



INNOVATIONSREGION  
MITTELDEUTSCHLAND

## POTENZIALSTUDIE GRÜNE GASE

Analyse und Bewertung der Potenziale Grüner Gase  
in der Innovationsregion Mitteldeutschland

**Materialband**



ludwig bölkow  
systemtechnik

**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:

Anhang 1

Schultz projekt consult

Anhang 2.1-2.5, Anhang 3

Fraunhofer IMW

Anhang 2.6-2.12, Anhang 4

HYPOS e.V.

Anhang 5

### 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>VI</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>VII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Anhang 1: Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase</b> .....	<b>1</b>
A1.1 Pfaddiagramme der untersuchten Bereitstellungspfade .....	1
A1.2 Technisch-ökonomische Kenndaten der Schlüsseltechnologien .....	9
A1.3 Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen .....	46
A1.4 Steckbriefe zu europäischen Förderprogrammen.....	93
A1.5 Steckbriefe zu nationalen Förderprogrammen .....	96
<b>Anhang 2: Bestandsanalyse – Status quo Grüner Gase und weiterer künftiger Anwendungsbereiche in der IRMD</b> .....	<b>110</b>
A2.1 Expertenworkshop zur Wertschöpfungskette Grüne Gase: Evaluieren der Ergebnisse aus AP1 und AP2.....	110
A2.2 Auswertung der Akteursbefragung im Rahmen der Studie .....	115
A2.3 Übersicht relevanter Akteure der H <sub>2</sub> -Wertschöpfung.....	147
A2.4 In Betrieb befindliche Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland.....	163
A2.5 Bestehende Fernwärmenetze.....	167
A2.6 Detaillierte Themenliste für die Publikationsnetzwerke.....	172
A2.7 Regionale und überregionale Forschungsaktivitäten zu Grünen Gasen .....	173
A2.8 Schlagwortsuche in Verbundprojekten des Bundes.....	178
A2.9 Steckbriefe der regionalen Netzwerke.....	179
A2.10 Steckbriefe der überregionalen Netzwerke .....	185
A2.11 Großprojekte zur Skalierung Grüner Gase.....	193
A2.12 Innovative Anwendungsfelder in der IRMD .....	194

<b>Anhang 3: Potenzialanalyse – Potenziale für die Produktion und Nutzung Grüner Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland .....</b>	<b>195</b>
A3.1 Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD.....	195
A3.2 Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD .....	199
A3.3 Raumwärme in der IRMD bis 2045 .....	203
A3.4 Mobilität in der IRMD bis 2045.....	211
A3.5 Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien in der IRMD .....	247
<b>Anhang 4: Regionale Wertschöpfungspotenziale .....</b>	<b>251</b>
A4.1 Annahmen zur regionalen Wertschöpfung .....	251
A4.2 Annahmen zu Anteilen der Bereitstellungspfade („Technologie-Split“).....	254
A4.3 Ergebnisse der Wertschöpfungsanalyse .....	255
<b>Anhang 5: Kompetenzzentrum Grüne Gase.....</b>	<b>259</b>
<b>Literaturverzeichnis Anhang.....</b>	<b>265</b>

Hinweis: Dieses Dokument dient als Materialband zur Potenzialstudie Grüne Gase.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung A-1-1: Bereitstellungspfad 1 – Konventionelle Kraftstoffe (fossil, Referenzpfad)	2
Abbildung A-1-2: Bereitstellungspfad 2 – PtL-Kraftstoffe (erneuerbar)	2
Abbildung A-1-3: Bereitstellungspfad 3 – Methanol (fossil, Referenzpfad)	3
Abbildung A-1-4: Bereitstellungspfad 4 – Methanol (erneuerbar)	3
Abbildung A-1-5: Bereitstellungspfad 5 – Erdgas (fossil, Referenzpfad)	4
Abbildung A-1-6: Bereitstellungspfad 6 – Biomethan (THG-arm, erneuerbar)	4
Abbildung A-1-7: Bereitstellungspfad 7 – Power-to-Gas (CH <sub>4</sub> ) (erneuerbar)	5
Abbildung A-1-8: Bereitstellungspfad 8 – grauer Wasserstoff (fossil)	6
Abbildung A-1-9: Bereitstellungspfad 9 – blauer Wasserstoff (CCS) (THG-arm, fossil)	7
Abbildung A-1-10: Bereitstellungspfad 10 – grüner Wasserstoff mittels Elektrolyse (erneuerbar)	8
Abbildung A-1-11: Bereitstellungspfad 11 – Wasserstoff aus Biomethan (THG-neutral)	8
Abbildung A-1-12: Skalierungsfunktion CO <sub>2</sub> -Abscheidung	25
Abbildung A-2-1: Unternehmensgegenstand der befragten Unternehmen	115
Abbildung A-2-2: Regionaler Fokus auf Grünen Gasen	116
Abbildung A-2-3: Wertschöpfungsketten Grüner Gase heute	117
Abbildung A-2-4: Einsatzfelder Grüner Gase in der Zukunft in Mitteldeutschland	117
Abbildung A-2-5: Einschätzung des Potenzials Grüner Gase in den verschiedenen Sektoren	123
Abbildung A-2-6: Kooperationen zwischen Unternehmen und Forschungsinstituten	146

## Tabellenverzeichnis

Tabelle A-1-1: Schlüsseltechnologien der untersuchten Bereitstellungspfade .....	9
Tabelle A-1-2: Definition technischer Reifegrad (TRL) nach [EC 2014].....	10
Tabelle A-1-3: Bandbreite der Annahmen zu Energiekosten in den Lebenszyklusanalysen .....	15
Tabelle A-1-4: Bandbreite der Annahmen zu Energiekosten in den Lebenszyklusanalysen .....	16
Tabelle A-1-5: Technische Kenndaten - PV/Wind-Hybridkraftwerk .....	16
Tabelle A-1-6: Techno-ökonomische Kenndaten eines PV/Wind-Hybridkraftwerks (2020) .....	17
Tabelle A-1-7: Techno-ökonomische Kenndaten eines PV/Wind-Hybridkraftwerks (2030) .....	17
Tabelle A-1-8: Techno-ökonomische Kenndaten eines PV/Wind-Hybridkraftwerks (2040) .....	17
Tabelle A-1-9: Technische Kenndaten – Offshore-Windpark.....	18
Tabelle A-1-10: Techno-ökonomische Kenndaten eines Offshore-Windparks.....	18
Tabelle A-1-11: Technische Kenndaten von PEM-Elektrolyseuren .....	20
Tabelle A-1-12: Techno-ökonomische Daten zentraler Wasserelektrolyse (PEM) (Pfad 10a).....	20
Tabelle A-1-13: Techno-ökonomische Daten eines Onsite-Elektrolyseurs (PEM) (Pfad 10b) .....	21
Tabelle A-1-14: Kapazität Wasserelektrolyse (PEM) in verschiedenen Bereitstellungspfaden .....	21
Tabelle A-1-15: Technische Kenndaten einer Hochtemperaturelektrolyse (SOEL) .....	22
Tabelle A-1-16: Techno-ökonomische Daten zentraler SOEL (Pfad 2a).....	22
Tabelle A-1-17: Kapazität Wasserelektrolyse (SOEL) in verschiedenen Bereitstellungspfaden .....	23
Tabelle A-1-18: Techno-ökonomische Daten von H <sub>2</sub> -Verdichtern .....	23
Tabelle A-1-19: Techno-ökonomische Daten der H <sub>2</sub> -Pufferspeicher .....	24
Tabelle A-1-20: Technische Kenndaten der CO <sub>2</sub> -Bereitstellung (Pfad 7) .....	26
Tabelle A-1-21: Ökonomische Kenndaten der CO <sub>2</sub> -Bereitstellung (Pfad 7).....	26
Tabelle A-1-22: Kapazität CO <sub>2</sub> -Bereitstellung in verschiedenen Bereitstellungspfaden ..	26
Tabelle A-1-23: Technische Kenndaten einer Methanisierungsanlage (Pfad 7) .....	28
Tabelle A-1-24: Techno-ökonomische Daten einer Methanisierungsanlage (Pfad 7) .....	28
Tabelle A-1-25: Technische Kenndaten einer PtL-Anlage (Pfad 2) .....	30
Tabelle A-1-26: Techno-ökonomische Daten einer PtL-Anlage (Pfad 2).....	31
Tabelle A-1-27: Technische Kenndaten einer Methanolanlage (Pfad 4).....	32
Tabelle A-1-28: Techno-ökonomische Daten einer Methanolanlage (Pfad 4).....	32
Tabelle A-1-29: Biomethankosten (Pfade 6a bzw. 11 und 6b).....	34
Tabelle A-1-30: Technische Kenndaten typischer Biogasanlagen (Anbaubiomasse, Pfad 6a) .....	34



Tabelle A-1-31: Techno-ökonomische Daten typischer Biogasanlagen (Anbaubiomasse, Pfad 6a).....	35
Tabelle A-1-32: Technische Kenndaten der angenommenen Biogasaufbereitungsanlage (Pfad 6a).....	35
Tabelle A-1-33: Techno-ökonomische Daten einer Biogasaufbereitungsanlage (Pfad 6a).....	36
Tabelle A-1-34: Technische Kenndaten der angenommenen Biogasanlage (Pfad 6b).....	36
Tabelle A-1-35: Techno-ökonomische Daten der angenommenen Biogasanlagen (Pfad 6b).....	37
Tabelle A-1-36: Techno-ökonomische Daten als Durchschnittswerte über die betrachteten Biogasanlagen (Pfad 6b).....	37
Tabelle A-1-37: Technische Eckdaten der angenommenen Bioaufbereitungsanlage (Pfad 6b).....	38
Tabelle A-1-38: Techno-ökonomische Daten einer Biogasaufbereitungsanlage (Pfad 6b).....	38
Tabelle A-1-39: Technische Kenndaten der Methanolsynthese durch ATR (Pfad 3).....	40
Tabelle A-1-40: Techno-ökonomische Daten einer Methanolanlage (ATR) (Pfad 3).....	40
Tabelle A-1-41: Technische Kenndaten der H <sub>2</sub> -Produktion aus Dampfreformierung.....	43
Tabelle A-1-42: Techno-ökonomische Daten einer H <sub>2</sub> -Produktion aus Dampfreformierung.....	43
Tabelle A-1-43: Definition der Kostenbestandteile nach Wertschöpfungsstufen in den Bereitstellungspfaden.....	46
Tabelle A-1-44: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2020 (Beispiel Lkw) in €/kWh <sub>Kraftstoff</sub> .....	47
Tabelle A-1-45: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2030 (Beispiel Lkw) in €/kWh <sub>Kraftstoff</sub> .....	48
Tabelle A-1-46: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2040 (Beispiel Lkw) in €/kWh <sub>Kraftstoff</sub> .....	49
Tabelle A-1-47: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Flugverkehr im Jahr 2030 in €/kWh <sub>finalfuel</sub> .....	50
Tabelle A-1-48: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Flugverkehr im Jahr 2040 in €/kWh <sub>finalfuel</sub> .....	51
Tabelle A-1-49: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2020 (Beispiel Prozesswärme) in €/kWh <sub>Brennstoff</sub> .....	52
Tabelle A-1-50: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2030 (Beispiel Prozesswärme) in €/kWh <sub>Brennstoff</sub> .....	53
Tabelle A-1-51: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2040 (Beispiel Prozesswärme) in €/kWh <sub>Brennstoff</sub> .....	54
Tabelle A-1-52: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2020 (Beispiel Lkw) in MJ/MJ.....	55
Tabelle A-1-53: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2030 (Beispiel Lkw) in MJ/MJ.....	56

Tabelle A-1-54: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase für den Flugverkehr im Jahr 2030 in MJ/MJ.....	57
Tabelle A-1-55: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2020 (Beispiel Prozesswärme) in MJ/MJ .....	58
Tabelle A-1-56: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2030 (Beispiel Prozesswärme) in MJ/MJ .....	59
Tabelle A-1-57: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2020 (Beispiel Lkw bzw. Binnenschiff bei Methanol) in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/MJ$ .....	60
Tabelle A-1-58: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2030 (Beispiel Lkw, bzw. Binnenschiff bei Methanol) in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/MJ$ .....	61
Tabelle A-1-59: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase für den Flugverkehr in 2030 in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/MJ$ .....	62
Tabelle A-1-60: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2020 (Beispiel Prozesswärme) in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/kWh$ .....	63
Tabelle A-1-61: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2030 (Beispiel Prozesswärme) in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/kWh$ .....	64
Tabelle A-1-62: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Lkw in €/km.....	66
Tabelle A-1-63: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Züge in €/km .....	67
Tabelle A-1-64: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Binnenschiff in €/kWh <sub>mech</sub> .....	68
Tabelle A-1-65: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Kleinflugzeug in €/km .....	69
Tabelle A-1-66: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung stoffl. H <sub>2</sub> Nutzung in €/kg.....	70
Tabelle A-1-67: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Hochtemperaturwärme in €/kWh <sub>th</sub> .....	71
Tabelle A-1-68: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Niedertemperaturwärme in €/kWh <sub>th</sub> .....	72
Tabelle A-1-69: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung KWK in €/kWh <sub>el+th</sub> .....	73
Tabelle A-1-70: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Rückverstromung in €/kWh <sub>el</sub> .....	74
Tabelle A-1-71: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Lkw in MJ/km.....	75
Tabelle A-1-72: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Züge in MJ/km .....	76
Tabelle A-1-73: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Binnenschiff in kWh/kWh <sub>mech</sub> .....	77
Tabelle A-1-74: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Kleinflugzeug in MJ/km .....	78
Tabelle A-1-75: Spez. Energieeinsatz – Anwendung stoffl. H <sub>2</sub> Nutzung in kWh/kg .....	79
Tabelle A-1-76: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Hochtemperaturwärme in kWh/kWh <sub>th</sub> .....	80
Tabelle A-1-77: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Niedertemperaturwärme in kWh/kWh <sub>th</sub> .....	81
Tabelle A-1-78: Spez. Energieeinsatz – Anwendung KWK in kWh/kWh <sub>el+th</sub> .....	82
Tabelle A-1-79: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Rückverstromung in kWh/kWh <sub>el</sub> ....	83
Tabelle A-1-80: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Lkw in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/km$ .....	84
Tabelle A-1-81: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Züge in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/km$ .....	85
Tabelle A-1-82: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Binnenschiff in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/kWh_{mech}$ ..	86
Tabelle A-1-83: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Kleinflugzeug in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/km$ .....	87
Tabelle A-1-84: Spez. THG-Emissionen – Anwendung stoffl. H <sub>2</sub> Nutzung in $g_{CO_2-\ddot{A}q.}/kg$ ..	88

