen auf den Heizwert) von derzeit 59 % (Status Quo) für alle Zeiträume ab 2030 auf 72 % steigen [DLR et al. 2015]. Eine weitere Steigerung über 72 % wird aus heutiger Sicht für technisch nur schwer realisierbar erachtet. Derzeit wird von dem zur Verfügung stehenden erneuerbaren Strom nur ein verschwindend geringer Anteil (nahe Null) für eine Forschungsanlage in Leuna (Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP) genutzt.

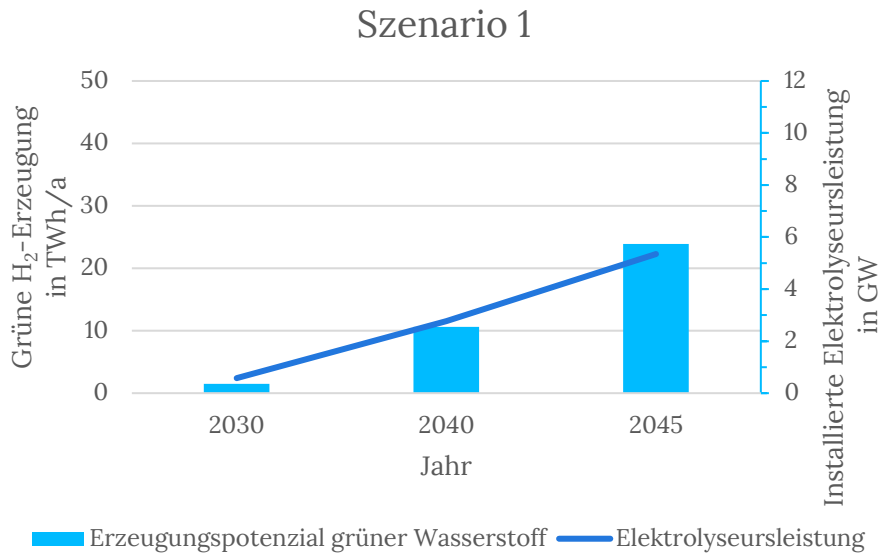
**Tabelle 4-6: Prognostizierte Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD**

(in TWh/a)	Status	Szenario 1			Szenario 2		
	Quo	(Einhaltung bisheriger Ziele)			(Klimaschutz-First)		
	2020	2030	2040	2045	2030	2040	2045
grüner H <sub>2</sub>	0	1,5	10,6	23,9	8,1	22,0	44,0

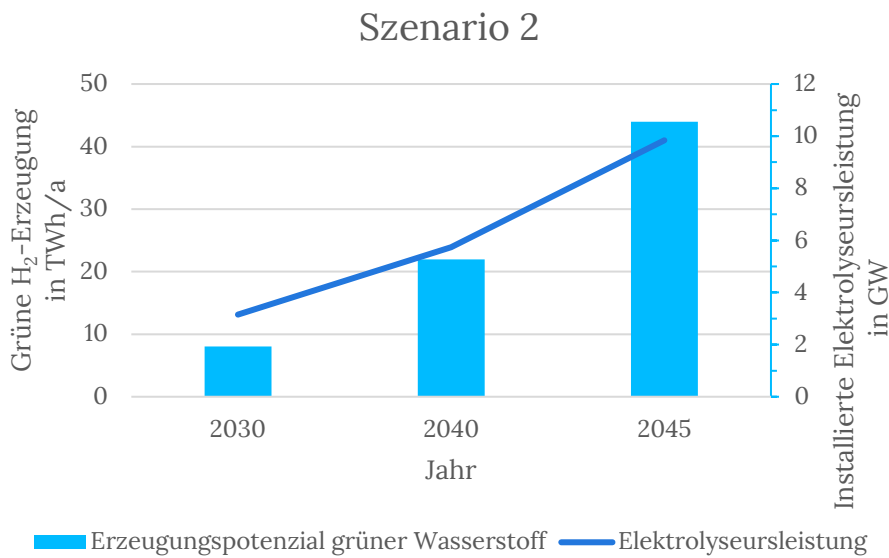
In Tabelle 4-6 sind die Ergebnisse der Berechnung der maximalen Erzeugungspotenziale dargestellt (siehe auch Materialband A 3.2, Tabelle A-3-4). Im Szenario 1 können im Jahr 2030 rd. 1,5 TWh grüner Wasserstoff pro Jahr in der IRMD erzeugt werden. Im Jahr 2040 sind es bereits 10,6 TWh H<sub>2</sub>, bis 2045 verdoppelt sich die Leistung auf 23,9 TWh H<sub>2</sub>/a. Im Szenario 2 kann im Vergleich zum Szenario 1 ein Vielfaches an grünem Wasserstoff produziert werden. Im Jahr 2030 kann vergleichsweise das Fünffache an grünem Wasserstoff hergestellt werden im Gegensatz zu Szenario 1. Für die Jahre 2040 und 2045 wird von einem doppelt so hohen Erzeugungspotenzial ausgegangen.

Entsprechend der prognostizierten grünen H<sub>2</sub>-Produktion wurde auch die notwendige installierte Elektrolyseleistung berechnet und zusammen für Szenario 1 in Abbildung 4-5 und für Szenario 2 in Abbildung 4-6 dargestellt. Im weniger ambitionierten Szenario werden für das Jahr 2030 rund 0,6 GW und im Szenario 2 knapp 3,2 GW an installierter Leistung benötigt. Im Jahr 2040 werden in Szenario 1 2,8 GW und im zweiten Szenario 5,7 GW an Elektrolyseleistung gebraucht. Es ist deutlich erkennbar, dass im Klimaschutz-First-Szenario entsprechend des höheren Erzeugungspotenzials gegenüber dem Szenario 1 rund das doppelte (2040 und 2045) bis Fünffache (2030) an Elektrolyseleistung über alle Zeiträume installiert werden müsste. Die Anzahl der notwendigen Elektrolyseure ist davon abhängig, ob viele kleine dezentrale oder wenig große zentrale Anlagen installiert werden.





**Abbildung 4-5: Prognostizierte grüne H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale und notwendige installierte Elektrolyseleistung in der IRMD für Szenario 1 (Quelle: Eigene Darstellung)**



**Abbildung 4-6: Prognostizierte grüne H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenziale und notwendige installierte Elektrolyseleistung in der IRMD für Szenario 2 (Quelle: Eigene Darstellung)**

### Landkreisscharfe Erzeugungspotenziale

Mit Fokus auf das Jahr 2040 und das Szenario Klimaschutz-First wird in diesem Abschnitt die berechnete potenzielle H<sub>2</sub>-Erzeugungsmenge (ca. 22 TWh/a) auf die Gebietskörperschaften der IRMD aufgeteilt. Da die Erzeugungspotenziale der EE-Stromerzeugung aus Wind und PV (siehe Tabelle A-3-38 im Materialband) der Haupteinflussfaktor für die grüne H<sub>2</sub>-Produktion ist, wurde für die landkreisscharfe Zuordnung der H<sub>2</sub>-Produktionsmenge die prozentuelle Verteilung der EE-Stromerzeugungsmengen auf

die Gebietskörperschaften der IRMD aus dem Status Quo (siehe Tabellen A-3-36 und A-3-37 im Materialband) zugrunde gelegt und in das Jahr 2040 extrapoliert. Weitere Annahme sind:

- ▶ Technologie: PEMEL mit einem Wirkungsgrad von 72 % bezogen auf den Strombedarf
- ▶ Volllaststunden PEMEL: 6.000 h/a
- ▶ H<sub>2</sub>-Output-Faktor PEMEL [IEA 2020]: 0,0047 MW/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h

Tabelle 4-7 stellt die berechneten Ergebnisse dar. Hervorzuheben ist, dass insbesondere die sächsisch-anhaltinischen Landkreise im Jahr 2040 aufgrund ihres hohen EE-Erzeugungspotenzials die größten Mengen an grünen Wasserstoff herstellen können (rd. 17 TWh H<sub>2</sub>/a, 76 % der IRMD). Schwerpunkte liegen dabei in den Landkreisen Saalekreis, Anhalt-Bitterfeld, Burgenlandkreis und Mansfeld-Südharz. In den sächsischen Gebietskörperschaften der IRMD könnten demnach knapp 4 TWh H<sub>2</sub>/a erzeugt werden, im einzigen thüringischen Landkreis etwas über 1 TWh H<sub>2</sub>/a. Aufgrund der eingeschränkten EE-Flächenverfügbarkeit liegen die Potenziale in den Kreisstädten Leipzig und Halle deutlich darunter (ca. 0,3 TWh H<sub>2</sub>/a). Die benötigte Elektrolyseleistung wächst proportional mit der H<sub>2</sub>-Produktion. Ob der in den Landkreisen zur Verfügung stehende EE-Strom direkt im selben Landkreis zur Produktion von grünem Wasserstoff genutzt wird, hängt von verschiedenen Standortfaktoren ab (Industrievorkommen, H<sub>2</sub>-Nachfrage, Stromnetzausbau etc.). Bei besonders hoher Erzeugung scheint eine Weiterleitung des grünen Stroms an andere Landkreise sinnvoll, wenn diese ein tendenziell geringeres Produktionspotenzial haben.

**Tabelle 4-7: Landkreisscharfe Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff für das Jahr 2040 in Szenario 2**

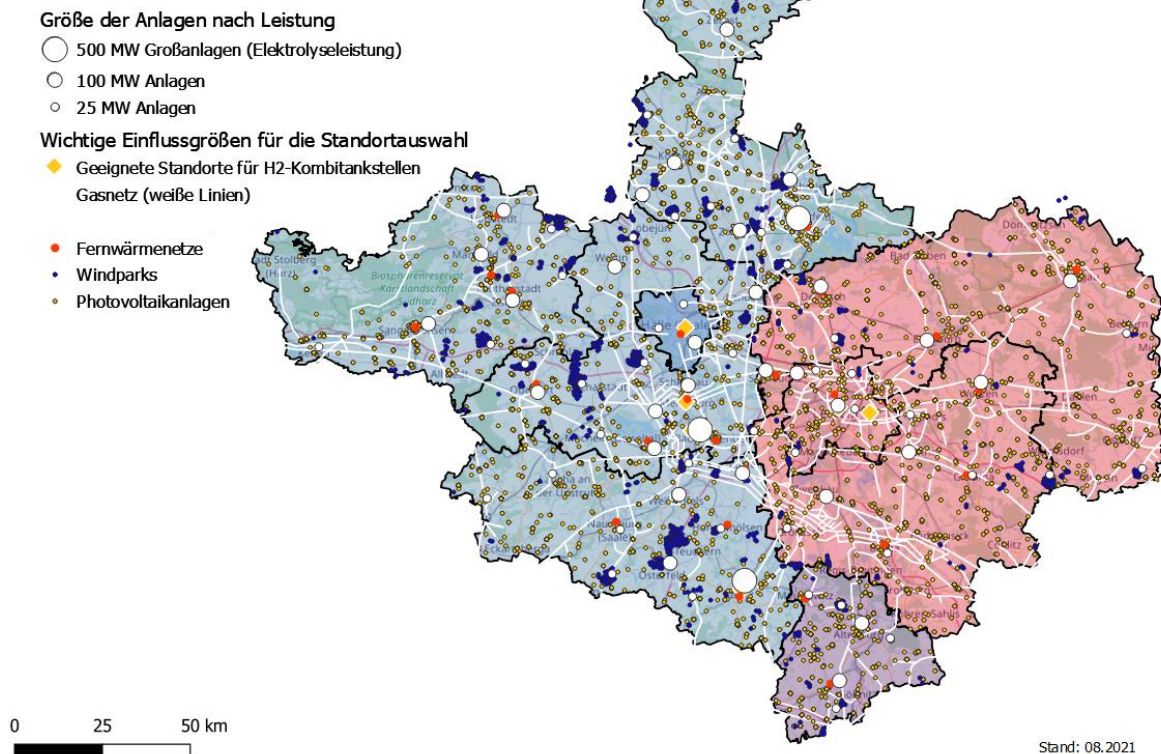
Landkreis / Stadt	Grüne H <sub>2</sub> -Erzeugungspotenziale (in GWh/a)	Benötigte Elektrolyseleistung (in MW <sub>el</sub> )
Leipzig, Stadt	199	52
Leipzig, LK	1.801	470
Nordsachsen	1.916	500
Halle, Stadt	111	29
Anhalt-Bitterfeld, LK	4.516	1.179
Burgenlandkreis	3.675	960
Mansfeld-Südharz, LK	3.499	914
Saalekreis, LK	4.975	1.299
Altenburger Land, LK	1.262	330
<b>IRMD</b>	<b>21.954</b>	<b>5.732</b>

Die Leistung und die Verteilung der Elektrolyseure in den jeweiligen Gebietskörperschaften ist überdies abhängig von den politischen Rahmenbedingungen (große, zentrale vs. kleine, dezentrale Elektrolyseanlagen) und der Skalierbarkeit der Technologie.

## Potenzielle H<sub>2</sub>-Erzeugungsstandorte

Die folgende Abbildung 4-7 zeigt Diverse attraktive Standort für Elektrolyseure in der IRMD auf. Die gezeigten Standorte wurden anhand unterschiedlicher Kriterien ermittelt, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Potenzielle Standorte für Erzeugungsanlagen in der IRMD



**Abbildung 4-7: Potenzielle Erzeugungsstandorte in der IRMD (Eigene Darstellung)**

### Industriestandorte mit H<sub>2</sub>-Bedarf

Durch die bestehende H<sub>2</sub>-Pipeline werden bereits viele chemische Industriestandorte in der IRMD mit Wasserstoff versorgt. Um jedoch den steigenden Bedarf an grünem Wasserstoff auch in Zukunft zu decken, werden derzeit geplante Elektrolysekapazitäten (z. B. Linde in Leuna, Energiepark Bad Lauchstädt, Green Hydrogen Hub) hochskaliert oder weitere Elektrolyseure gebaut werden müssen, insbesondere direkt an den Verbrauchsstandorten. Dazu gehören etwa die Industriezentren Böhlen, Leuna, Bitterfeld-Wolfen und Zeitz (Kapitel 3.2.1.4).

In der Umgebung der IRMD werden Standorte wie Dessau-Roßlau (Sitz der DHW Rodleben GmbH), Lutherstadt-Wittenberg (SKW Piesteritz GmbH) oder Nünchritz (Wacker Chemie AG) als attraktive Standorte für Elektrolyseure eingestuft.

Weitere Aspekte der Standortwahl ergeben sich aus den innovativen Anwendungsfeldern (siehe Kapitel 3.3.4) und vielversprechenden Wertschöpfungspfaden (siehe Kapitel 4.5) für folgende Industriezweige und ihre Standorte:

- ▶ Wasserstoff als Floatgas und zur Erzeugung von Prozesswärme bei der Glasherstellung (Glasindustrie in Bitterfeld-Wolfen, Torgau)
- ▶ Herstellung von Kohlenwasserstoffen in der Zementindustrie (z. B. in Schkeuditz, Merseburg, Bad Dürrenberg, Lutherstadt Eisleben, Karsdorf)
- ▶ Hydrierung von Fettsäuren, Herstellung von Vitaminen und Kosmetika in der Lebensmittelindustrie, Pharmazie, Kosmetik (z. B. Standorte in Leuna, Halle, Bitterfeld-Wolfen, Dessau-Roßlau)
- ▶ Nutzung von BZ-Fahrzeugen in der Logistikbranche [MLV SA 2012], welche ansässig ist in:
  - a) Halle-Leipzig (Flughafen + Güterverkehrshub)
  - b) Grimma
  - c) Zeitz
  - d) Landsberg
  - e) Großzöberitz
  - f) Unterkaka
  - g) Kabelsketal
- ▶ Nutzung von BZ-Fahrzeugen in der Automobilindustrie (BMW und Porsche in Leipzig)

Die potenziell attraktiven Standorte sind im Materialband unter Tabelle A-3-5 aufgeführt.

### Wind- und Solarparks

Es bietet sich ebenso an, dort Elektrolyseure zu bauen, wo der grüne Strom erzeugt wird, also dort, wo viele WEA und PV-Anlagen vorhanden sind. Potenzielle Standorte können entsprechend Abbildung 3-10 (Bestehende Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der IRMD) identifiziert werden. Mit Blick auf Bestandsanlagen gilt es jedoch die Entwicklung der regulatorischen Vorgaben bzgl. der Zusätzlichkeit der Stromerzeugung zu berücksichtigen.

### Verkehrsknotenpunkte

Da der Mobilitätssektor einen hohen Bedarf an Wasserstoff haben wird, bietet es sich Verkehrsknotenpunkte mit H<sub>2</sub>-Tankstellen als attraktive Standorte für Elektrolyseure an. Dies umfasst die Nähe zu Autobahnen (Autohöfe, Autobahnkreuze) und Bahnhöfen des Fern- und Nahverkehrs (Güter- und Personenverkehr), wo auch Kombitankstellen implementiert werden können (siehe Kapitel 4.4).

### Städte/Stadtwerke

Städte, die eine H<sub>2</sub>-basierte Wärmeversorgung anstreben, sollten innerstädtische Elektrolysekapazitäten aufbauen, wie es beispielsweise im Rahmen des LHyVe-Projektes (Kapitel 3.2.1.2.1) für das Heizkraftwerk Süd in Leipzig geplant ist. Ähnliches könnte auch auf Halle (Saale) übertragen werden.

## H<sub>2</sub>-Speicher

Die im Rahmen des Energieparks Bad Lauchstädt geplante Elektrolysekapazität soll mit einem H<sub>2</sub>-Speicher vor Ort (Umbau einer Salzkaverne) kombiniert werden. Es empfiehlt sich daher auch an anderen potenziellen H<sub>2</sub>-Speicherstandorten Elektrolyseure zu platzieren.

## Standorte mit biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen

Standorte mit großen biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen (Biogasanlagen) bieten die Möglichkeit in Kombination mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyseuren synthetisches Methan herzustellen. Potenzielle Standorte können anhand der Verteilung der Biogasanlagen (Kapitel 3.2.2.1) identifiziert werden

## Knotenpunkte Erdgasnetz/Fernwärmeversorgung

Da das Erdgasnetz zukünftig auf Wasserstoff umgerüstet werden soll, können große Knotenpunkte des Erdgasnetzes als zukünftige Standorte für Elektrolyseure dienen, deren erzeugter Wasserstoff direkt in das Gasnetz eingespeist werden kann (Abbildung 3-22). Analog kann die Standortauswahl auch auf Basis von Knotenpunkten der Fernwärmeversorgung vorgenommen werden (Abbildung 3-23).

## Kraftwerksstandorte

Standorte mit fossilen Gaskraftwerken eignen sich für die Umrüstung auf Grüne Gase, entsprechend werden Elektrolysekapazitäten benötigt. Potenzielle Standorte ergeben sich daher für die Gaskraftwerke in Halle, Leipzig, Eilenburg, Leuna, Zeitz und Bitterfeld-Wolfen.

### 4.2.2 Biogene Gase

Das vorliegende Kapitel gibt eine Abschätzung des Erzeugungspotenzials biogener Gase in der IRMD, welches aus dem Status Quo extrapoliert wird. Das Erzeugungspotenzial der Biogene-Gase-Anlagen in der IRMD kann über die Bestimmung der Anlagenzahl, der durchschnittlichen Leistung je Anlage und deren Laufzeit quantifiziert werden. Im Unterschied zu PV und Wind wird bei biogenen Gasen nicht das Strompotenzial angegeben, sondern die potenzielle Menge an erzeugtem Gas, welches dann in den verschiedenen Sektoren flexibel eingesetzt werden kann. Das entsprechende Anwendungspotenzial biogener Gase für die IRMD wird in Kapitel 4.3.1 bestimmt.

Zur Ermittlung des Erzeugungspotenzials biogener Gase wird die produzierbare Gasmenge anhand einer Kombination aus der angenommenen Entwicklung des Anlagenparks sowie der grundlegenden Rahmenbedingungen abgeschätzt (siehe Kapitel 4.1.1). Dies erfolgt anhand der vorgestellten zwei Szenarien und über die drei Zeitintervalle 2030, 2040 und 2045 (siehe Tabelle 4-8).

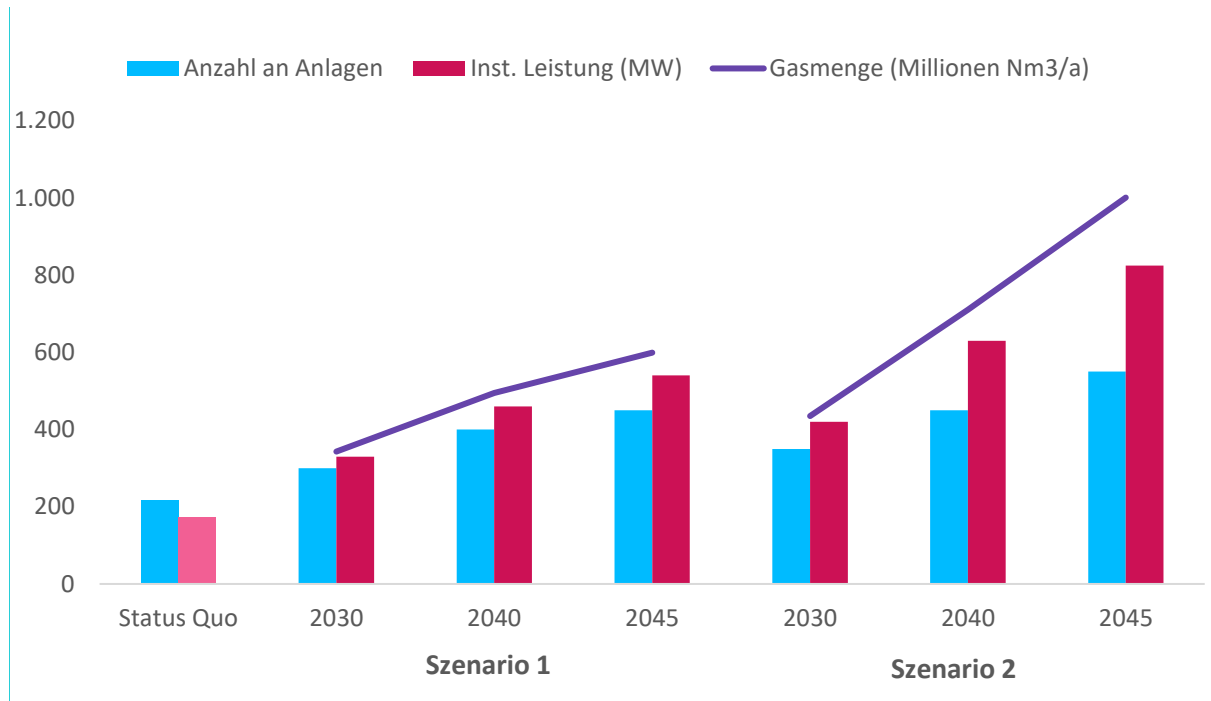
**Tabelle 4-8: Entwicklung der Erzeugungskapazität von biogenen Gasen in der IRMD basierend auf dem Status Quo des Energiekonzept und den Daten der [BNetzA 2020]**

<b>SZENARIO I</b>	<b>Status Quo</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>
Anlagen in der IRMD (Anzahl)	217	300	400	450
Ø Leistung je Anlage (MW)	0,91	1,1	1,15	1,2
Flächenbedarf in der IRMD (in ha)	86.552	165.000	115.000	54.000
Inst. Leistung in der IRMD gesamt (MW)	173	330	460	540
Vollaststunden je Anlage (Stunden/a)	5.500	6.000	6.200	6.400
Biogene Gase in der IRMD (Mio. Nm <sup>3</sup> /a)	164	343	495	599
<b>SZENARIO II (Klimaschutz-First)</b>	<b>Status Quo</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>
Anlagen in der IRMD (Anzahl)	217	350	450	550
Ø Leistung je Anlage (MW)	0,91	1,2	1,4	1,5
Flächenbedarf in der IRMD (in ha)	86.552	210.000	157.500	82.500
Inst. Leistung in der IRMD gesamt (MW)	173	420	630	825
Vollaststunden je Anlage (Stunden/a)	5.500	6.000	6.500	7.000
Biogene Gase in der IRMD (Mio. Nm <sup>3</sup> /a)	164	435	710	1.001

Die Tabelle bündelt das gesamte Erzeugungspotenzial biogener Gase in der IRMD und erfasst sowohl die ländlichen Kleinanlagen für die Direktverstromung als auch die größeren Einspeiseanlagen. Die Prognose nimmt die vorhandenen Daten (Anlagenanzahl, inst. Leistung, Vollaststunden) und extrapoliert den Status Quo in die Zukunft. Für die Entwicklung des Anlagenparks der IRMD wird im progressiven Szenario (Klimaschutz-First) von einer Steigerung um 150% der Anlagenanzahl und einer Zunahme der durchschnittlichen Leistung je Anlage von 50 % in den nächsten 25 Jahren ausgegangen. Beide Entwicklungen zusammengenommen münden in einem Wachstum der installierten Leistung in der IRMD um den Faktor fünf. Zum Vergleich hat sich die installierte Leistung (elektrisch) für Biogasanlagen in den drei Bundesländern der IRMD zwischen 2005 und 2018 von 60 MW auf 550 MW verneunfacht [AGEE-Stat 2018]. Außerdem nähert sich die Anzahl der Vollaststunden der „grünen“ Erzeugungsanlagen dem Wert der fossil betriebenen Anlagen an und steigert sich um 30 % von aktuell 5.500 (Ø) auf 7.000 Betriebsstunden im Jahr 2045.

Die Entwicklung aller vorgestellten Einflussgrößen (Anlagenanzahl, Anlagenleistung, Betriebsstunden), führt zu einem kontinuierlichen Anstieg der produzierten Gasmenge. Weitere Angaben zu den getroffenen Annahmen sind im Materialband A 3.5 in Tabelle A-3-35 enthalten. Für das konservativere Szenario I wird eine Vervierfachung der jährlich produzierten Gasmenge von 160 Millionen Kubikmetern auf 600 Millionen Kubikmeter an biogenen Gasen bis zum Jahr 2045 erwartet. Im Klimaschutz-First-Szenario gehen wir von einer Versechsfachung auf 1.000 Millionen Kubikmeter in den kommenden 25 Jahren aus.

Der Flächenbedarf von Anlagen zur Erzeugung biogener Gase ist im Vergleich mit anderen EE-Anlagen relativ hoch<sup>74</sup> und wird in der IRMD auf etwas über 87.000 ha (ca. 530 ha pro 1 Mio. Nm<sup>3</sup>/a) geschätzt (siehe Werte für den Flächenbedarf in Tabelle 4-8) [Hartmann 2008].



**Abbildung 4-8: Erzeugungspotenzial für Biogene Gase in der IRMD**

Grund hierfür ist, dass der Betrieb der Anlagen den Einsatz von Energiepflanzen als Substrat benötigt. Diese werden im autarken und nachhaltigsten Fall in der IRMD angebaut. Dem höheren Flächenverbrauch gegenüber steht der Umstand, dass durch den Anbau von Energiepflanzen zusätzliche Wertschöpfung geschaffen wird, welche beim Anbau in der IRMD in der Region verbleibt. Zukünftig können schnellwachsende Energiepflanzen zunehmend im Raum, bzw. in der Höhe und weniger in der Fläche angebaut werden (siehe z. B. Algenkultivierung in zirkulierenden Reaktoren die kontinuierlich geerntet werden), was den benötigten Flächenbedarf je Anlage über die gesamte Wertschöpfung langfristig verringert. Der reine Betrieb der Erzeugungsanlagen ohne heimische Produktion der Energiepflanzen beträgt etwa 1-2 % des prognostizierten Flächenbedarfs und ist damit vergleichsweise gering für Anbaubiomasse. In diesem Fall liegt der Flächenbedarf für entsprechende Anlagen in der IRMD bei etwa 1.000-2.000 ha (Klimaschutz-First-Szenario). Eine zunehmende Substitution von Anbaubiomasse durch Reststoffe bietet die Möglichkeit zur weiteren Reduktion des spezifischen Flächenbedarfs. Hierbei sind jedoch auch die höheren Bereitstellungskosten zu beachten (siehe Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen in Kapitel 2.2.3) zeigt zusammenfassend die

<sup>74</sup> Wieviel Fläche wird für Biogas benötigt? Dr. Anette Hartmann, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 07.2008 [https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag08\\_07\\_08.pdf](https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag08_07_08.pdf)

Entwicklung der installierten Leistung und der produzierten Menge an biogenen Gasen in den Szenarien. Weitere Angaben zur Entwicklung der getroffenen Annahmen für die Landkreise der IRMD können dem Materialband A 3.5 Tabelle A-3-35 entnommen werden.

### Hebung der Erzeugungspotenziale

Eine positive Entwicklung der regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen ist selbsterklärend förderlich für die Hebung der Erzeugungspotenziale in der IRMD. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören:

- ▶ **Stärkung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit** von biogenen Gasen im Vergleich mit fossilen Gasen. Die Stärkung der Marktreife kann beispielsweise durch größere und damit effizientere Anlagen oder die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Preises für die Marktintegration der externen Kosten des Klimawandels erreicht werden.
- ▶ **Ausbau der Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie** zur Unterstützung des Aufbaus innovativer Erzeugungsanlagen. Ziel ist es, auf günstige und gesellschaftlich akzeptierte Stoffströme zurückgreifen zu können. Diese Kriterien erfüllen Anlagen, die biogene Substrate der zweiten und dritten Generation umwandeln können. Beispiele sind Reststoffe (z. B. biogene Hausmüllfraktion) oder Anlagen zur Vergasung von fester Biomasse (Holz, Lignin, Cellulose) oder Anlagen zur Vergärung von Algen. Die Algenkultivierung hat den zusätzlichen Vorteil eines geringen Flächenbedarfs (konstanter Durchfluss im Algenreaktor). Überdies dient CO<sub>2</sub> als Nährstoff, wodurch es eine sinnvolle Kaskadennutzung erhält (Kreislaufwirtschaft).
- ▶ **Die weitere Bereitstellung von Flächen** ist für den Ausbau des Anlagenparks zur Erzeugung biogener Gase eine Grundvoraussetzung. Hier gilt das Gleiche wie bei der Ausschöpfung der Erzeugungspotenziale von erneuerbarem Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Auch bei der Planung und dem Betrieb von Anlagen zur Erzeugung biogener Gase ist eine direkte Beteiligung der Anrainer bzw. Anwohner der Anlagen an deren Wertschöpfung eine Möglichkeit, den Anlagenausbau zu stimulieren (Genehmigungsprobleme wegen NIMBY).

Weiterhin wurde bereits aufgeführt, dass der Anbau von Energiepflanzen wegen der Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion in Deutschland ein Akzeptanzproblem hat, was wiederum einen Ausbau der Anbauflächen für die Gewinnung von Maissilage erschwert. Eine stärkere Förderung innovativer Einsatzsubstrate (z. B. Algenbiomasse) kann die gesellschaftliche Akzeptanz der Biogasproduktion fördern und dadurch auch die Nachfrage stimulieren.



## 4.3 Abschätzung der künftigen Einsatzmöglichkeiten Grüner Gase in der IRMD

Im Folgenden wird auf die zukünftigen Einsatzmöglichkeiten und Mengenpotenziale Grüner Gase in Form von Wasserstoff und biogenen Gase eingegangen, um daraus die Anwendungspotenziale in den unterschiedlichen Sektoren abzuschätzen. Basierend auf den Ergebnissen der Metastudie, der Umfrage und den geführten Interviews mit regionalen Akteuren werden die zukünftigen Einsatzfelder Grüner Gase in der Region zum einem beim Einsatz von Biomethan gesehen, welches Erdgas unter Nutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen substituieren kann. Zum anderen wird von einem großen Potenzial für die Region bei den Anwendungsbereichen von grünem Wasserstoff ausgegangen. In Kapitel 4.3.1 werden die identifizierten Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff in den Sektoren Strom, Wärme und stoffliche Nutzung in der Industrie untersucht, während in Kapitel 4.3.2 der Fokus auf biogenen Gasen liegt. Eine detaillierte und Energieträger-übergreifende Betrachtung für den Verkehrssektor findet in Kapitel 4.3.3 statt.

### 4.3.1 (Grüner) Wasserstoff

#### 4.3.1.1 Potenziale zur energetischen Nutzung von Wasserstoff

Wasserstoff und H<sub>2</sub>-Derivate werden künftig einen bedeutenden Teil der Energieversorgung einnehmen, wenn das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung erreicht werden soll. Das bezieht sich auf die Stromerzeugung, die Wärmeversorgung und die Mobilität. Maßstab für ein künftiges sektorales Mengengerüst ist der derzeitige Verbrauch an fossilen Energieträgern, verfügbare Alternativen (z. B. direkte Elektrifizierung) sowie die künftige Bedarfsentwicklung unter Berücksichtigung der Bevölkerungszahlen und die möglichen Steigerungen der aktiven und passiven Energieeffizienz (z. B. effizientere Heizung, Wärmedämmung). Die Fragestellung lautet: Wieviel und welche Grünen Gase werden wann neben grünem Strom benötigt, um die Klimaziele zu erreichen. Dem gegenüber werden dann die Erzeugungspotenziale für erneuerbaren Strom und daraus abgeleitet für Wasserstoff gestellt. Sollten die Produktionspotenziale in der IRMD nicht bedarfsdeckend sein, müssen erneuerbarer Strom und/oder Wasserstoff aus anderen Regionen oder aus dem Ausland importiert werden, gegebenenfalls auch dekarbonisierter blauer Wasserstoff. Dabei wird über die Notwendigkeit von CCS und CCU erneut entschieden werden müssen.

Unabhängig von anderen bei der Vorstellung der Szenarien zu erläuternden Parametern ist eine Stellschraube für die künftige Entwicklung entscheidend: Die Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises und die Geschwindigkeit seines Anstiegs. Die vollständige Dekarbonisierung ist nur dann wahrscheinlich, wenn die Preise für erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff auch ohne staatliche Förderung (z.B. über das EEG) durchgehend geringer sind als die für fossile Energieträger. Dabei müssen Infrastrukturkosten und Kosten der Versorgungssicherheit mit eingepreist werden. Nur für den Übergang kann die

Kostendiskrepanz durch Fördermaßnahmen ausgeglichen werden. Die vollständige Transformation des Energiesystems erscheint unter den heutigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unmöglich. Hier sind grundlegende politische Entscheidungen erforderlich, die nicht von und in der IRMD getroffen werden.

Gleichzeitig darf nicht übersehen werden, dass ein schneller und steiler Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise den Ausstieg aus der Braunkohle gegenüber den derzeitigen Absichten (Kohleausstiegsgesetz) noch beschleunigen kann. Das wäre für die Versorgungssicherheit, die betroffenen Unternehmen und die Beschäftigten nur schwer vermittelbar.

Die Ausschöpfung von Dekarbonisierungspotenzialen hängt also von vielen äußeren Rahmenbedingungen und der Lösung etlicher Konflikte ab.

Die folgende Abschätzung der Potenziale zur energetischen Nutzung von Wasserstoff fokussiert sich auf die Bereiche der Stromerzeugung, der Mobilität sowie der Wärmeversorgung.

#### 4.3.1.1.1 *Stromerzeugung aus Wasserstoff*

Bei der Stromerzeugung wird Wasserstoff auch künftig nur eine untergeordnete Rolle spielen. Wo immer möglich sollte die direkte Stromnutzung im Vordergrund stehen. Die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme ist insbesondere für Fernwärmenetze interessant, insbesondere wenn keine Geothermie zur Verfügung steht. Darüber hinaus kann aufgrund seiner guten Transport- und Speichereigenschaften die Rückverstromung von Wasserstoff in einem künftigen Energiesystem erforderlich werden, etwa um Transportengpässe zu überwinden oder die fluktuierende Stromerzeugung dem Bedarf anzupassen.

#### **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)**

Wie im nächsten Abschnitt zur Wärmeversorgung gezeigt werden wird, ist davon auszugehen, dass die Bedeutung der KWK in den nächsten Jahren weiter zunehmen wird. Wärmenetze werden mit Wärme aus H<sub>2</sub>-Heizkraftwerken gespeist, unabhängig davon, ob es sich um H<sub>2</sub>-Turbinen oder Brennstoffzellen handelt. Beide produzieren, ähnlich wie die klassische KWK, neben der Wärme auch Strom; wahrscheinlich werden sie allerdings eher wärmegeführt gefahren. Das gilt auch für den Einsatz von Brennstoffzellen als Zentralheizung und auch als Mikro-BZ-BHKW im Ein- und Zweifamilienhaus.

Man kann davon ausgehen, dass bei Ausschöpfung aller Möglichkeiten des H<sub>2</sub>-Einsatzes im Wärmesektor etwa zusätzlich 30 % Stromerzeugung möglich sein wird. Das kann sich auf 4,2 GWh/a örtliche Stromerzeugung in der IRMD belaufen. Dabei würden ca. 2,4 GWh/a aus der Stromerzeugung in der Zentralheizung stammen, was zur Neujustierung des Verhältnisses von Hauseigentümer und Mieter als Besteller von Energiedienstleistungen führen muss.

Das Prinzip gilt auch für alle anderen Anwendungsfälle der Wärmeerzeugung, z. B. im Verarbeitenden Gewerbe und der Industrie. Dort beträgt der Wärmebedarf in der IRMD aktuell gut 3 TWh/a. Bei Erzeugung dieser Wärme mit Wasserstoff würden bei ähnlicher Fahrweise etwa 1 TWh/a Strom miterzeugt.

### **Stromreservehaltung und Wasserstoff-Rückverstromung**

In einem zunehmend und am Ende fast ausschließlich von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem sind neue Formen der Reservehaltung erforderlich. Die langfristige und großskalige Energiespeicherung in Form von Wasserstoff erscheint nach aktueller Einschätzung hierbei für Deutschland besonders wichtig. Die vorhandenen Erdgasspeicher können zum Teil, wie etwa in Bad Lauchstädt bereits projektiert, in H<sub>2</sub>-Speicher umgewidmet werden. Diese dienen in erster Linie der Stabilisierung der H<sub>2</sub>-Produktion, könnten aber auch Wasserstoff zur Verstromung anbieten. Ein wichtiger Ansatz ist die Rückverstromung von Wasserstoff in dafür errichteten Kraftwerken. Das Projekt „Referenzkraftwerk Lausitz“ verfolgt diesen Ansatz mit dem Ziel, zukünftig als netzdienliches Kraftwerk die Netzstabilität abzusichern.

Wie in Kapitel 2.2.3.2.3 ist die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff im Anwendungsfall der Rückverstromung beschränkt. Die zukünftige Rolle der Rückverstromung von Wasserstoff ist außerdem stark von der Entwicklung des Energiesystems abhängig. Insbesondere bei stark steigendem Zubau an fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung und gleichzeitigem unzureichendem Stromnetzausbau wird die Rückverstromung zur Stabilisierung und Sicherstellung der Stromversorgung erforderlich sein. Da ein Großteil des Wasserstoffs dazu allerdings in die Region importiert werden wird, kann von auf der Bereitstellungsseite von geringen wirtschaftlichen Potenzialen für die IRMD ausgegangen werden. Mögliche Erlöse könnten sich eher auf Systemdienstleistungen im Stromnetz beschränken. Vor diesem Hintergrund wurde die Rückverstromung von Wasserstoff in dieser Untersuchung nicht weiter vertieft.

#### **4.3.1.1.2 Wärmeversorgung aus Wasserstoff**

Die derzeitig verwendeten Energieträger zur Wärmeversorgung sind Braunkohle, Erdgas, Heizöl, Reststoffe und Biomasse (Biogas). Der weitaus überwiegende Teil ist fossiler Herkunft. Die Umstellung auf erneuerbare Energieträger ist aufwändig und braucht unabhängig von Ausbau der grünen Stromerzeugung zumindest zu Beginn der Transformation auch Zeit. Die notwendigen Geräte müssen in Serie hergestellt werden (Elektrolyseure, Brennstoffzellen, H<sub>2</sub>-Turbinen), die Infrastruktur muss umgebaut oder ergänzt werden. Eine Dekarbonisierung des Wärmemarktes innerhalb von 10 Jahren, wie vom Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft in den Raum gestellt, ist ausgeschlossen, aber im Hinblick auf die sektoralen Klimaziele auch nicht notwendig [FÖSM 2021].

In den Szenarien der Potenzialanalyse werden die möglichen Pfade zur vollständigen Umstellung des Wärmemarktes beschrieben.

### **Datengrundlage und Ausgangssituation**

Ausgangspunkt ist der derzeitige Wärmeverbrauch in der IRMD nach kreisfreien Städten und Landkreisen sowie die Zahl der Wohnungen, errechnet aus den statistischen Angaben über Durchschnittsgrößen (Sachsen 75,8 m<sup>2</sup>, Sachsen-Anhalt 80,7 m<sup>2</sup> und Thüringen 82,4 m<sup>2</sup>). Außerdem wird der durchschnittliche Wärmeverbrauch aus den Angaben des Heizspiegels mit 170 kW/m<sup>2</sup> pro Jahr abgeleitet und den Analysen zu Grunde gelegt. Die hauptsächliche Heizungsart der Wohnungen basiert auf den Angaben der Statistischen

Landesämter und wurde durch weitere Angaben der Studie des BDEW über den Heizungsmarkt präzisiert [GSD 2021], [BDEW 2019], [LSSA 2021], [SLFS 2019].

Die Statistik über die Bevölkerungsentwicklung zeigt, dass die beiden Großstädte Leipzig und Halle in den letzten Jahren deutlich gewachsen sind, insgesamt zeigen aber alle Landkreise signifikante Zuwächse. Dieser Trend wurde in den Szenarien fortgeschrieben: für die Städte mit + 1.5 % pro Dekade und für die Landkreise mit + 1 % pro Dekade. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass mit dem Umbau der Wärmeversorgung auch Effizienzgewinne erreicht werden. Die Effizienzgewinne sind durch besondere Anstrengungen (schnellere Sanierung, schnellerer Umbau der Wärmeerzeugung) beeinflussbar. Es wurde im Szenario 1 dafür + 1 % pro Dekade und im Szenario 2 für die erste Dekade auch + 1 % und für die folgenden Dekaden jeweils + 2 % angesetzt. Demografie und Effizienzgewinne sind gegenläufige Trends, die sich am Ende in einem maßvollen Mehrbedarf an Wärme niederschlagen.

Bei den fossilen Energieträgern wurde der Zeitplan des Kohleausstiegs berücksichtigt. Dabei gibt es Besonderheiten: Die Stadtwerke Leipzig werden bereits im Jahr 2025 den Bezug von Fernwärme aus dem Kraftwerk Lippendorf einstellen.

Einzelfeuerungen und Sammelheizungen auf Heizölbasis werden beschleunigt ersetzt, ebenfalls Gasetagenheizungen und Nachtspeicherheizungen.

Für Erdgas wird von einer kontinuierlichen, aber langsamen Substitution durch Grüne Gase ausgegangen. Die Funktionsfähigkeit der Erdgasversorgung muss während der Umstellung auf Wasserstoff in den verbleibenden Versorgungsgebieten erhalten bleiben, und damit auch die Möglichkeit, Biomethan ins Erdgasnetz übergangsweise auch zu höheren Anteilen als heute einzuspeisen. Wie im Abschnitt Infrastruktur (Kapitel 4.4) dargestellt, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass durch die Umwidmung von für die Gasversorgung entbehrlichen Teilen der Gasnetze und den Zubau von originären H<sub>2</sub>-Netzen in den Städten und Gemeinden ein gleitender Übergang zur H<sub>2</sub>-Wärmeversorgung möglich ist. Das hat Auswirkungen auf die Ausprägung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft. Auch wenn übergangsweise Wasserstoff mittels Lkw-Transport zu den Bedarfsträgern gebraucht werden kann, ist am Ende die Voraussetzung für die Durchdringung des Wärmemarktes der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Versorgungsinfrastruktur. Diese kann etwa aus einer die Siedlungs- und Wirtschaftsschwerpunkte einschließende „ringförmige“ H<sub>2</sub>-Leitung bestehen, in die kleinere und größere Elektrolyseure einspeisen und von der aus die Wärmekunden durch Bypässe (in der Regel wahrscheinlich die bisherigen Gas-Verteilnetze) angeschlossen werden können. Die Stadt Leipzig verfolgt solche Absichten bereits (siehe LHyVE-Projekt in Kapitel 4.4).

Einerseits wird Biomethan langfristig bei einer kompletten Umstellung der heutigen Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff nicht mehr direkt ins Netz eingespeist werden können. Andererseits ist in Zukunft jedoch Biomethan auch weiterhin als grundlastfähige und dabei emissionsfreie Energiequelle für ein Gelingen der Energiewende erforderlich.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, etwa in den Randbereichen der Städte und Gemeinden Siedlungsgebiete systematisch über ein Mikrogasnetz mit 100 % Biogas zu versorgen. Dafür gibt es gute Beispiele auch in der IRMD, z. B. in Bad Dürrenberg. Dies wurde in den Analysen mit einem Volumen von am Ende etwa 0,5 TWh/a angesetzt. Biogene Gase wurden gesondert in Kapitel 4.3.1 untersucht. Die Verteilung im Wärmemarkt der kommenden Jahre wird gemeinsam mit Wasserstoff in integrierten Szenarien dargestellt.

### **Die Entwicklung der Wärmeversorgung in der IRMD**

Die beiden Säulen der Wärmeversorgung in den Städten und Kreisen der IRMD bleiben in beiden Szenarien die Zentralheizung, deren Anteil zunimmt, und die Fern- und Nahwärmeversorgung, deren Anteil deutlich zunimmt. Beide Erzeugungsformen decken in den Szenarien den Wärmedarf von ca. 15 TWh/a in der IRMD mit ca. 14 TWh/a fast vollständig ab. Das ist der Ursache geschuldet, dass die Umstellung auf Wasserstoff größere Wärmeerzeuger mit sich bringt und früher oder später ein Anschluss- und Benutzungszwang für diese Systeme verordnet werden muss.

Neben Wasserstoff werden in der Fernwärme weiterhin die thermische Abfallverwertung und die Nutzung industrieller Abwärme eine vergleichbare Rolle spielen wie bisher.

Am Ende des Betrachtungszeitraums wird es keine Einzel- und Mehrraumheizungen, sowie keine Nachtspeicherheizungen mehr geben. Besondere Heizungsformen, z. B. Wärmepumpen fallen unter die Rubrik „Weitere Energieträger“. Der angesprochene Anschluss- und Benutzungszwang wird den Aufwuchs solcher Einzellösungen im verdichteten Bestand nicht zulassen, es sei denn, sie passen ins Gesamtsystem.

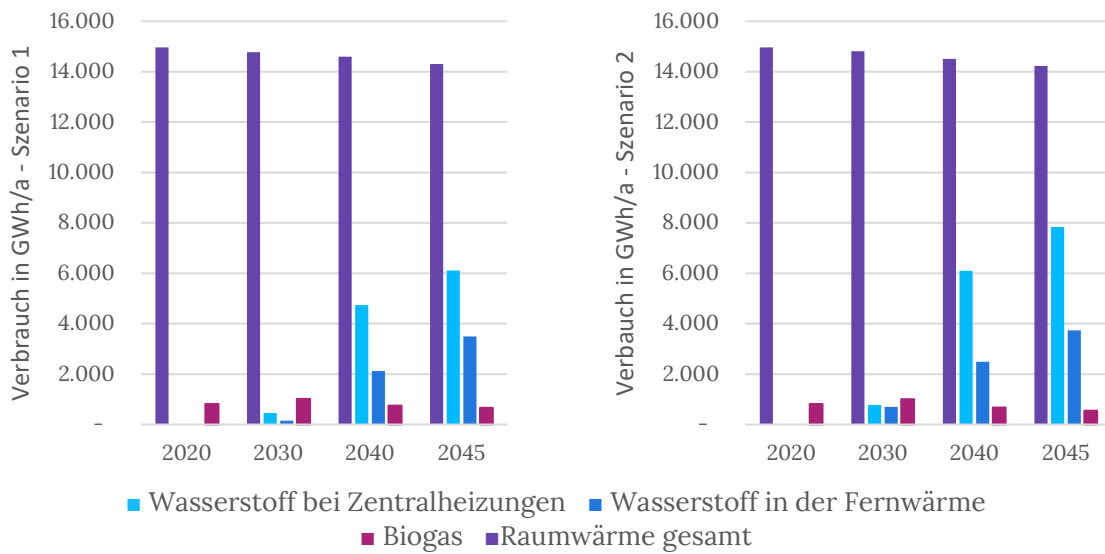
Die Unterschiede beider Szenarien liegen im Grad der Zielerreichung. Im Szenario 1 werden die Klimaschutzziele 2045 etwas verfehlt, würden aber 2050 erreicht. Im Szenario 2 werden die Dekarbonisierungsziele bereits 2045 erreicht, ebenso die zeitlichen sektoralen Zwischenziele. Im Szenario 2 „Klimaschutz first“ ändert sich die Zusammensetzung der Brennstoffe deutlich schneller in Richtung erneuerbare Energieträger als im Szenario 1 und trägt so zur Einhaltung oder sogar Unterschreitung des sektoralen THG-Budgets bei.

Beide Fahrpläne erfordern gewaltige Anstrengungen der Politik, der Stadtwerke, der Wohnungseigentümer, die schnell an finanzielle und kapazitive Grenzen stoßen können. Deswegen ist zum einen ein kontinuierlicher Hochlauf ohne Spitzen und Brüche notwendig und andererseits eine zuverlässige ökonomische und soziale Absicherung des Prozesses. Ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis beschleunigt die Entwicklung, ist sogar ihre Voraussetzung. Der CO<sub>2</sub>-Preis sollte aber nicht „on-top“ auf schon bestehende Belastungen aufgeschlagen werden. Im Idealfall ersetzt er alle anderen Steuern und Abgaben auf Energieerzeugnisse und entlastet Bürger und Wirtschaft dadurch. Zugleich werden öffentliche Einnahmen generiert, um die Energiewende sozialverträglich zu gestalten.

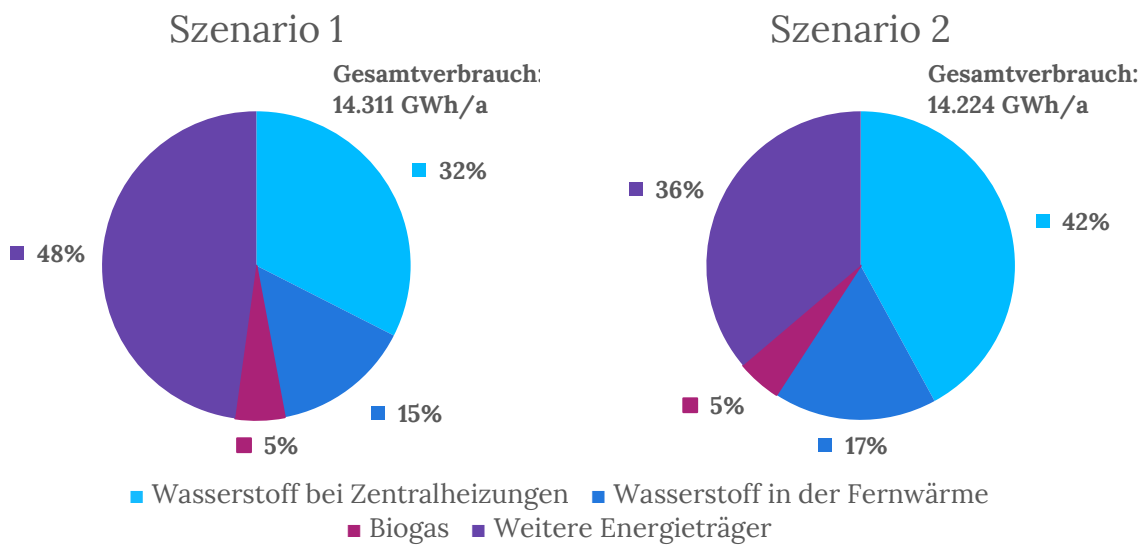
In der Wertschöpfungsanalyse in Kapitel 5.2 wird gezeigt, dass die energetische Transformation zu erneuerbarem Strom und Grünen Gasen für die Region der IRMD ein gewaltiges Innovations-, Wachstums- und Beschäftigungspotenzial bietet.

**Raumwärme**

Abbildung 4-9 veranschaulicht die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff im Wärmesektor: Spielt Wasserstoff im Jahr 2030 weder bei Zentralheizungen noch in der Fernwärme eine entscheidende Rolle, wächst der Anteil – und da die nachgefragte Raumwärme über den Betrachtungszeitraum relativ konstant bleibt – auch die absolute Nachfrage nach Wasserstoff bis 2045 im Wärmesektor konstant an. Im zweiten betrachteten Szenario deckt Wasserstoff in der Fernwärme und bei Zentralheizungen im Jahr 2045 fast den gesamten Raumwärme-Bedarf in der IRMD. Dieser sehr hohe H<sub>2</sub>-Anteil wird in Abbildung 4-10 nochmals graphisch dargestellt.



**Abbildung 4-9: Einsatz von Wasserstoff in der Raumwärme für Szenario 1 und 2 (Quelle: Eigene Darstellung)**



**Abbildung 4-10: Einsatz von Wasserstoff (in %) in der Raumwärme im Jahr 2045 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Im Materialband A 3.3 finden sich in den Tabellen A-3-6 bis Tabelle A-3-13 kreisscharfer Daten für jedes der beiden Szenarien.

### Wärmenutzung in den Wirtschaftszweigen der IRMD

Einer der entscheidenden Vorteile bei der energetischen Nutzung Grüner Gase ist, dass bei ihrer Verbrennung ein Wärmeniveau entsteht, wie es sonst nur durch die Verbrennung von Erdgas oder anderen fossilen Energieträgern erreicht werden kann. Im Vergleich mit anderen erneuerbaren Wärmequellen (Solarthermie, Geothermie) ist dies eine herauszustellende Eigenschaft, die besonders wertvoll ist. Um diese Stärke so effizient wie möglich auszuschöpfen, sollte klimaneutrale Wärme in der IRMD stärker in einer Kaskade über mehrere Wirtschaftszweige und Unternehmen verteilt eingesetzt werden. Die Nutzungskaskade beginnt nach der Wärmeerzeugung bei den Wärmeabnehmern, die ein hohes Temperaturniveau benötigen und fließt dann mit abnehmender Wärmeleistung stufenweise zu den Abnehmern mit niedrigerem Temperaturniveau.



**Abbildung 4-11: Kaskadennutzung verschiedener Temperaturniveaus (Quelle: Eigene Darstellung)**

Um diesen grundlegenden Ansatz für die Nutzung der erneuerbaren Wärme noch stärker auf die IRMD zu übertragen, zeigt Tabelle 4-9 eine Übersicht potenzieller Industrien, Wirtschaftszweige und Unternehmen, die innerhalb der IRMD in die Kaskadennutzung integriert werden können. Die erneuerbare Wärme aus Grünen Gasen durchläuft hierbei die Tabelle von links nach rechts bzw. vom hohen zum niedrigen Temperaturniveau.

Die Unternehmen sind teilweise in mehreren Wirtschaftszweigen und unterschiedlichen Temperaturniveaus aktiv, weshalb die Übergänge der Tabelle fließend sind. Je näher die einzelnen Stufen der Wärmeabnehmer auch regional beieinander liegen, desto effizienter ist das Gesamtsystem der Kaskadennutzung. Infolgedessen sind die Potenziale einer gut organisierten Kaskadennutzung der erneuerbaren Wärme bereits kurzfristig in den großen Industrie- und Chemieparks der IRMD (Leuna, Bitterfeld-Wolfen) oder den Gewerbegebieten in Böhlen, Leipzig oder Zeitz zu heben.

**Tabelle 4-9: Potenzielle Abnehmer von erneuerbarer Wärme und Abwärme aus Grünen Gasen in der IRMD (Quelle: Eigene Darstellung)**

KASKADENNUTZUNG VON ERNEUERBARER WÄRME AUS GRÜNEN GASEN		
Hochtemperatur-Wärme (Temperaturen 500 - 1000°C)	Mitteltemperatur-Wärme (Temperaturen 150-500°C)	Niedrigtemperatur-Wärme (Temperaturen bis 150°C)
<b>Metall – und Stallindustrie</b>  Cronimet, Hoffmeier Industrieanlagen, MB Joch, Staba Getriebe und Stahlbau,	<b>Maschinen- und Anlagenbau</b>  AFD Armaturen Fertigungs- und Dienstleistungs GmbH, Ferngal, Hal Aluminiumguss, Linde, MABA Spezialmaschinen, Proteck, Südzucker, Weber Rohrleitungsbau	<b>Energie und Wasser</b>  Steag, Mammoet, MVV Umwelt Asset, Wohnräume
<b>Chemische Industrie</b>  Addinol Lube Oil, Agrofert GmbH, Aqualeuna, Evonik, EW Biotech, LCB GmbH, Lord Germany Feinchemie, Nobian, Shell, TotalEnergies, Verbio	<b>Automobilbranche</b>  Porsche, BMW	<b>Textilindustrie</b>  Dohmann Textilverwertung, Xentrys GmbH
<b>Nichtmetallische Mineralstoffe</b>  Diringer & Scheidel, DSB Säurebau GMBH, Guardian Flachglas, Heraus Quarzglas, Trovotech	<b>Kunststoffindustrie</b>  Amynova, Arkema, BASF, BNT chemicals, Domo Chemicals, DOW Olefin, Folienwerk Wolfen, IKA, Indulor, Leuna Harze, MinAscent	<b>Pharmaindustrie u. Kosmetik</b>  Bayer, Clariant, Chemische Fabrik Berg, Dreco Werke, Glaconchemie, Kesla Pharma, Vantage GmbH
<b>Erdbau, Bergbau und Erzgewinnung</b>  MIBRAG, Quadrimex, Strabag	<b>Papier- und Zellstoffindustrie, Farben und Lacke</b>  FP Pigments, Schlenk, WEPA GmbH	<b>Öffentliche Einrichtungen und andere Dienstleister</b>  Schulen, Krankenhäuser, Ingenieurbüros etc.

#### 4.3.1.2 Potenziale zur stofflichen H<sub>2</sub>-Nutzung in der chemischen Industrie

In Kapitel 3.2.1.4 konnte eine aktuelle Nachfragemenge an Wasserstoff für die stoffliche Nutzung in der Industrie in der IRMD und Mitteldeutschland in Höhe von ca. 14,3 TWh H<sub>2</sub>/a identifiziert werden, wovon 9,4 TWh H<sub>2</sub>/a auf die IRMD entfallen.



Insbesondere die Rohölverarbeitung (Herstellung von Kraftstoffen) sowie die Methanol- und Ammoniakherstellung bedürfen 88 % dieses Wasserstoffes. Für die Abschätzung der potenziellen stofflichen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff in der Industrie wird daher vordringlich die Entwicklung dieser Produktions- bzw. Verarbeitungsverfahren analysiert. Der weitere H<sub>2</sub>-Bedarf, welcher hauptsächlich für die Produktion von Caprolactam, Wasserstoffperoxid und Ethylen benötigt wird, wird der Relation wegen zusammengefasst behandelt.

### **Rohölverarbeitung**

Grundsätzlich kann der für die Rohölverarbeitung benötigte Wasserstoff in der TOTAL Raffinerie in Leuna Großteils durch grünen Wasserstoff ersetzt werden, da sie über eine eigene, vom Hauptprozess unabhängige H<sub>2</sub>-Versorgung (SMR) verfügen und zusätzlichen Wasserstoff von Linde beziehen. Nicht ersetzbar ist der als Nebenprodukt entstehende Wasserstoff. Da jedoch Rohöl ein fossiler Energieträger ist, wird die Verarbeitung von diesem im Zuge der fortschreitenden Dekarbonisierung langfristig eingestellt werden müssen. Der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien liegt in der Geschwindigkeit der Einstellung der Rohölverwertung (Ausgangspunkt Status Quo). Im Szenario 1 (weniger ambitioniert) wird davon ausgegangen, dass die Verwendung von Rohöl unter Annahme einer linearen Abnahme im Jahr 2050 eingestellt wird. Ausgehend davon, dass sich der aktuelle, prozentuale Anteil des benötigten Wasserstoffes an der Rohölverarbeitung nicht ändert, sinkt der H<sub>2</sub>-Bedarf von derzeit ca. 3,6 TWh H<sub>2</sub>/a sukzessive mit der Rohölabnahme auf 2,4 TWh H<sub>2</sub>/a im Jahr 2030, 1,2 TWh H<sub>2</sub>/a im Jahr 2040 bis auf 0,6 TWh H<sub>2</sub>/a im Jahr 2045. Im Klimaschutz-First-Szenario (Szenario 2) werden die gleichen Rahmenbedingungen angenommen mit dem Unterschied, dass die Rohölverwertung bereits im Jahr 2045 den Nullpunkt erreicht. Entsprechend schneller reduzieren sich die benötigten H<sub>2</sub>-Mengen gegenüber Szenario 1. Im Jahr 2030 liegt der H<sub>2</sub>-Bedarf bei 2,2 TWh H<sub>2</sub>/a und im Jahr 2040 bei 0,7 TWh H<sub>2</sub>/a.

### **Methanol-Herstellung**

In Kapitel 3.2.1.4 konnte ein H<sub>2</sub>-Bedarf von 4,4 TWh H<sub>2</sub>/a für die Methanolproduktion der TOTAL Raffinerie identifiziert werden. Der Wasserstoff wird derzeit durch Dampfreformierung von Erdgas erzeugt. Methanol wird in zwei Prozessschritten hergestellt: Im ersten Schritt durch den Synthesegasprozess und im zweiten durch die Methanolsynthese. Für die Synthese werden Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid benötigt. Im Falle der TOTAL Raffinerie in Leuna wird der Wasserstoff getrennt von der Methanolproduktion durch SMR produziert oder von Linde eingekauft. Der Wasserstoff könnte folglich auch per Elektrolyse zur Verfügung gestellt werden. Das benötigte Kohlenstoffdioxid kommt aus den stattfindenden Industrieprozessen auf dem Gelände. Durch die Weiterverwendung des Kohlenstoffdioxids werden THG-Emissionen eingespart. Pro Tonne hergestelltem, synthetischem Methanol werden etwa 1,4 t CO<sub>2</sub> verarbeitet. In der IRMD sind bereits Anlagen zur Produktion von grünem Methanol geplant, die den Wasserstoff über einen Elektrolyseur bereitstellen oder grünen Wasserstoff einkaufen. Zum einen handelt es sich um das Vorhaben E-CO<sub>2</sub>Met (siehe Kapitel 3.2.1.2.1) bei dem die TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland und der Elektrolyseur-Hersteller Sunfire in

Leuna einen SOEC-Elektrolyseur im MW-Maßstab errichten, der grünen Wasserstoff für die Herstellung von synthetischem Methanol erzeugen soll. TOTAL produziert vor Ort fast 4.000 GWh Methanol pro Jahr (fossil). Im Rahmen des Projektes sollen davon zukünftig ca. 1 GWh pro Jahr als grünes Methanol entstehen [cleanthinking 2019]. Des Weiteren hat sich die CropEnergies AG (Teil der Südzucker Gruppe) für Fördermittel im Rahmen des europäischen Förderprojektes „IPCEI“ mit einem Projekt beworben, welches den Titel „Grünes Methanol in Mitteldeutschland – Aufbau einer neuen Wertschöpfungskette vom Windrad bis zum grünen nachhaltigen Methanol mittels Sektorenkopplung“ führt. Ziel des Projektes ist der Bau und Betrieb einer Methanolsyntheseanlage am Standort der Südzucker Bioraffinerie in Zeitz, die als Rohstoff biogenes Kohlenstoffdioxid nutzt. Dort erzeugt CropEnergies erneuerbares Ethanol durch Fermentation von Biomasse, wodurch der Standort über eine große biogene CO<sub>2</sub>-Punktquelle verfügt. Als Anlagenplaner und -bauer ist thyssenkrupp Industrial Solutions (tkIS) vorgesehen. Für die H<sub>2</sub>-Versorgung soll die Südzucker Bioraffinerie Zeitz an die Mitteldeutsche H<sub>2</sub>-Pipeline angebunden werden, in der ab 2022 durch die Linde AG bis zu 107 GWh H<sub>2</sub>/a grüner Wasserstoff eingespeist werden soll. Denkbar ist auch die Nutzung von grünem Wasserstoff aus dem geplanten Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt. Im ersten Schritt ist vorgesehen, eine Demonstrationsanlage mit der Produktionskapazität von ca. 20 GWh/a Methanol zu errichten. Das Zukunftspotenzial des Standortes beträgt jedoch rund 880 GWh/a Methanol [Lorenz 2021a]. Das BMWi hat am 28. Mai 2021 die IPCEI-Projekte bekanntgegeben, die es in die zweite Phase des Bewerbungsverfahrens zum Erhalt europäischer Fördermittel geschafft haben. Demnach wurde das Projekt der CropEnergies nicht ausgewählt. Das Vorhaben wird jedoch weiterverfolgt und alternative Fördermöglichkeiten geprüft.

Das Umweltbundesamt prognostiziert eine leichte Steigerung der Methanol-Produktionsmenge, wenn die Nutzung von Methanol als Energieträger zunimmt [UBA 2019]. In Szenario 1 wird von einer linearen leichten Erhöhung der produzierten Methanolmenge um 10 % pro Dekade bezogen auf den Status Quo ausgegangen. In Szenario 2 wird Methanol auch zur Erzeugung von Olefinen, wie Ethylen, Propylen und Butadien (Methanol-to-Olefin (MTO)), und zur Herstellung von Aromaten, wie Benzol, Toluol und Xylol (Methanol-to-Aromatics (MTA)), genutzt. Diese chemischen Grundstoffe sind Ausgangsstoffe für die Synthese aller weiteren chemischen Produkte. Sie verursachen 75 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der chemischen Industrie. Bei der Verwendung von Methanol für MTO und MTA wird die Methanolnachfrage stärker steigen als in Szenario 1. Um Methanol für die Ethylen-Erzeugung bereitzustellen, müsste man das Methanol-Volumen verdreifachen [DECHEMA & FutureCamp 2019]. Für Szenario 2 wird daher angenommen, dass der Methanolbedarf linear bis 2045 auf das dreifache ansteigt und damit auch der H<sub>2</sub>-Bedarf in gleicher Höhe, da die Herstellungsprozesse für Methanol als ausgereift gelten [UBA 2019]. Aufgrund der Abkehr von fossilem Rohöl muss die Methanolproduktion langfristig auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Ein weiterer Unterschied zwischen den Szenarien liegt in dem sich unterschiedlich entwickelndem Verhältnis von genutztem grünem zu grauem Wasserstoff. Im Szenario 1 wird davon ausgegangen, dass der graue Wasserstoff unter Annahme einer stetig linearen Abnahme

im Jahr 2050 vollständig durch grünen Wasserstoff substituiert wird. Im Klimaschutz-First-Szenario erfolgt die vollständige Substitution unter gleichen Rahmenbedingungen bereits im Jahr 2045.

### Ammoniak-Herstellung

Aufgrund der engen Lieferbeziehungen zur IRMD wurden die SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH bei der Untersuchung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Innovationsregion berücksichtigt (Kapitel 3.2.1.4).<sup>75</sup> Als Düngemittelproduzent benötigen Sie große Mengen an Ammoniak, welches aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt wird. Ammoniak ist zudem ein wichtiges Zwischenprodukt für die Produktion von Polyamiden und spielt zunehmend eine wichtigere Rolle als Energieträger und Transport- bzw. Speichermedium. Aufgrund des zunehmenden Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums ist von einer steigenden Nachfrage an Wasserstoff für die Ammoniaksynthese auszugehen. Sollte sich Ammoniak zudem als Energieträger etablieren, ist eine zusätzliche Nachfragesteigerung zu erwarten. Anders als bei der Methanolsynthese kann grauer Wasserstoff in der Ammoniakherzeugung nur vollständig durch grünen Wasserstoff substituiert werden, wenn das Koppelprodukt Kohlendioxid nicht für die Harnstoffproduktion benötigt wird [Fraunhofer 2019]. Im Falle der SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH werden derzeit etwa 70 % des Kohlendioxids, das bei der Ammoniaksynthese anfällt, in den eigenen Harnstoffanlagen stofflich verwertet [SKWP 2019]. Die restlichen 30 % nimmt ihnen zum einen das Unternehmen Air Liquide ab und setzt es vor Ort als Rohgas in seiner CO<sub>2</sub>-Anlage ein, wo es nachgereinigt und verflüssigt wird, um es dann zu den Abnehmern zu transportieren. Das Kohlendioxid kann unter anderem in der Getränkeindustrie für die Herstellung von Kohlensäure oder als Kälteüberträger in der Lebensmittelindustrie sowie zur Trockeneisproduktion verwendet werden [LMV-Online 2014]. Das restlich anfallende Kohlenstoffdioxid wird für die Kultivierung von Tomaten und Paprika in den Gewächshäusern der Wittenberg Gemüse GmbH eingesetzt [SKWP 2019]. Langfristig muss der Prozess der Ammoniaksynthese zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele jedoch dekarbonisiert werden. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass das für die Harnstoff-Herstellung benötigte Kohlendioxid aus anderen Quellen herangezogen werden kann und der graue Wasserstoff vollständig durch grünen Wasserstoff ersetzt wird.

Für Szenario 1 wird eine Steigerung der H<sub>2</sub>-Nachfrage für die Ammoniakherstellung von 5 % pro Dekade bezogen auf den Status Quo angenommen, für das zweite Szenario 10 %, da hier von einer stärkeren Nutzung des Ammoniaks als Energieträger und Transport- bzw. Speichermedium ausgegangen wird. Im Szenario 1 wird angenommen, dass der graue Wasserstoff unter Annahme einer stetig linearen Abnahme im Jahr 2050 vollständig durch

---

<sup>75</sup> Für die Berechnung der Potenziale wird davon ausgegangen, dass der von der SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH benötigte grüne Wasserstoff zu folgenden Anteilen aus der IRMD bezogen werden kann (etwa durch Anschluss an die bestehende H<sub>2</sub>-Pipeline): 20 % im Jahr 2030, 40 % im Jahr 2040 und 50 % im Jahr 2045. Aufgrund der Lage der Wasserstoff-Pipeline werden diese Werte zu gleichen Teilen dem Landkreis Anhalt-Bitterfeld und dem Saalekreis zugerechnet.

grünen Wasserstoff ersetzt wird. Im Szenario 2 wird die vollständige Substitution bereits im Jahr 2045 vollzogen sein.

### Sonstige chemische Erzeugnisse

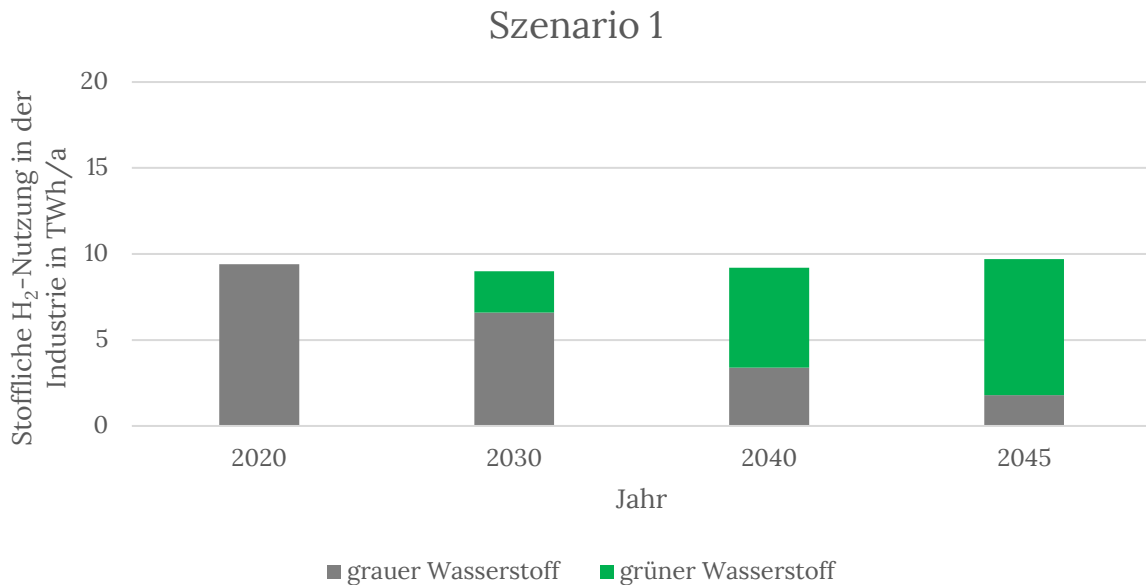
Neben der Rohölverarbeitung sowie der Methanol- und Ammoniaksynthese wird Wasserstoff für die Herstellung weiterer chemischer Produkte benötigt. Deren einzelne H<sub>2</sub>-Bedarfsanteile sind jedoch geringer, sodass sie unter dem Begriff „sonstige chemische Erzeugnisse“ zusammengefasst wurden. Laut der identifizierten H<sub>2</sub>-Bedarfsträger in der IRMD (siehe Kapitel 3.2.1.4) werden rd. 1,4 TWh H<sub>2</sub>/a für weitere chemische Erzeugnisse und Verfahren benötigt. Der Hauptanteil (ca. 94 %) des benötigten Wasserstoffes für diese Produkte wird dabei für die Herstellung von Caprolactam, Wasserstoffperoxid, Ethylen und Adipinsäure verwendet. Im Falle von Caprolactam, Wasserstoffperoxid und Adipinsäure kann der graue Wasserstoff vollständig durch grünen Wasserstoff ersetzt werden, da er entweder extern eingekauft oder vor Ort durch einen separaten SMR erzeugt wird. Bei der Herstellung von Ethylen sieht es aktuell jedoch noch anders aus. Dieses wird in Böhlen von der Dow Olefinverbund GmbH in einem Naphtha-Steamcracker erzeugt. Dabei entsteht als Nebenprodukt Wasserstoff, der im weiteren Ethylenprozess benötigt wird [Roads2HyCOM 2007]. Entsprechend lässt sich dieser Wasserstoff nicht einfach durch grünen ersetzen. Auf lange Sicht wird jedoch davon ausgegangen, dass die Ethylenherstellung dekarbonisiert werden muss, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Der benötigte Wasserstoff für alle sonstigen chemischen Produkte wird daher als vollständig substituierbar angenommen, inklusive des Wasserstoffes, der als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse entsteht. Unter Verwendung von ausschließlich erneuerbarem Strom gilt dieser erzeugte Wasserstoff ebenfalls als grün. Da die Zusammenfassung der verschiedenen chemischen Produkte, die einen relativ geringen H<sub>2</sub>-Bedarf haben, keine eindeutige Prognose über die Entwicklung der einzelnen Produktmengen möglich macht, wird in beiden Szenarien von einer konstanten Nachfragemenge ausgegangen. Lediglich der Anteil des substituierbaren Wasserstoffes entwickelt sich in den Szenarien wie bei der Methanol- und Ammoniaksynthese unterschiedlich schnell.

### Ergebnisse

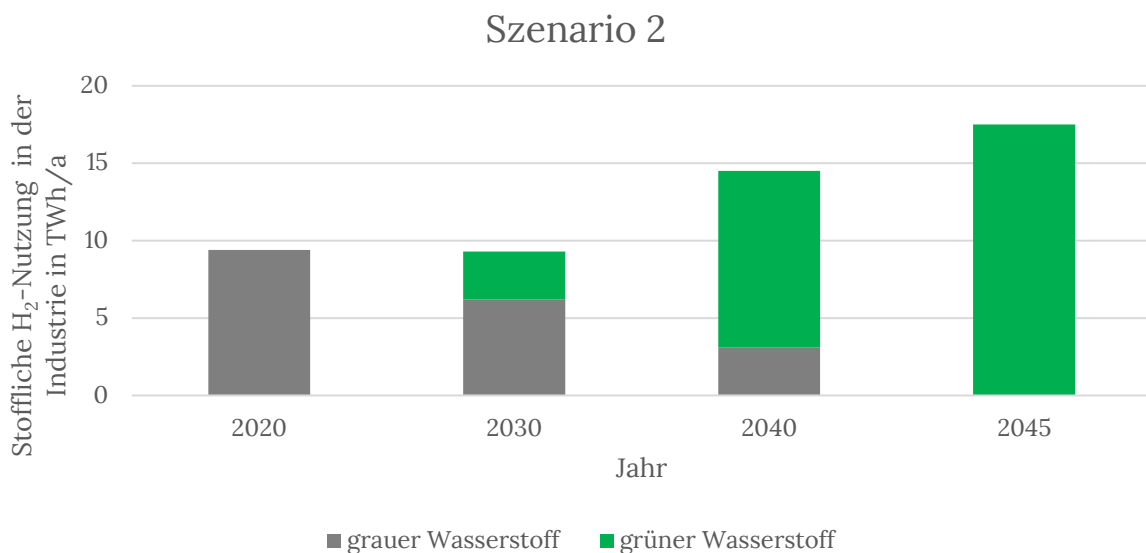
Die detaillierten errechneten Ergebnisse der Entwicklung des stofflichen Einsatzes von Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD (insgesamt und landkreisscharf) sowie eine numerische Veranschaulichung der Annahmen sind im Materialband A 3.1 in den Tabellen A-3-1, A-3-2 und A-3-3 zu finden. Im Folgenden werden die Resultate für das jeweilige Szenario anhand von Balkendiagrammen dargestellt.

Abbildung 4-12 zeigt die Entwicklung des stofflichen Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie für die IRMD für das erste Szenario. Das Volumen des derzeitigen H<sub>2</sub>-Bedarfes (ca. 9,4 TWh H<sub>2</sub>/a) sinkt durch die Abnahme der Rohölverarbeitung zuerst in den Jahren 2030 und 2040, steigt bis zum Jahr 2045 aber wieder leicht auf rund 9,7 TWh H<sub>2</sub>/a an, da der H<sub>2</sub>-Bedarf für die zunehmende Methanol- und Ammoniaksynthese dem erstgenannten Effekt entgegenwirkt. Derzeit wird ausnahmslos grauer Wasserstoff für den

stofflichen Einsatz in der Industrie verwendet. Im Jahr 2030 steigt der Anteil grünen Wasserstoffes auf 27 %. Im Jahr 2040 ist er bereits bei 63 % und im Jahr 2045 bei 81 % angekommen.



**Abbildung 4-12: Entwicklung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in der IRMD für Szenario 1 (Quelle: eigene Darstellung)**



**Abbildung 4-13: Entwicklung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie in der IRMD für Szenario 2 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Abbildung 4-13 zeigt die Entwicklung des stofflichen Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie für die IRMD für das Klimaschutz-First-Szenario 2. Das Volumen des derzeitigen H<sub>2</sub>-Bedarfes steigt im Gegensatz zu Szenario 1 auf rd. 17,5 TWh H<sub>2</sub>/a im Jahr 2045, dies

liegt am sehr starken Anstieg der Methanol-Produktion. Im Jahr 2030 liegt der Anteil grünen Wasserstoffes bei etwa 33 %. Im Jahr 2040 erhöht er sich auf 79 % und im Jahr 2045 werden 100 % des eingesetzten Wasserstoffes aus erneuerbaren Energien stammen.

Im Mitteldeutschen Chemiedreieck bestehen sehr gute Voraussetzungen für die Anwendung von Wasserstoff als chemischer Grundstoff. Die große Anzahl chemischer Industriebetriebe, ihre Verknüpfung untereinander in Stoffverbänden und die Versorgungsmöglichkeiten mit Wasserstoff (u. a. aus der H<sub>2</sub>-Pipeline) haben dazu geführt, dass die Region bereits jetzt einen großen H<sub>2</sub>-Bedarf hat. Durch die geplanten Erzeugungsanlagen für grünen Wasserstoff können in Zukunft Herstellungsprozesse für beispielsweise Methanol und Ammoniak dekarbonisiert werden. Vorausgesetzt der eingesetzte Wasserstoff wird nicht als Nebenprodukt im Produktionsprozess erzeugt und die Nebenprodukte der H<sub>2</sub>-Erzeugung (Kohlendioxid) werden nicht bzw. nur in geringen Mengen für weitere Prozesse benötigt. Je nach Szenario können 81 % bzw. 100 % des benötigten Wasserstoffes im Jahre 2045 in der stofflichen Nutzung durch grünen Wasserstoff substituiert werden. Grundvoraussetzung ist dafür jedoch die ausreichende Verfügbarkeit von diesem.

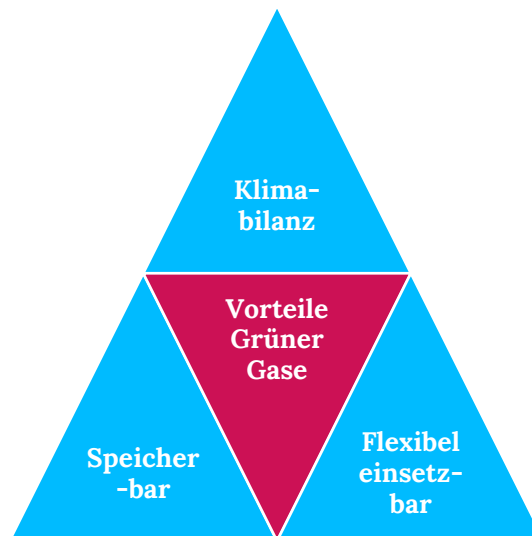
Tabelle 4-10 zeigt die Potenziale von grünem und grauem Wasserstoff in der IRMD für die stoffliche Nutzung. Ausgehend davon, dass aktuell (Status Quo) noch kein grüner Wasserstoff in der chemischen Industrie verwendet wird, steigt das Nachfragepotenzial von grünem Wasserstoff in beiden Szenarien, in Szenario 2 jedoch stärker. Im Jahr 2045 wird fast doppelt so viel grüner Wasserstoff benötigt wie in Szenario 1, das liegt insbesondere an der hohen Nachfrage für die Methanolsynthese. In Szenario 1 wird bis zum Jahr 2045 noch eine geringe Menge an grauem Wasserstoff in der Chemieindustrie angewandt, da die Rohölverarbeitung noch nicht vollständig eingestellt ist. In Szenario 2 wird im Jahr 2045 nur noch grüner Wasserstoff verwendet.

**Tabelle 4-10: Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem und grauem Wasserstoff in der IRMD (Quelle: Eigene Berechnung)**

(in TWh/a)	Status Quo	Szenario 1 (Einhaltung bisheriger Ziele)				Szenario 2 (Klimaschutz-First)		
	2020	2030	2040	2045	2030	2040	2045	
<b>grüner H<sub>2</sub></b>	0	2,4	5,8	7,9	3,1	11,4	17,5	
<b>grauer H<sub>2</sub></b>	9,4	6,6	3,4	1,8	6,2	3,1	0	
<b>Summe</b>	9,4	9,0	9,2	9,7	9,3	14,5	17,5	

### 4.3.2 Biogene Gase

Das zukünftige Potenzial für die Nutzung biogener Gase in der IRMD ist eng an die regionalen Produktionskapazitäten gekoppelt<sup>76</sup>. Um die Anwendungspotenziale möglichst realistisch abzuschätzen, werden die ermittelten Gaserzeugungskapazitäten als Grundlage für die Quantifizierung der eingesetzten Mengen genommen. Abbildung 4-14 zeigt wichtige Motivationen, die aus Sicht von Verbrauchern für den Einsatz Grüner Gase sprechen. Dies gilt sowohl gegenüber den fossilen Energieträgern (Klimabilanz) also auch gegenüber anderen erneuerbaren Alternativen (speicherbar, flexibel einsetzbar in allen Energiesektoren).



**Abbildung 4-14: Motivationen für die Anwendung Grüner Gase**

Die Menge des regionalen Einsatzes biogener Gase ist vorwiegend an deren Nachfrage in der IRMD gekoppelt. Konkret bedeutet dies, dass biogene Gase zunehmend für die Sektoren reserviert bzw. von den Unternehmen der Sektoren aufgekauft werden, die dem größten Dekarbonisierungsdruck gegenüberstehen und biogene Gase als mögliche Lösung (ggfs. auch politisch forciert) identifiziert haben. Kurz- und mittelfristig werden biogene Gase vor allem in den Energiesektoren (Strom, Wärme und ggfs. Mobilität, siehe auch Kapitel 2.3.2) eingesetzt – aktuell wegen der regulatorischen Förderung der EEG-Politik speziell im Stromsektor. Verzögert und langfristig könnte der Einsatz biogener Gase auch in rein stofflichen Nutzungspfaden steigen (Herstellung von Basischemikalien), wobei hier aufgrund der absehbaren Potenzialbeschränkungen eher mit einer Substitution von Erdgas durch synthetisches Methan (PtCH<sub>4</sub>) ausgegangen wird.

<sup>76</sup> Theoretisch besteht auch die Möglichkeit zum Import biogener Gase, was wegen der auf absehbare Zeit stark begrenzten Erzeugungsmengen bei gleichzeitig hoher Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-armen Gasen eine untergeordnete Rolle spielen wird. Auch die Verschlechterung der Klimabilanz mit dem Transport biogener Gase ist zu berücksichtigen. Eventuelle Importe biogener Gase werden als höchstens als Ergänzung zur regionalen Produktion dieser gesehen.

Tabelle 4-11 zeigt Mengen und Zeiträume, die im Rahmen der Potenzialanalyse für den Einsatz biogener Gase in den verschiedenen Sektoren der IRMD prognostiziert werden (nach Szenario). Die eingesetzten Mengen entsprechen in ihrer Summe der zuvor prognostizierten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in der IRMD. Dies ist möglich, da aufgrund der direkten Substituierbarkeit von Erdgas in der bestehenden Infrastruktur sowie der deutlich geringeren Mengen, die durch biogene Gase bereitgestellt werden können, die vollständige Nutzung der bereitgestellten Energie absehbar ist. Die Verteilung auf die unterschiedlichen Sektoren erfolgt auf Basis der jeweiligen sektoralen Annahmen, die im Folgenden beschrieben werden. Zu beachten ist zudem, dass im Rahmen der folgenden Potenzialanalyse LNG nicht als biogenes Gas, sondern als flüssiger biogener Kraftstoff eingeordnet wurde. Es wird daher in den folgenden Tabellen nicht berücksichtigt.

**Tabelle 4-11: Sektoriales Anwendungspotenzial biogener Gase in der IRMD (in GWh/a)**

SZENARIO I	Status Quo	2030	2040	2045
Elektrische Energie (Stromsektor)	950	700	1.310	1.090
Thermische Energie (Wärmesektor)	1.101	1.188	1.622	2.305
Mobilität (Verkehrssektor)	0	680	780	1.000
<i>davon Pkw</i>	0	185	94	0
<i>davon Lkw/schw. Nutzfahrzeuge</i>	0	473	651	964
<i>davon ÖPNV</i>	0	25	35	36
Stoffliche Nutzung	0	0	0	100
<b>SUMME</b>	<b>2.051</b>	<b>2.568</b>	<b>3.712</b>	<b>4.495</b>

SZENARIO II (Klimaschutz-First)	Status Quo	2030	2040	2045
Elektrische Energie (Stromsektor)	950	980	1.510	1.420
Thermische Energie (Wärmesektor)	1.101	1.331	2.938	4.808
Mobilität (Verkehrssektor)	0	960	870	982
<i>davon Pkw</i>	0	371	94	0
<i>davon Lkw/schw. Nutzfahrzeuge</i>	0	557	740	946
<i>davon ÖPNV</i>	0	35	35	36
Stoffliche Nutzung	0	0	0	300
<b>SUMME</b>	<b>2.051</b>	<b>3.271</b>	<b>5.318</b>	<b>7.510</b>

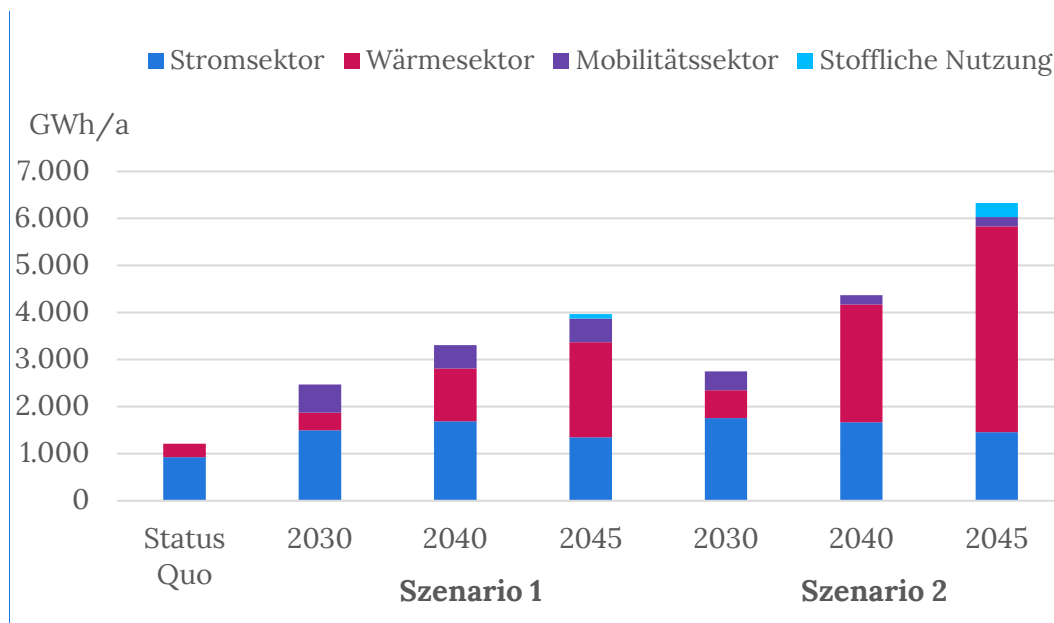
Die Zahlen zeigen entsprechend den Erzeugungskapazitäten in der IRMD eine konstante Zunahme biogener Gase über alle Sektoren gemeinsam, in denen Biomethan als direktes Erdgassubstitut eingesetzt werden kann. Auf Grund der fehlenden Alternativen, wird das größte Anwendungspotenzial biogener Gase im Wärmesektor gesehen (siehe hierzu auch Ausführungen in Kapitel 2.3.2). Der Schwerpunkt wird dabei auf Anlagen an den Ortsrändern liegen, die einzelne Quartiere mit Wärme auf Basis von reinem Biogas versorgen. Abhängig davon, wie sich die Gestaltung und Handhabung des EEGs



entwickeln wird, ist von einer kontinuierlichen Reduzierung des Einsatzes biogener Gase im Stromsektor auszugehen. Grund für eine weniger starke Zunahme im Stromsektor ist vor allem der kontinuierliche Ausbau anderer Technologien zur Erzeugung von erneuerbarem Strom (PV und Wind). Dennoch ist abzusehen, dass Biomethan auch in der grundlastfähigen Stromversorgung weiterhin benötigt wird. Im Gegensatz dazu ist die künftige Versorgung mit zuverlässig verfügbarer, emissionsarmer Wärme in großen Mengen noch ungelöst. Ursachen sind im Mangel an den notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen oder einem vergleichsweise hohen Investitionsrisiko für die Bohrungen (Geothermie), aber auch im Mangel an technologischer Marktreife (benötigtes Temperaturniveau der Industrie oder Effizienzverluste von gespeicherter *Power-to-Heat*) zu sehen. Nach aktuellen Erkenntnissen werden deshalb Grüne Gase allgemein und biogene Gase im Besonderen vor allem im Wärmesektor eingesetzt werden.

Für den Mobilitätssektor, der sich aus zahlreichen dezentralen, nicht standortfesten Verbrauchern (vorwiegend Pkw) zusammensetzt, wird im Austausch mit den Fachleuten der Studie zum Mobilitätskonzept der IRMD davon ausgegangen, dass sich andere Antriebstechnologien als biogene Gase (Biomethan) durchsetzen werden. Die zielt vor allem auf die Elektromobilität, entweder in Form von Batterie- oder BZ-Fahrzeugen. Deshalb wird davon ausgegangen, dass biogene Gase im Verkehrssektor nur vorübergehend eine größere Bedeutung übernehmen und bis Ende des Betrachtungszeitraums 2045 langsam abnehmen werden. Ein verbleibender Einsatz von Biomethan im Mobilitätssektor wird in Zugmaschinen der Land- und Forstwirtschaft gesehen.

Abbildung 4-15 zeigt zusammenfassend das Anwendungspotenzial biogener Gase in den verschiedenen Sektoren für die gesamte IRMD.



**Abbildung 4-15: Anwendungspotenzial biogener Gase entlang der Sektoren**

### 4.3.3 Grüne Gase im Mobilitätssektor

In der Wärme und im Mobilitätssektor werden – anders als in der Industrie und der Stromerzeugung – sowohl Wasserstoff als auch biogene Gase eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiemix einnehmen, allerdings wird das Gesamtbild geprägt durch erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff. Um die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Antriebsformen zu vereinfachen, wurde für das vorliegende Kapitel die Struktur der Potenzialstudie etwas aufgebrochen, sodass Einsatz und Verbrauch von Wasserstoff und biogenen Gasen nach Mobilitätsform direkt gegenüber gestellt werden können.

Die Mobilität spielt eine zentrale Rolle für die Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung. Tabelle 4-12 verdeutlicht, dass die THG-Einsparungen gerade im Sektor Mobilität bis zum Status Quo sehr gering waren und die Einsparungsziele daher umso ambitionierter sind.

**Tabelle 4-12: THG-Einsparungsziele der Bundesregierung im Sektor Verkehr (Quelle: auf Basis von [BMU 2021])**

	1990	2020	2030	2035	2040
<b>Jahresemissionsmenge (in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.)</b>	164	150	85	52	25

In den folgenden Abschnitten wird auf Basis der Szenarienanalyse Pfade für eine nachhaltige und emissionsfreie Mobilität in der IRMD aufgezeigt und ausgewertet. Hierbei werden der Individualverkehr (Pkw), aber auch Last- und Nutzfahrzeuge, Busse einschließlich des ÖPNV, den Schienenverkehr und der – für die IRMD wirtschaftlich bedeutende – Flugverkehr betrachtet.

Bei Pkw, Lkw, SNF und Bussen wurden auf Grundlage der aktuellen Fahrzeugbestände (Stand: 2020) des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) und den durchschnittlichen Verbräuchen der einzelnen unterschiedlichen Fahrzeugtypen ein jährlicher Energieverbrauch berechnet [KBA 2020]. Beim Schienenverkehr wurden die offiziellen Zahlen der DB zu Personenkilometer (Pkm) und Tonnenkilometer (tkm) zur Berechnung des Status Quo herangezogen. Beim Luftverkehr konnten aktuelle Zahlen zur vertankten Menge Flugkerosin nur mit Hilfe eines vertraulichen Telefonats mit einem Vertreter eines Betankungsunternehmens des Flughafens Halle/Leipzig eingeholt werden. Mit Hilfe von unterschiedlichen Annahmen zum Verkehrsaufkommen in der IRMD und der Aufteilung nach Antriebsformen wurde anschließend der Mobilitätsmix für beide Szenarien bis 2045 modelliert. Der Fokus bei der qualitativen Auswertung der Modelle liegt im Folgenden auf dem Jahr 2040.

Im Materialband (A 3.4) werden für jedes Segment die verbrauchten Energiemengen im Mobilitätssektor über die gesamte IRMD für 2020 und Schätzungen für die verbrauchte Energie in den beiden Szenarien jeweils für die Jahre 2030, 2040 und 2045 dargestellt. Des Weiteren wird darin zwischen den unterschiedlichen Antriebs- bzw. Kraftstoffarten

differenziert. Diese sind fossile Kraftstoffe, die Elektromobilität, H<sub>2</sub>-betriebene Antriebe – und hierbei sowohl H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen als auch Fahrzeuge mit H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotoren (H<sub>2</sub>-Internal Combustion Engine (H<sub>2</sub>-ICE)), PtL-Biomethanol, Biomethan (CNG/LNG) und PtL-Kerosin. Des Weiteren werden im Materialband (Anhang A 3.4) jeweils die aktuellen und geschätzten Fahrzeugbestände in der IRMD aufgelistet. Mit Ausnahme des Flugverkehrs werden die Ergebnisse landkreisscharf dargestellt.

#### 4.3.3.1 Individualverkehr (Pkw)

Das eigene Auto wird trotz der politisch geforderten und geförderten Verkehrswende weiterhin eine herausragende Rolle im zukünftigen Mobilitätsmix spielen. Die Verfasser der vorliegenden Studie gehen nicht davon aus, dass sich sowohl der Bestand der Pkw als auch die mit Pkw pro Jahr zurückgelegten Kilometer bis 2040 signifikant reduzieren werden. Nachhaltiger Individualverkehr begründet sich in der vorliegenden Studie auf dem Umstieg zu modernen und emissionsarmen bzw. -freien Antriebsarten und nicht dem persönlichen Verzicht.

Der Gesamtbestand der Pkw in der IRMD nimmt bis 2040 sogar leicht zu. Zwar wird insbesondere in den Städten Leipzig und Halle vermehrt auf den – bis 2040 ausgebauten – ÖPNV, das Fahrrad und Car-Sharing-Angebote gesetzt. In den ländlichen Gebieten der Innovationsregion wird der Pkw-Bestand aber weiter steigen. Gerade in diesen Teilen der IRMD wird auch aufgrund der digitalen Vernetzung – verstärkt auf Ruftaxis und Kleinbusse als Ergänzung zum pfadabhängigen ÖPNV gesetzt. Taxis und Kleinbusse fallen in den Daten zu den Fahrzeugbeständen des KBA unter Pkw und werden daher in der vorliegenden Studie auch hier eingeordnet. Folgerichtig wird die Zahl der betriebenen Pkw in der IRMD von aktuell 1.014.000 Fahrzeuge auf rund 1.041.000 bis zum Jahr 2040 steigen.

Abbildung 4-16 zeigt die Ergebnisse der Szenarienanalyse für die IRMD mit Blick auf Energieverbrauch des Mobilitätssektors sowie des Pkw-Bestands in der IRMD. Die hohen und signifikanten Rückgänge der im Individualverkehr eingesetzten Energiemenge von 9.200 GWh/a 2020 auf 6.000 GWh/a 2040 in Szenario 1 bzw. 5.300 GWh/a in Szenario 2 lassen sich daher – bei leicht steigendem Verkehrsaufkommen – durch den Umstieg auf effizientere Motoren und Antriebe erklären. Hier ist insbesondere die Elektromobilität (vorrangig Batteriefahrzeuge, aber auch BZ-Fahrzeuge) hervorzuheben. Der deutlich höhere Wirkungsgrad der Elektrofahrzeuge im Vergleich zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren gewährleistet eine effizientere und somit auch nachhaltigere Mobilität.<sup>77</sup> Daher wird in der vorliegenden Studie in allen Bereichen, in denen die Elektromobilität technisch und wirtschaftlich möglich und sinnvoll ist, verstärkt auf diese gesetzt.

---

<sup>77</sup> In der vorliegenden Szenarienanalyse wurden die Wirkungsgrade mit mittels der *Tank-to-Wheel* und nicht der häufig verwendeten *Well-to-Wheel* Methodik berechnet. Somit wird nur der schlussendliche Verbrauch der Fahrzeuge berechnet. In der Wertschöpfungskette vorgelagerte Aktivitäten werden nicht berücksichtigt.



**Abbildung 4-16: Energieverbrauch und Bestand der Pkw in der IRMD bis 2045**  
(Quelle: Eigene Darstellung)

Die Effizienzgewinne werden allerdings durch einen Rebound-Effekt konterkariert: Pkw wurden in den letzten Jahren immer leistungsstärker und schwerer [Destatis 2018]. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend auch in der E-Mobilität fortsetzt und daher nicht das volle Potenzial der effizienteren Antriebe ausgeschöpft werden kann.

Für H<sub>2</sub>-Antriebe werden bei Pkw in den kommenden 20 bis 30 Jahren einen signifikanten Marktanteil von 20-25 % als Ergänzung zur Batteriefahrzeugen einnehmen. Hierfür muss allerdings – genauso wie bei reinen E-Fahrzeugen – die entsprechende Infrastruktur geschaffen werden. Eine Sonderrolle als Puffer zur Erreichung der Klimaziele werden zudem CNG/LNG als Substitut für fossile Kraftstoffe einnehmen. Allerdings sinkt auch die Bedeutung des Biokraftstoffes mit der stetigen Abnahme der noch eingesetzten Verbrennungsmotoren. CNG/LNG wird zum Ende des Betrachtungszeitraums analog zu fossilen Brennstoffen wie Benzin und Diesel nur noch in äußerst geringem Ausmaß eingesetzt und nachgefragt.

Wie bereits erwähnt, setzt die vorliegende Studie zur Erreichung der Klimaziele bei Pkw weniger auf individuellen Verzicht als vielmehr auf den Umstieg auf moderne und nachhaltigen Antriebsformen aufgrund von durchdachten politischen Rahmensetzungen.

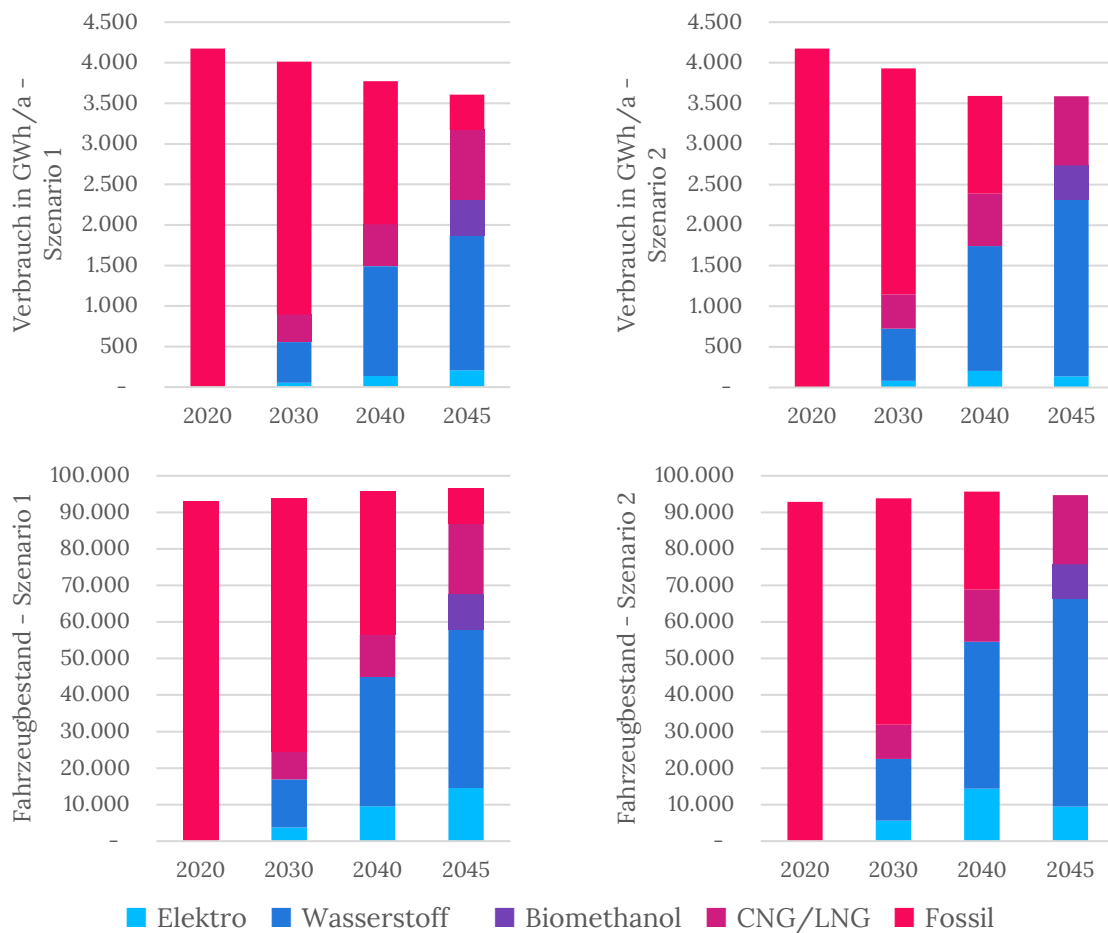
Die Unterschiede zwischen den Szenarien begründen sich insbesondere durch eine schnellere und intensivere öffentliche Förderung der Elektro- und H<sub>2</sub>-Mobilität und dem damit einhergehenden schnelleren Ausbau der nötigen Infrastruktur. Hierdurch sollen für beide Antriebsarten die Marktdurchdringung gewährleisten und Skaleneffekte geschaffen werden. Des Weiteren wird im zweiten und deutlich ambitionierteren Szenario verkehrspolitisch deutlich strikter reguliert und reglementiert. So wird in diesem Fall auch in der IRMD vermehrt auf Fahreinschränkungen für Verbrennungsmotoren und die Einrichtung von Umweltzonen – nicht nur in den Großstädten Leipzig und Halle – gesetzt, sodass der Einsatz von umweltschädlichen und emissionsintensiven Verbrennungsmotoren immer uninteressanter wird. Die Verteuerung von fossilen Kraftstoffen auch aufgrund einer deutlich höheren CO<sub>2</sub>-Abgabe wird diesen Trend weiter verstärken, sodass davon auszugehen ist, dass nach 2040 der Einsatz von Benzin und Diesel in beiden Szenarien gegen null gehen wird.

#### 4.3.3.2 Last- und Lieferverkehr (Lkw)

Im Gegensatz zum Individualverkehr wird der Lasten- und Lieferverkehr – unabhängig der Szenarien – bis 2040 zunehmen. Dies lässt sich in Abbildung 4-17 am Flottenbestand ablesen. Sowohl für das weniger ambitionierte Szenario 1 als auch das deutlich ambitioniertere Szenario 2 steigt die Zahl der Lkw in der IRMD von rund 93.000 Lkw 2020 auf knapp 96.000 2040. Die ansteigende Nachfrage am Güter- und Lieferverkehr lässt sich durch den auch bis 2040 steigenden Online-Versandhandel, aber auch die weiter anwachsenden wirtschaftlichen Verflechtungen innerhalb Europas und weltweit erklären. Es ist weiterhin davon auszugehen, dass insbesondere der West-Ost-Güterverkehr in der IRMD auch in Zukunft eine gewichtige Rolle spielen wird.

Der jährliche Energieverbrauch der Lkw wird in der IRMD bis 2040 zwar leicht zurückgehen, im Vergleich zur Entwicklung bei Pkw ist dies aber zu vernachlässigen. Grund für die geringe Verbrauchsreduktion im Güter- und Lieferverkehr von 4.200 GWh/a 2020 auf 3.800 GWh/a im ersten Szenario 2040 bzw. knapp 3.600 GWh/a im zweiten Szenario, ist der sehr geringe Einsatz der batterieelektrischen Elektromobilität bei Lkw. Zwar werden vereinzelt batteriebetriebene Lkw auf den Markt kommen und eingesetzt, aufgrund der sehr begrenzten Reichweite allerdings eine eher geringe Rolle spielen. Für die Einsparungen im Liefer- und Güterverkehr ist die Umstellung auf H<sub>2</sub>-betriebene Lkw verantwortlich.

Aufgrund der deutlich höheren Reichweite und der größeren Zugkraft werden im Liefer- und Güterverkehr H<sub>2</sub>-betriebene Lkw das Bild beherrschen und einen Großteil der Flotten ausmachen. Es werden vor allem BZ-Lkw eingesetzt. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums werden zudem auch H<sub>2</sub>-Direktverbrenner Marktreife erlangen, sowohl als Umrüstfahrzeuge als auch als Neufahrzeuge.



**Abbildung 4-17: Energieverbrauch und Bestand der Lkw in der IRMD bis 2045  
(Quelle: Eigene Darstellung)**

Eine weitere entscheidende Rolle beim emissionsarmen und nachhaltigen Umbau der Lkw-Flotten wird Biomethan in Form von CNG/LNG spielen.<sup>78</sup> Es wird in nennenswertem Umfang eingesetzt werden, insbesondere beim bereits genannten und für die Region wirtschaftlich wichtigen West-Ost-Güterverkehr. Ein wichtiger Vorteil dieses Kraftstoffes ist die Umrüstbarkeit bestehender Dieselfahrzeuge auf die Nutzung von CNG/LNG in Verbrennungsmotoren. Somit können die Gesamtflotten schrittweise durch Neuanschaffungen auf Elektro- und H<sub>2</sub>-Antriebe umgebaut werden, während der Emissionsausstoß durch Umrüstungen bestehender Fahrzeuge gewährleistet werden kann.

Die unterschiedlichen Entwicklungen – insbesondere bei der Intensität des Flottenumbaus – in den beiden Szenarien lassen sich durch unterschiedliche politische Schwerpunktsetzungen begründen. Entscheidend werden die öffentliche Förderung und Unterstützung bei der Umstellung der zumeist privat betriebenen Lkw-Flotten sein.

<sup>78</sup> Weitere konventionelle und fortschrittliche Biokraftstoffe liegen außerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Grünen Gase Studie.

Zudem wird es im zweiten Szenario früher und entschiedener Fahreinschränkungen für fossil betriebene Lkw geben. Ein höherer Dieselpreis aufgrund einer steigenden CO<sub>2</sub>-Abgabe verstärkt diesen Trend zudem.

#### 4.3.3.3 Schwere Nutzfahrzeuge

Der Bestand von schweren Nutzfahrzeugen (SNF), beispielsweise landwirtschaftliche Fahrzeuge, wird in der IRMD bis 2040 das jetzige Niveau halten. Im Gegensatz zu Pkw und – in geringerem Ausmaß auch – Lkw stellen batteriebetriebene Elektroantriebe bei SNFs keine gangbare Alternative zu BZ-Fahrzeugen und Verbrennungsmotoren dar, da SNF auf leistungsstarke Motoren mit hoher Zugkraft angewiesen sind. Diese lässt sich – auch in absehbarer Zukunft – mit reinen Elektromotoren nicht erreichen. Die Bedeutung von H<sub>2</sub>-basierten Antrieben (sowohl BZ als auch H<sub>2</sub>-ICE) und Biokraftstoffen (LNG und Biomethanol) bei SNFs ist daher ungemein größer als bei den übrigen Mobilitätsformen (den Flugverkehr ausgenommen).



**Abbildung 4-18: Energieverbrauch und Bestand schwerer Nutzfahrzeuge in der IRMD bis 2045 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Der Bestand laut KBA von knapp 30.000 Fahrzeugen wird in der Region bis 2040 konstant bleiben, der leicht geringere Verbrauch lässt sich auf den etwas besseren Wirkungsgrad von H<sub>2</sub>-Antrieben im Vergleich zu fossil betriebenen (Diesel-)Motoren erklären. Am auffälligsten an Abbildung 4-18 ist sicherlich das komplette Fehlen von reinen Elektrofahrzeugen. Daher hat CNG/LNG bei SNF eine deutlich größere Bedeutung als bspw. bei Pkw. Bei den SNF wird dieses nicht nur als nachhaltiger und emissionsarmer Puffer während der fortschreitenden Elektrifizierung der Flotten eingesetzt, es wird auch nach 2040 einen Marktanteil von 15-20 % haben. Der Einsatzbereich von Biomethan wird vornehmlich in der Landwirtschaft liegen. Die restlich benötigte Energie zum Betrieb von Nutzfahrzeugen wird sich langfristig auf H<sub>2</sub>-basierten Antriebsformen, und hierbei sowohl auf Brennstoffzellen als auch Direktverbrenner, verteilen.

Die unterschiedlichen Tempi beim Umbau der SNF-Flotten in den beiden Szenarien lassen sich über unterschiedlich hohe CO<sub>2</sub>-Preise und Förderquoten der öffentlichen Hand – Faktoren, die bei allen Mobilitätsformen relevant sind –, aber auch ein mögliches Einsatzverbot von fossilen Kraftstoffen auf offenen Böden und der Abschaffung des Dieselpprivilegs erklären.

#### 4.3.3.4 Busse (einschl. ÖPNV)

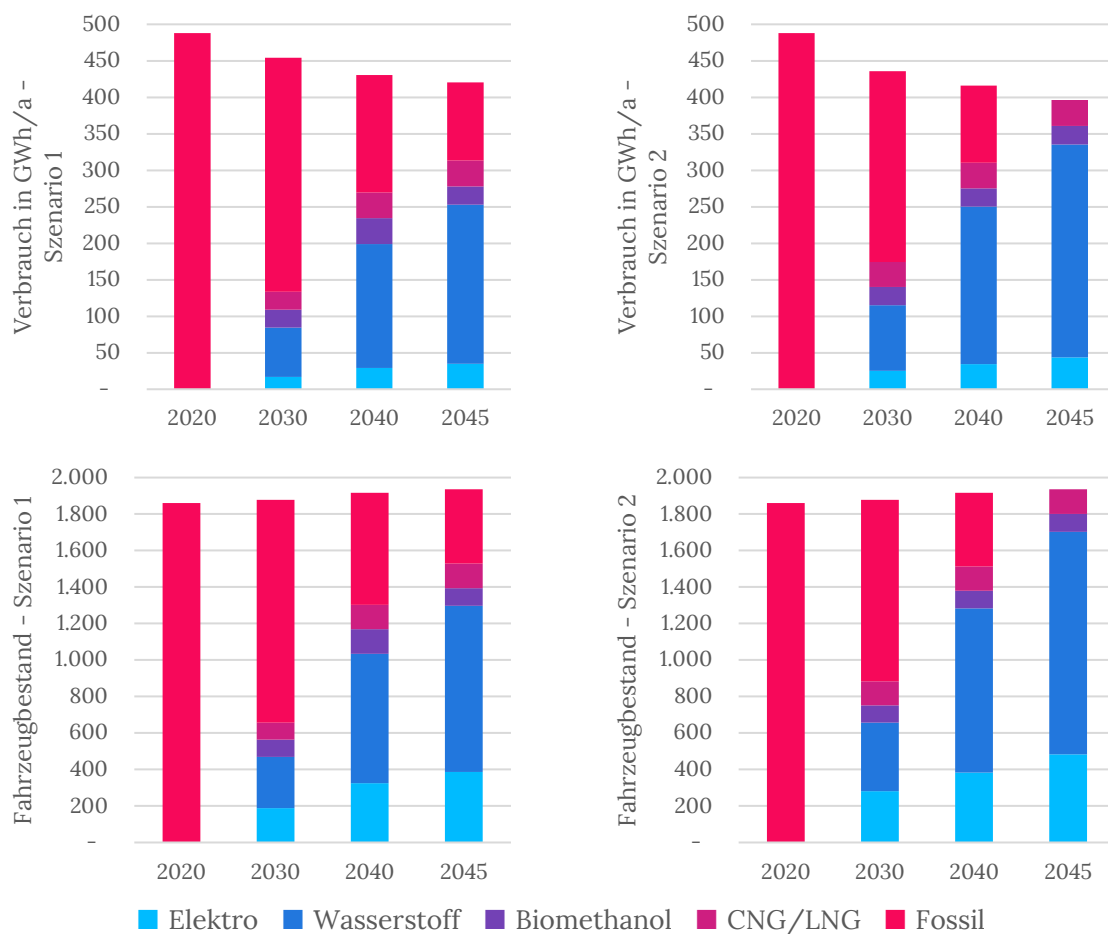
Ziel einer nachhaltigen Mobilität ist es nicht nur die einzelnen Flotten auf emissionsarme- bzw. freie Antriebsarten umzustellen, sondern auch das Verkehrsaufkommen im Gesamten zu senken. Um dies zu erreichen, muss der ÖPNV deutlich ausgebaut werden. Für die vorliegende Studie ist in Bezug auf den ÖPNV der Busverkehr relevant, da dieser – wie im Folgenden gezeigt wird – große Potenziale für den Einsatz von Grünen Gasen und Wasserstoff aufweist.

Wie in Abbildung 4-19 zu sehen ist, ist davon auszugehen, dass die Anzahl der eingesetzten Busse in der IRMD kontinuierlich ansteigen wird. Erwähnenswert ist hierbei, dass trotz des verstärkten Einsatzes von pfadunabhängigen Ruftaxis und -bussen das Omnibusaufkommen auch in den ländlichen Gegenden der Region bis 2040 steigen wird. In den wachsenden Großstädten Leipzig und Halle wird der Bedarf am Öffentlichem Personennahverkehr auch durch Straßenbahnen abgedeckt, was den Zuwachs des Busverkehrs dämpft. Die Gesamtanzahl der Busse in der IRMD wächst daher eher langsam, aber doch kontinuierlich.

Es werden zwar zukünftig auch rein elektrisch betriebene Busse in der IRMD eingesetzt werden, aufgrund der begrenzten Reichweite und der langen Ladezeiten allerdings nur in einem Umfang von 10-20 % der Gesamtflotte. Es ist davon auszugehen, dass ein Großteil der eingesetzten Busse (zwischen 40 und 50 %) mit Wasserstoff betrieben werden. Dies gilt sowohl zum überwiegenden Teil für BZ-Busse, aber auch der Einsatz von Bussen mit H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotoren wird als möglich erachtet. Des Weiteren wird ein Teil der Busse mit Biokraftstoffen bzw. -gasen wie Biomethanol und Biomethan (vorwiegend CNG) betrieben. Im Vergleich zu H<sub>2</sub>-Antrieben werden diese aber nur eine untergeordnete Rolle (unter 10 %) spielen.



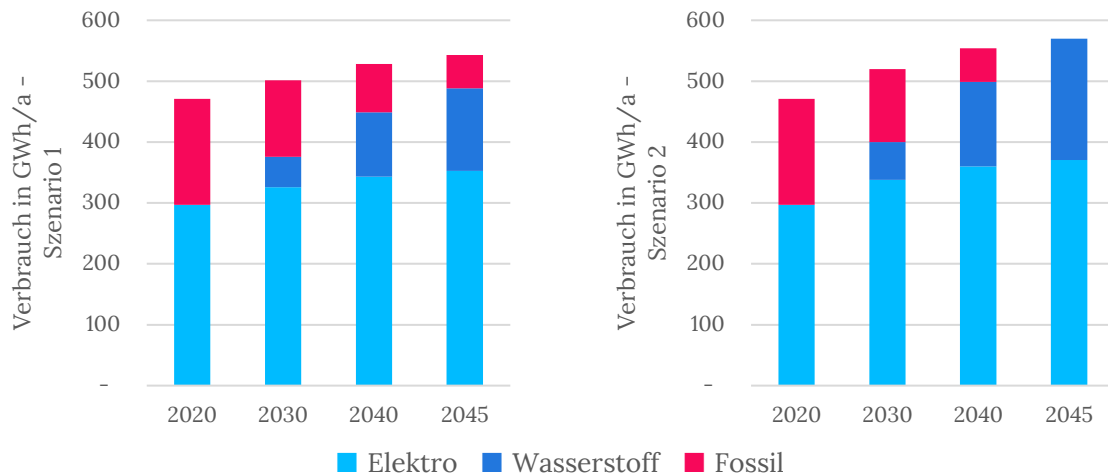
Insbesondere beim ÖPNV hat die öffentliche Hand große Spielräume die Verkehrswende schnell voranzubringen. Busse im Nahverkehr werden direkt oder indirekt durch Kommunen gekauft bzw. bestellt. Daher haben die jeweiligen Gebietskörperschaften die Möglichkeit entweder selbst in einen emissionsarmen ÖPNV zu investieren oder bei Ausschreibungen an externe Dienstleister CO<sub>2</sub>-freie Antriebe vorzuschreiben. Die Intensität und Schnelligkeit des Aus- bzw. Umbaus der Busflotte unterscheiden sich in den beiden Szenarien erheblich, was sich in den unterschiedlichen Ergebnissen – insb. bei der Zusammensetzung der Flotten – manifestiert.



**Abbildung 4-19: Energieverbrauch und Bestand des ÖPNV (Busse) in der IRMD bis 2045**  
(Quelle: Eigene Darstellung)

#### 4.3.3.5 Schienenverkehr

Wie Abbildung 4-20 zu entnehmen ist, stellt der Schienenverkehr – hierbei wird sowohl der Personenverkehr als auch der Cargo-Güterverkehr betrachtet – einen Sonderfall in der Mobilität dar, da hier die Elektromobilität bereits recht weit fortgeschrittenen ist und somit die Potenziale für Wasserstoff und biogene Gase geringer ausfallen als in anderen Mobilitätsformen.



**Abbildung 4-20: Energieverbrauch des Schienenverkehrs in der IRMD bis 2045 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Aktuell sind in der IRMD bereits 63 %<sup>79</sup> der auf der Schiene getätigten Verkehrsleistungen – betrachtet werden in der vorliegenden Studie der Schienenpersonennahverkehr (SPNV) und der Cargo-Verkehr, nicht aber der Fernverkehr – elektrisch. Somit entfallen im Status Quo ca. 300 GWh/a auf elektrisch betriebene Züge, ca. 170 GWh/a auf Dieselloks.

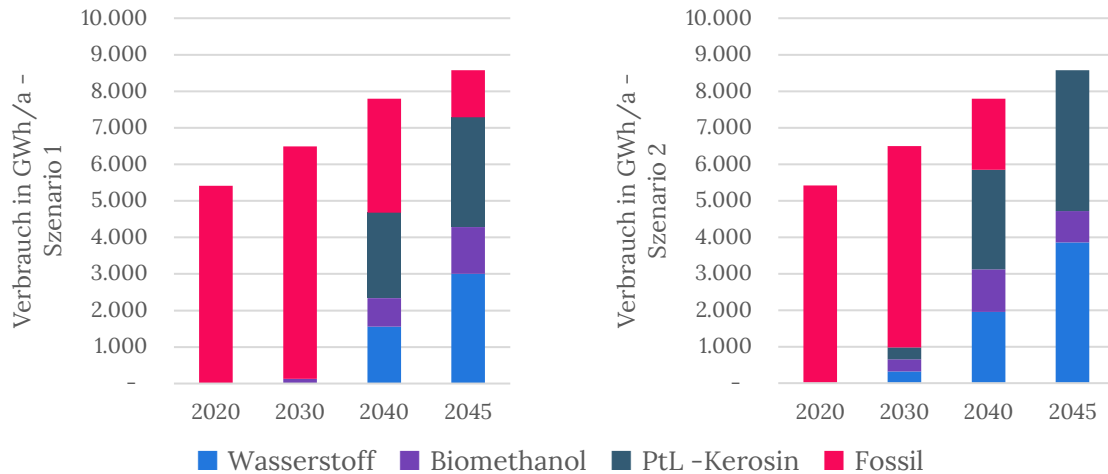
Es sind vor allem die schwachbefahrenen und wirtschaftlich wenig rentablen Strecken und Streckenabschnitte, die in der IRMD noch nicht elektrifiziert sind. Aufgrund der beiden genannten Gründen gehen wir nicht davon aus, dass die diese Streckenabschnitte bis 2040 in größerem Umfang mit Oberleitungen versehen werden, da dies sehr kostspielig ist. Vielmehr werden sukzessive die Dieselloks gegen batterie- und insbesondere H<sub>2</sub>-betriebene Lokomotiven ausgetauscht werden.

#### 4.3.3.6 Flugverkehr

Mit dem Flughafen Leipzig/Halle weist die IRMD eine Besonderheit auf, die bei der Betrachtung der eingeschlagenen Pfade zur Erreichung der Klima- bzw. Szenarienziele sowie der Potenziale Grüner Gase als Kraftstoffe unbedingt gesondert einbezogen werden muss. Leipzig/Halle zählt zu den fünf größten Cargo-Flughäfen Europas

<sup>79</sup> Eigene Berechnung basieren auf [Heise Online 2020] und [BMVI 2021].

[Mitteldeutsche Flughäfen 2020] und ist damit einer der entscheidenden Standortfaktoren der Region und eine der wichtigsten Logistikkreisläufe des Kontinents.



**Abbildung 4-21: Energieverbrauch des Luftverkehrs in der IRMD bis 2045 (Quelle: Eigene Darstellung)**

In den letzten Jahren verzeichnete der Flughafen ein jährliches Wachstum von 5 % bei der Betankung von Flugzeugen.<sup>80</sup> Wie man Abbildung 4-21 entnehmen kann, wird der Wachstumspfad – wenn auch abgeschwächt – bis 2040 fortgeführt, da sowohl der Welthandel als auch der Bedarf an möglichst schnellen innerdeutschen Transportwege aufgrund des zunehmenden Online-Versandhandels bis Mitte des Jahrhunderts weiter ansteigen werden. Es wird daher angenommen, dass die aktuell vertankte Energiemenge von ca. 5.500 GWh/a bis 2045 auf rund 8.600 GWh/a in beiden Szenarien ansteigen wird.

Da große Flugzeughersteller eine Marktreife von H<sub>2</sub>-betriebenen Flugzeugen ab 2030 angekündigt haben [WiWo 2021], unterscheiden sich die beiden Szenarien bis dahin kaum. In beiden wird fast ausschließlich auf fossiles Kerosin gesetzt. Sobald es hierfür entsprechende H<sub>2</sub>-betriebene Alternativen gibt, divergieren die beiden Szenarien. Des Weiteren werden synthetische Flugbenzine wie Methanol und PtL-Kerosin eine zunehmende Rolle bei der Betankung von Bestandsflugzeugen spielen. Es wird davon ausgegangen, dass dieses fossile Kerosin langfristig komplett verdrängt werden – im 2. Szenario bereits 2045.

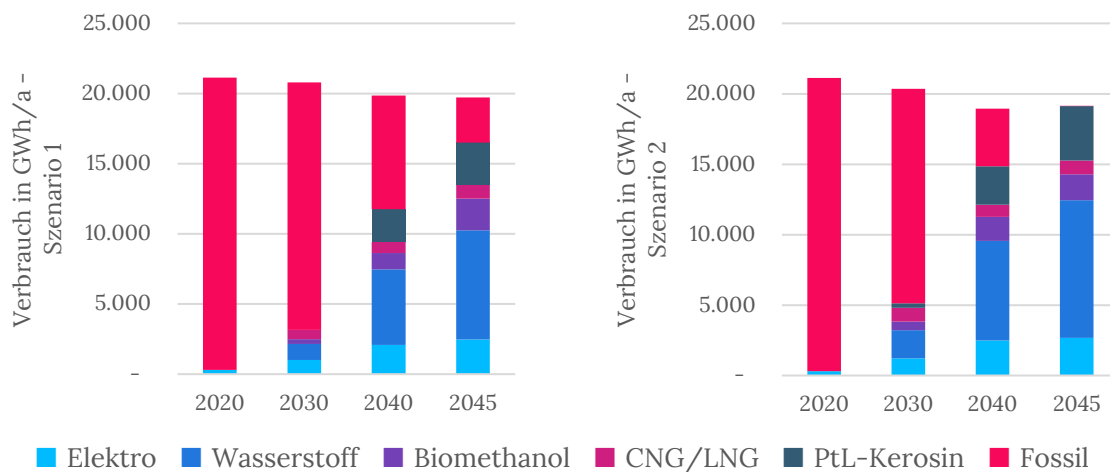
Die unterschiedlichen Entwicklungen lassen sich – wie bei allen Formen der Mobilität – in erster Linie auf die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises zurückführen. Hierbei ist zu erwähnen, dass der Flugverkehr bereits seit 2012 am europäischen Emissionshandel teilnimmt [DEHSt 2017]. Darüber hinaus kann eine staatliche Förderung zur Umstellung auf CO<sub>2</sub>-arme oder -frei Kraftstoffe für Flugzeuge das Tempo beschleunigen. Auch ein

<sup>80</sup> Die Zahlen zur vertankten Menge Flugkerosin im Status Quo am Flughafen Halle/Leipzig und die Entwicklung in den letzten Jahren stammen aus einem vertraulichen Telefonat mit einem Mitarbeiter eines der Betankungsunternehmen am Flughafen Halle/Leipzig.

Umbau der Tankinfrastruktur – hier wäre der Flughafen Leipzig/Halle am Zug – wäre zur Erreichung der Klimaziele denkbar.

#### 4.3.3.7 Übersicht: Aufteilung Grüner Gase in der Mobilität

Wie bereits erwähnt und für die unterschiedlichen Arten der Mobilität bereits detailliert und differenziert dargestellt, wird in der vorliegenden Potenzialstudie bei den Kraftstoffen zwischen fossilen Brennstoffen (ICE-Antriebe), Wasserstoff (BZ- und H<sub>2</sub>-ICE), reinen Elektrofahrzeugen (batterieelektrisch), Biomethan (in Form von CNG/LNG) und anderen flüssigen Biokraftstoffen (Biomethanol) unterschieden. Abbildung 4-22 zeigt die Aufteilung des Energieverbrauchs in der IRMD für den Status Quo und die betrachteten Jahre 2030, 2040 und 2045.



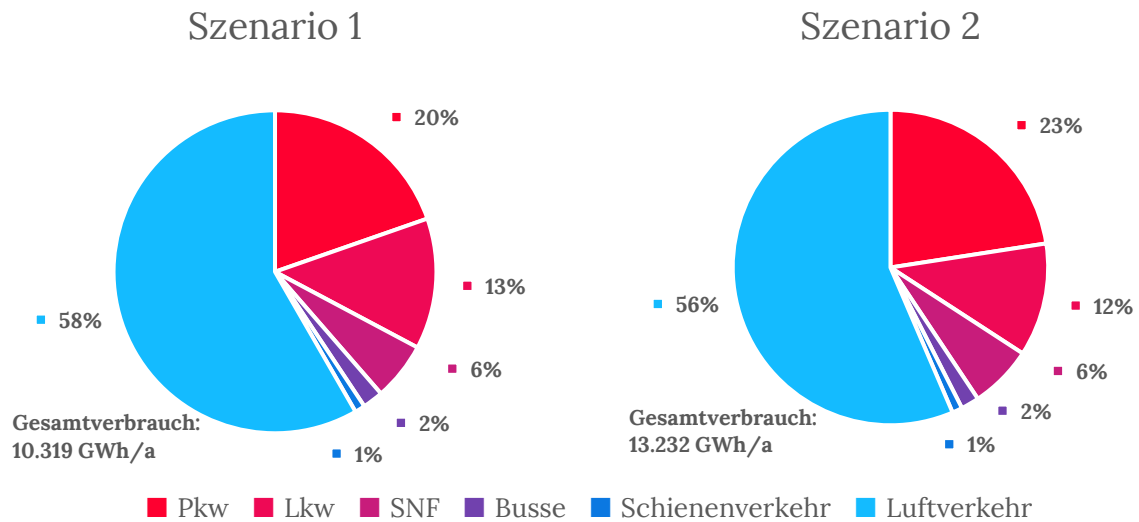
**Abbildung 4-22: Energieverbrauch in GWh in der Mobilität bis 2045 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Im Folgenden und abschließenden Abschnitt zur Mobilität werden die Einsatzbereiche der als Kraftstoff genutzten Grünen Gase für das Jahr 2045 genauer betrachtet und graphisch für die gesamte IRMD dargestellt. Der Sammelbegriff Grüne Gase umfasst hierbei auch LNG, welches – wie der Name schon andeutet – auf Basis von biogenen Gasen hergestellt wird.

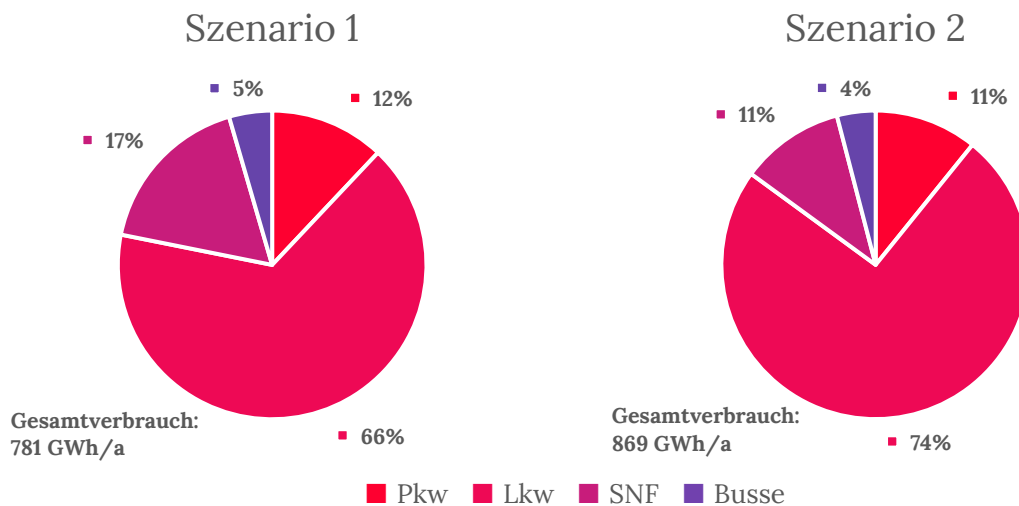
Um die Diversifizierung der Mobilität nach Antriebsarten möglichst genau darzustellen, wurde bislang einzig der Wasserstoffverbrauch aufgeführt. Vereinfacht gesagt, die Menge an Wasserstoff die „vertankt“ wird. In Abbildung 4-23 hingegen wird nun der gesamte Wasserstoffbedarf in der Mobilität abgebildet. Also auch die Mengen an Wasserstoff die zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen eingesetzt werden.

So entfallen jeweils etwa 2/3 des 2040 in der Mobilität eingesetzten Wasserstoffes von insgesamt rund 10.319 GWh/a in Szenario 1 bzw. 13.232 GWh/a in Szenario 2 auf den Flugverkehr. Da bei Flugzeugen auch langfristig die E-Mobilität keine Rolle spielen wird

und der Einsatz von biogenen Gasen und Kraftstoffen<sup>81</sup> bis 2040 sowohl im Flugverkehr als auch in allen anderen Mobilitätsformen merklich sinken wird, ist der – für die Region auch wirtschaftlich enorm wichtige – Luftverkehr auf die Bereitstellung von grünem Wasserstoff als Kraftstoff angewiesen. Rund 1/5 des Wasserstoffbedarf entfällt auf den Individualverkehr, der Rest verteilt sich über die übrigen Mobilitätsformen.



**Abbildung 4-23: Aufteilung des Wasserstoffbedarfs in der Mobilität 2040 (Quelle: Eigene Darstellung)**



**Abbildung 4-24: Aufteilung des Methanbedarfs (CNG/LNG) in der Mobilität 2040 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Vergleicht man den Energieverbrauch von Wasserstoff in der Mobilität 2040 mit dem von Biomethan (CNG/LNG), erkennt man, dass CNG und LNG eine deutlich geringere Rolle in

<sup>81</sup> Ausgenommen konventionelle und fortschrittliche Biokraftstoffe, die nicht Teil der vorliegenden Studie sind.

der Mobilität der Zukunft spielen werden. Abbildung 4-24 zeigt, dass Methan nur im Automotive Bereich, also Pkw, Lkw, SNF und Busse, eingesetzt wird, während eben Wasserstoff auch zusätzlich im Luft- und Schienenverkehr genutzt wird. Den größten Anteil am CNG/LNG-Verbrauch wird der Güter- und Lastenverkehr haben, da hier im Gegensatz zu Pkw und Bussen die Elektromobilität keine Alternative darstellt und Lkw – auch aufgrund ihrer volkswirtschaftlichen Relevanz – einen deutlich größeren Gesamtverbrauch als SNF haben.

## 4.4 Erforderliche Infrastrukturmaßnahmen für die umfassende Einführung und Nutzung Grüner Gase

Wie in der Bestandaufnahme (siehe Kapitel 3.2.1.3) dargestellt, gibt es in der IRMD – mit Ausnahme der wichtigen H<sub>2</sub>-Pipeline im Chemiedreieck – so gut wie keine nennenswerte H<sub>2</sub>-Infrastruktur. Um die ermittelten Potenziale der H<sub>2</sub>-Anwendung und -Erzeugung überhaupt heben zu können bedarf es einer Roadmap zum Ausbau dieser Infrastruktur.

Im Folgenden werden auf Basis aktueller Entwicklungen Empfehlungen für einen Ausbau der unterschiedlichen Aspekte einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur gegeben: Ausgehend von Transport- und Verteilnetzen und kommunalen Netzen, über Speicher bis zu einer aufzubauenden Betankungsinfrastruktur.

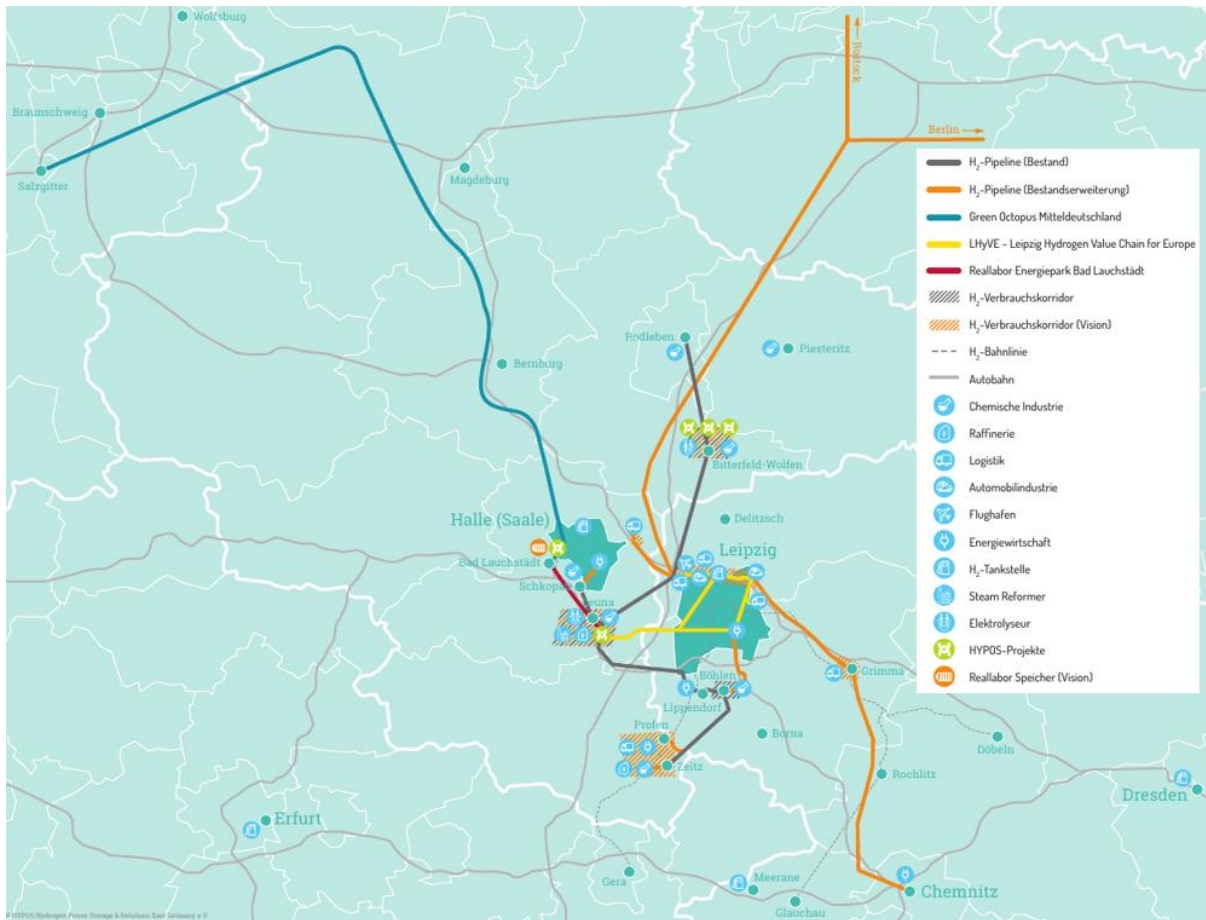
### 4.4.1 Gasnetzinfrastruktur

#### 4.4.1.1 Aktuelle regionale Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur

Inzwischen liegen eine Reihe konkreter und untereinander abgestimmter Projektvorschläge vor, die überwiegend als IPCEI-Projektskizzen (für Details zu IPCEIs siehe Kapitel 2.3.3) eingereicht und nun auch seitens der Bundesregierung in einer ersten Stufe für das europäische „Matchmaking“ vorgeschlagen wurden. Dabei handelt es sich zum Teil um bisherige Vorschläge für Reallabore der Energiewende, deren Förderbedingungen seitens einiger Antragsteller als nicht auskömmlich bewertet wurden. Andere Projekte dagegen konnten sich in der ersten Phase des IPCEI-Prozesses nicht durchsetzen, obwohl sie für die IRMD von großer Bedeutung sind.

Die an die EU weitergeleiteten Infrastrukturprojekte wurden alle unter der Beteiligung von ONTRAS vorangetrieben [Sprung 2021] [BMWi 2021c] [FS & SIBW 2021].

Die Pipeline-Vorschläge wurden bewusst in den Kontext konkreter Nutzerinteressen gestellt. Sie sind in der folgenden Karte nachvollzogen. Der HYPOS e.V. und die EMMD haben zwischenzeitlich eine überschlägige Zielnetzplanung für die H<sub>2</sub>-Versorgung in Auftrag gegeben, die noch im Jahr 2021 vorliegen soll [HYPOS 2021, Metropolregion 2021].



**Abbildung 4-25: Mögliche Wasserstoffinfrastruktur in Mitteldeutschland [HYPOS 2021, Metropolregion 2021]**

Die Überlegungen des Verbandes der Ferngasnetzbetreiber, die bereits in der Bestandsaufnahme (Kapitel 3.2.1.3) angesprochen wurden, gehen offenbar in den hier vorgestellten neuen Absichten auf und spielen zunächst keine vorrangige Rolle mehr.

Im Folgenden erfolgt eine Kurzbeschreibung einiger der genannten Projekte:

*doing hydrogen: Ein Wasserstoff-Hub für Ostdeutschland*

ONTRAS und GASCADE wollen gemeinsam eine 475 km lange H<sub>2</sub>-Pipeline zwischen den Wirtschaftsregionen Mitteldeutschlands und der Region Rostock bauen. Darüber sollen H<sub>2</sub>-Projekte in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Berlin, Sachsen und Sachsen-Anhalt zu einem leistungsfähigen Hub verbunden werden. Weitere Partner haben ebenfalls vom BMWi ausgewählte, dazu passende, Projekte in den Bereichen Erzeugung und industrielle Anwendung eingereicht.

*doing hydrogen* ist für die IRMD von größter Bedeutung. Es würde den H<sub>2</sub>-Transport innerhalb der Region, aber auch den H<sub>2</sub>-Import aus anderen Regionen Deutschlands oder aus dem benachbarten Ausland ermöglichen (siehe auch Kapitel 2.1.1.3). Dies würde für die Option „grüner Wasserstoff“ ebenso zutreffen, wie für andere Formen an emissionsarmen Wasserstoff.



### Green Octopus Mitteldeutschland

Das Pipelineprojekt *Green Octopus Mitteldeutschland* soll die Stahlregion Salzgitter mit dem Ostdeutschen H<sub>2</sub>-Netz des Chemiedreiecks und den mitteldeutschen Wirtschaftszentren sowie dem potenziellen H<sub>2</sub>-Speicher Bad Lauchstädt verbinden und damit einen Beitrag zur europäischen Vernetzung der H<sub>2</sub>-Wirtschaft liefern. Den Antrag haben ONTRAS und die VNG Gasspeicher GmbH gestellt. Die Pipeline soll größtenteils durch Umwidmung von Ferngasleitungen entstehen, was den „Knick“ von einer zunächst nördlichen Trassenführung nach Westen in Richtung Salzgitter erklärt (siehe Abbildung 4-25).

### LHyVE Transport

LHyVE Transport (Leipzig Hydrogen Value Chain for Europe) soll die zukünftige H<sub>2</sub>-Region Halle-Leipzig mit einer 70 km langen Ring-Pipeline in die europäische H<sub>2</sub>-Wirtschaft integrieren. Verbindungen zu anderen IPCEI-Projekten von ONTRAS sollen attraktive Standortbedingungen für H<sub>2</sub>-Erzeuger und H<sub>2</sub>-Verbraucher schaffen. Mit LHyVE Systems (u. a. H<sub>2</sub>-Turbinenkraftwerk) und LHyVE Erzeugung (Großelektrolyse zur H<sub>2</sub>-Erzeugung als Vorstufe für klimaneutrales Flugbenzin) sind auch Projekte der L-Gruppe und der EDL mitausgewählt.

Dieses Projekt zeigt beispielhaft, wie eine kleinregionale oder gar kommunale Entwicklung einer funktionsfähigen H<sub>2</sub>-Infrastruktur auch für viele andere Städte in der IRMD entwickelt werden können. Ringleitungen sind ein multifunktionaler Ansatz, um möglichst viele Erzeuger und Verbraucher – auch durch Umwidmung des Gasverteilnetzes – flächendeckend in die H<sub>2</sub>-Wirtschaft einzubinden. Beispielhaft ist dies auch in Abschnitt „Wärmeversorgung aus Wasserstoff“ in Kapitel 4.3.1.1.2 dargestellt.

### Grünes Methanol in Mitteldeutschland

Südzucker, CropEnergies Bioethanol sowie informelle Partner der „H<sub>2</sub>-Hub-BLK – die Wasserstoffinitiative für den Burgenlandkreis und den Süden in Sachsen-Anhalt“ haben ebenfalls einen IPCEI-Antrag gestellt, der jedoch nicht ausgewählt wurde. Die Antragsteller wollen erreichen, dass ihre biogene CO<sub>2</sub>-Punktquelle mit 200.000 t/a in Kombination mit grünem Wasserstoff zur Produktion von grünem Methanol genutzt werden kann. Haupteinsatzfeld wäre die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie, es könnte aber auch als synthetischer Treibstoff genutzt werden. Dazu ist eine Verlängerung der H<sub>2</sub>-Pipeline im Chemiedreieck um nur 6 km erforderlich. Zunächst soll eine Prototyp-Anlage zur Methanolsynthese mit biogenem Kohlenstoffdioxid als Rohstoff errichtet werden (Jahreskapazität 3.500 t/a). Die Antragsteller lassen sich durch die Ablehnung dieses Förderantrags nicht entmutigen und verfolgen das Projekt weiter, welches Mitte der zwanziger Jahre in Betrieb gehen soll [SÜDZ 2021]. Eine weitere Unterstützung des Projekts durch die IRMD erscheint auch aus Sicht der Autoren sinnvoll, da es ein gutes Beispiel für Verbund- und Kreislaufwirtschaft auf Basis biogener und erneuerbarer Rohstoffe darstellt.

### Kommunale Wasserstoffnetze

Unabhängig von den Backbone-Pipelines muss frühzeitig die Verteilung von Wasserstoff bis zum Endverbraucher angegangen werden. Die Gasnetzbetreiber berücksichtigen das in ihren Zielnetz-Planungen. Die Kunst wird sein, über längere Zeit für bestimmte Ortsteile die Gasversorgung (unter Beimischung von Biomethan (unbegrenzt) und Wasserstoff (gegenwärtige Planungen: bis zu 20 Vol.-%) aufrecht zu erhalten und gleichzeitig in anderen Gebieten eine reine H<sub>2</sub>-Versorgung aufzubauen (siehe auch Abbildung 2-11). Das ist sowohl aus wirtschaftlicher Perspektive als auch auf Basis der realen Abläufe nur möglich, wenn Schritt für Schritt alle Verteilnetze auf H<sub>2</sub>-ready umgerüstet werden. Hierfür wären geförderte Pilotprojekte als beispielgebend hilfreich.

### Speicher

Der Umbau eines Teils der Erdgasspeichers der VNG in Bad Lauchstädt stockt wegen des derzeit fehlenden Geschäftsmodelle und den nicht auskömmlichen Förderbedingungen. Das Projekt wird sicherlich fortgeführt, wenn erkennbar wird, dass H<sub>2</sub>-Erzeugung und -Nutzung zuverlässig und schnell zunehmen und die erforderlichen Infrastrukturprojekte angegangen werden. Auch für die Speicherung von Wasserstoff bedarf es einer Roadmap, gegebenenfalls auch eines Wasserstoff-Speicher-Gesetzes.

#### 4.4.1.2 Umfang und Kosten des Infrastruktumbaus

In der IRMD existiert ein flächendeckendes Netz an Erdgasleitungen für den Ferntransport, die Regionalversorgung und die Verteilung an die Endverbraucher. Es handelt sich um Hochdruckleitungen (HD) mit Drücken von 1,0 bis 16,0 bar, Mitteldruckleitungen (MD) mit Drücken von 0,1 bis 1,0 bar und Niederdruckleitungen (ND) mit Drücken unter 0,1 bar. Ferngasleitungen sind grundsätzlich auf Hochdruck ausgelegt. Im Chemiedreieck besteht eine längere H<sub>2</sub>-Pipeline, die nach den Vorschlägen, die für das IPCEI-Programm eingereicht wurden, entweder und überwiegend durch Ertüchtigung des Erdgasnetzes oder auch einige ergänzende Neubaumaßnahmen ergänzt werden sollen (siehe auch Abbildung 3-14 und Abbildung 3-22). Die Kosten für die Ertüchtigung von Erdgasnetzen liegen nach Richtpreisen für 2030 bei 240 €/m für den Neubau, von H<sub>2</sub>-Leitungen bei 2.340 €/m (siehe Kapitel 2.1.1.2).

Nach Gesprächen mit den Netzbetreibern ist davon auszugehen, dass der überwiegende Transport von Wasserstoff am Ende der Dekarbonisierungsphase nach Szenario 2 durch umgewidmete Erdgasnetze und nur ein kleinerer Teil durch neue H<sub>2</sub>-Leitungen fließen wird. Der Aufwand zur Nachrüstung der HD-Netze wird Kosten in Höhe der Schätzpreise für das Jahr 2030 erreichen, die Ertüchtigung der ND-Leitungen wird nur 70 % des Richtpreises kosten und die Umstellung der Verteilnetze nur 50 %. Dies sind Durchschnittswerte, die je nach Topographie und Siedlungsstruktur nach unten und oben abweichen können.

Die ONTRAS betreibt in der IRMD ein Ferngasnetz mit einer Länge von ca. 1.230 km. Die Kosten für die Ertüchtigung ohne Speicher und Nebenanlagen werden sich auf 295 Mio. € belaufen. Die Ergänzungen des H<sub>2</sub>-Netzes um 250 km werden 585 Mio. € kosten. Auf den

Ferntransport kommen also Investitionskosten in Höhe von 880 Mio. € zu. Der Ferntransport kann derzeit leider nicht kreisscharf zugeordnet werden.

Die übrigen Gasnetzbetreiber, wie Stadtwerke, interkommunale Unternehmen und sonstige Versorger, betreiben über alle Druckstufen ein Gasnetz mit einer Länge von 10.475 km. Die Ertüchtigungsinvestitionen werden sich auf 1,8 Mrd. € belaufen. Dabei fallen die Kosten in den Kreisen und Städten sehr unterschiedlich aus, was abhängig von der jeweiligen Netzlänge und den prägenden Druckstufen ist.

Die Gesamtkosten für die Ertüchtigung und den Neubau in der IRMD belaufen sich nach dieser Schätzung damit auf rund 2,7 Mrd. € (siehe Details in Tabelle 4-13).

**Tabelle 4-13: Umrüstung des Erdgasnetzes in der IRMD kreisscharf auf H<sub>2</sub>-ready und Zubau H<sub>2</sub>-Pipeline - Kostenschätzung auf Basis von Richtpreisen für das Jahr 2030[Quelle: [Sprung 2021]**

1) Umrüstung des Erdgasnetzes in der IRMD kreisscharf auf H <sub>2</sub> -ready					
Region	Druckstufe	Leitungslänge [km]	spez. Kosten [€/km]	Anteil der spez. Kosten [%]	Gesamtkosten [€]
Altenburger Land	HD	69,00	240.000	100	16.560.000
	MD	86,00	168.000	70	14.448.000
	ND	134,00	120.000	50	16.080.000
	gesamt	289,00			47.088.000
Burgenlandkreis	HD	52,58	240.000	100	12.619.000
	MD	115,13	168.000	70	19.341.840
	ND	183,51	120.000	50	22.021.200
	gesamt	351,22			53.982.040
Halle	HD	168,00	240.000	100	40.320.000
	MD	0,00	0		0
	ND	519,00	120.000	50	62.280.000
	gesamt	687,00			102.600.000
Leipzig	HD	171,00	240.000	100	41.040.000
	MD	126,00	168.000	70	21.168.000
	ND	520,00	120.000	50	62.400.000
	gesamt	817,00			124.608.000
LK Anhalt-Bitterfeld	HD	32,83	240.000	100	7.879.200
	MD	78,00	168.000	70	13.104.000
	ND	283,00	120.000	50	33.960.000
	gesamt	393,83			54.943.200
LK Leipzig	HD	4,34	240.000	100	1.041.600
	MD	22,08	168.000	70	3.709.440
	ND	44,76	120.000	50	5.371.200
	gesamt	71,18			10.122.240

<b>LK Mansfeld-Südharz</b>	HD	57,635	240.000	100	13.832.400
	MD	145,067	168.000	70	24.371.256
	ND	173,564	120.000	50	20.827.680
	gesamt	376,266			59.031.336
<b>LK Nordsachsen</b>	HD	5,311	240.000	100	1.274.640
	MD	94,115	168.000	70	15.811.320
	ND	120,337	120.000	50	14.440.440
	gesamt	219,763			31.526.400
<b>Sonstige Versorger in Nordsachsen, Saalekreis, LK Anhalt-Bitterfeld, Altenburger Land, Kyffhäuserkreis<sup>82</sup></b>	HD	2.156,00	240.000	100	517.440.000
	MD	3.354,00	168.000	70	563.472.000
	ND	1.486,00	120.000	50	178.320.000
	gesamt	6.996,00			1.259.232.000
<b>Saalekreis</b>	HD	31,5	240.000	100	7.560.000
	MD	158,3	168.000	70	26.594.400
	ND	82,1	120.000	50	9.852.000
	gesamt	271,9			44.006.400
<b>Gesamtsumme Landkreise</b>		<b>10.473,16</b>			<b>1.787.139.616</b>
<b>2) Ferntransport: Umbau und Neubau</b>					
<b>Ferngas/ Fern-H<sub>2</sub></b>	<b>Art des Netzes</b>	<b>Leitungslänge [km]</b>	<b>spez. Kosten [€/km]</b>	<b>Anteil spez. Kosten [%]</b>	<b>Kosten gesamt [€]</b>
<b>ONTRAS</b>	Ferngas	1.230	240.000	100	295.000.000
	H <sub>2</sub> -Neubau	250	2.340.000	100	585.000.000
<b>Gesamtsumme Umbau und Neubau Ferntransport</b>					<b>880.000.000</b>
<b>Kosten alle Gas- und H<sub>2</sub>-Netze</b>					<b>2.667.139.616</b>

### Finanzierung der Leitungs- und Speicherinfrastruktur

Das Thema wird in den Handlungsempfehlungen in Kapitel 7 dieser Studie aufgegriffen, jedoch mit einem starken Fokus auf die IRMD. Es erscheint jedoch zwingend, den Übergang von der Gaswirtschaft auf die Wasserstoffwirtschaft durch ein gemeinsames Umlagesystem zu finanzieren, auch mit deutlichen Elementen einer Anreizfinanzierung.

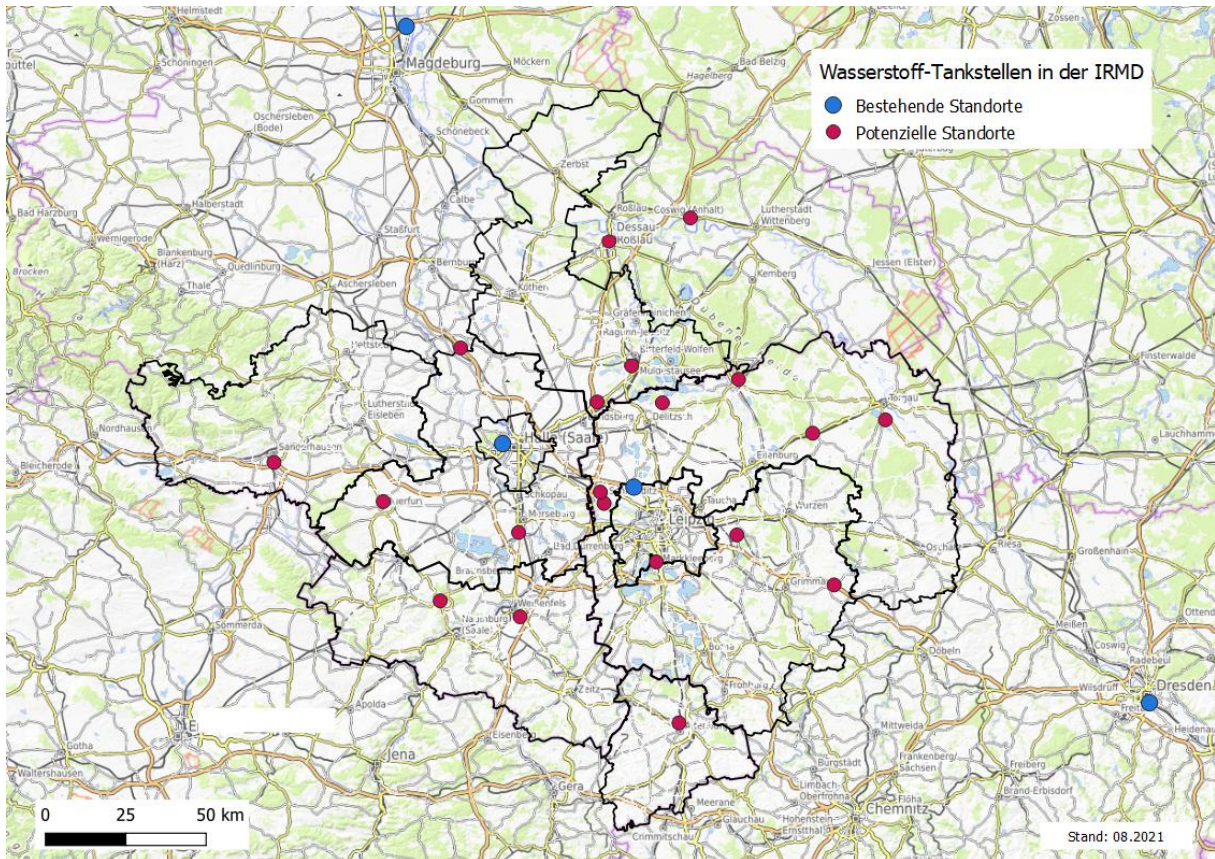
<sup>82</sup> Dies sind geschlossene Versorgungsgebiete Dritter, z. B. MITGasNetz, die kreisübergreifend arbeiten und nicht in den Kreisangaben enthalten sind.

#### 4.4.2 Wasserstofftankstellen

In der Bestandsaufnahme in Kapitel 3.2.1.3 wurde gezeigt, dass die Potenziale für den Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität hoch sind. Das gilt nicht in erster Linie für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, jedoch in hohem Masse für den Schwerlastverkehr und schwere Nutzfahrzeuge. Auch im ÖPNV und in SPNV liegen bedeutende Potenziale. H<sub>2</sub>-Fahrzeuge werden jedoch nur dann erworben, wenn eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff zu vernünftigen Bedingungen zu jeder Zeit möglich ist.

Es muss also ein regionales Entwicklungskonzept „Wasserstofftankstellen“ erarbeitet werden, welches Tankstellen in einem Raster von zunächst ca. 40 km vorsieht und zugleich kombinierte Nutzerinteressen, eine möglichst große Nutzungsdichte (Städte) oder andere wichtige Verkehrsknoten (Bundesstraßen) berücksichtigt. Für die IRMD wären dies etwa 20 H<sub>2</sub>-Tankstellen. Neben dem Autohof an Rande der Autobahnen (für Pkw und Lkw) bieten sich beispielsweise Bus- und Lkw-Depots oder Bauhöfe an. Eine Fraunhofer-Studie geht davon aus, dass für schwere Lkw bundesweit im Jahr 2030 etwa 70 und im Jahr 2050 insgesamt 140 H<sub>2</sub>-Lkw-Tankstellen ausreichen würden. [ISI 2020]. Inwieweit diese Zahlen bei einer deutlichen Zunahme der BZ-Mobilität im Lkw-Bereich ausreichend sind, müssen weitere Diskussionen zeigen. Im Regelfall sollten Wasserstofftankstellen wegen des unterschiedlichen Betankungsdrucks (350 bzw. 700 bar) bivalent für Pkw und Lkw ausgelegt werden.

Ein Vorschlag über die mögliche Verteilung von H<sub>2</sub>-Tankstellen in der IRMD ist in Abbildung 4-26 zu sehen. Die gezeigten potenziellen Standorte sind im Materialband in Tabelle A-3-34 aufgezählt.



**Abbildung 4-26: Mögliche Verteilung von Wasserstofftankstellen in der Innovationsregion (Quelle: Eigene Darstellung)**

### Kombitankstellen für den SPNV und ÖPNV

In der IRMD sind ähnlich wie im Rest von Deutschland ca. 60 % der Schienenstrecken nicht elektrifiziert. Bei diesen Streckenabschnitten handelt es sich überwiegend um weniger stark befahrene Teilabschnitte, auf denen bislang Dieselfahrzeuge zum Einsatz kommen. Ebenso ist Diesel Hauptkraftstoff im Busbetrieb des ÖPNV. Aufgrund langwieriger Ausschreibungs- und Finanzierungsverfahren für die Elektrifizierung der beschriebenen Streckenabschnitte, der Frage nach der Wirtschaftlichkeit einer Elektrifizierung und dem Wunsch eines klimaneutralen Busverkehrs in der IRMD bis 2040, liegt die Umstellung auf BZ-Züge und BZ-Busse nahe. Im folgenden Abschnitt wird näher auf die Möglichkeiten der parallelen Betankung beider Fahrzeugtypen, sowie die Kriterien zur Standortfindung für eine solche H<sub>2</sub>-„Kobitankstelle“ eingegangen. Des Weiteren werden mögliche Standorte auf Basis dieser Kriterien identifiziert und bewertet.