Tabelle A-1-85: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Hochtemperaturwärme in $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{th}$ .....	89
Tabelle A-1-86: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Niedertemperaturwärme in $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{th}$ .....	90
Tabelle A-1-87: Spez. THG-Emissionen – Anwendung KWK in $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el+th}$ .....	91
Tabelle A-1-88: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Rückverstromung in $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$ .....	92
Tabelle A-2-1: Anteil grüner Gase am Bedarf in Deutschland.....	118
Tabelle A-2-2: Deckung inländischer Bedarf aus Grünen Gase.....	118
Tabelle A-2-3: Einschätzung des potenziellen Anteils der Erzeugungsmenge Grüner Gase in Europa.....	119
Tabelle A-2-4: Einschätzung des potenziellen Anteils der Erzeugungsmenge Grüner Gase in Mitteldeutschland.....	119
Tabelle A-2-5: Einschätzung des Anteils an bunten (von Kohlenstoff befreiter) Gase in Deutschland am gesamten Energiebedarf in Deutschland.....	119
Tabelle A-2-6: Einschätzung des Anteils an bunten (von Kohlenstoff befreiter) Gase in Deutschland am gesamten Energiebedarf in Deutschland.....	120
Tabelle A-2-7: Einschätzung zur Notwendigkeit des Imports von kohlenstoffbefreiter Gase nach Deutschland.....	126
Tabelle A-2-8: Einschätzung zum Ort der Trennverfahren.....	126
Tabelle A-2-9: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit bei der Gasinfrastruktur im Jahr 2030.....	128
Tabelle A-2-10: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit der Gasinfrastruktur im Jahr 2050.....	128
Tabelle A-2-11: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit bei Anwendungen im Jahr 2030.....	128
Tabelle A-2-12: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit bei Anwendungen im Jahr 2050.....	128
Tabelle A-2-13: Einschätzung der Eignung der Gasinfrastruktur für den Transport Grüner Gase in Deutschland.....	130
Tabelle A-2-14: Einschätzung der potenziellen Einsatzfelder von Grünen Gasen.....	133
Tabelle A-2-15: Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Anwendungen auf Basis Grüner Gase in Mitteldeutschland.....	133
Tabelle A-2-16: In Betrieb befindliche Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland.....	163
Tabelle A-3-1: Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD.....	195
Tabelle A-3-2: Annahmen über die prozentuale Veränderung der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD.....	196
Tabelle A-3-3: Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD (landkreisscharf).....	197
Tabelle A-3-4: Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD.....	199
Tabelle A-3-5: Liste potenzieller $H_2$ -Erzeugungsanlagen in der IRMD.....	200
Tabelle A-3-6: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2020.....	203

Tabelle A-3-7: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2030 .....	204
Tabelle A-3-8: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2040.....	205
Tabelle A-3-9: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2045.....	206
Tabelle A-3-10: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2020 .....	207
Tabelle A-3-11: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2030 .....	208
Tabelle A-3-12: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2040.....	209
Tabelle A-3-13: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2045.....	210
Tabelle A-3-14: Pkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 .....	211
Tabelle A-3-15: Pkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2.....	213
Tabelle A-3-16: Pkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 1.....	215
Tabelle A-3-17: Pkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 .....	217
Tabelle A-3-18: Lkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 .....	219
Tabelle A-3-19: Lkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2.....	221
Tabelle A-3-20: Lkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 1.....	223
Tabelle A-3-21: Lkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 .....	225
Tabelle A-3-22: SNF-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1.....	227
Tabelle A-3-23: SNF-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2 .....	229
Tabelle A-3-24: SNF-Bestand in der IRMD bis 2045– Szenario 1 .....	231
Tabelle A-3-25: SNF-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2.....	233
Tabelle A-3-26: Bus-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1.....	235
Tabelle A-3-27: Bus-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2 .....	237
Tabelle A-3-28: Bus-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 1.....	238
Tabelle A-3-29: Bus-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 .....	241
Tabelle A-3-30: Flugverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1.....	243
Tabelle A-3-31: Flugverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2.....	243
Tabelle A-3-32: Schienenverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 .....	244
Tabelle A-3-33: Schienenverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2.....	245
Tabelle A-3-34: Potenzielle Standorte für H <sub>2</sub> -Tankstellen in der IRMD.....	246
Tabelle A-3-35: Prognose zu den Erzeugungspotenzialen für biogene Gase in der IRMD (Anlagenpark biogene Gase) basierend auf dem Status Quo des Energiekonzept und den Daten der [BNetzA 2020] .....	247
Tabelle A-3-36: Prognose zu den Erzeugungspotenzialen für Strom aus Windenergieanlagen in der IRMD .....	248
Tabelle A-3-37: Prognose zu den Erzeugungspotenzialen für Strom aus Photovoltaikanlagen in der IRMD.....	249
Tabelle A-3-38: Berechnung des EE-Stromüberschusses für die Produktion von grünem Wasserstoff.....	250
Tabelle A-4-1: Annahmen zur Wirtschaftszweiganteilen und zur regionalen Wertschöpfung.....	251
Tabelle A-4-2: Technologie-Split für die Basisvariante.....	254
Tabelle A-4-3: Technologie-Split für die Sensitivitätsanalyse 1 (ohne H <sub>2</sub> Importe).....	254

Tabelle A-4-4: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (Szenario 1).....	255
Tabelle A-4-5: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (Szenario 2) .....	255
Tabelle A-4-6: Beschäftigungspotenziale in Personen (Szenario 1).....	255
Tabelle A-4-7: Beschäftigungspotenziale in Personen (Szenario 2).....	256
Tabelle A-4-8: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (aufgeteilt nach grünem Wasserstoff und biogene Gase).....	256
Tabelle A-4-9: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (Variation der regionalen Wertschöpfungsanteile um +/- 25% bzw. unter Ausschluss von H <sub>2</sub> -Import).....	257
Tabelle A-4-10: Beschäftigungspotenziale in Personen (aufgeteilt nach grünem Wasserstoff und biogene Gase).....	257
Tabelle A-4-11: Beschäftigungspotenziale in Personen (Variation der regionalen Wertschöpfungsanteile um +/- 25% bzw. unter Ausschluss von H <sub>2</sub> -Import).....	258
Tabelle A-5-1: Übersicht aktiver und angekündigter regionaler Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums .....	259

## Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse ( <i>Alkaline Electrolysis</i> )
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
ATR	Autotherme Reformierung von Erdgas
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIO-LNG	Verflüssigtes Biomethan
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur informiert über Themen zu Verkehr, Mobilität und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
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> )
CEPCI	Instrument zur Abschätzung chemischer Anlagenkosten ( <i>Chemical Engineering Plant Cost Indicator</i> )
CGH2	Verdichteter Wasserstoff ( <i>Compressed Gaseous Hydrogen</i> )
CH <sub>4</sub>	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid ( <i>Carbon Oxide</i> )
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid ( <i>Carbon Dioxide</i> )
CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub> -Äquivalente
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)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EC	Europäische Kommission ( <i>European Commission</i> )
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz Deutschland
EIB	Europäische Investitionsbank
EKF	Energie- und Klimafonds
el	elektrisch
EMMD	Metropolregion Mitteldeutschland
ETS	European Emission Trading System
EU	Europäische Union
FCH JU	<i>Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking</i>
FT	Fischer-Tropsch-Synthese
FuE	Forschung und Entwicklung
FuEuI	Forschung und Entwicklung und Innovation
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk



GW	Gigawatt
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IRMD	Innovationsregion Mitteldeutschland
KEI	Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KsI	Klimaschonende Infrastruktur
KsN	Klimaschonende Nutzfahrzeuge
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
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> )
LVV	(Leipziger Versorgungsgesellschaft)
MBS	Machbarkeitsstudien
mech	Mechanisch
MPa	Megapascal
Mt	Megatonnen (= Millionen Tonnen)
MW	Megawatt
NG	Erdgas ( <i>Natural Gas</i> )
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
O <sub>2</sub>	Sauerstoff ( <i>Oxygen</i> )
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Protonenaustauschmembran ( <i>Proton Exchange Membrane</i> )
PEMEL	Protonenaustauschmembran-Elektrolyse
Pkw	Personenkraftwagen
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
RWGS	Inverse CO-Stift-Reaktion ( <i>Reversed Water Gas Shift Reaction</i> )

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
th	thermisch
THG	Treibhausgas
TRL	Technologiereifegrad ( <i>Technology Readiness Level</i> )
TSA	Temperaturwechsel-Absorption
UBA	Umweltbundesamt
WEA	Windenergieanlagen
WEC	Weltenergieerat ( <i>World Energy Council</i> )
ZUG	Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH



---

## Anhang 1: Metastudie zu technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen Grüner Gase

---

### A1.1 Pfaddiagramme der untersuchten Bereitstellungspfade

#### A1.1.1 Flüssiger Kraftstoffe

Die angenommene Wertschöpfungskette für konventionelle Kraftstoffe (Diesel und Kerosin) (Pfad 1, siehe Abbildung A-1-1) umfasst die Erdölproduktion und den Import des geförderten Erdöls per Schiff oder Pipeline (Kombination) zu einer inländischen Raffinerie. Die weitere Verteilung der verarbeiteten Raffinerieprodukte erfolgt per Bahn, Binnenschiffen oder Rohrleitungen zu den regionalen Tanklagern und anschließend mittels Lkw bis zu den Tankstellen (bzw. Flughäfen).

Bereitstellungspfad 2 (siehe Abbildung A-1-2) beschreibt die Produktion von PtL-Kraftstoffen (z. B. synthetischen Diesel) durch Anwendung des Fischer-Tropsch-Prozesses und der „Reverse CO-Shift“-Reaktion aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub>. Dabei wurde eine erneuerbare Stromproduktion durch Offshore-Windenergieanlagen angenommen, die durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- (HGÜ-) Kabel mit dem Festland verbunden sind. Als mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen stehen sowohl Biogasaufbereitungsanlagen (Variante 2a) als auch die Abscheidung direkt aus der Luft (DAC) (Variante 2b) zur Verfügung. Aufgrund des Wärmebedarfs der CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird in diesem Fall die Abwärme aus der Methanisierung benötigt. Entsprechend wird ein PEM-Elektrolyseur verwendet. Im Gegensatz dazu steht die Abwärme der Methanisierung in Variante 2a für die Elektrolyse zur Verfügung, was den Betrieb einer Hochtemperatur-Elektrolyse (solid oxide electrolysis cell, SOEC) erlaubt. Transport und Verteilung zum Endverbraucher erfolgt analog zu den fossilen Kraftstoffen in Pfad 1. Als relevante Anwendungsbereiche für synthetische Kraftstoffe werden in der Regel Bestandsflotten im Verkehrsbereich diskutiert.

Pfad 1: Konventionelle Kraftstoffe (fossil)

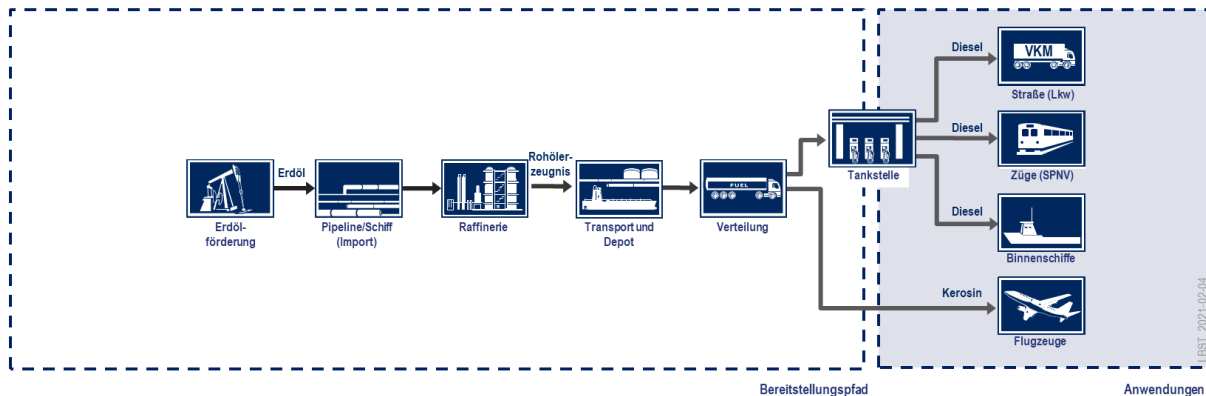


Abbildung A-1-1: Bereitstellungsprozess 1 – Konventionelle Kraftstoffe (fossil, Referenzprozess)

Pfad 2: PtL-Kraftstoffe (erneuerbar)

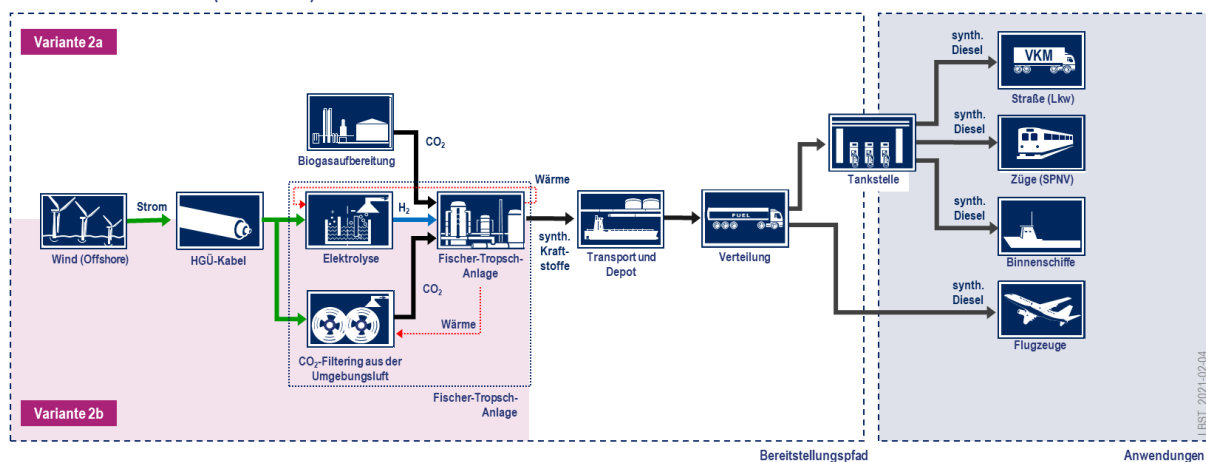


Abbildung A-1-2: Bereitstellungsprozess 2 – PtL-Kraftstoffe (erneuerbar)

Die Produktion von **Methanol** aus Erdgas in Bereitstellungsprozess 3 (Abbildung A-1-3) erfolgt über autotherme Reformierung (ATR) und Methanolsynthese, wie sie zum Beispiel in Tjeldbergodden in Norwegen erfolgt [Larsen et al. 1998]. In dieser Studie wird angenommen, dass das Erdgas über eine Transportentfernung von 4.000 km über Rohrleitung nach Europa transportiert und dort zu Methanol umgesetzt wird. Der weitere Transport des Methanols erfolgt zunächst mit der Bahn über eine Entfernung von 250 km sowie einer anschließenden Verteilung mittels Lkw bis zu den Tankstellen über eine Entfernung von 250 km.

Bereitstellungsprozess 4 (Abbildung A-1-4) stellt eine alternative Wertschöpfungskette zur Produktion von **erneuerbarem Methanol** aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> über direkte Hydrierung von CO<sub>2</sub> dar:



Auch hierbei erfolgt die Stromproduktion durch Offshore-Windenergieanlagen, die durch HGÜ-Kabel mit dem Festland verbunden sind. Als CO<sub>2</sub>-Quellen stehen sowohl Biogas-

aufbereitungsanlagen (Variante 4a) als auch die Abscheidung direkt aus der Luft (Variante 4b) zur Verfügung. Transport und Verteilung zum Endverbraucher erfolgt analog zu fossilem Methanol in Pfad 3. Aufgrund der eingeschränkten Einsatzmöglichkeiten von Methanol, wurde die Binnenschifffahrt als exemplarischer Anwendungsfall gewählt. Die Umwandlung erfolgt an Bord mittels einer entsprechenden Reformereinheit zu Wasserstoff und dessen Anwendung in einer Brennstoffzelle. Der Einsatz von Methanol als Grundchemikalie in der Industrie war nicht Teil der vorliegenden Analysen.