Im Allgemeinen kommen als Standorte aufgrund der aufwendigen Erschließung neuer Flächen und dem daraus resultierenden kostenintensiven Ausbau einer bedarfsdeckenden Infrastruktur, vor allem bereits existierende Verkehrsknotenpunkte wie Bahnhöfe, Busterminals und Betriebshöfe in Frage. Die bei einer H<sub>2</sub>-Kobitankstelle einzuhaltenden Rahmenbedingungen sind eine Kombination aus den Rahmenbedingungen für H<sub>2</sub>-Tankstellen für den Bus-, Lkw- und Pkw-Verkehr sowie jenen zur

Betankung von Zügen. Eine Tankstelle für die Kombibetankung stellt für die IRMD ein Pilotprojekt dar und wird für die Bedarfsdeckung einer zukünftigen H<sub>2</sub>-Infrastruktur im Mobilitätssektor nicht zwangsläufig benötigt. Die Kopplung von Schienen und Straßenverkehr bei der Betankung birgt große Herausforderungen, kann aber bei der Infrastrukturmstellung Chancen erschließen.

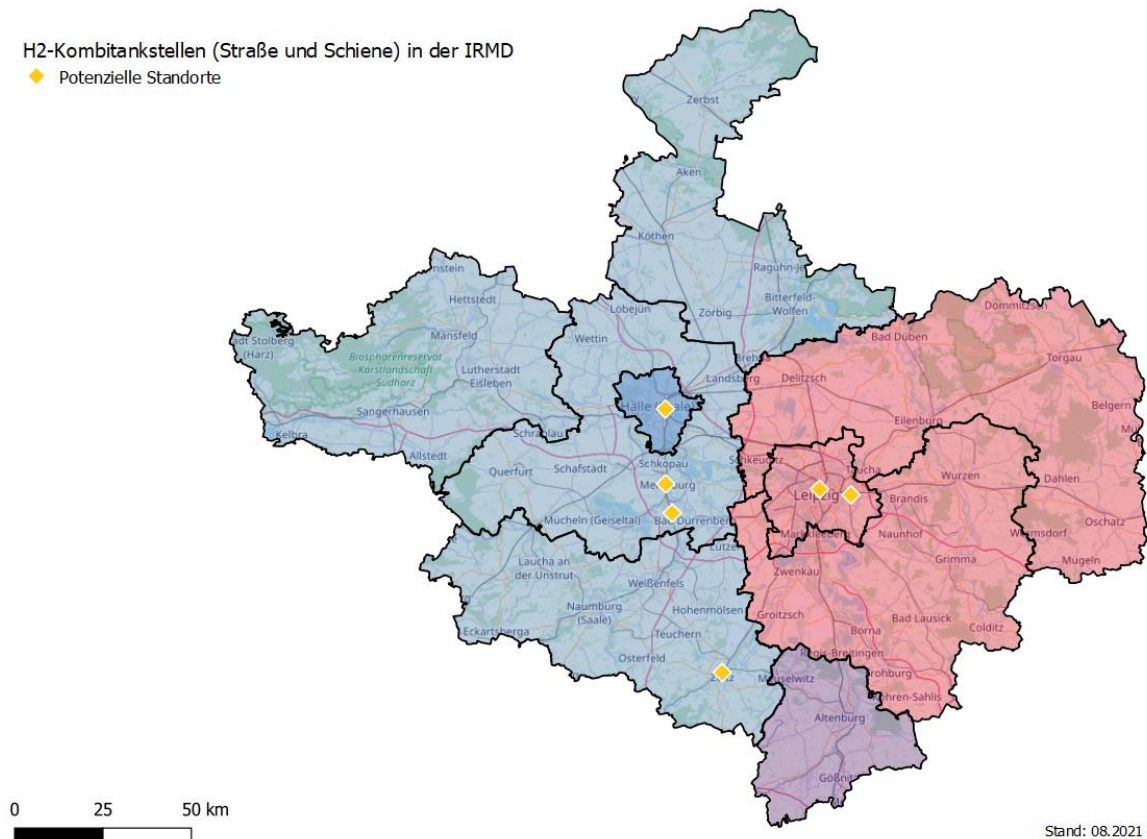
Eine Anbindung des potenziellen Standortes an das Schienennetz wird in der nachfolgenden Betrachtung als Grundvoraussetzung angesehen, da der Aufwand den Schienenverkehr umzuleiten und neue Schienenstrecken hin zu dem in Frage kommenden Standort zu verlegen kostentechnisch zu hoch und umsetzungstechnisch häufig unmöglich wäre. Aus der Darstellung der nicht elektrifizierten Streckenabschnitte in der IRMD in Abbildung 3-24 ergeben sich bereits erste Clusterpunkte. Durch Überprüfung der dieser auf bereits bestehende Infrastrukturen des ÖPNV und SPNV, kristallisieren sich die in Tabelle 4-14 aufgeführten infrastrukturellen Vorteile heraus.

**Tabelle 4-14: Infrastrukturelle Vorteile ausgewählter Clusterpunkte für H<sub>2</sub>-Kombi-tankstellen**

Bestehende Infrastruktur	Infrastrukturelle Vorteile	Potenzielle Standorte
<b>Diesellock-tankstellen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Anschluss an nicht elektrifiziertes Schienennetz</li> <li>▶ Erfüllung des Explosionsschutzes zur Wasserstoffbetankung durch nicht vorhandene Oberleitung</li> <li>▶ vorhandene Infrastruktur für Zugbetankung</li> <li>▶ Umrüstung auf H<sub>2</sub>-Betankung möglich</li> </ul>	Leipzig, Leipzig-Engelsdorf, Merseburg, Zeitz
<b>Bahnhöfe in der IRMD</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Mittel- bis hochfrequentiert</li> <li>▶ Anschluss an das nicht elektrifizierte Schienennetz</li> <li>▶ Ausgemusterte freie Gelände und Bahngleise in der Umgebung</li> <li>▶ Anschluss an Chemieparks und zentrale Verkehrsknotenpunkte</li> </ul>	Leipzig Hbf., Halle Hbf., Leuna, Zeitz, Merseburg
<b>Busterminals in der IRMD</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verbindung an Nachbarregionen durch Busfernverkehr und Autobahnanbindung</li> <li>▶ In der Nähe der Schieneninfrastruktur angesiedelt</li> </ul>	ZOB Leipzig, ZOB Halle

Abbildung 4-27 zeigt die Verteilung der potenziellen Standorte für Kombitankstellen in der IRMD.

H<sub>2</sub>-Kombitankstellen (Straße und Schiene) in der IRMD  
 ◆ Potenzielle Standorte



**Abbildung 4-27: Potenzielle Standorte für H<sub>2</sub>-Kombitankstellen für Schienen- und Straßenfahrzeuge in der IRMD (Quelle: Eigene Darstellung)**

Die Standorte Leipzig und Halle spiegeln wirtschaftlich tragfähige Hauptverkehrsknotenpunkte wider. Hier läuft nicht nur der Busfernverkehr und der regionale- sowie überregionale Zugverkehr zusammen, auch die regionalen Verkehrsbetriebe können durch Umstellung des Fuhrparks auf BZ-Fahrzeuge zu wichtigen Ankerkunden werden. Des Weiteren stellt sich Leipzig im Vergleich zu anderen Städten durch ausreichend umfunktionierbare Freiflächen in Zentrumsnähe sowie bestehende Zugtankstellen als interessanter Standort dar. Zudem wäre dort eine einfache Versorgung mit grünem Wasserstoff zur Betankung durch eine unkomplizierte Anbindung an die geplante H<sub>2</sub>-Pipeline gegeben.

Der Burgenlandkreis und besonders die Stadt Zeitz stellt mit ihren Plänen des H<sub>2</sub>-Hubs und den Infrastrukturplänen des Chemieparks einen weiteren geeigneten Standort für ein Pilotprojekt dieser Art dar. Hier könnten abgesehen vom SPNV auch die Diesellzüge des Güterverkehrs auf der Schiene in Zusammenarbeit mit den lokal angesiedelten Firmen durch BZ-Züge substituiert werden und die Kombitankstellen durch Off- als auch Onsite-Elektrolyse versorgt werden. Die Basisinfrastruktur für eine Kombitankstelle könnte eine Umrüstung der Dieselloktankstelle in Zeitz bieten.

Auch Merseburg bietet eine direkte Anbindung an das nicht-elektrifizierte Schienennetz in Richtung der südwestlichen Region der IRMD. Auch hier wird eine Dieselloktankstelle



von der DB Energie AG betrieben. Je nachdem wie hoch der Bedarf an Kombitankstellen ausfällt, könnte die Umrüstung dieser Tankstelle als weiterer Standort dienen, falls die DB Energie AG sich dazu entscheidet die bereits in der IRMD bestehenden Dieselloktankstellen umzurüsten.

#### 4.4.3 Weitere Aspekte des Infrastruktur-Ausbaus

##### 4.4.3.1 Infrastruktur für biogene Gase

Die Entwicklung der Infrastruktur für den überwiegenden Teil von biogenen Gasen in der IRMD ist schwer abzuschätzen. Grund ist, dass die Anlagen vorrangig auf die Anfuhr von biogenen Substraten angewiesen sind, nicht jedoch auf reine natürliche Gegebenheiten wie Sonneneinstrahlung, Hanglage oder Relief. Es ist wahrscheinlich, dass in der aktuellen Klimadebatte nach Halle und Leipzig nun auch kleinere Städte ihre Anlagen zur Aufbereitung organischer Abfälle und Abwässer ausbauen und um eine Anlage zur energetischen Umwandlung der entstehenden biogenen Gase erweitern werden. Je besser die Technologien erprobt sind und je höher die Kosten für die Freisetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, desto schneller rechnen sich auch diese kleineren Anlagen. Wo diese Anlagen entstehen werden, hängt vom Engagement der lokal verantwortlichen Akteure ab. Die Gasgewinnung aus vorhandenen Deponien (Anzahl 7) und Kläranlagen (Anzahl 4) in der IRMD wird kontinuierlich ausgebaut und optimiert.

Bei der Verlegung von Leitungen für den Transport biogener Gase werden keine großen Ausbauten wie beim Ausbau der H<sub>2</sub>-Infrastruktur erwartet. Einspeiseanlagen für Biomethan können auch den nächsten Jahrzehnten noch auf das bestehende Erdgas-, bzw. H<sub>2</sub>-Netz zurückgreifen. Einzig das Legen eines Zugangs vom Anlagenstandort zum bestehenden Netz ist für neue Einspeiseanlagen nötig. Dem Einspeisepunkt wird hierbei bereits bei der Planung neuer Biomethananlagen eine wichtige Rolle zukommen und wegen der Vermeidung unnötiger Kosten, werden neue Biomethananlagen vermutlich in der Nähe des Bestandsnetzes (Erdgas) angesiedelt.

Eine tabellarische Übersicht zur Entwicklung des Anlagenparks von biogenen Gasen in den Landkreisen der IRMD ist im Materialband unter A 3.5 aufgeführt.

##### 4.4.3.2 Standortfaktoren für den Bau von Grüne-Gase-Anlagen

Eine Vielzahl von Einflussfaktoren wirken sich auf die Eignung eines Standorts für eine Grüne-Gase-Anlage aus. Im Folgenden eine Übersicht von Standortfaktoren, welche sich in ihrer Summe für oder gegen einen Standort aussprechen. Die in Tabelle 4-15 nach quantitativen und qualitativen Einflussgrößen unterschiedenen Faktoren bilden wichtige Eckpunkte der Standortentscheidung und speisen sich hauptsächlich aus den Bereichen Produktion und Logistik [Günther 2014].

In der IRMD, in der die potenziellen Standortoptionen relativ dicht beieinander liegen (verglichen mit dem globalen Maßstab), variieren viele Faktoren nur wenig von Standort zu Standort. Steuern, Energiepreise oder Finanzierungs- und Personalkosten ändern sich

nicht signifikant zwischen den Gebietskörperschaften der IRMD. Andere Standortfaktoren variieren hingegen deutlicher und haben einen größeren Einfluss auf die Planung künftiger Grüne-Gase-Anlagen in der IRMD. Diese Einflussgrößen sind in Tabelle 4-15 mit einem „\*“ gekennzeichnet. Im Folgenden werden einige Aspekte aufgeführt, die für die erste Planungsphase (HOAI) einer entsprechenden Produktionsanlage zu berücksichtigen sind.

- ▶ Flächenverfügbarkeit für alle Komponenten der Grüne-Gase-Anlage: Hauptanlagenteilen (Elektrolyseur, Fermenter) und optionale Anlagenteile (z. B. Umrichter, Nachgärer, Strom- oder Gasspeicher, Rückverstromungseinheit, Brennstoffzelle, Super-Kondensatoren, Verdichter, Tankanlage).
- ▶ Flächenverfügbarkeit für einen eigenen EE-Anlagenpark (Windpark, Photovoltaikanlage) oder die Nähe zu einem bestehenden EE-Anlagenpark. Optional kann der Grünstrom extern eingekauft werden, wobei dessen Bezug schon bereits während der Planung über PPAs oder zumindest Absichtsbekundungen abgesichert werden sollte. Die durchgehende Verfügbarkeit von EE-Strom in ausreichender Menge, dem benötigten Leistungsspektrum und zu einem bezahlbaren Preis ist einer der wichtigsten Einflussfaktoren für die Betriebswirtschaftlichkeit einer H<sub>2</sub>-Anlage [Günther 2014].
- ▶ Im Optimalfall ist bereits eine dichte Netzinfrastruktur am Standort vorhanden, auf die aufgebaut werden kann. Hierzu gehören neben Strom-, Gas- oder Wärmenetze auch die Wasserver- und -entsorgung oder ein Umspannwerk.
- ▶ Bei der Nähe zur bereits bestehenden Gasinfrastruktur ist zu berücksichtigen, wieviel Wasserstoff der im Fokus stehenden Erdgasleitungen bereits beigemischt werden kann oder ob diese H<sub>2</sub>-tauglich umgerüstet werden kann. Bei der bestehenden H<sub>2</sub>-Leitung in der IRMD ist zu beachten, dass diese bisher ausschließlich von der InfraLeuna betrieben wird (Eigentümer). Die Nähe zur H<sub>2</sub>-Leitung oder ein Anschluss an diese ist nur dann sinnvoll, wenn die bestehende Leitung auch für weitere Anlagen geöffnet wird (Stichwort Regulierung).
- ▶ Räumliche Nähe zu potenziellen Abnehmern des erzeugten Grünen Gases, bzw. des rückverstromten Grünstroms (im Optimalfall ebenfalls schon über Jahre vertraglich gesichert).
- ▶ Die Anbindung an das Straßen- und Schienennetz für einen eventuellen Transport des Grünen Gases per Lkw oder Eisenbahntrailer.

Keiner der genannten Faktoren ist zwingend notwendig und kann in der Regel durch die positive Ausprägung anderer Faktoren oder ein höheres Investitionsvolumen kompensiert werden. Prinzipiell ist es von Vorteil, wenn möglichst viele der Faktoren aus Tabelle 4-15 (vor allem die durch \* gekennzeichneten), erfüllt sind, weil dadurch die Bau- oder Betriebskosten gesenkt oder die Risiken der Unternehmung reduziert werden.

**Tabelle 4-15: Relevanz quantitativer und qualitativer Standortfaktoren für Grüne-Gase-Anlagen in der IRMD (Quelle: [Günther 2014])**

Standortfaktoren	erforderlich	relevant	unbedeutend
<b>Quantitativ</b>			
Transport-Kosten	✓		
Produkt-Bedarf *	✓		
Produkt-Absatzpreis	✓		
Energie-Preis	✓		
Grundstückspreis *		✓	
Personal-Kosten		✓	
Materialbeschaffungs-Kosten		✓	
Finanzierungs-Kosten		✓	
Öffentliche Hand, Fördergelder *			✓
Grund- und Gewerbe-Steuer			✓
Gewinn-Steuer			✓
Entsorgungs-Kosten			✓
<b>Qualitativ</b>			
<b>Grundstück</b>			
Lage *	✓		
Form		✓	
Zustand *		✓	
Bauvorschriften		✓	
Umgebungseinflüsse		✓	
Ausdehnungsmöglichkeiten *		✓	
<b>Infrastruktur</b>			
Versorgungsnetze *		✓	
Bezug von Rohstoffen *	✓		
<b>Umwelteinflüsse</b>			
Abwasser		✓	

\* Mit besonderer Bedeutung für Standortoptionen innerhalb der IRMD

## 4.5 Vielversprechende Wertschöpfungspfade für Unternehmen

Auf Grundlage der Ergebnisse der Metastudie (siehe Kapitel 2), der Umfrage und den Interviews (siehe Kapitel 3.2.1.1 und 3.4.3) werden im Folgenden vielversprechende Wertschöpfungspfade für Unternehmen in der Region hinsichtlich Grüner Gase genannt.

### 1) EE-Anlagen

Voraussetzung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist die ausreichende Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom. Daher sind in Zukunft Unternehmen, die erneuerbare Energien erzeugen von großer Bedeutung. Dieser Bereich umfasst die Planung, den Bau und den Betrieb von EE-Anlagen (Wind, PV). Wie bereits in Kapitel 3.2.1.2 beschrieben, existieren in der IRMD eine Vielzahl von WEA und PV-Anlagen, wovon der Großteil in Sachsen-Anhalt verortet ist. Für die Gebietskörperschaften in Thüringen und Sachsen besteht daher noch Ausbaupotenzial. Die Betreiber von Wind- und Solarparks sind einerseits größere Entwicklungs- und Betreibergesellschaften, andererseits gibt es auch eine Vielzahl von kleineren Gesellschaften, die einzelne Erzeugerparks betreiben. Für die Planung und die Genehmigung der Anlagen werden spezialisierte Planungsbüros benötigt wie z. B. ähnlich der Terrawatt Planungsgesellschaft mbH aus Leipzig. Für den Bau von EE-Anlagen bzw. die Bereitstellung der Technik sind ebenfalls entsprechende Firmen von Nöten. Firmen wie Enercon oder Siemens sind diesbezüglich bereits in der IRMD tätig.

### 2) Elektrolyseure und Komponenten

Schlüsseltechnologien des Aufbaus einer „Wasserstoff-Wirtschaft“ sind Elektrolyseure (PEM, AEL, SOEL) und dazugehörige Systemkomponenten (z. B. Füllstandsmesssysteme, Servoventiltechnik) benötigt. Unternehmen, die Elektrolyse-Anlagen bauen, werden daher eine bedeutende Rolle in der Zukunft spielen. In der Region ist in diesem Bereich die Sunfire GmbH aus Dresden ein wichtiger Akteur, diese plant ihre Fertigungskapazität für Alkali-Elektrolyseure bis 2023 auf 500 MW/Jahr zu erhöhen, da sie von einer weltweiten Steigerung des Elektrolysebedarfs ausgeht [Von Olshausen 2021]. Der Maschinen- und Anlagenbauer AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG aus Thüringen ist ebenfalls in diesem Geschäftsfeld zu nennen.

Mit steigendem Bedarf an Elektrolyseleistung wird auch die Nachfrage nach einzelnen Technikkomponenten für Elektrolyseure zunehmen. Zu diesen Bauelementen zählen unter anderem Elektroden, Membranen, Katalysatoren, Verdichter oder Hochdruckprüftechnik.

Weiteres unternehmerisches Potenzial besteht für:

- ▶ die Entwicklung von Betreiber- und Finanzierungsmodellen,
- ▶ die Durchführung von Genehmigungsverfahren für die Anlagen,
- ▶ die Prüfung und Zertifizierung der Anlagen,

- ▶ das Sicherheitsmanagement der Elektrolyseanlagen (Abnahme und Prüfung von Wasserstoffsystemen und Druckgeräten, Explosions- und Brandschutzprüfungen, Entwicklung von Anlagenschutz- und Störfallkonzepten),
- ▶ die Wartung und Unterhaltung der Anlagen sowie
- ▶ die Aus- und Weiterbildung für das Anlagen-Personal.

### 3) Infrastruktur

#### H<sub>2</sub>-Leitungen

Damit die errechneten H<sub>2</sub>-Potenziale gehoben werden können, ist ein Ausbau der H<sub>2</sub>-Infrastruktur unabdingbar. Unternehmerische Potenziale bestehen zum einen bei der Umwidmung der Erdgasnetze (Ferntransport, Regionalversorgung, Verteilung an Endverbraucher) und zum anderen beim Neubau von reinen H<sub>2</sub>-Leitungen. Das bedeutet für den Ferngasnetzbetreiber ONTRAS aber auch andere Gasnetzbetreiber (Stadtwerke, interkommunale Unternehmen, etc.) hohe Investitionskosten (siehe Tabelle 4-13), aber auch die Chance für regionale Unternehmen an den Bauarbeiten beteiligt zu werden. Gefragt sein wird auch die Expertise bezüglich Steuerungs- und Regelungstechnik sowie der H<sub>2</sub>-Sensorik, um das Zusammenwirken der Einzelkomponenten über verschiedene Sektoren zu optimieren.

#### H<sub>2</sub>-Speicher

Die Ertüchtigung der Infrastruktur beinhaltet ebenso die Errichtung von H<sub>2</sub>-Speichern. So können geeignete Erdgasspeicher zu H<sub>2</sub>-Speichern umgebaut werden, wie es derzeit beispielsweise die VNG in Bad Lauchstädt plant. Es können auch neue H<sub>2</sub>-Kavernen in passenden geologischen Formationen errichtet oder alte Salzkavernen zum H<sub>2</sub>-Speicher umgebaut werden. Neben den ortsgebundenen H<sub>2</sub>-Speichern werden auch kleinere, mobile H<sub>2</sub>-Speicher eine zunehmende Rolle spielen. So gehören zum Produktportfolio der thüringischen Maximator Hydrogen GmbH bereits jetzt schon bewegliche Container zur Speicherung von Wasserstoff. Diese könnten zunehmend zum Einsatz bei H<sub>2</sub>-Tankstellen kommen, um vor Ort Wasserstoff zu erzeugen und diesen zwischenspeichern. Es werden auch vermehrt spezielle H<sub>2</sub>-Hochdruckstahlflaschen für den Transport nachgefragt werden.

#### Transport über die Straße/H<sub>2</sub>-Verflüssigung

Die Logistikbranche wird auch an der auszubauenden Transport- und Verteilinfrastruktur für Wasserstoff partizipieren können, da bis zum vollständigen Umbau des Erdgasnetzes bzw. zum Neubau von H<sub>2</sub>-Netzen nicht jedes Industrieunternehmen den benötigten Wasserstoff per Elektrolyseur vor Ort erzeugen oder mangels Anschlusses über eine H<sub>2</sub>-Pipeline beziehen kann. Die Linde AG hat in der IRMD mehrere Standorte, um Kunden mit gasförmigen wie auch flüssigem Wasserstoff mittels Tanklastern zu beliefern (zusätzlich zur H<sub>2</sub>-Pipeline). Das Unternehmen verfügt über eine der wenigen H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen. Bisher ist der Prozess der Verflüssigung noch sehr energieintensiv, mit zunehmender Reduzierung des Energieeinsatzes können jedoch Kosten gesenkt und

Wirkungsgrade gesteigert werden, um H<sub>2</sub>-Verflüssiger wirtschaftlicher zu machen und einen Markthochlauf zu erreichen. Für Verflüssigungsanlagen werden wiederum verschiedene Anlagenkomponenten (z.B. Kolbenkompressoren oder Gasgelagerte Expansionsturbinen [Linde Kryotechnik 2021]) benötigt, deren Bereitstellung ebenfalls regionale Wertschöpfung generieren können.

#### 4) Anwendungstechnologien

Die Möglichkeiten der H<sub>2</sub>-Anwendungstechnologien sind weit gefächert und können je nach Sektor sehr differenziert betrachtet werden. Im Folgenden wird eine beispielhafte Übersicht über potenzielle Wertschöpfungspfade für Unternehmen in diesem Bereich gegeben.

##### Mobilität

- ▶ Zulieferindustrie für Brennstoffzellen: Herstellung von Kathodenluft- oder Kühlmittelfilter, Drehschieberpumpen, Seitenkanalverdichter zur Luftversorgung
- ▶ Entwicklung von H<sub>2</sub>-Motoren
- ▶ Fahrzeugbau mit Brennstoffzellenantrieb: für Lkw, Busse, Müllfahrzeuge, Flurförderfahrzeuge, Pkw, schienengebundene Fahrzeuge
- ▶ Entwicklung von H<sub>2</sub>-Tankstellen
- ▶ Herstellung von LH<sub>2</sub> für den Betrieb von Fährschiffen
- ▶ Entwicklung von PtL-Kraftstoffen (H<sub>2</sub>-Derivate) für die Binnenschifffahrt
- ▶ Herstellung von PtL-Kerosin und verflüssigtem Wasserstoff für Flugzeuge
- ▶ Logistikbranche: Dekarbonisierung der Lager- und Intralogistik, sowie des Lieferverkehrs

##### Strom/Wärme

- ▶ Bau neuer H<sub>2</sub>-BHKW (Wasserstoffmotoren- oder BZ-basiert) oder Anpassung bisher mit Erdgas betriebener BHKW
- ▶ Implementierung von H<sub>2</sub>-BHKW kombiniert mit Wasserelektrolyseanlagen für die Rückverstromung
- ▶ Installation von Mikro-BZ-Systemen für energieautarke Quartiere, die Wärme und Elektrizität aus Wasserstoff durch eine Kombination von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern und kleinen Elektrolyseuren bereitstellen
- ▶ Auf lange Sicht bei sinkenden Bereitstellungskosten Einsatz von grünem Wasserstoff für die HT-Wärmeerzeugung für die Industrie und NT-Wärme für Haushalte (Einstellung oder Ersetzen von Brennerköpfen oder Geräten bei den Endverbrauchern nötig)
- ▶ An Standorten mit CO<sub>2</sub>-intensiven Industrieprozessen: Herstellung von synthetischem Methan aus grünem Wasserstoff aus einer PtG-Anlage und grünem

Strom, sowie biogenem CO<sub>2</sub> aus Biomethananlagen oder aus Luftzerlegungsanlagen. Vorteilhaft ist dadurch die Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen und -endanwendungen

### Stoffliche Nutzung von Wasserstoff

- ▶ Ersatz des grauen Wasserstoffes mittel- bis langfristig durch grünen, um chemische Erzeugnisse wie grünes Methanol oder Wasserstoffperoxid herzustellen
- ▶ Nachrüstung bestehender Dampfreformer mit CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen für die Erzeugung blauen Wasserstoffs (kurz- bis mittelfristig)
- ▶ Abtransport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> ins Ausland

### Messtechnik und Prozessautomatisierung

Herstellung von:

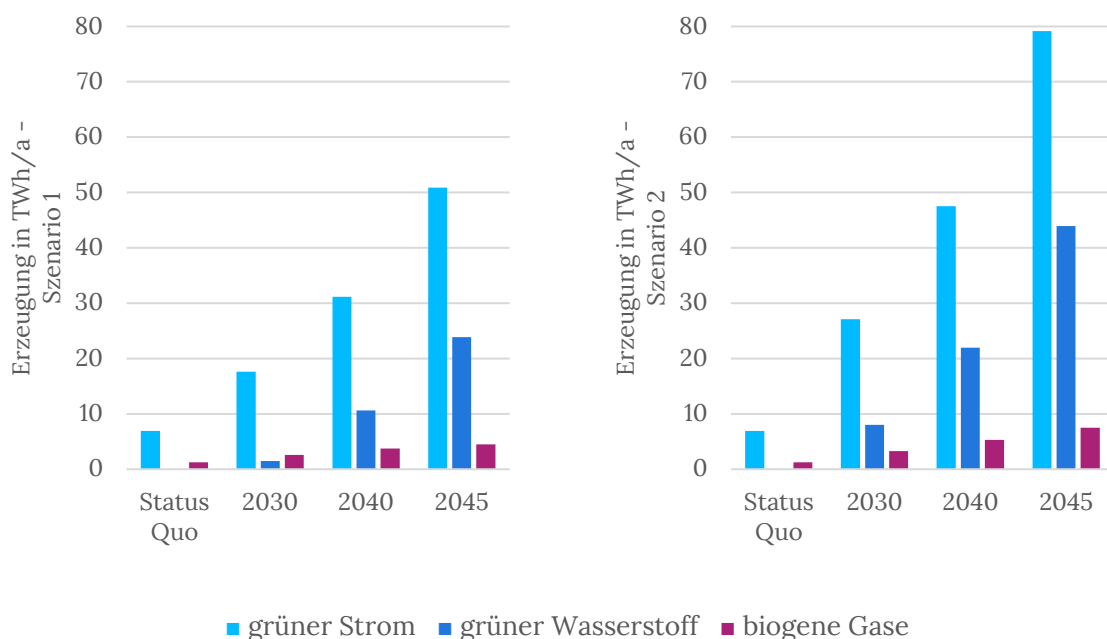
- ▶ speziellen Systembestandteilen und elektronischen oder mess-, steuer-, und regelungstechnischen Komponenten für H<sub>2</sub>-Anwendungen und Brennstoffzellen
- ▶ Konvertern mit integrierten Überwachungs- und Steuerungsfunktionen für Brennstoffzellen
- ▶ Stromversorgungstechnik für Elektrolyseure
- ▶ Gasspürgeräten und keramischen Sensorsystemen zur Detektion und Messung von Wasserstoff
- ▶ Drucksensoren für Wasserstoff
- ▶ H<sub>2</sub>-betriebenen Wärmebehandlungsanlagen
- ▶ Softwarelösungen für Prozessoptimierungen

## 4.6 Zusammenfassung und Gesamtbilanz der Potenzialanalyse

Abschließend werden im Folgenden die Hauptergebnisse der Potenziale für die verschiedenen Erzeugungs- und Anwendungspotenziale zusammengefasst.

### Erzeugungspotenziale für Grüne Gase

Bestimmende Größe für den Aufbau einer bedeutenden Wasserstoffwirtschaft ist die Verfügbarkeit an erneuerbarem Strom. Für den starken Zuwachs an Standorten für Windenergie- und großflächige Fotovoltaikanlagen werden zunehmende Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung erwartet. Deswegen wurde in dieser Studie angenommen, dass sich die Zahl der Standorte gegenüber heute im „Klimaschutz First Szenario“ bis 2045 nur etwas mehr als verdoppelt. Dafür werden diese Standorte jedoch besser genutzt. Die installierte Leistung neuer Anlagen in der IRMD wird, je nach umgebender Topografie und Nutzungsstruktur, auf fünf bis sechs Megawatt je Anlage wachsen. Die derzeitige Menge an grünem Strom in Höhe von rund 7 TWh/a wird bis zum Ende des Betrachtungszeitraums um das Siebenfache (Szenario 1: ca. 51 TWh/a), bzw. zwölffache (Szenario 2: 80 TWh/a) steigen (siehe Abbildung 4-28). Das umfasst neben Wind- und Sonnenstrom auch die mit Biogas erzeugte Strommenge.



**Abbildung 4-28: Gesamterzeugung von Grünen Gasen und erneuerbarem Strom in der IRMD in TWh/a (Quelle: Eigene Berechnung)**

Die heimische H<sub>2</sub>-Produktion hängt unmittelbar von der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ab, entsprechend ist ein massiver Ausbau an EE-Erzeugung nötig. Tabelle 4-16 verdeutlicht, dass die ermittelten Potenziale alle Anwendungsbereiche bedarfsgerecht bedienen und zusätzlich große Mengen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden können. Für das Jahr 2040 würden in Szenario 1 ca. 47 % des EE-Stroms



(15 TWh/a) für die Produktion von 11 TWh H<sub>2</sub>/a verwendet werden, für das Klimaschutz-First-Szenario wären es sogar 65 % (30 TWh/a) mit einem Output an 22 TWh H<sub>2</sub>/a. Für das Jahr 2045 steigt der Anteil des verwendeten grünen Stroms weiter auf 65 % bzw. 77 %, sodass 24 bzw. 44 TWh H<sub>2</sub>/a erzeugt werden können.

Im Vergleich zur Wasserstoffproduktion werden geringere Mengen an biogenen Gasen in der IRMD erzeugt (Tabelle 4-11 und Abbildung 4-15). Die derzeit 1,2 TWh/a an biogenen Gasen steigen im Szenario 1 auf rund 4 TWh/a im Jahr 2040 und in Szenario 2 auf ca. 5 TWh/a.

### Bedarfpotenziale für Grüne Gase

Innerhalb der Anwendungsbereiche (Sektoren) Grüner Gase gibt es einen natürlichen Wettbewerb um den technisch und wirtschaftlich besten Weg zur Dekarbonisierung. Dabei bestimmen technologiestarke Vorreiter auch über die zukünftige Bedeutung einzelner Technologien. Die Abschätzung der Entwicklung von Marktanteilen ist komplex und konnte nur auf Grundlage belastbarer technischer Studien, Untersuchungen der möglichen Marktentwicklung, der Einschätzung wichtiger Marktteilnehmer in Interviews und Fachgesprächen, einer realistischen Vorausschau der Infrastrukturentwicklung und der Beurteilung von technischen Mindestanforderungen (z. B. Zugkraft, Reichweite, Systemtauglichkeit) erfolgen. Tabelle 4-16 gibt einen Gesamtüberblick über die sektoralen Anwendungsbedarfe Grüner Gase in der IRMD. Im Folgenden werden die errechneten Ergebnisse zuerst bezogen auf grünen Wasserstoff und danach auf biogene Gase betrachtet.

**Tabelle 4-16: Sektoraler Anwendungsbedarf Grüner Gase in der IRMD**  
(Quelle: Eigene Berechnung)

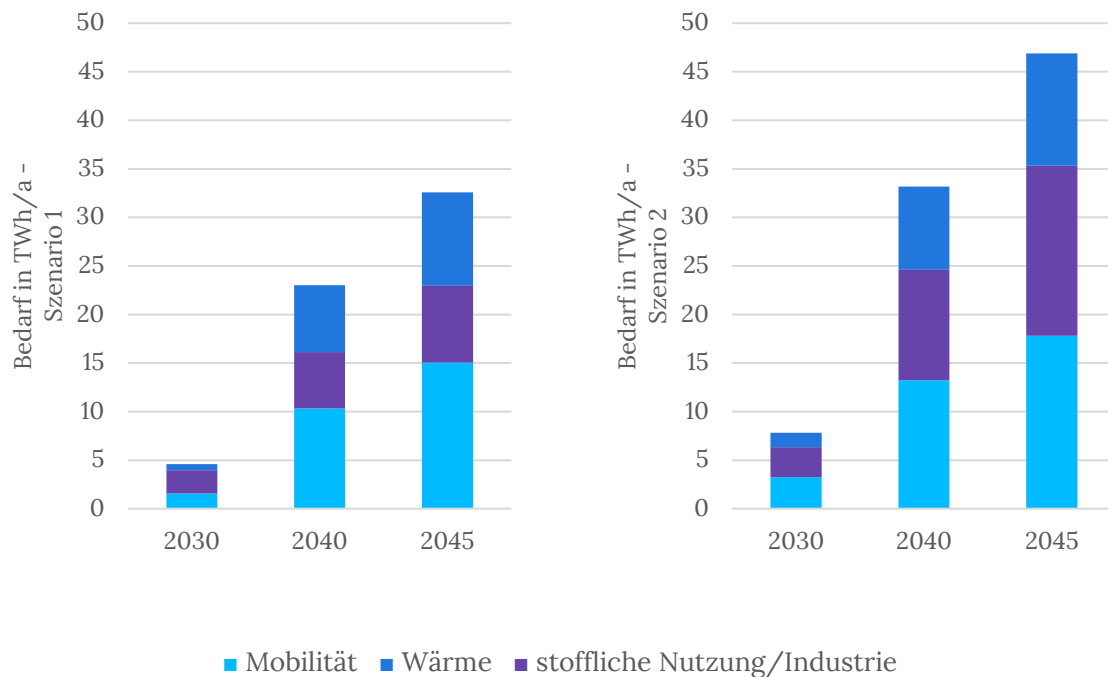
in GWh/a	Status Quo	Szenario 1			Szenario 2		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045
<b>Mobilitätssektor</b>							
Wasserstoff	0	1.542	10.318	15.049	3.249	13.232	17.806
Biogene Gase	0	680	780	1.000	960	870	982
<b>Gesamt</b>	<b>0</b>	<b>2.222</b>	<b>11.098</b>	<b>16.049</b>	<b>4.209</b>	<b>14.102</b>	<b>18.788</b>
Erneuer. Strom	297	1.019	2.087	2.469	1.222	2.493	2.666
<b>stoffliche Nutzung / Industrie</b>							
Wasserstoff	0	2.413	5.816	7.917	3.090	11.358	17.502
Biogene Gase	0	0	0	100	0	0	300
<b>Gesamt</b>	<b>0</b>	<b>2.413</b>	<b>5.816</b>	<b>8.017</b>	<b>3.090</b>	<b>11.358</b>	<b>17.802</b>
<b>Stromsektor</b>							
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0
Biogene Gase	950	700	1.310	1.090	980	1.510	1.420
<b>Gesamt</b>	<b>950</b>	<b>700</b>	<b>1310</b>	<b>1090</b>	<b>980</b>	<b>1510</b>	<b>1420</b>
Erneuer. Strom	13.717	13.717	13.717	13.717	13.717	13.717	13.717
<b>Wärmesektor</b>							
Wasserstoff	0	618	6.870	9.602	1.476	8.590	11.581

in GWh/a	Status Quo	Szenario 1			Szenario 2		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045
<b>Biogene Gase</b>	811	1.018	752	665	1.001	668	548
<b>Gesamt</b>	811	1.636	7.622	10.267	2.477	9.258	12.129
<b>Erneuer. Strom</b>	109	858	651	1.497	964	807	1.702
<b>Wasserstoffherzeugung</b>							
<b>Erneuer. Strom</b>	12	2.048	14.727	33.189	11.179	30.492	61.066
<b>Gesamtbedarf</b>							
<b>Wasserstoff</b>	0	4.573	23.004	32.568	7.815	33.180	46.888
<b>Biogene Gase</b>	1.761	2.398	2.842	2.855	2.941	3.048	3.250
<b>Grüne Gase</b>	1.761	6.971	25.846	35.423	10.756	36.228	50.138
<b>Erneuer. Strom</b>	14.134	17.643	31.182	50.872	27.082	47.508	79.151

## Wasserstoff

In Abbildung 4-29 werden für beide Szenarien die Wasserstoffbedarfe nach den Anwendungssektoren dargestellt. Die Stromerzeugung auf Basis von Wasserstoff wird in der IRMD eine untergeordnete Rolle spielen. Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung und der Rückverstromung als Systemdienstleistung bahnen sich wichtige Anwendungsfälle an. Letztere wurde im Rahmen der Analyse jedoch nicht berücksichtigt, da ihre Bedeutung stark von dem Leitungsausbau im Stromsystem abhängt und zu erwarten ist, dass dieser Anwendungsbereich im Aufgabengebiet der Netzbetreiber liegen wird. Die Herstellung von synthetischem Methan wird eine eher untergeordnete und schwindende Rolle spielen. Allerdings werden die vorhandenen oder demnächst fertiggestellten Anlagen ihr Gas ins Erdgasnetz einspeisen.

Einen essenziellen Anteil am steigenden Wasserstoffbedarf nimmt in beiden Szenarien der Mobilitätssektor ein. Dabei wurde auch der Wasserstoffbedarf für die Nutzung von H<sub>2</sub>-Derivaten, wie PtL-Kerosin und Bio-Methanol berücksichtigt. Während im Jahr 2030 in Szenario 1 noch 34 % des Wasserstoffbedarfes auf den Verkehrssektor entfallen, erhöht sich der Anteil im Jahr 2040 bereits auf 45 %. Im Jahr 2045 wird erwartet, dass von den benötigten 33 TWh H<sub>2</sub>/a 46 % im Bereich Mobilität verwendet werden. Im Szenario 2 werden im Jahr 2040 40 % und im Jahr 2045 rund 38 % in diesen Markt fließen. Die geringeren Anteile in diesem Szenario erklären sich durch die steigende Nachfrage von Wasserstoff zur stofflichen Nutzung in der Industrie, insbesondere für die Herstellung von Methanol. Nach dem Mobilitäts- und Industriesektor wird Wasserstoff in Zukunft auch verstärkt im Wärmemarkt eingesetzt werden. In beiden Szenarien liegt sein Anteil an der Wasserstoff-Nachfrage zwischen 25-30 % in den Jahren 2040 und 2045. Eine vordergründige Rolle werden im Wärmemarkt jedoch biogene Gase spielen.



**Abbildung 4-29: Bedarf an grünem Wasserstoff nach Anwendungssektoren in der IRMD in TWh/a (Quelle: Eigene Berechnung)**

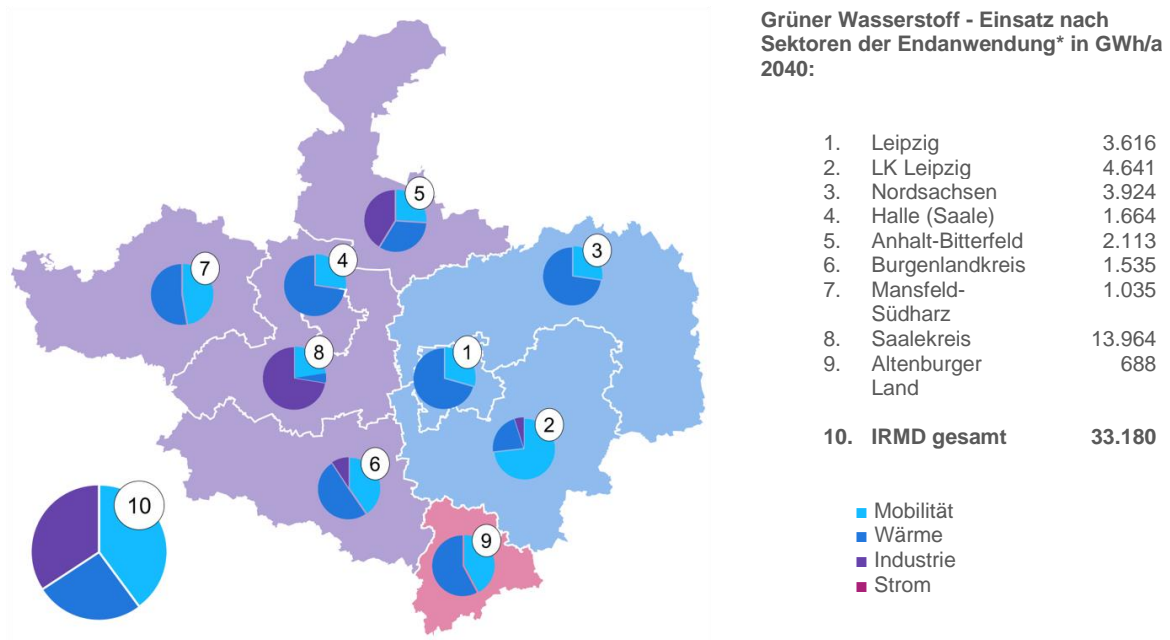
### Landkreisscharfe Betrachtung für das Jahr 2040 im Klimaschutz-First-Szenario

Da für die IRMD insbesondere der Zeitraum des Kohleausstiegs von Bedeutung ist und ein ambitionierteres Klimaschutz-Szenario angestrebt wird, wird an dieser Stelle ein Blick auf die landkreisscharfe Verteilung des Wasserstoffbedarfes nach Anwendungssektoren für das Jahr 2040 in Szenario 2 geworfen (siehe Abbildung 4-30). Auffällig ist hier die hohe Nachfrage von Wasserstoff in der chemischen Industrie, die sich insbesondere auf die sächsisch-anhaltinischen Landkreise Saalekreis (Standort Leuna) und Anhalt-Bitterfeld (Standort Bitterfeld-Wolfen) konzentriert, da hier die Wasserstoff-Pipeline verläuft und viele Chemieunternehmen ihren Sitz haben. Dabei wird davon ausgegangen, dass der hohe Wasserstoffbedarf der SKW Piesteritz in Lutherstadt-Wittenberg (außerhalb der IRMD liegend) zur Herstellung von Ammoniak zukünftig zum Teil durch grünen Wasserstoff aus der IRMD gedeckt wird. Dafür wird ein Anschluss des Standortes an die Wasserstoff-Pipeline für sinnvoll erachtet und angestrebt. Die errechneten Bedarfsmengen der SKW Piesteritz aus der IRMD wurden dafür anteilig den Gebietskörperschaften Saalekreis und Anhalt-Bitterfeld zugerechnet<sup>83</sup>.

Eine hohe Nachfrage nach Wasserstoff besteht zudem im Wärmesektor. Im Jahr 2040 wird im Landkreis Nordsachsen und in den Städten Halle (Saale) und Leipzig jeweils mehr als Dreiviertel des Wasserstoffes im Wärmemarkt benötigt. In den Landkreisen Mansfeld-Südharz, Burgenlandkreis und Altenburger Land sind es knapp 50 %.

<sup>83</sup> Details zu den anteiligen Anrechnungen sind in Kapitel 5.2.1.2 aufgelistet.

Eine bedeutende Rolle wird Wasserstoff im Bereich Mobilität im Landkreis Leipzig einnehmen (v. a. aufgrund mangelnder Industrieanwendungen). Hier wird im Jahr 2040 davon ausgegangen, dass fast 75 % des Wasserstoffes in den Verkehrssektor fließen. Des Weiteren werden auch die Landkreise Mansfeld-Südharz und Altenburger Land verstärkt auf Wasserstoff in der Mobilität setzen (fast 50 % ihrer Wasserstoff-Nachfrage).



\*H<sub>2</sub> für PtL-Kerosin-bzw. -Methanol-produktion wird dem Verkehrssektor zugeordnet

**Abbildung 4-30: Landkreisscharfer Bedarf an grünem Wasserstoff in der IRMD im Jahr 2040 für Szenario 2 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Die folgende Tabelle 4-17 zeigt die Bedarfe für Wasserstoff in den einzelnen Sektoren für die Landkreise der IRMD. Der gezielten Rückverstromung (Stromsektor) wird während des Betrachtungszeitraumes der Studie keine große Bedeutung zugewiesen. Grund sind die bestehenden Effizienzprobleme des Umwandlungspfades.

**Tabelle 4-17: Landkreisscharfer, sektoraler Bedarf nach grünem Wasserstoff im Jahr 2040 für das Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

Landkreis / Stadt	Mobilität* (in GWh/a)	Wärme (in GWh/a)	Industrie (in GWh/a)	Gesamt (in GWh/a)
Leipzig, Stadt	1.063	2.552	0	3.616
Leipzig, LK	3.398	1.015	227	4.641
Nordsachsen	3.214	710	0	3.924
Halle, Stadt	454	1.210	0	1.664
Anhalt-Bitterfeld, LK	549	692	872	2.113
Burgenlandkreis	620	773	142	1.535
Mansfeld-Südharz, LK	490	546	0	1.035
Saalekreis, LK	3.154	694	10.117	13.963
Altenburger Land, LK	290	398	0	688
<b>IRMD</b>	<b>13.232</b>	<b>8.590</b>	<b>11.358</b>	<b>33.180</b>

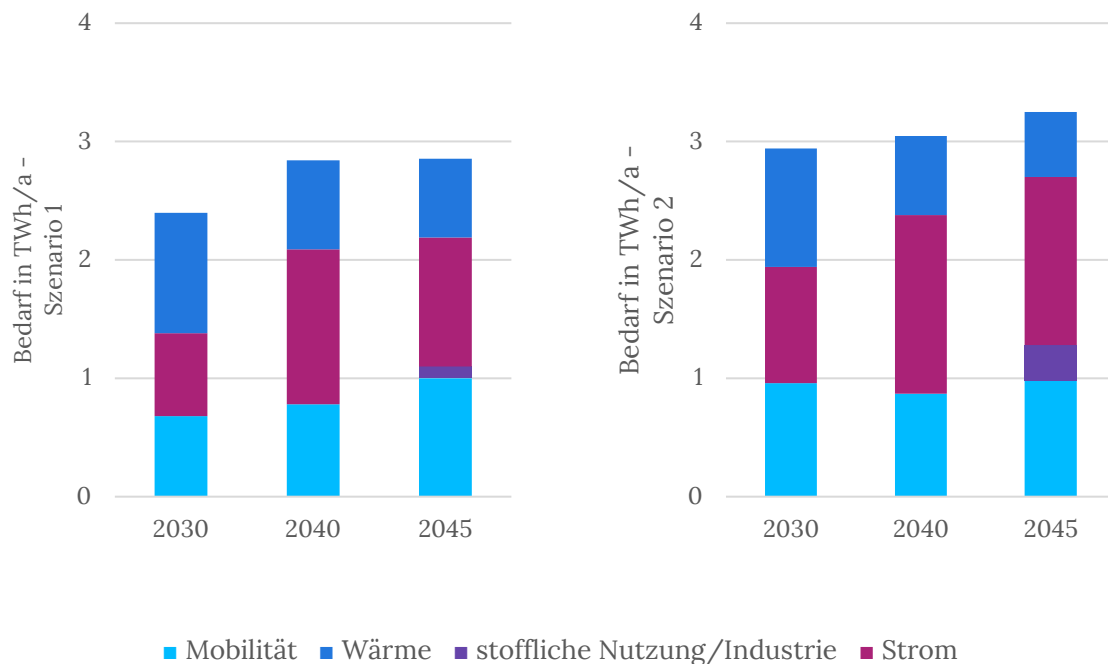
\* einschließlich des H<sub>2</sub>-Bedarfs für PtL-Produktion von insgesamt 6.178 GWh/a

## Biogene Gase

Abbildung 4-31 zeigt die Entwicklung des Gesamtbedarfes biogener Gase unterteilt nach ihren Anwendungsbereichen.

In den beiden Abbildungen wird deutlich, dass biogene Gase im Wesentlichen in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden, wobei sich der Schwerpunkt in Richtung Strom entwickeln wird. Im ersten Szenario werden im Jahr 2040 rund 46 % der biogenen Gase in den Stromsektor fließen, im Jahr 2045 sinkt der Anteil aufgrund der zunehmenden Verwendung von biogenen Gasen in der Mobilität auf 38 %. Im Klimaschutz-First-Szenario werden 2040 50 % und im Jahr 2045 knapp 44 % der biogenen Gase im Stromsektor benötigt. Die Senkung erfolgt auch hier aufgrund der stärkeren Nutzung im Bereich Verkehr (durch CNG bzw. LNG-Fahrzeuge).

Im Wärmemarkt erfolgt der Einsatz biogener Gase zunächst durch Beimischung zu Erdgas und später als Brennstoff für räumlich abgegrenzte Areale (Quartiere, kleine Ortschaften, aber auch Unternehmen), die überwiegend mit Biogas versorgt werden und keine Schnittstellen zu den übrigen Versorgungsgebieten aufweisen. Im Jahr 2040 in Szenario 1 werden von den rund 2,8 TWh/a benötigten biogenen Gasen 26 % im Wärmemarkt eingesetzt, in Szenario 2 sind es 22 % von 3 TWh/a. Diese Anteile sinken im Jahr 2045 (Szenario1: 23 %; Szenario 2: 17 %).



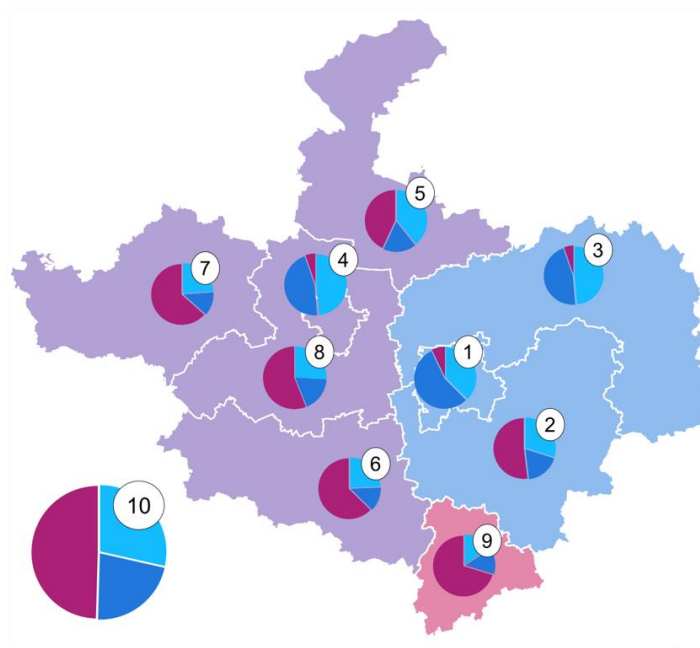
**Abbildung 4-31: Bedarf biogener Gase nach Anwendungssektoren in der IRMD in TWh/a (Quelle: Eigene Berechnung)**

Biogene Gase werden, wie angedeutet, auch im Verkehrssektor eine zunehmende Rolle spielen. Während heute aufbereitetes Biogas in beliebigen Mengen dem Erdgas in den Erdgasnetzen beigemischt werden kann, wird das im Zuge der schrittweisen Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff auf Dauer nicht mehr möglich sein. Entsprechend wird ein Fokus der zukünftigen Nutzung biogener Gase speziell im Verkehrssektor bei der Anwendung in schweren Nutzfahrzeugen und LNG-Lkw liegen, wofür derzeit in der IRMD zwei Produktionsanlagen gebaut werden.

Im Übrigen werden hochreine biogene Gase auch im stofflichen Einsatz der chemischen Industrie eine Rolle spielen, um Erdgas zu ersetzen. In Abbildung 4-31 und Tabelle 4-16 wird ihre stoffliche Nutzung jedoch nur im Jahr 2045 gesehen und das mit einer vernachlässigbaren Menge von 0,1 TWh/a in Szenario 1 und 0,3 TWh/a in Szenario 2.

#### Landkreisscharfe Betrachtung für das Jahr 2040 im Klimaschutz-First-Szenario

Analog zum Wasserstoffbedarf erfolgt an dieser Stelle eine Betrachtung der landkreisscharfen Verteilung biogener Gase nach Anwendungssektoren für das Jahr 2040 in Szenario 2 (siehe Abbildung 4-32).



**Biogene Gase - Einsatz nach Sektoren  
der Endanwendung in GWh/a 2040:**

1.	Leipzig	385
2.	LK Leipzig	483
3.	Nordsachsen	467
4.	Halle (Saale)	131
5.	Anhalt-Bitterfeld	212
6.	Burgenlandkreis	386
7.	Mansfeld-Südharz	295
8.	Saalekreis	409
9.	Altenburger Land	278
10.	IRMD gesamt	3.047

- Mobilität
- Wärme
- Industrie
- Strom

**Abbildung 4-32: landkreisscharfer Bedarf an biogenen Gasen in der IRMD im Jahr 2040 für Szenario 2 (Quelle: Eigene Darstellung)**

Biogene Gase werden vordergründig im Stromsektor Anwendung finden. Deutlich wird dies insbesondere in den Landkreisen Altenburger Land, Landkreis Leipzig, Burgenlandkreis, Saalekreis und Mansfeld-Südharz, in welchen mehr als 50 % der Nachfrage auf diesen Bereich entfällt. In den beiden kreisfreien Städten Halle und Leipzig, sowie im Landkreis Nordsachsen kommt biogenen Gasen insbesondere im Wärmemarkt eine bedeutende Rolle zu. Im Landkreis Anhalt-Bitterfeld besteht die Nachfrage fast zu gleichen Teilen, hauptsächlich im Verkehrs- und Stromsektor.

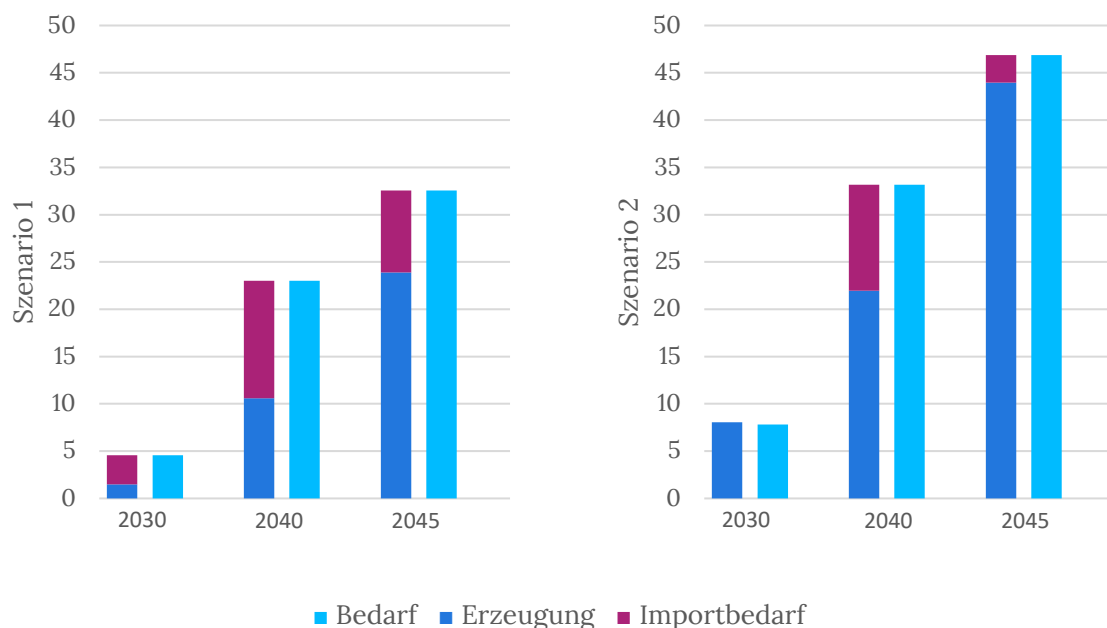
**Tabelle 4-18: Landkreisscharfer, sektoraler Bedarf von biogenen Gasen im Jahr 2040 für das Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

Landkreis / Stadt	Mobilität* (in GWh/a)	Wärme (in GWh/a)	Strom (in GWh/a)	Gesamt (in GWh/a)
Leipzig, Stadt	145	213	28	385
Leipzig, LK	144	88	251	483
Nordsachsen	118	71	278	467
Halle, Stadt	64	60	7	131
Anhalt-Bitterfeld, LK	83	38	91	212
Burgenlandkreis	94	50	242	386
Mansfeld-Südharz, LK	70	37	187	295
Saalekreis, LK	106	74	230	409
Altenburger Land, LK	44	39	196	278
IRMD	869	668	1.510	3.047

### Gesamtbilanz

In Abbildung 4-33 werden die Erzeugung und der Bedarf von grünem Wasserstoff gegenübergestellt. In beiden Szenarien ergibt sich ein Importbedarf, der im Jahr 2040 am höchsten ist (Szenario 1: ca. 12,4 TWh/a; Szenario 2: 11,3 TWh/a). Die Ursache dafür ist vor allem die Wasserstoff-Nachfrage im Verkehrssektor. Dort wird zunehmend Wasserstoff für BZ-Fahrzeuge und die Herstellung von Bio-Methanol und PtL-Kerosin verwendet. Im Jahr 2045 ist der H<sub>2</sub>-Importbedarf geringer und liegt für das erste Szenario bei rund 9 TWh/a, im ambitionierteren Szenario wird mit ca. 3 TWh/a gerechnet. In diesem Jahr steigt zwar die Nachfrage nach grünem Wasserstoff gegenüber dem Jahr 2040, jedoch steht mehr grüner Strom für die Erzeugung von Wasserstoff zur Verfügung, insbesondere im Klimaschutz-First-Szenario. Im Jahr 2030 werden in Szenario 1 ca. 3 TWh/a grüner Wasserstoff zusätzlich zur einheimischen Produktion importiert werden müssen. Nur im ambitioniertem Szenario 2 besteht im Jahr 2030 kein Importbedarf, da knapp 0,2 TWh/a grüner Wasserstoff zu viel erzeugt werden. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass dieser in der Region verbleibt.

Die genannten Importbedarfe zeigen, wie wichtig ein massiver Ausbau an EE-Erzeugung ist, um den regionalen Bedarf nach grünem Wasserstoff aus der Region heraus decken zu können, was ein wesentlicher Hebel für die regionale Wertschöpfung ist (siehe auch Kapitel 5.2.2).

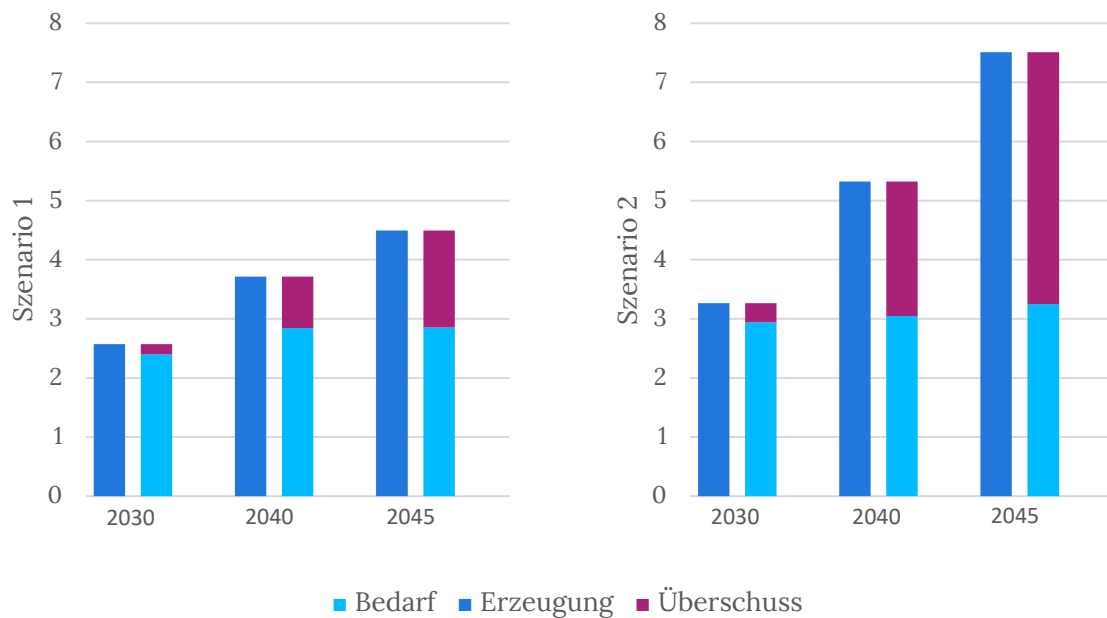


**Abbildung 4-33: Importbedarf grüner Wasserstoff in TWh/a (Quelle: Eigene Berechnung)**

Wie in Abbildung 4-34 dargestellt, sind die Erzeugungspotenziale für biogene Gase in der IRMD in beiden Szenarien mehr als bedarfsdeckend, es wird sogar ein Überschuss erwartet. In Szenario 1 beläuft sich dieser im Jahr 2040 auf 0,9 TWh/a und im Jahr 2045 auf 1,6 TWh/a. Im zweiten Szenario erhöht sich dieser um das 2,6-fache (2040:



2,3 TWh/a; 2045: 4,3 TWh/a). Es wird jedoch davon ausgegangen, dass dieser bilanzielle Überschuss an biogenen Gasen in der Region verbleibt und aufgrund der direkten Substituierbarkeit von Erdgas direkt in den Wärmemarkt fließen wird.



**Abbildung 4-34: Gesamtbilanz biogene Gase in TWh/a(Quelle: Eigene Berechnung)**

**Tabelle 4-19: Gesamtbilanz Grüner Gase in der IRMD (Quelle: Eigene Berechnung)**

in GWh/a	Status Quo	Szenario 1			Szenario 2		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045
<b>Bedarf</b>							
Grüner Wasserstoff	0	4.573	23.004	32.568	7.815	33.180	46.888
Biogene Gase	1.761	2.398	2.842	2.855	2.941	3.048	3.250
<b>Grüne Gase gesamt</b>	<b>1.761</b>	<b>6.971</b>	<b>25.846</b>	<b>35.423</b>	<b>10.756</b>	<b>36.228</b>	<b>50.138</b>
Erneuer. Strom	14.134	17.643	31.182	50.872	27.082	47.508	79.151
davon für H <sub>2</sub> -Erzeugung	12	2.048	14.727	33.189	11.179	30.492	61.066
<b>Erzeugung</b>							
Grüner Wasserstoff	8	1.475	10.604	23.896	8.049	21.954	43.967
Biogene Gase	1.230	2.573	3.713	4.493	3.263	5.325	7.508
<b>Grüne Gase gesamt</b>	<b>1.238</b>	<b>4.048</b>	<b>14.317</b>	<b>28.389</b>	<b>11.312</b>	<b>27.279</b>	<b>51.475</b>
Erneuer. Strom	6.922	17.643	31.182	50.872	27.082	47.508	79.151
<b>Gesamtbilanz</b>							
<b>grüner Wasserstoff</b>							
Importbedarf	0	3.098	12.400	8.672	0	11.226	2.921

in GWh/a	Status Quo	Szenario 1			Szenario 2		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045
	0,00 %	67,75 %	53,90 %	26,63 %	0,00 %	33,83 %	6,23 %
<b>biogene Gase</b>							
Überschuss	0	175	871	1.638	322	2.277	4.258
	0,00 %	7,30 %	30,65 %	57,37 %	10,95 %	74,70 %	131,02 %
<b>Importbedarf Grüne Gase</b>	<b>0</b>	<b>3.098</b>	<b>12.400</b>	<b>8.672</b>	<b>0</b>	<b>11.226</b>	<b>2.921</b>
Importbedarf ern. Strom	7.213	0	0	0	0	0	0

## Gesamtübersicht und Diskussion

Abbildung 4-35 fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Potenzialanalyse zusammen.

	Erzeugungspotenziale in der IRMD	Zukünftige Bedarfsszenarien für die IRMD
<b>H<sub>2</sub> und Derivate</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Substitution der bestehenden fossilen H<sub>2</sub>-Erzeugung</b> von 7 TWh/a erforderlich</li> <li>• <b>Expotenzielles Marktwachstum für grünen H<sub>2</sub></b> von aktuell 8 GWh/a auf 10 TWh (S1*) bzw. 22 TWh (S2) bis 2040</li> <li>• Anstieg des EE-Erzeugungspotenzials von 7 TWh auf 51 bis 80 TWh bis 2045 möglich (davon 65-77% für H<sub>2</sub>-Produktion)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktuell <b>ausschl. stoffliche Nutzung</b> von (grauem) H<sub>2</sub> in Höhe von 14 TWh, Anstieg bis 2045 auf 21 TWh</li> <li>• <b>Erwartete Verschiebung</b> bis 2040 zu grünem H<sub>2</sub></li> <li>• Außerdem: im Mobilitätssektor etwa ein Drittel des Energiebedarfs durch <b>H<sub>2</sub>-Derivate</b> (etwa Methanol, PtL-Kerosin)</li> <li>• Wärme: Einsatzpotenzial von bis zu 8 TWh in 2045</li> <li>• Rückverstromung ist ausgeklammert</li> </ul>
<b>Biogene Gase</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Anstieg Erzeugung biogener Gase</b> um 150% (S1) bzw. 250% (S2) bis 2040 durch steigende Anlagenzahl und höhere durchschn. Leistung</li> <li>• Zunehmende <b>Umstellung auf neue Anlagen der 2. und 3. Generation</b> (Reststoffe, Cellulose, Algen) mit höherer gesellschaftlicher Akzeptanz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einsatz mit Fokus auf jene Sektoren, in denen fossile Energieträger schwer anderweitig zu substituieren sind (Wärme- und Mobilitätssektor), Verschiebung Richtung Wärmesektor und Mobilität durch direkte Substitution von Erdgas und Erdöl</li> <li>• Rolle der CNG Mobilität im Übergang bedeutend, später Schwerpunkt auf LNG (Lkw)</li> </ul>
<b>Fazit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anstieg der Menge Grüner Gase von 1,2 TWh auf 27 TWh (2040, amb. Szenario) bei einem Bedarf von 35 TWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• H<sub>2</sub> als mit Abstand größter Abnehmer für erneuerbaren Strom (30 TWh im Jahr 2040, S2)</li> </ul>

## Abbildung 4-35: Gegenüberstellung von Erzeugungspotenzialen und dem Bedarf

### Chancen für die IRMD – Welcher Grad an Bedarfsdeckung mit grünen Gasen wird erreicht?

Wenn alle politischen, regulatorischen und ökonomischen Instrumente, die grundsätzlich zur Verfügung stehen, sinnvoll eingesetzt werden, können die im Klimaschutz-First-Szenario ermittelten Potenziale an erneuerbaren Strom, Wasserstoff und biogenen Gasen gehoben werden. Bei der Wasserstoff-Nachfrage kann ein Großteil durch heimische Produktion gedeckt werden. Diese Erkenntnis bedeutet zugleich einen vollständigen Umbau der Energieerzeugung, Energieversorgung und der Verknüpfung der Sektoren. Ein großer Teil der Handlungsfelder unterliegt politischen Entscheidungen. Der gesamte Sektor der ÖPNV und SPNV kann durch gezielte Ausschreibung auf Strom- und Wasserstoff umgestellt werden. Ein großer Anteil der Wärmeversorgung liegt in den Händen von Stadtwerken oder von Unternehmen, an denen die Kommunen beteiligt sind. Die Weiterentwicklung der Fernwärmeversorgung, die Umstellung fossiler Zentralheizungen, sowie die Ausweisung von Arealen, die mit Biogas versorgt werden, liegt in

den Händen der Kommunen oder deren Unternehmen. Selbst die Dekarbonisierung des Luftverkehrs ist durch die Eigentumsverhältnisse am Flughafen Halle-Leipzig politisch beeinflussbar. Die Region, ihre Mitgliedskommunen, die kommunalen Unternehmen und natürlich auch die drei Landesregierungen haben es in der Hand, aus anspruchsvollen Szenarien eine anspruchsvolle Zukunft werden zu lassen.

### Dekarbonisierungspotenziale

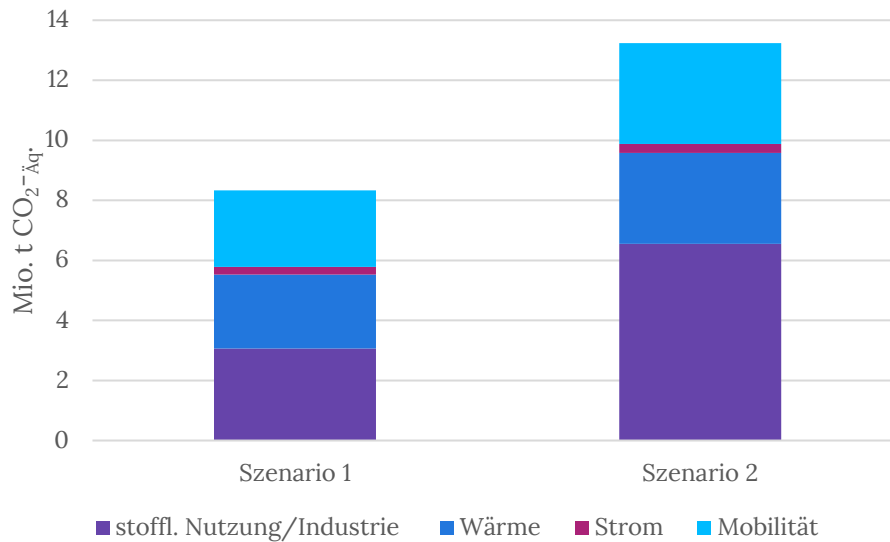
Die Substitution fossiler Energieträger durch Grüne Gase bietet für die IRMD vor allem aber auch die Chance, große Mengen an CO<sub>2</sub>-Emissionen einzusparen und einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele zu leisten. Abbildung 4-36 stellt die geschätzten eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Jahr 2040 dar, welche durch den Einsatz Grüner Gase erreicht werden könnten.<sup>84</sup> Dabei wurde für die Sektoren stoffliche Nutzung/Industrie, Strom und Wärme davon ausgegangen, dass die Grünen Gase ihr fossiles Pendant 1:1 ersetzen können, sodass der Bedarf an Grünen Gasen der Substitutionsmenge entspricht. Die Substitutionsmenge wurde im Anschluss mit dem Faktor der eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>85</sup> multipliziert. Im Mobilitätssektor ist der Ersatz fossiler Energieträger im Maßstab 1:1 jedoch nicht möglich. Unterschiedliche Antriebsarten haben unterschiedliche Wirkungsgrade. Je höher der Wirkungsgrad einer Antriebsart ist, desto weniger Energie – bspw. kWh/km – wird verbraucht und diese unterschiedliche Effizienz der Antriebsarten musste bei der Berechnung der Substitutionspotenziale miteinbezogen werden.

Die Abbildung 4-36 zeigt, dass im Jahr 2040 in Szenario 1 rund 8 Mio. t Kohlenstoffdioxid eingespart werden können. Im Szenario 2 ist es sogar möglich das 1,6-fache an CO<sub>2</sub>-Emissionen (ca. 13 Mio. t CO<sub>2-Äq</sub>) zu vermeiden. Insbesondere der Sektor stoffliche Nutzung/Industrie bietet hohe Dekarbonisierungspotenziale. Durch die Substitution von grauem Wasserstoff durch grünen und den Einsatz von Biomethanol können voraussichtlich 3 Mio. t CO<sub>2-Äq</sub> (Szenario 1) bis 6,5 Mio. t CO<sub>2-Äq</sub> (Szenario 2) weniger emittiert werden. Neben der stofflichen Verwendung können auch in den Bereichen Mobilität und Wärme Minderungspotenziale gehoben werden. Im Verkehrssektor liegen diese bei ca. 2,5 bzw. 3,4 Mio. t CO<sub>2-Äq</sub>. 75 % der Emissionseinsparung in diesem Sektor können durch den Einsatz von grünem Wasserstoff erreicht werden, welcher fossile Kraftstoffe wie Diesel, Benzin und Kerosin ersetzt. Die restlichen CO<sub>2</sub>-Minderungen werden durch den Einsatz von LNG und PtL-Biomethanol ermöglicht. Im Wärmemarkt können insgesamt 2,5 bis 3 Mio. t CO<sub>2-Äq</sub> vermieden werden. Vor allem der Einsatz von Wasserstoff als Ersatz für Heizöl und auch für Erdgas ist hier vielversprechend. Der Ersatz von Öl-Einzelheizungen und -Zentralheizungen kann die CO<sub>2</sub>-Emissionen erheblich reduzieren. Der Ersatz von Erdgaszentralheizungen durch Brennstoffzellen und die Umstellung der Fernwärme auf H<sub>2</sub>-basierte Wärmeerzeugung kann zu einer vollständigen Dekarbonisierung im Wärmemarkt beitragen. Der Einsatz Grüner Gase im Stromsektor

<sup>84</sup> Der Fokus in vielen Detailanalysen wird wegen des anstehenden Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 auf das Jahr 2040 gelegt. Die Berechnungen für die Zeiträume 2030 und 2045 können Tabelle 4-20 entnommen werden.

<sup>85</sup> Differenz aus fossilem Emissionsfaktor und Emissionsfaktor des Grünen Gases.

spielt außer bei KWK-Anlagen bei der CO<sub>2</sub>-Minderung eher eine untergeordnete Rolle.<sup>86</sup> Wenn folglich so viele CO<sub>2</sub>-Emissionen wie möglich eingespart werden sollen, muss unbedingt die Industrie im Bereich stoffliche Nutzung auf Grüne Gase umstellen, gefolgt vom Mobilitäts- und Wärmesektor. Es ist auch wichtig, das Klimaschutz-First-Szenario anzustreben, da hier deutlich mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden können.



**Abbildung 4-36: Durch den Einsatz Grüner Gase eingesparte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Anwendungssektoren im Jahr 2040 (Quelle: Eigene Berechnung)**

<sup>86</sup> Hiervon ausgenommen ist der Bedarf für gasförmige Energieträger als Transportmedium für erneuerbare Energie, was am Anwendungsort in vielen Fällen eine Rückverstromung zur Nutzbarmachung der Energie voraussetzt.

**Tabelle 4-20: Durch den Einsatz Grüner Gase eingesparte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Anwendungssektoren (Quelle: Eigene Berechnung)**

Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.	Status	Szenario 1			Szenario 2		
	Quo	2030	2040	2045	2030	2040	2045
stoffl. Nutzung / Industrie	0,00	1,33	3,06	4,10	1,72	6,55	10,16
Grüner Wasserstoff	0,00	0,75	1,80	2,45	0,95	3,51	5,41
Biomethanol	0,00	0,58	1,27	1,65	0,76	3,04	4,75
Wärme	0,16	0,41	2,46	3,37	0,69	3,03	4,01
biogene Gase	0,16	0,20	0,15	0,13	0,20	0,13	0,11
Grüner Wasserstoff	0,00	0,21	2,32	3,24	0,50	2,90	3,91
Strom (biogene Gase) <sup>87</sup>	0,19	0,14	0,26	0,21	0,19	0,30	0,28
Mobilität	0,00	0,75	2,55	3,78	1,23	3,36	4,33
Grüner Wasserstoff	0,00	0,43	1,93	2,72	0,73	2,53	3,41
LNG	0,00	0,20	0,23	0,29	0,28	0,26	0,29
PtL-Biomethanol	0,00	0,12	0,39	0,77	0,21	0,58	0,63
<b>Summe</b>	<b>0,35</b>	<b>2,62</b>	<b>8,34</b>	<b>11,46</b>	<b>3,83</b>	<b>13,24</b>	<b>18,78</b>

<sup>87</sup> Annahme: keine Anwendung von Wasserstoff im Stromsektor

## 5. Wirtschaftliche Potenziale Grüner Gase

Die zukünftige Nachfrage nach Grünen Gasen in der IRMD setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: Erstens gibt es ein Nachfragepotenzial nach Energieträgern, welches sich aus dem bisherigen Bedarf ergibt und das in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Zweitens kommen innovative Nachfragefelder (etwa durch den Einsatz Grüner Gase in der Industrie, der Mobilität oder dem Strom- und Wärmesektor) hinzu. Kapitel 5.1 untersucht die Nachfrageentwicklung konventioneller Energieträger, also ersterem Faktor, mittels einer Indexdekompositionsanalyse. Der zweite Faktor wird anschließend im Rahmen der Wertschöpfungsanalyse (siehe Kapitel 5.2) abgeschätzt, da hierbei zukünftige Potenziale Grüner Gase in allen Anwendungsfeldern berücksichtigt werden. Abschließend werden die Ergebnisse in Kapitel 5.3 zusammengefasst.

### 5.1 Indexdekompositionsanalyse – Ökonomische Einflüsse auf die Gesamtenergienachfrage

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (auch Gesamtenergienachfrage genannt) hängt vom Einfluss unterschiedlicher Faktoren ab. Mittels einer Indexdekompositionsanalyse kann diese in ihre unterschiedlichen Bestandteile zerlegt und deren jeweiliger Einfluss untersucht werden.

Dabei werden folgende Faktoren betrachtet:

- ▶ **Wirtschaftswachstum** (gemessen als Veränderung der Bruttowertschöpfung),
- ▶ **Strukturwandel** (veränderte Bedeutung der einzelnen Sektoren für die Wertschöpfung),
- ▶ **Energieeffizienz** (Verhältnis vom Energieeinsatz je Sektor zu sektoraler Wertschöpfung) sowie
- ▶ **Energiemix** (Verhältnis von verwendetem Energieträger zu Energieverbrauch je Sektor).

Der Einsatz Grüner Gase kann sowohl über die Energieeffizienz (geringerer Energieeinsatz je Sektor) als auch über den Energiemix (vermehrter Einsatz Grüner Gase, welche konventionelle Energieträger sukzessiv verdrängen) die Gesamtenergienachfrage beeinflussen. Der Gesamteffekt setzt sich aus den vier Komponenten zusammen und wird im Folgenden für die Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen untersucht.<sup>88</sup>

#### Datenquellen und Methodik

Der Länderarbeitskreis Energiebilanzen stellt Daten über Erzeugung, Umwandlung und Einsatz von Energie nach sektoraler Aufteilung auf Ebene einzelner Bundesländer zur

<sup>88</sup> Eine detailliertere mathematische Herleitung findet sich in [Pothen 2017].

Verfügung. Das Statistische Bundesamt verfügt über Daten zur Bruttowertschöpfung in einzelnen Sektoren gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 2008 [WZ 2008]. Für Sachsen und Sachsen-Anhalt sind diese Daten mit Ausnahme einzelner Sektoren abrufbar. Für Thüringen unterliegen die benötigten Daten zur Bruttowertschöpfung zu großen Teilen der Geheimhaltung und sind somit der Öffentlichkeit nicht zugänglich. Daher werden diese mit Daten zur Beschäftigung approximiert. Für die bereits erwähnten Datenlücken in Sachsen und Sachsen-Anhalt wird entweder auch auf Zahlen zur Beschäftigung in den jeweiligen Sektoren oder auf eine Approximation durch eine sehr kleine Zahl ( $10^{-15}$ ) zurückgegriffen. Dies entspricht dem gängigen Vorgehen in einschlägiger Literatur [Ang 2005, Ang & Liu (2001, 2007), Heun & Brockway 2019, Pothen 2017, Pothen & Schymura 2015].

Die jeweilige Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sind in den Abbildung 5-1 bis Abbildung 5-3 dargestellt. Der betrachtete Zeithorizont umfasst die Jahre 2010 bis 2016 (horizontale Achse). Daten vor 2010 einzubeziehen ist nicht sinnvoll, da es aufgrund der Finanzkrise zu starken Ausreißern führen würden. Daten nach 2016 sind nur unvollständig verfügbar. Alle Werte sind als Index dargestellt mit dem Basisjahr 2010 (Wert 2010 = 1). Der Endenergieverbrauch ist in allen Abbildungen durch die rote Linie dargestellt. Ein Endenergieverbrauch in Sachsen von 1,05 im Jahr 2016 bedeutet eine Steigerung der Nachfrage von 5 % in Relation zum Basisjahr 2010.

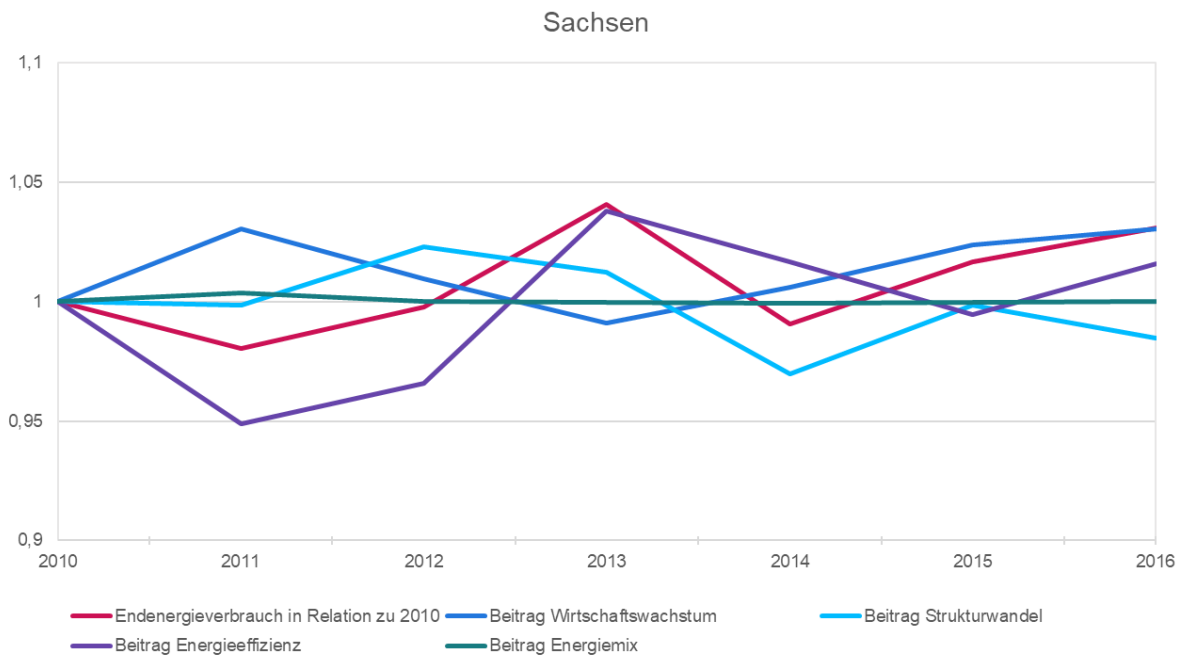
Der Beitrag der weiteren Faktoren zur Gesamtenergienachfrage von 2010 bis 2016 sind durch unterschiedliche Farben gekennzeichnet: Wirtschaftswachstum (blau), Strukturwandel (hellblau), Energieeffizienz (lila) und Energiemix (grün). Die einzelnen Faktoren geben die Veränderung der Gesamtenergienachfrage an, wenn die jeweils anderen Faktoren als konstant betrachtet werden. So liefert der Wert 1,02 des Energiemixes für Sachsen-Anhalt im Jahr 2016 die Antwort auf die Frage: Wie hoch wäre der Endenergieverbrauch 2016 gewesen, wenn sich seit 2010 ausschließlich der Endenergiemix verändert hätte? Die vorliegenden Ergebnisse beschreiben eine entsprechende Steigerung der Energienachfrage um 2 %.

## Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die drei Bundesländer Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen beschrieben.

In Sachsen (Abbildung 5-1) lässt sich für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (rote Linie) kein klarer Trend ablesen. Trotz jährlicher Schwankungen stieg diese bis 2016 aber um insgesamt 0,5 % im Vergleich zu 2010 an. Keinen nennenswerten Einfluss auf die Energienachfrage hat der Energiemix (grüne Linie). Die Strukturwandelkomponente (hellblaue Linie) weist eine negative Wachstumsrate von -0,3 % auf. Dies lässt auf einen Wandel hin zu mehr Dienstleistungen schließen, die weniger energieintensiv im Vergleich zu Industrieprozessen sind. Die Komponente der sektoralen Energieeffizienz (lila Linie) wächst dagegen jährlich um durchschnittlich 0,3 %. Somit gleichen sich für Sachsen die

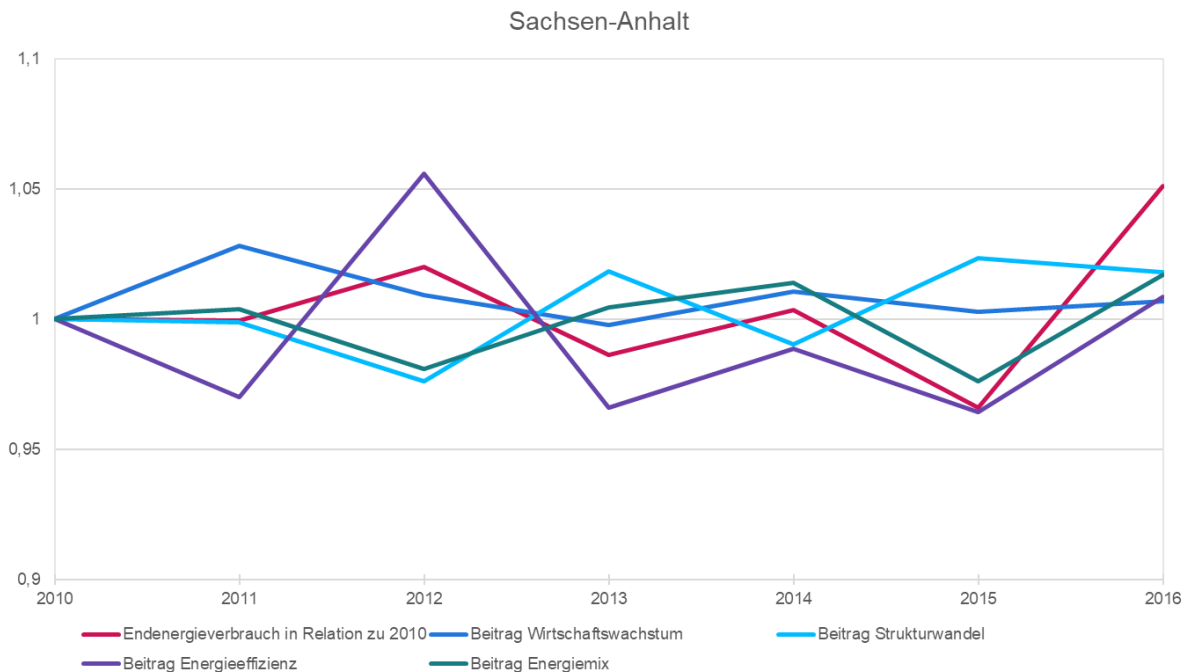
Beiträge der Energieeffizienz und des Strukturwandels aus. Haupttreiber der steigenden Endenergienachfrage ist das Wirtschaftswachstum.



**Abbildung 5-1: Einflüsse auf Gesamtenergienachfrage für Sachsen (Quelle: Eigene Darstellung)**

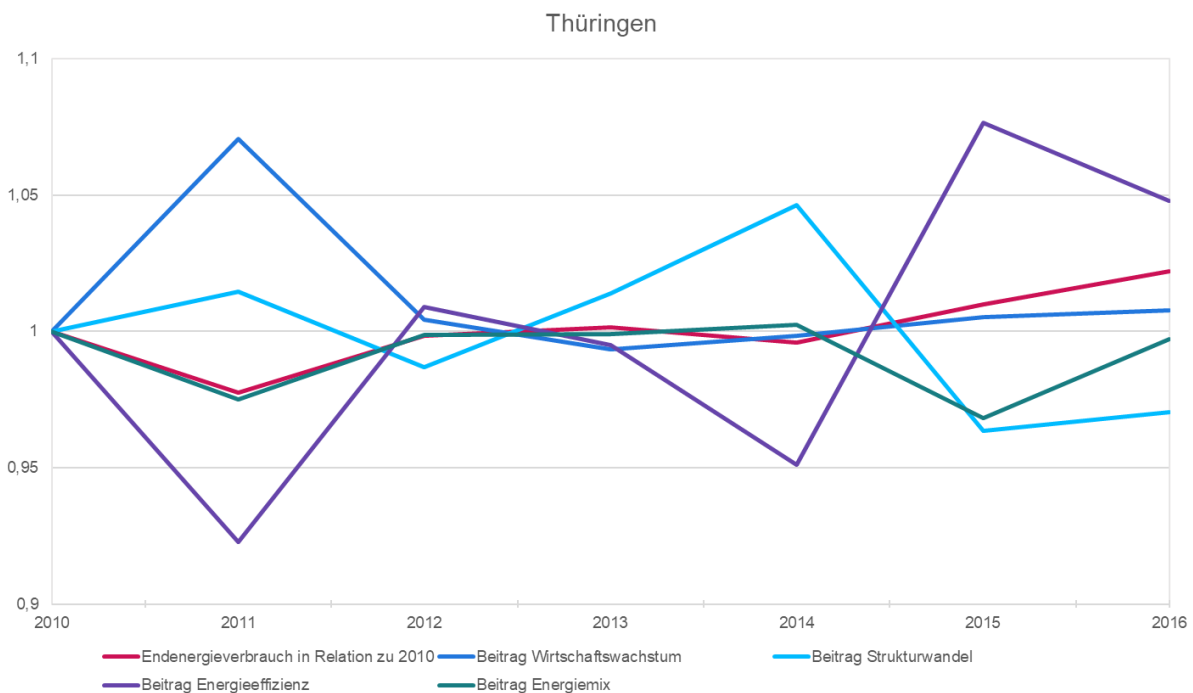
Der Endenergieverbrauch (rote Linie in Abbildung 5-2) in Sachsen-Anhalt unterliegt zwischen 2010 und 2016 keinem klaren Trend, sondern jährlichen Schwankungen um den Basiswert (konstanter Endenergieverbrauch). In den Jahren 2013 und 2015 kommt es jeweils zu einem Rückgang der Gesamtenergienachfrage. Die größte jährliche Wachstumsrate beträgt 8,8 % und findet zwischen 2015 und 2016 statt. Über den gesamten Zeitraum ist die Energienachfrage um 0,83 % gestiegen. Lediglich ein kleiner Teil der gesamten Entwicklung geht laut den Berechnungen vom allgemeinen Wirtschaftswachstum aus (blaue Linie). Wenn sich nur das Wirtschaftswachstum über den Zeithorizont verändert hätte, wäre der Endenergieverbrauch in diesem Zeitraum nur 0,11 % gestiegen. Entsprechend sind andere Faktoren für die Nachfragesteigerung verantwortlich. Den größten Einfluss auf die Nachfrage in Sachsen-Anhalt haben die Komponenten Strukturwandel und Energiemix ausgeübt. Im Durchschnitt beträgt die Wachstumsrate der Strukturwandelkomponente (hellblaue Linie) fast 0,3 % und die des Energiemix (grüne Linie) 0,28 %. Dies deutet auf einen Strukturwandel hin zu energieintensiven Industrien hin. Erklärt werden könnte dies durch einen stark wachsenden Anteil der Sektoren „Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen“, „pharmazeutischen Erzeugnissen“ sowie „Fahrzeugbau“ an der Bruttowertschöpfung in Sachsen-Anhalt. Damit wird die entscheidende Rolle von Grünen Gasen sowie erneuerbaren Energien betont, um trotz steigendem Energiebedarf die erforderlichen THG-Emissionsminderungen in Sachsen-Anhalt erreichen zu können.





**Abbildung 5-2: Indexdekompositionsanalyse Sachsen-Anhalt (Quelle: Eigene Darstellung)**

Der Endenergieverbrauch in Thüringen – abgebildet durch die rote Linie in Abbildung 5-3 – unterliegt zwischen 2010 und 2016 geringen Schwankungen um den Basiswert 1. Seit 2014 ist ein leicht steigender Trend beobachtbar. Insgesamt ist die Energienachfrage über den gesamten Zeitraum um 0,4 % gestiegen. Das Wirtschaftswachstum ist demnach in Thüringen lediglich ein kleiner Treiber über den Betrachtungszeitraum hinweg gewesen. Wenn sich nur das Wirtschaftswachstum (blaue Linie) verändert hätte, wäre die Nachfrage um lediglich 0,1 % gestiegen. 2011 gibt es jedoch einen Ausreißer, der allerdings durch Fortschritte bei Energieeffizienz (lila Linie) kompensiert wird. Wenn alle Faktoren außer dem Wirtschaftswachstum konstant geblieben wären, wäre die Endenergienachfrage 2011 im Vergleich zum Basisjahr um 7 % gestiegen. Der Einfluss des Strukturwandels unterliegt größeren Schwankungen hat insgesamt jedoch einen negativen Einfluss auf den Endenergieverbrauch. 2016 wäre die Nachfrage um 0,5 % geringer ausgefallen, wenn ausschließlich die Wirtschaftsstruktur betrachtet wird. Den größten Einfluss über den gesamten Zeitraum hat die Energieeffizienz. Zwischen 2010 und 2016 wäre die Endenergienachfrage um 0,8 % gestiegen. Der Einfluss des Energiemixes gleicht sich hingegen über die betrachteten Jahre aus. Wenn sich nur der Energiemix verändert hätte, entspräche die Endenergienachfrage 2016 dem Niveau von 2010.



**Abbildung 5-3: Indexdekompositionsanalyse Thüringen (Quelle: Eigene Darstellung)**

Insgesamt lässt sich damit für alle drei Bundesländer die Strukturwandelkomponente als eine der entscheidenden Faktoren auf die Gesamtenergienachfrage nachweisen. Dabei ist zu beobachten, dass diese in Sachsen und Thüringen insgesamt einen negativen Trend aufweisen und damit zu einer Senkung des Energieverbrauchs beiträgt, während in Sachsen-Anhalt die Veränderung in der Wirtschaftsstruktur sogar zu einer steigenden Energienachfrage führt. Der Gesamteffekt war für alle Bundesländer jedoch sehr eingeschränkt, was auch durch den vergleichsweise kurzen Betrachtungszeitraum erklärt werden kann.

### Fazit

Die Indexdekompositionsanalysen verdeutlichen die Treiber für Veränderungen des Endenergieverbrauchs in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Gerade ein fortschreitendes Wirtschaftswachstum würde ohne weitere Veränderungen die Gesamtenergienachfrage befördern. Daher sind weitergehende Veränderungen erforderlich, um Wirtschaftswachstum bzw. Endenergieverbrauch von den THG-Emissionen zu entkoppeln. Grüne Gase können mit ihrer deutlich geringeren THG-Bilanz gegenüber fossilen Energieträgern zu dieser Entkopplung beitragen („Energiemix“). Zwar zeigen die Ergebnisse auch, dass Veränderungen der sektoralen Zusammensetzung der Wirtschaft („Strukturwandel“) und sowie Fortschritte bei der Energieeffizienz den Endenergieverbrauch in den drei Bundesländern positiv beeinflussen können, doch ist dieser Beitrag für die drei Bundesländer insgesamt eingeschränkt. Dies deutet darauf hin, dass für jene Anwendungen, die nicht oder nur unter erheblichem Aufwand direkt elektrifiziert werden

können (bspw. in der chemischen Industrie und im Schwerlastverkehr), andere Technologien erforderlich sind.

Die bisher wenig ausgeprägten Trends in der Energieeffizienz unterstreichen, dass es weiterer Technologiesprünge bedarf, um eine Reduktion der THG-Emissionen zu erreichen, ohne dabei ein negatives Wirtschaftswachstum bzw. einen Abbau der energieintensiven Industrie vorauszusetzen. Der Einsatz Grüner Gase als Energieträger mit geringen THG-Emissionen stellt einen solchen Technologiesprung dar. Damit hat die IRMD die Chance, einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele bei einem gleichzeitigen Anstieg der regionalen Wertschöpfung zu leisten. Es sind daher weitere Anstrengungen erforderlich, um den Einsatz Grüner Gase zu fördern.

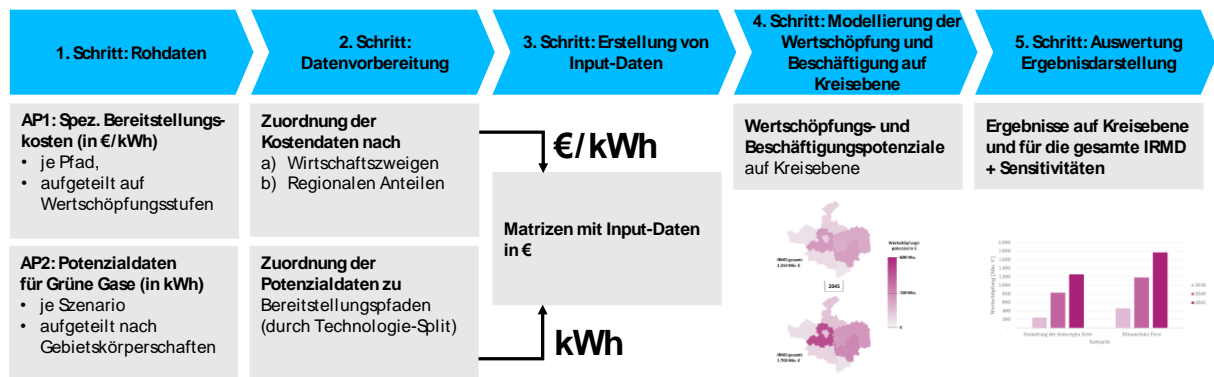
## 5.2 Regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Grüne Gase haben das Potenzial, ein wichtiges Instrument für einen erfolgreichen Strukturwandel zu werden. Möglicherweise können sie sowohl den Wegfall von Arbeitsplätzen in der Braunkohleindustrie kompensieren und gleichzeitig, einen Beitrag zu zukunftsfähigeren und klimafreundlicheren Wertschöpfungsketten leisten. Der Schwerpunkt dieses Kapitels ist es, die vielfältigen in den Kapiteln 2 bis 4 aufgezeigten Potenziale Grüner Gase in konkrete Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die IRMD zu übersetzen. Dafür werden die etablierten und ausgereiften Methoden der Input-Output-Rechnung eingesetzt. Um der heterogenen Wirtschaftsstruktur der unterschiedlichen Gebietskörperschaften der IRMD Rechnung zu tragen, wird dieses Modell regionalisiert. So können konkrete Bruttoeffekte für die untersuchten Landkreise quantifiziert und anschließend die Frage nach möglichen Auswirkungen auf die Wertschöpfung und Beschäftigung in der IRMD sowie in den Wertschöpfungsketten der Grünen Gase beantwortet werden.

### 5.2.1 Methodik

Die Akteure einer Volkswirtschaft sind miteinander vernetzt: Unternehmen verkaufen Waren und Dienstleistungen an weitere Firmen, an private Haushalte oder den Staat. Um ihre Güter zu produzieren, brauchen diese Unternehmen wiederum Waren und Dienstleistungen anderer Firmen, die als Vorleistungen bezeichnet werden. Der Output des einen Unternehmens ist damit der Input des anderen. So entsteht eine Wertschöpfungskette, die bei der Förderung von Rohstoffen beginnt und in der letzten Verwendung – also in Konsum, Investition oder Export – endet.

Die Intuition von Vorleistungsverflechtungen und Wertschöpfungsketten lässt sich anhand der Herstellung eines Elektrolyseurs illustrieren. Kauft ein Unternehmen einen Elektrolyseur, so ist mit dessen Fertigung Wertschöpfung und Beschäftigung verbunden. Arbeitskräfte fertigen den Elektrolyseur (Beschäftigung) und werden dafür entlohnt (Wertschöpfung). Diese Effekte entstehen beim Hersteller des Elektrolyseurs. Zugleich werden bei seiner Fertigung Vorleistungen eingesetzt. Diese reichen von der Steuer-elektronik bis hin zum Gehäuse und auch in der Herstellung dieser Vorleistungen wird Wertschöpfung erwirtschaftet, Beschäftigung geschaffen und Vorleistungsgüter eingesetzt. Beispielweise liefert die chemische Industrie Primärkunststoff, aus dem das Gehäuse hergestellt wird. Die Verflechtung der Vorleistungen kann so lange weiter zurückverfolgt werden, bis alle benötigten Vorleistungen erfasst sind und die entlang der Wertschöpfungskette generierte Wertschöpfung sowie dadurch entstandene Beschäftigung aufgezeichnet wurde. Um diese Effekte mit Blick auf Grüne Gase in dieser Studie abzuschätzen, wurden fünf Schritte unternommen, die in Abbildung 5-4 skizziert sind. In den nächsten Kapiteln werden diese Schritte detailliert erläutert.



**Abbildung 5-4: Methodisches Vorgehen im Rahmen der Wertschöpfungs- und Beschäftigungsanalyse**

### 5.2.1.1 1. Schritt - Rohdaten

Um zu analysieren, welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen mit Erzeugung, Transport und Einsatz Grüner Gase in der IRMD verbunden sind, müssen diese (neuartigen) Wertschöpfungsketten ökonomisch abgebildet werden.

Als Rohdaten werden einerseits die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen aus Kapitel 2.2 (siehe auch Detailergebnisse in Materialband A 1.3.1) verwendet. Die Berechnung der Bereitstellungskosten wurde für alle Stufen der Wertschöpfungskette (modularer Aufbau) sowie für die einzelnen Bereitstellungspfade durchgeführt. Für die Kosten kann es einen Unterschied machen, wie und für welche Nutzung ein Grünes Gas bereitgestellt wird: So unterscheiden sich beispielsweise die Kosten für den Transport per Pipeline von denen für die Anlieferung an einer Tankstelle per Lkw. Diese Unterschiede werden berücksichtigt. Die Informationen über die Zusammensetzung der Kosten werden als Kosten pro 1 kWh erzeugtem Endprodukt bereitgestellt (€/kWh).

Andererseits werden die Nachfrage- und Erzeugungspotenziale für Grüne Gase in der IRMD aus Kapitel 4.3 und 4.4 (siehe auch Detailergebnisse in Materialband A 3.1 bis A 3.5) genutzt. Diese Daten werden nach Gebietskörperschaften und Anwendungen aufgeteilt und für jedes der beiden Szenarien berechnet. Die Nachfrage- und Erzeugungspotenziale quantifizieren, welche Mengen Grüner Gase in der IRMD erzeugt und genutzt werden könnten. Sie wurden in kWh ermittelt. Die Kombination von Potenzialen (in kWh) und in Bereitstellungskosten (in €/kWh) erlaubt es, die Produktion bzw. Nutzung im 3. Schritt in Geldeinheiten (€) auszudrücken.

### 5.2.1.2 2. Schritt – Datenvorbereitung

Um die finalen Daten für die Wertschöpfungs- und Beschäftigungsanalyse vorzubereiten, wurden die Nachfrage- und Erzeugungspotenziale aus Kapitel 4 den Bereitstellungspfaden aus AP1 zugeordnet (siehe Materialband A 4.2). Dabei wurde jedes Grüne Gas (z. B. grüner Wasserstoff, Biomethan) einem Bereitstellungspfad bzw. einer Variante aus Kapitel 2.2 (siehe auch Materialband A 1.1). zugewiesen. Die Zuordnung variiert je Jahr und Szenario, ist aber jeweils für alle Landkreise gleich.

Zudem werden die Kostenkomponenten der Lebenszyklusanalysen einzelnen Wirtschaftszweigen zugeordnet (siehe Materialband A 4.1). Beispielsweise wird für den Fall der H<sub>2</sub>-Produktion betrachtet, welche Leistungen und Komponenten für die Herstellung eines Elektrolyseurs benötigt wird und welchen Wirtschaftszweigen diese zugeordnet werden können. Dabei werden etwa Komponenten aus der Maschinenbauindustrie gebraucht, die einen Kostenanteil von 25,1 % an Gesamtkosten ausmachen. Grundlage hierfür sind detaillierte Kostendaten für Projekte oder – sollten keine detaillierten Schätzungen vorliegen – Einschätzungen der Konsortialpartner. Zusätzlich wird ein regionaler Anteil für jeden Wirtschaftszweig bestimmt. Er basiert auf einer Expertenschätzung der Konsortialpartner und gibt an, welcher Anteil der jeweiligen Wertschöpfung in der IRMD direkt erzeugt wird bzw. werden kann. Ein Wert von 50 % für elektrische Ausrüstungen gibt an, dass die Hälfte der für die Herstellung der Elektrolyseure benötigten Ausrüstungen direkt vor Ort in der Region stattfindet.

Darüber hinaus werden die Erzeugungspotenziale und Bedarfsabschätzungen genutzt, um die Wertschöpfung und Beschäftigung zu berechnen. Generell werden für die kreisscharfen Bedarfsdaten für alle Grünen Gase (H<sub>2</sub>, PtCH<sub>4</sub>, PtL-Kerosin, Biomethanol (bzw. erneuerbares Methanol) und Biomethan) in den jeweiligen Sektoren als Grundlage für die Mengenabschätzung verwendet. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Erzeugung dem Bedarf in jedem Landkreis entspricht. Diese Annahme wurde zugunsten einer transparenten Zuordnung der Erzeugung zu den Kreisen getroffen. Zusätzlich gibt es noch folgende Annahmen, um speziellen regionalen Besonderheiten Rechnung zu tragen:

- ▶ Die eng mit dem Chemiedreieck verbundene chemische Industrie in Wittenberg (außerhalb der IRMD) ist ein Großverbraucher (zukünftig auch für grünen Wasserstoff). Wie bereits in Kapitel 4.3.1.2 beschrieben wird davon ausgegangen, dass von dem benötigten grünen Wasserstoff folgende Anteile aus der IRMD bezogen werden (etwa durch Anschluss an die bestehende H<sub>2</sub>-Pipeline): 20 % im Jahr 2030, 40 % im Jahr 2040 und 50 % im Jahr 2045. Diese aus der IRMD bezogenen Mengen wurden zwischen dem Saalekreis und Anhalt-Bitterfeld gleichmäßig aufgeteilt.
- ▶ Die Bedarfe für Biomethanol, PtL-Kerosin und Wasserstoff für den Einsatz im Flugverkehr werden im Hinblick auf die Wertschöpfung zu je 33 % auf den Saalekreis (z. B. Standort der Total-Raffinerie), den Landkreis Nordsachsen (Standort des Flughafen Leipzig/Halle) und den Landkreis Leipzig (z. B. Sitz der L-Gruppe, EDL-Anlagenbau) aufgeteilt.
- ▶ Der Import von Wasserstoff wird durch den Bereitstellungspfad 10c (siehe Kapitel 2.2.1 bzw. Materialband A 1.1) abgebildet. Wesentlicher Unterschied zu den anderen Bereitstellungspfaden ist, dass nur ein Bruchteil der mit diesem Pfad in Zusammenhang stehender Wertschöpfung der Region zugerechnet werden kann. Entsprechend wird der regionale Anteil für alle Produkte bzw. Dienstleistungen hierbei auf 1 % gesetzt. Ausgenommen sind lokalen Komponenten wie etwa die H<sub>2</sub>-Verteilnetze sowie die Tankstellen, deren Wertschöpfungs- und

Beschäftigungseffekte genau wie bei anderen Bereitstellungspfaden in der Region entstehen.

- ▶ Der Importbedarf für grünen Wasserstoff ergibt sich aus der Gesamtbilanz in Kapitel 4.5. Dabei werden die Erzeugungspotenziale der Region für grünen Wasserstoff dem ermittelten Gesamtbedarf für grünen Wasserstoff gegenübergestellt. Dabei werden auch die für die Herstellung von synthetischem Methan (PtCH<sub>4</sub>), PtL-Kerosin und Biomethanol berechnet und einbezogen.
- ▶ Weitere Importe, z. B. von Biomethan, aber auch von PtCH<sub>4</sub>, PtL oder Biomethanol werden nicht berücksichtigt. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass aufgrund der geringeren Mengen im Vergleich zum Gesamtmarkt, die erforderlichen Mengen regional produziert werden können.

### 5.2.1.3 3. Schritt – Erstellung von Input-Daten

Nach der Datenvorbereitung werden die Bereitstellungskosten entsprechend dem Nachfrage- und Erzeugungspotenzial für Grüne Gase in der IRMD skaliert. In anderen Worten: Den Kostenstrukturen auf Basis der Lebenszyklusanalysen (in €/kWh) werden Erzeugungs- und Nutzungsmengen (in kWh) zugeordnet, sodass Produktionswerte und eingesetzte Vorleistungen (in Euro) ermittelt werden können. Somit können die von den Grünen Gasen ausgelösten ökonomischen Effekte quantifiziert werden. Diese finalen Input-Daten werden in dem Modell verwendet, das im nächsten Kapitel erklärt wird, um die Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zu berechnen.

### 5.2.1.4 4. Schritt - Modellierung

#### Berechnung der Effekte mit Input-Output Modellen

Die volkswirtschaftlichen Wirkungen Grüner Gase entlang der Wertschöpfungskette können mit ökonomischen Input-Output-Modellen quantifiziert werden. Am Ende werden zwei wesentliche Indikatoren dargestellt: Die Bruttowertschöpfung<sup>89</sup> und die (sozialversicherungspflichtige) Beschäftigung<sup>90</sup>. Grundlage für das Modell sind Input-Output-Tabellen, die in Deutschland vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht werden [Statistisches Bundesamt, 2010]. Diese Tabellen zeichnen den Austausch von Waren und Dienstleistungen in einer Volkswirtschaft innerhalb eines Jahres in Geldeinheiten auf (siehe folgende Textbox).

---

<sup>89</sup> „Bruttoproduktionswert ohne Umsatzsteuer minus Materialverbrauch, Einsatz an Handelsware, Kosten für Lohnarbeiten, Kosten für sonstige industrielle/handwerkliche Dienstleistungen, Kosten für Leiharbeiter, Mieten und Pachten und Sonstige Kosten“ [Statistisches Bundesamt 2019].

<sup>90</sup> „Alle Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer, die kranken-, renten-, pflegeversicherungspflichtig und/oder beitragspflichtig nach dem Recht der Arbeitsförderung (SGB III) sind oder für die Beitragsanteile zur gesetzlichen Rentenversicherung oder nach dem Recht der Arbeitsförderung zu zahlen sind“ [Statistisches Bundesamt 2021].

**Exkurs: Input-Output-Tabelle**

Verwendung (Input)		Input der Produktionsbereiche			Letzte Verwendung			Gesamte Verwendung
		PB	SB	TB	Konsum	Investit.	Exporte	
Aufkommen (Output)	Gütergruppen	PB	SB	TB	Endnachfragematrix			Σ
		Vorleistungsmatrix						
		Σ 30,4						
Ges. Vorleistungen bzw. Endnachfrage								
Komponenten der Wertschöpfung		Matrix der Primärinputs						
Importe								
Gesamtes Aufkommen		Σ						

Abkürzungen:  
 PB = Primärer Bereich = Land- und Forstwirtschaft, Fischerei  
 SB = Sekundärer Bereich = Produzierendes Gewerbe  
 TB = Tertiärer Bereich = Private und öffentliche Dienstleistungen

**Abbildung 5-5: Schematischer Aufbau einer nationalen Input-Output-Tabelle (Quelle: Statistisches Bundesamt (2010))**

Eine Input-Output-Tabelle zeichnet Produktion, Konsum, Wertschöpfung und Handel innerhalb eines Jahres in einer Volkswirtschaft auf der Ebene einzelner Wirtschaftszweige auf. Sie kann in drei Bereiche (Matrizen) unterteilt werden. Die Vorleistungsmatrix (in Abbildung 5-5 hellblau unterlegt) beinhaltet Daten über den Austausch von Produkten, die als Vorleistungen in den weiteren Produktionsprozess eingehen. Hierin fänden sich beispielsweise die Kunststoffgehäuse, die von der kunststoffverarbeitenden Industrie an den Hersteller des Elektrolyseurs verkauft werden.

Die Matrix der Primärinputs (in Abbildung 5-5 blau unterlegt) umfasst zum einen die in der Produktion entstandene Wertschöpfung (insb. Arbeitnehmerentgelte und Betriebsüberschüsse). Zum anderen werden die Importe von Waren und Dienstleistungen als Primärinputs verbucht, da sie außerhalb von Deutschland hergestellt wurden. Die Spaltensummen entsprechen dem gesamten Aufkommen einer Gütergruppe.

Die Endnachfragematrix (in Abbildung 5-5 orange unterlegt) stellt die letzte Verwendung von Gütern vor. Darunter wird zum einen deren Einsatz als Konsum- oder Investitionsgut verstanden. In nationalen Input-Output-Tabellen wird zum anderen auch der Export von Gütern zur letzten Verwendung gezählt, da die Exporte den nationalen Wirtschaftskreislauf des Landes ebenfalls verlassen. Der Export des Elektrolyseurs in das Ausland wäre somit ebenso eine letzte Verwendung wie sein Einsatz als Investitionsgut. Die Zeilensummen entsprechen der gesamten Verwendung der jeweiligen Gütergruppen. Zeilen- und Spaltensummen, also Aufkommen und Verwendung einer Gütergruppe, entsprechen sich per Definition.



## Leontief-Inverse und Multiplikatoren

Aus den Input-Output-Tabellen können direkte Vorleistungsverflechtungen zwischen den Wirtschaftszweigen einer Volkswirtschaft abgelesen werden. Mittels Techniken der Input-Output-Rechnung werden darüber hinaus die Vorleistungsverflechtungen entlang der gesamten Wertschöpfungsketten abgeleitet. Kernelement dieser Techniken ist die sogenannte Leontief-Inverse. Die Leontief-Inverse zeichnet auf, welche Vorleistungen eines Gutes (gemessen in Geldeinheiten) für die Fertigung eines Produktes entlang der gesamten Wertschöpfungskette erforderlich sind. Sie quantifiziert beispielsweise den Wert der Maschinen, die zur Fertigung eines Elektrolyseurs im Wert von einem Euro beschafft wurden, entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Fügt man die Leontief-Inverse mit Beschäftigungs- und Wertschöpfungsintensitäten zusammen, also der Zahl der Beschäftigten und der Höhe der Wertschöpfung pro Euro Bruttoproduktionswert, können Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmultiplikatoren kalkuliert werden (vgl. [Miller & Blair 2009]).

Der Produktionsmultiplikator zeigt, welcher Bruttoproduktionswert entlang der gesamten Wertschöpfungskette entsteht, wenn die Produktion eines Gutes um einen Euro ansteigt. Der Wertschöpfungsmultiplikator misst die entstandene Bruttowertschöpfung entlang der Wertschöpfungskette pro Euro direkter Wertschöpfung. Analog ist der Beschäftigungsmultiplikator als die Anzahl der geschaffenen Arbeitsplätze entlang der gesamten Wertschöpfungskette pro direkt Beschäftigtem definiert. Ein Wertschöpfungsmultiplikator von drei bedeutet beispielsweise, dass jeder Euro an Wertschöpfung, der im Betrieb entsteht, zwei weitere Euro an Wertschöpfung in vorgelagerten Industrien zur Folge hat. Dies gilt analog für Beschäftigungsmultiplikatoren. Ein Beschäftigungsmultiplikator von 2,5 bedeutet, dass jeder Arbeitsplatz im betrachteten Prozess 1,5 weitere Arbeitsplätze entlang der vorgelagerten Industrien schafft.

## Regionale Verflechtungen und Effekte

Die Beschäftigungs- und Wertschöpfungsmultiplikatoren eines Produktes betrachten die gesamte Beschäftigung und Wertschöpfung entlang dessen Wertschöpfungskette. In dieser Studie stehen die Wirkungen von Grünen Gasen auf Wertschöpfung und Beschäftigung in der IRMD im Mittelpunkt. Aus diesem Grund wird ein regionalisiertes Input-Output-Modell eingesetzt, das die Verflechtungen zwischen 17 Wirtschaftszweigen in 402 NUTS<sup>91</sup>-3-Regionen abbildet. Dieser Begriff umfasst (Land-) Kreise, kreisfreie Städte sowie ggfs. Stadtkreise.

Um die Regionen voneinander zu trennen, wurde die deutsche Input-Output-Tabelle disaggregiert. Dabei wurde auf Disaggregierungsverfahren aus der aktuellen wissenschaftlichen Literatur [Krebs 2018] zurückgegriffen. Sie kombinieren regionalspezifische Daten (bspw. des Statistischen Bundesamts, der Bundesagentur für Arbeit, der WIOD<sup>92</sup>

<sup>91</sup> NUTS: Nomenclature des unités territoriales statistiques

<sup>92</sup> WIOD: World-Input-Output-Database zeichnet den Austausch von Waren und Dienstleistungen zwischen 56 Wirtschaftszweigen in 28 EU-Mitgliedsstaaten sowie 15 weiteren

sowie Daten zur Verkehrsverflechtung des BMVI) mit der nationalen Input-Output-Tabelle sowie Algorithmen, um sub-nationale Vorleistungsverflechtungen zu schätzen. Diese Datenbasis erlaubt es, Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte auf regionaler Ebene zu quantifizieren. Das Input-Output-Modell wurde in der Programmiersprache R umgesetzt und als web-basierte Shiny-Applikation aufgebaut.

### Grenzen des Modells

Der Einsatz der Input-Output-Techniken ermöglicht es, Produktions-, Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte zu ermitteln. Da Input-Output-Tabellen die gesamte Volkswirtschaft erfassen, müssen keine Systemgrenzen bei der Erfassung von Vorleistungen gesetzt werden. Allerdings erfordert die Datengrundlage (regionale Zerlegung einer nationalen Input-Output-Tabelle) einen Kompromiss zwischen der regionalen und der sektoralen Auflösung des Modells. In diesem Projekt stehen die regionalen Effekte Grüner Gase in der IRMD im Fokus, weshalb dem regionalen Detaillierungsgrad eine große Bedeutung beigemessen wurde. Die Unterschiede zwischen den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten einzelner Sektoren können daher nur weniger detailliert berücksichtigt werden, als es mit einem Modell für Deutschland insgesamt möglich wäre.

Eine weitere methodische Herausforderung stellt die Zuordnung der Herstellung von Produkten zu bestehenden Wirtschaftszweigen dar. Gerade innovative Produkte sind hiervon betroffen. Beispielsweise ist nicht unmittelbar klar, inwieweit sich die Kleinserienproduktion von Elektrolyseuren von der zukünftigen Fertigung im industriellen Maßstab unterscheidet. Ein Fortschreiben der aktuellen Wirtschaftsstruktur ist hier die transparenteste und nachvollziehbarste Annahme.

In Input-Output-Modellen werden Arbeit, Kapital und Vorleistungen in festen Verhältnissen zur Fertigung von Gütern eingesetzt. Eine zusätzliche Nachfrage, zum Beispiel nach Strom, würde somit immer einen proportionalen Nachfrageanstieg nach Vorprodukten auslösen. Gesamtwirtschaftliche Effekte durch den Markthochlauf Grüner Gase, die zu veränderten Einsatzverhältnissen führen würden, können im Modell nicht berücksichtigt werden. Allerdings sind diese Entwicklungen zum Teil bereits implizit in der Entwicklung der Kostenstrukturen (vgl. Kapitel 2.2.3) enthalten.

In einem abschließenden fünften Schritt folgt die grafische Auswertung der Ergebnisse.

## 5.2.2 Ergebnisse und Diskussion

### 5.2.2.1 Basisszenarios

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Wertschöpfungs- und Beschäftigungsanalyse der Grünen Gase für die Jahre 2030, 2040 und 2045 dargestellt. Hierbei liegt der Fokus zunächst auf der gesamten IRMD und anschließend werden die Effekte für die einzelnen

---

wichtigen Volkswirtschaften wie den USA, China und Indien in Geldeinheiten auf. Darüber hinaus stehen in der WIOD Informationen zu Preisen und Beschäftigten in diesen Wirtschaftszweigen zur Verfügung [Timmer et al. 2015].

Gebietskörperschaften diskutiert. Es ist wichtig zu beachten, dass die berechnete Bruttowertschöpfung bzw. Beschäftigung durch die ermittelten Bedarfe für grünen Wasserstoff und biogenen Gase entstehen. Für grünen Wasserstoff handelt es sich um Potenziale, die zusätzlich zur heutigen Bruttowertschöpfung und Beschäftigung entstehen werden. Diese neue Wertschöpfung löst nach und nach die bisherige Bruttowertschöpfung durch grauen Wasserstoff ab. In welchem Ausmaß diese Effekte sich ausgleichen bzw. die genaue zeitliche Verschiebung ist jedoch nicht Teil dieser Analyse. Vielmehr werden die Bruttoeffekte durch die Marktintegration Grüner Gase in der IRMD erfasst. Für biogene Gase werden die wirtschaftlichen Potenziale in der IRMD zum Teil schon heute realisiert. Der Einfluss Grüner Gase auf die Wertschöpfung sowie Beschäftigung im Jahr 2020 wurden jedoch nicht untersucht, weshalb keine detaillierten Aussagen zur „zusätzlichen“ Wertschöpfung getroffen werden können. Allerdings lassen sich bereits grobe Trends aus den Ergebnissen der Potenzialanalyse in Kapitel 4 ableiten. Zuletzt werden die Ergebnisse mit Sensitivitätsanalysen validiert. Sie vermitteln einen Eindruck über die Robustheit der Ergebnisse gegenüber der Variation in bestimmten Parametern, helfen aber auch dabei, Empfehlungen für Entscheidungsträger in Politik und Wirtschaft abzuleiten.

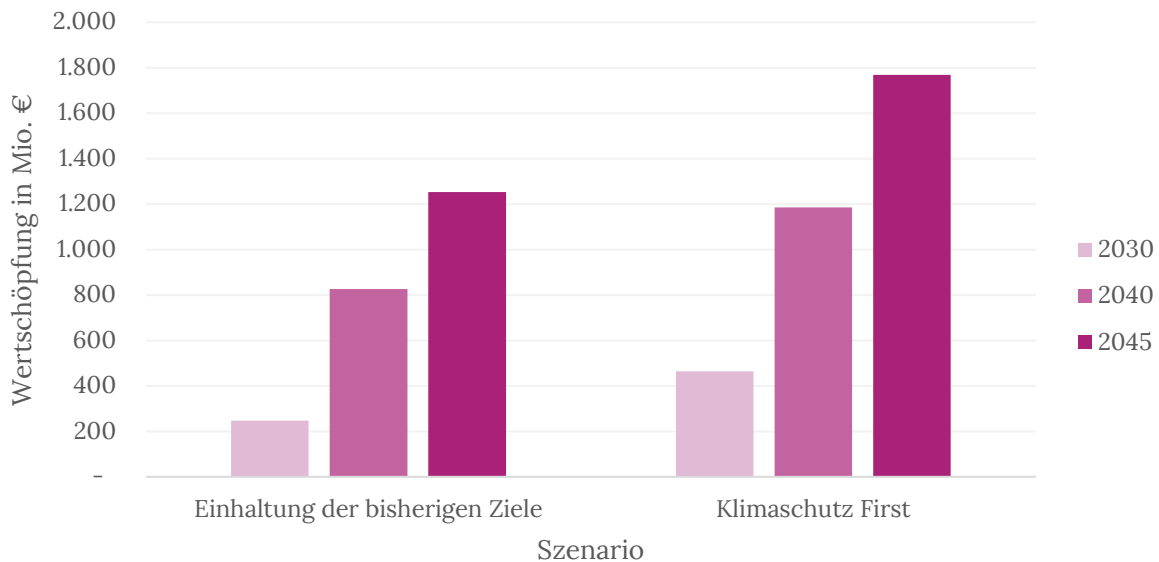
### **Bruttowertschöpfungseffekte in der gesamten IRMD**

Abbildung 5-6 zeigt die Bruttowertschöpfungseffekte in Mio. € für die gesamte IRMD. Unterschieden wird zwischen zwei Szenarien – „Einhaltung der bisherigen Ziele“ (Szenario 1) sowie „Klimaschutz first“ (Szenario 2) (siehe auch Kapitel 4.1.1). Zusätzlich werden die Effekte zu drei Zeitpunkten betrachtet: 2030, 2040 (Kohleausstieg) und 2045. Die Jahre sind in unterschiedlichen Farben gekennzeichnet.

Für die gesamte IRMD würde die Umsetzung im ersten Szenario im Jahr 2030 eine Bruttowertschöpfung durch Grüne Gase in Höhe von ca. 246 Mio. € erzielt werden. Diese steigert sich bis 2040 auf ca. 826 Mio. € und bis 2045 auf ca. 1.254 Mio. €. Erwartungsgemäß würde die Realisierung des zweiten Szenarios zu deutlich höheren Bruttowertschöpfungspotenzialen durch Grüne Gase führen. So ist ein Anstieg der Bruttowertschöpfung bis 2030 um ca. 464 Mio. € zu erwarten. Dieser setzt sich im „Klimaschutz First“-Szenario bis 2040 auf ca. 1.185 Mio. € fort und würde bis zum Jahr 2045 auf ca. 1.768 Mio. € ansteigen.

Wie aus Abbildung 5-6 hervorgeht, weist das Szenario 2 für jedes betrachtete Jahr einen größeren potenziellen Bruttowertschöpfungszugewinn auf, als das Szenario 1. Dies lässt sich direkt auf die höheren Erzeugungspotenziale und Bedarfsabschätzungen für Grüne Gase im „Klimaschutz First“-Szenario zurückführen: Durch den ambitionierteren Klimaschutz werden größere Mengen Grüner Gase eingesetzt und genutzt. Weiterhin ist in beiden Szenarien der Zugewinn von 2030 bis 2040 deutlich höher als von 2040 bis 2045. So wächst von 2030 bis 2040 die zusätzliche potenzielle Bruttowertschöpfung in Szenario 1 um das Vierfache; in Szenario 2 im gleichen Zeitraum lediglich um das Dreifache. Von 2040 bis 2045 wächst sie in beiden Szenarien um 50 %. Dies lässt sich auf zwei Gründe zurückführen. Einerseits ist der zweite Betrachtungszeitraum (2040–2045) um fünf Jahre kürzer als der erste Zeitraum (2030–2040). Andererseits wird zwar in beiden Szenarien

ein dauerhafter Nachfrageanstieg für Grüne Gase angenommen, jedoch wird eine Kostendegression im Bereich Grüner Gase für den Zeitraum zwischen 2030 und 2040 erwartet. Es wird also unterstellt, dass die Kostensenkungspotenziale bis 2040 weitgehend ausgeschöpft sind. Somit werden nach dem Jahr 2040 nur zusätzliche Verbrauchsmengen addiert.



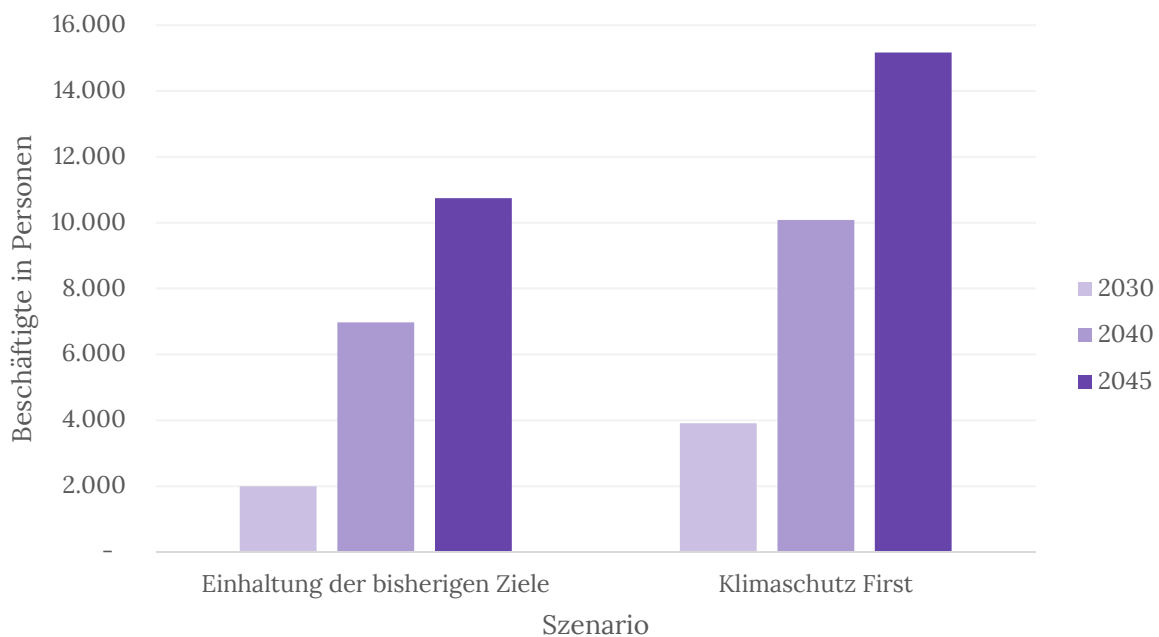
**Abbildung 5-6: Bruttowertschöpfungseffekte in der IRMD nach Szenarien und Jahren**

Die gesamte Bruttowertschöpfung innerhalb der IRMD betrug im Jahr 2019 rund 57,93 Mrd. € [Prognos 2021]. Verglichen dazu entspräche der Anteil der Bruttowertschöpfung Grüner Gase in Szenario 2 mit 1,18 Mrd. Euro im Jahr 2040 rund 2,04 %. Eine Beschreibung, wie sich diese Potenziale auf die einzelnen Städte und Landkreise der IRMD verteilen würden, erfolgt im Abschnitt „Bruttowertschöpfungseffekte in der IRMD auf Kreisebene“.

### Beschäftigungseffekte in der gesamten IRMD

Neben den potenziellen Bruttowertschöpfungseffekten in der IRMD aufgrund Grüner Gase wurden auch Beschäftigungseffekte quantifiziert. Analog zu der Bruttowertschöpfung erfolgt dies durch Bruttoproduktionswerte unter Berücksichtigung sektorspezifischer und kreisscharfer Beschäftigungsmultiplikatoren<sup>93</sup>. Abbildung 5-7 zeigt die Beschäftigungseffekte für die ganze IRMD. Analog zu den Wertschöpfungseffekten wird zwischen zwei Szenarien (x-Achse) und je drei Jahren unterschieden. Die betrachteten Zeitpunkte 2030, 2040 und 2045 sind durch unterschiedliche Farbtintensitäten gekennzeichnet.

<sup>93</sup> Diese geben das BIP pro Beschäftigten in Abhängigkeit des Sektors und der Region an.



**Abbildung 5-7: Beschäftigungseffekte in der IRMD nach Szenarien und Jahren**

Die Analysen zeigen, dass im Falle von Szenario 1 („Einhaltung der bisherigen Ziele“) im Jahr 2030 ca. 1.992 Arbeitsplätze auf die Wertschöpfungsketten Grüner Gase in der IRMD entfallen. Diese Zahl erhöht sich bis 2040 auf 6.972 und bis 2045 auf 10.744 Beschäftigte. Szenario 2 („Klimaschutz First“) führt aufgrund steigender Einsatzpotenziale zu höheren Beschäftigungszahlen in Höhe von 3.098 (2030), 10.081 (2040) und 15.171 (2050) in Branchen aus dem Bereich Grüner Gase.

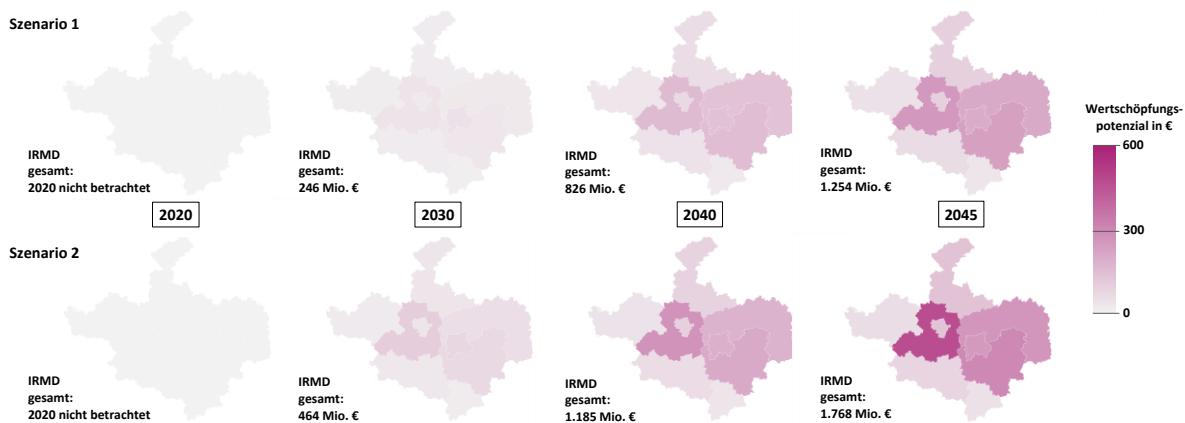
Analog zur Bruttowertschöpfung, weist das Szenario 2 einen größeren Zugewinn an Beschäftigung auf als das Szenario 1. Außerdem ist auch für die Beschäftigungszahlen der Zugewinn von 2030 bis 2040 höher als von 2040 bis 2045. So wächst die Beschäftigung von 2030 bis 2040 in Szenario 1 um das 3,5-fache; in Szenario 2 um das 2,5-fache. Im zweiten Betrachtungszeitraum von 2040 bis 2045 wächst sie in beiden Szenarien um 50 %. Die zwei Gründe für diese Entwicklung sind identisch zu denen für die Bruttowertschöpfungseffekte. Vor allem gilt zu beachten, dass auch hier der erste Betrachtungszeitraum um fünf Jahre länger ist als der zweite.

Im Jahr 2019 waren innerhalb der IRMD ca. 987.000 Personen sozialversicherungspflichtig beschäftigt [Prognos 2021]. Im Falle des Szenarios 2 würde im Jahr 2040 ca. 10.080 Arbeitsplätze im Bereich der Grünen Gase existieren. Verglichen mit den heutigen Beschäftigungszahlen entspräche dies einem Anteil von 1,02 %. Dieser Anteil ist geringer als der Anteil Grüner Gase an der Gesamtbruttowertschöpfung (siehe oben), was auf eine überdurchschnittlich spezifische Wertschöpfung pro Arbeitsplatz hindeutet. Eine detaillierte Diskussion dieser Ergebnisse auf Kreisebene folgt im Abschnitt „Beschäftigungseffekte in der IRMD auf Kreisebene“.

### Bruttowertschöpfungseffekte in der IRMD auf Kreisebene

In den vorangegangenen Teilen wurden die Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der beiden Szenarien auf Ebene der gesamten IRMD betrachtet. In diesem Teil folgt die Analyse der Bruttowertschöpfungseffekte für alle Kreise der IRMD.

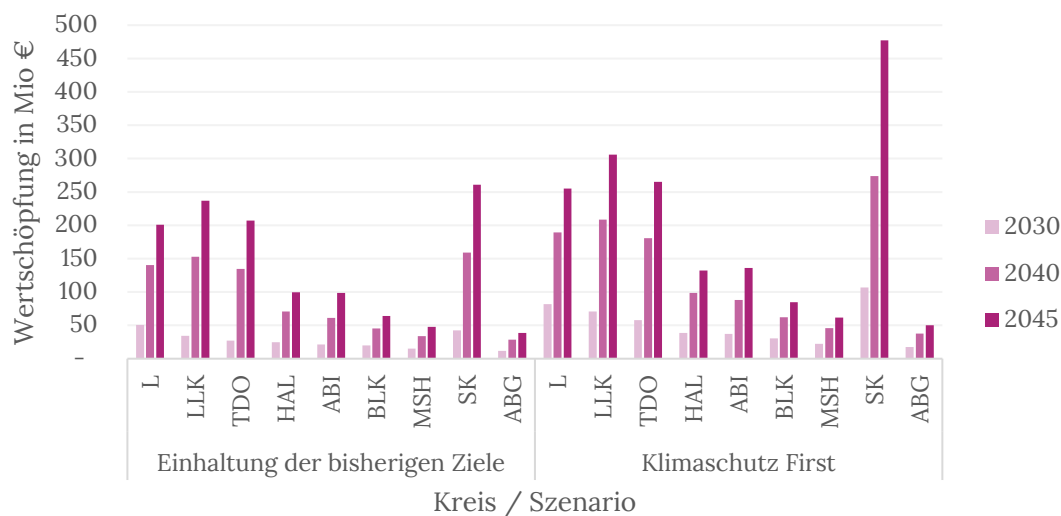
In der folgenden Abbildung 5-8 ist eine kreisscharfe Verteilung der Bruttowertschöpfungseffekte nach Szenarien und Jahren dargestellt. Anhand der farblichen Legende können die Bruttowertschöpfungspotenziale in allen Kreisen verglichen werden. Wie in dieser Grafik zu erkennen ist, führt die Umsetzung des Szenarios 2 („Klimaschutz First“) in allen Kreisen zu einem höheren Zugewinn an Wertschöpfung durch Grüne Gase als das Szenario 1.



**Abbildung 5-8: Bruttowertschöpfungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene - Kartographische Übersicht**

Abbildung 5-9 zeigt eine alternative Darstellung der Bruttowertschöpfungseffekte nach Szenarien (x-Achse), Jahren (farblich markiert) und Kreisen (gekennzeichnet durch Abkürzungen auf der x-Achse). Die detaillierten Zahlenwerte sind im Materialband unter A 4.3.1 aufgeführt.

In Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 ist zu erkennen, dass die Kreise mit dem höchsten Bruttowertschöpfungspotenzial durch Grüne Gase der Saalekreis, der Landkreis Leipzig, der Landkreis Nordsachsen sowie die Stadt Leipzig sind. Im Saalekreis resultiert das hohe Potenzial vor allem durch die Starke chemischen Industrie, dem Flughafen Leipzig-Halle sowie der eng verbundenen chemischen Industrie in Wittenberg, welche zu einem zukünftigen Abnehmer für Grüne Gase aus der IRMD werden könnten. Für die Landkreise Leipzig und Nordsachsen ist es der Flughafen Leipzig-Halle, der ein großes Bruttowertschöpfungspotenzial birgt. Innerhalb der Stadt Leipzig impliziert ihr hoher Energieverbrauch als Metropole vielfältige Einsatzmöglichkeiten für Grüne Gase und damit ein hohes Bruttowertschöpfungspotenzial.



**Abbildung 5-9: Bruttowertschöpfungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene<sup>94</sup> – Balkendiagramm**

Weiterhin geht aus den Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 hervor, dass die Stadt Halle (Saale), der Landkreis Anhalt-Bitterfeld, der Burgenlandkreis, der Landkreis Mansfeld-Südharz und der Landkreis Altenburger Land ein vergleichsweise geringeres Wertschöpfungspotenzial im Bereich Grüne Gase haben. Dabei ist jedoch anzumerken, dass diese Ergebnisse stark von den getroffenen Annahmen getrieben sind: Wesentlicher Treiber sind die Ergebnisse zur potenziellen stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der chemischen Industrie<sup>95</sup> aus Kapitel 4.3. Dabei wird der in den Potenzialanalysen ermittelte H<sub>2</sub>-Bedarf für die stoffliche Nutzung hauptsächlich den folgenden Landkreisen Saalekreis und Anhalt-Bitterfeld, sowie im geringeren Umfang dem Burgenlandkreis und dem Landkreis Leipzig zugeordnet. Eine weitere wichtige Annahme lautete, wie in Kapitel 5.2.1 erwähnt, dass die angenommene Erzeugung in den jeweiligen Landkreisen größtenteils dem Bedarf von Wasserstoff entspricht. Dadurch konzentrieren sich die Wertschöpfungspotenziale vorrangig auf identifizierten bestehenden Abnahmezentren. Zukünftige Projekte außerhalb der bestehenden Chemiecluster sind demnach ein wichtiger Hebel, um die Wertschöpfungspotenziale gleichmäßig zwischen den Gebietskörperschaften der IRMD zu verteilen.

Wie auch in dem vorangestellten Teil für die gesamte IRMD wurde die im Jahr 2040 durch Grüne Gase zu erzielende Wertschöpfung bis 2040 im Szenario 2 („Klimaschutz First“) mit der bereits bestehenden Wertschöpfung 2019 [Prognos 2021] des jeweiligen Kreises in Relation gesetzt. Die entsprechenden Daten lassen sich der Tabelle 5-1 entnehmen.

<sup>94</sup> Kürzel: L – Stadt Leipzig; LLK – Landkreis Leipzig; TDO – Landkreis Nordsachsen (Torgau, Delitzsch, Oschatz); HAL – Stadt Halle (Saale); ABI – Landkreis Anhalt-Bitterfeld; BLK – Burgenlandkreis; MSH – Landkreis Mansfeld-Südharz; SK – Saalekreis; ABG – Landkreis Altenburger Land

<sup>95</sup> Diese sind Tabelle A-3-3 im Materialband A 3.1 zu entnehmen.

**Tabelle 5-1: Bruttowertschöpfung durch Grüne Gase im Jahr 2040 (Szenario 2) zur gesamten Bruttowertschöpfung auf Kreisebene (Quelle: [Prognos 2021] sowie eigene Berechnungen)**

Landkreis / Stadt	Bruttowert- schöpfung 2019 (in Mio. €) [Prognos 2021]	Wertschöpfungs- potenzial durch Grüne Gase 2040 (in Mio. €)	Anteil im Vergleich zu 2019 (in %)
Leipzig, Stadt	20.539	189,4	0,92
Leipzig, LK	6.583	208,4	3,16
Nordsachsen	5.037	180,7	3,56
Halle, Stadt	6.883	98,7	1,43
Anhalt-Bitterfeld, LK	4.358	88,1	2,02
Burgenlandkreis	4.236	62,0	1,46
Mansfeld-Südharz, LK	2.644	46,0	1,74
Saalekreis, LK	5.729	273,9	4,78
Altenburger Land, LK	1.090	37,7	3,46
<b>IRMD</b>	<b>57.925</b>	<b>1.182,9</b>	<b>2,04</b>

Der Saalekreis würde mit 273,9 Mio. € im Jahr 2040 (Szenario 2) den größten absoluten Beitrag Grüner Gase zur Bruttowertschöpfung verzeichnen, wohingegen der Landkreis Altenburger Land mit insgesamt 37,7 Mio. € den geringsten Beitrag aller Kreise der IRMD erzielen würde. Bezogen auf die heutige Wertschöpfung zeigt sich die große Bedeutung Grüner Gase für den Saalekreis: Ihr Anteil läge bei 4,78 %. Im Gegensatz dazu wäre die Stadt Leipzig jener Kreis mit dem geringsten Anteil Grüner Gase an der Gesamtwertschöpfung (0,92 %). Dass dieser Anteil trotz des drittgrößten absoluten Wertschöpfungsbeitrags (189,4 Mio. €) im Jahr 2040 relativ klein ausfällt, wird mit der insgesamt sehr hohen Wirtschaftsleistung der Stadt Leipzig (2019: 20.539 Mio. €) begründet.

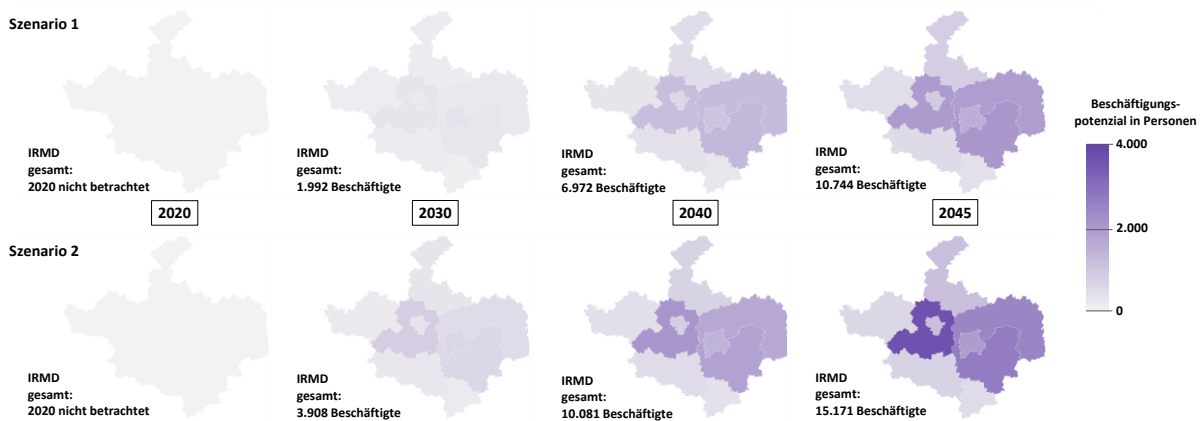
### Beschäftigungseffekte in der IRMD auf Kreisebene

Analog zu den Effekten für die Bruttowertschöpfung lassen sich auch die Auswirkungen auf die Beschäftigung auf Kreisebene regionalisieren. Abbildung 5-10 stellt eine kreis-scharfe Verteilung der Beschäftigungseffekte nach Szenarien und Jahren dar. Anhand der farblichen Legende können die Beschäftigungspotenziale in allen Kreisen verglichen werden. So führt die Umsetzung des Szenarios 2 („Klimaschutz First“) in allen Kreisen zu einem größeren Beschäftigungspotenzial verglichen mit Szenario 1.

Wie für die Bruttowertschöpfungseffekte zeigt Abbildung 5-11 – zusätzlich zu Abbildung 5-10 – die Beschäftigungseffekte nach Szenarien (x-Achse), Jahren (farblich markiert) und Kreisen (gekennzeichnet durch Abkürzungen auf der x-Achse). Die detaillierten Zahlenwerte sind im Materialband unter A 4.3.2 aufgeführt. Wie bei den Bruttowertschöpfungseffekten weist auch bei der Beschäftigung der Saalekreis die größten Potenziale in der IRMD auf. Die Treiber des potenziellen Beschäftigungsanstiegs im Saalekreis sind analog zu den Wertschöpfungseffekten die chemische Industrie, der Flughafen Leipzig-Halle sowie die eng verbundene chemische Industrie in Wittenberg. Die zweitgrößte Zahl an Arbeitsplätzen ist im Landkreis Leipzig, gefolgt von Nordsachsen und Leipzig. Die Gründe für diese Verteilung sind analog zu jenen für die Wertschöpfung



(vgl. Teil „Bruttowertschöpfungseffekte in der IRMD auf Kreisebene“). Aus Abbildung 5-10 und Abbildung 5-11 geht hervor, dass Halle (Saale) Stadt, der Landkreis Anhalt-Bitterfeld, der Burgenlandkreis, der Landkreis Mansfeld-Südharz sowie der Landkreis Altenburger Land – unter den getroffenen Annahmen - ein eher geringes Beschäftigungspotenzial durch Grüne Gase erwarten können. Dies gilt insbesondere bei Fortschreibung räumlichen Verteilung der bisherigen Industriebedarfe nach Wasserstoff. Damit kann dieses Ergebnis für diese Landkreise auch als Erkenntnisgewinn und Chance gesehen werden, im Rahmen des Strukturwandels neue Industrieansiedlungen zu fördern (siehe Kapitel 4.5) oder schwerpunktmäßig andere zukunftssträchtige Industrien und Sektoren auszubauen.



**Abbildung 5-10: Beschäftigungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene - kartographische Übersicht**

Hinsichtlich der berechneten Beschäftigungspotenziale auf Kreisebene ist erneut anzumerken, dass diese entsprechend durch die getroffenen Annahmen getrieben sind. Die Einordnung der Beschäftigungseffekte ist analog zu der Wertschöpfungseffekte und wurde im entsprechenden Teilkapitel erläutert. Zusammengefasst kommt der Zuordnung der H<sub>2</sub>-Bedarfe für stoffliche Nutzung eine große Bedeutung zu. Diese wurden nach den Ergebnissen aus der Potenzialanalyse hauptsächlich den folgenden drei Kreisen zugeordnet: dem Saalekreis, dem Burgenlandkreis und dem Landkreis Leipzig, wobei der Großteil davon dem Saalekreis zugerechnet wird. Wasserstoff, welcher außerhalb jedoch mit Bezug zur IRMD hergestellt wird, wird gleichmäßig dem Saalekreis sowie dem Landkreis Anhalt-Bitterfeld zugeordnet. Da die Nutzung von Wasserstoff einen hohen Anteil an dem gesamten Bedarf an Grünen Gasen hat (unter Einbeziehung der Umwandlung von Wasserstoff zu H<sub>2</sub>-basierten Kraftstoffen), entwickeln sich die Beschäftigungspotenziale primär in den Kreisen mit dem höchsten H<sub>2</sub>-Bedarf. Dabei gilt: Sollte die Annahme der Konzentration des H<sub>2</sub>-Verbrauchs gelockert werden, wären auch die Beschäftigungspotenziale gleichmäßiger auf die Kreise verteilt.

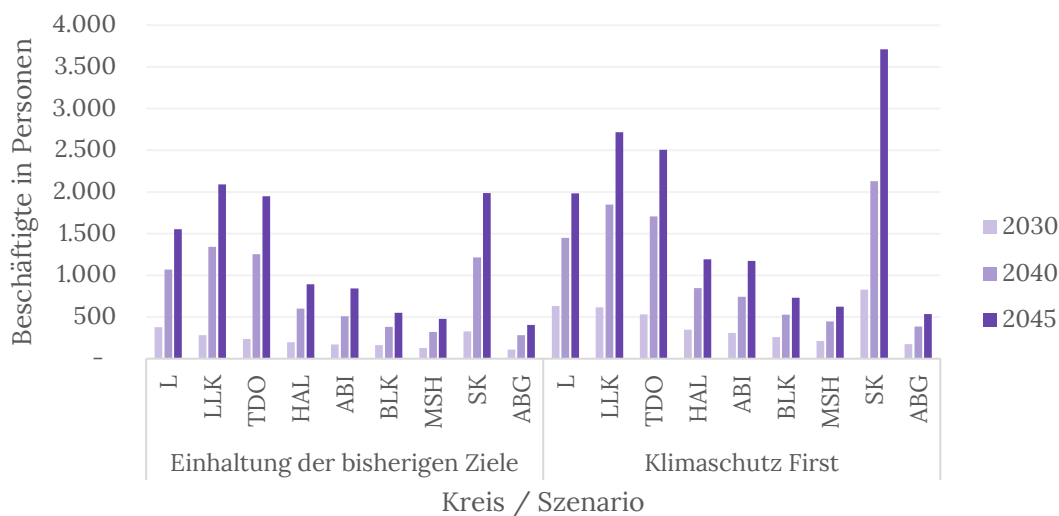


Abbildung 5-11: Beschäftigungseffekte von Grünen Gasen in der IRMD auf Kreisebene<sup>96</sup> – Balkendiagramm

Tabelle 5-2: Beschäftigung durch Grüne Gase im Jahr 2040 (Szenario 2) zur gesamten Beschäftigung auf Kreisebene (Quelle: [Prognos 2021] sowie eigene Berechnungen)

Landkreis / Stadt	Beschäftigte 2019 (in Personen) [Prognos 2021]	Beschäftigungs- potenzial durch Grüne Gase 2040 (in Personen)	Anteil im Vergleich zu 2019 (in %)
Leipzig, Stadt	347.600	1.449	0,42
Leipzig, LK	103.800	1.848	1,78
Nordsachsen	93.100	1.707	1,83
Halle, Stadt	129.000	848	0,66
Anhalt-Bitterfeld, LK	69.100	742	1,07
Burgenlandkreis	73.700	527	0,72
Mansfeld-Südharz, LK	52.100	445	0,85
Saalekreis, LK	83.400	2.127	2,55
Altenburger Land, LK	35.005	387	1,09
<b>IRMD</b>	<b>987.300</b>	<b>10.080</b>	<b>1,02</b>

Zur besseren Einordnung der zu erwartenden Beschäftigungszahlen erfolgt in Tabelle 5-2 ein Vergleich mit der Anzahl der Arbeitsplätze im Jahr 2019 [Prognos 2021]. Das größte absolute Beschäftigungspotenzial im Jahr 2040 (Szenario 2) entfällt mit 2.127 neuen Arbeitsplätzen auf den Saalekreis, geprägt durch seine bereits heute starke chemische Industrielandschaft. Im Vergleich hierzu würden im Landkreis Altenburger Land lediglich 387 neue Arbeitsplätze im Jahr 2040 auf Grüne Gase zurückzuführen sein, was dem

<sup>96</sup> Kürzel: L – Stadt Leipzig; LLK – Landkreis Leipzig; TDO – Landkreis Nordsachsen (Torgau, Delitzsch, Oschatz); HAL – Stadt Halle (Saale); ABI – Landkreis Anhalt-Bitterfeld; BLK – Burgenlandkreis; MSH – Landkreis Mansfeld-Südharz; SK – Saalekreis; ABG – Landkreis Altenburger Land

niedrigsten absoluten Potenzial innerhalb der IRMD entspricht. Analog zur Bruttowertschöpfung verzeichnet der Saalekreis auch den größten relativen Wert an neuen Arbeitsplätzen (bis 2040 im Bereich Grüne Gase durch Umsetzung des Szenarios 2). Die Stadt Leipzig verzeichnet mit 0,42 % den kleinsten Anteil Grüner Gase an der Gesamtbeschäftigung. Dass der relative Anteil so klein ausfällt, wird durch die insgesamt große Anzahl an Arbeitsplätzen der Stadt Leipzig (etwa 347 Tsd. Beschäftigte in 2019) begründet.

### 5.2.2.2 Sensitivitätsanalysen

Neben den in Teilkapitel 5.2.2.1 beschriebenen Basisszenarien wurden außerdem einige Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese beschränken sich ausschließlich auf das Betrachtungsjahr 2040 unter Berücksichtigung der Annahmen des ambitionierteren Szenarios 2 („Klimaschutz First“). Im Folgenden wird diese Kombination als „Basisvariante“ bezeichnet.

Insgesamt wurden vier unterschiedliche Sensitivitätsanalysen berechnet, welche alle Abweichungen von der Basisvariante darstellen.

#### Anteil grüner Wasserstoff und biogener Gase

Zunächst wurden die jeweiligen Anteile von grünem Wasserstoff (einschl. H<sub>2</sub>-basierter Energieträger) sowie biogener Gase an der Gesamtwertschöpfung Grüner Gase in der IRMD ermittelt. Hierzu wurden zunächst alle Bereitstellungspfade für biogene Gase (v. a. Biomethan, CNG, LNG) aus den Berechnungen ausgeschlossen. Die Ergebnisse der Rechnungen sind in Tabelle 5-3 dargestellt. Sie zeigen, dass Wasserstoff (einschließlich der Folgeprodukte) für 87,9 % der zusätzlichen Bruttowertschöpfung bzw. 88,5 % der zusätzlichen Beschäftigung in der Basisvariante verantwortlich sind. Biogene Gase tragen folglich in der berechneten Basisvariante nur einen kleinen Beitrag bei. Nicht zuletzt durch Synergieeffekte mit der Landwirtschaft und Nahrungsmittelindustrie könnten Biogas und Biomethan an Bedeutung für Wertschöpfung und Beschäftigung gewinnen.

**Tabelle 5-3: Anteile von grünem Wasserstoff und biogenen Gasen an der Wertschöpfung und der Beschäftigung im Jahr 2040 (Szenario 2)**

	<b>Bruttowertschöpfung (in Mio. €)</b>	<b>Beschäftigung (in Personen)</b>
<b>IRMD gesamt (Basisvariante)</b>	<b>1.182,9</b>	<b>10.080</b>
davon Anteil grüner H <sub>2</sub>	1.042	8.917
	87,9 %	88,5 %
davon Anteil biogene Gase	142,8	1.164
	12,1%	11,5%

#### Variation des regionalen Anteils

Die nächste Sensitivitätsanalyse variiert den Anteil der regionalen Wertschöpfung an der gesamten Wertschöpfung. Neben dem allgemeinen Einfluss dieses Faktors auf die Ergebnisse spiegelt diese Analyse auch mögliche Auswirkungen einer verstärkten

Industriepolitik in der Region wider, die zu einer zusätzlichen Ansiedlung der für die Wertschöpfungskette Grüner Gase relevanten Branchen führt. Dabei wurde der zuvor festgelegte regionale Anteil an den verschiedenen Wirtschaftszweigen im Vergleich zu Basisvariante jeweils um -25 % („Pess. reg. Anteile“) reduziert bzw. um +25 % („Opt. Reg. Anteile“) erhöht. Dies betrifft die Sektoren Maschinenbau, Elektrogeräte, Bauwesen und Landwirtschaft. Details über die regionale Aufteilung der Wirtschaftssektoren ist im Materialband unter A 4.1 zu finden.

**Tabelle 5-4: Ergebnisse der Variation der regionalen Anteile im Vergleich zu Basisvariante (Jahr 2040, Szenario 2)**

	<b>Bruttowertschöpfung (in Mio. €)</b>	<b>Beschäftigung (in Personen)</b>
<b>IRMD gesamt (Basisvariante)</b>	<b>1.182,9</b>	<b>10.080</b>
Pess. reg. Anteile (-25 %)	1.096	9.223
	92,45 %	91,59 %
Opt. reg. Anteile (+25 %)	1.253	10.723
	105,75 %	106,37 %

Durch die Annahme, dass die regionalen Anteile an wesentlichen Wirtschaftszweigen entlang der Wertschöpfungskette um 25 % reduziert werden, sinkt die potenzielle Bruttowertschöpfung sowie Beschäftigung um 7,5 % bzw. 8,4 % im Vergleich zu der Basisvariante. Werden die regionalen Anteile dagegen um 25 % erhöht führt dies zu einer Steigerung der Bruttowertschöpfung um 5,7 % und der Beschäftigung 6,4% im Vergleich zu der Basisvariante. Damit zeigt sich die große Bedeutung der regionalen Zulieferindustrie auf die Wertschöpfungspotenziale. Es gilt zu beachten, dass der Maschinen- und Anlagenbau nur wettbewerbsfähig werden wird, wenn er überregionale Märkte versorgt. Dies impliziert eine zusätzliche Nachfrage nach Maschinen und Anlagen, die in dieser Studie nicht abgebildet werden kann.

### **Vernachlässigung des H<sub>2</sub>-Importpfades**

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zeigen, dass gerade für eine vollständige Deckung des regionalen H<sub>2</sub>-Bedarfs ein gewisse Menge Wasserstoff importiert werden muss (siehe Tabelle 4-19). Die Basisvariante berücksichtigt diesen H<sub>2</sub>-Import in die Region durch Integration des Bereitstellungspfades 10c für die H<sub>2</sub>-Erzeugung. Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird von einer vollständigen Deckung des regionalen H<sub>2</sub>-Bedarfs durch lokale H<sub>2</sub>-Produktion ausgegangen („Ohne H<sub>2</sub>-Import“). Damit stellen die Pfade 10a (zentrale Elektrolyseure) und 10b (dezentrale Elektrolyseure) die gesamte H<sub>2</sub>-Menge bereit.

**Tabelle 5-5: Vollständige lokale Deckung des H<sub>2</sub>-Bedarfs durch regionale H<sub>2</sub>-Produktion im Vergleich zu Basisvariante (Jahr 2040, Szenario 2)**

	<b>Bruttowertschöpfung (in Mio. €)</b>	<b>Beschäftigung (in Personen)</b>
<b>IRMD gesamt (Basisvariante)</b>	<b>1.182,9</b>	<b>10.080</b>
ohne H <sub>2</sub> -Import	1.323	11.423
	111,60 %	113,31 %

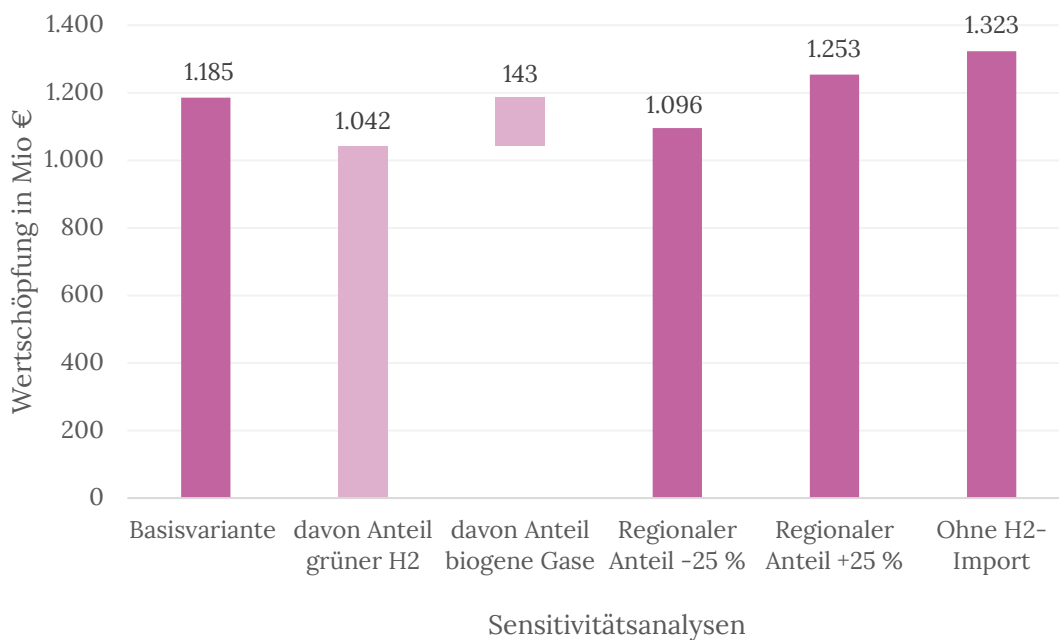
Die Ergebnisse zeigen, dass eine vollständige Abdeckung des regionalen H<sub>2</sub>-Bedarfs verglichen mit der Basisvariante zu einem Anstieg der regionalen Bruttowertschöpfung von 11,6 % führt. Die regionale Beschäftigung würde um 13,3 % steigen. Folglich ist es aus Produktionssicht vorteilhaft, einen möglichst hohen Anteil der in der IRMD verbrauchten Grünen Gase, auch in der Region herzustellen. Weiterhin folgt, dass die Schaffung guter Voraussetzungen für die Produktion Grüner Gase zu einer besseren Ausschöpfung des Beschäftigungs- und Wertschöpfungspotenzials führen würde. Außerdem ist zu beachten, dass eine gut ausgebaute überregionale H<sub>2</sub>-Infrastruktur neben der Entstehung neuer Absatzmärkte auch neue Konkurrenz für die in der IRMD erzeugten Grünen Gase verursachen würde. Es muss gleichzeitig beachtet werden, dass – entsprechend der in dieser Studie getroffenen Annahmen – aufgrund günstigerer Produktionsbedingungen, importierter Wasserstoff in Zukunft wohl preiswerter bereitgestellt werden kann als der in der Region produzierte.