Pfad 3: Methanol (fossil)

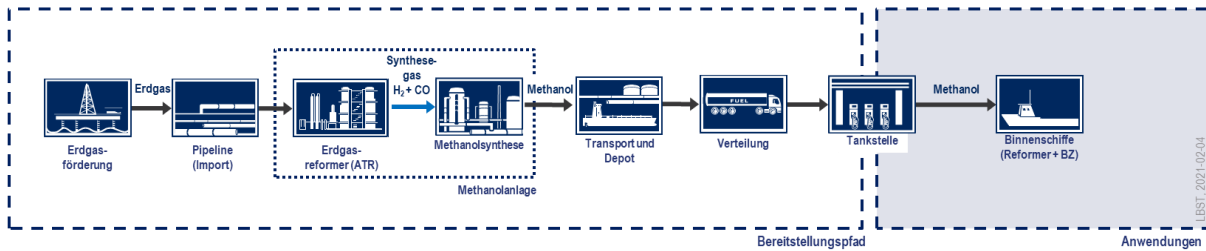


Abbildung A-1-3: Bereitstellungspfad 3 – Methanol (fossil, Referenzpfad)

Pfad 4: Methanol (erneuerbar)

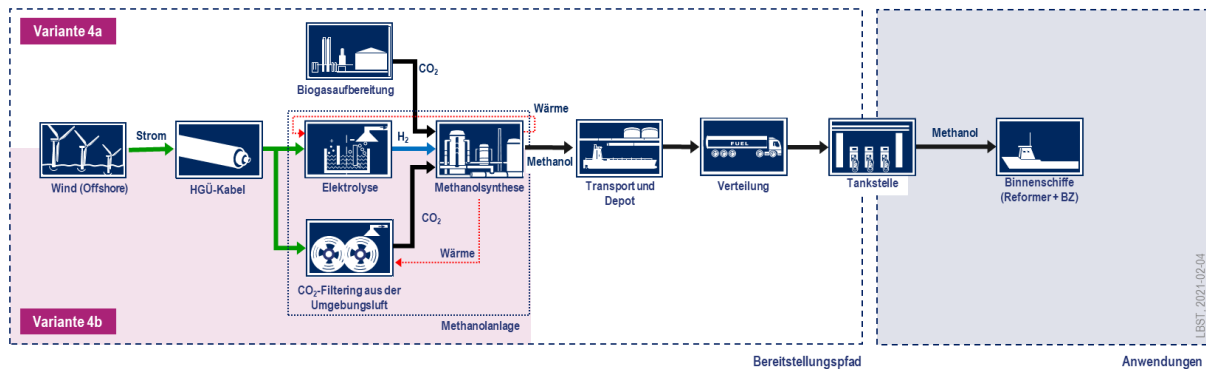


Abbildung A-1-4: Bereitstellungspfad 4 – Methanol (erneuerbar)

### A1.1.2 Methan

Pfad 5 (Abbildung A-1-5) beschreibt die Bereitstellung **fossilen Erdgases**: Das Erdgas wird gefördert, aufbereitet und über eine Entfernung von 4.000 km über Rohrleitung nach Europa transportiert. Dort wird das Erdgas über das Transport- und Verteilnetz zu den Endverbrauchern transportiert. Für den Verkehrssektor erfolgt die Bereitstellung über Tankstellen mit vorheriger Verflüssigung des Kraftstoffs und der Abgabe an LNG-Fahrzeuge (Lkw). Für weitere Endanwendungen von Erdgas in Industrie, Haushalten sowie Stromversorgung erfolgt eine direkte Lieferung über die jeweiligen Gasnetze.

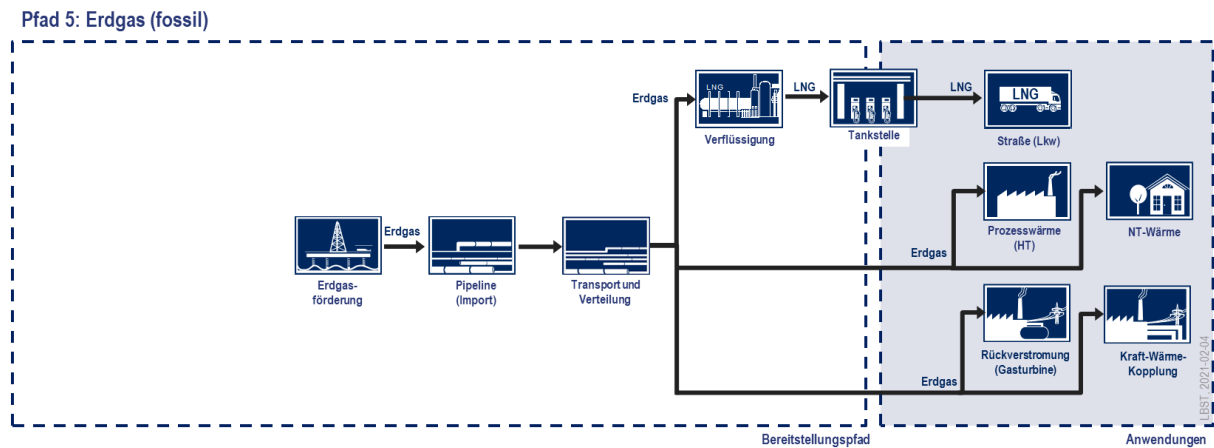


Abbildung A-1-5: Bereitstellungsprozess 5 – Erdgas (fossil, Referenzprozess)

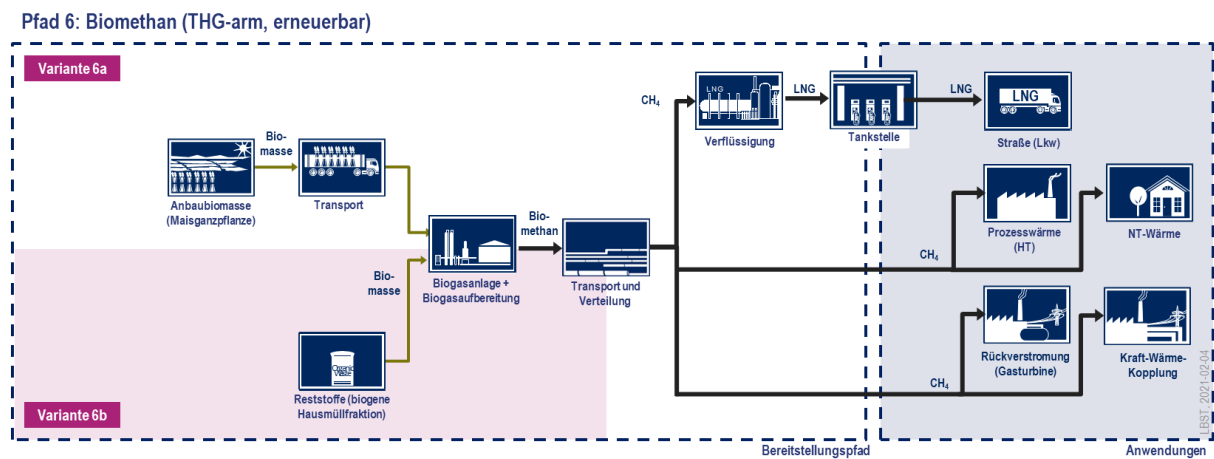


Abbildung A-1-6: Bereitstellungsprozess 6 – Biomethan (THG-arm, erneuerbar)

Die Bereitstellung von **Biomethan** erfolgt entsprechend Pfad 6 (Abbildung A-1-6). Dabei werden zwei Varianten betrachtet: Die Vergärung von Maisganzpflanzen (Anbaubiomasse, Pfad 6a) sowie von Reststoffen (z. B. Bioabfällen, Pfad 6b). Das Rohbiogas aus der Biogasanlage wird zu einspeisefähigem Methan aufbereitet und über das lokale Erdgasnetz zu den Endverbrauchern transportiert. Die weitere Verteilung erfolgt analog zu fossilem Erdgas in Pfad 5.

Power-to-Gas (PtG) ermöglicht die Produktion **synthetischen Methans** aus erneuerbarem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> (siehe Pfad 7 in Abbildung A-1-7). Schlüsselschritte sind dabei die Elektrolyse sowie die katalytische Methanisierung. Als CO<sub>2</sub>-Quellen stehen sowohl Biogasaufbereitungsanlagen (Variante 7a und 7c) als auch die Abscheidung direkt aus der Luft (DAC) (Varianten 7b und 7d) zur Verfügung.

Des Weiteren werden zwischen zwei unterschiedlichen Bereitstellungspfaden des erneuerbaren Stroms unterschieden: Variante 7a und 7b geht von einer Stromproduktion durch ein PV/Wind-Hybridkraftwerk in unmittelbarer Nähe der Power-to-Gas-Anlage aus. Vorstellbar ist beispielsweise ein ehemaliges Tagebaugebiet, wodurch diese Pfade hohe Bedeutung für regionale Wertschöpfung erlangen. Nach der Methanisierung wird das Gas direkt in das Verteilnetz eingespeist und zu den Endverbrauchern transportiert. Zusätzlich werden Varianten 7c und 7d betrachtet, bei denen der Strom durch Offshore-Windenergieanlagen (WEA) (etwa in der Nord- und Ostsee) erzeugt wird und welche durch HGÜ-Kabel mit dem Festland verbunden sind. Die Elektrolyse und Methanisierung erfolgt in diesem Fall küstennah mit anschließender Verteilung über das Erdgastransport- und -verteilstz.

Pfad 7: Power-to-Gas (CH<sub>4</sub>) (erneuerbar)

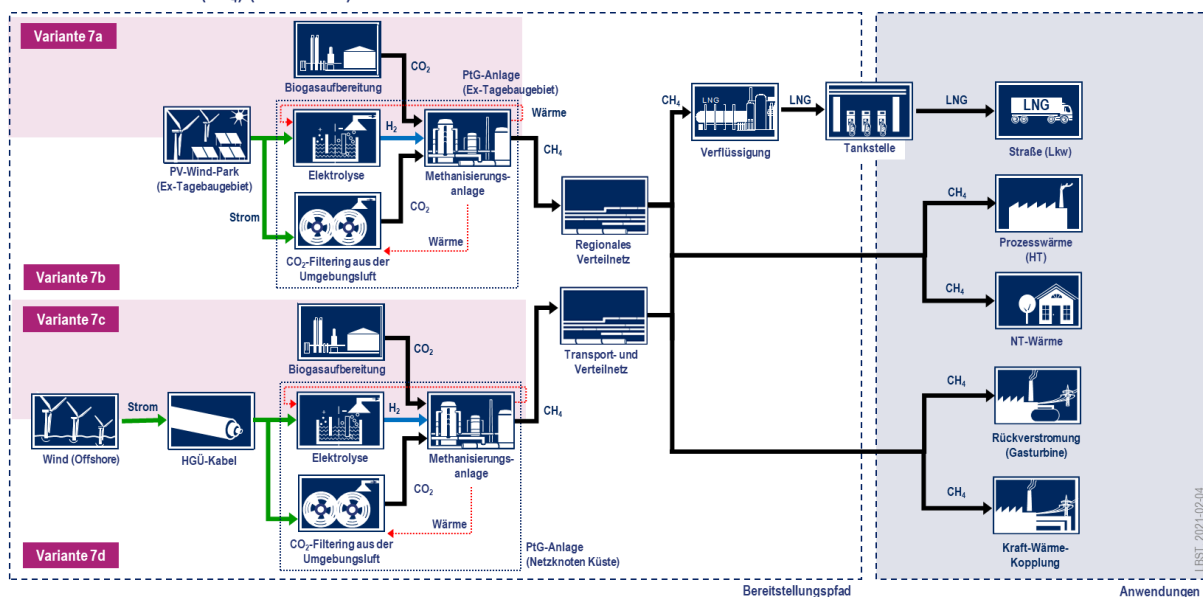


Abbildung A-1-7: Bereitstellungs-pfad 7 – Power-to-Gas (CH<sub>4</sub>) (erneuerbar)

### A1.1.3 Wasserstoff

Die heutige Standardtechnologie zur Produktion von Wasserstoff ist die **Dampfreformierung von Erdgas** (steam methane reforming, SMR), dargestellt in Pfad 8 (Abbildung A-1-8). Diese wird bereits heute an einigen Industriestandorten in der Region eingesetzt, beispielsweise in Leuna. Das benötigte Erdgas wird entsprechend Pfad 5 bei einer Transportentfernung von 4.000 km über eine Rohrleitung nach Europa und anschließend über das Erdgastransportnetz bereitgestellt. Die regionale Verteilung des produzierten Wasserstoffs erfolgt durch ein lokales H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz zu den Tankstellen und Verbrauchern.

Die Nutzung von Wasserstoff in allen Pfaden 8-11 erfolgt bei Straßen- und Schienenfahrzeugen sowie bei Schiffen in Form von Druckwasserstoff (compressed gaseous hydrogen, CGH<sub>2</sub>). Die Tankstellen sind für die Betankung von Fahrzeugen mit Drucktanks mit einem maximalen Druck von 70 MPa ausgelegt. Eine Vorkühlung an der Tankstelle wurde berücksichtigt. Für den Einsatz in der Luftfahrt wird der Wasserstoff in Form von LH<sub>2</sub> (liquefied hydrogen, LH<sub>2</sub>) an die Flugzeuge abgegeben. Dazu ist eine H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage am Flughafen erforderlich. Als Endanwendung wurde dabei ein Regionalflugzeug mit Turboprop-Antrieb und 80 Sitzplätzen angenommen, das im Fall von Wasserstoff mit einem Elektroantrieb mit Propellern und Brennstoffzellen für die Stromerzeugung ausgerüstet wurde.

Pfad 9 (Abbildung A-1-8) zeigt die Bereitstellung von Wasserstoff aus **Erdgasdampfreformierung mit CCS** (Carbon Capture and Storage) in Norwegen inklusive des H<sub>2</sub>-Transports über Rohrleitungen an die Nordseeküsten und Verteilung über ein H<sub>2</sub>-Transport- und -verteilnetz innerhalb Deutschlands.