### Übersicht der Ergebnisse

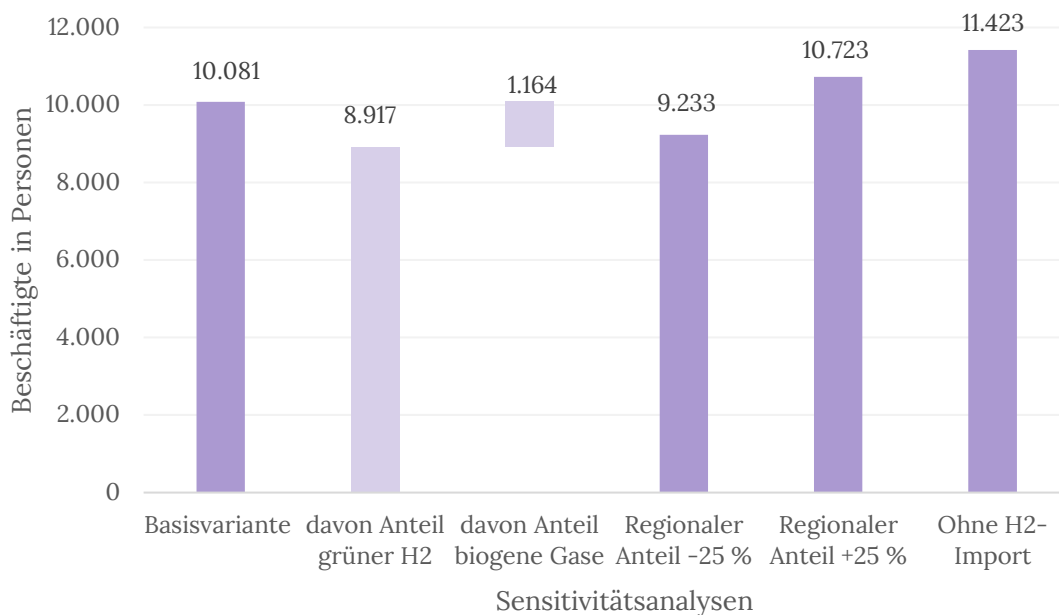
Die Abbildung 5-12 und Abbildung 5-13 zeigen die absoluten Effekte auf die Wertschöpfung bzw. die Beschäftigung der oben beschriebenen Sensitivitätsanalysen. Die Basisvariante im Szenario 2 führt zu einer Bruttowertschöpfung innerhalb der IRMD von 1.185 Mio. € im Jahr 2040 bzw. einem Beschäftigungspotenzial von 10.081 Personen. Diese verändern sich in den verschiedenen Sensitivitätsanalysen.

Um die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen besser einordnen zu können, ist in Tabelle 5-3 bis Tabelle 5-5 auch das Verhältnis der einzelnen Ergebnisse gegenüber der Basisvariante dargestellt.

Insgesamt zeigen sich die in der Basisvariante ermittelten Ergebnisse robust gegenüber den Variationen in den unterschiedlichen Sensitivitätsanalysen.



**Abbildung 5-12: Sensitivitätsanalyse der Bruttowertschöpfungseffekte, absolute Werte (Quelle: Eigene Berechnungen)**



**Abbildung 5-13: Sensitivitätsanalyse der Beschäftigungseffekte, absolute Werte (Quelle: Eigene Berechnungen)**

### 5.2.2.3 Vergleich mit der Braunkohle-Industrie

Vor dem Hintergrund des in der IRMD anstehenden Strukturwandels werden im Folgenden die volkswirtschaftlichen Effekte der Bereitstellung Grüner Gase mit denen der Förderung, Veredlung und Verstromung der Braunkohle gegenübergestellt. Ihre

Bedeutung für Wertschöpfung sowie Beschäftigung wurde in mehreren Studien in der jüngeren Vergangenheit untersucht. Damit kann diese als Referenz für den Beitrag der Grünen Gase für einen erfolgreichen Strukturwandel in der Innovationsregion dienen.

Nach Angabe der IRMD waren im Jahr 2016 rund 2.400 Personen direkt in der Braunkohlewirtschaft beschäftigt und weitere 4.800 Personen indirekt [IRMD 2021].

Aus einer 2018 vom BMWi beauftragten Studie für die deutschen Braunkohleregionen geht hervor, dass im Jahr 2012 ein Anteil von 12 % der unmittelbar im deutschen Braunkohlesektor Beschäftigten auf das Mitteldeutsche Revier entfielen. In absoluten Zahlen waren dies insgesamt 2.414 Arbeitskräfte. Der Anteil der im Braunkohlesektor tätigen an den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten im Mitteldeutschen Revier lag 2016 bei 0,3 % - Tendenz sinkend (2005: 0,4 %).<sup>97</sup>

Des Weiteren wurden im Rahmen der Studie Beschäftigungseffekte durch den Braunkohlesektor mittels einer Multiplikator-Analyse untersucht. Für das Mitteldeutsche Revier belaufen sich diese auf 3.862 Arbeitskräfte, für die Braunkohlereviere insgesamt auf 31.774 und für ganz Deutschland auf rund 55 Tsd. Personen. Hauptsächlich davon betroffen sind „industrielle Sektoren oder unternehmensnahe Dienstleistungsbereiche, sodass es sich dabei um qualitativ überwiegend sehr hochwertige Beschäftigungsverhältnisse handelt“ [RWI 2018].

Trotz der vergleichsweise geringen Bedeutung für die Beschäftigung im deutschen Braunkohlesektor wies das Mitteldeutsche Revier mit 55.619 Mio. € in Jahr 2015 unter den Revieren die zweitgrößte Wertschöpfung auf (nach dem Rheinischen Revier: 79.303 Mio. €). Dieser Wert ist vergleichbar mit dem BIP von Sachsen-Anhalt (57.868 Mio. € in 2015) und Thüringen (58.793 Mio. € in 2015). Seit 2005 wuchs die Wertschöpfung im Mitteldeutschen Revier um 3,1 %.

Für die Innovations- bzw. Entwicklungsfähigkeit einer Region sind Faktoren wie die ländliche Struktur sowie Zentralität von großer Relevanz. Im Mitteldeutschen Revier wird ein Drittel der Kreise als städtisch eingestuft. Dass zudem vier der neun Kreise als zentral bzw. sehr zentral eingestuft werden, deutet auf eine potenzielle Attraktivität der Region zur Ansiedlung neuer Unternehmen hin. Ländlichere Regionen weisen häufig eine geringere Innovationsfähigkeit auf, welche häufig nicht durch absolute Kostenvorteile (z. B. geringere Mietkosten) kompensiert werden kann. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass qualifizierte Fachkräfte meistens Gegenden präferieren, in denen sie einen höheren Lohn generieren können. [RWI 2018]

Den vom Kohleausstieg betroffenen Arbeitsplätze stehen potenzielle Arbeitsplätze in Erzeugung, Transport und Nutzung Grüner Gase gegenüber. In der im April 2021 veröffentlichten Studie „Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff für Sachsen“ wird

---

<sup>97</sup> Die Bedeutung des Braunkohlesektors für die Beschäftigung in dieser Region ist demnach verhältnismäßig gering und weiter sinkend. Im Vergleich dazu machte der Anteil unter den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten im Braunkohlesektor des Lausitzer Reviers 2016 einen Anteil von 2,0 % aus und hat dementsprechend für die Beschäftigung in der Region eine größere Relevanz.

die Marktsituation für sächsische Unternehmen in der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie untersucht. Diese Studie wurde im Auftrag der HZwo e.V. und der TU Chemnitz mit Unterstützung des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr durchgeführt. Laut der Studie könnten in Sachsen bis 2030 bis zu 4.830 neue Arbeitsplätze durch einen Ausbau der Wasserstoffwirtschaft entstehen. Mit voraussichtlich 696 bis 2.927 Arbeitsplätzen wird ein großer Teil im Zulieferbereich angesiedelt sein. Damit verknüpft wäre ein Umsatz von 1,7 Mrd. € in der sächsischen Wasserstoffwirtschaft. Beim Vergleich der HZwo-Studie mit den Ergebnissen dieser Untersuchung ist zu beachten, dass beide sich in ihrem Untersuchungsgegenstand unterscheiden. Diese Studie analysiert die Potenziale Grüner Gase in der IRMD, während die HZwo-Studie das Land Sachsen mit dem alleinigen Fokus Wasserstoff betrachtet.

Insgesamt ist festzuhalten, dass im Mitteldeutschen Revier rund 4.000 Arbeitsplätze durch den Kohleausstieg bedroht sind. In der HZwo Studie wird von etwa 5.000 neuen Arbeitsplätzen in der sächsischen Wasserstoffwirtschaft bis 2030 ausgegangen. Basierend auf den Ergebnissen dieser Studie werden unter Einhaltung der bisherigen Ziele (Szenario 1) durch den Einsatz Grüner Gase bis zum Jahr 2030 rund 2.000 zusätzliche Beschäftigte in der IRMD tätig sein. Für das ambitionierte Szenario „Klimaschutz first“, beläuft sich diese Zahl auf ca. 3.900. Bis 2045 könnte diese Zahl auf über 15.000 Personen im ambitionierten Szenario ansteigen. Davon ausgenommen sind jedoch Arbeitsplätze im Zusammenhang mit der Anwendung Grüner Gase, etwa im Bereich des Fahrzeugbaus oder der Heizgerätehersteller. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass in diesen Bereichen im Vergleich zu heute ein deutlicher Zuwachs generiert wird. Stattdessen wird es vor allem eine Neuausrichtung der heute bereits vorhandenen Arbeitsplätze geben.

### 5.3 Zusammenfassung

In Kapitel 5 wurden die wirtschaftlichen Potenziale Grüner Gase für die IRMD untersucht. Dies geschah auf zwei Arten. Zuerst wurde mittels Indexdekompositionsanalysen – je eine für Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen – die Nachfrageentwicklung konventioneller Energieträger untersucht. Anschließend wurde darauf aufbauend und durch Anwendung von Input-Output-Analysen zukünftige Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale aufgrund von Grünen Gasen in der IRMD geschätzt.

Durch Anwendung der Indexdekompositionsanalysen in Kapitel 5.1 wurde der Endenergieverbrauch in der IRMD in vier treibende Komponenten zerlegt. Auch wenn der Einfluss über die Jahre und zwischen den Bundesländern schwankte, sind trotzdem einige überregionale und zeitunabhängige Trends ableitbar.<sup>98</sup> Wirtschaftswachstum führt generell zu einem höheren Energieverbrauch. Dies kann theoretisch durch Energieeffizienz und Strukturwandel kompensiert werden. Allerdings hieße das, dass der Endenergieverbrauch in der Region tendenziell hauptsächlich durch Abbau der energieintensiven Industrie gelingen kann. Mit dem Ziel der Entkopplung von Energieverbrauch und THG-Emissionen zur Einhaltung der Klimaziele, sind daher gerade THG-arme

<sup>98</sup> Siehe dazu auch Abbildung 5-1 bis Abbildung 5-3.



Energieträger erforderlich, um auch die heute nur schwer direkt elektrifizierbaren Prozesse zu dekarbonisieren und damit weiterhin im Land halten zu können. Ein Beispiel dafür ist der vermehrte Einsatz Grüner Gase.<sup>99</sup>

Durch eine verstärkte Bereitstellung und dem Einsatz Grüner Gase würde die IRMD nicht nur einen Beitrag zur Klimaneutralität leisten, sondern auch zusätzliche regionale Wertschöpfung und Beschäftigung generieren. Um diese zu quantifizieren, wurde zwischen zwei Szenarien unterschieden: Einhaltung der bisherigen Klimaziele (Szenario 1) sowie „Klimaschutz first“ (Szenario 2). Die wirtschaftlichen Potenziale wurden für die Jahre 2030, 2040 und 2045 berechnet, die Ergebnisse sowohl für die gesamte IRMD als auch auf Landkreisebene angegeben.

Im Szenario 1 beläuft sich die potenzielle Wertschöpfung durch Grüne Gase in der IRMD auf 246 Mio. € (2030), 826 Mio. € (2040) bzw. 1.254 Mio. € (2045). Die Potenziale für Szenario 2 sind mit Ergebnissen zwischen 464 Mio. € (2030), 1.185 Mio. € (2040) bzw. 1.768 Mio. € (2045) deutlich höher. Mit Blick auf die möglichen Beschäftigungspotenziale ergaben die Analysen für Szenario 1 ca. 2.000, 7.000 bzw. 10.700 zusätzlich Beschäftigte in den Jahren 2030, 2040 und 2045. In Szenario 2 liegen diese Werte bei 3.900, 10.100 und 15.200 sozialversicherungspflichtigen Angestellten. Hierbei handelt es sich um Bruttoeffekte. Ob es zu Arbeitsplatzverlusten in anderen Sektoren kommt, wird im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Jedoch sind etwa 3.900 heutige Arbeitsplätze im Braunkohlebergbau des Mitteldeutsche Reviers vom Strukturwandel direkt betroffen. In absoluten Zahlen zeigen der Saalekreis (273,9 Mio. €), der Landkreis Leipzig (208,4 Mio. €) und die Stadt Leipzig (189,4 Mio. €) die größten Wertschöpfungspotenziale im Jahr 2040. In Bezug auf Beschäftigungspotenziale können der Saalekreis (2.127 Personen), der Landkreis Leipzig (1.848 Personen) und Nordsachsen (1.707 Personen) die größten Effekte verzeichnen. Dies gilt vor allem auch mit Blick auf den Anteil der durch Grüne Gase entstehenden Jobs verglichen mit der Gesamtbeschäftigung im Jahr 2019.

Diese Ergebnisse wurden mittels vier Sensitivitätsanalysen auf ihre Robustheit überprüft. Je größer der regionale Anteil in der Erzeugung von Anlagen ist, desto größer sind die Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale. Gleichzeitig kann es jedoch zu erhöhter Konkurrenz um einzelne Wertschöpfungsschritte innerhalb der IRMD kommen. Insgesamt entfallen die größten Potenziale hauptsächlich auf den Bereich des Wasserstoffs (ca. 88 % im Jahr 2040, Szenario 2) und weniger auf biogene Gase. Dies unterstreicht die große Bedeutung dieses Energieträgers für die IRMD. Außerdem steigen die regionale Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte umso deutlicher, je besser durch einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien ein höherer Deckungsgrad der regionalen H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Region durch eigene H<sub>2</sub>-Erzeugung (d.h. ohne H<sub>2</sub>-Importe in die Region) gewährleistet werden kann.

---

<sup>99</sup> In welchen Sektoren eine Anwendung besonders lohnend ist, wird 3.3 mittels einer bottom-up-Analyse untersucht. Diese top-down bestätigt die dortigen Ergebnisse.

Generell lässt sich festhalten: Je höher die regionalen Investitionen im Bereich Grüner Gase sind, desto höher sind auch die daraus folgenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der IRMD. Dies wurde durch die Sensitivitätsanalyse bestätigt. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass in Zukunft ein nicht unerheblicher Teil des H<sub>2</sub>-Bedarfs durch Importe gedeckt werden wird. Die ermittelten Wertschöpfungspotenziale der unterschiedlichen Gebietskörperschaften sind stark durch die getroffenen Annahmen getrieben. Besonders die Deckung der H<sub>2</sub>-Bedarfe der chemischen Industrie sowie der PtL-Produktion sind zukünftig wesentliche Treiber für die Verteilung der wirtschaftlichen Effekte zwischen den Landkreisen. Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen auch außerhalb der bisherigen Industriezentren stellen daher wichtige Stellschrauben für die zu hebenden wirtschaftlichen Potenziale dar. Für die IRMD als Ganzes führen heimische Erzeugungskapazitäten außerdem zu einer reduzierten Abhängigkeit von anderen Regionen bzw. Importländern. Die Coronapandemie hat gezeigt, dass resiliente und souveräne Wertschöpfungsketten von großem Vorteil sein können. Überdies wird durch die Förderung von technologischer Kompetenz im Bereich Grüner Gase wissenschaftliches und unternehmerisches Know-How aufgebaut. Die frühzeitige Positionierung als Wasserstoffregion mit der Förderung regionaler Industrieansiedlung bietet also zusätzliche Wertschöpfungspotenziale durch Technologieexporte in andere Regionen.

---

## 6. Kompetenzzentrum Grüne Gase

---

Kapitel 6 untersucht die Fragestellung eines Kompetenzzentrums für Grüne Gase in der IRMD. Die Bearbeitung umfasst die folgenden Aspekte:

- ▶ Kapitel 6.1: Ausgangslage und Notwendigkeit
- ▶ Kapitel 6.2: Identifizierung thematischer Schwerpunkte
- ▶ Kapitel 6.3: Empfehlung für den Aufbau eines Kompetenzzentrums
- ▶ Kapitel 6.4: Langfristige Strategie und kurzfristige Umsetzungsempfehlungen

### 6.1 Ausgangslage und Notwendigkeit

Kapitel 6.1 gibt einen Überblick zur Ausgangslage und beantwortet die Frage nach der Notwendigkeit eines Kompetenzzentrums für Grüne Gase innerhalb der IRMD.

Die momentane Situation im Themenfeld Grüne Gase ist geprägt von Aufbruchsstimmung und Tatendrang. Das gilt nicht nur für die IRMD, sondern weit darüber hinaus. Indikatoren dafür sind eine stetig wachsende Zahl von Veröffentlichungen oder Medienberichten, die zunehmende Anzahl an Fach- und Informationsveranstaltungen sowie auch das stetig steigende Angebot an Fördermöglichkeiten für Projektvorhaben auf EU-, Bundes- und Landesebene sowie teilweise kommunaler Ebene (vgl. Kapitel 2.3.3) und die dadurch steigende Zahl an konkreten Projektankündigungen auch innerhalb der IRMD (vgl. Kapitel 3.2). Damit einher geht auch ein steigender Bedarf an vielfältigen Management- und Koordinationsleistungen, um das Themenfeld Grüne Gase grundsätzlich zu strukturieren und zu bearbeiten. Diese Leistungen werden heute schon auf unterschiedlichen Organisationsebenen angeboten. Dafür bestehen in der IRMD bzw. in Mitteldeutschland Einrichtungen, die im weitesten Sinne als Kompetenzzentren für Grüne Gase zu verstehen sind oder bestimmte Teilbereiche davon abdecken. Ein Beispiel ist der HZwo e.V. mit einem Schwerpunkt auf Brennstoffzellentechnik und Mitgliedern aus der IRMD. Hinzukommen bestehende, fachlich nahe Einrichtungen, die ihr Leistungsangebot auf Grüne Gase erweitern (z. B. die ThEGA, die im Auftrag der thüringischen Landesregierung Machbarkeitsstudien für Grüne Gase beauftragt). Außerdem werden vermehrt neue Initiativen oder Einrichtungen gegründet, die sich meist insbesondere geographisch sowie auch inhaltlich von vorhandenen Strukturen abgrenzen wollen. Zu nennen ist hier die Gründung des Netzwerkes „durch2atmen“ exklusiv für das Lausitzer Revier im Jahr 2019. In der IRMD überlagern sich diese strukturellen Entwicklungen zusehends. Zur Erfassung dieser wird in Tabelle 6-1 eine Übersicht über aktuelle Aktivitäten gegeben, die im weitesten Sinne aus Sicht des Auftragnehmers das Profil eines Kompetenzzentrums umfassen. Detailliertere Informationen und Beschreibungen der einzelnen Zentren sind im Materialband in Anhang 5 aufgeführt. Die Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

**Tabelle 6-1: Übersicht aktiver und angekündigter regionaler Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums (Stand: August 2021)**

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	Innerhalb IRMD	Notiz
1	Energy Saxony e.V.	Verein	aktiv	Dresden		Fachnetzwerk für Energiewirtschaft, Vernetzung zu anderen Sektoren
2	HZwo e.V. mit Hydrogen and Mobility Innovation Center (HIC)	Verein, Infra- struktur	aktiv	Chemnitz		Mobilität, HIC als Nationales Wasserstofftechnologiezentrum für Wasserstoffmobilität
3	HYPOS e.V.	Verein, Verbund- vorhaben	aktiv	Halle (Saale)	a	Fachnetzwerk für grünen H <sub>2</sub> , BMBF-Projekte, Umsetzungsvorhaben
4	Kompetenzstelle für Wasserstoff- und Brennstoffzellenfragen, KH2	Leitstelle	ange- kündigt		(a)	Koordinierende Einrichtung der sächsischen H <sub>2</sub> -Strategie
5	Koordinierungsstelle Wasserstoff bei Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt, LENA	Leitstelle, Energie- agentur	aktiv	Magdeburg	(a)	Koordinierende Einrichtung der sachsen-anhaltinische H <sub>2</sub> -Strategie
6	Sächsische Landesenergieagentur GmbH, SAENA	Energie- agentur	aktiv	Dresden		themenfeldübergreifende Beratungsangebote
7	Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH, ThEGA	Energie- agentur	aktiv	Erfurt		themenfeldübergreifende Beratungsangebote
8	Industrie- und Handelskammern Leipzig, Halle-Dessau, Ostthüringen zu Gera	Verband	aktiv	Mehrere	a	Interessenvertretung der Unternehmen, insbes. für Berufsbildungswege für Kompetenzzentrum relevant
9	Verband der Chemischen Industrie e.V., Landesverband Nordost, VCI	Verband	aktiv	Berlin, Halle (Saale), Dresden	a	Interessenvertretung chemische Industrie, blauer Wasserstoff, CO <sub>2</sub>
10	Mineralölwirtschaftsverband e.V., MWV	Verband	aktiv	Berlin	a	Interessenvertretung petrochemische Industrie, u.a. TOTAL Raffinerie
11	Landeslenkungskreis Wasserstoff bei Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	AG, Verband	aktiv		a	Arbeitsgemeinschaft innerhalb des BDEW e.V.
12	Automotive Cluster Ostdeutschland ACOD e.V.	Verein	aktiv	Leipzig	a	Fachnetzwerk der Automobilindustrie, themenfeldübergreifend
13	H2-Transferregion Leipzig	FuE- Projekt	ange- kündigt	Leipzig	a	BMBF-Vorhaben, mit eigenem Bündnismanagement und Regionalausschuss für Gebietskörperschaften Leipzig, Nordsachsen und Stadt Leipzig
14	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung angewandter Forschung e.V.	Verein, FuE- Projekte, Infra- struktur	aktiv	Halle (Saale), Leipzig, Leuna	a	zahlreiche Institute, Fraunhofer IWKP in Gründung, Netzwerkfunktionen House of Transfer, Infrastruktur Hydrogen Lab
15	Virtuelles Wasserstoff- institut der deutschen Energiewirtschaft beim Deutschem Verband des Gas- und Wasserfachs e.V.	Verein, FuE- Projekt	ange- kündigt	-		Bindung von Kapazitäten des DBI als wichtige Einrichtung für IRMD
16	LF Gruppe, Energieforen	GmbH	aktiv	Leipzig	a	privates Netzwerk für Vernetzung und Weiterbildung
17	EnergyCity Leipzig	Infra- struktur	ange- kündigt	Leipzig	a	Infrastrukturentwicklung der Stadt Leipzig für Startups, FuE, u. ä. im Bereich Energietechnologien

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	Inner halb IRMD	Notiz
18	Wasserstoffagentur Ostdeutschland	Leitstelle	angekündigt	Berlin (?)		Empfehlung aus Fraunhofer-Studie H2-Masterplan Ostdeutschland im Auftrag VNG AG
19	H2-Hub-BLK beim Wirtschaftsförderkreis Sachsen-Anhalt Süd e.V	AG	aktiv	Zeitz	(a)	Interessenvertretung lokaler Industrie aus Burgenlandkreis

Die Region ist nicht nur technologisch, sondern auch institutionell im Strukturwandel. In Anbetracht der komplexen Situation kann die Frage nach der Notwendigkeit eines Kompetenzzentrums zum gegebenen Zeitpunkt nicht abschließend beantwortet werden. Der Bericht wird im Fortgang einen grundlegenden Beitrag dazu leisten, den aktuellen Informationsstand zu erfassen und einen Ausblick auf mögliche Lücken zu geben. Um diese Diskussion möglichst gleichmäßig zu gestalten, ist zunächst eine Definition für den Begriff *Kompetenzzentrum* festzuhalten:

„Ein Kompetenzzentrum stellt eine Form der organisatorischen Bündelung von Fachwissen, Verantwortlichkeit, Zuständigkeit und Befugnissen in zeitlicher und inhaltlicher Form dar.“ [Klemaltenkamp & Rohde 1988]

Die Definition dient den nachfolgenden Kapiteln als Grundlage zur Diskussion der potenziellen Arbeitsaufträge des Kompetenzzentrums. Die einzelnen Bestandteile der Definition werden nachfolgend weiter diskutiert und jeweils durch einen Großbuchstaben als *spezifischer Arbeitsauftrag* für die weitere Verwendung in den folgenden Kapiteln identifiziert.

Die *organisatorische Bündelung* (A) bedeutet, verschiedene Interessen für einen übergeordneten Zweck zu kanalisieren. Die Interessen stammen von Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Politik und Netzwerken selbst. Sie können identisch sein, sich widersprechen, einander ausschließen oder indifferent zueinander sein. Konkrete Maßnahmen und Methoden zur organisatorischen Bündelung der Interessen sind bspw.:

- ▶ Etablierung von fachbezogenen Vernetzungsaktivitäten, bspw. Arbeitsgruppen
- ▶ Organisation und Durchführung von Veranstaltungsformaten, bspw. Tagungen
- ▶ Begleitung kooperationsbildender Maßnahmen, bspw. Positionspapiere

Schon jetzt verlaufen parallele Aktivitäten, die sich gegebenenfalls gegenseitig behindern und somit der nachhaltigen und kollaborativen Entwicklung der IRMD im Wege stehen könnten. Die Organisation eines Kompetenzzentrums muss diese Widersprüche adressieren, oder durch eine entsprechende Organisationsstruktur ausklammern können. Identische Interessen wiederum können nur eine Momentaufnahme darstellen und sich aufgrund interner und externer Signale verändern. Das Kompetenzzentrum stellt für diese Fälle eine Plattform dar, um die Kommunikation aufrecht zu erhalten.

Das *notwendige Fachwissen (B)* erschließt sich durch die Beteiligung der regionalen und/oder außerregionalen Kompetenzträger. Es sollte wissenschaftliche, unternehmerische und zivilgesellschaftliche Expertisen umfassen und mindestens mittelfristig die Umsetzungskompetenz erarbeiteter Ansätze beinhalten. Fachwissen wird bspw. aufgebaut und genutzt mittels:

- ▶ Initiierung von Forschungsprojekten und Umsetzungsvorhaben
- ▶ Etablierung gemeinsam genutzter Infrastrukturen, bspw. Laboreinrichtungen
- ▶ Organisation des Technologie- und Informationstransfers, bspw. Datenbanken
- ▶ Durchführung von Schulungen und Workshops

*Verantwortlichkeit und Zuständigkeit (C)* beziehen sich auf die tatsächliche regionale Entwicklungsverantwortung im Sinne einer nachhaltigen und positiven Verbesserung der ganzen Region durch politische, ökonomische, gesellschaftliche oder technologische Entscheidungen. Insbesondere die *Zuständigkeit* beeinflusst maßgeblich welche Institutionen in das Kompetenzzentrum einbezogen werden sollten. Da neben den Interessen auch die Zuständigkeiten dem Wandel unterliegen, muss ein Kompetenzzentrum auch organisatorisch entsprechend flexibel sein. Methodisch können diese Arbeitsaufträge bspw. unterstützt werden mittels:

- ▶ Strukturelle Einbeziehung politischer Verantwortungsträger
- ▶ Verabschiedung von langfristigen Strategien
- ▶ Bildung und Durchführung gemeinsamer Öffentlichkeitsarbeit der Beteiligten

Die *zeitliche und inhaltliche Form (D)* des Kompetenzzentrums ist im konkreten Fall vorgegeben. Zeitlich muss der Fokus auf die Zeit bis zum Ausstieg aus der Braunkohleverstromung. Angesichts des aktuellen Zieljahres 2038 ist der Kontext des Kompetenzzentrums sehr lang und teilweise wenig bis gar nicht planbar. Für die weitergehende Betrachtung wurde gemäß Tabelle 2-5 ein Zeithorizont bis zum Jahr 2030 definiert.

## 6.2 Identifizierung thematischer Schwerpunkte

Zur thematischen Ausgestaltung des Kompetenzzentrums werden Erkenntnisse aus den vorgehenden Kapiteln genutzt. Für die Eingrenzung thematischer Schwerpunkte in Bezug auf die Technologien Grüner Gase wird die Metastudie und die Lebenszyklusanalysen in Kapitel 2. In Bezug auf ungenutzte Potenziale und Standorte innerhalb der IRMD werden Ergebnisse aus der Bestands- und Potenzialanalysen in den Kapiteln 3 bis 5 verarbeitet. Beide werden auf Erkenntnisse im kurz- bis mittelfristigen Zeitraum bis zum Jahr 2030 hin untersucht. Die daraus geschlussfolgerten Handlungsfelder werden in Kapitel 6.2.3 diskutiert und in Kapitel 6.2.4 definiert.

### 6.2.1 Auswertung der Lebenszyklusanalyse

Die in Kapitel 2.2 erstellten Lebenszyklusanalysen stellen eine umfassende Beurteilung unterschiedlicher Technologien für die Produktion und Bereitstellung Grüner Gase zur Verfügung. Für das Kompetenzzentrum ist es wichtig, den Handlungs- und Koordinierungsbedarf im Zeitraum bis zum Jahr 2030 auf realistische Bereitstellungs- und Anwendungspfade von Grünen Gasen zu konzentrieren. Die genauen Argumentationslinien für die Auswahl bestimmter Technologien finden sich in den Kapiteln 2.2.4 bis 2.3.2. Hier sollte daher nur kurz zusammengefasst werden, welche der Pfade Handlungs- und Koordinierungsbedarf im Rahmen des Kompetenzzentrums haben. Bedarfe entstehen da, wo

- a) Technologien durch ein hohes TRL zumindest grundsätzlich in die tatsächliche Anwendung kommen können,
- b) Treibhausgasminderungspotenziale am höchsten sind, sodass die Umsetzung einen signifikanten Beitrag zum Gesamtziel, der Vermeidung von THG-Emissionen, leistet, und
- c) eine wirtschaftliche Attraktivität besteht, um Investitionen anzureizen und Wertschöpfung nachhaltig zu kreieren.

Nach den Ergebnissen aus Kapitel 2 trifft das für den Anwendungsbereich Mobilität auf folgende Kombinationen aus Anwendungs- und Bereitstellungspfaden zu:

- ▶ Schwerlastverkehr für Lkw: grüner Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>), LNG aus Biomethan
- ▶ Schienenverkehr für SPNV: grüner Wasserstoff aus Elektrolyse und ggfs. aus Biomethan
- ▶ Binnenschifffahrt: grüner Wasserstoff aus Elektrolyse und ggfs. aus Biomethan
- ▶ (Klein-)Flugzeuge: kein Pfad, aufgrund der schlechten Entwicklungsperspektive bis zum Jahr 2030. Danach grüner Wasserstoff für Kleinflugzeuge und PtL-Kerosin für Mittel- und Langstreckenflugzeuge zunehmend erforderlich

Für den Anwendungsbereich der stofflichen H<sub>2</sub>-Nutzung gilt es für die Bereitstellungspfade für grünen und blauen Wasserstoff, wobei die Umsetzbarkeit bei letztgenannten in der Region aufgrund fehlender CO<sub>2</sub>-Speicher- bzw. -Abtransportmöglichkeiten und mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz eher zweitrangig zu betrachten ist.

Und für den Bereich der Wärme bzw. Stromversorgung heben die Ergebnisse besonders folgende Bereitstellungspfade hervor:

- ▶ HT- und NT-Wärme: Biomethan, grüner und ggfs. blauer Wasserstoff<sup>100</sup>

---

<sup>100</sup> Die tatsächliche Rolle von blauem H<sub>2</sub> in der Wärmeversorgung wird stark von dem Aufbau einer Import-Infrastruktur für blauen H<sub>2</sub> abhängen. Eine regionale Produktion durch

- ▶ KWK-Anlagen bzw. Rückverstromung: Biomethan und synth. Methan ( $\text{PtCH}_4$ ), grüner und ggfs. blauer Wasserstoff

Eine Diskussion des potenziellen Kompetenzzentrums bezogen auf jeden einzelnen Anwendungs- und Bereitstellungspfad erscheint nicht zielführend. Deshalb werden aus den eben zusammengefassten Endergebnissen von Kapitel 1 drei Hauptthesen formuliert. Sie stellen die fachlichen Schwerpunkte in Bezug auf Grüne Gase für ein mögliches Kompetenzzentrum innerhalb der IRMD dar. Für die weitere Kennzeichnung im Fortlauf der Diskussion werden diese mit einer römischen Zahl identifiziert. Die *fachlichen Schwerpunkte* sind:

- I. die Nutzung von grünem Wasserstoff ( $\text{PtH}_2$ ) über alle Anwendungsbereiche hinweg,
- II. die Nutzung von blauem Wasserstoff, insbesondere für Industrieanwendung,
- III. und die Nutzung von Biomethan in der Strom- und Wärmeversorgung als direktes Erdgassubstitut sowie als Bio-CNG bzw. -LNG in der Mobilität.

Allerdings erfolgt auch aus dieser Einschätzung noch kein zwingender Handlungsbedarf für das Kompetenzzentrum. Die fachlichen Schwerpunkte werden im Fortlauf im Zusammenhang mit weiteren Kriterien diskutiert, um die schlussendlichen Handlungsfelder zu definieren (siehe Kapitel 6.2.3 und Kapitel 6.2.4).

## 6.2.2 Auswertung der Bestands- und Potenzialanalyse

Für das Kompetenzzentrum ist es wichtig vorhandene und potenzielle regionalspezifische Besonderheiten für die Erzeugung und Anwendung Grüner Gase zu nutzen, um vor Ort Wertschöpfungspotenziale zu heben. Die Erfassung und Beurteilung der gegenwärtigen Situation Grüner Gase in der IRMD finden sich in Kapitel 3. Die exakten quantitativen und qualitativen Erläuterungen zu möglichen zukünftigen Potenzialen finden sich in den Kapiteln 4 bis 5. Im Folgenden werden die wesentlichen Kernaussagen mit Blick auf die Arbeit eines Kompetenzzentrums zusammengefasst.

Für die *zukünftige Angebotsentwicklung* für Grüne Gase in der IRMD wurde Folgendes festgestellt:

- ▶ Wasserstoff und seine Derivate werden mit einem exponentiellen Wachstum eine vergleichbare Entwicklung wie etwa in der PV- und Windkraftbranche durchlaufen. Die heutige Erzeugungsmenge für grünen Wasserstoff wird daher von lediglich 8 GWh/a im Jahr 2021 signifikant ansteigen müssen, um den ermittelten Gesamtbedarf für Wasserstoff (einschl. des  $\text{H}_2$ -Bedarfs für die Produktion von  $\text{H}_2$ -basierten Energieträgern) auf 10.000 bis 22.000 GWh/a im Jahr 2038 zu erfüllen. Die tatsächlich verfügbaren Erzeugungsmengen innerhalb der

---

Dampfreformer außerhalb chemischer Cluster erscheint aufgrund mangelnder  $\text{CO}_2$ -Speicheroptionen in Deutschland sowie mangelnder  $\text{CO}_2$ -Exportinfrastrukturen nicht absehbar. Für weitere Details sei auf die Ausführungen in Kapitel 2.2.4 verwiesen.



IRMD sind dabei natürlicherweise eng an den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gekoppelt. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen werden im Jahr 2040 etwa 34-54 % des H<sub>2</sub>-Gesamtbedarfs importiert werden müssen (siehe Tabelle 4-19).

- ▶ Die Mengen biogener Gase (vor allem Biogas und Biomethan) werden in der Erzeugung ein im Vergleich niedrigeres Wachstum erzielen. Im sog. „Klimaschutz-First“-Szenario wird es die höchste Produktionssteigerung um 150 % geben, außerdem steigen in allen Szenarien Anlagenleistung und Anlagenzahl (siehe Tabelle 4-8). Durch die Installation modernerer Systeme entsteht außerdem die Möglichkeit neue Einsatzstoffe zu verarbeiten, um die Rohstoffbasis zu verbreitern und ggf. existierende Akzeptanzprobleme zu lösen.

Für die sektorale Nachfrageentwicklung wurden für die IRMD ähnliche Potenziale und Möglichkeiten festgestellt (siehe Kapitel 3.3 und 4.3), wie Sie bereits in der Lebenszyklusanalyse (siehe Kapitel 2.2) auch für die allgemeine Technologieentwicklung ermittelt worden:

- ▶ Grüner Wasserstoff wird zunächst hauptsächlich den existierenden H<sub>2</sub>-Bedarf der chemischen und petrochemischen Industrie substituieren, der heute hauptsächlich aus Erdgas produziert wird. Entsprechend wird etwa die Hälfte der Nachfrage nach grünem Wasserstoff im Jahr 2030 aus der Industrie (47 %) stammen, etwas mehr als ein Viertel aus dem Wärmemarkt (29 %) und etwas weniger aus dem Mobilitätssektor (24 %) (siehe Kapitel 4.5). Insbesondere der Mobilitätssektor wird grünen Wasserstoff als Derivat in Form von erneuerbarem Methanol (auch als Biomethanol gekennzeichnet) oder PtL-Kerosin nutzen. Die Rückverstromung im Stromsektor wurde in dieser Studie mit Blick auf die großen Abhängigkeiten vom weiteren Stromnetzausbau kaum untersucht. Wird Wasserstoff als Rückverstromungsoption bis 2040 nicht erwartet.
- ▶ Biogene Gase werden das moderate Angebotswachstum zunehmend im Wärmemarkt einsetzen. Es wird eine ansteigende Direktnutzung biogener Gase im Gasnetz als Substitut für Erdgas erwartet. Auch der Einsatz biogener Gase im Mobilitätsbereich (CNG, LNG) wird zunehmen. Ein grundsätzliches Problem in der Beurteilung der Nachfrageentwicklung besteht in der absehbar steigenden Bedeutung reiner Wasserstoffnetze. Langfristig könnte die Nutzung von Biomethan sich auch mehr auf Quartierslösungen und Micro-Gasnetze für Methan beschränken.

Grundsätzlich lässt sich aus der Potenzialanalyse zusammenfassen, dass bei optimalem Ausbaupfad der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2045 auch im konservativen Szenario nur eine Deckungslücke von 25 % zwischen regionalem Angebot und Nachfrage bestehen bleiben wird (siehe Tabelle 4-19). Die IRMD könnte also grundsätzlich einen bedeutenden Teil der erforderlichen direkten Wertschöpfung in der Region erzielen. Das Kompetenzzentrum wird in der Moderation und Förderung der strukturellen Entwicklung der Erzeugungs- und Infrastrukturkapazitäten sowie der sektoralen

Verknüpfung eine wesentliche Aufgabe finden. Dazu gehört eine bisher nur unzureichende Vernetzung der Interessen der Akteure im Bereich erneuerbare Energien mit denen der Grünen Gase. Gleichzeitig müssen die leitungsgebundenen Infrastrukturen stärker ausgebaut werden, um die tatsächliche Nutzung der Grünen Gase in der Fläche zu ermöglichen. Die potenzielle Sektorenkopplung ermöglicht das bedarfsgerechte Verschieben von Energieträgern über unterschiedliche Netze. Ein potenzieller Ausgangspunkt dafür kann das Wasserstoffnetz der chemischen Industrie sein, welches die gesamte IRMD zentral durchkreuzt, und bspw. die freiwerdenden Flächen der Braunkohletagebaue mit den Nachfragern aus der Industrie verbindet. Die Rohstoffverbände bleiben im Wesentlichen gleich, sodass auch für das Kompetenzzentrum der Einbezug bestehender dazugehöriger Netzwerke und Verbände wichtig sein wird. Mittelfristig können weitere Verbraucher aus den Bereichen Mobilität und Energieversorgung an ein solches Netz angeschlossen werden. Der erste Anstoß dafür wurde mit Beauftragung einer Machbarkeitsstudie Wasserstoffnetz Mitteldeutschland durch die regionale Industrie bereits getan (siehe [Metropolregion 2021]). Die Umsetzung der Ergebnisse in einen langfristigen Transformationsprozess könnte eine potenzielle Aufgabenstellung des Kompetenzzentrums sein. Daneben wurden einzelne dezentrale Standorte wie bspw. der Energiepark Zerbst als zukünftige Produktionsstandorte ermittelt. Perspektivisch erhöht sich die Anzahl von Projekten und Standorten für eine dezentrale Wasserstoffherzeugung. Deren Vernetzung sollte eine weitere wichtige Aufgabenstellung des Kompetenzzentrums sein.

### 6.2.3 Diskussion potenzieller Handlungsfelder

Das vorliegende Kapitel diskutiert potenzielle Handlungsfelder des Kompetenzzentrums. Zu diesem Zweck werden die in Kapitel 6.1 identifizierten spezifischen Arbeitsaufträge des Kompetenzzentrums gemäß Definition (siehe Kapitel 6.1, A, B, C) mit den fachlichen Schwerpunkten aus Kapitel 6.2.1 gemäß den Ergebnissen aus Kapitel 2 (siehe Kapitel 6.2; I, II und III) und Kapitel 3, 4 und 5 (siehe Kapitel 6.2.2) übereinandergelegt und anhand folgender vier Bewertungskriterien vertieft:

1. Technologie in Bezug auf Reifegrad, regionales Knowhow und Infrastruktur,
2. Ökonomie in Bezug auf wirtschaftliche Umsetzungsfähigkeit
3. Ökologie insbesondere in Bezug auf Treibhausgasminderung,
4. und potenzielle Unterstützungsmöglichkeiten in Bezug auf Fördermöglichkeiten (siehe Kapitel 2.3.3) und Finanzierungsplanungen.

Um die Zuordnung zu erleichtern, werden die Strukturmerkmale als Kürzel im laufenden Text den Argumenten zugeordnet. Tabelle 6-2 gibt einen Überblick über alle Strukturmerkmale.

**Tabelle 6-2: Strukturmerkmale für Kompetenzzentrum**

Kategorie	Merkmale
<b>Fachlicher Schwerpunkt</b>	I Nutzung von grünem Wasserstoff (PtH <sub>2</sub> ) in allen Anwendungsbereichen
	II Nutzung von blauem Wasserstoff, insbesondere für Industrieanwendung
	III Nutzung von Biomethan in der Strom- und Wärmeversorgung als direktes Erdgassubstitut sowie als Bio-CNG bzw. -LNG in der Mobilität
<b>Arbeitsauftrag</b>	A Organisatorische Bündelung
	B Notwendiges Fachwissen
	C Verantwortlichkeit und Zuständigkeit
<b>Bewertungskriterium</b>	1 Technologie in Bezug auf Reifegrad, regionales Knowhow und Infrastruktur
	2 Ökonomie in Bezug auf wirtschaftliche Umsetzungsfähigkeit
	3 Ökologie in Bezug auf Treibhausgasminderung
	4 Potenzielle Unterstützungsmöglichkeiten in Bezug auf Fördermöglichkeiten und Finanzierungsplanungen

### 6.2.3.1 Nutzung von grünem Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>)

Die Nutzung von grünem Wasserstoff (PtH<sub>2</sub>) in allen Anwendungsbereichen (I) könnte ein Handlungsfeld für das Kompetenzzentrum sein. Wie oben diskutiert (siehe Kapitel 6.2.1), handelt es sich in Bezug auf Ökologie um die attraktivste Route (3). Der Anwendungs- und Bereitstellungspfad ist technologisch weit entwickelt und steht vor dem kommerziellen Markteintritt. Das regionale Knowhow der IRMD ist mit Bezug auf Erzeugung durch diverse Großprojekte im bundesweiten Vergleich sehr stark vertreten (1). Die erst kürzlich erfolgte Nominierung von drei geplanten Erzeugungsanlagen im Rahmen der bundesweiten IPCEI-Ausschreibung (4) unterstreicht den weitgediehenen Fortschritt der Akteure innerhalb der IRMD (siehe Kapitel 3.2.1.2.1, [BMWi 2021]). Im Zusammenhang mit zwei weiteren nominierten Pipelineprojekten des Gastransportnetzbetreibers ONTRAS und seiner Partner deckt die IPCEI-Ausschreibung nicht nur die Erzeugung, sondern auch die notwendige Entwicklung der Infrastrukturen ab (1). Für das Kompetenzzentrum bedeutet das, dass Fachwissen (B) sowie Verantwortung und Zuständigkeit (C) für die tatsächliche Umsetzung von Grüne Gase-Technologien auf einer breiten unternehmerischen Basis verortet sind. Notwendig wird ggf. die Aufgabenstellung zur organisatorischen Bündelung (A), um den Projekten eine möglichst neutrale Vernetzungsmöglichkeit zu bieten. Diese Aufgabe wurde in den letzten Jahren maßgeblich von lokalen wirtschaftsnahen Vernetzungsplattformen bedient. Dazu gehören neben den Industrie- und Handelskammern, den lokalen Wirtschaftsförderern aus der Verwaltung der Gebietskörperschaften und Netzwerke wie die Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH auch die Fachnetzwerke Energy Saxony e.V. und HYPOS e.V. In Bezug auf die o. g. IPCEI-Vorhaben haben sich auch die sächsischen und sachsen-anhaltinischen Fachministerien verstärkt um Koordination und Aufgabenteilung bemüht. Das gleiche gilt für die vorangegangene Ausschreibung um die Reallabore der Energiewende. Auf finanzieller Seite sind diese Projekte von Unternehmen auch mit einem langfristigen

Profitinteresse verbunden. Großprojekte für grünen Wasserstoff definieren üblicherweise bereits im Voraus einen Ankerkunden, der die Grundlast der erzeugten Menge abnimmt und somit den großen Kostenunterschied zu grauem Wasserstoff wirtschaftlich zumindest teilweise kompensieren kann (2). Zusätzliche Kunden können allerdings im Rahmen der Tätigkeiten des Kompetenzzentrums vermittelt und vernetzt werden (A). Das Kompetenzzentrum kann ein Drehkreuz für Nachfrage und Angebot in der frühen Marktphase bis zum Jahr 2030 bilden. Das gilt mit besonderer Bedeutung für den Anwendungsbereich Mobilität innerhalb der IRMD, wo es vergleichsweise kleinen Flottenbetreibern noch schwerfällt, den Zugang zum Wasserstoffmarkt zu finden. Große Produzenten bevorzugen dagegen vor allem konzertierte Aktionen gegenüber einem kleinteiligen Vertriebsgeschäft.

Für den nicht-industriellen Bereich ist die Situation zur Nutzung von grünem Wasserstoff ( $\text{PtH}_2$ ) in allen Anwendungsbereichen (I) komplex. Die Technologie bleibt grundsätzlich gleich und wird vereinfachend gesagt runterskaliert (1). Auch kleine Anlagen können mit entsprechenden Ankerkunden arbeiten. Dabei handelt es sich meist um lokale Abnehmer, die zukünftig sehr wahrscheinlich im Bereich der Mobilität zu finden sein werden (siehe Kapitel 2.3.2.2). Das ökonomische Problem bleibt aber, dass aufgrund üblicherweise geringerer Liquidität und großem Risiko unvorhergesehener Marktentwicklungen die Anlagen stärker mit der Ökonomie zu kämpfen haben (2). Das Kompetenzzentrum kann die Erzeuger und Verbraucher mit Beratungsleistungen für die Finanzplanung begleiten und bei der Beantragung von Fördermöglichkeiten oder den Genehmigungsverfahren unterstützen. Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie und den darin angekündigten Finanzsummen ist mit regelmäßigen Förderaufrufen der korrespondierenden Einrichtungen zu rechnen (4, B, siehe auch Kapitel 2.3.3). Auch Länderübergreifende Förderprogramme könnten im Rahmen des Kompetenzzentrums entwickelt werden, etwa mit Blick auf Akteure im Mitteldeutschen Chemiedreieck. Über generelle Vernetzungsaktivitäten kann mit Blick auf das Jahr 2030 auch vermehrt an interessierte Investoren vermittelt werden. Das Kompetenzzentrum kann als Drehkreuz für Angebot und Nachfrage den Markt für Externe mit seinem Überblickswissen attraktiver gestalten und den Markthochlauf beschleunigen (A). Auch wenn das Risiko bei den Betreibern verbleibt (C), kann das Kompetenzzentrum durch diese Maßnahme zu einer Senkung und besseren Verteilung der Risiken sorgen.

Innerhalb der IRMD wird der fachliche Schwerpunkt für den nicht-industriellen Bereich bis zum Jahr 2030 bspw. durch das Verbundvorhaben H<sub>2</sub>-Transferregion Leipzig bearbeitet. Der Zusammenschluss umfasst neben Unternehmen und zivilgesellschaftlichen Akteuren insbesondere auch die Gebietskörperschaften Landkreis Leipzig, Stadt Leipzig und Landkreis Nordsachsen. In einer zweiten Projektphase ab 2024 ist explizit eine Erweiterung auf alle Landkreise der IRMD angedacht. Organisatorisch wird eine Stelle für das Management des gesamten Bündnisses beim HYPOS e.V. angesiedelt. Verantwortung und Zuständigkeit werden somit im Rahmen dieses Projektes auch tatsächlich innerhalb der IRMD als dezentrales Kompetenzzentrum mit Verbindungen zu zahlreichen Entscheidern abgebildet (C). Thematisch werden statt zentraler Großanlagen dezentrale Kleinanlagen in den Blick genommen. Auch wenn innerhalb der Region

zahlreiche Einzelinitiativen für den Aufbau entsprechender Anlagen liefern, ist das Verbundvorhaben innerhalb der IRMD ein wichtiger strukturierter Versuch, dezentrale Erzeugung und Anwendung für den bisher vernachlässigten nicht-industriellen Bereich kollaborativ über die gesamte Region und mit den Verwaltungen gemeinsam zu entwickeln.

Kernelemente einer breiten Anwendung von Wasserstoff in unterschiedlichen Sektoren sind die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und der Aufbau einer entsprechenden Transport- und Verteilinfrastruktur. Die Potenzialanalyse aus Kapitel 4 hat gezeigt, dass ein starkes Wachstumspotenzial für die H<sub>2</sub>-Produktion sowie den H<sub>2</sub>-Bedarf in der IRMD vorliegt. Dafür werden auch entsprechende Mengen an erneuerbare Energie in Form von Strom benötigt. Da in den nächsten Jahren bis 2030 mit einer schrittweisen Steigerung der Zielvorgaben und Maßnahmen im Bereich Klimaschutz zu rechnen ist, wird es je nach Ausbaugeschwindigkeit auch Fragen über die Verteilung und Anrechnung der Strommengen für die einzelnen Sektoren geben. Das Kompetenzzentrum könnte hier eine Schlüsselrolle in der öffentlichen Diskussion in der IRMD einnehmen und die Anliegen wasserstoffbasierter Branchen und Prozesse moderieren (C). Insbesondere die Vernetzung zur EE-Branche, deren Unternehmen und Verbände, ist ein bisher nur unzureichend bespieltes Aufgabenfeld aller Kompetenzzentren (A). Hinzu kommen fehlende Transportmöglichkeiten, die erst eine umfassende H<sub>2</sub>-Nutzung in der Breite ermöglichen. Die Infrastruktur stellt das regionale und zeitliche Bindeglied für die Integration unterschiedlicher Grüner Gase in das zukünftige Energiesystem der IRMD dar. Für ein potenzielles Kompetenzzentrum könnte daher insbesondere die Umsetzung der bereits diskutierten H<sub>2</sub>-vor-Ort Initiative (siehe Kapitel 2.1.1.2 und Abbildung 2-11) ein wichtiges Aufgabenfeld sein. Immerhin hat die Potenzialanalyse ergeben, dass ein Viertel der Wasserstoffmengen in der IRMD zukünftig aus dem Wärmesektor nachgefragt werden. Gemeinsam mit den Netzbetreibern und dem DVGW e.V. kann das Kompetenzzentrum die lokale Austauschplattform bilden, um die sehr lange und aufwendige Transformation zu moderieren und zu organisieren (A). Das dafür nötige Fachwissen wird sehr wahrscheinlich auch aus Richtung des in der IRMD ansässigen und zum DVGW gehörigen Forschungszentrums DBI beigesteuert (B). Einzelne Bestandteile und Systeme können wiederum mit davon unabhängigen Fördermöglichkeiten der Bundes- und Landesebene verbunden werden (4).

### 6.2.3.2 Nutzung von blauem Wasserstoff

Der zweite fachliche Schwerpunkt könnte die *Nutzung von blauem Wasserstoff, insbesondere für Industrieanwendungen (II)* sein. Die ökologische Bewertung fällt schlechter aus als bei grünem Wasserstoff und ist eher eine Abwägungs- und Infrastrukturfrage (3, siehe Abbildung 2-37). Wie in Kapitel 2.3.1 und 2.3.2.2 ausführlich diskutiert, ist blauer Wasserstoff nur bedingt geeignet für den Aufbau einer Wertschöpfung innerhalb der IRMD. Da sich diese aus Kosten- und Akzeptanzgründen sehr wahrscheinlich auf Verteilung und Abgabe an große Endverbraucher beschränken, das heißt, nur eine bestimmte Zielgruppe sichtbar betreffen würde, ist der Handlungsbedarf

eines potenziellen Kompetenzzentrums begrenzt. Gleichzeitig ist laut Potenzialanalyse der größte Nachfrager nach Wasserstoff innerhalb der IRMD die Industrie (vgl. Kapitel 4.2.2), sodass dieser Markt auch durch das Kompetenzzentrum bedient werden muss. Auch wenn die Technologie bereits entwickelt ist, sind die dafür notwendigen Infrastrukturen für die IRMD noch nicht in Sichtweite. Insbesondere bis zum Jahr 2030 wird die Zeit zunehmend knapp. Die Infrastrukturen müssten räumlich weit über die IRMD hinaus reichen und entsprechende Pipelineinfrastrukturen oder Schifffahrtswege umfassen. Knowhow zum Aufbau solcher Infrastrukturen ist in der IRMD mit diversen Planungsgesellschaften und den Netzbetreibern bereits umfassend vorhanden. Ein potenzielles Kompetenzzentrum müsste diese entsprechend nicht aufbauen (1, B). Blauer importierter Wasserstoff ist im mengenbezogenen Preis und bei entsprechenden Größenordnungen bis zum Jahr 2030 zumindest theoretisch günstiger als regional produzierter grüner Wasserstoff. Dafür müssen allerdings zunächst hohe Investitionskosten für die Importinfrastrukturen in Kauf genommen werden sowie der zeitintensive Infrastrukturaufbau (2). Der potenzielle Förderbedarf wird sich in Größenordnungen bewegen, die mit denen der o. g. IPCEI-Vorhaben vergleichbar sind. Sehr wahrscheinlich werden die Unternehmen dafür eigene Projektgesellschaften gründen und weniger Unterstützung bei der Organisation von Fördermitteln benötigen (C, 4).

Das Kompetenzzentrum könnte für das komplexe Technologiefeld *blauen Wasserstoff*<sup>101</sup> die Bündelung der lokalen Interessen moderieren und den Gesamtprozess durch organisatorische Unterstützung in andere relevante Regionen tragen und damit grundsätzlich beschleunigen. Vernetzungs- und Fachveranstaltungen könnten blauen Wasserstoff als kostengünstige Option bekannter machen und in die laufenden Diskurse integrieren. Bisher sind keine relevanten Kompetenzzentren in der IRMD erkennbar, die sich vermehrt oder ausschließlich darauf konzentrieren möchten (A). Es ist auch in der öffentlichen Wahrnehmung ein reines Industriethema und weniger eines des Strukturwandels (C). Der Anwendungs- und Bereitstellungspfad wird bereits im Rahmen einzelner, nicht-öffentlicher Studienleistungen in der IRMD begutachtet. Die chemische Industrie treibt das Thema im Rahmen von internen Arbeitskreisen und Gesprächsrunden im Kontext des VCI oder MWV voran. Ein potenzielles Kompetenzzentrum mit Schwerpunkt auf blauem Wasserstoff müsste sich wahrscheinlich stärker der öffentlichen Diskussion um die Frage nach der Notwendigkeit von Übergangstechnologien und ökologischen Aspekten stellen (C, 3). Auch wenn Fachwissen innerhalb der Branche vorhanden ist, wäre dies für die Öffentlichkeit umfassend und methodisch ansprechend darzustellen (1, B). Hier sei auch auf die Konkurrenz der Stromnutzung für grünen

---

<sup>101</sup> Die Untersuchungen im Rahmen der Lebenszyklusanalysen beschränken auf die Produktionspfade von blauem H<sub>2</sub> durch Dampfreformierung und CCS, da nur hierdurch langfristig deutliche CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung erreicht werden kann. Überdies wurde mangels nutzbarer Speicherpotenziale nur eine Importpfad untersucht. Eine Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> für weitere chemische Prozesse (Carbon Capture & Utilization, CCU) könnte zwar besonders für die Übergangszeit für die chemische Industrie interessant sein, führt aber letztlich nur zu einer zeitversetzten Freisetzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Wasserstoff im Vergleich zu anderen Technologien hingewiesen, wofür blauer Wasserstoff eine Alternative sein könnte. Ein Kompetenzzentrum könnte dieses Narrativ weiter vorantreiben.

### 6.2.3.3 Nutzung von Biomethan

Der dritte fachliche Schwerpunkt könnte die *Nutzung von Biomethan in der Strom- und Wärmeversorgung als direktes Erdgassubstitut sowie als Bio-CNG bzw. -LNG in der Mobilität (III)* sein. Wie vorangehend (siehe Kapitel 2.1.2 und 2.3.1) ausgeführt ist die Erzeugung und Nutzung von Biomethan ein sehr vielschichtiger Anwendungsfall von Grünen Gasen. Der Technologiereifegrad für die Erzeugungsanlagen von Biogas ist sehr hoch (1). Die Infrastrukturen in der IRMD sind durchschnittlich entwickelt und dezentral verteilt. Grundsätzlich ist für die IRMD allerdings eine starke mengenbezogene Begrenzung für die Erzeugung von Biogas festgestellt. Insbesondere das Knowhow (B) und der Zugriff auf Biogaserzeugung konzentrieren sich auf wenige Betreiber (C). Nicht zuletzt hält allein die BALANCE Erneuerbare Energien GmbH einen bundesweiten hohen Marktanteil von 6 % [VNG 2021] (C). Die betriebenen Anlagen der Unternehmensgruppe befinden sich allerdings auch zu einem Gros nördlich der IRMD (1).

Der betriebswirtschaftlich tragfähige Weiterbetrieb von Biogasanlagen ist durch Auslaufen der EEG-Umlage nach zwanzig Jahren gefährdet. Das wird sich insbesondere im Zeitraum bis 2030 in der IRMD abbilden. Wie die Potenzialanalyse ergab, wird der Strommarkt zukünftig an Bedeutung für biogene Gase verlieren und stattdessen die Sektoren Wärme oder Mobilität als Nachfrager für vor allem Biomethan zunehmen. Damit keine negativen Zubauraten drohen, werden die Betreiber neue Geschäftsmodelle suchen. Wie angedeutet ist die Einspeisung von Biomethan oder die Nutzung in Fahrzeugen ein möglicher Ausweg. Ein Kompetenzzentrum kann daher insbesondere zur Vernetzung von Ideen und Ansätzen beitragen (A, 2). Die Leistung würde insbesondere kleine Biogasanlagenbetreiber unterstützen, die über bestehende Fachnetzwerke bisher nicht kommerziell vernetzt sind. Ökologisch ist für die Biogaserzeugung ein Wechsel von Energiepflanzen auf Reststoffe aufgrund der besseren Treibhausgasbilanz vorzuziehen (3, siehe Kapitel 2.1.2.2 und Kapitel 4.2.2). Damit einher werden auch neue Wertschöpfungspotenziale in der Verflechtung mit der Kreislaufwirtschaft erschlossen (2). Die organisatorische Verbindung der Biogaserzeuger mit potenziellen Biomassebesorgern und neuen Anwendern ist ebenso ein potenzieller Arbeitsauftrag für ein Kompetenzzentrum. Vergleichbare Entwicklungen zeichnen sich projektspezifisch innerhalb der IRMD bereits ab (B, bspw. im Projekt H2-Transferregion Leipzig).

Es sei an dieser Stelle kurz darauf verwiesen, dass auch ausgeklammerte Anwendungsfälle bei anderen identifizierten Kompetenzzentren bereits eine Rolle spielen. Beispielsweise gibt es Beratungsangebote bei den Landesenergieagenturen für die Planung, Beschaffung und Finanzierung von in Kapitel 2.1.2.3 genannten Blockheizkraftwerken (B, 4). Weiterhin könnte die Nutzung von Biomasse bzw. Biogas als potenzielle CO<sub>2</sub>-Quelle für Industrie und Gewerbe ein potenzielles Handlungsfeld des Kompetenzzentrums sein. Der CO<sub>2</sub>-Markt wird sich bei steigenden Preisen für CO<sub>2</sub>-Emissionen (bspw. durch direkte CO<sub>2</sub>-

Besteuerung und ETS) wahrscheinlich sehr stark verändern. Auch wenn CO<sub>2</sub> heute noch keine knappe Ressource darstellt, könnte es bei großer Umstellung der industriellen Wertschöpfung insbesondere über den Zeitraum 2030 hinaus zu einer entsprechenden CO<sub>2</sub>-Knappheit kommen. Ein Kompetenzzentrum könnte Biogas als CO<sub>2</sub>-Quelle in entsprechende Positionen bringen und durch Initiierung von Projekten und Forschungsarbeiten die IRMD als Forschungsstandort für biogenes CO<sub>2</sub> entwickeln (B). Generell ist das Anwendungsfeld bei biogenen Gasen unbestimmter als beim Wasserstoff. Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage wird sich hier maßgeblich anhand politischer Entscheidungen anpassen.

#### 6.2.3.4 Stakeholderworkshop „Kompetenzzentrum Grüne Gase“

Im Rahmen der Bearbeitung der Studie wurde ein Stakeholderworkshop zum Kompetenzzentrum durchgeführt. Ziel der Veranstaltung war es, den aktuellen Bearbeitungsstand in Bezug auf das Kompetenzzentrum den Workshopteilnehmern vorzustellen, um anschließend eine inhaltliche Diskussion zu potenziellen Handlungsfeldern, Strukturen, Standorten und den Bedürfnissen und Möglichkeiten der Region in Bezug auf ein Kompetenzzentrum für Grüne Gase zu führen.

Der Workshop wurde als geschlossene digitale Veranstaltung am 13. Juli 2021 durchgeführt. Der Einladungskreis bestand aus 78 persönlich eingeladenen Vertretern regionaler Akteure wovon 26 Personen teilgenommen haben. Die Akteure wurden vorab durch das Konsortium auf Grundlage folgender Kriterien ausgewählt:

- ▶ Teilnahme am einberufenen Beirat und/oder Lenkungsausschuss zum Projekt „Potenzialstudie Grüne Gase“
- ▶ Teilnahme an der Umfrage oder einem Intensivinterview im Rahmen der Studie
- ▶ Teilnahme am ersten Workshop zum Projekt am 30. März 2021 (siehe Materialband A 2.1)
- ▶ Vertretung eines identifizierten bestehenden Kompetenzzentrums für Grüne Gase mit explizitem Bezug zur IRMD

Die Teilnehmer bildeten einen repräsentativen Querschnitt ab, der aus (1) regionaler Wirtschaft aus Erzeugern, Verbraucher oder Infrastrukturbetreibern für Grüne Gase in der Region, (2) Vertretern relevanter lokaler und regionaler Verbände, Netzwerke und Einrichtungen, die sich heute schon oder zukünftig mit den Aufgabenstellungen eines Kompetenzzentrums befassen, und (3) politischen Verantwortungsträgern, denen in der föderalen und grenzübergreifenden Zusammenarbeit eine besondere Rolle für die IRMD zukommt, bestand. Die gesamte Veranstaltung wurde durch einen Protokollführer festgehalten. Zur Darstellung der Diskussion wurde durch das Konsortium parallel ein Conceptboard bedient. Damit konnten Wortmeldungen, Fragen und Hinweise für alle Teilnehmer sichtbar schon während der Veranstaltung protokolliert werden. Auf Grundlage dieser Inhalte und mithilfe des Protokolls fand anschließend die Auswertung des Workshops durch das Konsortium statt.



Zu Beginn des Workshops wurden bestehende und angekündigte Strukturen und Einrichtungen vorgestellt (siehe Tabelle 6-1) und die entwickelten Strukturmerkmale des potenziellen Kompetenzzentrums erläutert (siehe Tabelle 6-2). Im zweiten Veranstaltungsteil wurde anhand von Leitfragen eine Diskussion durchgeführt. Daraus ergab sich eine Bandbreite von Hinweisen und Erkenntnissen für die weitere Bearbeitung.

Der Übersicht der Einrichtungen konnten nach Wortmeldung der Teilnehmer ein weiteres Netzwerk hinzugefügt werden: H2-HUB-BLK als regionales Netzwerk für den Burgenlandkreis. Bei der Diskussion zur Ausgestaltung des Kompetenzzentrums wurde immer wieder die strukturelle Schwierigkeit deutlich, die Grenzen der IRMD als harte Grenzen für das Kompetenzzentrum zu verstehen. Das gilt organisatorisch insbesondere dann, wenn das Kompetenzzentrum der IRMD als Zusammenschluss auf Bundesebene repräsentiert und wahrgenommen werden möchten. Einzelne Teilnehmer äußerten, dass man dafür schlichtweg zu klein sei und eher im Zusammenhang aller neuen Bundesländer denken müsse (siehe [IEG et al. 2021]). Inhaltlich galten die Grenzen einigen Teilnehmern als ungeeignet im Hinblick auf zentrale Infrastrukturen wie Netzgebiete, die nicht deckungsgleich mit den Gebietskörperschaften sind, oder im Hinblick auf wichtige wirtschaftliche Akteure der Region, die weit über diese Grenzen hinaus strategisch agieren. Weiterhin äußerten die Teilnehmer, dass man grundsätzlich ein höheres Maß an Kooperation und Interaktion für die Region wünscht. Es existiere zwar eine reichhaltige Landschaft an Strukturen, die koordinativ viele Themen auf unterschiedlichsten Organisationsebenen bearbeite, aber das gewünschte Miteinander erschöpfe sich im Rahmen unregelmäßiger Vernetzungstermine und sei nicht explizit anhand von Aufgabenteilung institutionalisiert. Einzelne Teilnehmer sprachen von einer notwendigen „Synchronisation der Strukturen“ im Kompetenzzentrum statt der Bildung eines weiteren Wettbewerbers. Dem steht der Gedankengang gegenüber, ob die Synchronisation auf Ebene der IRMD auch dann den gewünschten Nutzen erzielen kann, wenn die einzelnen Gebietskörperschaften schlussendlich in eigenen landesspezifischen föderalen Strukturen vertikal organisiert sind. Umso wichtiger wäre es, die Synchronisation so neutral und weitläufig wie möglich zu gestalten, sodass sich alle politischen Verantwortungsträger dort wiederfinden können. Aufgrund der zahlreichen Netzwerke sei es gerade für Unternehmen wichtig, nur einen zentralen Ansprechpartner zu haben, wo man bspw. als „Realisierer der Wasserstoffwirtschaft anklopfen“ könne, um Zugang und Überblick zur Region zu bekommen. Die Diskussion zu konkreten Strukturmerkmalen blieb weitestgehend offen. Teilnehmer machten deutlich, dass man diese erst nach inhaltlicher Definition festlegen könne. Eine Regionalstruktur ist aber in jedem Fall notwendig. Ähnlich wie in Nordrhein-Westfalen müsse man in Größenordnungen denken, die einerseits bundesweite Bedeutung haben, andererseits die lokalen Bedürfnisse berücksichtigen. Dem Kompetenzzentrum wurde daher auch hier eine eher vorgelagerte Rolle zugesprochen.

Bei der Diskussion zum konkreten inhaltlichen Fokus anhand der vom Konsortium vorgeschlagenen spezifischen Projektaufträge hat sich teilweise ein ähnliches Bild ergeben. Auch wenn mehrheitlich die Bedeutung Projektthemen betont wurde (bspw. H2-vor-Ort, Vernetzung der Wasserstoffstrategien, siehe Kapitel 6.2.3.1, 6.2.3.2 und 6.2.3.3),

wären diese doch bereits über bestehende Einrichtungen abgedeckt. Die Frage nach der Farbe beim Wasserstoff sei weniger relevant für das Kompetenzzentrum als die Priorisierung nach den tatsächlichen Wertschöpfungspotenzialen. Die Frage solle sein: „Was kann in der regionale Wertschöpfung erzeugen? Wie kann strukturell der Wissenstransfer organisiert werden?“

Der Workshop wurde nach über einstündiger Diskussion mit einer kurzen Zusammenfassung beendet. Die Ergebnisse sind im laufenden Bericht eingearbeitet.

#### 6.2.4 Fazit und Definition der Handlungsfelder

Die Diskussion potenzieller Handlungsfelder (siehe Kapitel 6.2.3.1, 6.2.3.2 und 6.2.3.3) und der Stakeholderworkshop (siehe Kapitel 6.2.3.4) lassen sich nun wie folgt zusammenfassen.

**Grüner Wasserstoff in allen Anwendungsbereichen** wird bereits heute sehr stark von aktiven Einrichtungen bearbeitet. Bis auf wenige Ausnahmen haben fast alle einen expliziten Fokus auf grünen Wasserstoff. Es existiert eine starke Wettbewerbssituation im Hinblick auf die definierten Arbeitsaufträge. Insbesondere dort ist das identifizierte Kommunikations- und Abstimmungsdefizit zu finden, wo das Kompetenzzentrum mit eigenen Strukturen ansetzen könnte. Grüner Wasserstoff wird die wichtigste Komponente des Strukturwandels mit Grünen Gasen.

**Blauer Wasserstoff** ist überwiegend ein Thema der Industrie im Gas- und Chemiesektor. Die Netzwerke haben das Themenfeld bisher nur unzureichend besetzt. Die Landeswasserstoffstrategien sehen im blauen Wasserstoff eine potenzielle Technologie für heimische Industriestandorte, bestimmen aber keine spezifischen Maßnahmen zur Umsetzung. Der fachliche Schwerpunkt wird momentan hauptsächlich durch Interessenverbände wie den VCI oder MWV mit seinen Mitgliedern auf industrieller Ebene und durch die Fraunhofer-Gesellschaft im Kontext diverser Forschungsprojekte bearbeitet.

**Biogene Gase** sind institutionell eine Nische in der IRMD. Der fachliche Schwerpunkt ist nur unzureichend in den Kontext Grüner Gase und den Strukturwandel integriert. Insbesondere das Potenzial der dezentralen Bereitstellung kann durch das Kompetenzzentrum stärker moderiert werden.

Tabelle 6-3 fasst die Zuordnung der fachlichen Schwerpunkte oder Arbeitsaufträge zu den aktiven und angekündigten regionalen Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums aus Sicht der Autoren zusammen.

**Tabelle 6-3: Zuordnung fachlicher Schwerpunkte und Arbeitsaufträge zu den erfassten aktiven und angekündigten regionalen Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums aus Sicht der Autoren**

#	Einrichtung	fachlicher Schwerpunkt			Arbeitsauftrag		
		I. Grüner Wasserstoff, alle Anwendungsbereiche	II. Blauer Wasserstoff, insbes. Industrie	III. Biomethan als Erdgassubstitut	A. Organisatorische Bündelung	B. Notwendiges Fachwissen	C. Verantwortlichkeit und Zuständigkeit
1	Energy Saxony e.V.	a		a	a	a	
2	HZwo e.V. mit Hydrogen and Mobility Innovation Center	a			a	a	
3	HYPOS e.V.	a	(a)		a	a	
4	Kompetenzstelle für Wasserstoff- und Brennstoffzellenfragen für Sachsen	a	(a)		a		a
5	Koordinierungsstelle Wasserstoff bei Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt	a	(a)		a		a
6	Sächsische Landesenergieagentur GmbH	a			a		
7	Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH	a			a		
8	Industrie- und Handelskammern Leipzig, Halle-Dessau, Ostthüringen zu Gera				a		a
9	Verband der Chemischen Industrie e.V., Landesverband Nordost		a		a	a	a
10	Mineralölwirtschaftsverband e.V. Landeslenkungsreis Wasserstoff		a				a
11	bei Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	a			a	a	
12	Automotive Cluster Ostdeutschland e.V.				a	a	
13	H2-Transferregion Leipzig	a		(a)	a	a	a
14	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung angewandter Forschung e.V.	a	a	a	a	a	
15	Virtuelles Wasserstoffinstitut der deutschen Energiewirtschaft beim Deutschem Verband des Gas- und Wasserfachs e.V.	a	a	a	a	a	
16	LF Gruppe, Energieforen	(a)		(a)		a	
17	EnergyCity Leipzig	a		(a)	a	a	
18	Wasserstoffagentur Ostdeutschland	a	a	(a)	a		a
19	H2-Hub-BLK beim Wirtschaftsförderkreis Sachsen-Anhalt Süd e.V.	a		a	a		a

Es lassen sich nun folgende Handlungsfelder für das Kompetenzzentrum der IRMD bestimmen:

- ▶ Im Stakeholderworkshop sahen Teilnehmer die *Notwendigkeit zu institutionalisierten und regelmäßigen Kommunikationswegen zwischen den bestehenden Einrichtungen* (siehe Kapitel 6.2.3.4). Vorschläge zur strukturellen Gestaltung des Prozesses finden sich im Kapitel 6.3.
- ▶ *Es gibt kein gemeinsames Leitbild für Grüne Gase in der IRMD.* Die individuellen Strategien der Länder, Kommunen, Unternehmen oder Forschungseinrichtungen sind isoliert erstellt worden und reflektieren nicht die tatsächliche Vernetzung. Zukünftig könnte das Kompetenzzentrum der Schnittpunkt einer gemeinsamen Meinungsbildung der IRMD sein.
- ▶ *Es gibt kein gemeinsames Standortmarketing oder einheitliche Ansprechpartner für Investoren.* Die Vermarktung der IRMD findet heute hauptsächlich durch regionale Wirtschaftsförderer statt. Bis auf Ausnahmen sind diese auf ihren lokalen Wirkungskreis beschränkt. Das Kompetenzzentrum könnte zukünftig ein Bündnis zur gemeinsamen Vermarktung der IRMD als „Grüne Gase“-Region oder sogar als „Wasserstoff-Region“ anstreben. Das erhöht die Chancen der IRMD im bundesweiten Vergleich wahrgenommen zu werden.
- ▶ *Es gibt keinen zentralen Marktplatz für Grüne Gase in der IRMD.* Somit herrscht hohe Intransparenz über Preise und Bezugsmöglichkeiten. Das Kompetenzzentrum könnte eine regionale Plattform bereitstellen ähnlich dem eines virtuellen Handelspunktes. Expertise zum Aufbau und Betrieb des Systems sind in der Region vorhanden. Ziel wäre es gerade fachfremden potenziellen Nutzern Grüner Gase einen schnellen Marktzugang zu ermöglichen. Bis zum Jahr 2030 würde das System wahrscheinlich rasch durch einen offenen Markt ersetzt werden.
- ▶ Die *Nutzung Grüner Gase im Mobilitätssektor* als Umstellungsmaßnahme ist heute eine anspruchsvolle Aufgabenstellung der Verkehrsunternehmen. Unter der Regie des Kompetenzzentrums und den dazugehörigen (kommunalen) Partnern könnte die Transformation in der Fläche strategisch abgestimmt durchgeführt werden. Eine gemeinsame Beschaffung von Fahrzeugen, auch in länderübergreifender Abstimmung, könnte Stückkosten drastisch senken. Es könnten überdies Synergien für Versorgungsinfrastrukturen gebildet werden.
- ▶ Die *Nutzung Grüner Gase im Wärmemarkt* ist in der IRMD noch wenig vorangeschritten, obwohl auch hier der Strukturwandel neue technologische Lösungen benötigt. Dafür könnte das Kompetenzzentrum gestartete Initiativen wie „H<sub>2</sub>-vor-Ort“ zwischen den Netzbetreibern und Endanwendern koordinieren.
- ▶ *Blauer Wasserstoff zur Bereitstellung in industriellen Größenordnungen* könnte die Rohstoffbasis der chemischen Industrie der IRMD sichern. Das Kompetenzzentrum könnte die Umsetzungsmaßnahmen der Industrie flankieren und den gesellschaftlichen Diskurs zu CCS- und CCU-Technologien suchen.

**Tabelle 6-4: Definierte Handlungsfelder für das Kompetenzzentrum**

#	Handlungsfeld
1	Kommunikation innerhalb der IRMD verbessern
2	Gemeinsames Leitbild für Grüne Gase entwickeln
3	Gemeinsames Standortmarketing und Ansprechpartner für Investoren
4	Gemeinsamen Marktplatz etablieren
5+6	Grüne Gase in den Anwendungsbereichen Mobilität und Wärme voranbringen
7	Maßnahmen für Blauen Wasserstoff unterstützen

### 6.3 Empfehlung für den Aufbau eines Kompetenzzentrums

Aufbauend auf der umfassenden Diskussion der Handlungsfelder lässt sich feststellen, dass die Gründung eines zusätzlichen Kompetenzzentrums für Grüne Gase innerhalb der IRMD nicht zielführend sein wird. Die vergleichsweise wenigen thematischen Lücken sollten durch eine verbesserte Zusammenarbeit und Abstimmung abgedeckt werden. Daher wird stattdessen die Implementierung eines strukturellen Überbaus empfohlen, um die unterschiedlichen politischen, wirtschaftlichen und forschungsseitigen Strukturen in einen Zusammenhang zum Vorteil der IRMD zu stellen. Grundlage des Empfehlungsvorschlages sind die jeweiligen Landesstrategien und der Masterplan Wasserstoff Ostdeutschland (siehe [VNG2020]).

#### 6.3.1 Struktur und Aufbau

Gemäß der Definition aus Kapitel 6.1 umfasst das Aufgabenspektrum eines Kompetenzzentrums „die organisatorische Bündelung des notwendigen Fachwissens und die Verteilung von Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten“. Das bedeutet, das potenzielle Kompetenzzentrum Grüne Gase muss eine umfassende Struktur bilden, arbeitsfähige Prozesse- und Organisationsformen anbieten und bestehende Einrichtungen integrieren und repräsentieren. Angesprochen werden die Politik, Unternehmen, FuE-Einrichtungen sowie Netzwerke und Cluster.

Die Politik in der IRMD hat bereits zahlreiche Strategien für Wasserstoff und Biogas veröffentlicht. Aufgrund der föderalen Strukturen sind die darin festgehaltenen Maßnahmen allerdings auf die Ländergrenzen festgelegt, sodass die vorgeschlagenen Kompetenzstellen nur einen begrenzten Wirkungskreis umfassen. Für die IRMD ist das zunächst problematisch, weil strategische Entwicklungen nicht an den Grenzen stoppen. Ein Beispiel ist das Arealnetz der bestehenden Wasserstoffpipeline. Das Kompetenzzentrum kann diese Lücke zukünftig bedienen. *Der erste Baustein des Kompetenzzentrums ist daher die Etablierung eines „Politischen Gremiums“ für Grüne Gase in der IRMD.* Es sollte sich aus jeweils einem Verantwortungsträger der drei

Bundesländer sowie den neun Gebietskörperschaften der IRMD zusammensetzen. Zur Auswahl der Vertreter könnten die Länder auf ihre eigenen interministeriellen Arbeitsgruppen (IMAG) zurückgreifen. IMAGs bestehen aus einzelnen Vertretern unterschiedlicher Landesfachministerien und zuständiger Ressorts und dienen dem Informationsaustausch und der Entwicklung gemeinsamer fachspezifischer Leitbilder. Auf sächsischer und thüringischer Seite haben IMAGs die Landeswasserstoffstrategien entwickelt. In Sachsen-Anhalt wurde durch die Referate ein eigenes Strukturentwicklungsprogramm für das Mitteldeutsche Revier [Sachsen-Anhalt 2021] mit spezifischen Teilprogrammen für Technologiebereiche erarbeitet. Auf Landesebene sind somit umfassende Expertisen vorhanden, sich in das Politische Gremium einzubringen. Für die Gebietskörperschaften ist die Ausgangslage heterogener. Beispiele für Verantwortungsträger, die sich in das Gremium einbringen könnten, lassen sich u.a. in der Stadt Leipzig oder im Landkreis Mansfeld-Südharz finden. In Leipzig gab es einen Beschluss des Stadtrats sich zur „Wasserstoffstadt“ zu formieren und Mitarbeiter der Verwaltung, die für diesen Beschluss Prozesse und Projekte entwerfen [HYPOS 2021]. Im Landkreis Mansfeld-Südharz hat das lokale Standortmarketing ein eigenes Programm für den Strukturwandel im Landkreis erstellt und darin explizite Wasserstoffprojekte benannt [Mansfeld-Südharz 2020]. In einigen Gebietskörperschaften müssen sehr wahrscheinlich andere interne Auswahlprozesse ihre Vertreter für das Politische Gremium definieren.

Die Zusammenarbeit der beiden Ebenen Land und Gebietskörperschaft bietet entscheidende Vorteile. Einerseits lassen sich in vertikaler Richtung *top-down* als auch *bottom-up* Impulse in das Themenfeld einbringen. Damit können politische Anforderungen der Landesebene aus deren kontinuierlichen Landesstrategien zu den unteren Ebenen transparent kommuniziert und umgekehrt lokales Wissen der Gebietskörperschaften schneller zum Land gespiegelt werden. Andererseits stellt das Gremium für die horizontale Richtung, also zwischen den Ländern oder zwischen den Gebietskörperschaften, einen bisher wenig stattfindenden Informationsfluss her. Selbstverständlich könnten auch direkt die Fachminister der Länder und die Landräte am Gremium teilnehmen. Wichtig ist, dass die jeweiligen Vertreter gute Kenntnisse über die örtlichen Gegebenheiten im Wirkungsbereich und eine relevante Entscheidungsbefugnis haben. Mit Rückgriff auf die Definition des Kompetenzzentrums aus Kapitel 6.1 ist zu erwarten, dass das politische Gremium anfangs für die organisatorische Bündelung und den Fachaustausch genutzt wird. Zusehends kann aber erwartet werden, dass auch die Teilung von Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten darüber koordiniert wird. Um die Rechtssicherheit der Plattform zu gewährleisten, sind die genauen Leitlinien und Kompetenzen des Gremiums vertraglich zu regeln. Der Tagungsrythmus sollte die Entwicklungsgeschwindigkeit im Grüne Gase Sektor reflektieren, sodass das Gremium mindestens halbjährlich, eher noch quartalsweise, tagen sollte. Ein Ergebnis der verbesserten Zusammenarbeit könnten ein grundlegender Maßnahmenkatalog oder strategische Leitlinien sein, wie sie Sachsen und Sachsen-Anhalt gemeinsam mit Brandenburg aber ohne Thüringen im Eckpunktepapier [Sachsen et al. 2020] grob definiert haben. Weiterhin können sich grenzübergreifende Fördermaßnahmen für

Grüne Gase Projekte ergeben (siehe Kapitel 2.3.3), die heute nur sehr schwierig umsetzbar aber gerade für große Infrastrukturmaßnahmen im Sinne der IRMD sehr wichtig wären. Die gemeinsame politische Arbeit im Gremium würde sich damit auch der Ausgangslage der tatsächlichen wirtschaftlichen und forschungsseitigen grenzübergreifenden Vernetzung der IRMD annähern.

Der zweite Baustein des Kompetenzzentrums sind **Kooperationsformate wie Arbeitsgruppen und Veranstaltungen für alle Akteure im Bereich Grüner Gase in der IRMD**. Diese werden momentan hauptsächlich durch Netzwerke und Cluster ausgerichtet. Sie dienen der organisatorischen Bündelung und akkumulieren bestehendes Fachwissen der Region. Beim Stakeholderworkshop beklagten einige Teilnehmer bereits heute eine zunehmende Anzahl an sich überlagernden Netzwerkangeboten. Entsprechend sollte das Kompetenzzentrum kein neues Konkurrenzangebot zu den Bestehenden (siehe auch Tabelle 6-3) aufbauen. Die Netzwerke und ihre Formate sollten weiterhin relevante Orte der Kooperation und des Wissensaustausches bleiben. Dem Kompetenzzentrum obliegt es lediglich, eine verbesserte Aufgabenteilung anzuregen und auf Überschneidungen und Synergiepotenziale hinzuweisen. Gemeinsam mit allen Partnern kann das Kompetenzzentrum thematische Profile und konkrete Prozessvereinbarungen für die IRMD entwickeln. Das bedeutet bspw., dass einzelnen Netzwerken ein bestimmter Fachschwerpunkt aus dem Bereich Grüner Gase, ein übergeordnetes Projektvorhaben oder eine Koordinationsaufgabe zugewiesen wird und sie fortan von allen anderen als zentraler Ansprechpartner dafür benannt werden kann. Der Vorteil liegt dann einerseits in der Themensicherheit für die Netzwerke und andererseits im geschlossenen Auftreten der Region nach außen. Anfragen von Unternehmen und FuE-Einrichtungen könnten von allen Beteiligten sofort an die korrekten Ansprechpartner vermittelt und anschließend an alle Akteure kommuniziert werden. Netzwerke werden damit zu Themenpaten. Der Spezialisierungsgrad einzelner Strukturen bleibt erhalten. Arbeitsgruppen können unter individueller Regie aber offen für alle Partner der Region stattfinden. Die Tagungsorte könnten in der Region wandern, um auch räumlich eine Geschlossenheit zu abzubilden. Gleiche Vereinbarungen können für Veranstaltungen getroffen werden. Auch hier hat sich eine hohe Redundanz eingestellt, die insbesondere im Bereich Wasserstoff regelmäßig zu parallelen Veranstaltungsformaten führt. Das Kompetenzzentrum könnte sich um eine langfristige und gemeinsame Veranstaltungsplanung der Netzwerkpartner bemühen. Als Ergebnis könnte sich nicht nur organisatorisch, sondern auch inhaltlich ein breiteres Angebot herausstellen, bei dem jeder Partner seine jeweils eigene Nische für die Grüne Gase findet.

Eine wichtige Maßnahme des Kompetenzzentrums zur Gewährleistung der Kooperation ist regelmäßige Durchführung von Abstimmungsterminen aller Netzwerke. Diese Jour-fixe sind wichtig, um eine transparente Kommunikation in der IRMD zu gewährleisten. Selbstverständlich ist für den Erfolg ohnehin das grundsätzliche Bedürfnis nach Kooperation bei den Partnern notwendig. Das Kompetenzzentrum kann diese nicht erzwingen. Prinzipiell existiert diese Form der Aufgabenteilung, Kooperation und Jour-fixe aber heute schon durch bilaterale Vereinbarungen. Die Gesamtstruktur würde die bilateralen

durch multilaterale Gepflogenheiten ersetzen. Auch wenn die grundsätzliche Durchführung der Kooperationsformate nach wie vor in der Hand der Netzwerkakteure selbst wäre, ist es sicherlich ein Nachteil, dass insbesondere private Netzwerke und Cluster dennoch einen Teil ihrer Autonomie aufgeben müssten. Bei öffentlich geförderten Netzwerken und Clustern könnte immerhin das politische Gremium positiven Einfluss nehmen und Kooperation als Finanzierungsanforderung aufstellen.

Alle Aufgaben des Kompetenzzentrums laufen im dritten Baustein, der **Geschäftsstelle des Kompetenzzentrums**, zusammen. Auch wenn es sich beim Kompetenzzentrum um einen strukturellen Überbau handeln soll, müssen die integrativen Maßnahmen durch Mitarbeiter geplant und organisiert werden. Eine Geschäftsstelle ist daher unabdingbar. Es gibt zwei grundlegende Möglichkeiten für die Rekrutierung von Mitarbeitern. Einerseits könnte das Kompetenzzentrum neue Mitarbeiter für eine Geschäftsstelle einstellen, andererseits könnten bestehende Strukturen Mitarbeiter für die Geschäftsstelle für eine begrenzte Zeit bereitstellen. Der Unterschied hat großen Einfluss auf die Legitimation des Kompetenzzentrums für die IRMD. Entsendete Mitarbeiter der bestehenden Einrichtung hätten den Vorteil, die Identifikation mit der Struktur zu festigen und die Interessen der Akteure und Region stärker zu berücksichtigen. Außerdem spart es Ressourcen und eine weitere Koordinationsebene. Es wäre denkbar, Mitarbeitern der angekündigten Einrichtungen aus den Landeswasserstoffstrategien Funktionen im Rahmen der Geschäftsstelle des Kompetenzzentrums der IRMD zu übertragen. Im Falle der IRMD wären das in Sachsen-Anhalt Mitarbeiter der LENA aus der Koordinierungsstelle Wasserstoff, in Sachsen Mitarbeiter der Kompetenzstelle für Wasserstoff- und Brennstoffzellenfragen und in Thüringen Mitarbeiter aus der ThEGA bzw., in diesem speziellen Fall, unter Umständen aus der Verwaltung des Landkreises Altenburger Land. Zusätzlich könnten die regionalen Niederlassungen von Branchenverbänden wie der VCI, Netzwerke wie HYPOS, oder die IHKs ebenfalls Mitarbeiter entsenden, um themenspezifisch an der Geschäftsstelle mitzuwirken. Wichtig ist die Parität zwischen den Handlungsebenen und Interessen zu wahren. In der Aufgabenteilung könnten Mitarbeiter aus den Einrichtungen der Landesstrategien sich insbesondere um die organisatorische Vor- und Nachbereitung des Politischen Gremiums bemühen. Mitarbeiter der Netzwerke könnten die oben diskutierten Themen der Arbeitsgruppen und Veranstaltungen koordinieren und direkt innerhalb der Geschäftsstelle aushandeln. Da die Geschäftsstelle als das Bindeglied zwischen dem Politischen Gremium und den zahlreichen Akteuren fungiert, besteht hier ein Zielkonflikt fortlaufend als zentraler Informationsträger wahrgenommen zu werden. Um den Wissensabfluss von unten nach oben zu vermeiden, sollten die Mitarbeiter der Geschäftsstelle nur koordinativ tätig sein und alle Anfragen immer an die korrespondierenden Partner in der Region weitergeben. Die Geschäftsstelle des Kompetenzzentrums hat als übergeordnete Kommunikationsstruktur in der öffentlichen Wahrnehmung gegenüber den Landesbüros und regionalen Netzwerken zurückzutreten.

Die Anzahl an Mitarbeitern ist abhängig von den beteiligten Einrichtungen und dem tatsächlichen Aufgabenumfang. Für die Bearbeitung aller Backoffice-Tätigkeiten wie



Büromanagement, Personalwesen, Finanzverwaltung oder IT-Service könnten einerseits eigene zusätzliche Mitarbeiter eingestellt oder die Leistung von Dienstleistern oder dem Gastgeber eingekauft werden. Damit verbindet sich die Frage nach einem zentralen oder dezentralen Standort für die Geschäftsstelle. Es sind drei Modelle denkbar. Die Geschäftsstelle ist ein virtueller Zusammenschluss entsendeter Mitarbeiter der Partner der Region. Die Geschäftsstelle bekommt einen festen Sitz mit Büroinfrastruktur und festen Arbeitsplätze für die regelmäßige oder dauerhafte Beschäftigung. Oder die Geschäftsstelle besteht aus mehreren Sitzen an unterschiedlichen Standorten der IRMD, sodass bspw. Gremiensitzungen regelmäßig an anderen Standorten stattfinden können. Grundsätzlich eignen sich mehrere Standorte der IRMD. Die großen Städte Leipzig und Halle (Saale) bieten eine gute Erreichbarkeit für Mitarbeiter und Gäste inner- und außerhalb der Region. In den Städten gibt es jeweils Möglichkeiten Büroinfrastruktur diverser Netzwerke, Verwaltungen oder Unternehmen zu mieten. Gewerbliche Zentren wie Leuna, Bitterfeld-Wolfen, Zeitz oder Profen bieten eine größere Nähe zu den industriellen Anlagen und Ansprechpartnern. In Leipzig entsteht mit der EnergyCity Leipzig eine themenfeldübergreifende Infrastruktur zur Ansiedelung von FuE oder Start-Ups und entsprechenden Büroräumen. In Leuna bietet sich mit Nähe zur Forschung das House of Transfer der Fraunhofer-Gesellschaft mit mietbaren Büroarbeitsplätzen an.

Ein vierter Baustein für das Kompetenzzentrum könnten **zusätzliche Experten- und Beratungsgremien** sein. Das sind bspw. ein wissenschaftlicher oder unternehmerischer Strategiebeirat. Anders als die o.g. netzwerkbasieren Gremien, die originär zu den Akteuren der IRMD selbst gehören, wäre ein Akteurs- oder fachspezifischer Beirat eine weitere Leistung des Kompetenzzentrums. Die Gremien könnten zur weiteren Meinungsbildung in der Region beitragen. Sie könnten wichtige Impulse oder Entscheidungen des Politischen Gremiums empfehlen und vorbereiten. Mit Blick auf die o.g. Diskussion bleibt aber festzuhalten, dass solche zusätzlichen Gremien Wissen und Entscheidungsverantwortung aus den Netzwerken und Strukturen abziehen. Auch wenn es prinzipiell die Kooperation für die IRMD stärken könnte, könnte es auch zu einer Verödung der darunterliegenden Strukturen führen. Gleiches gilt für Monitoring und Kontrollfunktionen. Das vorgeschlagene Modell sieht eine aktive Teilhabe der Akteure vor. Ein zusätzliches Kontrollgremium erscheint nicht notwendig, da das spezifische Vetorecht bei den Akteuren der Region verbleiben sollte. Aus diesem Grund wird die Einrichtung weiterer Gremien nicht empfohlen und stattdessen auf die ursprünglichen Netzwerke und Akteure verwiesen.



**Abbildung 6-1: Vorschlag der Struktur für ein mögliches Kompetenzzentrum**

Das Kompetenzzentrum besteht damit aus drei Bausteinen: dem Politischen Gremium, den Kooperationsformaten und der Geschäftsstelle. Letztere kann in unterschiedlicher Zusammensetzung direkt aus der IRMD herausgebildet werden und als zentraler oder dezentraler Ort der Zusammenkunft aufgebaut werden. Abbildung 6-1 fasst den Strukturvorschlag zusammen.

### 6.3.2 Finanzen

Die Finanzierungsmöglichkeiten des Kompetenzzentrums fallen je nach Ausgestaltung der Strukturen sehr unterschiedlich aus. Auch bei der Nutzung von Fördermitteln müssen häufig Eigenanteile eingebracht werden. Daher ist es zunächst vonnöten eine geeignete Gesellschaftsform für das Kompetenzzentrum zu finden. Anschließend könnten die Länder und Gebietskörperschaften finanzielle Mittel dafür zur Verfügung stellen, um eine grundlegende Arbeitsfähigkeit zu gewährleisten. Möglich wäre auch ein Vereinskonstrukt mit Mitgliedschaften der Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Netzwerke der Region. Einnahmen könnten dann über Fördermittel generiert werden. Da keine Eigenforschung angedacht ist, müssten zunächst passende Förderprogramme zur Unterstützung bei Miet- und Personalausgaben gefunden werden. Auch hier könnten die Länder ein gemeinsames Förderprogramm erarbeiten, um diese zentrale Struktur finanziell zu stützen. Beratungsleistungen sind nach aktueller Konzeptionierung kein Bestandteil, könnten aber zukünftig zu den Einnahmen beitragen.

Ein zentraler Standort würde laufende Mietkosten verursachen. Diese schwanken erheblich nach Ort und Zeitraum und können zum gegebenen Zeitpunkt nicht genauer definiert werden. Ein dezentrales Modell mit unterschiedlichen nutzbaren Standorten könnte zur Stärkung der Kooperation jeweils unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden. Das gleiche gilt für die Mitarbeiter, die entweder vollständig im Personalstab des Kompetenzzentrums als Ausgaben geltend zu machen sind, oder als entsendete Mitarbeiter unentgeltlich am Kompetenzzentrum mitwirken. Um Leistungen des

jeweiligen Backoffice zu entlohnen können mit den Standorten Geschäftsbesorgungsverträge abgeschlossen werden.

## 6.4 Langfristige Strategie und kurzfristige Umsetzungsempfehlungen

Alle vorangegangenen Überlegungen orientieren sich am Zeithorizont bis zum Jahr 2030. Die Technologien für Grüne Gase werden aller Voraussicht nach bis dahin in der IRMD eine signifikante Rolle für die Wertschöpfung in der Region spielen und kommerziell zum Einsatz kommen. Grüner Wasserstoff wird in industriellen Größenordnungen in der Region produziert und abgefragt. Biogene Gase werden ihre lokalen Nischen für die Anwendung im Mobilitätsbereich sowie im Wärmesektor gefunden haben. Auch der infrastrukturintensive Pfad für blauen Wasserstoff wird mindestens projektbasiert erste industrielle Umsetzungen sehen.

Für die Zeit ab 2030 wird es anhaltend eine intensive strategische Betreuung der Region durch das Kompetenzzentrum geben. Sehr wahrscheinlich ist die langfristige Umstellung des Wärmemarkts in dieser Zeit noch in vollem Gange, sodass die Moderation des Prozesses durch das Kompetenzzentrum andauert. Dabei spielt insbesondere der Aufbau einer sektorenübergreifenden H<sub>2</sub>-infrastruktur eine entscheidende Rolle, die – ausgehend von den Industriezentren – zunehmend zunächst Importmöglichkeiten schafft und anschließend schrittweise die bestehende Erdgasinfrastrukturen einschließen wird. Der Anwendungsfall der Mobilität sollte insbesondere im ÖPNV dagegen aufgrund laufender Beschaffungszyklen bereits routiniert mit Grünen Gasen oder rein-elektrischen Alternativen umgehen können. Für den blauen Wasserstoff ist spätestens in der Zeit ab 2030 mit Richtungsentscheidungen der Konzerne zu rechnen, sodass blauer Wasserstoff entweder seinen Status als Übergangstechnologie verliert oder aufgrund erhöhter regulatorischer und politischer Anforderungen gänzlich aus dem Markt verdrängt wird. Je nach gemeinsamer Interessenlage der IRMD kann das Kompetenzzentrum diesen Entwicklungen entgegensteuern oder sie unterstützen. In den kommenden Jahren wird zu beobachten sein, inwiefern weitere Technologietrends positive Einflüsse auf die Grüne Gase haben werden. Auch diese Themenfelder sollten nach der Gründungsphase verstärkt integriert werden.

Durch die Eingliederung der bestehenden Strukturen der IRMD ist auf absehbare Zeit auch das Kompetenzzentrum und seine potenzielle Mitarbeiterbasis selbst anhaltenden Veränderungen unterlegen. Heutige Netzwerke und Akteure könnten in der Zeit bis 2030 bzw. in der Zeit bereits wieder ihre Arbeit eingestellt haben, während Neugründungen die Akteurslandschaft bereichern. Dadurch müssen Aufgabenstellungen der Geschäftsstelle neu verteilt und strukturiert werden. Das Politische Gremium mit seinen Verantwortungsträgern wechselt in der Besetzung aufgrund von Wahlen, Regierungsentscheiden oder parteipolitischen Veränderungen. Mindestens in den nächsten Jahren bis 2025 müssen Schnittstellen zu den wichtigen Bundesgremien wie dem Nationalen

Wasserstoffrat definiert und in der täglichen Arbeit einstudiert werden. Leistungsangebote könnten bis 2030 unzureichend sein, sodass ggf. neue Kooperationsformate aufgebaut oder die Mitarbeiterbasis verbreitert werden muss.

Die kurzfristige Umsetzungsempfehlung der Autoren ist es, möglichst schnell einen Teil des Kompetenzzentrums in Betrieb zu nehmen. Das „Politische Gremium“ kann auch ohne konkrete vertragliche Vereinbarungen in kürzester Zeit die Arbeit zu Abstimmungszwecken aufnehmen. Als bisher fehlende fachspezifische Austauschplattform der Politik kann das Gremium heute schon drängende Themen bearbeiten. Zu nennen wären die IPCEI-Ausschreibungen sowie die Reallabore der Energiewende, bei denen der Erfolg der Unternehmen eine ostdeutsche mindestens aber mitteldeutsche Clusterbildung bedingt. Da die eigentliche Organisation des Kompetenzzentrums zu dieser Zeit noch nicht existiert, könnte ein loser Zusammenschluss der bestehenden Netzwerke gemeinsam dazu einladen und die Gremienarbeit in Arbeitsteilung vorbereiten. Ziel ist es eine Vertrauensbasis für die kommende intensivere Zusammenarbeit zu bilden. Zur Etablierung einer dezentralen oder zentralen Geschäftsstelle könnten Netzwerke und Akteure heute schon die Verfügbarkeit von Räumlichkeiten und Infrastruktur prüfen. Die IRMD könnte Angebote von den o. g. Standorten einholen und kategorisieren. Existierende Gremien und Arbeitsgruppen der Netzwerke und Akteure könnten eine verstärkte Kooperation durch regelmäßige größere Jour-fixe einleiten. Mit dem anstehenden Mitteldeutschen Wasserstoffkongress geht die Region im Bereich der Veranstaltungen bereits heute einen ersten Schritt hin zur gemeinsamen Vermarktung der IRMD und sie umgebende Regionen.

## 7. Regulatorische Hemmnisse und Handlungsempfehlungen

Das folgende Kapitel fasst relevante Handlungsfelder für regionale Akteure der IRMD zusammen. Grundlage bilden die in Kapitel 2 beschriebenen allgemeinen Entwicklungen im Bereich Grüner Gase, die konkreten Erkenntnisse aus der Bestands-, Potenzial- und Wertschöpfungsanalyse aus den Kapiteln 3-5 und die Ausführungen zum Kompetenzzentrum für Grüne Gase in Kapitel 6. Die Studienergebnisse werden zunächst in Kapitel 7.1 übersichtsartig als Ausgangssituation der IRMD zusammengefasst. Im Folgenden werden außerdem die allgemeinen regulatorischen Rahmenbedingungen für Grüne Gase aufgezeichnet (Kapitel 7.2), mit einem Schwerpunkt auf die identifizierten Hemmnisse für ihren erfolgreichen Ausbau. Kapitel 7.3 leitet mit Blick auf die regionalen Akteure sechs Handlungsfelder mit diversen Empfehlungen ab, welche die Nutzung der beschriebenen Potenziale für die IRMD unterstützen können.

### 7.1 Ausgangssituation für die IRMD

Die IRMD verfügt aufgrund einer breiten Akteurslandschaft und umfangreichen Infrastrukturen über eine sehr gute Ausgangssituation zur Hebung der Potenziale im Bereich Grüne Gase. Tabelle 7-1 fasst hierzu die wesentlichen in der Regionsanalyse gewonnenen Erkenntnisse zusammen.

**Tabelle 7-1: SWOT-Analyse – Grüne Gase in der IRMD**

	Identifizierte Faktoren
<b>Stärken</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erzeugungsstandorte: Zahlreiche und räumlich verteilte potenziell nutzbare Standorte zur Erzeugung Grüner Gase</li> <li>▶ Mitteldeutsches Chemiedreieck: International bedeutsamer Standort mit Infrastrukturen (157 km H<sub>2</sub>-Pipeline) und Stoffverbänden zur Nutzung Grüner Gase in der Industrie (existierender H<sub>2</sub>-Bedarf: rund 9,4 TWh/a)</li> <li>▶ Unternehmen: 61 identifizierte Hersteller, Anbieter und Nutzer relevanter Schlüsseltechnologien und Dienstleistungen für grünen Wasserstoff mit Sitz und Niederlassungen in der IRMD (siehe Kapitel 3.2.1.1)</li> <li>▶ Forschung: Starke Wissenschaftslandschaft mit 55 Verbundprojekten und 14 Einrichtungen im Bereich Grüner Gase mit den Schwerpunkten Leipzig und Halle (Saale) (siehe Kapitel 3.4)</li> <li>▶ Fachkräfte: Geeigneter Fachkräftebestand aus bestehender Energieindustrie, Potenzial für Umschulungen und Weiterbildungen (v. a. Braunkohlebranche)</li> </ul>



	Identifizierte Faktoren
<b>Schwächen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Strategie: Zum Teil fehlende bzw. veraltete Konzepte bei Landkreisen und Kommunen zum langfristigen Ersatz fossiler Energieträger bis spätestens 2045</li> <li>▶ Flächenverfügbarkeit: Eingeschränkte Möglichkeiten regionaler und kommunaler Akteure zur Freigabe notwendiger und prinzipiell verfügbarer Flächen für erneuerbare Stromerzeugung</li> <li>▶ Zentrale Binnenlage: Notwendigkeit zum Import von Grünen Gasen, nur durch Aufbau geeigneter Infrastrukturen möglich; CO<sub>2</sub>-Export bzw. CCS in der Region schwierig</li> </ul>
<b>Chancen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Projekte: Hohe Zahl an Pilotprojekten zur Erzeugung und Systemintegration von grünem Wasserstoff in Vorbereitung (z. B. Reallabore der Energiewende, IPCEI-Projekte (siehe Kapitel 3.2.1))</li> <li>▶ Repowering: Erneuerung des bestehenden Anlagenparks ist Grundlage für Bereitstellung der bis 2040 für die H<sub>2</sub>-Produktion erforderlichen 15-30 TWh erneuerbaren Stroms</li> <li>▶ H<sub>2</sub>-Netz: Bestehende H<sub>2</sub>-Infrastruktur als Startnetz für einen regionalen Infrastrukturausbau bei Umrüstungs- und Neubaukosten von ca. 2,7 Mrd. Euro (siehe Kapitel 4.4.1)</li> <li>▶ Zentrale und dezentrale Ansätze: Aufgrund der Unterschiede bei Umstellungszeiten und Abschreibungen bestehender Infrastrukturen sind sowohl unterschiedliche Erzeugungs- und Anwenderkonzepte umsetzbar</li> <li>▶ Sektorenkopplung: Signifikante Einsatzpotenziale Grüner Gase bis zum Jahr 2040: 33 TWh Wasserstoff und 3 TWh biogene Gase (Kapitel 4.6)</li> <li>▶ Öffentliche Hand: Großer Teil des H<sub>2</sub>-Marktes ist ein öffentlicher Bestellmarkt (ÖPNV, SPNV, Wärmeversorgung), Durchsetzung von „grünen“ Zielen durch entsprechende Ausschreibungsbedingungen möglich</li> <li>▶ Strukturhilfefonds: Potenzielle finanzielle Unterstützung aus dem Strukturhilfefonds bietet gute Finanzierungsgrundlage (siehe Kapitel 2.3.3.3)</li> <li>▶ Standortattraktivität: Steigerung der überregionalen Standortattraktivität durch integrierte Wertschöpfung für Grüne Gase und hohem Beschäftigungspotenzial von über 10.000 Personen bis zum Jahr 2040 (siehe Kapitel 5.2)</li> </ul>
<b>Risiken</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Entscheidungskompetenz: Begrenzte Einflussname der kommunalen Akteure auf wesentliche politische und regulatorische Weichenstellungen (z. B. Preisrelation Grüner Gase gegenüber fossiler Energieträger, Genehmigungsrecht) – allenfalls über die kommunalen Spitzenverbände</li> <li>▶ Föderalismus: Erschwerte Abstimmungsprozesse durch bundesländer-übergreifende Regionalstruktur der IRMD mit potenziell unterschiedlichen Strategien</li> <li>▶ Wettbewerber: Konkurrenz mit anderen Strukturwandel- und Chemieregionen um Vorreiterrolle bei Grünen Gasen (siehe auch [iw Consult 2020])</li> </ul>

Weitergehende SWOT-Analysen zu den unterschiedlichen Branchen bzw. Regionen innerhalb der IRMD sind auch unter [Conomic 2020] und [HZwo & TU Chemnitz 2021] zu

finden. Dem Mitteldeutschen Wasserstoffatlas können projektbezogene Anknüpfungspunkte für den gesamten mitteldeutschen Raum entnommen werden [EMMD & HYPOS 2021].

## 7.2 Allgemeinen regulatorische Rahmenbedingungen & Hemmnisse

Der Blick auf die politische Bedeutung Grüner Gase als wichtiger Bestandteil der Energiewende offenbart aus heutiger Perspektive ein ambivalentes Bild. Während vor allem Biomethan zu Beginn des Jahrtausends gezielt gefördert wurde, führte die anhaltende Reduktion der Förderung seit 2014 zu einem deutlichen Rückgang der Zubauraten neuer Biogasanlagen. Demgegenüber ist Wasserstoff (mit seinen Folgeprodukten) spätestens seit 2019 zunehmend ins Zentrum der politischen Diskussionen gerückt. Mit Veröffentlichung diverser Wasserstoffstrategien durch den Bund und die Länder wurde zudem der politische Rahmen für die künftige Weiterentwicklung der existierenden Regulatorik gelegt. Hinzu kommen Vorgaben aus europäischen Richtlinien und Verordnungen, wie etwa die Vorschläge der Europäischen Kommission vom Juli 2021 im „Fit-for-55“-Paket [EC2021a]. Erklärtes Ziel – so scheint es – ist es, die Marktdurchdringung von Wasserstoff allgemein sowie den Einsatz von Biomethan (und flüssigen Biokraftstoffen) speziell im Verkehrsbereich zu stärken.<sup>102</sup> Dabei zeigt sich, dass insbesondere regulatorische und genehmigungsrechtliche Hemmnisse den konsequenten Ausbau Grüner Gase gefährden.

Im Folgenden werden die aus Sicht der Autoren wesentlichen Hemmnisse zusammengefasst. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Möglichkeiten regionaler Akteure zur Beseitigung regulatorischer Hemmnisse eingeschränkt sind.<sup>103</sup> Meist liegen die Entscheidungskompetenzen dafür beim Bund oder europäischen Organen. Überdies ist eine hohe Dynamik in den aktuellen politischen Diskussionen und Vorstellungen zu beobachten, nicht zuletzt durch die Bundestagswahl 2021.

### Grüne Gase – Allgemein Hemmnisse

Ein generelles Hemmnis für die Einführung erneuerbarer Energien und Grüner Gase ist ihre unausgeglichene Preisrelation gegenüber den fossilen Referenztechnologien. Für die Internalisierung der durch THG-Emissionen hervorgerufenen externen Kosten bedarf es etwa einer ambitionierteren CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie dem Aufbau geeigneterer Ausgleichsmechanismen, um die heute meist mangelnde Wettbewerbsfähigkeit für emissionsarme Technologien auszugleichen. Weitere wesentliche Hemmnisse sowie die jeweiligen Handlungsträger außerhalb der IRMD werden in Tabelle 7-2 zusammengefasst.

---

<sup>102</sup> Weitere Informationen zu Definitionen unterschiedlicher „Farben“ für Wasserstoff sowohl im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie als auch der Wasserstoffstrategie der Europäischen Kommission sind in Kapitel 2.1.1.1 aufgeführt.

<sup>103</sup> Für die Handlungsempfehlungen an regionale Akteure sei der Leser direkt auf Kapitel 7.3 und 7.4 verwiesen.

**Tabelle 7-2: Externe Einflussfaktoren bzw. Hemmnisse für die Entwicklung Grüner Gase in der IRMD**

Nr.	Hemmnis	Empfehlung	Handlungs-träger
1	Unzureichende Bepreisung externer Kosten fossiler Energien	Ausweitung bzw. Anpassung bestehender Mechanismen (EU ETS, CBAM, nationaler CO <sub>2</sub> -Preis) Nationale/Internationale Abstimmung zur Vermeidung von Carbon Leakage	Bund/EU
2	Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Referenztechnologien	Technologieförderung in Forschung und Anwendung Finanzielle Unterstützung für Investitionskosten und insbesondere operative Kosten Ausweitung der Unterstützungsmaßnahmen für kleine und netzdienliche Anlagen (Details zu bestehenden Förderprogrammen sind in Kapitel 2.3.3 zu finden)	Bund/EU, Länder

### 7.2.1 (Grüner) Wasserstoff

Gerade mit Blick auf Wasserstoff sind Anpassungen der geltenden Regulatorik besonders erforderlich. Bisher wird darin weder die Erzeugung von (grünem) Wasserstoff noch der sektorenübergreifende Einsatz als emissionsarmer Energieträger ausreichend abgedeckt. Zusammenfassende Gutachten zur bestehenden und sich abzeichnenden Wasserstoffregulatorik wurden im Rahmen des Projekts „Energiesysteme der Zukunft“ veröffentlicht [IKEM 2021, Stiftung Umweltenergierecht 2021]. Die Studien bemängeln vor allem den **fehlenden konsistenten regulatorischen Rahmen** auf nationaler wie auf europäischer Ebene. Hierdurch wird keine gesamtheitliche Betrachtung der H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette von erneuerbarer Stromerzeugung bzw. H<sub>2</sub>-Produktion über Transport, Speicherung bis hin zum H<sub>2</sub>-Einsatz ermöglicht. Das wird den großen Vorteilen einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff im Rahmen der Sektorenkopplung und bei der Speicherung und dem Transport großer Energiemengen nicht gerecht (siehe [Stiftung Umweltenergierecht 2021]). Gleiches gilt für **unterschiedliche Definitionen mit Blick auf Benennung** (Wasserstoffarten und Unterscheidung erneuerbar und emissionsarm), **Zertifizierung** (z.B. Herkunftsnachweise) **oder Anrechenbarkeit** (z. B. auf nationale Ziele innerhalb der RED II) (siehe [IKEM 2021]).

Um diese Aspekte näher zu beschreiben, wird im Folgenden ein kurzer Überblick über den bestehenden Rechtsrahmen auf nationaler und internationaler Ebene gegeben. Weitere Hemmnisse für (grünen) Wasserstoff werden anschließend in Tabelle 7-3 zusammengestellt.



## Nationaler und europäischer Rechtsrahmen

Auf Bundesebene wird der regulatorische Rahmen für Wasserstoff vor allem durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem 2021 überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) definiert.

Im **EnWG** fällt Wasserstoff sowohl unter die Definition für „Gas“ (§ 3 Nr. 19a EnWG) als auch – wenn der Strom für die Elektrolyse zum „weit überwiegenden Teil“ aus erneuerbaren Energiequellen stammt – unter „Biogas“ (§ 3 Nr. 10c EnWG). Letzteres ist insbesondere für die privilegierte Zugangsregelungen zum Gasnetz in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), dem sogenannten Biogasprivileg, entscheidend. Eine klare Festlegung eines Schwellenwertes und damit klarer Definitionen unterschiedlicher „Wasserstoffqualitäten“ wird aber nicht vorgenommen. Nach Einschätzung der BNetzA liegt dieser jedoch bei einem Anteil von mindestens 80% erneuerbaren Stroms [BNetzA 2014]. Mit der Novellierung des EnWG vom 24. Juni 2021 wurde schließlich auch der Begriff „Gas“ in der Definition in §3 Nr. 14 EnWG „Gas und Wasserstoff“ ersetzt. Diese Regelung gilt jedoch nur für reine Wasserstoffnetze und führt damit eine Trennung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzen mit Blick auf die Regulatorik ein. Die Schaffung eines parallelen Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze wurde durch die Netzbetreiber als Hemmnis für den flächendeckenden Ausbau von H<sub>2</sub>-Netzen identifiziert, da es die bisherigen Betreiber der Industrieleitungen bevorzuge. Eine Revision dieser Regelung wird in den nächsten Jahren erwartet [Burchard 2021]. Des Weiteren fehlen Anforderungen zur Kennzeichnung des eingesetzten Stroms sowie verbindliche Kriterien zur Nachweisbarkeit und Zertifizierung von grünem Wasserstoff [Stiftung Umweltenergierecht 2021]. Die Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (*Renewable Energy Directive*, RED II) in nationales Recht erfordert jedoch die Implementierung eines Systems für Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien, das neben Strom etwa auch Gase (einschließlich Wasserstoff aber auch Biomethan) einschließt (Art. 19 Abs. 7 RED II, siehe auch Erwägungsgrund 59 RED II).

Anders als im EnWG wurde der Begriff „grüner Wasserstoff“ in der Novelle des **EEG** vom Jahr 2021 aufgenommen, etwa mit Blick auf die Befreiung der EEG-Umlage nach § 69b EEG:

*„Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich auf null für Strom, der von einem Unternehmen zur Herstellung von Grünem Wasserstoff (...) verbraucht wird, (...)“.*

Die Befreiung ist auf Anlagen beschränkt, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen werden. Maßgeblich hierfür sind jedoch Anforderungen in der EEV, die am 24. Juni 2021 durch den Bundestag beschlossen wurde. Hierzu zählen etwa, dass der Strom aus erneuerbaren Quellen (einschl. biogenen Ursprungs) stammt und dieser keine finanzielle Förderung (etwa nach EEG, EEV, KWKG) erhalten hat (§§ 12 ff. EEV). Die Befreiung gilt überdies nur für die ersten 5.000 Betriebsstunden pro Kalenderjahr (§ 12i Abs. 1 EEV). Eine weitere Voraussetzung ist, dass mindestens 80 % des Stroms aus der gleichen Preiszone stammen, in der auch der Elektrolyseur steht (§ 12i Abs. 1. Nr. 2). Wesentlich an der 2021

beschlossenen Fassung der EEV ist, dass diese nur übergangsweise gelten soll, da insbesondere die Anforderungen für die Zusätzlichkeit sowie räumliche und zeitliche Korrelation von Strom- und Wasserstofferzeugung erst auf europäischer Ebene durch einen für 2021 angekündigten Delegierten Rechtsakt nach RED II definiert werden. Ein Vergleich zwischen einem ersten Entwurf sowie den bestehenden Regelungen innerhalb der EEV ist unter [Stiftung Umweltenergierecht 2021b] zu finden.

Auf europäischer Ebene werden Wasserstoff sowie H<sub>2</sub>-basierte Kraftstoffe bislang vor allem durch Regelungen für ihren Einsatz im Transportsektor im Rahmen der RED II unter der Definition von sog. „erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs“ (RFNBOs) (Art. 2 Nr. 36 RED II) abgedeckt. Die nationale Umsetzung dieses Begriffs findet sich etwa auch in der 37. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV, § 3 Abs. 2). Auch in der RED II werden weitere Kriterien hinsichtlich THG-Reduktionsanforderungen (-70 % nach Art. 25 Abs. 2) sowie Vorgaben zum Strombezug (direkte Leitung, u. a.) festgelegt. Konkretisierungen dafür, welcher Wasserstoff auf die erneuerbaren Ziele der RED II angerechnet werden kann, sind für 2021 durch einen Delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission angekündigt (Art. 27 Abs. 3 RED II). Wie bereits beschrieben, wird dies auch wesentliche Auswirkungen auf den deutschen Rechtsrahmen haben, etwa hinsichtlich der Vorgaben für die EEG-Befreiung von Elektrolyseuren nach der EEV. Die im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets durch die Europäische Kommission veröffentlichten Vorschläge zur Überarbeitung der RED II lassen außerdem eine Ausweitung des RFNBO-Begriffs auch auf andere Anwendungssektoren außerhalb des Verkehrssektors erwarten (siehe etwa Art. 7 der RED II, [EC 2021b]).

Die beschriebene Situation zeigt die unterschiedlichen Definitionen und Vorgaben zu Wasserstoff mit Blick auf die jeweiligen Wertschöpfungsstufen: EEG und EEV für die H<sub>2</sub>-Produktion, EnWG und GasNZV für die H<sub>2</sub>-Einspeisung ins Gasnetz, RED II und Delegierter Rechtsakt mit Blick auf die Anrechenbarkeit für die europäischen Ziele v.a. im Verkehr sowie auch die nationalen Regelungen für den H<sub>2</sub>-Einsatz im Verkehr etwa in der 37. BImSchV. Ein einheitlicher, die unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen übergreifender Rechtsrahmen, der gleichzeitig unterschiedliche Anwendungsfelder abdeckt, ist damit aktuell nicht gegeben. Es bleibt abzuwarten, ob die angekündigten zentralen Vorgaben von Europäischer Ebene, diese wichtige Anforderung für die Zukunft erfüllen können.

### **Genehmigungsrechtliche Vorgaben**

Ein aktueller Überblick zu den genehmigungsrechtlichen Verfahren im Bereich der Wasserstofftechnologien und der damit einhergehenden Anforderungen für Bau und Inbetriebnahme der Anlagen entlang der unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen sind in [Stiftung Umweltenergierecht 2021] zusammengestellt. Daneben erarbeitete das „Portal Green“-Konsortium einen Leitfaden für Genehmigung, Errichtung und Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen [BUW et al. 2020]. Im Allgemeinen ist die Genehmigungsverfahrenart für alle (kommerziellen) PtG-Anlagen nach Nr. 4.1.12 in Anhang 1, 4. BImSchV festgelegt, wodurch diese generell nach Industrieemissions-Richtlinie (IE-RL) mit

Öffentlichkeitsbeteiligung zu errichten sind. Bestehende Hürden rühren etwa daher, dass die anzuwendenden Regelwerke oft nicht für Wasserstoff bzw. PtG-Anlagen erstellt wurden. Die Einordnung in existierende Regelwerksbegriffe ist oft nicht pauschal möglich. Die Anwendung bestehender Rechtsvorschriften auf diese Anlagen ist sowohl für Behörden als auch für Antragsteller neu. Des Weiteren werden aus sicherheitstechnischer Sicht bisher fehlende adäquate Prüfkonzepte angemahnt. Welches Genehmigungsverfahren tatsächlich für eine Erzeugungsanlage erforderlich ist, muss folglich im Einzelfall geprüft werden. Elektrolyseure können mitunter in die Genehmigung einer bestehenden Hauptanlage einbezogen werden. Bei Neuanlagen sind diese ggfs. immissionsschutzbedürftig. In Kombination mit weiteren Anlagen wie etwa einer Methanisierung oder der Installation von Speichertanks greift in jedem Fall das höherrangige Genehmigungsverfahren [Nebel 2021].

Insgesamt bleibt der dynamische Charakter der gegenwärtigen Gesetzgebung sowie die Vielzahl an relevanten Gesetzen und Vorschriften hervorzuheben [BUW et al. 2020], auch wenn der Gesetzgeber etwa durch Änderungen des Zulassungsrechts (etwa bei Planungs-feststellungsverfahren) oder des EEG, versucht Vereinfachungen und Klarstellungen herbeizuführen.

Tabelle 1-3 fasst diese und weitere regulatorischen und genehmigungsrechtlichen Hemmnisse für (grünen) Wasserstoff zusammen.

**Tabelle 7-3: Regulatorische und genehmigungsrechtliche Hemmnisse für die Einführung von (grünem) Wasserstoff in der IRMD**

Nr.	Hemmnis	Empfehlung	Handlungs-träger
1	Fehlender kohärenter regulatorischer Rahmen für Wasserstoff	Einheitliche Begriffsdefinitionen im nationalen Rechtsrahmen Übergreifende Regelungen für die gesamte Wertschöpfungskette Rasche Umsetzung europäischer Vorgaben, etwa im Rahmen der RED II in nationales Recht erforderlich	Bund, EU
2	Eingeschränkte Abgaben- und Umlagenbefreiung für Elektrolyseure	Zeitlich unbeschränkte Befreiung von der EEG-Umlage nach EEV Weniger strenge Voraussetzungen für erneuerbaren Stromeinsatzes für die H <sub>2</sub> -Produktion (zeitliche und örtliche Korrelation)	Bund
3	Getrennte Regulierung von Gas- und H <sub>2</sub> -Netzen	Gemeinsame Finanzierung für den Aufbau und die Umrüstung einer zukünftigen Gasinfrastruktur (Methan und Wasserstoff) durch Netzentgelte	Bund

Nr.	Hemmnis	Empfehlung	Handlungs-träger
4	Fehlendes einheitliches Zertifizierungssystem für grünen Wasserstoff	Verbindliche Kriterien zur Nachweisbarkeit/ Zertifizierung von Gasen einschl. Wasserstoff (Vorgaben zu erwarten aus Delegiertem Rechtsakt der EU-Kommission)	EU, Bund
5	Genehmigungsrecht bisher nicht für H <sub>2</sub> - und PtG-Anlagen ausgelegt	Einordnung in existierende Regelwerksbegriffe oft nicht pauschal zu treffen (Einzelfallprüfung erforderlich) Anwendung der Rechtsvorschriften auf diese Anlagen sowohl für die Behörden als auch für die Antragsteller neu (z. B. TA Wasserstoff)	Bund

### 7.2.2 Biogene Gase

Biogene Gase spielen bereits heute eine nicht unbedeutende Rolle in der Energielandschaft der IRMD (siehe Kapitel 3.2.2 Bestandsanalyse). Dennoch ist zu beobachten, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen, wie etwa sinkende Förderungen oder strengere Vorgaben für Einsatzstoffe sowie THG-Emissionswerte einen weiteren Ausbau bremsen. Im Folgenden wird auf einige wesentliche Aspekte des gegenwärtigen regulatorischen Rahmens eingegangen.

Mit Blick auf biogene Gase ist vor allem der „Biogas“-Begriff im **EnWG** relevant. Nach § 3(10f) EnWG umfasst der Begriff „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas“. Wie bereits beschrieben, fällt auch elektrolytisch erzeugter Wasserstoff sowie synthetisches Methan darunter, vorausgesetzt dass sowohl der Wasserstoff als auch das bei letzterem eingesetzte CO<sub>2</sub> „nachweislich zum weit überwiegenden Teil“ aus erneuerbaren Quellen stammen.

Biogas nach dieser Definition genießt etwa das sog. **Biogasprivileg im Rahmen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)** mit privilegiertem Netzanschluss sowie der Möglichkeit zum erweitertem Bilanzausgleich (siehe § 31 ff. GasNZV). Ersterer besagt unter anderem die Anschlusspflicht an die Gasversorgungsnetze bei gleichzeitiger Kostenteilung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber.<sup>104</sup>

Das **EEG** stellt eine der wichtigsten Säulen für die gegenwärtige Förderung von Biogasanlagen dar. Die vergangenen Novellen des Gesetzes haben seit 2014 die EEG-Vergütung für Strom aus Biomasse und Biomethan schrittweise reduziert bzw. die Anforderungen an Einsatzstoffe und Leistungsklassen der Anlagen so angehoben, dass der Anstieg der Anlagenzahl in den letzten Jahren zum Erliegen gekommen ist. Mit der im Jahr 2021 verabschiedenden Novelle des EEG wurde der regulatorische Rahmen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas bzw. Biomasse verbessert. Die Ausschreibungsvolumina wurden angehoben (Biomasse: 600 MW/a und Biomethan: 150 MW/a), Vergü-

<sup>104</sup> Kostenteilung bei gasförmigem Biogas/Biomethan: 75 % Netz- und 25 % Anlagenbetreiber; Bei verflüssigtem Biomethan (LNG) 90 % Netz- und 10 % Anlagenbetreiber.

tungsbedingungen für Neu- und Bestandsanlagen verbessert und der Deckel für die Flexibilitätsprämie gestrichen [Hauptstadtbüro Bioenergie 2021]. Wesentliche weiterhin existierende Kritikpunkte beziehen sich auf die Regelungen zur Ausschreibung von Biomasseanlagen in § 39 EEG 2021. Hierzu zählen etwa die Begrenzung von Mais und Getreidekorn in Biomasse- und Biomethananlagen auf 40 Massenprozent nach § 39i EEG 2021 [Biogasrat 2020]. Auch die Einführung einer sog. „Südquote“ im Ausschreibungsverfahren für Biomasse nach § 39d EEG 2021, wodurch 50 % der ausgeschriebenen Leistung in der Südregion den Zuschlag erhalten muss, wird beanstandet (siehe Anlage 5 EEG 2021 und [FNR 2021]). Diese Regelung die Gefahr, den Aufbau neuer Biomasseanlagen in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen zu bremsen [Biogasrat 2020]. Auch die „endogene Mengensteuerung“ nach § 39d EEG 2021, wodurch bei Nichterreichung des Ausschreibungsvolumens nur je 80 % der Neu- und Bestandsanlagen einen Zuschlag erhalten, führe zur unnötigen Verunsicherung der Betreiber [Hauptstadtbüro Bioenergie 2021].

Mit Blick auf Biomethananlagen sind die Vorgaben nach § 39d EEG 2021 zwar nicht anwendbar, doch führt § 39j ff. EEG 2021 einige Anforderungen für Biomethananlagen zur Stromerzeugung auf. Diese müssen ab 2022 in den südlichen Landkreisen und Bundesländern errichtet werden, wobei die Bemessungsleistung der Anlage auf 15 % der installierten Leistung beschränkt ist, mit einer weiteren Degression von 1 % ab 2022. Nach Ansicht des Biogasrates führt dies zu keinem ausreichenden wirtschaftlichen Anreiz, um etwa sinnvolle erneuerbarer Wärmenutzungskonzepte durch Berücksichtigung realistischer Betriebs- und Investitionskosten umsetzen zu können [Biogasrat 2020]. Eine Umstellung der bislang stromgeführten Anlagen auf wärmegeführten Betrieb wäre sinnvoll.

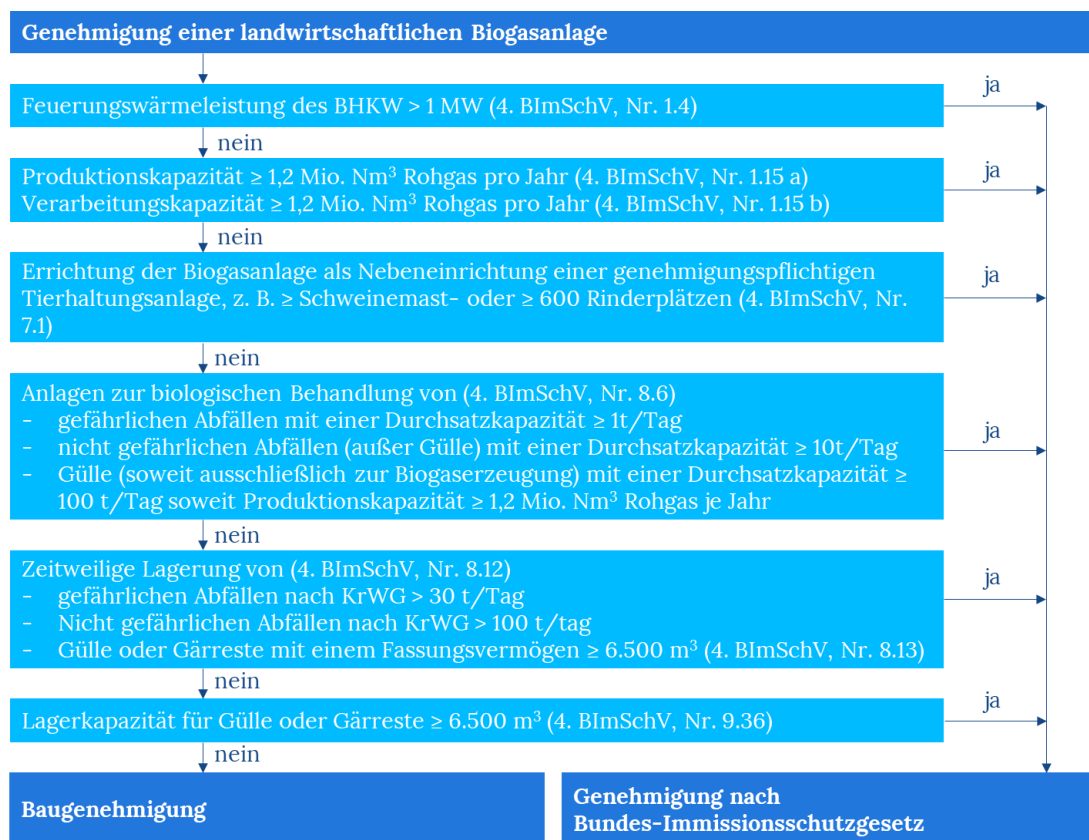
Insgesamt seien außerdem die vorgesehenen Ausschreibungsvolumina nach § 28b EEG 2021 von 600 MW/a (Biomasse) und 150 MW/a (Biomethananlagen) nicht ausreichend, um die angestrebte Stromerzeugung von 42 TWh nach dem Klimaschutzplan 2030 zu erreichen [Biogasrat 2020]. Die Potenzialanalyse dieser Studie kommt hingegen zu dem Ergebnis (Tabelle 4-8), dass der Zubau an installierter Leistung von Anlagen zur Produktion biogener Gase in der IRMD im Durchschnitt um 9,3 MW (Szenario 1) bzw. 13,3 MW (Szenario 2) im Jahr zunehmen wird. Damit würden ein bis zwei Prozent des aktuellen jährlichen Ausschreibungsvolumina für biogene Anlagen der Bundesrepublik (750 MW) auf die IRMD entfallen. Im Vergleich hierzu beträgt die gesamte installierte Leistung von Biogasanlagen in Deutschland im Jahr 2019 etwa 5.000 MW [Fachverband Biogas 2019], von denen 3,5 % (173 MW) in der IRMD liegen. Die IRMD würde demnach zukünftig einen geringeren Anteil des Ausschreibungsvolumina benötigen, als ihr bei Extrapolation des Status Quo zufallen würde.

Mit Blick auf das bisherige EEG 2017 wurden durch das UBA im Jahr 2019 gerade für Biogas aus Abfällen bzw. Gülle wichtige Hemmnisse beschrieben, u. a. aufwendige Vorleistungen und Genehmigungen, lange Planungszeiträume für kommunale Entscheidungsträger oder nur einmalige jährliche Ausschreibungen im Herbst [DBFZ et al. 2019]. Gleichzeitig kritisieren Biogasverbände eine fehlende Anschlussregelung für Güllekleinanlagen,

wodurch etwa 1.200 Biogasanlagen mit < 150 kW<sub>el</sub> Leistung aufgrund fehlender EEG-Förderung nicht wirtschaftlich weiterbetrieben werden könnten [FNR 2021].

### Genehmigungsrechtliche Hemmnisse

Die Genehmigung für Biogasanlagen zur Erzeugung biogener Gase erfolgt in der Regel nach dem BImSchG (§ 13), wenn die Anlage unter die 4. BImSchV unter den Voraussetzungen nach Abbildung 7-1 fällt. Ist dies nicht der Fall erfolgt die Genehmigung nach dem landeseigenen Baurecht. Unter bestimmten Voraussetzungen kann es sich dabei um ein privilegiertes Vorhaben handeln. Darüber hinaus sind die Vorschriften des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG), der TA Luft, Lärm und Abfall einzuhalten.



**Abbildung 7-1: Genehmigung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage [Eigene Darstellung nach FNR 2021]**

Für Biogasanlagen zur Erzeugung von Biogas aus Abfällen und Gülle sind besondere genehmigungsrechtliche Vorschriften mit höheren Ansprüchen zu beachten. Neben den oben genannten Verordnungen sind das die Düngeverordnung (DüV), die Bioabfallverordnung (BioAffV), die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV), die Störfall Verordnung (StöV) sowie Richtlinien des RAL-Gütezeichens für Kompost [DBFZ et al. 2020].

Für Bestandsanlagen ist im Einzelfall zu prüfen, ob eine neue oder geänderte Genehmigung erforderlich ist. Hierbei können sich insbesondere Vorgaben zu Emissionswerten (TA Luft, TA Lärm) oder für die Lagerdauer von Substraten als Hemmnis erweisen [DBFZ et al. 2020].

Insgesamt ist daher zu kritisieren, dass eine Vielzahl an Vorschriften und Regularien den Genehmigungsprozess erschweren und intransparent gestalten. Gerade für Anlagen mit Abfällen und Gülle als Rohstoff, stehen die genehmigungsrechtlichen Hürden zusammen mit der teils fehlenden Wirtschaftlichkeit im Fokus der Kritik. So werden in einer Umfrage zu regulatorischen Hemmnissen unter Tierhaltern ohne Biogasanlage mehrheitlich rechtliche und wirtschaftliche Hürden aufgeführt. Besonders das Baurecht (dazu gehören die Vorschriften des BImSchG), die AwSV, die DüV und das EEG stehen in der Kritik [DBFZ 2019]. Weitere Kritikpunkte beziehen sich etwa auf die Abschaffung des sog. „Double Counting“, dem Wegfall der Steuerbefreiungen für Biomethan als Kraftstoff oder auch mit der Novellierung der TA Luft in Zusammenhang stehende Mehraufwendungen auf Betreiberseite.

Zudem wird kritisiert, dass im Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) die Definition „hochwertige Verwertung“ unklar ist und somit keine Rechtssicherheit bietet. Außerdem kann die dort definierte Nutzungshierarchie nachteilig sein, da Vergärung mit stofflicher Verwertung tiefer in der Hierarchie eingeordnet werden könnte als reine Kompostierung [DBFZ et al. 2019].

**Tabelle 7-4: Externe Einflussfaktoren bzw. Hemmnisse für den stärkeren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung**

Nr.	Hemmnis	Empfehlung	Handlungsträger
1	Einschränkungen für biogene Gase / Biomethan	Vorgaben zu THG-Emissionsreduktion und strenge Nachhaltigkeitskriterien sollten nicht zum Verhinderungskriterium werden	Bund, EU
2	Regulatorische Hemmnisse für biogene Gase	Südquote (§39k EEG) bzw. regionale Vorgaben für Biomethananlagen sollte abgeschafft werden Einsatzstoffbegrenzung (§39i EEG 2021) überarbeiten	Bund
3	Genehmigungsrechtliche Hemmnisse	Vereinfachte Genehmigungsverfahren und reduzierte Zahl an Verordnungen und Vorschriften sowie klare Begriffsdefinitionen	Bund, Länder
4	Fehlende Förderung und Innovation	Stärkere Förderung innovativer Einsatzstoffe (Algen, Pilze, etc.), siehe auch Förderprogramme in Kapitel 2.3.3	Bund, EU, Länder

### 7.2.3 Erneuerbare Stromerzeugung

Der für den Umbau des Energiesystems erforderliche signifikante Aufbau von H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten setzt einen starken Anstieg des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion innerhalb und außerhalb der IRMD voraus. Die entsprechenden Größenordnungen sind im Rahmen der Potenzialanalyse beschrieben (siehe Kapitel 4.5). Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass laut EEG die Voraussetzung für eine Befreiung des erneuerbaren Stromeinsatzes für die H<sub>2</sub>-Produktion von der EEG-Umlage ist, dass die EE-Anlagen keine finanzielle Förderung (etwa durch das EEG) erhalten haben. Auch ist hinsichtlich der europäischen Weiterentwicklung des Regelwerks eine zunehmende Bedeutung der Aspekte Zusätzlichkeit sowie ggfs. zeitliche und regionale Korrelation von EE-Produktion und H<sub>2</sub>-Erzeugung zu erwarten (siehe Kapitel 7.2.1).

#### Allgemeine Rahmenbedingungen für erneuerbare Stromerzeugung

Bisher stellte das EEG den wesentlichen Rahmen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Hierin wurden unter anderem die jährlichen Ausbauziele für Wind- und PV-Anlagen, aber auch die Entwicklung der festen Einspeisevergütung definiert. Dabei werden insbesondere die bisherigen Ausbauziele bzw. -pfade für erneuerbare Stromproduktion als unzureichend kritisiert, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreichen zu können [Erneuerbare Energien 2021]. Der mit dem EEG 2021 ins Leben gerufene Bund-Länder-Kooperationsausschuss hat das Ziel, durch regelmäßiges Monitoring den Ausbau erneuerbarer Energien etwa bei Onshore-WEA zu begleiten. Die festgelegte „endogene Mengensteuerung“ könnte sich dabei als Hemmnis erweisen, etwa wenn sie zu einer Reduktion der tatsächlichen Ausschreibungsmenge und folglich zu einer künstlichen Verknappung des Marktvolumens führt (siehe [Erneuerbare Energien 2021]). Für PV-Anlagen galt die bisherige Deckelung der ausgeschriebenen Leistung bei 52 GW als größtes Hindernis. Im EEG 2021 wurde dieser Deckel nun gestrichen. PV-Freiflächenanlagen werden nur dann zur Förderung zugelassen, wenn es sich um versiegelte Flächen, Gewerbe und Industriegebiete, Konversionsflächen oder Flächen an Autobahnen und Schienenwegen (EEG §37) oder um benachteiligte Flächen (EEG §37c) handelt.

Dementsprechend sind für PV-Freiflächenanlagen und andere EE-Anlagen, deren Strom zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden soll, in vielen Fällen Direktlieferverträge (etwa in Form von Power Purchase Agreements, PPAs) erforderlich [HTW 2020].

#### Genehmigungsrechtliche Hürden

Während genehmigungsrechtliche Hürden für PV-Anlagen im Allgemeinen – außer bei Freiflächen-PV-Anlagen – kein relevantes Ausbauehemnis darstellen, ist der Ausbau von WEA in Deutschland aufgrund einer Vielzahl von Klagen im Rahmen der Genehmigungsverfahren zum Erliegen gekommen. Für die IRMD ist dabei der Fokus auf Onshore-WEA zu legen.



WEA mit einer Gesamthöhe von über 50 m bedürfen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach § 4 BImSchG, Nr. 1.6.1 Anhang der 4. BImSchV. Wichtigste Voraussetzung für eine Genehmigung nach dem BImSchG ist, dass von der Anlage keine schädlichen Umweltwirkungen, sonstige Gefahren oder erhebliche Belästigung für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft ausgehen. Hierfür sind die Vorschriften in der TA Lärm von besonderer Bedeutung. Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von WEA richtet sich zumeist nach § 35 BauGB. Der Bau von Windkraftanlagen zählt nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB zu privilegierten Vorhaben. Auch hier ist eine Genehmigung nur zu erteilen, wenn von der WEA keine schädlichen Umweltwirkungen hervorgerufen werden. Auch dürfen keine anderen Belange des Naturschutzes, der Landschaftspflege sowie der natürlichen Eigenart der Landschaft und ihres Erholungswerts entgegenstehen oder das Ort- und Landschaftsbild verunstaltet werden.

Mittels der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) wird geprüft, ob die WEA die Sicherheitsabstände zur Wohnbebauung, zu Natur- und Wasserschutzgebieten, Naturparks, Verkehrswegen oder anderen Infrastrukturobjekten einhält und ob unterschiedlichste Gefahrenabwehr-Gesichtspunkte (z.B. Brandgefahr) eingehalten werden. Maßgeblich sind zudem die Vorschriften §§ 13–53 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG). Nachhaltige Auswirkungen sind zu vermeiden und unvermeidbare Auswirkungen zu kompensieren (§ 15 BNatSchG). Über das Raumordnungsverfahren wird festgestellt, ob die Planung oder Maßnahmen mit den Erfordernissen der Raumordnung oder anderen raumbedeutsamen Maßnahmen kompatibel ist. Windenergievorranggebiete sind regelmäßig über eine UVP auf ihre Eignung zu prüfen. Darüber hinaus existieren Baubeschränkungen in der Nähe von Flugplätzen nach § 12 LuftVG, die luftverkehrsrechtliche Genehmigung ab einer Höhe von mehr als 100 m festlegen (§ 14 LuftVG). Im Bundesfernstraßengesetz (FStrG) werden überdies Mindestabstände zu Bundesstraßen festgelegt. In Sachsen werden die Abstände von WEA zu Wohngebieten durch die regionalen Planungsgemeinschaften nach dem Landesplanungsgesetz im Individualfall geregelt. In Sachsen-Anhalt berechnet sich der Mindestabstand nach der § 6 Abs. 8 Satz 1 BauO LSA. Artenschutz- und naturschutzrechtliche Besonderheiten werden im Leitfaden Artenschutz an WKA Sachsen-Anhalt geregelt. Thüringen legt die Abstände zu Wohngebieten im „Windenergieerlass“ fest [WD 2019].

Die wesentlichen Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie liegen im Planungsrecht und Genehmigungsrecht. Nicht nur der Abstand zur Wohnbebauung stellt einen zentralen Hinderungsgrund dar, sondern auch Konflikte mit dem Wetterradar, der Flugsicherung und dem Artenschutz. Der Artenschutz ist einer der häufigsten Klagegründe [FA Wind 2018, FA Wind 2019]. Die Flächenverfügbarkeit wird durch pauschale Abstandsregeln und Regelungen der Flugsicherung stark gehemmt. Diese sollten angepasst werden, um den Ausbau der Windenergie nicht auszubremsen. Um die Komplexität der Genehmigungsverfahren insbesondere im Naturschutzrecht zu vereinfachen, können Online-Artenschutzportale und standardisierte Vorgaben die genehmigungsrechtlichen Hürden mindern. Auch eine Verkürzung des Instanzenzugs bei Klagen gegen WEA oder ein effizienteres Klagerecht sowie verkürzte Klagebegründungsfristen nach dem Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz (UmwRG) können zu verkürzten Genehmigungsverfahren beitragen

[BDEW 2019]. Tabelle 1-5 fasst die regulatorischen Hemmnisse für die erneuerbare Stromversorgung zusammen.

Auch der stockende Ausbau der Stromnetze stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Diese sind mit Blick auf Grüne Gase jedoch nur bedingt als Hemmnis einzustufen, da diese durch die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur sogar den Druck auf den Netzausbau reduzieren können.

**Tabelle 7-5: Hemmnisse für den stärkeren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung**

Nr.	Hemmnis	Empfehlung	Handlungsträger
1	Endogene Mengensteuerung / Ausbaudeckel	Abbau des Ausbaudeckels	Bund
2	Langwierige Genehmigungsverfahren	Genehmigungsanspruch nach zwei Jahren bei der Prüfungsbehörde Verkürzter Instanzenzug	Bund, Länder, Genehmigungsbehörden
3	Widerstand der Bevölkerung gegen Ausbau der erneuerbaren Energien	Fehlende regulatorische Ansätze für eine Gewinnbeteiligung der Anwohner (Leittragenden) an den Gewinnen der regionalen EE-Anlagen	Länder, Windparkbetreiber
	Flächenrestriktionen	Pauschale Abstandsregeln entschärfen Abwägung zwischen Klima- und Naturschutz ggfs. neu zu justieren	Bund, Länder

### 7.3 Handlungsempfehlungen

Basierend auf der Ausgangssituation der IRMD (Kapitel 7.1) und den allgemeinen politischen und regulatorischen Hemmnissen (Kapitel 7.2) werden im Folgenden konkrete Handlungsempfehlungen für die Akteursgruppen der IRMD (z. B. Landkreise, Städte, kommunale und private Unternehmen sowie Forschungseinrichtungen) formuliert. Ziel ist die Identifizierung möglicher Handlungsfelder und die Empfehlung geeigneter Maßnahmen, um die im Rahmen dieser Studie aufgezeigten Potenziale für Grüne Gase in der IRMD heben zu können und einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Neuausrichtung im Rahmen des Strukturwandelprozesses zu erreichen. Die Empfehlungen werden jeweils gestützt durch beispielhaft ausgewählte regionale Projekte und Initiativen.<sup>105</sup>

Im Allgemeinen unterstützen die im Rahmen der Potenzialanalyse in den Kapiteln 3-5 durchgeführten Arbeiten eine Schwerpunktsetzung der regionalen Aktivitäten. So

<sup>105</sup> Eine relevante Auswahl an regionalen Projekten und Initiativen im Bereich Wasserstoff wurde im Rahmen des 1. Mitteldeutschen Wasserstoffkongresses am 2. November 2021 in Leuna vorgestellt. Weitere Informationen verfügbar unter:

<https://www.mitteldeutschland.com/de/wasserstoffregion/>.

belaufen sich die ermittelten Wertschöpfungspotenziale der IRMD durch Grüne Gase im Jahre 2040 insgesamt auf bis zu 1,2 Mrd. € und über 10.000 Beschäftigte (siehe Kapitel 5, Szenario 2). Die Detailanalyse zeigt jedoch, dass der Anteil von grünem Wasserstoff bei knapp 88 % liegt, während biogene Gase lediglich 12 % beitragen. Eine Fokussierung auf das Themenfeld Wasserstoff scheint auch vor dem Hintergrund der existierenden regionalen Aktivitäten sinnvoll.

Unter Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungskette werden folgende **sechs Handlungsfelder**<sup>106</sup> vorgeschlagen, auf die anschließend näher eingegangen wird:

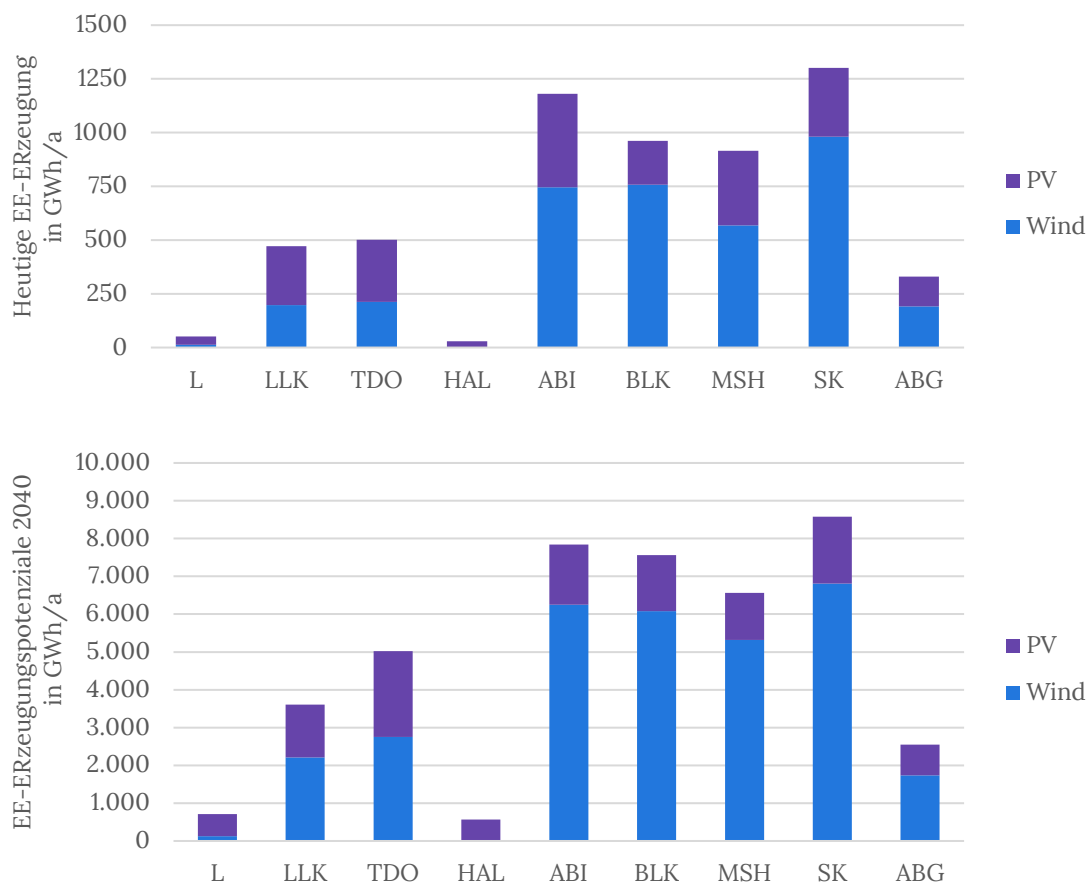
- A) **Substanzieller Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien** als Grundvoraussetzung für den Ausbau der heimischen Produktion von grünem Wasserstoff.
- B) **Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Grüne Gase** durch die Ermöglichung und Umsetzung regionaler (Förder-)Projekte.
- C) **Erweiterung der regionalen H<sub>2</sub>-Infrastruktur**, ausgehend von den bestehenden H<sub>2</sub>-Leitungen im Mitteldeutschen Chemiedreieck.
- D) **Unterstützung des Einsatzes Grüner Gase in den unterschiedlichen Anwendungssektoren**, getrieben durch kommunale Beschaffung sowie regionale „Leuchtturm“-Projekte.
- E) **Gezielte Aufklärung, Öffentlichkeitsarbeit und Weiterbildungsmaßnahmen**, um die Gesellschaft für die erforderlichen Veränderungen zu sensibleren und frühzeitig in Entscheidungsprozesse einzubinden.
- F) **Vernetzung der regionalen Akteure**, unter anderem durch die Errichtung eines bundesländer-übergreifenden Kompetenzzentrums für spezielle Themen aus dem Bereich Grüner Gase (siehe Kapitel 6).

### 7.3.1 Handlungsfeld A: Substanzieller Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Die Produktion großer Mengen grünen Wasserstoffs setzt einen signifikanten Anstieg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien voraus. Nach den Ergebnissen der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 4.5) würde dies einen Anstieg von heute rund 5,7 TWh Stromproduktion aus Wind und PV auf knapp 43 TWh bis zum Jahr 2040 erfordern (siehe Abbildung 7-2 auf Basis von Tabelle 3-2, Tabelle 3-3 und Materialband A 3.5 Tabelle A-3-35 bis A-3-37). Auf diese Weise könnte im Zieljahr ein Großteil des Bedarfs an grünem Wasserstoff tatsächlich in der Region produziert und die damit verbundenen regionalen Wertschöpfungspotenziale genutzt werden.

---

<sup>106</sup> Hinweis: Bezugnehmend auf Kapitel 7.2 sei erneut festgestellt, dass wesentliche Stellschrauben für einen Markthochlauf Grüner Gase in der Regulatorik zu finden sind, welche wiederum nur eingeschränkt durch regionale Akteure der IRMD beeinflusst werden können.



**Abbildung 7-2: Heutige Stromerzeugung aus WEA und PV (oben) und EE-Erzeugungspotenzial im Jahr 2040 in Szenario 2<sup>107</sup> (unten)**

Die Flächenbereitstellung ist die wesentliche Voraussetzung, um diese Ausbauziele zu erreichen. Dazu gehören folgende Teilaspekte:

**Empfehlung 1: Ausreichende Ausbaugelände und verringerte Flächenrestriktionen für EE-Anlagen in der Raumplanung vorsehen**

Die Bestandsanalyse in Kapitel 3.5 (v.a. Abbildung 3-38) zeigt einen großen Unterschied der heute installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zwischen den Bundesländern insbesondere mit Blick auf den Windenergieausbau. Zunächst ist daher die bestehende Regionalplanung zu prüfen. Diese könnte durch neue bzw. zusätzliche Vorrang- und Eignungsgebiete den Ausbau der Windenergie entscheidend begünstigen, ebenso wie die Freigabe von Landschafts- bzw. Wasserschutzgebieten (Kategorie 2) für WEA und PV-Anlagen. Eine weitere Maßnahme zur Reduktion der

<sup>107</sup> Kürzel: L – Stadt Leipzig; LLK – Landkreis Leipzig; TDO – Landkreis Nordsachsen (Torgau, Delitzsch, Oschatz); HAL – Stadt Halle (Saale); ABI – Landkreis Anhalt-Bitterfeld; BLK – Burgenlandkreis; MSH – Landkreis Mansfeld-Südharz; SK – Saalekreis; ABG – Landkreis Altenburger Land

Flächenkonkurrenz ist die Installation von PV-Anlagen auf ansonsten landwirtschaftlich genutzten Flächen.

Im Jahr 2019 waren in der IRMD 204 WEA mit knapp 270 MW in Betrieb. Seit 2010 sind lediglich 32 neue Anlagen in Betrieb genommen wurden [RPV Leipzig-West Sachsen 2021]. Das bisher geltende Ziel der Sächsischen Staatsregierung aus dem Jahr 2013 sieht vor, die Stromerzeugung aus Windenergie auf 2.200 GWh/a zu steigern, davon anteilig auf 474 GWh/a für den Planungsverband Leipzig-West Sachsen [SMUL 2021]. Zwar legt der Regionalplan Leipzig-West Sachsen aus dem Jahr 2021 insgesamt 16 Vorrang- und Eignungsgebiete zur Nutzung der Windenergie (1.243 ha bzw. 0,31% der Regionsfläche<sup>108</sup>) fest und übersteigt damit den regionalen Mindestenergieertrag um 18 %. Jedoch sind diese Flächen im Vergleich zu den erforderlichen Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Bedarfes von rund 5.000 GWh<sup>109</sup> bis zum Jahr 2040 nicht ausreichend. Eine Überarbeitung der Energie- und Klimaprogramme und damit auch der Regionalpläne vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaschutzziele scheint erforderlich. Auch der aktuelle Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP sieht hierbei eine Ausweisung von 2 % der Regionsfläche für die erneuerbare Stromerzeugung aus Wind vor [SPD et al. 2021].

Um die regional sehr unterschiedlichen Erzeugungspotenzialen zu berücksichtigen, könnte eine abgestimmte Raumplanung zwischen den Gebietskörperschaften der IRMD sinnvoll sein. Dadurch können sich die Gebietskörperschaften gegenseitig ergänzen und schneller und effizienter die notwendige Versechsfachung der Erzeugungskapazitäten bis 2040 erreichen.

## **Empfehlung 2: Umnutzung der durch den Strukturwandel freigegebenen Flächen aus Bergbau und Energiewirtschaft**

Tagebaue und Kraftwerksstandorte sind in der Regel nach Bergrecht genehmigt. Für andere Nutzungen stehen sie erst nach Umsetzung der Abschlussbetriebspläne zur Verfügung. Das gilt auch für Begehungsrechte, z. B. für Untergrunduntersuchungen oder Vermessungsarbeiten. Soweit die Braunkohleunternehmen die Flächen nicht selbst einer anderen Nutzung zuführen möchten, muss ein Betretungs- und Vorplanungsrecht Dritter bereits während des laufenden Betriebs im Bergrecht verankert werden. Außerdem sollten alle bereits festgeschriebenen oder angedachten Nachnutzungen auf Wunsch der Belegenheitsgemeinden, Landkreise oder Landesregierung daraufhin überprüft werden, ob nicht andere Nutzungen im öffentlichen Interesse priorisiert werden können. Auf diese Weise könnten frühzeitig sehr große Flächen für die Erzeugung von erneuerbaren Energien und Grünen Gasen gesichert werden. Bei der Wahl geeigneter Standorte für die Produktion von erneuerbarem Strom sowie der Anbindung an Elektrolyseure sollten Synergien mit der bestehenden

<sup>108</sup> Nach Abzug der harten und weichen Tabutonen ergaben sich zunächst 364 Potenzialflächen mit einem Umgriff von 7.154 ha (1,8% der Regionsfläche).

<sup>109</sup> Gilt für die drei sächsischen Gebietskörperschaften der IRMD, siehe Abbildung 7-2.

Stromnetzinfrastruktur genutzt werden, um insbesondere auch neue Genehmigungsverfahren zu vermeiden.

Auch bereits rekultivierte Flächen können für diesen Zweck erneut geprüft werden. Ein regionales Beispiel ist Energiepark Witznitz im Landkreis Leipzig. Der Solarpark zeigt wie sich erneuerbare Energien in eine bereits entstandene Seen- und Tourismuslandschaft einbinden lassen. In dem Vorhaben ist eine installierte Leistung von 605 MW auf einer Fläche von rund 500 ha auf dem Gelände des ehemaligen Tagebaus Witznitz II geplant [MoveOn Energy 2021]. Bei vollständiger Umsetzung stellt das Projekt den bisher größten Solarpark Deutschlands dar. Mangelnde Bodenqualität machen diese Gegend für landwirtschaftliche Betriebe uninteressant (siehe Empfehlung 1). Gleichzeitig kann das Projekt die vorhandene Stromnetzinfrastruktur um das Kraftwerk Lippendorf nutzen. Auch der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlage und die Anbindung an das Industriegebiet Böhlen-Lippendorf mit dessen Verbindung zum Mitteldeutschen Wasserstoffnetz wird angestrebt [Neukieritzsch 2021].

Eine vergleichbare Flächenentwicklung wäre auch beim in Sachsen-Anhalt (Burgenlandkreis) und Sachsen (LK Leipzig) gelegenen Tagebau Profen (MIBRAG) möglich. Planungen sollten dazu zeitnah aufgenommen werden, auch mit Blick auf die möglichen Auswirkungen eines vorgezogenen Kohleausstiegs vor 2038.<sup>110</sup> Die Betreibergesellschaft MIBRAG hat mit dem Projekt "EMIR – Erneuerung MIBRAG im Revier" die eigene Transformation weg von der Braunkohle eingeläutet und sieht sich damit als expliziter Innovationstreiber in der Region. Ziel ist es, zukünftig regionale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien sowie dem Aufbau einer eigenen H<sub>2</sub>-Produktion, Methanolsynthese sowie der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe zu ermöglichen [MIBRAG 2021].