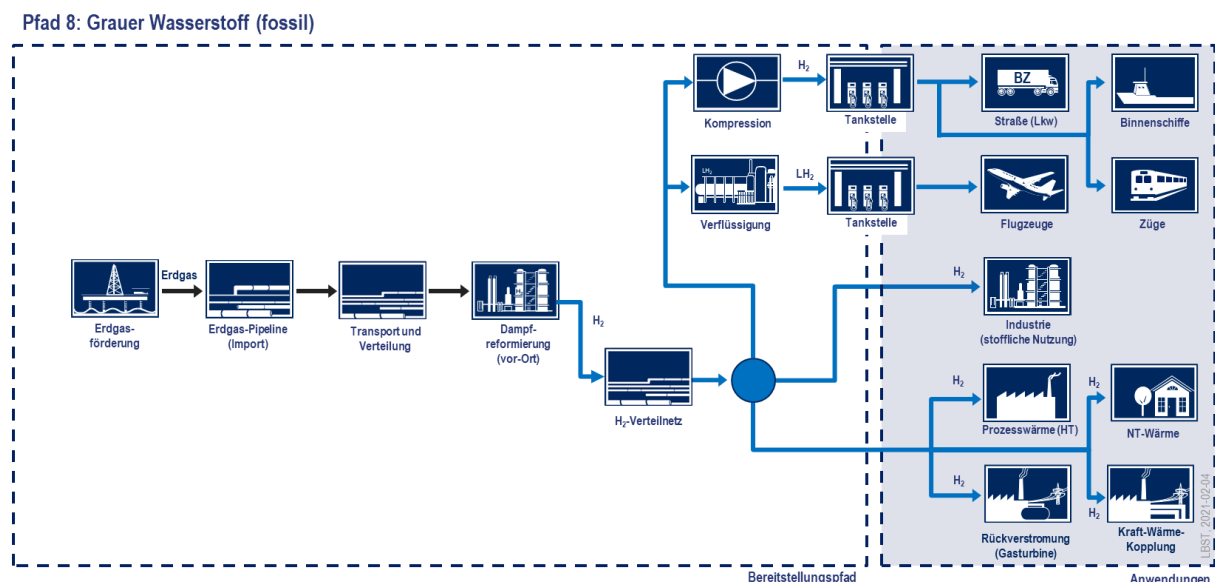


Abbildung A-1-8: Bereitstellungspfad 8 - grauer Wasserstoff (fossil)

Pfad 9: Blauer Wasserstoff (CCS) (THG-arm, fossil)

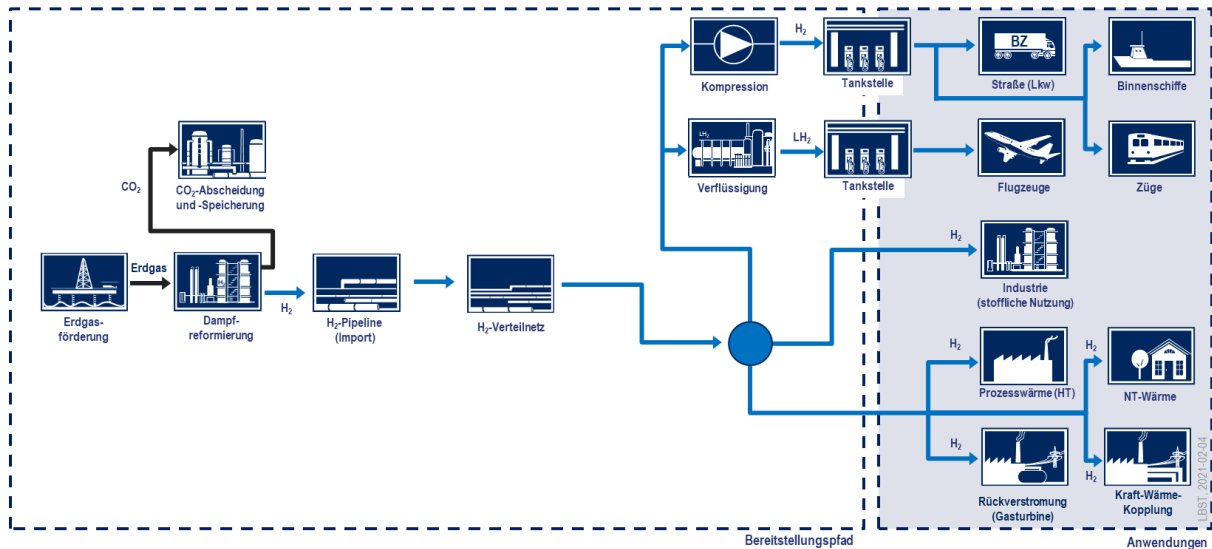


Abbildung A-1-9: Bereitstellungspfad 9 – blauer Wasserstoff (CCS) (THG-arm, fossil)

Für die Produktion von **grünem Wasserstoff aus Wasserelektrolyse** wurden drei Varianten in den Lebenszyklusanalysen berücksichtigt (siehe Pfad 10a-c in Abbildung A-1-10):

Die Stromerzeugung erfolgt in Pfad 10a in einem PV/Wind-Hybridkraftwerk, z. B. in einer ehemaligen Braunkohleregion, in unmittelbarer Nähe zum Elektrolyseur. Der produzierte Wasserstoff wird in unterirdischen Röhrenspeichern zwischengespeichert, um Fluktuationen der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen. Analog zu Pfad 8 wird der Wasserstoff über ein lokales H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz zu den Tankstellen und Verbrauchern transportiert.

Im Fall von Pfad 10b erfolgt die Stromproduktion ebenfalls in einem PV/Wind-Hybridkraftwerk. Allerdings wird in diesem Fall der Strom über ein lokales Stromnetz zu einem kleinen Elektrolyseur transportiert. Dieser befindet sich zusammen mit dem H<sub>2</sub>-Speicher verbrauchsnah an der Tankstelle oder in unmittelbarer Nähe anderer möglicher Verbraucher (z. B. eines Industriekomplexes).

In Pfad 10c wird eine Elektrolyseanlage an der deutschen Küste angenommen, die mit Strom aus Offshore-WEA durch ein HGÜ-Kabel gespeist wird. Der produzierte Wasserstoff wird in unterirdischen Röhrenspeichern zwischengespeichert und über ein deutschlandweites H<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz zu den Tankstellen und anderen Verbrauchern transportiert.

Pfad 10: Grüner Wasserstoff (erneuerbar)

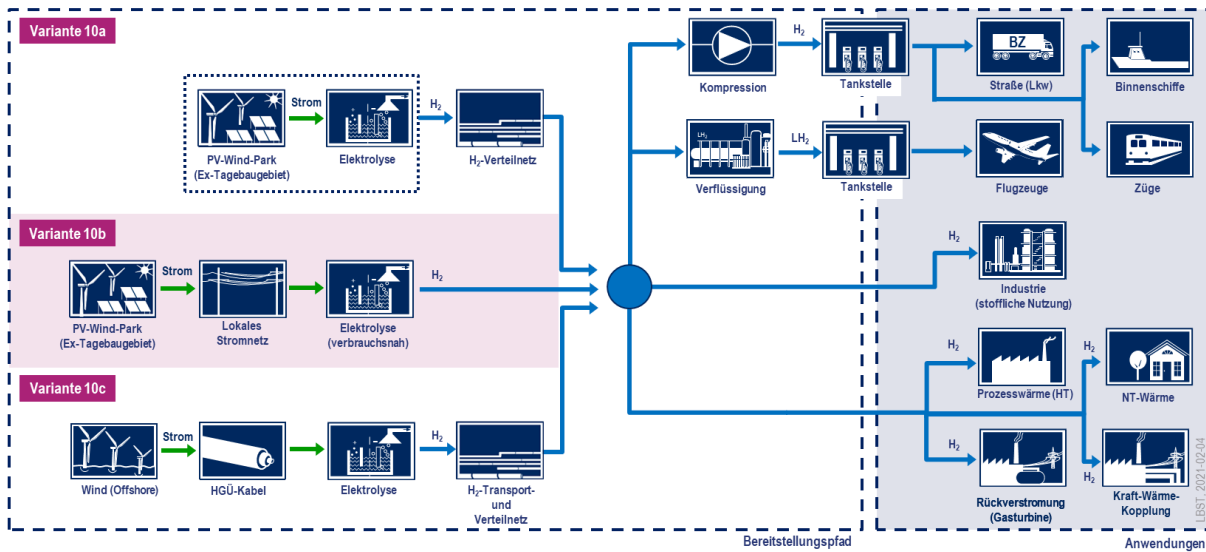


Abbildung A-1-10: Bereitstellungs-pfad 10 – grüner Wasserstoff mittels Elektrolyse (erneuerbar)

Abschließend beschreibt Pfad 11 (Abbildung A-1-11) die Wertschöpfungskette von **grünem Wasserstoff aus Biomethan** (über Dampfreformierung), das aus Biogas aus der Vergärung von Maisganzpflanzen (Anbaubiomassee) erzeugt wurde. Das Biogas aus der Biogasanlage wird zu reinem Methan aufbereitet, in das lokale Erdgasnetz eingespeist und zu den Tankstellen transportiert. An der Tankstelle erfolgt die Umsetzung zu Wasserstoff über Dampfreformierung sowie Speicherung und Verdichtung des Wasserstoffs. Für den Einsatz in der Luftfahrt wird der Wasserstoff nach Verflüssigung in Form von LH<sub>2</sub> (liquefied hydrogen) an die Flugzeuge abgegeben. Aufgrund des eingeschränkten Potenzials von Biomethan wurden weitere Anwendungsbereiche in den Sektoren Industrie, Wärme- und Stromerzeugung nicht berücksichtigt.

Pfad 11: Wasserstoff aus Anbaubiomassee (THG-arm, erneuerbar)

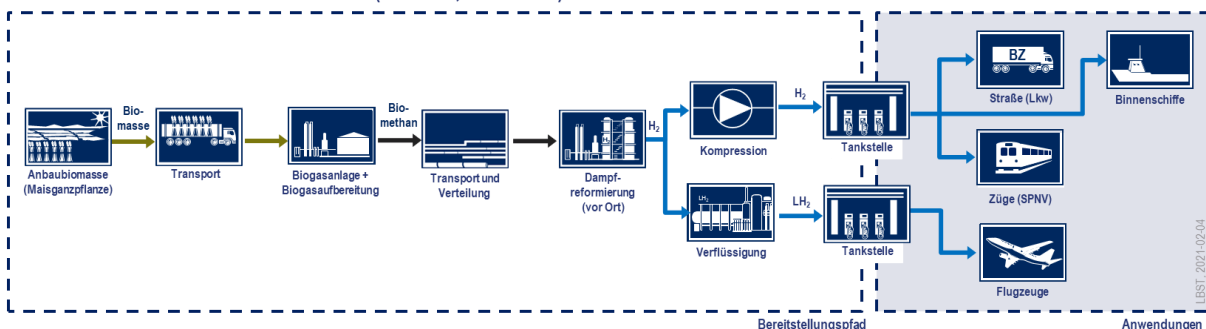


Abbildung A-1-11: Bereitstellungs-pfad 11 – Wasserstoff aus Biomethan (THG-neutral)



## A1.2 Technisch-ökonomische Kenndaten der Schlüsseltechnologien

In diesem Kapitel werden die technisch-ökonomischen Kenndaten der wesentlichen Schlüsseltechnologien der beschriebenen Bereitstellungspfade Grüner Gase sowie der fossilen Referenztechnologien aufgeführt. Die Daten dienen auch als Annahmen für die unterschiedlichen Prozesse in der Lebenszyklusanalyse (siehe Kapitel 2.2.2).

Die ausgewählten Schlüsseltechnologien der unterschiedlichen Bereitstellungspfade sind in Tabelle A-1-1 aufgezeigt.

**Tabelle A-1-1: Schlüsseltechnologien der untersuchten Bereitstellungspfade**

	Nr.	Name	Schlüsseltechnologien
Flüssig ( $C_xH_yO_z$ )	1	Konventionelle Kraftstoffe	Referenzpfad für flüssige Kraftstoffe
	2	PtL-Kraftstoffe	Elektrolyse (PEM, SOEL), $CO_2$ -Bereitstellung, Fischer-Tropsch-Verfahren zur Produktion von PtL-Kraftstoffen (Kerosin bzw. Diesel)
	3	Methanol	Konventionelle Methanolproduktion aus Erdgas mittels autothermer Reformierung (ATR) und Methanolsynthese
	4	Methanol	Elektrolyse (PEM, SOEL), $CO_2$ -Bereitstellung, Methanolsynthese
Methan ( $CH_4$ )	5	Erdgas	Referenzpfad für Erdgas
	6	Biomethan	Biogasproduktion und -aufbereitung zu Biomethan (2 Varianten: a) aus Anbaubiomasse und b) aus Reststoffen (biogene Hausmüllfraktion))
	7	Power-to-Gas (Pt $CH_4$ )	Elektrolyse (PEM, SOEL), $CO_2$ -Bereitstellung, katalytische Methanisierung (Sabatier-Prozess)
Wasserstoff ( $H_2$ )	8	Grauer $H_2$	Referenzpfad für Wasserstoff, Dampfreformierung von Erdgas
	9	Blauer $H_2$	Dampfreformierung von Erdgas mit CCS
	10	Grüner $H_2$ (Pt $H_2$ )	Elektrolyse (PEM, SOEL)
	11	Grüner $H_2$ (Biomethan)	Dampfreformierung von Biomethan

Zusätzlich werden weitere Annahmen zur Strombereitstellung (Kapitel A1.2.2) sowie Transport- und Verteilung der Grünen Gase (Kapitel A1.2.8) präsentiert.

Neben den techno-ökonomischen Annahmen wird im Folgenden auch eine kurze technische Einführung der in Tabelle A-1-1 gezeigten wesentlichen Prozessschritte der Erzeugung Grüner Gase sowie ggfs. fossiler Referenzpfade gegeben. Für die Darstellung der unterschiedlichen Stufen der untersuchten Bereitstellungspfade wird auf Kapitel 2.2.1.2 verwiesen.

Der technische Reifegrad (TRL) dient dabei als wichtige Kennzahl zur Beschreibung der aktuellen und erwartenden technischen Umsetzbarkeit einer Technologie. Er wird im Folgend auf Basis der Definition der Europäischen Kommission im Horizon 2020-Programm verwendet (siehe Tabelle A-1-2) [EC 2014]. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich ausschließlich um eine technische und nicht um eine ökonomische Kennzahl (z. B. Wettbewerbsfähigkeit) handelt.

**Tabelle A-1-2: Definition technischer Reifegrad (TRL) nach [EC 2014]**

TRL	TRL-Beschreibung nach „Horizon 2020“
1	Grundprinzip verstanden
2	Technisches Konzept beschrieben
3	Konzept experimentell nachgewiesen
4	Technologie im Labor validiert
5	Technologie im industriellen Kontext validiert
6	Technologie im industriellen Kontext demonstriert
7	Prototyp im längeren Betrieb demonstriert
8	Funktionsfähigkeit des Systems nachgewiesen
9	Funktionsfähigkeit des Systems im längeren Betrieb nachgewiesen

### A1.2.1 Technologiesteckbriefe

Die Schlüsseltechnologien für die Produktion Grüner Gase werden im Folgenden anhand übersichtsartiger Steckbriefe näher erläutert. Weitere Details finden sich in den folgenden Kapiteln zu technischen und ökonomischen Kenndaten.