### **Empfehlung 3: Regionale Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen und Anlagen zur Erzeugung Grüner Gase beschleunigen**

Genehmigungsverfahren sollten grundsätzlich innerhalb von zwei Jahren geprüft und entschieden werden. Auch die unter bestimmten Voraussetzungen mögliche Verkürzung des Instanzenzugs sollte eingeführt werden, um potenzielle jahrelange Verzögerungen zu verhindern. Entsprechende Ansätze finden sich auch im Koalitionsvertrag der „Ampel“-Parteien auf Bundesebene, hinsichtlich des Zusammenführens ähnlicher Prüfungen, der Möglichkeit einer Öffnungsklausel sowie der Anwendung einer bundeseinheitlichen Bewertungsmethode bei der Artenschutzprüfung von Windenergievorhaben [SPD et al. 2021]. Auch regionale Genehmigungsbehörden sollten Möglichkeiten zur Beschleunigung der Verfahren erarbeiten bzw. Bundesvorgaben rasch umsetzen.

Das Thema zielt auch auf den Bau neuer Anlagen zur Erzeugung Grüner Gase ab, um einen raschen Hochlauf der Technologien zu ermöglichen. Ebenso wie für den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung gilt jedoch hierbei die enge Verknüpfung mit bundes-

<sup>110</sup> Das Kohleausstiegsgesetz sieht bisher für den Tagebau Profen das Jahr 2035 für den Ausstieg aus dem Kohleabbau vor.

und landesrechtlichen Vorgaben zu beachten (siehe Kapitel 7.2). Ziel sollte es sein, einen unbürokratischen Aufbau neuer Produktionskapazitäten auch außerhalb der bereits bestehenden Industrieanlagen durch die Genehmigungsbehörden zu ermöglichen

#### **Empfehlung 4: Stärkere Beteiligung von Standortgemeinden oder Bürgern bei neuen EE-Anlagen**

Das umfasst etwa die Begleitung, Koordination und Unterstützung von Aktivitäten und Initiativen zur Partizipation der Standortgemeinden oder Anwohner an neuen Anlagen zur erneuerbaren Stromproduktion. Die eueco GmbH hat dieses Thema in einem Leitfaden für Kommunen, Regionen und KlimaschutzmanagerInnen erarbeitet [eueco 2021]. Ziel dieses Ansatzes ist zum einen die frühzeitige und konstruktive Teilhabe am Planungsprozess, zum anderen wird die Beteiligung an den wirtschaftlichen Erträgen als ein wichtiger Hebel zur Steigerung der Akzeptanz beschrieben. Die *indirekte* Beteiligung der Bürger an Windparks und Freiflächenanlagen über die Gemeinden ist in §6 EEG 2021 angelegt.<sup>111</sup> Der Leitfaden zeigt auch unterschiedliche Varianten der *direkten* finanziellen Beteiligung.

Das regionale Vorhaben Energiepark Borna auf dem Gelände der ehemaligen Tagebaue Borna versucht in einem ganzheitlichen Ansatz die unterschiedlichen Akteure zusammenzubringen. Durch das Konzept der Agri-PV sollen auf einer Gesamtfläche von 520 ha eine Erzeugungsleistung von 600 MW<sub>el</sub> errichtet werden [Köhler-Damm & Wehnert 2021]. Die Stadt Borna profitiert neben den Gewerbesteuererinnahmen durch zusätzliche Einnahmen als Gesellschafter an den Städtischen Werken Borna, die die Betriebsführung der Anlagen übernehmen. Weitere Anteilseigner sollen die regionalen Agrargenossenschaften sowie die Leipziger Energiegesellschaft werden. Gleichzeitig soll die Bewirtschaftung der Flächen der bisher wenig ertragreichen Kippenböden durch die lokalen Landwirte fortgesetzt werden, etwa durch Anlegen, Pflege und Saatgutgewinnung von Blühwiesen. Langfristig ist überdies die Erweiterung des Energieparks durch industrielle Wasserstoffanwendungen angedacht.

### **7.3.2 Handlungsfeld B: Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Grüne Gase und insbesondere Wasserstoff**

Grüne Gase werden bis zum Jahr 2040 einen bedeutenden Anteil an der Energieversorgung der unterschiedlichen Sektoren übernehmen. Die Potenzialanalysen gehen für die IRMD von einer jährlichen (grünen) Wasserstoffproduktion von etwa 11 bis 22 TWh (entspricht etwa 2,8 bis 5,7 GW installierte Elektrolyseleistung) aus. Mit Blick auf die Ziele der THG-Neutralität bis 2045 erscheint sogar anschließend eine weitere Verdoppelung möglich. Verglichen mit den heutigen Produktionskapazitäten der chemischen Industrie

---

<sup>111</sup> Betreiber von EE-Anlagen dürfen zukünftig den Gemeinden in einem 2,5 km-Umkreis bis zu 0,2 ct./kWh als Beteiligung anbieten und sich dieses Geld von den Netzbetreibern zurückerstatten lassen.

für grauen Wasserstoff von etwa 6,9 TWh/a zeigt sich, dass der zukünftige Einsatz von grünem Wasserstoff auch weit über eine reine Substitution der bestehenden H<sub>2</sub>-Bereitstellung hinausgehen wird. Demgegenüber stehen deutlich geringere Produktionsmengen für biogene Gase. Die Ergebnisse zeigen, dass diese von derzeit etwa 1,2 TWh bis 2040 auf 4 bis 5 TWh/a ansteigen werden (siehe Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8). Zusätzlich ergab die Wertschöpfungsanalyse in Kapitel 5, dass im Jahr 2040 knapp 87,9 % der Bruttowertschöpfung sowie 88,5 % der Beschäftigung im Bereich Grüner Gase auf grünen Wasserstoff entfallen werden, was eine entsprechende Schwerpunktlegung rechtfertigt. Um diesen Aufbau der erforderlichen Produktionskapazitäten voranzutreiben, sollten insbesondere folgende Aspekte berücksichtigt werden.

### **Empfehlung 5: Gezielte Unterstützung und Förderung regionaler H<sub>2</sub>-Projekte, unter Berücksichtigung der KMU**

Wesentlicher Hebel für die regionalen Akteure bleiben Fördermöglichkeiten. In allen drei Bundesländern sind unternehmensorientierte Förderprogramme in hohem Maße auf Innovationen und Technologien ausgerichtet. Technologien zur Erzeugung und Anwendung Grüner Gase erfüllen diesen Anspruch. Zugleich bemühen sich die Bundesländer um einen hohen Grad an Themen- und Technologieoffenheit. Mithin konkurrieren Förderanträge im Bereich Grüne Gase auch mit anderen Branchen. Die generelle Strategie der beteiligten Bundesländer muss es sein, besonders jene Projekte bei der Realisierung zu unterstützen, die bislang bei bundes- oder europäischen Förderprogrammen nicht berücksichtigt wurden.

In der Region Mitteldeutschland existieren heute bereits eine Vielzahl an Projekten, zur Wasserstoffproduktion. Als Beispiele seien an dieser Stelle der Green Hydrogen Hub (siehe Kapitel 3.4.2.2), die 24 MW-Elektrolyseure in Leuna<sup>112</sup> oder der Energiepark Bad Lauchstädt [Energiepark Bad Lauchstädt 2021] zu nennen (siehe Kapitel 3.2.1.2.1). Auch die Erzeugung von grünem Methanol oder synthetischem Kerosin ist Bestandteil bereits existierender Projekte. Dazu gehören etwa „CarbonCycleMeOH“ im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen [BMBF 2021], „Grünes Methanol“ der Südzucker AG (Burgenlandkreis, siehe Kapitel 4.3.1.2) [Südzucker 2021] oder die Anlage zur Errichtung von E-Kerosin am Standort Böhlen-Lippendorf im Rahmen des „LHyVE“-Verbundprojektes [energy-saxony 2021]. Um die Material- und Herstellungskosten zu senken, forscht beispielsweise die Universität Halle-Wittenberg mit weiteren Partnern an Metall-Komposit-Materialien, um kostengünstige Bipolarplatten für PEM-Elektrolyseure zu ermöglichen.

Neben diesen geförderten industriellen Großprojekten in der Region, sollten in Zukunft auch verstärkt regionale Vorhaben von KMU für dezentrale Lösungen unterstützt werden. Grundsätzlich haben die Förderprogramme aller drei Länder vor allem KMU bzw. Verbundvorhaben mit KMU-Beteiligung im Fokus. Die spezifischen Details wie bspw. Förderquoten passen dabei aber nicht unbedingt mit den finanziellen

---

<sup>112</sup> Das Projekt wird durch Sachsen-Anhalt mit 15 Mio. € aus der GRW-Investitionsförderung unterstützt.



Möglichkeiten der KMU zusammen. Perspektivisch könnte die Anhebung der Förderquoten die Attraktivität der Programme für KMU weiter steigern. Auch der aktuelle Vorstoß der Europäischen Kommission unterstützt diese Weiterentwicklung der Förderpolitik. So wurden die Beihilferegelungen für IPCEI-Projekte dahingehend überarbeitet, dass insbesondere die Beteiligung von KMU an einem IPCEI-Projekt sowie deren Kooperation mit großen Unternehmen zukünftig stärker möglich sein soll [EC 2021]. Die entsprechenden Regelungen sollen ab dem Januar 2022 gelten.

Die IRMD verfügt über Infrastrukturen, um KMU Testmöglichkeiten im Forschungs- und Technikumsmaßstab zu ermöglichen. Das Hydrogen Hub Leuna, koordiniert durch die Fraunhofer Gesellschaft und in Kooperation einiger Forschungs- und Industriepartner, errichtet aktuell Testflächen für Elektrolyseure, um die Brücke zwischen Entwicklung und Umsetzung zu schließen [Fraunhofer IMWS 2021]. Am gleichen Standort entsteht mit dem BioEconomy Hub eine Skalierungsplattform für biotechnologische Verfahren. Start-ups und KMU sollen bei der Etablierung biobasierter Wertschöpfungsketten insbesondere durch Bereitstellung industrietauglicher Anlagen und des erforderlichen Produktionspersonals unterstützt werden [BioEconomy Cluster 2020].

Durch den Strukturwandel werden weitere Fördermittel für die IRMD bereitgestellt. Diese haben nach dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen grundsätzlich das Ziel, bei der Transformation „weg von der Kohle“ zu unterstützen und damit auch die Lebensqualität vor Ort zu stärken und moderne Infrastrukturen zu entwickeln. Die bereits aufgestellten Maßnahmen tangieren bzw. fördern auch das Thema Grüne Gase. Hier wären für die IRMD u. a. Folgende zu nennen:

- ▶ Errichtung eines Kompetenzzentrums Wärmewende (Standort voraussichtlich Halle (Saale))
- ▶ Erweiterung des Biomasseforschungszentrums Leipzig (Neubau eines Technikums)
- ▶ Ansiedlung eines neuen Großforschungsinstituts (noch laufender Wettbewerb).

Insgesamt ist es jedoch vor allem die lokale Industrie, die neue H<sub>2</sub>-Produktionskapazitäten schaffen muss. Die Investitionen stehen zwangsläufig in einem engen Zusammenhang mit notwendigen Infrastrukturmaßnahmen und der Entwicklung der Anwendermärkte, auf die in den folgenden Handlungsfeldern eingegangen wird.

### 7.3.3 Handlungsfeld C: Aufbau bzw. Ertüchtigung der erforderlichen Gasinfrastruktur

Die Gasinfrastruktur stellt das Schlüsselement einer kostengünstigen und flächendeckenden Bereitstellung Grüner Gase für die unterschiedlichen Anwendungsbereiche dar. Bereits heute existiert in der IRMD ein pipelinebasiertes Verbundnetz für Wasserstoff mit einer Gesamtlänge von über 150 km (siehe Kapitel 3.2.1.3). Perspektivisch kann das Bestandsnetz ein Ausgangspunkt zum Anschluss weiterer Verbraucher in der Region sein und überregional die IRMD mit anderen Regionen in Deutschland und im Ausland verbinden.

### Empfehlung 6: (Über-)regional abgestimmte Infrastrukturentwicklung

Zwar ist die Einspeisung von Wasserstoff bereits heute bis zu einem gewissen Prozentanteil möglich (siehe Kapitel 2.1.1.2), doch bedarf der großskalige H<sub>2</sub>-Transport dezidierter H<sub>2</sub>-Netze und -Speicher. Dabei muss ein strategisch abgestimmter Plan zwischen Netzbetreibern und Anwendern entwickelt werden, der die Versorgungssicherheit aller Kunden auch im Zuge der Netzumstellung in den kommenden Jahrzehnten gewährleisten kann. Gerade der Aufbau regionaler H<sub>2</sub>-Netze, die schrittweise über ein flächendeckendes H<sub>2</sub>-Transportnetz miteinander verbunden werden, stellt dafür ein geeignetes Vorgehen dar (siehe auch Pläne der Netzbetreiber in Abbildung 2-11). Die Importbedarf großer Mengen Grüner Gase und insbesondere Wasserstoff wird in den kommenden Jahren zunehmen, gerade vor dem Hintergrund fehlender regionaler Erzeugungskapazitäten (siehe Kapitel 7.3.1). Die Entscheidungsträger sollten vor Ort den Aufbau und die Umrüstung der Transport- und Verteilnetzinfrasturktur für Wasserstoff vorantreiben. Hierzu zählt auch die Schaffung von Quartierslösungen und Inselnetzen, letztere zunächst für Wasserstoff, und – nach vollständiger Umwidmung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff – langfristig auch für Biogas. Neben Leitungen ist auch der bedarfsgerechte Ausbau der Betankungsinfrastruktur sowohl für schwere Nutzfahrzeuge und Lkw als auch für Pkw zu berücksichtigen.

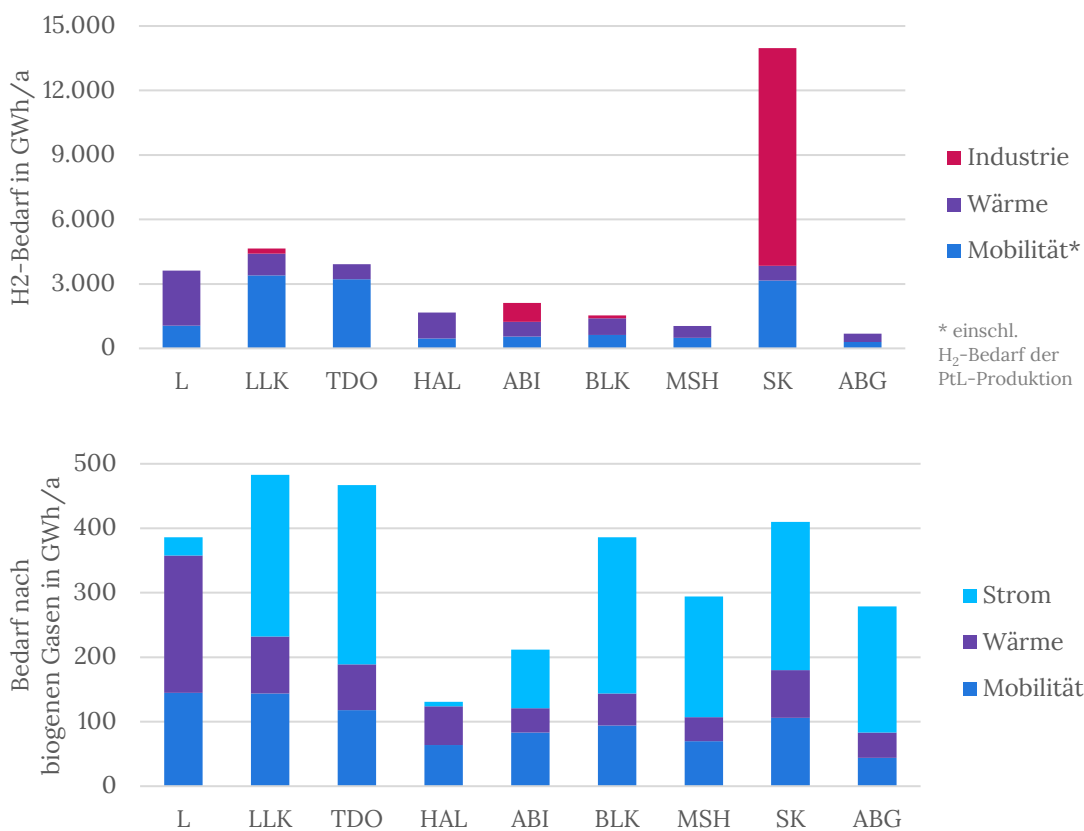
Erste Entwicklungen dazu finden sich durch Gründung der Steuerungsgruppe H<sub>2</sub>-Pipeline durch die EMD und den HYPOS e.V. Gremien dieser Art tragen zum abgestimmten Vorgehen aller Beteiligten bei und schaffen Transparenz unter den Marktteilnehmern. Aus der Gruppe heraus ist das Vorhaben Wasserstoffnetz Mitteldeutschland entstanden, das in einer Machbarkeitsstudie die Erweiterung des Wasserstoffnetzes in der Region unter Berücksichtigung der Gasnachfrage und Erzeugungspotenziale sowie möglicher Trassenverläufe untersucht und daraus Handlungsempfehlungen für den „bedarfsorientierten und schrittweisen Aufbau eines Wasserstoffnetzes“ ableiten soll [DBI 2021].

Im Vordergrund zukünftiger Planungen sollte insbesondere auch der Anschluss weiterer Industriezentren (H<sub>2</sub>-Erzeuger und -Verbraucher) an die bestehende H<sub>2</sub>-Leitung in Mitteldeutschland sowie an ein zukünftiges paneuropäisches Transportnetz für Wasserstoff (etwa European Hydrogen Backbone, siehe Kapitel 2.1.3.2) sein. Wegbereiter hierfür sind auch die überregionalen bzw. regionalen IPCEI-Projekte „doing hydrogen“ für die Errichtung bzw. Umwidmung einer H<sub>2</sub>-Transportleitung zwischen der Ostsee und Mitteldeutschland sowie „LHyVE“ (Leipzig Hydrogen Value chain for Europe) zur Errichtung einer regionalen H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette um Leipzig einschließlich Infrastruktur (siehe Kapitel 3.2.1.2.1). Im regionalen Kontext prüfen etwa die Unternehmen Infra-Zeit, Südzucker und MIBRAG, koordiniert im Netzwerk H<sub>2</sub>-Hub-BLK, inwieweit die Erweiterung der H<sub>2</sub>-Leitung nach Zeitz und den MIBRAG-Standort Deuben realisierbar erscheint [Südzucker 2021b]. Dabei gilt es auch von Seiten des Gesetzgebers, kurzfristig einen nicht-diskriminierenden Zugang zu

bestehenden (industriellen) H<sub>2</sub>-Netzen zu ermöglichen und mittelfristig die Regulierung dieser Netze zu überarbeiten (siehe Kapitel 7.2.1).

### 7.3.4 Handlungsfeld D: Einführung neuer Technologien in den Anwendungssektoren

Grüne Gase werden im zukünftigen Energiesystem ein wesentlicher Baustein zur sektorenübergreifenden Reduktion der THG-Emissionen sein. In der Potenzialanalyse in Kapitel 4 wurden die künftigen Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff und biogene Gase beschrieben. Abbildung 7-3 stellt den ermittelten Bedarf für die einzelnen Gebietskörperschaften auf Basis von Tabelle 4-17 und Tabelle 4-18 nach Sektoren zusammen.



**Abbildung 7-3: Ermittelter Bedarf für Wasserstoff (oben) und biogene Gase (unten) in Szenario 2 im Jahr 2040 nach Sektoren und Landkreisen<sup>113</sup>**

Dabei liegt der Schwerpunkt für den H<sub>2</sub>-Einsatz auf den Sektoren Industrie (insbesondere bestehende Industriezentren im Saalekreis), Wärme und Mobilität. Während biogene Gase außerdem zu einem nicht unerheblichen Teil in der Stromerzeugung eingesetzt werden, wird das Thema der Rückverstromung auch für Wasserstoff in Zukunft in einem

<sup>113</sup> Kürzel: L – Stadt Leipzig; LLK – Landkreis Leipzig; TDO – Landkreis Nordsachsen (Torgau, Delitzsch, Oschatz); HAL – Stadt Halle (Saale); ABI – Landkreis Anhalt-Bitterfeld; BLK – Burgenlandkreis; MSH – Landkreis Mansfeld-Südharz; SK – Saalekreis; ABG – Landkreis Altenburger Land

von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem an Bedeutung gewinnen. Die tatsächliche Rolle hängt dabei stark vom Fortschritt des Stromnetzausbaus ab. Es ist davon auszugehen, dass der eingesetzte Wasserstoff nicht in der Region produziert, sondern über umgerüstete Gasleitungen importiert wird. Entsprechend wird die mit der Rückverstromung verbundene regionale Wertschöpfung als gering eingestuft, weshalb dieser Sektor in den Analysen in dieser Studie nicht näher betrachtet wurde.

Die **chemische Industrie** ist innerhalb der IRMD bereits heute der größte Bedarfsträger für Wasserstoff. Im Rahmen der Bestandsanalyse in Kapitel 3.2.1.4 wurde ein H<sub>2</sub>-Bedarf von etwa 9,4 TWh ermittelt. Schwerpunkt der bisherigen industriellen Nutzung ist der Saalekreis. Eine Substitution des heute vorwiegend durch Dampfreformierung erzeugten Wasserstoffs durch grünen Wasserstoff ist unabhängig von der Anwendung in vielen Fällen problemlos möglich. Ausnahme bilden Industriekomplexe mit eng verknüpften Prozessschritten (etwa Wärmekopplung oder H<sub>2</sub>-Produktion als Nebenprodukt). Neue Anwendungsbereiche für Wasserstoff werden etwa für die Stahl- und Zementindustrie diskutiert [en:former 2019]. Die IRMD bietet in diesen Branchen jedoch nur geringe Möglichkeiten. Beispiele für weitere innovative Nutzungspfade in der Region werden in Kapitel 3.3.4 aufgeführt, darunter der Einsatz in der Chemie- oder Glasindustrie sowie als Prozesswärme. Im ambitionierten Szenario wurde für 2040 ein Bedarf für grünen Wasserstoff in der Industrie von 11,4 TWh/a<sup>114</sup> ermittelt (Tabelle 4-17). Biogene Gase werden dagegen in industriellen Anwendungen höchstens bei der Substitution von Erdgas erforderlich.

Der **Wärmesektor** bietet bereits kurzfristig ein hohes Potenzial für den Einsatz von Grünen Gasen. Speziell Biomethan dient als direktes Erdgassubstitut der raschen Emissionsminderung bestehender Gasanwendungen ohne aufwendigen Umrüstungsbedarf. Laut der Bestandsanalyse in Kapitel 3 werden innerhalb der IRMD etwa 286 GWh Biomethan zur Wärmeversorgung eingesetzt. Bis 2040 wird ein Anstieg auf 668 GWh/a prognostiziert (Tabelle 4-18). In den analysierten Szenarien zeigt sich aber auch für Wasserstoff ein großes Einsatzpotenzial, das im Jahr 2040 bei Zentralheizungen etwa 4,8 bis 6,1 TWh/a und in der Fernwärme bis zu 2,1 bis 2,5 TWh/a erreichen könnte (Tabelle 4-17).<sup>115</sup> Damit läge der potenzielle Anteil von Wasserstoff in der zukünftigen Gasversorgung bei bis zu 80 %. Beide Anwendungen setzen jedoch die nahezu vollständige Umwidmung der bestehenden Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff voraus (siehe Kapitel 7.3.3). Neben den daher zwingend erforderlichen Investitionen in den Infrastrukturausbau sollten die regionalen Akteure auch gezielt alternative Anwendungskonzepte fördern und sich damit auf eine künftige Netzumstellung vorbereiten.

Für die Abkehr von fossilen Energieträgern im **Verkehrssektor** sind eine Reihe unterschiedlicher Technologien in der Diskussion. Die Ergebnisse der Potenzialanalysen in Kapitel 4.3.3 zeigen, dass – auch mit Blick auf die Bestandsflotte – signifikante Anteile

<sup>114</sup> Einschließlich der Versorgung eines Teils der außerhalb der IRMD gelegenen H<sub>2</sub>-Bedarfsträger, etwa durch eine Erweiterung der H<sub>2</sub>-Leitung.

<sup>115</sup> Die landkreisscharfen Ergebnisse der Potenzialanalyse für den Wärmesektor finden sich im Materialband unter A 3.3.

des Energieverbrauchs nicht vor 2030 durch emissionsarme Alternativen ersetzt werden können. Dabei wird im ambitionierten Szenario der H<sub>2</sub>-Bedarf für Mobilitätsanwendungen im Jahr 2040 auf 13,2 TWh/a ansteigen, davon allein 6,2 TWh/a für die Produktion von PtL-Kraftstoffen (Tabelle 4-17). Die Potenziale für den Einsatz von Biomethan liegen mit 870 GWh/a deutlich darunter (Tabelle 4-18). Die Beschaffung neuer Fahrzeuge ist Grundvoraussetzung für die Transformation. Zwar werden gerade im Pkw- und leichten Nutzfahrzeugsegment batterieelektrische Fahrzeuge eine überwiegende Rolle einnehmen, doch werden Pkw im Jahr 2040 nur etwa 20-23 % des gesamten Energieverbrauchs des Mobilitätssektors ausmachen (siehe Kapitel 4.3.3.7). Doch werden auch Grüne Gase (Wasserstoff in Brennstoffzellen und Verbrennungsmotoren sowie Biomethan als CNG/LNG) oder synthetische Kraftstoffe (PtL-Kraftstoffe) in einigen Anwendungen ihre Vorteile ausspielen können.

Übergeordnet lassen sich drei Empfehlungen formulieren:

### **Empfehlung 7: Initiierung, Begleitung und Förderung modellhafter Anwendungen mit markanter öffentlicher Wirkung in den unterschiedlichen Sektoren**

Zur industriellen Nutzung von grünem Wasserstoff sind großtechnische Elektrolysekapazitäten im Multi-MW bis GW-Bereich (siehe Kapitel 7.3.2) und neue Mechanismen zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der durch grünen Wasserstoff hergestellten Endprodukte notwendig. Da sich letzteres insbesondere an die nationale und internationale Politik richtet, sollten regionale Akteure sich auf Pilotanwendungen und Leuchtturmprojekte zur Nutzung Grüner Gase im Industriesektor konzentrieren. Mit der 24 MW PEM-Elektrolyse in Leuna geht die Linde Gases Division GmbH den ersten Schritt zum Aufbau größerer Elektrolysesysteme. Zusätzliche Maßnahmen, die die Industrie beim Markthochlauf unterstützen, betreffen Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen von Fachkräften (siehe Kapitel 7.3.5).

Das „Grüne Werk“ der BMW Group in Leipzig zeigt, wie Industrieunternehmen Grüne Gase in den verschiedenen Unternehmensbereichen zur Reduktion der THG-Emissionen einsetzen können. Einsatzgebiete in den kommenden Jahren umfassen die Intralogistik unter Einsatz von Flurförderzeugen mit Brennstoffzellen, die Nutzung von Zweistoff- und H<sub>2</sub>-Brennern in der Lackiererei, die Nutzung von Biogas und Wasserstoff in der Wärmeversorgung des Werkes sowie die Einführung von Brennstoffzellen-Lkw in der Transportlogistik [BMW Group 2021]. Vergleichbare Ansätze im Bereich der Logistik wurde für den DHL HUB Leipzig kommuniziert, wo sich darüber hinaus Potenziale in der Nutzung für synthetische Kraftstoffe finden lassen [DHL 2021]. Aufgrund des großen Anwendungsbereiches ist mit H<sub>2</sub>-Bedarfen zu rechnen, die entsprechend große Elektrolysekapazitäten benötigen und wiederum Synergieeffekte hervorbringen.

Ein weiteres Beispiel ist der im Rahmen der Strukturwandel-Projekts IRMD geförderte Einsatz von Wasserstoff-Brennern in der Aluminiumproduktion [IRMD 2021]. Das Unternehmen HMT Höfer Metall Technik GmbH aus dem Landkreis Mansfeld-Südharz entwickelt in Hettstedt eine mit Wasserstoff angereicherte Brennertechnologie für

eigene Aluminiumschmelzöfen [SM-MSH 2021]. Durch den stufenweisen Ersatz von Erdgas werden in der ersten Phase etwa 20 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Konkrete Forschungsergebnisse sollen im Projektverlauf mit anderen industriellen Zentren der IRMD, welche Brenner im Einsatz haben, kommuniziert werden.

Die Unterstützung innovativer Pilotprojekte ist auch ein wesentlicher Hebel für den Aufbau einer emissionsarmen Wärmeversorgung. Ein Beispiel bietet die Ertüchtigung bestehender Gaskraftwerke durch Gasturbinen, die sowohl mit Erdgas, Erdgas-Wasserstoff-Gemischen als auch reinem Wasserstoff betrieben werden können. Ein Leuchtturmprojekt ist das Heizkraftwerks Leipzig Süd, das nach seiner Inbetriebnahme Ende 2022 zunächst mit Erdgas langfristig aber mit Wasserstoff betrieben werden soll [Leipziger Stadtwerke 2021]. Während die Einbindung in das „LHyVe“-Projekt die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff sicherstellen soll, werden bereits beim Bau die erforderlichen Anpassungen für eine künftige Umstellung vorgenommen. Auch die Heizungsbranche arbeitet zudem intensiv an der Markteinführung einer neuen Generation an Gasbrennern, die ebenfalls eine unkomplizierte Umstellung der Gasversorgung der privaten Haushalte auf Wasserstoff erlauben sollen.

Die Förderung dieser Pilotprojekte in der Anwendung zeigen plastisch welche Vorteile und Potenziale Grüner Gase für Unternehmen haben können. Für die IRMD ist es überaus wichtig diese Erkenntnisse in den Umlauf zu bringen, um erfolgreiche Transformationsprozesse in der Breite an unterschiedlichen Standorten anzuregen

### **Empfehlung 8: Zielgerichtete kommunale Wärmepläne mit Vorranggebieten für Fern- und Nahwärme**

Überdies sollten Kommunen etwa durch Vorranggebiete für Fern- und Nahwärme eine zielgerichtete kommunale Wärmeplanung vorantreiben. Mit Maßnahmen zur Reduzierung des Gebäudeenergiebedarfs bzw. zur Defossilisierung bislang eingesetzter Energieträger kann die noch weitgehend ungenügende Wärmewende angestoßen werden. Neben entsprechenden Einzelmaßnahmen an Gebäuden, wächst die Bedeutung einer Steuerung und Koordination auf kommunaler Ebene. Mit abgestimmten Plänen zur Umstellung der Gebäudeenergieversorgung wird die Umstellung beschleunigt, wobei trotzdem auf die individuellen Situationen in den einzelnen Planungsgebieten eingegangen werden kann. Zudem werden Investitionsrisiken der Kommunen bzw. der kommunalen Energieversorger gemindert. Zentralheizungen öffentlicher Liegenschaften können zukünftig mit Brennstoffzellen-BHKWs betrieben werden. Bestehende Kostennachteile können zum Teil durch Bundesförderungen ausgeglichen werden. Strategien und Maßnahmen für die Netzumstellungen können gemeinsam mit der Initiative „H<sub>2</sub>-vor-Ort“- und den ansässigen Kompetenzträgern der Branche entwickelt werden.

### **Empfehlung 9: Schaffung von Anwendermärkten durch öffentliche Beschaffung, insbesondere im Mobilitätssektor**

Kommunale Unternehmen können über die öffentliche Fahrzeugbeschaffung für den eigenen Fuhrpark (Pkw, Bus, Lkw, Schienenfahrzeuge) einen wichtigen Beitrag mit

Vorbildwirkung leisten. Zusätzlicher Druck wird auch durch die Vorgaben der *Clean Vehicle Directive* ausgeübt, die etwa für die Jahre 2025 und 2030 Mindestquoten für die Beschaffung öffentlicher Fahrzeuge (Pkw, Busse sowie Nutzfahrzeuge) mit niedrigen und keinen Emissionen vorschreibt [EU 2019]. Kommunale Fuhrparks fungieren damit als wichtige Ankerkunden für die Fahrzeughersteller und sorgen gleichzeitig durch den Flottenbetrieb für eine Skalierung der Betreibermodelle für Betankungsinfrastrukturen.

Als Vorreiter können hier etwa der Nahverkehrsservice Sachsen-Anhalt (NASA)<sup>116</sup> oder die L-Gruppe genannt werden, die schon frühzeitig die Einführung emissionsarmer Fahrzeuge im ÖPNV untersuchen ließen [VCDB 2016]. Hervorzuheben sind gerade im Verkehrsbereich auch die regelmäßigen Förderprogramme (siehe Kapitel 2.3.3). In jedem Fall sollte eine technologieoffene Förder- und Beschaffungspolitik die Einführung unterschiedlicher Antriebsarten ermöglichen, da gerade mit Blick auf den zukünftigen Bedarf an Energieimporten in Form flüssiger oder gasförmiger Kraftstoffe der direkte Stromeinsatz seine Effizienzvorteile in der Systembetrachtung verliert.

Das Leipziger Unternehmen HeiterBlick GmbH erhält im Rahmen des NIP 2 eine Förderung zur Entwicklung der ersten mit Brennstoffzellen betriebenen Straßenbahn Europas. Die Vorstellung eines ersten Prototypens ist bis 2025 geplant [NOW 2021]. Die neue Technologie soll insbesondere den raschen Anschluss des städtischen Umlands sowie möglicher Satellitenstädte an die vorhandene Traminfrastruktur ohne Oberleitungsausbau ermöglichen [HeiterBlick 2021]. Ebenfalls gefördert durch das NIP 2 wird die Beschaffung von vier Abfallsammelfahrzeugen mit Brennstoffzellen im Burgenlandkreis, deren Auslieferung in den Fuhrpark der Entsorgungsgesellschaft Sachsen-Anhalt Süd (EG SAS) für die Jahre 2022 und 2023 geplant sind [Burgenlandkreis 2021]. Erkenntnisse aus der Beschaffung, Nutzung und dem Infrastrukturaufbau können unmittelbar mit anderen Entsorgungsgesellschaften der IRMD geteilt werden, um zukünftige Umstellungen zu beschleunigen.

### 7.3.5 Handlungsfeld E: Gezielte Öffentlichkeitsarbeit und Weiterbildungsmaßnahmen

Die Aufklärung der Bevölkerung über die erforderlichen Veränderungen ist ein wichtiger Baustein für das Erreichen der ambitionierten Klimaziele. Gerade in Gebieten, die besonders vom Strukturwandel betroffen sind, werden die negativen Folgen der Energiewende für einzelne Betroffene und Branchen deutlich. Zusätzlich werden enorme Anstrengungen, Investitionen und Eingriffe in die Umwelt notwendig sein, um den hohen Bedarf an erneuerbarem Strom zu decken sowie die erforderlichen Anpassungen bei der Infrastruktur zu ermöglichen.

Entsprechend bedarf der gesamte Transformationsprozess einer kontinuierlichen und idealerweise koordinierten Öffentlichkeits- und Aufklärungsarbeit. Dafür müssen

---

<sup>116</sup> Der Fokus der Untersuchungen aus dem Jahr 2016 lag auf dem Einsatz von batterie-elektrischen Bussen.

zusätzliche Mittel bereitgestellt werden. Im Fokus sollte dabei auch die große Bedeutung Grüner Gase bei der THG-Emissionsreduktion in den Sektoren Wärme und Mobilität stehen sowie die dafür unweigerlich erforderliche Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung.

Daneben sollte die Frage der Technologieoffenheit Grüner Gase in den unterschiedlichen Anwendungen weiter thematisiert werden. „Champagner-Diskussionen“ bzw. Aussagen wie „Klasse statt Masse“ führen letztendlich zu einem verspäteten Einstieg in die notwendige sektorenübergreifende Transformation und vernachlässigen außerdem die systemischen Vorteile von Grünen Gasen für das Energiesystem. Mögliche Ansatzpunkte beinhalten

### **Empfehlung 10: Qualifikation und Schulungen für verantwortliche Akteure**

Stadtentwicklungs- und Quartiersplaner, Baubehörden, Planer bei den Versorgern und Stadtwerken müssen berufsbegleitend für die neuen Herausforderungen geschult oder über eine Erstausbildung rekrutiert werden. Die Aus-, Weiter- und Fortbildung der leitenden Angestellten sollte die systemische Perspektive schärfen, um die notwendige Vernetzung der Energieverbraucher im Sinne der Sektorenkopplung zu vermitteln. Individuelle Fragestellungen müssen zukünftig als vernetzte Aufgabe verstanden werden, sodass Grüne Gase als Energievektoren flexibel eingesetzt werden können. Nur so lassen sich die notwendigen Synergiepotenziale nutzen, um Energieeffizienz und hohe Versorgungssicherheit im Verbund zu gewährleisten.

### **Empfehlung 11: Fachkräfteaus- und -weiterbildung, Umschulungen**

Das sogenannte Hydrogen Competence Hub an der Hochschule Merseburg (HOME) will den Zugang regionaler Akteure des Mitteldeutschen Reviers und Mitteldeutschen Chemiesdreiecks zu akademischer Forschungsexpertise, -infrastruktur und -plattformen erleichtern. Ziel ist es, die passfähige Ausbildung der Hochschul-Absolventinnen und Absolventen durch abgestimmte Weiterbildungsformate zu ermöglichen [Fraunhofer IMWS 2021b]. Durch spezielle Schülerangebote können außerdem schon frühzeitig das Interesse an MINT-Fächern im Allgemeinen und Wasserstoff im Speziellen geweckt werden.

Überdies sollte die Fachkräftestrategie auch die Abstimmung mit nicht-akademischen Ausbildungs- und Weiterbildungseinrichtungen beinhalten. Bauhandwerker, Heizungs- und Installationstechniker, Elektroinstallateure, Rohrleitungsbauer u. a. sollte ab 2022 ein verbindliches Angebot fester Module im Hinblick auf den Einsatz von H<sub>2</sub>-Technologien in der Grundausbildung sowie berufsbegleitend (Anspruch auf Weiterbildung) angeboten werden. Die Absolventen werden geprüft und zertifiziert.

### **Empfehlung 12: Medienarbeit zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz**

Der gesamte Transformationsprozess muss grundsätzlich und beispielhaft über alle medialen Wege (Social Media, Blogs, Printmedien, TV, Radio) begleitet werden. Hierzu sollte eine Arbeitsgruppe gebildet werden, an der Vertreter der Medien maßgeblich beteiligt sind. Thematisch sollte auch die unverzichtbare sektorenübergreifende



Funktion Grüner Gase bei Transport und Speicherung erneuerbarer Energien in der Öffentlichkeit stärker betont werden.

Im Rahmen der im Jahr 2019 gestarteten HyLand-Initiative des BMVI sollen Regionen in Deutschland bei der Initiierung, Planung und Umsetzung diverser Konzepte mit Wasserstoffbezug unterstützt werden. In der Teilkategorie HyStarter werden Kommunen bei der Ideenentwicklung und Kommunikation der unterschiedlichen Stakeholder vor Ort unterstützt. Von den bislang in den ersten beiden Projektphasen ausgewählten Regionen und Projekten befindet sich mit dem Altenburger Land nur eine der Regionen aus der IRMD als sog. HyStarter unter den Profiteuren der Initiative. Dabei bietet dieses Format eine besondere Möglichkeit zur Einbringung sowohl kommunaler Interessen wie auch zur Mitgestaltung. Während bei nahezu allen Förderformaten im Themenfeld Wasserstoff vorrangig Unternehmen oder wissenschaftliche Einrichtungen angesprochen werden (und damit deren Interessenslagen auch unabhängig von regionalem Bezug), liegt der Fokus in den HyStarter-Vorhaben explizit auf der Einbindung von Kommune und Region.

Da für Grüne Gase in der gesamten IRMD im Rahmen der Studie unterschiedliche Potenziale identifiziert wurden, ist eine Empfehlung an alle Gebietskörperschaften mit dem Landkreis Altenburger Land in einen regelmäßigen, ggfs. auch institutionalisierten Austausch aufzubauen, um die dortigen Ergebnisse und Erfahrungen für eigene Aktivitäten nutzbar zu machen. Darüber hinaus sollten in diesem Rahmen ggfs. auch Abstimmungen und Kooperationen von kommunal beeinflussten Aktivitäten innerhalb der IRMD organisiert werden – mit entsprechenden Synergieeffekten einerseits und der Reduzierung möglicher Reibungsverluste andererseits. Auch für anderer Regionen in der IRMD bieten zukünftigen Förderrunden der HyLand-Initiative die Chance, eigene Aktivitäten zu Wasserstoff zu entwickeln. .

### 7.3.6 Handlungsfeld F: Vernetzung der Akteure & Kompetenzzentrum für Grüne Gase

Die zukünftige Marktdurchdringung Grüner Gase hängt zu einem bedeutenden Teil von regulatorischen und politischen Entscheidungen ab, die nicht oder nur eingeschränkt durch die regionalen Akteure beeinflusst werden können (siehe Kapitel 7.2). Insofern erscheint vor allem die bundesländerübergreifende Vernetzung der unterschiedlichen Akteursgruppen essenziell, um gemeinsame Kompetenzen und Interessen zusammen zu führen und Aufgaben mangels ausreichender Umsetzungsmöglichkeiten Einzelner in unterschiedlichen Schwerpunkten zu bündeln sowie zu koordinieren. Auch sollte neben der Großindustrie regionale KMUs bei der erfolgreichen Einreichung von Förderprojekten unterstützt werden.

#### **Empfehlung 13: Einrichtung eines regionalen Kompetenzzentrums**

Ein wesentlicher Baustein der Akteurs-Vernetzung kann der Aufbau eines (über-)regionalen Kompetenzzentrums für einzelne Themenbereiche Grüner Gase sein. In Kapitel 5 wurden dafür drei mögliche Themenschwerpunkte identifiziert und

Empfehlungen für den Aufbau eines solchen bundesländerübergreifenden Kompetenzzentrums gegeben. Dabei ist zu beachten, dass die IRMD bereits heute mit 19 aktiven oder angekündigten Einrichtungen über eine reichhaltige Landschaft an Netzwerken bzw. Kompetenzzentren verfügt. Unter dieser Berücksichtigung werden folgende Handlungsempfehlungen mit Blick auf das **Kompetenzzentrum** gegeben:

▶ **Aufbau und Struktur**

Das Kompetenzzentrum sollte nicht als eigenes Netzwerk sondern als struktureller Überbau aufgesetzt werden, um nicht in Konkurrenz zu bestehenden Einrichtungen zu stehen, sondern vielmehr als Koordinations- und Kooperationsplattform dienen.

▶ **Politisches Gremium**

Als erste Maßnahme wird die Einrichtung eines Politischen Gremiums empfohlen. Dieses besteht aus Vertretern der drei Bundesländer und neun Gebietskörperschaften und schafft eine institutionalisierte und themenspezifische Kommunikationsmöglichkeit zwischen den politischen Verantwortungsträgern. Mit Blick auf den dringenden Handlungsbedarf im Themenfeld Grüner Gase wird hier eine rasche Einrichtung des Politischen Gremiums unter der Obhut eines losen Zusammenschlusses der bestehenden Netzwerke als dringlich angesehen.

▶ **Kooperationsformate**

Als zweite Maßnahme wird die Etablierung abgestimmter Prozesse und Verfahren für die Kommunikation und Vernetzung der zahlreichen bestehenden Netzwerke empfohlen. Zweck der Maßnahme ist es die Kooperation der Einrichtungen anzuregen, ohne deren Autonomie oder Bedeutung einzuschränken.

▶ **Geschäftsstelle**

Zur Koordinierung der Maßnahmen wird drittens die Einrichtung einer Geschäftsstelle empfohlen. Diese kann in unterschiedlicher Verfahrensweise gebildet werden.

Die genannten Empfehlungen richten sich insbesondere an oben genannte Netzwerkakteure und politische Verantwortungsträger. Den Netzwerken obliegt es einen Modus der Zusammenarbeit und Kooperation zu finden, um die zentralen Ziele der IRMD im Bereich Grüne Gase zu unterstützen. Das beinhaltet bspw. eine verbesserte Repräsentierung der Stärken und Chancen der IRMD im bundesweiten Vergleich der Grüne Gase-Regionen. Den politischen Verantwortungsträgern obliegt es die grenzübergreifende Zusammenarbeit so zu gestalten, dass bspw. die bürokratischen Hürden des Föderalismus gemildert werden.

Im Rahmen oder ergänzend zu der Einrichtung eines Kompetenzzentrums sollten folgende wichtigen Aufgaben in Angriff genommen werden:

**Empfehlung 14: Vernetzung regionaler Akteure (öffentliche und private Akteure, Wissenschaft)**

Wichtig ist die Stärkung des regionalen Verbundes von Wissenschaft und Unternehmen sowie den Repräsentanten der Region. Überdies können so Studien zur Bestandsaufnahme bzw. Machbarkeitsstudien für lokale Umsetzungsmöglichkeiten für Grüne Gase angestoßen und regionale Projekte verwirklicht werden. Auch die finanzielle Ausstattung spezieller Stiftungsprofessuren oder Promotionsstipendien kann so gezielt angegangen werden.

Einen gewissen Modellcharakter hinsichtlich der Mitwirkung engagierter Gebietskörperschaften und privater Akteure<sup>117</sup> stellt die Plattform H<sub>2</sub>-Hub Burgenlandkreis dar. Das Projekt selbst ist untersetzt mit diversen, verzahnten und aufeinander aufbauenden Aktivitäten verschiedener Akteure. So sind neben klassisch industriellen Aktivitäten u. a. von Südzucker und Infra-Zeitz, auch übergreifende bzw. solche mit besonderen Potenzialen für Unterstützung durch den Burgenlandkreis geplant. Mit den kreiseigenen Unternehmen Infra-Zeitz und Abfallwirtschaft Sachsen-Anhalt Süd ist die Gebietskörperschaft faktisch selbst einer der Hauptakteure. Mit dem Aufbau einer Wasserstofftankstelle durch ein kreiseigenes Unternehmen ergeben sich weitere Möglichkeiten der Mitwirkung an einem Projekterfolg u. a. durch Maßnahmen zur Steigerung der H<sub>2</sub>-Nachfrage bspw. durch entsprechende Fuhrpark- und Flottenpolitik der Gebietskörperschaft. Die überregionale Vernetzung mit weiteren Initiativen kann auch durch das empfohlene Kompetenzzentrum vorangetrieben werden.

**Empfehlung 15: Gemeinsame Strategieentwicklung und Interessensvertretung der Region**

Für die meisten Landkreise, Städte und Gemeinden fehlen stichhaltige Energiekonzepte mit dem Ziel bis 2045 die Erzeugung und Anwendung fossiler Energien vollständig durch erneuerbaren Strom, grünen Wasserstoff und biogene Gase zu ersetzen. Sie könnten durch die Landesgesetzgeber verpflichtet werden, solche Konzepte bis Ende 2022 als Bestandteil der Bauleitplanung zu verabschieden.

Ein Kompetenzzentrum oder eine andere Einrichtung könnte gemeinsam mit den Gebietskörperschaften, Bundesländern, Unternehmen und FuE-Einrichtungen der IRMD ein bundesländer-übergreifendes Leitbild für Grüne Gase entwickeln, um ggfs. auch die politischen Aktivitäten mit Blick auf Grüne Gase zu bündeln. Auch der gemeinsame und koordinierte Ausbau der bestehenden H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der Region zum Anschluss neuer Produzenten und Abnehmer kann nur in einem gemeinsamen Prozess erfolgreich gelingen (siehe Kapitel 7.3.3). Auch mit Blick auf die angespannte Finanzsituation einiger Kommunen kann die Bündelung von Kompetenzen und Schwerpunktsetzung in spezifischen Themen signifikante Synergieeffekte bieten.

---

<sup>117</sup> Folgende Akteure aus dem Burgenlandkreis wirken bereits heute im Netzwerk „H<sub>2</sub>-Hub-BLK“ mit: Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), Infra-Zeitz Servicegesellschaft mbH, Stadtwerke Zeitz GmbH, GETEC green energy GmbH, Abfallwirtschaft Sachsen-Anhalt Süd (AÖR), Südzucker Group.

## 7.4 Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen

Die vorliegende Studie untersucht detailliert für Grüne Gase die unterschiedlichen Bereitstellungspfade und möglichen Einsatzgebiete. Dabei ist gerade grüner Wasserstoff mit Blick auf die deutlich verbesserte THG-Bilanz und den breiten sektorenübergreifenden Einsatzmöglichkeiten der Schlüsselenergieträger der Zukunft.

Die IRMD verfügt durch die bereits bestehenden umfangreichen Infrastrukturen und die vielfältigen fachlichen Kompetenzen über eine sehr gute Ausgangsposition für die weitere Entwicklung. In der Bestandsanalyse werden diese bisherigen Aktivitäten im Bereich Wasserstoff und biogener Gase aufgeführt. Die gegenwärtige Situation in den weiteren Sektoren Mobilität, Wärme und Strom dient außerdem als Ausgangspunkt für die Abschätzung zukünftiger Bedarfspotenziale, die sektorenübergreifende Nutzung Grüner Gase beschreibt. Die Studie zeigt das große wirtschaftliche Potenzial Grüner Gase für das Erreichen der Klimaschutzziele. Hierfür ist jedoch eine ambitionierte und politisch unterstützte Transformation des Energiesystems erforderlich. Zusätzlich werden in der Studie die aus solch einer Umstellung resultierenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die Region diskutiert.

Für die Umsetzung dieses herausfordernden Transformationsprozesses sind Anpassungen der regulatorischen, genehmigungsrechtlichen und förderrechtlichen Rahmenbedingungen unerlässlich, welche jedoch nur beschränkt durch die regionalen Akteure zu beeinflussen sind.

Dennoch lassen sich aus der Gesamtbetrachtung sechs generelle Handlungsfelder ableiten, auf denen regionale Akteure direkt bzw. indirekt die Transformation zu einer verstärkten Nutzung Grüner Gase vorantreiben können.

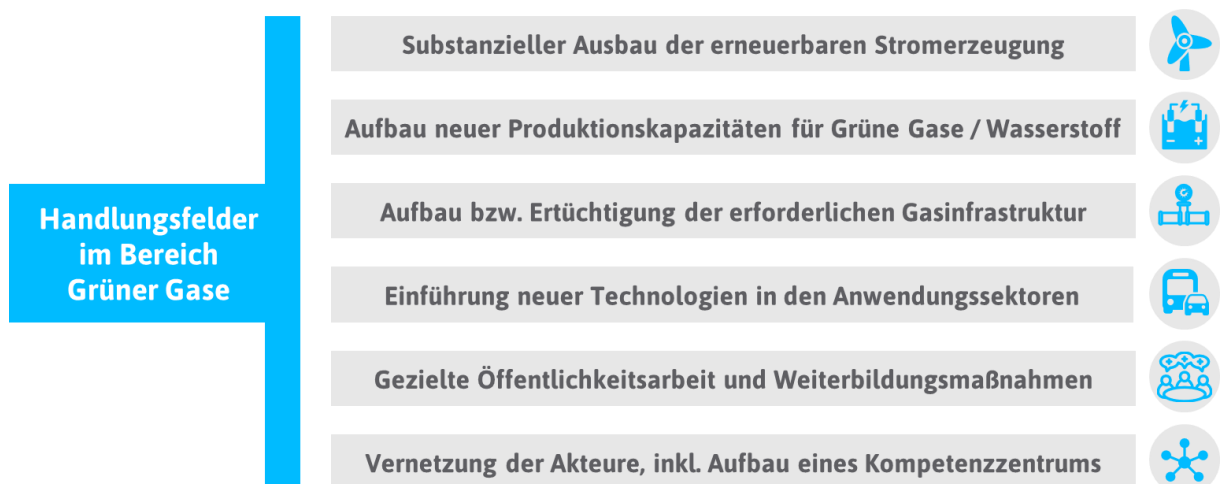


Abbildung 7-4: Handlungsfelder im Bereich Grüner Gase

Konkret sollten die künftigen Aktivitäten der Gebietskörperschaften und weiteren Akteure sich insbesondere an dem folgenden Katalog an Handlungsempfehlungen orientieren:

**Handlungsfeld A: Substanzieller Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung**

**Empfehlung 1:** Ausreichende Ausbaugelände und verringerte Flächenrestriktionen für EE-Anlagen in der Raumplanung vorsehen

**Empfehlung 2:** Umnutzung der durch den Strukturwandel freigegebenen Flächen aus Bergbau und Energiewirtschaft

**Empfehlung 3:** Regionale Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen und Anlagen zur Produktion Grüner Gase beschleunigen

**Empfehlung 4:** Begleitung, Koordination und Unterstützung von Aktivitäten und Initiativen zur Beteiligung der Standortgemeinden neuer EE-Strom-Anlagen

**Handlungsfeld B: Aufbau neuer Produktionskapazitäten für Grüne Gase / Wasserstoff**

**Empfehlung 5:** Gezielte Unterstützung und Förderung regionaler Projekte (Schwerpunkt: KMU)

**Handlungsfeld C: Aufbau bzw. Ertüchtigung der erforderlichen Gasinfrastruktur**

**Empfehlung 6:** (Über-)regional abgestimmte Infrastrukturentwicklung

**Handlungsfeld D: Einführung neuer Technologien in den Anwendungssektoren**

**Empfehlung 7:** Initiierung, Begleitung und Förderung modellhafter Anwendungen mit markanter öffentlicher Wirkung in den unterschiedlichen Sektoren

**Empfehlung 8:** Zielgerichtete kommunale Wärmepläne mit Vorranggebieten für Fern- und Nahwärme

**Empfehlung 9:** Schaffung von Anwendermärkten durch öffentliche Beschaffung, insbesondere im Mobilitätssektor

**Handlungsfeld E: Gezielte Öffentlichkeitsarbeit und Weiterbildungsmaßnahmen**

**Empfehlung 10:** Qualifikation und Schulungen für verantwortliche Akteure

**Empfehlung 11:** Fachkräfteaus- und -weiterbildung, Umschulungen

**Empfehlung 12:** Medienarbeit zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz Grüner Gase

**Handlungsfeld F: Vernetzung der Akteure, inkl. Aufbau eines Kompetenzzentrums**

**Empfehlung 13:** Einrichtung eines regionalen Kompetenzzentrums

**Empfehlung 14:** Stärkere Vernetzung durch Austausch- und Koordinationsplattform

**Empfehlung 15:** Bundesländerübergreifende Strategieentwicklung und gemeinsame Interessensvertretung der Region

Die Hebung der regionalen Potenziale hängt im hohen Maße von der Umsetzung einiger dieser Empfehlungen ab. Da die IRMD aus neun verschiedenen Gebietskörperschaften besteht, sind unterschiedliche Strategien und Ansatzpunkte für den Ausbau zukünftiger „Grüner Gase“-Aktivitäten zu berücksichtigen. Den Ausgangspunkt für die Weiterentwicklung dieses Wirtschaftszweiges stellen die bereits bestehenden unternehmerischen Tätigkeiten im Wasserstoffsegment dar, insbesondere im Zusammenhang mit der bestehenden leitungsgebundenen Infrastruktur. Ein essenzieller Baustein hierbei ist das Zusammenbringen der Produzenten mit den potenziellen Verbrauchern. Deswegen ist es unerlässlich diese Infrastruktur länderübergreifend koordiniert auszubauen. Ein erster Ansatz wird in der Machbarkeitsstudie „Wasserstoffnetz Mitteldeutschland“ untersucht.<sup>118</sup> Voraussetzung für grünen Wasserstoff ist überdies die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, bei deren Ausbau hauptsächlich Gebietskörperschaften in ländlichen Gebieten aufgrund ihrer Flächenpotenziale eine wesentliche Rolle spielen werden. Dies – und ein konsistenter und verlässlicher Pfad zur Erreichung der Klimaziele unter Berücksichtigung der wichtigen Rolle Grüner Gase – sind die Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation des Mitteldeutschen Reviers zu einer „Innovationsregion Mitteldeutschland“.

---

<sup>118</sup> Die Veröffentlichung der Studie ist für das Frühjahr 2022 geplant.

---

## Inhalt des Materialbands

---

### **Anhang 1: Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase**

- A1.1 Pfaddiagramme der untersuchten Bereitstellungspfade
- A1.2 Technisch-ökonomische Kenndaten der Schlüsseltechnologien
- A1.3 Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen
- A1.4 Steckbriefe zu europäischen Förderprogrammen
- A1.5 Steckbriefe zu nationalen Förderprogrammen

### **Anhang 2: Bestandsanalyse – Status quo Grüner Gase und weiterer künftiger Anwendungsbereiche in der IRMD**

- A2.1 Expertenworkshop zur Wertschöpfungskette Grüne Gase: Evaluieren der Ergebnisse aus AP1 und AP2
- A2.2 Auswertung der Akteursbefragung im Rahmen der Studie
- A2.3 Übersicht relevanter Akteure der H<sub>2</sub>-Wertschöpfung
- A2.4 In Betrieb befindliche Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland
- A2.5 Bestehende Fernwärmenetze
- A2.6 Detaillierte Themenliste für die Publikationsnetzwerke
- A2.7 Regionale und überregionale Forschungsaktivitäten zu Grünen Gasen
- A2.8 Schlagwortsuche in Verbundprojekten des Bundes
- A2.9 Steckbriefe der regionalen Netzwerke
- A2.10 Steckbriefe der überregionalen Netzwerke
- A2.11 Großprojekte zur Skalierung Grüner Gase
- A2.12 Innovative Anwendungsfelder in der IRMD

### **Anhang 3: Potenziale für die Produktion und Nutzung Grüner Gase in der IRMD**

- A3.1 Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD
- A3.2 Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD
- A3.3 Raumwärme in der IRMD bis 2045 (Ergebnisse Potenzialanalyse)
- A3.4 Mobilität in der IRMD bis 2045 (Ergebnisse Potenzialanalyse)
- A3.5 Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien in der IRMD

### **Anhang 4: Regionale Wertschöpfungspotenziale**

- A4.1 Annahmen zur regionalen Wertschöpfung
- A4.2 Annahmen zu Anteilen der Bereitstellungspfade („Technologie-Split“)
- A4.3 Ergebnisse der Wertschöpfungsanalyse

### **Anhang 5: Kompetenzzentrum Grüne Gase**

Hinweis: Der Materialband ist als separates Dokument verfügbar.

---

## Literaturverzeichnis

---

### Kapitel 2: Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase

- [acatech 2018] acatech: CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). München, 2018
- [AGEB 2020] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. SEP 2020
- [Allianz pro Schiene 2020] Allianz pro Schiene: Daten & Fakten zur Schieneninfrastruktur.2020; <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/infrastruktur/daten-fakten/> (Zugriff am: 02. MRZ 2021)
- [Atmosfair 2020] atmosfair: CO<sub>2</sub>-Fußabdruck kompensieren. 2020; <https://www.atmosfair.de/de/kompensieren/wunschmenge/> (Zugriff am: 30. NOV 2020)
- [BAGSPNV 2017] Bundesarbeitsgemeinschaft Schienenpersonennahverkehr (BAGSPNV): Dossier Verteilung der Traktionsart im SPNV 2016, Berlin, 09. AUG 2017
- [BASF 2019] BASF: Massenbilanz-Workshop: Experten diskutieren Recycling und Kreislaufwirtschaft bei BASF in Ludwigshafen. 23. SEP 2019; <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/whats-new/sustainability-news/2019/mass-balance-workshop-ludwigshafen.html> (Zugriff am: 02. MRZ 2021)
- [BDEW 2020] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): Roadmap Gas - Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen. JUN 2020
- [BEHG 2020] Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG:  
Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist Gesetz. § 10 BEHG. 3. NOV 2020
- [BMBF 2020] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): BMBF startet Ideenwettbewerb zu Grünem Wasserstoff. 19. JUN 2020; <https://www.bmbf.de/de/bmbf-startet-ideenwettbewerb-zu-gruenem-wasserstoff-11865.html> (Zugriff am: 22. APR 2021)



- [BMBF 2020b] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“; [https://www.ptj.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/elements/files/A85ADA4472F86F00E0537E695E862BFA/live/document/F%C3%B6rderungsauftrag\\_Ideenwettbewerb\\_Wasserstoffrepublik\\_Deutschland.pdf](https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/A85ADA4472F86F00E0537E695E862BFA/live/document/F%C3%B6rderungsauftrag_Ideenwettbewerb_Wasserstoffrepublik_Deutschland.pdf) (Zugriff am: 22. APR 2021)
- [BMF 2020] Bundesministerium der Finanzen (BMF): Eckpunkte des Konjunkturprogramms: Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. 03. JUN 2020. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunkt Papier.html> (Zugriff am 21. APR 2021)
- [BMU 2020] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): BMU fördert neue Kompetenzzentren in ostdeutschen Kohleregionen. 27. AUG 2020; <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bmu-foerdert-neue-kompetenzzentren-in-ostdeutschen-kohleregionen/> (Zugriff am: 22. APR 2021)
- [BMU 2020b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Bundesumweltministerium unterstützt Salzgitter AG bei klimafreundlicher Stahlproduktion. 04. DEZ 2020; <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundesumweltministerium-unterstuetzt-salzgitter-ag-bei-klimafreundlicher-stahlproduktion/> (Zugriff am 23. APR 2021)
- [BMVI 2021] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Elektromobilität mit Wasserstoff / Brennstoffzelle. 2021; <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/elektromobilitaet-mit-wasserstoff.html> (Zugriff am 24 APR 2021)
- [BMVI 2021b] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): 2021; <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/neues-foerderkonzept-erneuerbare-kraftstoffe.html> (Zugriff am 24. APR 2021)
- [BMWi 2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Blaupausen für das Umsetzen der Energiewende: Reallabore greifen zentrale Herausforderungen im industriellen Maßstab auf; <https://www.energieforschung.de/spotlights/reallabore> (Zugriff am: 22. APR 2021)
- [BMWi 2020] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, JUN 2020

- [BMWi 2020c] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Manifesto for the development of a European “Hydrogen Technologies and Systems” value chain. 17. DEB 2020.  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?__blob=publicationFile&v=10) (Zugriff am 21. APR 2021)
- [BMWi 2020d] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): IPCEI;  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html> (Zugriff am 21. APR 2021)
- [BMWi 2021] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Förderdatenbank – Bund, Länder, EU.  
<https://www.foerderdatenbank.de/FDB/DE/Home/home.html> (Zugriff am 21. APR 2021)
- [BMWi 2021b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Förderbekanntmachung Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ vom 18. Juni 2021. Berlin, 18. JUN 2021
- [BMWi 2021c] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Weiterentwicklung der „Reallabore der Energiewende“: Jetzt noch praxisnäher. 01. JUL 2021;  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210701-weiterentwicklung-der-reallabore-der-energiewende.html> (Zugriff am 30. AUG 2021)
- [BNetzA 2021] Bundesnetzagentur (BNetzA): Änderungsverlangen zum NEP Gas 2020-2030. 19. MRZ 2021  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2020/NEP2020/NEPGas\\_2020\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2020/NEP2020/NEPGas_2020_node.html) (Zugriff am 22. MRZ 2021)
- [Bright Biomethane 2018] Bright Biomethane: Brochure. 2018
- [Bukold 2020] Bukold, S. (EnergyComment), in Auftrag von Greenpeace Energy eG: Kurzstudie Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. JAN 2020
- [Bundesregierung 2019] Bundesregierung: Energie- und Klimafonds. 12. MÄR 2019.  
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/mehrgeld-fuer-die-energiewende-1588494> (Zugriff am 21. APR 2021)

- [CE Delft et al. 2016] CE Delft; Eclareon; Wageningen Research, im Auftrag der Europäischen Kommission: Optimal use of biogas from waste streams. DEZ 2016
- [CEER 2019] Council of European Energy Regulations (CEER): Stakeholder Comments on CEER's Public Consultation on Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector. 19. NOV 2019
- [Daimler 2020] Daimler AG: Kooperation mit Linde bei Flüssigwasserstoff-Betankungstechnologie. 10. DEZ 2020;  
<https://www.daimler.com/investoren/berichte-news/finanznachrichten/20201210-betankung-fluessigwasserstoff-lkw.html> (Zugriff am: 29. JAN 2020)
- [DBFZ et al. 2017] Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ); Dena; Fraunhofer IWES: Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. 15. DEZ 2017
- [DBI & DVGW 2014] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI); Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. (DVGW): Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. FEB 2014
- [DECHEMA & Future Camp 2019] DECHEMA; FutureCamp, im Auftrag des VCI: Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. SEP 2019
- [Dena 2016] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Potentialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. JUN 2016
- [Dena 2019] Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-ANALYSE Branchenbarometer Biomethan, 5/2019;  
[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse\\_Branchenbarometer\\_Biomethan\\_2019.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf) (Zugriff am: 02. MRZ 2021)
- [Dena 2019b] Deutsche Energie-Agentur (Dena): Einsatzgebiete für Power Fuels – Stahlproduktion. Strategieplattform PtG. 22. DEZ 2019
- [Dena et al. 2009] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Forschungszentrum Karlsruhe GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS); GermanHy. Studie zur Frage: "Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland 2050?". AUG 2009

- [DVGW 2020] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. (DVGW): H2-Vor-Ort - Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. NOV 2020
- [DVGW 2020b] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V (DVGW): Technischen Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) Gasbeschaffenheit (Gas Quality). 11. SEP 2020
- [EBA 2019] The European Biogas Association (EBA) – News: European Overview 2019. 2019; <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2019/> (Zugriff am: 24. FEB 2021)
- [EBA 2020] European Biogas Association (EBA): The potential of biomethane for a faster decarbonisation of transport should not go to waste. 2020
- [EBA et al. 2020] The European Biogas Association (EBA); Gas Infrastructure Europe (GIE); The Natural & Biogas Vehicle Association (NGVA Europe); SEA-LNG: BioLNG in Transport: Making Climate Neutrality a Reality. A joint White Paper about BioLNG production and infrastructure as enabler for climate neutral road and maritime transport. Brüssel, 23. NOV 2020
- [EC 2018] European Commission: Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. 11. DEZ 2018
- [EC 2018b] European Commission: Communication from the commission. A Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. COM(2018) 773 final. 28. NOV 2018
- [EC 2020] European Commission communication to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Brüssel, 8. JUL 2020
- [EC 2020b] European Commission (EC): Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law), COM/2020/80 final. Brüssel, 04. MÄR 2020
- [EC 2020c] European Commission (EC): COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Stepping up Europe's 2030

- climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. COM/2020/562 final. Brüssel, 17. SEP 2020
- [EC 2020d] European Commission: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and social Committee and the Committee of the Regions. Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. SWD(2020) 176 final. Brüssel, 17. SEP 2020
- [EC POWER 2019] EC Power GmbH: XRGI elektrisierende Wärme; 2019. [https://www.ecpower.eu/files/ecpower/DE/Downloads\\_DE/EC\\_POWER\\_DE\\_Broschuere.pdf](https://www.ecpower.eu/files/ecpower/DE/Downloads_DE/EC_POWER_DE_Broschuere.pdf) (Zugriff am 22. MRZ 2021)
- [Ecofys 2018] Ecofys – a Navigant Company, im Auftrag von DVGW: Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem. 12. OKT 2018
- [Edel 2018] Matthias Edel, M (Dena): Biomethane in Germany: Documentation and markets. Vortrag auf “4th European Biomethane Conference”, Dublin, 20 SEP 2018
- [EEA 2018] European Environment Agency (EEA): Overview of electricity production and use in Europe. Copenhagen, 18. DEZ 2018.
- [Energinet 2020] Energinet.dk: Long-term development needs in the Danish gas system - The green transition calls for new use of the gas system. SEP 2020
- [Energinet.dk et al. 2016] Energinet.dk; Fluxys Belgium SA; N.V. Nederlandse Gasunie; Gaznat SA; GRTgaz; ONTRAS Gastransport GmbH; Swedegas AB: Gas and Gas Infrastructure – the green commitment. MAI 2016
- [ewi 2020] Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. NOV 2020
- [EY et al. 2016] Ernst & Young GmbH (EY), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Signon Deutschland; TÜV Süd; Becker Büttner Held; IFOK, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Ergebnisbericht Studie Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. 2016
- [FCH JU 2019] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU): Key Figures. 2019. <https://www.fch.europa.eu/page/key-figures> (Zugriff am 21. APR 2021)
- [FCH JU 2019b]: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU): All H2020 Projects. 2019. <https://www.fch.europa.eu/fchju-projects/h2020> (Zugriff am 21. APR 2021)

- [FCH JU 2020] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking; Hydrogen Europe: Coalition Statement On the deployment of fuel cell and hydrogen heavy-duty trucks in Europe. Brüssel. 15. DEZ 2020
- [FCW 2020] FuelCellsWorks (FCW): Heating with Hydrogen: World's first hydrogen-powered domestic boiler – pilot project in the Netherlands. 15. JAN 2020;  
<https://fuelcellsworks.com/news/heating-with-hydrogen-worlds-first-hydrogen-powered-domestic-boiler-pilot-project-in-the-netherlands/> (Zugriff am 29.01.2020)
- [Ffe et al. 2018] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO<sub>2</sub>- Verminderung im Energiesystem. FEB 2018
- [FNB Gas 2020] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.: Konsultation mit dem BMWi. Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. 1. JUL 2020
- [FNB Gas 2020b] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas): Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz (H<sub>2</sub>-Netz) – Pressemitteilung. Berlin, 28. JAN 2020
- [FNR 2014] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung. 2014
- [FZJ 2018] M. Robinius et al. (Forschungszentrum Jülich (FZJ)): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band 408. 2018.
- [GEMIS 2016] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.9.3.0, 2016. <http://iinas.org/downloads-de.html> (Zugriff am 22. MRZ 2021)
- [Guidehouse 2020] Guidehouse, im Auftrag von Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas und Teréga: European Hydrogen Backbone. JUL 2020
- [Guidehouse 2021] Guidehouse, im Auftrag von Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG und Teréga: Extending the European Hydrogen Backbone - A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries. APR 2021

- [H21 2019] H21 project: £6.8 million awarded to H21 for second phase of hydrogen network research. 02. DEZ 2019  
<https://www.h21.green/news/6-8-million-awarded-to-h21-for-second-phase-of-hydrogen-network-research/> (Zugriff am 22.03.2021)
- [Held et al. 2020] Held, Ch.; Nohl, J.; Straßer, T.; Fimpel, A., im Auftrag von Hydrogen Europe und GEODE: Principles of the regulation of German hydrogen networks in the context of an adaptation of the European legal framework and the financing of hydrogen networks by integration into the legal framework of gas network regulation. Legal Opinion. 20. MAI 2020
- [Hermann et al. 2018] Herrmann, A.; Schumann, J.; Krause, H.; Klübner, N.: Cost-Efficiency of a CHP Hydrogen Fuel Cell; Vortrag auf dem 3<sup>rd</sup> International Hybrid Power Systems Workshop, Teneriffa, Spanien, 08-09 MAI 2018
- [Horizon Europe 2020] Europäische Kommission (EC) 2020: Horizon Europe.  
[https://ec.europa.eu/info/horizon-europe\\_en](https://ec.europa.eu/info/horizon-europe_en) (Zugriff am 21. APR 2021)
- [HZwo 2021] HZwo: Pressemitteilung: Wasserstofftechnologien im Gigawattbereich aus Sachsen – sieben Unternehmen wollen Produktion und Transportkapazität massiv ausbauen. 11. MRZ 2021.  
<http://hzwo.eu/pressemitteilung-ipcei-wasserstoff/> (Zugriff am 24. MRZ 2021)
- [IEA 2019] International Energy Agency (IEA), Bericht für den G20 Gipfel in Japan: The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. JUN 2019
- [IEA 2020] International Energy Agency (IEA): Outlook for biogas and biomethane – prospects for organic growth. MRZ 2020
- [IfB 2021] Instituts für Bahntechnik (IfB): Batterie- und Wasserstoffzüge beim Referenzprojekt des VDE mit annähernd gleicher Wirtschaftlichkeit. White Paper: Kritische Analyse des IfB der VDE Studie 2021; FEB 2021
- [Innovation Fund 2020] Europäische Kommission (EC): Innovation Fund.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en) (Zugriff am 21. APR 2021)
- [IPCC 2007] The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Climate Change 2007 - The Physical Science Basis. Cambridge, New York, 2007.