PEM-Elektrolyse (PEM EL)	
<b>(a) Technologie: Elektrochemische Wasserspaltung</b>	
Beschreibung:	Niedertemperaturelektrolyse mit Polymer-Membran
Prozess	$H_2O \rightarrow H_2 + 0,5 O_2$
Skalierbarkeit:	Gut, modular erweiterbar
<b>(b) Investition</b>	
Heute:	1002 €/ kW <sub>el</sub>
2030:	484 €/ kW <sub>el</sub>
2040:	291€ / kW <sub>el</sub>
<b>(c) TRL: Kommerziell</b>	
Heute:	8-9
2030/ 2040:	9
<b>(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)</b>	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Heute: Erste Multi-MW <sub>el</sub> -Anlagen 2030: hoch 17,6-28,4 GW <sub>el</sub> [NOW 2018]*
H <sub>2</sub> -Eigenschaften:	hohe Reinheit > 99,9% Druckwasserstoff bis 3,5 MPa
Anforderungen Infrastruktur:	Stromanschluss, Wasseranschluss, H <sub>2</sub> -Speicher und H <sub>2</sub> -Transportinfrastruktur

**(e) Chancen/ Risiken**

**Risiken:** Kosten, Wettbewerbstechnologien, Rohstoffkritisikalität, (0,5-1 mg/ cm<sup>2</sup> Pt in der Kathode, 2 mg/ cm<sup>2</sup> Ir für die Anode [Höffner 2016]), ungünstige Marktentwicklungen

**Chancen:** Steigende Nachfrage (als Energiespeicher, H<sub>2</sub> im Verkehr), sinkender Investitionsbedarf durch Serienfertigung (z.B. BZ- Fahrzeuge), sehr flexible Fahrweise der Technologie

\* Der Elektrolysebedarf liegt bei ca. 44-71 GW<sub>el</sub>. Es wurde angenommen, dass die installierte Kapazität zu 40% aus AEL, zu 40% aus PEMEL und zu 20% aus SOEL besteht.

Hochtemperaturelektrolyse (SOEL)	
<b>(a) Technologie: Elektrochemische Wasserdampfspaltung</b>	
Beschreibung:	Hochtemperatur- Dampfelektrolyse mit einer keramischen Membran als Elektrolyt
Prozess	$H_2O \rightarrow H_2 + 0,5 O_2$
Skalierbarkeit:	Gut, modular erweiterbar
<b>(b) Investition</b>	
Heute:	1649 €/ kW <sub>el</sub>
2030:	794 €/ kW <sub>el</sub>
2040:	449 €/ kW <sub>el</sub>
<b>(c) TRL: Forschungsstadium</b>	
Heute:	5-7
2030/ 2040:	9
<b>(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)</b>	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Heute: mittel (erste MW <sub>el</sub> -Anlagen) 2030: 9- 14,2 GW <sub>el</sub> [NOW 2018]*
H <sub>2</sub> -Eigenschaften:	Bis 5.0 möglich (Reinigung)** 1MPa
Anforderungen Infrastruktur:	Strom- & Wasseranschluss, Hochtemperaturwärme, H <sub>2</sub> -Speicher & -Transport

**(e) Chancen/ Risiken**

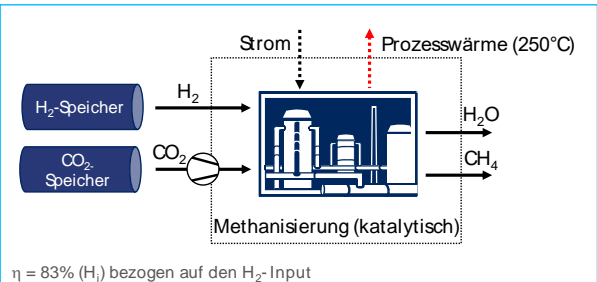
**Risiken:** Hochtemperaturwärmequelle (>100 °C), Entwicklungsstand (F&E Bedarf), Kosten, Wettbewerbstechnologien, Rohstoffkritisikalität, ungünstige Marktentwicklungen

**Chancen:** Steigende Nachfrage (Industrie / CO<sub>2</sub>-Zertifikate-Handel), hoher Wirkungsgrad bei Wärmeauskopplung aus anderen Prozessen, Kostensenkungen durch Serienfertigung

\* 20% der gesamten installierten Kapazität; etwa für Stahlproduktion, PTL, \*\* entspricht: 99,999% H<sub>2</sub>-Reinheit

## Katalytische Methanisierung

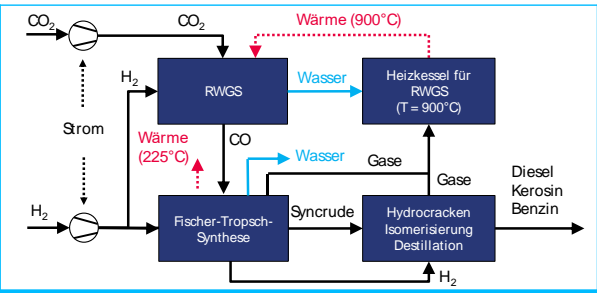
(a) Technologie: Katalytische Methanisierung	
Input:	Wasserstoff (H <sub>2</sub> ), Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )
Prozess:	CO <sub>2</sub> + 4 H <sub>2</sub> ⇌ CH <sub>4</sub> + 2 H <sub>2</sub> O, ΔH = -206 kJ/ Mol
Skalierbarkeit	Gut, gegenwärtig eher Abwärtskalierung von Industrieanlagen in MW-Bereich notwendig
(b) Investition	
Heute:	23 Mio. € für 100 MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> bzw. 233 €/ kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>
2030:	18 Mio. € für 100 MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> bzw. 177 €/ kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>
2040:	13 Mio. € für 100 MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> bzw. 130 €/ kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>
(c) TRL: Kommerziell	
Heute: 8	2030: 9
(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Heute: ermöglicht hohe H <sub>2</sub> -Einspeisung 2050: potenziell Ersatz von Erdgas
CH <sub>4</sub> -Eigenschaften:	Erdgasqualität für Einspeisung in Gasnetz
Anforderungen Infrastruktur:	H <sub>2</sub> - und CO <sub>2</sub> -Quelle, Erdgaspipeline zur CH <sub>4</sub> -Einspeisung



(e) Chancen/ Risiken	
Risiken:	Übergangstechnologie, potenziell im Wettbewerb zur Umrüstung des Erdgasnetzes für H <sub>2</sub> , Verfügbarkeit biogener CO <sub>2</sub> -Quellen
Chancen:	Keine Einspeiselimitierungen für H <sub>2</sub> , Substitution von fossilem Erdgas in existierenden Anwendungen, höhere Energiespeicherdichte als H <sub>2</sub> , Technologiewettbewerb (biol. vs. katal.)

## Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese)

(a) Technologie: FT-Synthese, RWGS, Aufbereitung	
Input:	Wasserstoff (H <sub>2</sub> ), Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )
Prozess:	RWGS*: CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> → CO + H <sub>2</sub> O FT-Synthese: n CO + (2n+1) H <sub>2</sub> → C <sub>n</sub> H <sub>n+2</sub> + n H <sub>2</sub> O
Skalierbarkeit:	Mittel
(b) Investition	
Heute/ 2030/ 2040:	316 Mio. € für 328 MW <sub>FT-Produkte (Hi)</sub>
(c) TRL: z.T noch Forschungsstadium	
Heute: FT-Synthese: 9** RWGS: 6-7	2030: 9
(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Produktion von Benzin, Kerosin, Diesel Flugturbinenkraftstoffe, Oldtimer
Eigenschaften:	Ähnlich fossiler Kraftstoffe
Anforderungen Infrastruktur:	H <sub>2</sub> - und CO <sub>2</sub> -Quelle, Bestehende Infrastruktur für Benzin, Kerosin und Diesel

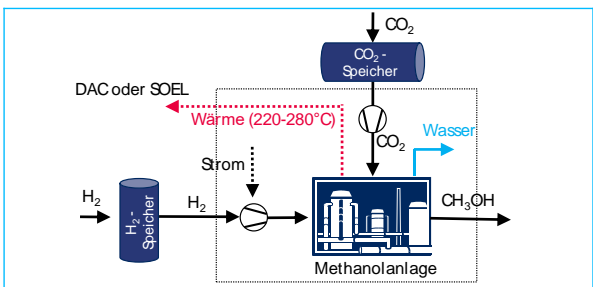


(e) Chancen/ Risiken	
Risiken:	Hochskalieren der RWGS erforderlich, keine vollständige Schadstoffemissionsminderung durch Weiternutzung Verbrennungsmotoren, geringere Gesamteffizienz als bei direkter H <sub>2</sub> -Nutzung
Chancen:	Erneuerbare Kraftstoffe für den Bestand an Fahrzeugen inklusive Flugzeuge und Schiffe, Nutzung bestehender Infrastruktur und Technologien

\* RWGS: Inverse CO-Shift-Reaktion; \*\* η = 67% (H<sub>2</sub>) bezogen auf den H<sub>2</sub>-Input

## Methanolsynthese

<b>(a) Technologie: Methanolsynthese</b>	
Input:	Wasserstoff (H <sub>2</sub> ), Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )
Prozess:	CO <sub>2</sub> + 3 H <sub>2</sub> → CH <sub>3</sub> OH + H <sub>2</sub> O
Skalierbarkeit:	Mittel
<b>(b) Investition</b>	
Heute/ 2030/ 2040:	220 Mio. € für 328 MW <sub>Methanol (Hi)</sub>
<b>(c) TRL: Kommerziell</b>	
Heute: 9*	2030: 9
<b>(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)</b>	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Vorprodukt für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Methanolroute ** Schiffskraftstoff, potenzieller Transportvektor für H <sub>2</sub> , stat. Energiespeicherung
Eigenschaften:	Methanol AA Grade (<99,9%)
Anforderungen Infrastruktur:	H <sub>2</sub> - und CO <sub>2</sub> - Quelle, neue Infrastruktur z.B. Methanol-Tankstellen

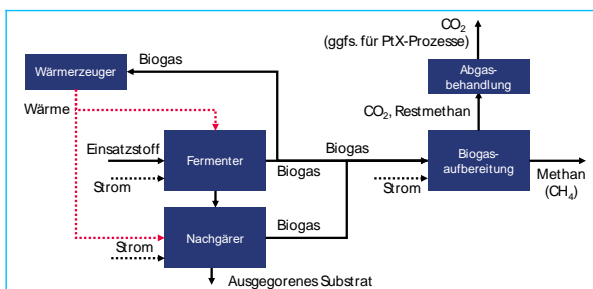


<b>(e) Chancen/ Risiken</b>	
Risiken:	Weitere Technologieentwicklung für direkte Methanolanwendung erforderlich, bisher keine Zertifizierung für Flugtreibstoffe aus Methanolroute, Skalierung erforderlich
Chancen:	Hohe Energiedichte, Synergieeffekte mit bereits existierenden Prozessen in chemischer Industrie, Hohe Kerosinanteile in Produktgemisch erreichbar (anders als bei FT-Synthese)

\* η<sub>1</sub> = 81% (H<sub>2</sub>) bezogen auf den H<sub>2</sub>-Input; \*\* Alternative zu FT-Synthese. Im Rahmen dieser Studie wurde nur der direkte CH<sub>3</sub>OH-Einsatz in einer Brennstoffzelle berücksichtigt.

## Biogasanlage und -aufbereitung

<b>(a) Technologie: Biogasanlage und Aufbereitung zu Biomethan</b>	
Input:	Bioabfälle, Tierextremte, Energiepflanzen
Prozess:	Fermentation, CO <sub>2</sub> -Entfernung
Skalierbarkeit:	Gut
<b>(b) Investition</b>	
Heute/ 2030/ 2050	Bioabfälle: 0,118 €/ kWh <sub>CH<sub>4</sub>, Hi</sub> (bei -35 €/ t <sub>Bioabfall</sub> ) <sup>*</sup> Maisganzpflanzen: 0,079 €/ kWh <sub>CH<sub>4</sub>, Hi</sub> (bei 35 €/ t <sub>Frischmasse</sub> )
<b>(c) TRL: Kommerziell</b>	
Heute: 9	2030: 9
<b>(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)</b>	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Direkte Substitution von Erdgas möglich
CH <sub>4</sub> -Eigenschaften:	>96 % CH <sub>4</sub>
Anforderungen Infrastruktur:	Bereitstellung Biomasse, Erdgasnetz zur Biomethan-Einspeisung

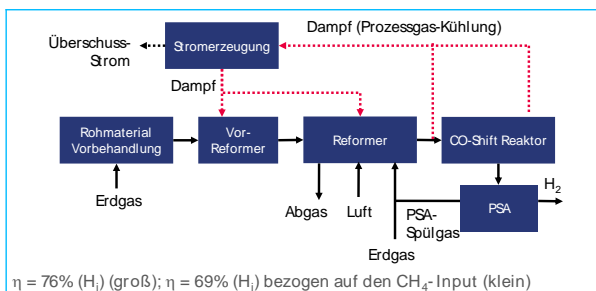


<b>(e) Chancen/ Risiken</b>	
Risiken:	Begrenzt Biomassepotenzial und v.a. Reststoffpotenzial (regional und global), Akzeptanz eines großflächigen und intensiven Maisanbau offen, Tank- vs.- Teller-Diskussion,
Chancen:	Breites Einsatzpotenzial in Strom- und Wärmeerzeugung sowie als Kraftstoff für CNG/ LNG-Fahrzeuge, Nutzung von Reststoffen, ggfs. Erlöse aus Abfallverwertung

\* Erlöse aus Abfallverwertung

## Dampfreformierung von Erdgas (SMR)

<b>(a) Technologie: Dampfreformierung, CO-Shift, PSA*</b>	
Input:	Methan (CH <sub>4</sub> ), Wasserdampf (H <sub>2</sub> O)
Prozess:**	CH <sub>4</sub> + 2 H <sub>2</sub> O ⇌ CO <sub>2</sub> + 4 H <sub>2</sub> , ΔH = +206 kJ/ Mol
Skalierbarkeit:	Mittel
<b>(b) Investition</b>	
Heute:	220 Mio. € (100.000 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> / h) (300 MW <sub>H<sub>2</sub>, Hi</sub> ) (Dezentral: 5,3 Mio. € für 1167 Nm <sup>3</sup> / h (~3,5 MW <sub>H<sub>2</sub>, Hi</sub> )) Keine Kostenreduktion (CAPEX) mehr zu erwarten
<b>(c) TRL: Kommerziell</b>	
Heute: 9	2030: 9
<b>(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)</b>	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Heute: Produktion etwa 52 Mt <sub>H<sub>2</sub></sub> / a** Limitiert durch CO <sub>2</sub> -Emissionen
H <sub>2</sub> -Eigenschaften:	>99,999% (PSA); 2- 3 MPa***
Anforderungen Infrastruktur:	CH <sub>4</sub> - Anschluss, ggf. H <sub>2</sub> - Pipeline, Dynamik: 50- 100%; Biomethan für dezentr. Anlage



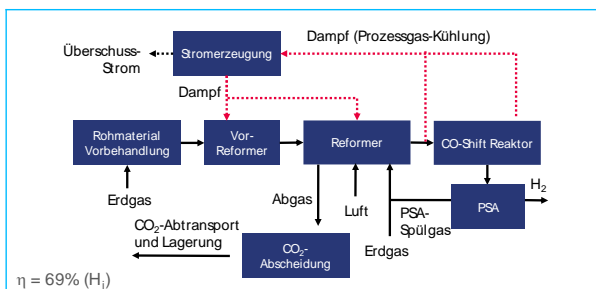
η = 76% (H<sub>2</sub>) (groß); η = 69% (H<sub>2</sub>) bezogen auf den CH<sub>4</sub>- Input (klein)

<b>(e) Chancen/ Risiken</b>	
Risiken:	Erdgas-basiert: CO <sub>2</sub> -Emissionsziele, Erdgaspreis bzw. CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung, Lock-in-Effekte Biomethan-basiert: Biomethanpreis, Biomethanpotenzial
Chancen:	Nutzung bestehender Anlagenstandorte an Raffinerien, kostengünstiges H <sub>2</sub> -Produktion Dezentraler Ansatz: Emissionsreduktion durch Biomethan-Einsatz, keine H <sub>2</sub> -Infrastruktur nötig

\* PSA = Druckwechselabsorption, \*\*Bestehend aus mehreren Teilgleichungen. \*\*\* Gilt für große, zentrale Anlagen.

## Dampfreformierung von Erdgas (SMR), groß mit CCS

<b>(a) Technologie: Dampfreformierung, CO-Shift, PSA, CCS</b>	
Input:	Methan (CH <sub>4</sub> ), Wasserdampf (H <sub>2</sub> O)
Prozess:	CH <sub>4</sub> + 2 H <sub>2</sub> O ⇌ CO <sub>2</sub> + 4 H <sub>2</sub> , ΔH = +206 kJ/ Mol
Skalierbarkeit:	CCS nur für große Anlagen
<b>(b) Kosten: Mittel</b>	
Heute:	400 Mio. € * (100.000 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> / h); keine Kostenreduktion (CAPEX) mehr zu erwarten
<b>(c) TRL: Kommerziell</b>	
Heute: 9	2030: 9
<b>(d) Anwendungsaspekte (regional, temporal)</b>	
Einsatzpotenzial & Ausblick	Heute: mehrere existierende Anlagen** Sehr hohe CO <sub>2</sub> -Abscheideraten möglich
H <sub>2</sub> -Eigenschaften:	>99,999% (PSA); 2- 3 MPa
Anforderungen Infrastruktur:	Erdgasanschluss, ggf. H <sub>2</sub> -Pipeline für Weitertransport, Dynamik: 50- 100%, CO <sub>2</sub> -Infrastruktur, Standort: in DE, Küstennähe



η = 69% (H<sub>2</sub>)

<b>(e) Chancen/ Risiken</b>	
Risiken:	CO <sub>2</sub> -Emissionsziele, Erdgaspreis, CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung, Kosten und Akzeptanz für großskalige CCS-Projekte, heute CO <sub>2</sub> -Transportinfrastruktur (etwa nach Norwegen) erforderlich
Chancen:	Nachrüstung bestehender Dampfreformer möglich Nutzung bestehender CO <sub>2</sub> -Lagerstätten (z.B. ausgefüllte Gasfelder, saline Aquifere), Kostensenkungen bei CCS

\* Für CO<sub>2</sub>-Abscheiderate: 90,0%, η = 69,2 (Erdgas-zu-H<sub>2</sub>); \*\* Etwa Air Products Projekt Port Arthur, USA (seit 2013) oder Quest Projekt, Kanada, Shell (seit 2015).

### A1.2.2 Allgemeine Kostenannahmen der Lebenszyklusanalysen

Die Berechnung der spezifischen Kosten für die unterschiedlichen Pfade erfolgt unter Annahme eines Zinssatzes von 4 % bei einer Abschreibungsdauer äquivalent zur Lebensdauer der Anlagen. Der erforderliche Investitionsbedarf für die unterschiedlichen Technologien wurde unter Anwendung des Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) auf entsprechende Werte von 2017 übertragen.

Planung, Genehmigung und Bau großer Anlagen benötigen in der Regel mehrere Jahre. Der Investitionsbedarf der verschiedenen Technologien bezieht sich daher auf den jeweiligen Zeithorizont der Auftragsvergabe für den Bau der Anlage. Dies ist vor allem in Bezug auf die für 2020 angegebenen Werte zu beachten.

#### Energie- und Kraftstoffkosten

Die wesentlichen Annahmen zu den Rohstoff- und Kraftstoffkosten sowie weiteren pfadübergreifenden Parametern sind in Tabelle A-1-3 zusammengefasst. Die angegebenen Energiekosten wurden auf Basis der aktuellen Preise aus der Energiedatensammlung des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) übernommen [BMWi 2019] [BMWi 2020b]. Für die Berechnung der möglichen Preisspanne (Fehlerindikatoren) wurden die jeweiligen minimalen und maximalen Werte innerhalb des Zeitraums zwischen 2009 und 2019 zugrunde gelegt, mit Ausnahme von Erdgas, hier erfolgte die Wertermittlung für den Zeitraum zwischen 2007 und 2017.

**Tabelle A-1-3: Bandbreite der Annahmen zu Energiekosten in den Lebenszyklusanalysen**

Parameter	Einheit	Minimum	Wert	Maximum	Quelle
Erdgas	ct/kWh <sub>HS</sub>	1,27	2,43	3,40	[BMWi 2019]
	ct/kWh <sub>Hi</sub>	1,40	2,67	3,74	[BMWi 2019]
Strom (Industrie)	ct/kWh <sub>el</sub>	15,83	15,83	15,83	[BMWi 2020b]
Wasser	€/t	1,50	1,50	1,50	-
Benzin	€/l	0,42	0,56	0,73	[BMWi 2020b]
Diesel	€/l	0,45	0,61	0,78	[BMWi 2020b]
Kerosin	€/t	400	500	600	[BMWi 2020b]
Zinssatz	%	2	4	6	-

Die dargestellte Bandbreite zwischen „Minimum“ und „Maximum“ wird für die Berechnung des Fehlerbalkens herangezogen. Zusätzlich wurden die in Tabelle A-1-4 aufgeführten Energiesteuern berücksichtigt:

Netzentgelte für Gas- und Stromkunden berechnen sich in Abhängigkeit des jeweiligen Verbrauchs, setzen sich aus Grund- und Arbeitspreisen zusammen und basieren auf den Preisblättern des sächsischen Energieanbieters inetz GmbH [inetz 2018a, inetz 2018b].

**Tabelle A-1-4: Bandbreite der Annahmen zu Energiekosten in den Lebenszyklusanalysen**

Steuer	Einheit	Wert	Quelle
Erdgas (als Kraftstoff)	ct/kWh <sub>Hi</sub>	1,529	§ 2 Absatz 1, Satz 7 EnergieStG
Erdgas (stat. Anwendungen, ausg. KWK)	ct/kWh <sub>Hi</sub>	0,605	
Benzin	€/l	0,6545	§ 2 Absatz 1, Satz 1b EnergieStG
Diesel	€/l	0,4704	§ 2 Absatz 1, Satz 4b EnergieStG

### A1.2.3 Erneuerbare Stromerzeugung

Die ausreichende Bereitstellung von erneuerbarem Strom ist eine Grundvoraussetzung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse und darauf basierender Grüner Gase. In den untersuchten PtH<sub>2</sub>-, PtCH<sub>4</sub>- und PtL-Pfaden erfolgt diese Stromerzeugung entweder durch ein PV/Wind-Hybridkraftwerk oder durch einen Offshore-Windpark. Die erforderlichen Investitions- und Betriebskosten der Stromerzeugungsanlagen und -transportinfrastruktur werden in den Lebenszyklusanalysen in den Einsatzkosten für den erneuerbaren Strombedarf der Elektrolyse berücksichtigt.

#### A.1.2.3.1 PV/Wind-Hybridkraftwerk

Das angenommene PV/Wind-Hybridkraftwerk besitzt eine installierte Leistung an PV- und Windenergieanlagen von je 100 MW. Aufgrund der sich ergänzenden Stromproduktion aus beiden Erzeugungstypen wird, auf Basis von [Fasihi et al. 2016], eine Überschneidung der Betriebsstunden von 5 % angenommen. Damit erreicht die Elektrolyse in diesem Szenario etwa 3.600 Volllastbetriebsstunden im Jahr (siehe Tabelle A-1-5).

**Tabelle A-1-5: Technische Kenndaten - PV/Wind-Hybridkraftwerk**

	Einheit	PV	Onshore-Windpark	PV/Wind-Hybridkraftwerk
<b>Nennleistung</b>	MW	100	100	-
<b>Lebensdauer</b>	a	25	25	-
<b>Volllastbetriebsstunden</b>	h/a	1.105 <sup>1</sup>	2.680 <sup>2</sup>	3.603
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	111	269	360

<sup>1</sup> [ISE 2018] Deutschland Mitte und Ostdeutschland

<sup>2</sup> [Deutsche Windguard 2015]: 80 % des Referenzertrags

In Tabelle A-1-6 bis Tabelle A-1-8 sind die Kostendaten für die Errichtung des PV/Wind-Hybridkraftwerks für die betrachteten Zeiträume 2020, 2030 sowie 2040 aufgeführt.



Dabei werden auf Basis der Literatur entsprechende Lernkurven für die PV- und Windtechnologie angenommen [ISE 2018].

Die sich ergebenden Stromkosten für erneuerbaren Strom liegen damit bei 6,0 ct/kWh (2020), 5,3 ct/kWh (2030) bzw. 4,6 ct/kWh (2040).

**Tabelle A-1-6: Techno-ökonomische Kenndaten eines PV/Wind-Hybridkraftwerks (2020)**

	Einheit	PV	Onshore-Windpark	PV/Wind-Hybridkraftwerk
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	771 <sup>1</sup>	1.567 <sup>2</sup>	-
	Mio. €	77,1	157,7	233,8
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	4,94	10,03	14,97
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	€/(kW*a)	10	56 <sup>2</sup>	-
	Mio. €/a	1,00	5,60	6,60
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	5,94	15,63	21,57
	€/kWh <sub>el</sub>	0,054	0,058	0,060

<sup>1</sup> [Solarify 2019]: 175 MWp bei 120 bis 150 Mio. €.

<sup>2</sup> [Deutsche Windguard 2015]: 1180 €/kW (Windenergieanlage) + 387 €/kW (Fundament, Sonstiges) für eine Nabenhöhe von 120 bis 140 m.

Quelle: LBST auf Basis von [ISE 2018].

**Tabelle A-1-7: Techno-ökonomische Kenndaten eines PV/Wind-Hybridkraftwerks (2030)**

	Einheit	PV	Onshore-Windpark	PV/Wind-Hybridkraftwerk
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	509 <sup>1</sup>	1.435 <sup>1</sup>	-
	Mio. €	50,9	143,5	194,3
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	3,26	9,18	12,44
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	€/(kW*a)	10	56	-
	Mio. €/a	1,00	5,60	6,60
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	4,26	14,73	19,04
	€/kWh <sub>el</sub>	0,039	0,055	0,053

<sup>1</sup> Angenommene Lernraten von 0,15 (PV) bzw. 0,05 (Onshore-Wind) [ISE 2018] bei einer installierten Leistung von 2.840 GW (PV) bzw. 1.787 GW (Onshore-Wind) in 2030 [IRENA 2019a und b].

Quelle: LBST auf Basis von [ISE 2018] und [Deutsche Windguard 2015].

**Tabelle A-1-8: Techno-ökonomische Kenndaten eines PV/Wind-Hybridkraftwerks (2040)**

	Einheit	PV	Onshore-Windpark	PV/Wind-Hybridkraftwerk
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	393 <sup>1</sup>	1.329 <sup>1</sup>	-
	Mio. €	39,3	132,9	172,2
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	2,52	8,50	11,02
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	€/(kW*a)	10	56	-
	Mio. €/a	1,00	5,60	6,60
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	3,52	14,10	17,62
	€/kWh <sub>el</sub>	0,032	0,052	0,046

<sup>1</sup> Angenommene Lernraten von 0,15 (PV) bzw. 0,05 (Onshore-Wind) [ISE 2018] bei einer installierten Leistung von 8.519 GW (PV) bzw. 5.044 GW (Onshore-Wind) in 2040 [IRENA 2019a und b].

Quelle: LBST auf Basis von [ISE 2018] und [Deutsche Windguard 2015].

### A.1.2.3.2 Offshore-Windanlage

Die zweite Variante der erneuerbaren Stromerzeugung nimmt einen großen Offshore-Windpark mit zunächst 450 MW installierter Leistung für das Jahr 2020 und 700 MW installierter Leistung für die weiteren Jahre 2030 und 2040 an. Die Gesamtzahl der Jahresvolllastbetriebsstunden liegt bei 4.053 (2020) bzw. 4.279 Stunden (ab 2030) [BET et al. 2019] (siehe Tabelle A-1-9).

**Tabelle A-1-9: Technische Kenndaten – Offshore-Windpark**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Nennleistung</b>	MW	450	700	700
<b>Lebensdauer</b>	a	25	25	25
<b>Volllaststunden</b>	h/a	4.053	4.279	4.279
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	1.824	2.995	2.995

Quelle: LBST auf Basis von [BET et al. 2019].

Die Kostendaten für einen Offshore-Windpark basieren auf [BET et al. 2019] und sind in Tabelle A-1-10 zusammengestellt. Darin enthalten sind auch die Anbindungskosten des Windparks über ein HGÜ-Kabel mit dem Festland.

Die sich ergebenden Stromkosten für erneuerbaren Strom liegen damit bei 8,2 ct/kWh (2020), 6,0 ct/kWh (2030) bzw. 5,6 ct/kWh (2040).

**Tabelle A-1-10: Techno-ökonomische Kenndaten eines Offshore-Windparks**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Windpark</b>				
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	3.219	2.137	2.137
	Mio. €	1.449	1.496	1.496
<b>Lebensdauer</b>	a	25	25	30
<b>Zinssatz</b>	%	4	4	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	92,7	95,7	86,5
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	€/(kW*a)	80,0	62,0	62,0
	Mio. €/a	36,0	43,4	43,4
<b>Netzanbindung</b>				
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	518	490	490
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	33,1	31,4	28,3
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	Mio. €/a	10,4	9,80	9,80
<b>Gesamt</b>				
	Mio. €/a	172,2	180,3	168,0
	€/kWh <sub>el</sub>	0,082	0,060	0,056

Quelle: LBST auf Basis von [BET et al. 2019].

#### A1.2.4 Elektrolyse

Elektrolyseure sind die zentrale Produktionstechnologie zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und damit auch aller darauf basierender Folgeprodukte. Dabei wird unter Zufuhr von elektrischer Energie Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die chemische Gleichung lautet entsprechend:



Die Wasserzersetzung umfasst zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden ablaufen. Die Sauerstoffbildung findet durch den Oxidationsvorgang an der Anode statt (Elektronen werden an die Elektrode abgegeben). An der Kathode wird Wasserstoff gebildet, durch die dort stattfindende Reduktionsreaktion (Elektronen werden von der Elektrode abgegeben). Die beiden Reaktionsräume werden durch einen ionendurchlässigen Separator (Diaphragma) getrennt, der auch für den erforderlichen Ladungsausgleich sorgt.

In Abhängigkeit des eingesetzten Elektrolyten lassen sich unterschiedliche Elektrolysetypen unterscheiden. Der Hauptfokus der gegenwärtig diskutierten Technologien liegt dabei auf folgenden Technologien:

- ▶ Alkalische Wasserelektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten (engl. Alkaline Electrolysis, AEL), TRL = 9
- ▶ Elektrolyse mit Protonenaustauschmembran (engl. Proton Exchange Membrane Electrolysis, PEMEL): saure Wasserelektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten, TRL = 8-9
- ▶ Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt (engl. Solide Oxide Electrolysis, SOEL), TRL = 5-7

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde in der Regel eine PEM-Elektrolyse (Annahmen in Kapitel A.1.2.4.1) angenommen. In jenen Fällen, in denen die Abwärme nachgelagerter Prozessschritte (Methanisierung oder PtL-Synthese) nicht für andere Prozesse (z.B. CO<sub>2</sub>-Bereitstellung durch DAC) genutzt wird, wurde stattdessen die SOEL gewählt (Annahmen in Kapitel A.1.2.4.2), da sich hier durch die Abwärmenutzung Effizienzvorteile ergeben. Der geringere technische Reifegrad der SOEL-Technologie ist vor allem mit höheren Investitionskosten verbunden, die bei zunehmender Kommerzialisierung bis 2040 deutlich sinken werden.