- [IPCC 2013] The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Climate Change 2013 - The Physical Science Basis. Cambridge, New York, 2013.
- [IRENA 2018] International Renewable Energy Agency (IRENA): Biogas for road vehicles: Technology brief. Abu Dhabi, 2018
- [ISI & DVGW 2019] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), im Auftrag des Umweltbundesamts: Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. APR 2019
- [ISI 2020] Wietschel, M.; Bekk, A.; Breitschopf, B.; Boie, I.; Edler, J.; Eichhammer, W.; Klobasa, M.; Marscheider-Weidemann, F.; Plötz, P.; Sensfuß, F.; Thorpe, D.; Walz, R. (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)): Opportunities and challenges when importing green hydrogen and synthesis products. Policy Brief 3/2020, Dezember 2020
- [IWU et al. 2020] FhG-IWU, FhG-IFF, IfB, TÜV Rheinland, OrthKluth, Ramböll, NahverkehrsBeratung Südwest, LBST und TÜV-SÜD Rail: Vorbereitung des Einsatzes innovativer SPNV-Fahrzeuge im Mitteldeutschen Revier. Studie für den ZVNL, DEZ 2020 (bisher unveröffentlicht)
- [JRC 2020] Joint Research Centre of the European Commission (JRC); EUCAR; Concawe: JEC Well-To-Wheels Report Version 5. Luxemburg, 2020.  
<https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/publications/reports-version-5-2020> (Zugriff am 20. NOV 2020)
- [Krieg 2012] Krieg, D. Forschungszentrum Jülich GmbH (FZJ) Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Dissertation, 2012
- [LBST 2019] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. MAI 2019
- [LBST 2020] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), im Auftrag und in Zusammenarbeit mit dem World Energy Council Germany (WEC): International Hydrogen Strategies. SEP 2020
- [LBST et al. 2016] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Signon Deutschland; TÜV Süd; Becker Büttner Held; IFOK, im Auftrag des



- Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI):  
Ergebnisbericht Studie Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene.  
2016
- [LBST et al. 2019] Ludwig-Bölkow-Stiftung; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH;  
Fraunhofer IOSB-AST, gefördert durch die ADAC Stiftung:  
Infrastrukturbedarf E-Mobilität Analyse eines koordinierten  
Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und  
Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland. JUN 2019
- [LBST et al. 2019b] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), DNV GL SE,  
Ingenieurbüro für Schiffstechnik: SHIPFUEL – Strombasierte  
Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt –  
Hintergrundbericht; Studie im Auftrag der Nationalen  
Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie  
(NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale  
Infrastruktur (BMVI). 30 SEP 2019
- [LBST et. al. 2018] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Alstom, TÜV-SÜD  
Rail: H<sub>2</sub>-Schienenverkehr Mitteldeutschland. Machbarkeitsstudie  
für den ZVNL und die Metropolregion Mitteldeutschland  
(unveröffentlicht), JAN 2018
- [Leguijt 2018] (Cor) Leguijt, C. (CE Delft): Potential of biogas in EU – BioLNG for  
transport in NL. 11., OKT 2018
- [Linde 2021] Linde: Linde to Supply World's First Hydrogen-Powered Ferry,  
Pressemitteilung. 08 MRZ 2021. <https://www.linde.com/news-media/press-releases/2021/linde-to-supply-world-s-first-hydrogen-powered-ferry> (Zugriff am 22. MRZ 2021)
- [McDowell 2018] McDowell, M. (DG Energy; European Commission): Recast of the  
Renewable Energy - Directive Implications for Renewable Gas.  
Vortrag auf "4<sup>th</sup> European Biomethane Conference", Dublin, 20 SEP  
2018
- [McKinsey 2020] McKinsey & Company, im Auftrag des Clean Sky 2 JU und Fuel  
Cells and Hydrogen 2 JU: Hydrogen-powered aviation. A fact-  
based study of hydrogen technology, economics, and climate  
impact by 2050. Belgien, MAI 2020
- [Mühlhaus 2021] Mühlhaus C.: Fokussierung des Clusters Chemie/ Kunststoffe  
Mitteldeutschland auf die Zukunftssicherung des  
Rohstoffverbundes. Neue Fokussierung der IST-Analyse der AG  
Kreislauf- und Ressourcen. 15. MRZ 2021. (nicht veröffentlicht)

- [Navigant 2019] Navigant Netherlands B.V., im Auftrag von Gas for Climate: Gas for Climate: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system. 18. MRZ 2019
- [Navigant 2020] Navigant, A Guidehouse Company, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi): Long-distance transport of hydrogen. Referenznr.: 147409, 19. MAI 2020
- [Neuman&Esser 2020] Wulf., J.; Hoff, K. (Neuman&Esser): The real story of hydrogen compression. Mission Hydrogen Webinar, 2. SEP 2020
- [Neuman&Esser 2020b] Neuman&Esser Group: Wasserstoff-Transport mit Pipelines. <https://www.neuman-esser.de/unternehmen/media/blog/wasserstoff-transport-mit-pipelines/> (Zugriff am 19.01.2020)
- [Northern Gas Networks et al. 2016] Northern Gas Networks; Kiwa Gastec; Amec Foster Wheeler; Independent Consultant; Wales and West Utilities; PSC; Cambridge Carbon Capture: h21 – leeds city gate. JUL 2016
- [NOW 2020] NOW GmbH: Wettbewerb um Technologie- und Innovationszentrum Wasserstofftechnologie gestartet. 10. NOV 2021. <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/standortwettbewerb-anwenderzentrum/> (Zugriff am 22. APR 2021)
- [NOW 2021] NOW GmbH (NOW): Projektfinder [https://www.now-gmbh.de/projektfinder/?\\_sft\\_foerderprogramm=nip](https://www.now-gmbh.de/projektfinder/?_sft_foerderprogramm=nip) (Zugriff am 21. APR 2021)
- [NOW 2021b] NOW GmbH (NOW): Förderaufrufe <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderaufrufe> (Zugriff am 21. APR 2021)
- [NOW 2021c] Elena Hof (NOW GmbH): HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland. Vortrag auf der NIP-Vollversammlung am 26. JAN 2021.
- [NOW 2021d] NOW GmbH: BMVI mit neuer Richtlinie zur Förderung von Schienenfahrzeugen. 18. FEB 2021; <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/bmvi-mit-neuer-richtlinie-zur-foerderung-von-schienenfahrzeugen/> (Zugriff am 22. APR 2021)
- [NOW et al. 2018] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; E4tech Sàrl; Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA, im Auftrag von Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in

- Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. SEP 2018
- [OGE 2021] Open Grid Europe (OGE): H2morrow steel schließt Machbarkeitsstudie ab, Projektpartner arbeiten weiter zusammen, Pressemitteilung. 12 JAN 2021.  
<https://oge.net/de/pressemitteilungen/2021/h2morrow-steel-schliesst-machbarkeitsstudie-ab-projektpartner-arbeiten-weiter-zusammen> (Zugriff am 22.03.2021)
- [OIES 2017] Oxford Institute for energy studies (OIES): Biogas: A significant contribution to decarbonising gas markets?. JUN 2017
- [Öko-Institut 2018] Öko-Institut e.V.: Rolle der Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt bis 2050 unter Einbeziehung des zukünftigen Gebäudebestandes. Freiburg, Darmstadt, 28. NOV 2018
- [PtJ 2020] Projektträger Jülich: Definition des Technologischen Reifegrades. [https://www.ptj.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/cbox/2373/live/lw\\_file/definition\\_des\\_technologischen\\_reifegrades.pdf](https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2373/live/lw_file/definition_des_technologischen_reifegrades.pdf) (Zugriff am 19. JAN 2020)
- [PtJ 2021] Projektträger Jülich (PtJ): 7. Energieforschungsprogramm/Angewandte Energieforschung; <https://www.ptj.de/angewandte-energieforschung> (Zugriff am: 22. APR 2021)
- [PtJ 2021b] Projektträger Jülich (PTJ): Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“; <https://www.ptj.de/projektfoerderung/anwendungsorientierte-grundlagenforschung-energie/ideenwettbewerb-gruener-wasserstoff> (Zugriff am: 22. APR 2021)
- [Roland Berger et al. 2020] Roland Berger GmbH; Institut für Politikevaluation GmbH (IPE); e-mobil BW GmbH, im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg: Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen Industrie in Baden-Württemberg. FEB 2020
- [Rönsch et al. 2016] Rönsch, S., Schneider, J., Matthischke, S., Schlüter, M., Götz, M., Lefebvre, J., Prabhakaran, P., Bajohr, S.: Review on methanation – From fundamentals to current projects. 15. FEB 2016
- [SPD 2020] Wirtschaftsforum der SPD e. V.: Digitalkonferenz „Ein Jahr Klimaschutzpaket – Zwischenbilanz der Jahrhunderttransformation“ Statement von Rolf Buch. 10. NOV 2020; <https://www.spd->

- wirtschaftsforum.de/veranstaltung/zwischenbilanz-  
klimaschutzpaket-2020/ (Zugriff am 15. JAN 2020)
- [Team Consult 2019] Team Consult G.P.E. GmbH, im Auftrag von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Kompendium Grünes Gas. APR 2019
- [Theben 2020] Theben, M. Leiter der Abteilung Klimaschutz im Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen: Wasserstoff-Roadmap für Nordrhein-Westfalen vorgestellt. 09. NOV 2020;  
<https://www.land.nrw/de/pressemitteilung/wasserstoff-roadmap-fuer-nordrhein-westfalen-vorgestellt> (Zugriff am 18. JAN 2020)
- [top agrar 2020] top agrar online: Power-to-Gas Einmaliges Projekt: Erdgasleitung transportiert 100 Prozent Wasserstoff. 11. NOV 2020;  
<https://www.topagrar.com/energie/news/einmaliges-projekt-erdgasleitung-transportiert-100-prozent-wasserstoff-12402051.html> (Zugriff am: 15. JAN 2021)
- [Trinomics & LBST 2020] Trinomics; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); DG Energy: Sector integration - Regulatory framework for hydrogen. NOV 2020 (bisher unveröffentlicht)
- [Trinomics et al. 2020] Trinomics; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; E3M, im Auftrag der Europäischen Kommission: Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure. APR 2020
- [UBA & IWES 2010] Umweltbundesamt (UBA); Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): 2050: 100% Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. JUL 2010
- [UBA 2019] Umweltbundesamt (UBA): CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland - Ein Überblick über die Handlungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile. 29. AUG 2019
- [UBA 2019b] Umweltbundesamt (UBA): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990, Emissionsentwicklung 1990 bis 2017, 2019.
- [UBA 2020] Umweltbundesamt (UBA): Emissionen des Verkehrs. 17. FEB 2020;  
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#pkw-fahren-heute-klima-und-umweltvertraglicher> (Zugriff am: 15. JAN 2021)
- [UBA 2020b] Umweltbundesamt (UBA): EU-Klimaziele: 60 % weniger Klimagase bis 2030 sind möglich. Pressemitteilung. 29. OKT 2020;

- <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/eu-klimaziele-60-prozent-weniger-klimagase-bis-2030> (Zugriff am 15. JAN 2020)
- [UBA 2020c] Umweltbundesamt (UBA): J. Daniel-Gromke, N. Rensberg, V. Denysenko, T. Barchmann, K. Oehmichen (DBFZ); M. Beil, W. Beyrich, B. Krautkremer (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE); M. Trommler, T. Reinholz (dena); J. Vollprecht, Ch. Rühr (bbh): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht, Studie im Auftrag des UBA, Berlin 2020
- [Umlaut 2020] umlaut energy GmbH: Wasserstoffstudie. Chancen, Potentiale & Herausforderungen im globalen Energiesystem. 18. FEB 2020
- [UNFCCC 2015] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. 12. DEZ 2015
- [van Leeuwen et al. 2018] van Leeuwen, C., Zauner, A.: Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. D8.3 Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU. 30. APR 2018
- [van Nuffel 2020] van Nuffel, L. (Trinomics): Sector Integration - Regulatory framework for hydrogen. Vortrag beim 34th Madrid Forum, 14. OKT 2020
- [VDE 2020] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE): Alternativen zu Dieseltriebzügen im SPNV – Einschätzung der systemischen Potenziale. MAI 2019
- [VKU 2021] Verband Kommunaler Unternehmen e.V.: Positionspapier – Strategie zur Transformation der Gasverteilnetze, Berlin, 2. MRZ 2021
- [Wagner, Elbling & Company 2020] Wagner, Elbling & Company: Commit to Connect 2050 – Zielbild Energieinfrastrukturen für Ostdeutschland. APR 2020
- [WI et al. 2018] Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IZES (Hrsg.), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. 2018
- [WUI & DIW Econ 2020] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Manager DIW Econ GmbH, im Auftrag des Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. 3. NOV 2020

[Wuppertal Institut & DIW Econ 2020] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Manager DIW Econ GmbH, im Auftrag des Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. 3. NOV 2020

### Kapitel 3 und Kapitel 4: Regionsanalyse (Bestand- und Potenzialanalyse)

- [50hertz 2020] 50hertz: Stammdaten und Bewegungsdaten des Netzgebietes von 50hertz; Herausrechnen der Jahresdaten (2019) für die Landkreise der IRMD. 30. JUL 2020; <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (Zugriff am: 14. JAN 2021)
- [Abellio 2021] Abellio GmbH, Vorstellung der Fahrzeugflotte; <https://www.abellio.de/de/abellio-deutschland/ueber-abellio/fahrzeugflotte> (Zugriff am: MRZ 2021)
- [AEE 2021] Agentur für Erneuerbare Energien: Förderal Erneuerbar – Bundesländer mit neuer Energie. Informationsportal der Agentur für Erneuerbare Energien <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/> (Zugriff am: MAI 2021)
- [AG Energiebilanzen 2020] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2019. Infografik im Newsletter 02. OKT 2020; [https://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?rex\\_img\\_type=rex\\_530&rex\\_img\\_file=ageb\\_infografik\\_02\\_2020\\_stromerzeugung\\_2019\\_1.pdf](https://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?rex_img_type=rex_530&rex_img_file=ageb_infografik_02_2020_stromerzeugung_2019_1.pdf) (Zugriff am: FEB 2021)
- [AGEE-Stat 2018] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik beim Umweltbundesamt: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, FEB 2018.
- [Agora 2021] Agora Energiewende and AFRY Management Consulting: No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe. FEB 2021
- [Airbus 2020] Airbus: ZEROe - Towards the world's first zero-emission commercial aircraft, Pressemitteilung, OKT 2020. <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe.html> (Zugriff am 09. MÄR 2020)
- [Air Liquide 2021] Air Liquide Deutschland GmbH: Floatglas-Inertisierung für optimale Glasqualität; <https://de.airliquide.com/ihre-branche/glas> (Zugriff am: 02. DEZ 2021)

- [Alstom 2019] Alstom 2019: Coradia iLint – der weltweit erste Wasserstoffzug; <https://www.alstom.com/de/our-solutions/rolling-stock/coradia-ilint-der-weltweit-erste-wasserstoffzug> (Zugriff: MÄR 2021)
- [ARAL 2019] ARAL AG; Studie Tankstelle der Zukunft: Mobilitätstrend 2040; 2019
- [Auto Motor Sport 2019] Auto Motor Sport, Wasserstoff-X5 kommt in drei Jahren, 10 SEP. 2019, [www.auto-motor-und-sport.de/tech-zukunft/alternative-antriebe/bmw-x5-i-hydrogen-next-wasserstoff/](http://www.auto-motor-und-sport.de/tech-zukunft/alternative-antriebe/bmw-x5-i-hydrogen-next-wasserstoff/) (Zugriff: MÄR 2021)
- [Auto Motor Sport 2020] Auto Motor Sport, In Zukunft fahren alle Daimler-Lkw elektrisch; 10 DEZ. 2020, [www.auto-motor-und-sport.de/neuheiten/brennstoffzellen-lkw-mercedes-benz-genh2-truck/](http://www.auto-motor-und-sport.de/neuheiten/brennstoffzellen-lkw-mercedes-benz-genh2-truck/) (Zugriff: MÄR 2021)
- [Avacon 2021] Avacon: Wasserstoff im Gasnetz. <https://www.avacon-netz.de/pilotprojekt-schopsdorf> (Zugriff am: 01. MÄR 2021).
- [Balance-VNG 2021] BALANCE Erneuerbare Energien GmbH: Unsere Standorte; [Standorte - BALANCE Erneuerbare Energien GmbH - Ein Tochterunternehmen der VNG AG \(balance-vng.de\)](http://www.balance-vng.de) (Zugriff am: 03. FEB 2021)
- [Bauer 1999] Karl Gerhard Baur: Baureihe 101 – Die neuen Lokomotiv-Stars der Deutschen Bahn. GeraMond. München, 1999
- [BDEW 2019] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt; OKT 2019; <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/> (Zugriff am: 04. MAI 2021)
- [Bergander 2021] Bergander, S. (HYPOS e.V.): E-Mail an Reinhard Schultz (Schultz projekt consult), 28. MAI 2021
- [Berliner Morgenpost 2021] Berliner Morgenpost. Busse liegen bei Ökobilanz deutlich vor Autoverkehr. 24. JUN 2021; <https://www.morgenpost.de/berlin/article214667817/Busse-liegen-bei-Oekobilanz-deutlich-vor-Autoverkehr.html> (Zugriff am 7. JUN 2021)
- [Bilik et al. 2013] Bilik, J.; Pustejovska, P.; Brozova, S.; Jursova, S. (2013): Efficiency of hydrogen utilization in reduction processes in ferrous metallurgy. In: Scientia Iranica 20 (2), S. 337–342. DOI: 10.1016/j.scient.2012.12.028.
- [Biomasse-Freiberg 2021] Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.: Biogasanlagen, Grafik 2021; <https://www.biomasse-freiberg.de/anlagen/biogasanlagen.html> (Zugriff am: 03. MÄRZ 2021)

- [BMF 2020] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Förderkatalog. [www.foerderportal.bund.de/foekat/jsp/StartAction.do](http://www.foerderportal.bund.de/foekat/jsp/StartAction.do) (Zugriff am: 24. NOV 2020).
- [BMU 2020] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Der Klimaschutzplan 2050 – die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie. Stand: 06. OKT 2020. <https://www.bmu.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050> (Zugriff am: 5. JUN 2021)
- [BMVI 2021] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft. Das Bahn-Elektrifizierungsprogramm des Bundes. 2021; <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/elektrobahn-klimaschonend-zukunft-bahn-elektrifizierungsprogramm.html> (Zugriff am: 5. JUN 2021)
- [BMVI 2021b] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Kostenvergleich: Streckenelektrifizierungen versus Einsatz alternative Antriebe. 28. JAN 2021. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/kostenvergleich-streckenelektrifizierungen-versus-einsatz-alternative-antriebe.html> (Zugriff am 01. DEZ 2021)
- [BMW 2018] BMW Group: BMW nimmt in Leipzig 70 Wasserstoff-Routenzüge in Betrieb. 04. DEZ 2018; <https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0288005DE/bmw-nimmt-in-leipzig-70-wasserstoff-routenzuege-in-betrieb?language=de> (Zugriff am: 06. JUN 2021)
- [BMWi 2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Berlin, SEP 2018.
- [BMWi 2020] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie „Wasserstoff: Potenzial erkennen, Chancen nutzen“. Berlin, JUN 2020; [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=16](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16) (Zugriff am: 10. NOV 2020)
- [BMWi 2020a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. 22. JUN 2020; [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html) (Zugriff am 09. MÄR 2021)
- [BMWi 2021] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner



- Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. 10. FEB 2021.  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/referentenentwurf-enwg-novelle.html> (Zugriff am: 11. FEB 2021)
- [BMWi 2021a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). OKT 2020;  
[www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=131](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=131) (Zugriff am: JUN 2021)
- [BMWi 2021c] Karte mit allen IPCEI-Projekten,  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html> (Zugriff am: 20. JUL 2021)
- [BNetzA 2017] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: EEG in Zahlen 2017;  
[190513\\_EEGinZahlen\\_2017\\_Aktualisierung.xlsx](http://www.bundesnetzagentur.de/190513_EEGinZahlen_2017_Aktualisierung.xlsx)  
([bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)) (Zugriff am: 19. DEZ 2020)
- [BNetzA 2020] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister. JAN 2020;  
[www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht](http://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht) (Zugriff am: 11. JAN 2021)
- [BNetzA 2021] Bundesnetzagentur: Leitungsvorhaben. Stand 30. JUN 2021;  
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html> (Zugriff am: 31. OKT 2021).
- [BVerfG 2021] Bundesverfassungsgericht (BVerfG): Verfassungsbeschwerde gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich; 29. APR 2021;  
<https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html> (Zugriff am: 5. JUN 2021)
- [BWE 2021] Bundesverband Windenergie (BWE): Windenergie in Deutschland – Zahlen und Fakten, JUN 2021; [www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/](http://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/) (Zugriff am: 30. JUN 2021)
- [Captrain 2021] Captrain Regiobahn Bitterfeld; Spezialist für Werksbahnlogistik im Chemiepark Bitterfeld Wolfen; Vorstellung auf der Homepage;  
[www.captrain.de/unternehmen/standorte/regiobahn-bitterfeld-berlin/](http://www.captrain.de/unternehmen/standorte/regiobahn-bitterfeld-berlin/) (Zugriff am: 27. FEB 2021)
- [CPB Fraunhofer 2020] Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse (CPB Fraunhofer): Spatenstich für Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP in Leuna „Grüne Wasserstoff als Impulsgeber für eine nachhaltige Chemieindustrie“. Pressemitteilung 06. AUG 2020;  
<https://www.cbp.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/gruener-wasserstoff-als->

- [impulsgeber-fuer-eine-nach-haltige-chemie.html](#) (Zugriff am: 12. NOV 2020)
- [Chemiepark Bitterfeld-Wolfen 2019] Chemiepark Bitterfeld-Wolfen GmbH: Stoffkreislauf im Chemiepark, Stoffverbund, 28. FEB 2019; <https://www.chemiepark.de/der-chemiepark/stoffverbund/> (Zugriff am: 18. JAN 2022)
- [cleanthinking 2019] cleanthinking: Total setzt in Leuna auf synthetisches Methanol; 02. OKT 2019; <https://www.cleanthinking.de/synthetisches-methanol-total-sunfire-wasserstoff/> (Zugriff am: 28. JUL 2021)
- [cleanthinking 2021] www.cleanthinking.de: Nikola konkretisiert Pläne für Langstrecken-Brennstoffzellen-LKW mit klassenbesten Effizienz, 26. FEB 2021; [www.cleanthinking.de/nikola-konkretisiert-plaene-fuer-langstrecken-brennstoffzellen-lkw-mit-klassenbesten-effizienz/](http://www.cleanthinking.de/nikola-konkretisiert-plaene-fuer-langstrecken-brennstoffzellen-lkw-mit-klassenbesten-effizienz/) (Zugriff am: 28. FEB 2021)
- [Czechanowsky 2021] Czechanowsky, T. (für den energate-messenger): Wasserstoff-Förderung - Auswahl der IPCEI-Projekte ist angelaufen; 24. FEB 2021; <https://www.energate-messenger.de/news/209986/auswahl-der-ipcei-projekte-ist-angelaufen> (Zugriff am: 04. MRZ 2021)
- [DB 2020] Deutsche Bahn AG: Integrierter Bericht 2020. Berlin, 25. MRZ 2020
- [DBI 2016] Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg (DBI): Abschlussbericht Wirtschaftliche Bewertung der HYPOS-Wertschöpfungsketten zur Wasserstoffherzeugung im Kontext der verschiedenen Nutzungspfade - H<sub>2</sub>-Index. 15. JUL 2016
- [DEA 2020] Deutsche Energie-Agentur: Strategieplattform Power to Gas.; <https://www.powertogas.info/startseite/> (Zugriff am: 24. NOV 2020).
- [DECHEMA & FutureCamp 2019] FutureCamp Climate GmbH und DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. (Autoren); Verband der chemischen Industrie e.V. (Auftraggeber): Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. SEP 2019
- [DEHst 2017] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt): EU-Emissionshandel im Luftverkehr. 19. APR 2017; [https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Luftfahrzeugbetreiber/Emissionshandel/emissionshandel-im-luftverkehr\\_node.html](https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Luftfahrzeugbetreiber/Emissionshandel/emissionshandel-im-luftverkehr_node.html) (Zugriff am 5. JUN 2021)
- [Destatis 2018] Statistisches Bundesamt (Destatis): Wachsende Motorleistung der PKW führt zu steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. 26. NOV 2018; [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2018/11/PD18\\_459\\_85.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2018/11/PD18_459_85.html) (Zugriff am: 5. JUN 2021)

- [Destatis 2019] Statistisches Bundesamt (Destatis). Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Transportleistungen und Energieverbrauch im Straßenverkehr 2007 – 2017. 6. SEP 2019
- [Deutsche Windguard 2020] Deutsche Windguard 2020: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2020, [www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Status\\_des\\_Windenergieausbaus\\_an\\_Land\\_-\\_Jahr\\_2020.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-_Jahr_2020.pdf) (Zugriff JUN 2021)
- [Dietrich 2021a] Dietrich, A. (Linde GmbH) Telefonat mit Schultz, R. (Schultz projekt consult) am 13. APR 2021
- [Dietrich 2021b] Dietrich, A. (Linde GmbH) E-Mail mit Schultz, R. (Schultz projekt consult) am 14. SEP 2021
- [DIHK 2020] DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK): Wasserstoff-DIHK-Faktenpapier. Berlin/Brüssel, Stand JUN 2020
- [DLR et al. 2015] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), KBB Underground Technologies: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck; gefördert durch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Stuttgart, 5. FEB 2015
- [Döhring 2019] Döhring, C. (Geschäftsführer GETEC green energy GmbH): Der Energiepark Zerbst – Ein Beitrag zur Energiewende. Vortrag. 29. OKT 2019
- [DVGW 2019] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): WASSERSTOFF Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren - Daten, Fakten und Initiativen der Gaswirtschaft. Bonn, NOV 2019;  
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-schluessel-energiewende-sektoren-dvgw-factsheet.pdf> (Zugriff am: 10. NOV 2020)
- [DVGW 2020] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): Interaktive Power to Gas Karte Deutschland; 2020.  
<https://www.dvgw.de/themen/energiewende/power-to-gas/interaktive-power-to-gas-karte/> (Zugriff am: 10. NOV 2020)
- [dw 2019] Kinkartz, S. Deutsche Welle (dw): „Grüner Wasserstoff dringend gesucht“. 15. NOV 2019;  
<https://www.dw.com/de/gr%C3%BCner-wasserstoff-dringend-gesucht/a-51124354> (Zugriff am: 20. JUL 2021)

- [DWW 2019] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWW) im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg (MWAE Brandenburg): H2-Industrie Potenzialstudie Brandenburg „Studie zur Identifizierung und Analyse der Chancen und Potenziale zur Wasserstoffnutzung und Ansiedlung einer Wasserstoffindustrie im Land Brandenburg, insbesondere unter Beachtung der energie- und industriepolitischen Aspekte“ JUL 2019
- [EBE 2021] Erneuerbare Energien (EBE): Leipzig baut Europas erste Wasserstoff-Tram. 20. MRZ 2021;  
<https://www.erneuerbareenergien.de/leipzig-baut-Europas-erste-wasserstoff-tram> (Zugriff am: 20. MAI 2021)
- [Edison media 2020] Edison media: Siemens verkauft seinen ersten Batteriezug, Erst 60 % des Schienennetzes der Deutschen Bahn sind elektrifiziert. Züge mit alternativen Antrieben sollen deshalb die Dieselloks im Regionalverkehr ersetzen. 20. MRZ 2020;  
<https://edison.media/siemens-setzt-batteriezuwege-auf-gleis/25202512/> (Zugriff am: 01. MRZ 2021)
- [EDL 2021] EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH: edl - Innovativer Anlagenbau aus Leipzig mit Tradition;  
<https://www.edl.poerner.de/pt/company/> (Zugriff am: 31. MAI 2021)
- [electrive 2020] electrive.net: Allianz namens H2A forciert Rollout von H2-LKW in Europa; 15. DEZ 2020; [www.electrive.net/2020/12/15/allianz-namens-h2a-forciert-rollout-von-h2-lkw-in-europa/](http://www.electrive.net/2020/12/15/allianz-namens-h2a-forciert-rollout-von-h2-lkw-in-europa/) (Zugriff am: 26. FEB 2021)
- [Elsevier 2020a] Elsevier: Content - How Scopus Works.  
[www.elsevier.com/solutions/scopus/how-scopus-works/content?dgcid=RN\\_AGCM\\_Sourced\\_300005030](http://www.elsevier.com/solutions/scopus/how-scopus-works/content?dgcid=RN_AGCM_Sourced_300005030) (Zugriff am: 24. NOV 2020).
- [Elsevier 2020b] Elsevier: SciVal.  
[https://id.elsevier.com/as/authorization.oauth2?platSite=SVE%2FSciVal&ui\\_locales=en-US&scope=openid+profile+email+els\\_auth\\_info+els\\_analytics\\_info&response\\_type=code&redirect\\_uri=https%3A%2F%2Fscival.com%2Fidp%2Fcode&prompt=login&client\\_id=SCIVAL](https://id.elsevier.com/as/authorization.oauth2?platSite=SVE%2FSciVal&ui_locales=en-US&scope=openid+profile+email+els_auth_info+els_analytics_info&response_type=code&redirect_uri=https%3A%2F%2Fscival.com%2Fidp%2Fcode&prompt=login&client_id=SCIVAL) (Zugriff am: 24. NOV 2020).
- [Energiepark Bad Lauchstädt 2020] Energiepark Bad Lauchstädt: Reallabor zur intelligenten Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff. <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/#reallabor-zur-intelligenten-erzeugung-speicherung-transport-und-nutzung-von-gruenem-wasserstoff> (Zugriff am: 12. NOV 2020)

- [energy-saxony 2021] [www.energy-saxony.net: IPCEI Wasserstoff - Verbünde aus Sachsen Digitale Pressemappe. 2021; https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Pressemitteilungen/2021/IPCEI\\_Factsheet\\_v2.pdf](https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Pressemitteilungen/2021/IPCEI_Factsheet_v2.pdf) (Zugriff am: 27. JUL 2021)
- [Erfurter Bahn 2021] Erfurter Bahn, Vorstellung des Fuhrparks und der einzelnen Fahrzeuge; [www.erfurter-bahn.de/unternehmen/fahrzeuge.html](http://www.erfurter-bahn.de/unternehmen/fahrzeuge.html) (Zugriff am: 26. FEB 2021)
- [Europäische Kommission 2021] Europäische Kommission: Vermaschte Offshore-Übertragungsnetze sind der Schlüssel zu einer nachhaltigen Energiezukunft; <https://cordis.Europa.eu/article/id/124000-meshed-offshore-transmission-grids-key-to-a-sustainable-energy-future/de> (Zugriff am: 16. FEB 2021).
- [EWI 2020] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: Grüner Wasserstoff: Weltweit große Kostenunterschiede und hohe Transportkosten. 08. DEZ 2020; <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/gruener-wasserstoff-weltweit-grosse-kostenunterschiede-und-hohe-transportkosten/> (Zugriff am: 02. FEB 2021).
- [Faun 2021] FAUN Umwelttechnik GmbH & Co. KG: Alternative Antriebe. 2021; [https://www.faun.com/produkte/alternative\\_antriebe/](https://www.faun.com/produkte/alternative_antriebe/) (Zugriff am: 15. SEP 2021)
- [Fassbinder 2019] Stefan Fassbinder: Wie Energie-effizient ist der Bahnverkehr wirklich? Vortrag für das Deutsche Kupferinstitut. 2019; [https://www.ews.tu-berlin.de/fileadmin/fg98/papers/2019/EWS\\_200113\\_BahnEffizienz.pdf](https://www.ews.tu-berlin.de/fileadmin/fg98/papers/2019/EWS_200113_BahnEffizienz.pdf) (Zugriff am: 26. FEB 2021)
- [FCH JU 2020] FCH JU: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. [www.fch.europa.eu/](http://www.fch.europa.eu/) (Zugriff am: 24. NOV 2020).
- [Fenchel 2021] Dr. Stefan Fenchel (BMW Group Werk Leipzig): Dekarbonisierung BMW Group Werk Leipzig; Präsentation; Jahresveranstaltung der Mitteldeutschen Wasserstoffwirtschaft am 01. NOV 2021; [https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_bmw-group-werk-leipzig\\_dr-stefan-fenchel.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_bmw-group-werk-leipzig_dr-stefan-fenchel.pdf) (Zugriff am: 23. NOV 2021)
- [FES 2020] Friedrich-Ebert-Stiftung: Kohleausstieg und Strukturwandel in Sachsen-Anhalt, Magdeburg, 2020.
- [Ffe 2019a] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: Studie zur Regionalisierung von PtP-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 - 2030. 17. JUN 2019
- [Ffe 2019b] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (Ffe): Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X. Pressemitteilung 23. APR 2019; <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/892->

- [elektrolyse-die-schlüsseltechnologie-fuer-power-to-x](#) (Zugriff am: 10. NOV 2020)
- [FNB 2020] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.: Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz. 28. Jan 2020 [www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/](http://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/) (Zugriff am: 11. FEB 2021).
- [FOR 2021] Far Offshore Renewables: The Market need for Hydrogen, 2021. <http://www.faroffre.com/page6.html> (Zugriff am 25. NOV 2021).
- [FÖSM 2021] Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, im Auftrag des EWS: Was Erdgas wirklich kostet: Roadmap für den fossilen Gasausstieg im Wärmesektor, Berlin, JUN 2021
- [Fraunhofer 2019] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Karlsruhe), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Freiburg), Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS (Halle), Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS (Dresden): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland; OKT 2019
- [Fraunhofer IWES 2018] Das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE). Windmonitor des Fraunhofer IWES für das Jahr 2018. [http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor\\_de/3\\_Onshore/5\\_betriebsergebnisse/1\\_volllaststunden/](http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/) (Zugriff JUN 2021)
- [Fraunhofer IWU 2020] Kratzsch, A.; Krautz, H.; Schmidt, S.; Hilse, H.; Vogel, C.; Günther, T.; Stein, J.; Bretschneider F.; Scholz, S.; Tiedemann, R.; Lisk, A.: Wasserstoffwirtschaft in der Lausitz - Perspektiven und Potenziale einer sektorenübergreifenden Wasserstoffwirtschaft in der Wirtschaftsregion Lausitz. Im Auftrag der Wirtschaftsregion Lausitz GmbH, Zittau, MRZ 2020.
- [FS & SIBW 2021] Freistaat Sachsen (FS) & Sächsischer Innovationscluster für Brennstoffzellen und Wasserstoff (SIBW): IPCEI: Wasserstoff – Verbünde aus Sachsen; [http://hzwo.eu/media/IPCEI\\_HZwo\\_Factsheet.pdf](http://hzwo.eu/media/IPCEI_HZwo_Factsheet.pdf) (Zugriff am: 06. JUN 2021)
- [Gazdzicki et al. 2019] Pawel Gazdzicki, Indro Biswas, Aldo Gago und Pia Aßmann (DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V), Heike Wünscher (CiS - Forschungsinstitut für Mikrosensorik GmbH), Yvonne Joseph und Julia Wünsche (TUBAF - Technische Universität Bergakademie Freiberg), Tobias Reimann (ISLE Steuerungstechnik und Leistungselektronik GmbH), François Laridant und Fabien Aupretre (Areva H2 Gen): ElyKon -

- Electrolysis System Components for Dynamic/Intermitting Operation. Vortrag auf HYPOS-Forum; 30. OKT.2019
- [Gries 2021a] Gries, T. (Air Liquide Deutschland GmbH): E-Mail an Reinhard Schultz (Schultz projekt consult), 18. MÄR 2021
- [GSD 2021] Genesis Destatis: Durchschnittsgröße Wohnungen. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=statistikTabellen&selectionname=31231#abreadcrumb> (Zugriff am: 05. MAI 2021)
- [Günzel 2021] Günzel Fördertechnik und Fahrzeugbau GmbH: Produktfinder. Nutzfahrzeuge. 2021; [https://www.guensel.de/de/Produktfinder/?offerType=new&sorting\[field\]=productType&sorting\[direction\]=ASC&sorting\[customWeight\]=true&driveTypes\[\]=3341](https://www.guensel.de/de/Produktfinder/?offerType=new&sorting[field]=productType&sorting[direction]=ASC&sorting[customWeight]=true&driveTypes[]=3341) (Zugriff am: 15. SEP 2021)
- [Günther 2014] Günther, T., Entwicklung einer Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen, Dissertation an der Technischen Universität Cottbus, FEB 2014
- [H2Tools 2015] Hydrogen Tool Portal der Pacific Northwest National Laboratory: MERCHANT HYDROGEN PLANT CAPACITIES IN EuroPE. 2015; <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/merchant-hydrogen-plant-capacities-Europe> (Zugriff am: 24. FEB 2021)
- [Handelsblatt 2021] Handelsblatt: Bundesregierung ebnet Weg für Wasserstoffnetze. 10. FEB 2021; <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewen-de-bundesregierung-ebnet-weg-fuer-wasserstoffnetze/26899482.html> (Zugriff am: 10. FEB 2021)
- [Hartmann 2008] Dr. Hartmann, A. (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg): Wieviel Fläche wird für Biogas benötigt?; JUL 2008; [https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag08\\_07\\_08.pdf](https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag08_07_08.pdf) (Zugriff am: 27. AUG 2021)
- [HAVAG 2021] Hallesche Verkehrs AG: Vorstellung des Fuhrparks und der einzelnen Fahrzeuge; <https://havag.com/unternehmen/havag/fuhrpark> (Zugriff am: 03. MRZ 2021)
- [Heise Online 2020] Heise Online: Die Elektrifizierung der Bahn kommt nur langsam voran. 21. JUL 2020; <https://www.heise.de/news/Bahn-Elektrifizierung-kommt-nur-langsam-voran-4848387.html> (Zugriff am 29. JUL 2021)
- [Hünlich 2021] Hünlich, D. (Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas GmbH): Telefon-Interview, 22. FEB 2021
- [HYPOS 2017] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): White Paper zur Fortführung der HYPOS Strategie. JUN 2017; <https://www.HYPOS->

- [eastgermany.de/fileadmin/content/downloads/pdf/HYPOS-whitepaper\\_zur\\_strategiefortfuehrung\\_2017\\_0.pdf](http://eastgermany.de/fileadmin/content/downloads/pdf/HYPOS-whitepaper_zur_strategiefortfuehrung_2017_0.pdf) (Zugriff am: 19. NOV 2020)
- [HYPOS 2018] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): Wasserstoff kann Mitteldeutschlands Schienenverkehr umweltfreundlicher machen. MÄR 2018; [www.hypos-eastgermany.de/fileadmin/content/content/2018/Pressemitteilungen/180321\\_PM\\_Wasserstoffbetriebene\\_Zuege\\_in\\_Mitteldeutschland.pdf](http://www.hypos-eastgermany.de/fileadmin/content/content/2018/Pressemitteilungen/180321_PM_Wasserstoffbetriebene_Zuege_in_Mitteldeutschland.pdf) (Zugriff am: 28. FEB 2021)
- [HYPOS 2019] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): Aus Vision wird Wirklichkeit, Reallabor GreenHydroChem startet in Leuna. 18. JUL 2019; [https://www.hypos-eastgermany.de/blog/single/news\\_greenhydrochem/](https://www.hypos-eastgermany.de/blog/single/news_greenhydrochem/) (Zugriff am: 12. NOV 2020)
- [HYPOS 2020b] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): H2-Flex – Demonstration und Maximierung des Flexibilitätspotenzials einer Chlor-Alkali-Elektrolyse. <https://www.hypos-eastgermany.de/wasserstoffprojekte/zwanzig20/chemische-umwandlung/h2-flex/> (Zugriff am: 11. DEZ 2020)
- [HYPOS 2021] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): Wasserstoffregion. <https://www.hypos-eastgermany.de/wasserstoffregion/> (Zugriff am 31. MAI 2021)
- [HYPOS 2021a] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): HYPOS Projekte. <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/> (Zugriff am: 03. MRZ 2021).
- [HYPOS 2021b] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): H2 Forschungskaverne. <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-forschungskaverne/> (Zugriff am: 03. MRZ 2021).
- [HYPOS 2021c] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): H2-PIMS. <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-pims/> (Zugriff am: 03. MRZ 2021).
- [HYPOS 2021d] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): H2-UGS; <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-ugs/> (Zugriff am: 03. MRZ 2021).
- [IEA 2019] International Energy Agency (IEA): The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. JUN 2019



- [IEA 2020] International Energy Agency (IEA): IEA hydrogen project database. JUN 2020; <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database> (Zugriff am: 24. FEB 2021)
- [IE Leipzig et al. 2021] Leipziger Institut für Energie, Deutsches Biomasseforschungszentrum, r2b energy consulting: Entwicklung Energiekonzept für die Innovationsregion Mitteldeutschland. Präsentation; Berlin, 18. FEB 2021
- [InfraLeuna 2021] InfraLeuna GmbH, Vorstellung des Eisenbahnnetzes der InfraLeuna;  
[www.infraleuna.de/infraleuna/infrastruktur/eisenbahnnetz/](http://www.infraleuna.de/infraleuna/infrastruktur/eisenbahnnetz/)  
(Zugriff am: 01. MÄR 2021)
- [Innovationspreis Gas 2020] Innovationspreis der Deutschen Gaswirtschaft: 1. Platz, Optimierung der Wasserstoffproduktion von Elektrolyseuren, Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf, TU Dresden;  
<https://innovationspreis.gas.info/house-of-innovation/forschung-entwicklung/wasserstoffproduktion/>  
(Zugriff am: 19. NOV 2020)
- [innovERZ.hub 2021] innovERZ.hub: HeiterBlick GmbH entwickelt Europas erste Wasserstoff-Tram. 19. MRZ 2021;  
<https://www.innoverz.de/de/news/europas-erste-wasserstoff-tram.html#:~:text=HeiterBlick%20GmbH%20entwickelt%20Europas%20erste%20Wasserstoff-Tram%20Die%20HeiterBlick,Robotik%20eine%20einzigartige%20Innovation%3A%20Europas%20erste%20Wasserstoff-Brennstoffzellen-betriebene%20Stra%C3%9Fenbahn> (Zugriff am: 15. SEP 2021)
- [Internationales Verkehrswesen 2018] Internationales Verkehrswesen, Bombardier und TU-Berlin: Innovativer Batteriezug ab 2019 im Testbetrieb; 15. SEP 2018; [www.internationales-verkehrswesen.de/batteriezug-ab-2019-im-testbetrieb/](http://www.internationales-verkehrswesen.de/batteriezug-ab-2019-im-testbetrieb/) (Zugriff am: 02. MRZ 2021)
- [ISI 2020] Fraunhofer ISI; Brennstoffzellen-LKW: 140 Tankstellen reichen. 08. OKT 2020; <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2020/presseinfo-18-wasserstoff-tankstellen-brennstoffzellen-lkw.htm> (Zugriff am: 01. JUN 2021)
- [IW Consult 2020] IW Consult GmbH: Wasserstofffranking 2020. Wo steht das Ruhrgebiet im Metropolenvergleich?, DEZ 2020.
- [IWR 2020] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): Stadtwerke Leipzig: Neue Gasturbinen für Heizkraftwerk mit Option Wasserstoffbetrieb. 19. NOV 2020;  
<https://www.iwr.de/news/stadtwerke-leipzig-neue-gasturbinen-fuer-heizkraftwerk-mit-option-wasserstoffbetrieb-news37087> (Zugriff am: 01. FEB 2021)

- [KBA 2020] Kraftfahrtbundesamt [KBA]. Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). 2020;  
[https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1\\_b\\_uebersicht.html?nn=1146130](https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html?nn=1146130) (Zugriff am 7. JUN 2021)
- [KFA Jülich 1979] Kernforschungsanlage Jülich GmbH - Institut für Reaktorentwicklung: Wirtschaftliche Aspekte für Wasserstoff aus thermochemischen und hybriden Kreisprozessen mit HTR-Prozesswärme - Potentiale, Kosten, Konkurrenzfähigkeit; Jülich, DEZ 1979
- [Kirchner 2020] Kirchner, T.: „Grüner“ Wasserstoff aus Zerbst; Artikel für [www.volksstimme.de](http://www.volksstimme.de); 12. AUG 2020;  
<https://www.volksstimme.de/lokal/zerbst/erneuerbare-energien-gruener-wasserstoff-aus-zerbst> (Zugriff am: 01. MRZ 2021)
- [Klimareporter 2021] Jörg Staude (klimareporter.de): Batteriezug fährt Wasserstoffzug davon. 31 JUL 2020; [www.klimareporter.de/verkehr/batteriezug-faehrt-dem-wasserstoffzug-davon](http://www.klimareporter.de/verkehr/batteriezug-faehrt-dem-wasserstoffzug-davon) (Zugriff am: 01. MRZ 2021)
- [Laure 2021] Dr. Laure Plasmatechnologie: Silizium Herstellung, 2021.  
<http://laure-plasma.de/anwendungen/silizium-herstellung/> (Zugriff am 25. NOV 2021).
- [Land Sachsen 2018] Sächsisches Staatsministerium für Wissenschaft und Kunst; Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Masterplan Energieforschung in Sachsen, Dresden, MRZ 2018.
- [Land Sachsen-Anhalt 2020a] Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt; Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitalisierung des Landes Sachsen-Anhalt; Ministerium für Landesentwicklung und Verkehr des Landes Sachsen-Anhalt: Grünbuch zur Entwicklung einer Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt, Magdeburg, AUG 2020.
- [Land Sachsen-Anhalt 2020b] Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt; Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitalisierung des Landes Sachsen-Anhalt; Ministerium für Landesentwicklung und Verkehr des Landes Sachsen-Anhalt: Weissbuch zur Entwicklung einer Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt, Magdeburg, NOV 2020.
- [LeipzigInfo 2020] LeipzigInfo.de: Leipziger Verkehrsbetriebe verkaufen Busse nach Thessaloniki. 27. AUG 2020;  
<https://www.leipziginfo.de/aktuelles/artikel/leipziger-verkehrsbetriebe-verkaufen-busse-nach-thessaloniki/> (Zugriff am: 03.MRZ 2021)

- [Lechleitner et al. 2020] Lechleitner A, Schwabl D, Schubert T, Bauer M, Lehner M.:  
Chemisches Recycling von gemischten Kunststoffabfällen als  
ergänzender Recyclingpfad zur Erhöhung der Recyclingquote.  
Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft, 72(1):47-60.
- [LHyVE 2021] LHyVE (www.lhyve.de): LHyVE – Schaufenster sächsischer und  
mitteldeutscher Wasserstofftechnologien. 2021; <https://lhyve.de/>  
(Zugriff am: 27.JUL 2021)
- [Linde Kryotechnik 2021] Linde Kryotechnik AG: Anlagen zur Verflüssigung von Wasserstoff;  
2021; [https://www.linde-kryotechnik.ch/de/produkte/anlagen-  
zur-verfluessigung-von-wasserstoff/](https://www.linde-kryotechnik.ch/de/produkte/anlagen-zur-verfluessigung-von-wasserstoff/) (Zugriff am: 22. NOV 2021)
- [L-IZ 2020] Leipziger Zeitung (L-IZ): Stadtwerke Leipzig dürfen ihr modernes  
Gasturbinenheizkraftwerk an der Bornaischen Straße bauen. 04.  
AUG 2020; [https://www.l-iz.de/wirtschaft/wirtschaft-  
leipzig/2020/08/Stadtwerke-Leipzig-duerfen-ihr-modernes-  
Gasturbinenheizkraftwerk-an-der-Bornaischen-Strasse-bauen-  
342334](https://www.l-iz.de/wirtschaft/wirtschaft-leipzig/2020/08/Stadtwerke-Leipzig-duerfen-ihr-modernes-Gasturbinenheizkraftwerk-an-der-Bornaischen-Strasse-bauen-342334) (Zugriff am: 31. Mai 2021)
- [LMV-Online 2014] [www.lebensmittelverarbeitung-online.de](http://www.lebensmittelverarbeitung-online.de) (LMV-Online): Air  
Liquide nimmt neue Produktionsstätte in Betrieb; 13. MRZ 2014;  
[https://www.lebensmittelverarbeitung-  
online.de/branchennews/air-liquide-nimmt-neue-  
produktionsstaette-in-betrieb](https://www.lebensmittelverarbeitung-online.de/branchennews/air-liquide-nimmt-neue-produktionsstaette-in-betrieb) (Zugriff am: 28. JUL 2021)
- [Lorenz & Kunz 2020] Dr. Lorenz, M. und Dr. Kunz, S. (Südzucker AG, Zeitz): persönliches  
Gespräch mit Schultz, R. (Schultz projekt consult) am 19. NOV 2020
- [Lorenz 2021a] Dr. Lorenz, M. (Südzucker AG, Zeitz): E-Mail an Schultz, R. (Schultz  
projekt consult) am 01. JUN 2021
- [Lorenz 2021b] Dr. Lorenz, M. (Südzucker AG, Zeitz): E-Mail an Schultz, R. (Schultz  
projekt consult) am 02. AUG 2021
- [LSSA 2021] Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt (LSSA): Statistischer  
Bericht: Energie- und Wasserversorgung 2019. JAN 2021;  
[https://statistik.sachsen-  
anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Landesaeemter/StaLa/startseite/  
Themen/Energie/Berichte/6E403\\_2019-A.pdf](https://statistik.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Landesaeemter/StaLa/startseite/Themen/Energie/Berichte/6E403_2019-A.pdf) (Zugriff am: 10.  
MAI 2021)
- [LVB 2021] Leipziger Verkehrsbetriebe: Pressemitteilungen;  
[www.l.de/gruppe/das-sind-wir/kennzahlen-und-berichte](http://www.l.de/gruppe/das-sind-wir/kennzahlen-und-berichte)  
(Zugriff am: FEB 2021)
- [LVZ 2021] LVZ: Region Leipzig-Halle soll Weltspitze beim Thema Wasserstoff  
werden, 2021.  
[https://www.lvz.de/Region/Mitteldeutschland/Region-Leipzig-  
Halle-soll-Weltspitze-beim-Thema-Wasserstoff-werden](https://www.lvz.de/Region/Mitteldeutschland/Region-Leipzig-Halle-soll-Weltspitze-beim-Thema-Wasserstoff-werden) (Zugriff  
am 25. NOV 2021).

- [MDV 2013] Mitteldeutscher Verkehrsverbund (MDV): Mobilität 2025 im ländlichen Raum in Mitteldeutschland. Vortrag. Halle, 14. OKT 2013; [https://demografie.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik\\_und\\_Verwaltung/MLV/Demografieportal/Dokumente/2013\\_10\\_14\\_Demographie-Allianz\\_Sachsen-Anhalt\\_MDV.pdf](https://demografie.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLV/Demografieportal/Dokumente/2013_10_14_Demographie-Allianz_Sachsen-Anhalt_MDV.pdf) (Zugriff am: 1. MÄR 2021)
- [MDV 2021] Mitteldeutscher Verkehrsverbund (MDV): Karte Verbunderweiterung, [https://www.mdv.de/site/uploads/Karte\\_Verbunderweiterung.jpg](https://www.mdv.de/site/uploads/Karte_Verbunderweiterung.jpg) (Zugriff am: 9. MÄR 2021)
- [MEG 2021] Mitteldeutsche Eisenbahn GmbH, H3 – Neue Hybridloks von Alstom im Einsatz bei der MEG; [www.meg-bahn.de/hr-neue-hybridloks-von-alstom-im-einsatz-bei-der-meg/](http://www.meg-bahn.de/hr-neue-hybridloks-von-alstom-im-einsatz-bei-der-meg/) (Zugriff am: 25. FEB 2021)
- [Meiner 2021] Hendrik Meiner (DHL Hub Leipzig GmbH): Potenziale für Grünen Wasserstoff beim DHL Hub Leipzig; Präsentation; Jahresveranstaltung der Mitteldeutschen Wasserstoffwirtschaft am 01. NOV 2021; [https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_dhl-hub-leipzig\\_hendrik-meiner.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_dhl-hub-leipzig_hendrik-meiner.pdf) (Zugriff am: 23. NOV 2021)
- [Metropolregion 2021] Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH: Länderübergreifendes Wasserstoffnetz Mitteldeutschland geplant. 17. JUN 2021; <https://www.mitteldeutschland.com/de/laenderuebergreifendes-wasserstoffnetz-mitteldeutschland-geplant/> (Zugriff am 09. SEP 2021)
- [MIBRAG 2021] MIBRAG mbH: Vorstellung des Industriekraftwerks Wähltitz; MRZ 2021; [www.mibrag.de/de-de-geschaeftsfelder/kraftwerke/industriekraftwerk-waehlitz](http://www.mibrag.de/de-de-geschaeftsfelder/kraftwerke/industriekraftwerk-waehlitz) (Zugriff am: MRZ 2021)
- [MITNETZ GAS 2021] MITNETZ GAS: Persönliche Korrespondenz am 09. MÄR 2021.
- [Mitteldeutsche Flughäfen 2020] Mitteldeutsche Flughäfen: Luftfracht und Logistik am Flughafen Halle/Leipzig. 2020; <https://www.mdf-ag.com/geschaeftspartner/luftfracht-und-logistik/flughafen-leipzig-halle/> (Zugriff am: 5. JUN 2021)
- [Mitteldeutsche Regionalbahn 2021] Mitteldeutsche Regionalbahn: Vorstellung des Fuhrparks und der einzelnen Fahrzeuge; [www.mitteldeutsche-regiobahn.de/de/ueber-uns/fahrzeugpark-der-mitteldeutschen-regiobahn](http://www.mitteldeutsche-regiobahn.de/de/ueber-uns/fahrzeugpark-der-mitteldeutschen-regiobahn) (Zugriff am: 26. FEB 2021)
- [MLV SA 2012] Ministerium für Landesentwicklung und Verkehr des Landes Sachsen-Anhalt: Logistikstandort Sachsen-Anhalt; Ausgewählte

- Distributionszentren und Logistik- und Transportunternehmen; AUG 2012; [https://mlv.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik\\_und\\_Verwaltung/MLV/MLV/Service/Publikationen/Logistikstandort\\_Sachsen-Anhalt.pdf](https://mlv.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLV/MLV/Service/Publikationen/Logistikstandort_Sachsen-Anhalt.pdf) (Zugriff am: 25. NOV 2021)
- [Netztransparenz 2020] Netztransparenz.de: EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019. 31. JUL 2020; [www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten](http://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten) (Zugriff am: 17. FEB 2021)
- [Netzwerk Logistik 2021] Netzwerk Logistik Mitteldeutschland e. V.: Logistikregion, 2021 <http://www.logistik-mitteldeutschland.de/category/logistikregion/> (Zugriff am: 23. NOV 2021)
- [Okolie et al. 2021] Okolie, J. A.; Patra, B. R.; Mukherjee, A.; Nanda, S.; Dalai, A. K.; Kozinski, A.J.: Futuristic applications of hydrogen in energy, biorefining, aerospace, pharmaceuticals and metallurgy, 2021. In: International Journal of Hydrogen Energy 46, S. 8885–8905.
- [Öko-Institut 2014] Öko-Institut e.V.: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien; Studie Berlin, MRZ 2014
- [Privat Bahn 2021] Privat Bahn ist ein nicht kommerzielles Internetprojekt von Alexander Bückle. Vorstellung der Fahrzeugtypen von InfraLeuna; [www.privat-bahn.de/InfraLeuna.html](http://www.privat-bahn.de/InfraLeuna.html) (Zugriff am: 02. MÄR 2021)
- [Ragwitz et al. 2021] Ragwitz M., Kschammer K., Hanßke A., Pfluger B., Unger A., Wietschel M. Zenker A., Horvat D. Jahn M.: *Wasserstoff-Masterplan für Ostdeutschland*. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IKTS, IEG und ISI, 2021.
- [Regierung-MV 2021] Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern: Vier Wasserstoff-Projekte aus MV für IPCEI-Förderung ausgewählt; Pressemitteilung Nr.101/21; 28. MAI 2021; [https://www.regierung-mv.de/Aktuell/?id=170340&processor=processor.sa.pressemitteilung#:~:text=Vier%20Wasserstoff%2DProjekte%20aus%20MV%20f%C3%BCr%20IPCEI%2DF%C3%B6rderung%20ausgew%C3%A4hlt&text=Vier%20zentrale%20Wasserstoffprojekte%20aus%20Mecklenburg,Common%20European%20Interest\)%20ausgew%C3%A4hlt%20worden](https://www.regierung-mv.de/Aktuell/?id=170340&processor=processor.sa.pressemitteilung#:~:text=Vier%20Wasserstoff%2DProjekte%20aus%20MV%20f%C3%BCr%20IPCEI%2DF%C3%B6rderung%20ausgew%C3%A4hlt&text=Vier%20zentrale%20Wasserstoffprojekte%20aus%20Mecklenburg,Common%20European%20Interest)%20ausgew%C3%A4hlt%20worden) (Zugriff am: 31. Mai 2021)
- [Roads2HyCOM 2007] Roads2HyCOM: DELIVERABLE 2.1 AND 2.1a “European Hydrogen Infrastructure Atlas” and “Industrial Excess Hydrogen Analysis” PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production. 07. MRZ 2007; <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.477.3069&rep=rep1&type=pdf> (Zugriff am: 25. FEB 2021)

- [Röhr 2017] Röhr, C. (Universität Freiburg): Chlor-Alkali-Elektrolyse - Von den Grundlagen bis zum aktuellen Stand der Technik, AGP Begleitvorlesung. 18. OKT 2017; [http://ruby.chemie.uni-freiburg.de/Vorlesung/Seminare/chloralkalielektrolyse\\_agp\\_2017.pdf](http://ruby.chemie.uni-freiburg.de/Vorlesung/Seminare/chloralkalielektrolyse_agp_2017.pdf) (Zugriff am: 24. FEB 2021)
- [S-Bahn Mitteldeutschland 2021] S-Bahn Mitteldeutschland: Vorstellung des Fuhrparks und der einzelnen Fahrzeuge; [www.s-bahn-mitteldeutschland.de/wir/fahrzeuge](http://www.s-bahn-mitteldeutschland.de/wir/fahrzeuge) (Zugriff am: 25. FEB 2021)
- [Scheuermann 2021] Armin Scheuermann für Chemie Technik: „Linde will weltgrößte Wasserstoff-Elektrolyseanlage auf PEM-Basis in Leuna bauen und betreiben“. 13. JAN 2021; <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/linde-will-weltgroesste-wasserstoff-elektrolyseanlage-auf-pem-basis-in-leuna-bauen-und-betreiben-123.html> (Zugriff am: 04. FEB 2021)
- [SKWP 2019] SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH: Aktualisierung 2019 zur Umwelterklärung 2018 der Standorte Piesteritz und Cunnersdorf. 17. APR 2019; [https://www.skwp.de/fileadmin/content/05\\_mediacenter/broschueren/umwelterklaerung/UWE\\_2019.pdf](https://www.skwp.de/fileadmin/content/05_mediacenter/broschueren/umwelterklaerung/UWE_2019.pdf) (Zugriff am: 03. JUN 2021)
- [SLFS 2019] Statistisches Landesamt Freistaat Sachsen: Die Datenbank des Statistischen Landesamtes des Freistaates Sachsen. [www.statistik.sachsen.de/genonline/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=0&levelid=1621429264347&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=43531-004Z&auswahltext=&nummer=4&variable=4&name=KRS50P&wertabruf=Werteabruf#abreadcrumb](http://www.statistik.sachsen.de/genonline/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=0&levelid=1621429264347&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=43531-004Z&auswahltext=&nummer=4&variable=4&name=KRS50P&wertabruf=Werteabruf#abreadcrumb) (Zugriff am: 27. AUG 2021)
- [Sprung 2021] Sprung, H. (ONTRAS Gastransport GmbH): Persönliche Mitteilung (E-Mail) an Schultz, Max. (Schultz Projekt Consult). 01. JUN 2021
- [Stadt Halle 2018] Stadt Halle: Nahverkehrsplan der Stadt Halle aus dem Jahr 2018. 21. NOV 2021); [www.halle.de/push.aspx?s=downloads/de/Verwaltung/Stadtentwicklung/Verkehr-allgemein/Planung//Nahverkehrsplan/nvp2018\\_181121.pdf](http://www.halle.de/push.aspx?s=downloads/de/Verwaltung/Stadtentwicklung/Verkehr-allgemein/Planung//Nahverkehrsplan/nvp2018_181121.pdf), (Zugriff am: 03. MÄR 2021)
- [Stadt Leipzig 2019] Stadt Leipzig: Nahverkehrsplan der Stadt Leipzig. Zweite Fortschreibung. 31. DEZ 2019; [https://static.leipzig.de/fileadmin/mediendatenbank/leipzig-de/Stadt/02.6\\_Dez6\\_Stadtentwicklung\\_Bau/66\\_Verkehrs\\_und\\_Tiefbauamt/Nahverkehrsplan/Zweite-Fortschreibung-](https://static.leipzig.de/fileadmin/mediendatenbank/leipzig-de/Stadt/02.6_Dez6_Stadtentwicklung_Bau/66_Verkehrs_und_Tiefbauamt/Nahverkehrsplan/Zweite-Fortschreibung-)

- [Nahverkehrsplan-Stadt-Leipzig-2019.pdf](#) (Zugriff am: 03. MÄR 2021)
- [Statista 2020] Statista: Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch der in Deutschland zugelassenen PKW in den Jahren von 2010 bis 2019. DEZ 2020; <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/484054/umfrage/durchschnittsverbrauch-pkw-in-privaten-haushalten-in-deutschland/> (Zugriff am 7. JUN 2021)
- [Statistik LA Sachsen 2019] Statistisches Landesamt des Freistaates Sachsen: Flächennutzung Sachsens. Stand 2019, [www.statistik.sachsen.de/html/flaechennutzung.html](http://www.statistik.sachsen.de/html/flaechennutzung.html) (Zugriff 05.2021)
- [Strickling 2021] Strickling, L. (r2b energy consulting GmbH): Persönliche Mitteilung (E-Mail) an Dinse, C. (Schultz projekt consult); 03. März 2021
- [Strom Magazin 2021] Strom Magazin: Anteil an E-Bussen im ÖPNV ist sehr gering. 26. FEB 2021; [https://www.strom-magazin.de/strommarkt/anteil-an-e-bussen-im-oepnv-ist-sehr-gering\\_224472.html](https://www.strom-magazin.de/strommarkt/anteil-an-e-bussen-im-oepnv-ist-sehr-gering_224472.html) (Zugriff am: 03. MÄR 2021)
- [Thüringer Allgemeine 2017] Thüringer Allgemeine: Dieselmotor wird emissionsfrei: Prototyp zu Wasserstofftechnik in Nordhausen auf dem Prüfstand; 30. JUN 2017; [www.thueringer-allgemeine.de/leben/vermishtes/keyou-dieselmotor-wird-emissionsfrei-prototyp-wasserstoff-technik-nordhausen-id222940231.html](http://www.thueringer-allgemeine.de/leben/vermishtes/keyou-dieselmotor-wird-emissionsfrei-prototyp-wasserstoff-technik-nordhausen-id222940231.html) (Zugriff am: 03. MRZ 2021)
- [TLL 2015] Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum: Landwirtschaftliche Biogasanlagen in Thüringen, Stand 01. MAI 2015; [http://www.tll.de/ainfo/bga\\_info/bga\\_inf.htm](http://www.tll.de/ainfo/bga_info/bga_inf.htm) (Zugriff am: 03. MRZ 2021)
- [TLS 2019] Thüringer Landesamt für Statistik; Energieverbrauch im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe in Thüringen 2019; [https://statistik.thueringen.de/webshop/pdf/2019/05404\\_2019\\_00.pdf](https://statistik.thueringen.de/webshop/pdf/2019/05404_2019_00.pdf) (Zugriff am: 05. JUN 2021)
- [TransnetBW 2021] TransnetBW GmbH: Die Windstromleitung. [www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink/projektueberblick](http://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink/projektueberblick) (Zugriff am: 10. FEB 2021).
- [UBA 2019] Umweltbundesamt: Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen – Abschlussbericht. MRZ 2019
- [VDI/ VDE 2019] VDI/VDE: Studie über Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeuge; MAI 2019; <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/brennstoffzellen-und-batteriefahrzeuge> (Zugriff am: 03. MÄR 2021)

- [VKU 2020] Verband kommunaler Unternehmen (VKU): BMWi Vorschlag zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürgern am Betrieb von Windenergieanlagen. JUN 2020;  
<https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/bmwi-vorschlag-zur-finanziellen-beteiligung-von-kommunen-und-buergern-am-betrieb-von-windenergieanlagen/> (Zugriff JUN 2021)
- [VNG 2021] VNG Gasspeicher GmbH: Starkes Doppel: Speicherstandorte;  
<https://www.vng-gasspeicher.de/speicherstandorte> (Zugriff am: 06. AUG 2021)
- [Von Olshausen 2021] Christian von Olshausen (Sunfire GmbH): Produktion von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen im Gigawatt-Bereich, Präsentation; Jahresveranstaltung der Mitteldeutschen Wasserstoffwirtschaft am 01. NOV 2021;  
[https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_sunfire\\_christian-von-olshausen.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_sunfire_christian-von-olshausen.pdf)  
(Zugriff am: 22. NOV 2021)
- [Webfleet Solutions 2020] Webfleet Solutions. So viel Kraftstoff verbrauchen LKW. 28. FEB 2020; [https://www.webfleet.com/de\\_de/webfleet/blog/so-viel-kraftstoff-verbrauchen-lkw/](https://www.webfleet.com/de_de/webfleet/blog/so-viel-kraftstoff-verbrauchen-lkw/) (Zugriff am 7. JUN 2021)
- [Weichenhain et al. 2020] Weichenhain, U.; Lange, S.; Koolen, J.; Benz, A.; Hartmann, S.; Heilert, D.; Henninger S.; Kallenbach T.: Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg. im Auftrag Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg, München, FEB 2020.
- [WiWo 2021] Wirtschaftswoche (WiWo): Luftfahrtbranche will grüner fliegen – mit Kerosin aus Wasserstoff. 7. MAI 2021;  
<https://www.wiwo.de/technologie/umwelt/klimaschutz-luftfahrtbranche-will-gruener-fliegen-mit-kerosin-aus-wasserstoff/27169792.html> (Zugriff am: 5. JUN 2021)
- [Wolf 2013] Wolf, C.: Versilbertes SPNV-Konzept: S-Bahn Mitteldeutschland und Leipziger Citytunnel. Seite 38-43. Eisenbahn- Kurier 47, 2013
- [Zukunft Erdgas 2020] Zukunft Erdgas e.V.: Erdgastankstellen und -fahrzeuge (inkl. Karte für Biogas-Tankstellen):  
[www.erdgas.info/fileadmin/Public/PDF/erdgas\\_mobil/Broschue\\_re\\_Tankstellenkarte-ERDGAS.pdf](http://www.erdgas.info/fileadmin/Public/PDF/erdgas_mobil/Broschue_re_Tankstellenkarte-ERDGAS.pdf); AUG 2016; Außerdem aktualisierte Daten auf der Webseite; [www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-tankstellen/tankstellenfinder/](http://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-tankstellen/tankstellenfinder/) (Zugriff am: 18. FEB 2021)



## Kapitel 5: Wirtschaftliche Potenziale Grüner Gase

- [And & Liu 2001] Ang, B.W.; Liu, F.I.: A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation. In: Energy 26 (6), S. 537–548.
- [And & Liu 2007] Ang, B.W.; Liu, F.I.: Handling zero values in the logarithmic mean Divisia index decomposition approach. In: Energy Policy 35 (1), S. 238–246.
- [Ang 2005] Ang, B.W.: The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide. In: Energy Policy 33 (7), S. 867–871.
- [Bundesagentur für Arbeit 2021] Regionalreport über Beschäftigte - Kreise und Agenturen für Arbeit (Quartalszahlen und Zeitreihen);  
[https://statistik.arbeitsagentur.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Einzelheftsuche\\_Formular.html?nn=1523064&topic\\_f=beschaeftigung-reg-bst-reg](https://statistik.arbeitsagentur.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Einzelheftsuche_Formular.html?nn=1523064&topic_f=beschaeftigung-reg-bst-reg) (Zugriff am: 07. JUN 2021)
- [Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2014] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Verkehrsverflechtungs-prognose 2030. Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Berlin, JUN 2014
- [Heun & Brockway 2019] Heun, K.P; Brockway, P.E.: Meeting 2030 primary energy and economic growth goals: Mission impossible? In: Applied Energy 251, S. 112697.
- [HZwo 2021] HZwo e. V.: Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff für Sachsen. 29. APR 2021.  
[https://hzwo.eu/media/HZwo\\_Wasserstoffstudie-Sachsen\\_04-2021.pdf](https://hzwo.eu/media/HZwo_Wasserstoffstudie-Sachsen_04-2021.pdf) (Zugriff am: 10. JUN 2021)
- [IRMD 2021] Innovationsregion Mitteldeutschland: Innovationsregion. 2021;  
<https://innovationsregion-mitteldeutschland.com/innovationsregion/> (Zugriff am: 13. SEP 2021)
- [Krebs 2018] Krebs, O.: RIOTs in Germany – Constructing an interregional input-output table for Germany. In: BGPE Discussion Paper Series.
- [Miller & Blair 2014] Miller, R.; Blair, P.: Input-output analysis. Foundations and extensions. 6. Auflage. Cambridge University Press, Cambridge, UK. 2014.
- [Pothen & Schymura 2015] Pothen, F., Schymura, M.: Bigger cakes with fewer ingredients? A comparison of material use of the world economy. In: Ecological Economics 109, S. 109–121.
- [Pothen 2017] Pothen, F.: A structural decomposition of global Raw Material Consumption. In: Ecological Economics 141, S. 154–165.

- [Prognos 2021] Prognos: Neue Wege für Innovation und Wertschöpfung: Strukturwandel in der Innovationsregion Mitteldeutschland, im Auftrag der Metropolregion Mitteldeutschland. Berlin, JUN 2021.
- [RWI 2018]. RWI: Strukturdaten für die Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Essen, SEP 2018.
- [Statistisches Bundesamt 2010] Statistische Bundesamt: Input-Output Rechnung im Überblick. Wiesbaden, APR 2010.
- [Statistisches Bundesamt 2019] Statistische Bundesamt: Produzierendes Gewerbe. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4, Reihe 4.3. Wiesbaden.
- [Statistisches Bundesamt 2021] Arbeitsmarkt, sozialversicherungspflichtig Beschäftigte; <https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Arbeitsmarkt/Glossar/sozialversicherungspflichtig-beschaeftigte.html> (Zugriff am: 07. JUN 2021)
- [Timmer et al. 2015] Timmer, M.; Diezenbacher, E.; Los, B.; Stehrer, R.; de Vries, G.: An Illustrated User Guide to the World Input-Output Database: the Case of Global Automotive Production. In: Review of International Economics 23 (3), S. 575–605.

## Kapitel 6: Kompetenzzentrum Grüne Gase

- [BMW 2021] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Wir wollen bei Wasserstofftechnologien Nummer 1 in der Welt werden“: BMWi und BMVI bringen 62 Wasserstoff-Großprojekte auf den Weg. 28. MAI 2021. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html> (Zugriff am 07. JUN 2021)
- [Klemaltenkamp & Rohde 1988] Klemaltenkamp, M.; Rohde, H.: Mit Kompetenzzentren Barrieren überwinden, in: absatzwirtschaft, Heft 11 (1988), S. 106–115.
- [Forschungsnetzwerk 2021] Forschungsnetzwerke Energie: Aktuelles; <http://forschungsnetzwerke-energie.de/> (Zugriff am: 08. SEP 2021)
- [HYPOS 2021] HYPOS e.V.: Leipzig wird Wasserstoffstadt, 06. MAI 2021; [https://www.hypos-eastgermany.de/blog/single/news\\_stadt-leipzig-tritt-hypos-bei/](https://www.hypos-eastgermany.de/blog/single/news_stadt-leipzig-tritt-hypos-bei/) (Zugriff am 10. SEP 2021)

- [IEG et al. 2021] Fraunhofer IEG; Fraunhofer IKTS; Fraunhofer ISI, im Auftrag von VNG AG: H<sub>2</sub>-Masterplan Ostdeutschland. Bericht. Cottbus, MAI 2021.
- [Mansfeld-Südharz 2020] Arbeitsgruppe Strukturwandel Mansfeld-Südharz: Masterplan Strukturwandel zur Gestaltung des Strukturwandels im Landkreis Mansfeld-Südharz im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis 2038. Sangerhausen, 08. JUL 2020.
- [Metropolregion 2021] Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH: Länderübergreifendes Wasserstoffnetz Mitteldeutschland geplant. 17. JUN 2021;  
<https://www.mitteldeutschland.com/de/laenderuebergreifendes-wasserstoffnetz-mitteldeutschland-geplant/> (Zugriff am 09. SEP 2021)
- [Sachsen et al. 2020] Sachsen; Sachsen-Anhalt; Brandenburg: Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft. JUN 2020.
- [Sachsen-Anhalt 2020] Sachsen Anhalt: Beitrag z um Strukturentwicklungsprogramm Mitteldeutsches Revier – Sachsen Anhalt. Arbeitsgruppe “Treibhausgasneutrale Energiewirtschaft und Umwelt” 15 JUN 2021, nicht veröffentlicht.
- [VNG 2021] VNG AG: VNG-Tochter BALANCE Erneuerbare Energien eröffnet neue Biogasanlage im sächsischen Gordemitz. 29. JAN 2021.  
<https://www.vng.de/de/newsroom/2021-01-29-vng-tochter-balance-erneuerbare-energien-eroeffnet-neue-biogasanlage-im> (Zugriff am 07. JUN 2021)

## Kapitel 7: Handlungsempfehlungen

- [BDEW 2019] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Maßnahmen zum Abbau von Hemmnissen für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Berlin, 25. SEP 2019
- [BioEconomy Cluster 2020] BioEconomy Cluster: Bioeconomy Hub in Sachsen-Anhalt. 06. JUN 2020; [www.bioeconomy.de/bioeconomy-hub-in-sachsen-anhalt/](http://www.bioeconomy.de/bioeconomy-hub-in-sachsen-anhalt/) (Zugriff am: 26. JAN 2021)
- [Biogasrat 2020] Biogasrat e.V.: Stellungnahme zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021). Berlin, 07. OKT 2020
- [BMBF 2021] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): CarbonCycleMeOH: Machbarkeitsstudie zur Methanol-Herstellung aus CO<sub>2</sub>-Abgasen und Grünem Wasserstoff. 2021, <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/wasserstofffolgeprodukte> (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [BMW Group 2021] Fenchel, S. (BMW Group): Dekarbonisierung BMW Group Werk Leipzig, Vortrag auf dem 1. Mitteldeutscher Wasserstoffkongress. 2. NOV 2021, [https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_bmw-group-werk-leipzig\\_dr-stefan-fenchel.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_bmw-group-werk-leipzig_dr-stefan-fenchel.pdf) (Zugriff am 25. NOV 2021)
- [BNetzA 2014] Bundesnetzagentur (BNetzA): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze. 2014
- [Burchard 2021] Friedrich von Burchard: Wasserstoff: Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes – Update #1. 22. JUL 2021; <https://www.cmshs-bloggt.de/rechtsthemen/sustainability/sustainability-environment-and-climate-change/wasserstoff-novellierung-des-energiewirtschaftsgesetzes/> (20. AUG 2021)
- [Burgenlandkreis 2021] Burgenlandkreis: Nachhaltige Fahrzeuge für die kommunale Kreislaufwirtschaft im Burgenlandkreis, Pressemitteilung. 15 JUL 2021, <https://www.burgenlandkreis.de/de/pressebereich/nachhaltige-fahrzeuge-fuer-die-kommunale-kreislaufwirtschaft-im-burgenlandkreis.html> (Zugriff am 15 NOV 2021)
- [BUW et al. 2020] Bergische Universität Wuppertal (BUW); DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI GUT); Deutscher Verein des Gas- und

- Wasserfaches e.V. (DVGW); Uniper Energy Storage GmbH;  
Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH:  
Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen -  
Errichtung und Betrieb -. DEZ 2020.
- [Conomic 2020] Conomic GmbH, im Auftrag der IRMD: Technologiefeldanalyse  
Innovationsregion Mitteldeutschland. Zentrale Ergebnisse. SEP  
2020
- [DBFZ 2019] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
(DBFZ): Verfügbare ungenutzte Substratpotenziale und  
Hemmnisse bei deren energetischer Nutzung in deutschen  
Biogasanlagen - Befragung von Tierhaltern ohne Biogasanlage. 3.  
DEZ 2019;  
<https://www.dbfz.de/projektseiten/chinares/forschung/verfuegbare-ungenutzte-substratpotenziale-und-deren-hemmnisse>  
(Zugriff am 23. AUG 2021)
- [DBFZ et al. 2019] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige  
GmbH, Institut für Biogas, Witzenhausen-Institut, Thüringer  
Landesanstalt für Landwirtschaft, im Auftrag des  
Umweltbundesamts (UBA): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven  
der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. Dessau-Roßlau, APR  
2019
- [DBFZ et al. 2020] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige  
GmbH; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und  
Energiesystemtechnik IEE; Deutsche Energieagentur (dena);  
Becker Büttner Held PartGmbH, im Auftrag des  
Umweltbundesamts: Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis  
2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. TEXTE  
24/2020. Forschungskennzahl 37EV 16 111 0 FB000138. Dessau-  
Roßlau, JAN 2020
- [DBI 2021] Müller-Syring, G. (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH):  
Vorstellung Studie „Wasserstoffnetz Mitteldeutschland“, Vortrag  
auf dem 1. Mitteldeutscher Wasserstoffkongress. 2. NOV 2021,  
[https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_dbi\\_gert-mueller-syring.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_dbi_gert-mueller-syring.pdf) (Zugriff am 25.  
NOV 2021)
- [DHL 2021] Meiner, H. (DHL): Mögliche Potenziale – Grüner Wasserstoff bei  
der DHL-Hub Leipzig GmbH, Vortrag auf dem 1. Mitteldeutscher  
Wasserstoffkongress. 2. NOV 2021,  
<https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher->

- [wasserstoffkongress\\_dhl-hub-leipzig\\_hendrik-meiner.pdf](#) (Zugriff am 25. NOV 2021)
- [EC 2021] Europäische Kommission: State aid: Commission adopts revised State aid rules on Important Projects of Common European Interest, Pressemitteilung. 25. NOV 2021, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_21\\_6245](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_6245) (Zugriff am 3. DEZ 2021)
- [EC 2021b] Europäische Kommission: Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652 (COM/2021/557 final)
- [EC2021a] Europäische Kommission (EC): Delivering the European Green Deal. 14. JUL 2021; [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en) (Zugriff am: 19. AUG 2021)
- [EMMD & HYPOS 2021] Europäische Metropolregion Mitteldeutschland (EMMD) & HYPOS e.V.: Metropolregion Mitteldeutschland und HYPOS veröffentlichen Wasserstoffatlas, Pressemitteilung. 8. DEZ 2021, <https://www.mitteldeutschland.com/de/metropolregion-mitteldeutschland-und-hypos-veroeffentlichen-wasserstoffatlas/> (Zugriff am 13.12.2021)
- [en:former 2019] en:former: Wie Wasserstoff die Stahlherstellung revolutionieren könnte. 29. MAI 2019; <https://www.en-former.com/wasserstoff-revolution-stahlherstellung/> (Zugriff am: 20. SEP 2021)
- [Energiepark Bad Lauchstädt 2021] Energiepark Bad Lauchstädt: Großer Meilenstein im Wasserstoffprojekt „Energiepark Bad Lauchstädt“ – Verbundvorhaben erhält Fördermittelbescheid als Reallabor der Energiewende, Pressemitteilung 9. SEP 2021. [https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/wp-content/uploads/2021/09/090921\\_EBL\\_PI-Foerdermitteluebergabe.pdf](https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/wp-content/uploads/2021/09/090921_EBL_PI-Foerdermitteluebergabe.pdf) (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [energy-saxony 2021] www.energy-saxony.net: IPCEI Wasserstoff - Verbünde aus Sachsen Digitale Pressemappe. 2021; [https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Pressemitteilungen/2021/IPCEI\\_Factsheet\\_v2.pdf](https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Pressemitteilungen/2021/IPCEI_Factsheet_v2.pdf) (Zugriff am: 27. JUL 2021)
- [Erneuerbare Energien 2021] Nicole Weinhold (Erneuerbare Energien): Aufruf: Dringender Handlungsbedarf bei Windkraft. 19. MRZ 2021;

- <https://www.erneuerbareenergien.de/politik/energiepolitik/ons-hore-wind-aufruf-dringender-handlungsbedarf-bei-windkraft>  
(Zugriff am: 16. AUG 2021)
- [EU 2019] Europäische Union: Directive (EU) 2019/1161 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 amending Directive 2009/33/EC on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles. 12. JUL 2019;  
<http://data.europa.eu/eli/dir/2019/1161/oj> (Zugriff am: 05. AUG 2020)
- [eueco 2021] eueco: Leitfaden Bürgerbeteiligung für Kommunen, 1. DEZ 2021.  
[https://www.eueco.de/blog/aktuelles/Leitfaden\\_Buergerbeteiligung\\_Kommunen](https://www.eueco.de/blog/aktuelles/Leitfaden_Buergerbeteiligung_Kommunen) (Zugriff am 3. DEZ 2021)
- [FA Wind 2018] Jürgen Quentin, Dr. Dirk Sudhaus, Dr. Marike Endell Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind): Was tun nach 20 Jahren? – Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende. Berlin, MRZ 2018
- [FA Wind 2019] Jürgen Quentin, Fachagentur Windenergie an Land e.V. (FA Wind): Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland – Ergebnisse einer Branchenumfrage. Berlin, JUL 2019
- [Fachverband Biogas 2019] Fachverband Biogas: Branchenzahlen 2019 und Prognose der Branchenentwicklung 2020. AUG 2019;  
[https://www.biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/20-07-23\\_Biogas\\_Branchenzahlen-2019\\_Prognose-2020.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf) (Zugriff am: 20.08.2021)
- [FNR 2021] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): 4. BImSchV . Datum unbekannt;  
<https://bioenergie.fnr.de/klimaschutz/gesetze-verordnungen-richtlinien/gesetzeslage/bundesimmissions-schutzgesetz/4-bimschv> (Zugriff am 23. AUG 2021)
- [Fraunhofer IMWS 2021] Schattauer, S. (Fraunhofer IMWS): Die Fraunhofer Hydrogen Labs Leuna, Görlitz und Bremerhaven, Vortrag auf dem 1. Mitteldeutscher Wasserstoffkongress. 2. NOV 2021,  
[https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_fraunhofer-imws\\_dr-sylvia-schattauer.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_fraunhofer-imws_dr-sylvia-schattauer.pdf)  
(Zugriff am 25. NOV 2021)
- [Fraunhofer IMWS 2021b] Fraunhofer IMWS: Hydrogen Competence Hub. 14 JUN 2021,  
<https://www.chemie-bio-systemtechnik.de/de/news-neu/h2-competence-hub.html> (Zugriff am 4. DEZ 2021)

- [Hauptstadtbüro Bioenergie 2021] Hauptstadtbüro Bioenergie: Kurzfristiger Nachbesserungsbedarf am novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) – Positionspapier. 26. APR 2021
- [HeiterBlick 2021] HeiterBlick: Mit Wasserstoff Richtung Zukunft, Pressemitteilung. 3. NOV 2021,  
<https://www.heiterblick.de/unternehmen/aktuelles/news/mit-wasserstoff-richtung-zukunft/> (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [HTW 2020] Joseph Bergner, Bernhard Siegel und Volker Quaschnig, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW): Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik. Berlin, JAN 2020
- [HZwo & TU Chemnitz 2021] HZwo e. V.; Technische Universität Chemnitz: Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff für Sachsen. 29. APR 2021.
- [IKEM 2021] Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM), im Auftrag des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS): Anrechenbarkeit, Zertifizierung und internationaler Handel von grünem Wasserstoff – Kurzgutachten. 350050-10/14-IKEM (1). Seite 2/87. JUL 2021
- [IRMD 2021] Innovationsregion Mitteldeutschland (IRMD): Grünes Licht für elf Strukturwandel-Projekte im Mitteldeutschen Revier, Pressemitteilung. 1. JUN 2021, <https://www.innovationsregion-mitteldeutschland.com/gruenes-licht-fuer-elf-strukturwandel-projekte-im-mitteldeutschen-revier-2/> (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [iw Consult 2020] IW Consult GmbH, im Auftrag vom Regionalverband Ruhr: Wasserstoffranking 2020: Wo steht das Ruhrgebiet im Metropolenvergleich?. Köln, 14. DEZ 2020
- [Köhler-Damm & Wehnert 2021] Köhler-Damm, A. & Wehnert D.: ENERGIEPARK BORNA. Vorstellung vor dem Stadtrat Borna. 10. JUN 2021.
- [Leipziger Stadtwerke 2021] Leipziger Stadtwerke: Das neue Heizkraftwerk Leipzig Süd, 2021. <https://zukunft-fernwaerme.de/heizkraftwerk-leipzig-sued/> (Zugriff am 25. NOV 2021)
- [MIBRAG 2021] Eichholz, A. (MIBRAG; EMIR - Der Energiepark Mitteldeutsches Revier, Vortrag auf dem 1. Mitteldeutscher Wasserstoffkongress, 2. NOV 2021. [https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_mibrag\\_dr-armin-eichholz.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_mibrag_dr-armin-eichholz.pdf) (Zugriff am 25 NOV 2021)
- [MoveOn Energy 2021] MoveOn Energy 2021: Energiepark Witznitz, 2021. <https://www.moveon-energy.de/energiepark-witznitz/> (Zugriff am 15. Nov 2021)



- [Nebel 2021] Dr. Nebel, J. A.: Wasserstoff und Recht: Planung und Genehmigung der Wasserstoffanlagen. Vortrag bei Mission Hydrogen. 21. JUL 2021
- [Neukieritzsch 2021] Neukieritzsch: NEUES SCHAFFEN – ZUKUNFT WAGEN – GROSSER UMBRUCH IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT, 2021.  
<https://neukieritzsch.de/neues-schaffen-%E2%80%93-zukunft-wagen-grosser-umbruch-in-der-energiewirtschaft> (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [RPV Leipzig-West Sachsen 2021] Regionaler Planungsverband (RPV) Leipzig-West Sachsen: Regionalplan Leipzig-West Sachsen Teil 1 – Festlegungen, Anhang 1-6, 2. AUG 2021. [https://www.rpv-west-sachsen.de/wp-content/uploads/regionalplan/2021/Regionalplan\\_Satzung/Teil1\\_Festlegungen/02\\_Anhang\\_1-6.pdf](https://www.rpv-west-sachsen.de/wp-content/uploads/regionalplan/2021/Regionalplan_Satzung/Teil1_Festlegungen/02_Anhang_1-6.pdf) (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [SM-MSH 2021] Standortmarketing Mansfeld-Südharz GmbH: HMT erhält Fördermittel für innovatives Wasserstoffprojekt.  
<https://www.smg-msh.de/hmt-erhaelt-foerdermittel-fuer-innovatives-wasserstoffprojekt/> (Zugriff am 4. DEZ 2021)
- [SMUL 2021] Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (SMUL): Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012.  
[https://www.klima.sachsen.de/download/Energie-und\\_Klimaprogramm\\_Sachsen\\_2012.pdf](https://www.klima.sachsen.de/download/Energie-und_Klimaprogramm_Sachsen_2012.pdf) (Zugriff am 15. NOV 2021)
- [SPD et al. 2021] SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN UND FDP: MEHR FORTSCHRITT WAGEN – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. 2021.  
[https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf) (Zugriff am 24. NOV 2021)
- [Stiftung Umweltenergierecht 2021] Stiftung Umweltenergierecht: Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft. 12. JUL 2021
- [Stiftung Umweltenergierecht 2021b] Stiftung Umweltenergierecht: Anforderung an die Produktion von grünem Wasserstoff. Würzburg, 9. JUL 2021
- [Südzucker 2021] Kunz, S. (Südzucker): Power-to-Green-Methanol, Vortrag auf dem 1. Mitteldeutscher Wasserstoffkongress. 2. NOV 2021,  
[https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress\\_suedzucker\\_dr-sebastian-kunz.pdf](https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/11/1-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_suedzucker_dr-sebastian-kunz.pdf) (Zugriff am 25. NOV 2021)

- [Südzucker 2021b] Lorenz, M. (Südzucker): Wasserstoffnetzwerk BLK (H2-Hub-BLK). Netzwerk der Erzeuger und Verbraucher vom grünen Wasserstoff im BLK.
- [VCDB 2016] VerkehrsConsult Dresden-Berlin GmbH (VCDB): Untersuchung zur Einführung elektrisch betriebener Linienbusse in Sachsen-Anhalt, 24. JUN 2016.  
[https://www.nasa.de/fileadmin/content\\_nasa/inhalte/04\\_projekte/03\\_kompetenzzentrum/01\\_elektrobusstudie/pdf/Aggregierter\\_Endbericht\\_Machbarkeitsstudie.pdf](https://www.nasa.de/fileadmin/content_nasa/inhalte/04_projekte/03_kompetenzzentrum/01_elektrobusstudie/pdf/Aggregierter_Endbericht_Machbarkeitsstudie.pdf) (Zugriff am 25. NOV 2021)
- [WD 2019] Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag: Sicherheitsabstand von Windkraftanlagen (WKA) unter anderem zu Wohngebieten. WD 7 - 3000 - 042/19. Berlin, 13. MRZ 2019
- [NOW 2021] NOW GmbH: HeiterBlick GmbH entwickelt Europas erste Wasserstoff-Tram. 19 MÄR 2021, <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/heiterblick-gmbh-entwickelt-europas-erste-wasserstoff-tram/> (Zugriff am 15. NOV 2021)



INNOVATIONSREGION  
MITTELDEUTSCHLAND

### **Kontakt**

Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH

Schillerstraße 5

04105 Leipzig

0341 / 600 16 - 262

mayer@mitteldeutschland.com

[www.mitteldeutschland.com](http://www.mitteldeutschland.com)

[www.innovationsregion-mitteldeutschland.com](http://www.innovationsregion-mitteldeutschland.com)

Ein Projekt der



METROPOLREGION  
MITTELDEUTSCHLAND