Während bereits heute diverse alkalische und PEM-Elektrolyseure im MW-Maßstab in Betrieb sind (etwa 6 MW<sub>el</sub> alkalischer Elektrolyseur in Welte seit 2013, McPhy) [McPhy 2015], 6 MW<sub>el</sub> PEM-Elektrolyseanlage von Siemens in Linz, 2019 [Siemens 2018], wurden 2020 der bis dahin mit 720 kW<sub>el</sub> größte Elektrolyseur auf SOEL-Basis von Sunfire an Salzgitter ausgeliefert [Sunfire 2020].

Im Falle der zentralen Wasserelektrolyse wurde überdies die Errichtung eines Pufferspeichers mit vorheriger Verdichtung des Wasserstoffs angenommen, um die volatile Stromerzeugung abzufedern (siehe Kapitel A.1.2.4.3).

#### A.1.2.4.1 Annahmen: PEM Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse stellt eine der Schlüsseltechnologien der Bereitstellungspfade 2b (PTL-Kraftstoffe), 4b (PtL-Methanol), 7b und 7d (PtCH<sub>4</sub>) sowie 10a-c (PtH<sub>2</sub>) dar.

Die angenommenen technischen Kenndaten sind in Tabelle A-1-11 zusammengestellt. Die Entwicklung des Wirkungsgrads ist aus [DLR et al. 2015] abgeleitet. Der angegebene Strombedarf beinhaltet alle Hilfsenergiebedarfe, wie z. B. Gleichrichter, Pumpen und Lüfter.

**Tabelle A-1-11: Technische Kenndaten von PEM-Elektrolyseuren**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Strombedarf</b>	kWh/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>	5,080	4,165	4,165
	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	1,694	1,389	1,389
	kWh/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	56,4	46,24	46,24
<b>Wirkungsgrad bezogen auf Strombedarf (H<sub>i</sub>)</b>	%	59,0	72,0	72,0
<b>Wasserbedarf</b>	kg/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	8,94	8,94	8,94

Quelle: LBST auf Basis von [DLR et al. 2015].

Die Kostendaten und Lernkurven für PEM Elektrolyseure basieren auf [Zauner et al. 2019] und sind in Tabelle A-1-12 (zentraler Elektrolyseur) und Tabelle A-1-13 (Onsite-Elektrolyseur) dargestellt. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit 2 % des Investitionsbedarfs für die Komponenten berücksichtigt. Weitere Kosten für Erdarbeiten, Bau, Planung, Unsicherheiten und Genehmigung wurden mit 40 % des Investitionsbedarfs für die Komponenten veranschlagt [NREL 2018].

**Tabelle A-1-12: Techno-ökonomische Daten zentraler Wasserelektrolyse (PEM) (Pfad 10a)**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Kapazität</b>	MW <sub>el</sub>	508,2	416,6	416,6
	MW <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	300,0	300,0	300,0
<b>Investitionskosten</b>	€/kW <sub>el</sub>	1.002	484	291
	Mio. €	509,2	201,7	121,1
<b>Lebensdauer</b>	a	25	25	25
<b>Zinssatz</b>	%	4	4	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	32,60	12,91	7,75
<b>Wasserkosten</b>	Mio. €/a	0,43	0,43	0,43
<b>Wartung, Instandhaltung, etc.</b>	Mio. €/a	7,27	2,88	1,73
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	40,31	16,23	9,92

Quelle: LBST auf Basis von [Zauner et al. 2019].

**Tabelle A-1-13: Techno-ökonomische Daten eines Onsite-Elektrolyseurs (PEM) (Pfad 10b)**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Kapazität</b>	MW <sub>el</sub>	9,9	8,1	8,1
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub> , Hi	5,8	5,8	5,8
<b>Investitionskosten</b>	€/kW <sub>el</sub>	1.358	742	476
	Mio. €	13,4	6,0	3,9
<b>Lebensdauer</b>	a	25	25	25
<b>Zinssatz</b>	%	4	4	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	0,858	0,384	0,246
<b>Wasserkosten</b>	Mio. €/a	0,008	0,008	0,008
<b>Wartung, Instandhaltung, etc.</b>	Mio. €/a	0,191	0,086	0,055
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	1,06	0,48	0,31

Quelle: LBST auf Basis von [Zauner et al. 2019].

Für den Einsatz der PEM-Elektrolyse in den verschiedenen Bereitstellungspfaden wurde überdies die Kapazität des Elektrolyseurs entsprechend dem Wasserstoffbedarf nachgelagerter Prozesse sowie deren Umwandlungsverluste skaliert (siehe Tabelle A-1-14). Dies ist insofern möglich, da in der Größenordnung über 100 MW aus heutiger Sicht keine weitere signifikante Reduktion des spezifischen Investitionsbedarfs in €/kW<sub>el</sub> (siehe Tabelle A-1-12) zu erwarten ist [Zauner et al. 2019].

**Tabelle A-1-14: Kapazität Wasserelektrolyse (PEM) in verschiedenen Bereitstellungspfaden**

Bereitstellungspfad	Einheit	2020	2030	2040
<b>2b (PtL-Kraftstoffe)</b>	MW <sub>el</sub>	832,7	682,6	682,6
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	491,5	491,5	491,5
<b>4b (Methanol)</b>	MW <sub>el</sub>	682,8	559,7	559,7
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	403,0	403,0	403,0
<b>7b &amp; 7d (PtCH<sub>4</sub>)</b>	MW <sub>el</sub>	204,3	167,4	167,4
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	120,6	120,6	120,6
<b>10a &amp; 10c (PtH<sub>2</sub>, zentral)</b>	MW <sub>el</sub>	508,2	416,6	416,6
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	300,0	300,0	300,0
<b>10b (PtH<sub>2</sub>, Onsite-Elektrolyseur)</b>	MW <sub>el</sub>	9,9	8,1	8,1
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	5,8	5,8	5,8

#### A.1.2.4.2 Annahmen: Hochtemperaturelektrolyse (SOEL)

In den Bereitstellungspfaden 2a (PTL-Kraftstoffe), 4a (PtL-Methanol) sowie 7a und 7c (PtCH<sub>4</sub>) wird die Hochtemperaturelektrolyse als Schlüsseltechnologie eingesetzt. Der Grund ist die Nutzung der Abwärme aus den folgenden Syntheseprozessen (Fischer-Tropsch (Pfad 2), Methanolsynthese (Pfad 4), und Sabatier -Prozess (Pfad 7)).

Insgesamt ist der technologische Reifegrad der SOEL (5-7) heute niedriger als der der PEM-Elektrolyse (8-9), was auch mit aktuell geringeren tatsächlich verfügbaren Anlagenleistungen einhergeht. Bei den Wirkungsgraden wurde, anders als bei PEM-

Elektrolyseuren, aufgrund der aktuell geringen Datenverfügbarkeit zu Projekten im mehrstelligen MW-Maßstab keine Steigerung der für 2020 angenommenen Wirkungsgrade berücksichtigt.

Die technischen Kenndaten der SOEL sind in Tabelle A-1-15 zusammengestellt.

**Tabelle A-1-15: Technische Kenndaten einer Hochtemperaturelektrolyse (SOEL)**

	Einheit	Wert
<b>Strombedarf</b>	kWh/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>	3,750
	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	1,251
	kWh/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	
<b>Wärmebedarf</b>	kWh/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,7403
	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	0,2469
	kWh/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	
<b>Wirkungsgrad:</b>		
<b>bezogen auf Strombedarf (H<sub>i</sub>)</b>	%	80,0
<b>bezogen auf Strom- und Wärmebedarf (H<sub>i</sub>)</b>	%	66,8
<b>Wasserbedarf</b>	kg/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	8,94

Die Kostendaten und Lernkurven für SOEL basieren auf [Zauner et al. 2019] und sind beispielhaft für Pfad 2a in Tabelle A-1-16 dargestellt. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit 2 % des Investitionsbedarfs für die Komponenten berücksichtigt. Weitere Kosten für Erdarbeiten, Bau, Planung, Unsicherheiten und Genehmigung wurden mit 40 % des Investitionsbedarfs für die Komponenten veranschlagt [NREL 2018].

**Tabelle A-1-16: Techno-ökonomische Daten zentraler SOEL (Pfad 2a)**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Kapazität</b>	MW <sub>el</sub>		614,6	
	MW <sub>H<sub>2</sub>, Hi</sub>		491,5	
<b>Investitionskosten</b>	€/kW <sub>el</sub>	1638	794	449
	Mio. €	1007	488	276
<b>Lebensdauer</b>	A		20	
<b>Zinssatz</b>	%		4	
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	74,10	35,90	20,29
<b>Wasserkosten</b>	Mio. €/a	0,80	0,80	0,80
<b>Wartung, Instandhaltung, etc.</b>	Mio. €/a	35,97	17,42	9,85
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	110,87	54,12	30,94

Quelle: LBST auf Basis von [Zauner et al. 2019].

Für den Einsatz der SOEL in den verschiedenen Bereitstellungspfaden wurde die Kapazität entsprechend dem nachfolgenden Bedarf sowie gegebenenfalls zu berücksichtigenden Umwandlungsverlusten skaliert (siehe Tabelle A-1-17). Dies ist insofern möglich, da in der Größenordnung über 100 MW aus heutiger Sicht keine weitere

signifikante Reduktion des spezifischen Investitionsbedarfs in €/kW<sub>el</sub> zu erwarten ist [Zauner et al. 2019].

**Tabelle A-1-17: Kapazität Wasserelektrolyse (SOEL) in verschiedenen Bereitstellungspfaden**

Bereitstellungspfad	Einheit	Wert
2a (PtL-Kraftstoffe)	MW <sub>el</sub>	614,6
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	491,5
4a (Methanol)	MW <sub>el</sub>	504,0
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	403,0
7a & 7c (PtCH <sub>4</sub> )	MW <sub>el</sub>	150,8
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	120,6

#### A.1.2.4.3 Annahmen: H<sub>2</sub>-Kompressor und H<sub>2</sub>-Pufferspeicher

Technische Kenndaten sowie Kostendaten für die berücksichtigten Speicherladekompressoren wurden aus [PLANET et al. 2014] abgeleitet (siehe Tabelle A-1-18). Der Anfangsdruck ist durch die Wahl des Elektrolyseurs bestimmt und beträgt 1,0 MPa für SOEL und 3,4 MPa für PEM-Elektrolyseure [Sunfire 2018, DLR et al. 2015].

**Tabelle A-1-18: Techno-ökonomische Daten von H<sub>2</sub>-Verdichtern**

	Einheit	Pfad 2 (FT-Kraftstoffe)	Pfad 4 (Methanol)	Pfad 7 (PtCH <sub>4</sub> )	Pfad 10 (PtH <sub>2</sub> )
<b>Strombedarf</b>	kWh/Nm <sup>3</sup>		0,1335		
	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>		0,0445		
<b>Kapazität</b>	Mio. Nm <sup>3</sup> /h	0,163	0,134	0,040	0,100
<b>Druckniveau</b>	MPa		1 bzw. 3,4 - 10		
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	38,1	33,1	14,2	26,9
<b>Lebensdauer</b>	a		30		
<b>Zinssatz</b>	%		4		
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	2,20	1,92	0,82	1,56
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	Mio. €/a	1,14	0,99	0,43	0,81
<b>Gesamt<sup>1</sup></b>	Mio. €/a	3,34	2,91	1,35	2,37

<sup>1</sup>Kosten gelten für PEM-Elektrolyseure. Die Gesamtkosten liegen für SOEL aufgrund des geringeren Eingangsdrucks um etwa 20 % höher.

Quelle: LBST auf Basis von [PLANET et al. 2014].

Die techno-ökonomischen Kenndaten der hier angenommenen H<sub>2</sub>-Speicher sind in Tabelle A-1-19 zusammengestellt. Die gewählten Pufferspeicher basieren auf unterirdisch verlegten Röhrenspeichern, wie sie auch bereits für die Erdgasspeicherung verwendet sind [Jauslin Stebler 2013]. Ebenso wie die Elektrolyse wurde auch die Größe des Pufferspeichers an die Flexibilität des nachgelagerten Prozesses sowie deren H<sub>2</sub>-Bedarf angepasst. Die gewählten Größen reichen von 2 Stunden (Pfad 7) über 3 Stunden (Pfad 4) bis 50 Stunden (Pfade 2 und 10).

**Tabelle A-1-19: Techno-ökonomische Daten der H<sub>2</sub>-Pufferspeicher**

	Einheit	Pfad 2 (FT-Kraftstoffe)	Pfad 4 (Methanol)	Pfad 7 (PtCH <sub>4</sub> )	Pfad 10a,c <sup>1</sup> (PtH <sub>2</sub> )
<b>Kapazität</b>	H	50	3	2	50
	Mio. Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>	8,195	0,403	0,080	5,001
<b>Druckniveau</b>	MPa	2,5-10	3-10	2,5-10	2,5-10
<b>Investitionskosten</b>	€/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	8,4	8,9	8,4	8,4
	Mio. €	205,8	10,8	2,0	125,6
<b>Lebensdauer</b>	a		25		
<b>Zinssatz</b>	%		4		
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	11,9	0,63	0,12	7,26

<sup>1</sup> In Pfad 10b findet die Elektrolyse direkt an der Tankstelle bzw. beim Endverbraucher mit Strombezug aus dem Netz statt, weshalb kein Pufferspeicher benötigt wird.

Quelle: LBST auf Basis von [Jauslin Stebler 2013].

### A1.2.5 PtCH<sub>4</sub>- und PtL-Pfade

Im Folgenden werden die in der Lebenszyklusanalyse berücksichtigten PtX-Pfade erläutert. Diese basieren auf der Reaktion von mittels Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>. Die untersuchten Bereitstellungspfade für CO<sub>2</sub> sind in Kapitel A.1.2.5.1 beschrieben. Die Endprodukte umfassen synthetisches Methan (PtCH<sub>4</sub> via dem Sabatier-Prozess, siehe Kapitel A.1.2.5.2), PtL-Diesel und -Kerosin (Fischer-Tropsch-Synthese, siehe Kapitel A.1.2.5.3) sowie Methanol (Methanolsynthese, siehe Kapitel A.1.2.5.4).

#### A.1.2.5.1 CO<sub>2</sub>-Bereitstellung

##### Technologiebeschreibung

Die synthetischen strombasierten Kraftstoffe (Methan, Methanol, Diesel bzw. Kerosin) benötigen hochreines CO<sub>2</sub> als Ausgangsstoff. Dabei wurden im Rahmen dieser Studie zwei CO<sub>2</sub>-Quellen untersucht. Gerade kurzfristig erscheint CO<sub>2</sub> aus konzentrierten Quellen wie etwa einer Biogasaufbereitungsanlage eine sinnvolle Option. Die Technologie ist ausgereift (TRL = 9) und wird heute in zur Biogasmethanbereitstellung eingesetzt. Dabei wird CO<sub>2</sub> aus dem Biogas (bestehend aus etwa 40-75 % CH<sub>4</sub> und 25-55 % CO<sub>2</sub>) abgeschieden, um einspeisefähiges Methan mit CH<sub>4</sub>-Anteilen entsprechend den Vorgaben des DVGW G260 zu erhalten

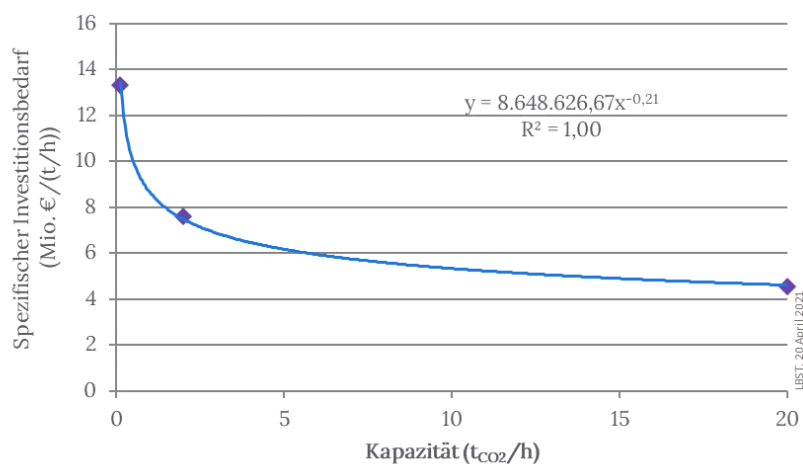
Allerdings sind diese Potenziale an konzentriertem biogenem CO<sub>2</sub> begrenzt und stehen mitunter bereits in Konkurrenz mit anderen Nutzungen des CO<sub>2</sub>, etwa für die Getränkeindustrie. Die ebenfalls denkbare Nutzung von CO<sub>2</sub> aus der Abscheidung aus fossilen Prozessen, z. B. aus thermischen Kraftwerken zur Erzeugung von Strom aus Erdgas oder Kohle, ist mit einem „Lock-in“ Risiko behaftet. Daher wird in dieser Studie neben biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen als alternative CO<sub>2</sub>-Quelle stattdessen die Direktabscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC) berücksichtigt. Die hierfür erforderlichen Wärmemengen werden dabei hauptsächlich aus der exothermen Reaktion bei der Synthese zu Methan (PtCH<sub>4</sub>), sowie der Fischer-Tropsch-



Reaktion für Diesel bzw. Kerosin oder der Methanolsynthese gewonnen. In Abhängigkeit der Abscheidetechnologie kann der heutige TRL der DAC mit etwa 5-6 angegeben werden. Die Firma Climeworks hat für 2021 die Inbetriebnahme der mit 4.000 t<sub>CO2</sub>/Jahr bisher größten DAC-Anlage angekündigt [Climeworks 2021].

### Annahmen

Die technischen und ökonomischen Daten der hier verwendeten DAC-Anlage wurden aus Angaben der Schweizer Firma Climeworks abgeleitet. Deren Verfahren basiert auf dem Prinzip der Temperaturwechsel-Adsorption (TSA). Ihr Strombedarf liegt zwischen 0,3 und 0,45 kWh pro kg abgeschiedenes CO<sub>2</sub> [Climeworks 2017] sowie weitere 0,206 kWh/kg<sub>CO2</sub> für die Verflüssigung und Speicherung (einschließlich Abkühlung auf -25 °C und Verdichtung auf etwa 2 MPa) [WIR 2014]. Letztere ist auch bei der angenommenen CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus existierenden Biogasaufbereitungsanlagen erforderlich. Der Wärmebedarf für DAC-Anlagen liegt zwischen 1,5 und 2,0 kWh pro kg CO<sub>2</sub> [Climeworks 2017] (siehe Tabelle A-1-20). Die Kostendaten basieren auf Schweizer Franken und wurden mit einem Wechselkurs von 0,95 €/CHF umgerechnet. Dabei wurde auf Basis einer nicht linearen Skalierungsfunktion die erforderlichen Investitionen in Abhängigkeit der Anlagenkapazität abgeleitet (siehe Abbildung A-1-12 und Tabelle A-1-21).



**Abbildung A-1-12: Skalierungsfunktion CO<sub>2</sub>-Abscheidung**

Die erforderliche Anlagengrößen richten sich dabei nach dem CO<sub>2</sub>-Bedarf der Folgeprozesse (siehe Tabelle A-1-22). Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten sind mit 2,5 % der Investitionskosten veranschlagt [WIR 2014].

**Tabelle A-1-20: Technische Kenndaten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung (Pfad 7)**

Parameter	Einheit	Biogenes CO <sub>2</sub>	DAC
CO <sub>2</sub> -Menge	t <sub>CO2</sub> /h	19,8	19,8
	kg/kWh <sub>CH4</sub>	0,198	0,198
Strombedarf	kWh/kg <sub>CO2</sub>	0,206	0,581
	kWh/kWh <sub>CH4</sub>	0,041	0,115
Wärmebedarf	kWh/kg <sub>CO2</sub>	-	1,75
	kWh/kWh <sub>CH4</sub>	-	0,347

**Tabelle A-1-21: Ökonomische Kenndaten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung (Pfad 7)**

Parameter	Einheit	Biogenes CO <sub>2</sub>	DAC
CO <sub>2</sub> -Menge	t <sub>CO2</sub> /h	19,8	19,8
CO <sub>2</sub> -Abscheideanlage	Mio. €	-	91,0
CO <sub>2</sub> -Verflüssigung und Lagerung	Mio. €	16,0	16,0
<u>Investitionskosten (gesamt)</u>	Mio. €	16,0	107,0
Lebensdauer	a	25	
Zinssatz	%	4	
Kapitelkosten	Mio. €/a	1,01	6,87
Wartung & Instandhaltung	Mio. €/a	0,39	2,68
<u>Gesamt</u>	Mio. €/a	1,41	9,55

**Tabelle A-1-22: Kapazität CO<sub>2</sub>-Bereitstellung in verschiedenen Bereitstellungspfaden**

Bereitstellungspfad	Einheit	2020	2030	2040
2 (PtL-Diesel)	t <sub>CO2</sub> /h	111,8	111,8	111,8
2 (PtL-Kerosin)	t <sub>CO2</sub> /h	-	102,2	102,2
4 (Methanol)	t <sub>CO2</sub> /h	88,0	88,0	88,0
7 (PtCH <sub>4</sub> )	t <sub>CO2</sub> /h	19,8	19,8	19,8

#### A.1.2.5.2 Methanisierung von Wasserstoff

##### Technologiebeschreibung

Für eine uneingeschränkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist die Methanisierung von Wasserstoff eine Option. Bei Verwendung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff handelt es sich um das PtCH<sub>4</sub> oder allgemein PtG-Verfahren, gemäß folgender Gleichung:



Neben der Nutzung unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Quellen (siehe A.1.2.5.1) ist auch eine direkte Anreicherung von Methan in Rohbiogas möglich.

Im Allgemeinen werden zwei verschiedene Verfahren unterschieden: Die Methanisierung erfolgt entweder katalytisch auf Basis des Sabatier-Prozesses oder durch eine biologische Methanisierung mit Hilfe spezieller Mikroorganismen.

Die **katalytische oder auch chemische Methanisierung** (TRL = 8) kann als Umkehrreaktion der Dampfreformierung von Wasserstoff betrachtet werden, bei der schrittweise Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid bei hohen Temperaturen von etwa 700 °C und einem Druck von bis zu 80 bar zu Methan umgesetzt wird. Eine Abwärmenutzung durch weitere Prozesse, etwa bei einer SOEL oder der DAC, ist aufgrund des exothermen Charakters der Reaktion möglich [Rönsch et al. 2016]. Nachteilig ist dagegen der Einsatz meist Nickel-basierter Katalysatoren, die die Sensitivität des Prozesses vor allem gegenüber Schwefelverbindungen erhöht. Hierdurch ist eine intensive Aufreinigung der Eingangsströme erforderlich, gerade bei Nutzung biogener oder industrieller CO<sub>2</sub>-Quellen.

Verglichen dazu bietet die **biologische Methanisierung** (TRL = 7) als jüngere Technologie eine höhere Robustheit gegenüber Verunreinigungen. Im Prozess wird H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> durch spezielle Mikroorganismen, sogenannte Archaeen, umgesetzt. Als Stoffwechselprodukte entstehen Methan (CH<sub>4</sub>) und Wärme. Da sich der Metabolismus der Archaeen schnell an geänderte Eingangsgasströme anpasst, ist eine sehr flexible Fahrweise der Reaktoren möglich. Die Reaktion findet bei niedrigen Temperaturen (20-70 °C) und vergleichsweise geringem Druck zwischen 1-10 bar statt [van Leeuwen et al. 2018]. Neben der Umsetzung von elektrolytisch erzeugtem H<sub>2</sub> und reinem CO<sub>2</sub> ist es auch möglich, die Technologie direkt zur Anreicherung der Methankonzentration in Rohbiogasströmen (aus anaerober Vergärung, bestehend aus ca. 40 % CO<sub>2</sub> und 60 % CH<sub>4</sub>) zu nutzen. Auch hierfür ist jedoch die externe Zufuhr von Wasserstoff erforderlich.

Beispiele für existierende Demonstrationsprojekte sind die katalytische Methanisierungsanlage in Werlte (6 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität) [WI et al. 2018] sowie eine Methanisierungsanlage in Solothurn (Schweiz), die auf dem Verfahren 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]. Eine Bewertung unterschiedlicher Technologieoptionen fand zwischen 2016 und 2020 im Rahmen des europäischen „STORE&GO“-Projekts statt. Hierbei wurden an drei Standorten unterschiedliche Technologien zur Methanisierung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff sowie verschiedener CO<sub>2</sub>-Bereitstellungspfade verglichen.

## Annahmen

Die Methanisierung von H<sub>2</sub> mit CO<sub>2</sub> mittels der katalytischen Methanisierung wird in den vier untersuchten Varianten des Bereitstellungspfads 7 untersucht. Angenommen wurden hierzu ein Elektrolyseur mit einer H<sub>2</sub>-Produktionskapazität von 120 MW<sub>H<sub>2</sub></sub> sowie einer CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskapazität von 19,8 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/h. Die Anlagentechnologie ist prinzipiell ausgereift (TRL = 8-9), weswegen keine zukünftigen technischen Verbesserungen angenommen wurden (siehe Tabelle A-1-23).

Je nach Quelle des erneuerbaren Stroms liegt die Zahl der angenommenen Volllaststunden bei 3.603 Stunden (PV-/Wind-Hybridkraftwerk [ISE 2018], [Deutsche WindGuard 2015] bzw. 4.053 Stunden (Offshore-Windpark) [BET et al. 2019]. Außerdem

wurde ein H<sub>2</sub>-Pufferspeicher zwischen Elektrolyseur und Methanisierungsreaktor für etwa 2 Volllaststunden bzw. 80.407 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> angenommen (siehe auch A.1.2.4.3).

**Tabelle A-1-23: Technische Kenndaten einer Methanisierungsanlage (Pfad 7)**

	Einheit	Wert
<b>H<sub>2</sub>-Bedarf</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	1,206
<b>CO<sub>2</sub>-Bedarf</b>	kg/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,198
<b>Stromverbrauch</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	- <sup>1</sup>
<b>Output:</b>		
<b>Methan</b>	kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	1,000
<b>Dampf (Wärmeauskopplung)</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,206 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Bei Speicherladekompressoren bereits berücksichtigt.

<sup>2</sup> Gekoppelt mit SOEL (Pfad 7a und c) bzw. DAC (Pfad 7b und d)

Die Kapitalkosten basieren auf den spezifischen Investitionskosten in [Zauner et al. 2019] für eine 5 MW-Anlage (579 €/kW in 2020, 440 €/kW in 2030 und 324 €/kW in 2040) und wurden auf eine Produktionskapazität von 100 MW<sub>CH<sub>4</sub>, Hi</sub> skaliert (siehe Tabelle A-1-24). Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten wurden [Zauner et al. 2019] folgend auf 10 % der CAPEX angenommen.

**Tabelle A-1-24: Techno-ökonomische Daten einer Methanisierungsanlage (Pfad 7)**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Kapazität</b>	MW <sub>CH<sub>4</sub>, Hi</sub>		100	
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	233	177	130
	Mio. €	23,27	17,86	13,02
<b>Lebensdauer</b>	A		25	
<b>Zinssatz</b>	%		4	
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	1,49	1,13	0,83
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	Mio. €/a	2,33	1,77	1,30
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	3,82	2,90	2,14

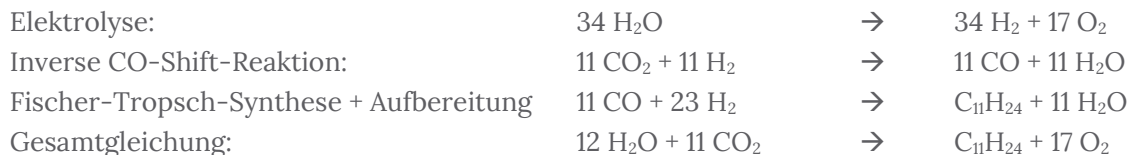
Quellen: LBST auf Basis von [Zauner et al. 2019]

### A.1.2.5.3 Fischer-Tropsch-Synthese

#### Technologiebeschreibung

Die Produktion von PtL-Kraftstoffen aus grünem Wasserstoff als sogenannte „Drop-in“-Kraftstoffe erfolgt über das Fischer-Tropsch-Verfahren. Dieses besteht im generellen aus 3 Schritten, der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse (siehe Kapitel A1.2.4) sowie der Bereitstellung von hochreinem CO<sub>2</sub> aus geeigneten Quellen (siehe Kapitel A.1.2.5.1), der inversen CO-Shift-Reaktion (*reversed watergas shift reaction*, RWGS) zur Produktion von CO sowie der Kraftstoffsynthese mit Umwandlung in eine Mischung diverser langkettiger Kohlenwasserstoffe und der anschließenden Aufbereitung zu den unterschiedlichen Endprodukten (z. B. PtL-Diesel und PtL-Kerosin).

Das Verhältnis der Endprodukte lässt sich in einem bestimmten Umfang durch Variation der Reaktionsbedingungen (Wachstumswahrscheinlichkeit für die Kohlenstoffketten  $\alpha$ ) einstellen. Kerosin besteht dabei aus einer Mischung aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen mit etwa 6 bis 16 Kohlenstoffatomen, wobei der größte Anteil zwischen 9 und 15 Kohlenstoffatome aufweist [de Klerk 2011]. Für einen angenommenen Mittelwert mit 11 Kohlenstoffatomen ( $C_{11}H_{24}$ ) lassen sich die Teilreaktionen durch folgende Reaktionsgleichungen zusammenfassen:



Unter optimalen Bedingungen sind Produktanteile von 50-60 % Kerosin durch den PtL-Prozess zu erreichen. Dieses ist in einer Zumischung von bis zu 50 % zu konventionellem Kerosin für den Einsatz als Flugtreibstoff zugelassen (ASTM-Standard D7566.) [Schmidt et al. 2018].

Die Vorteile flüssiger PtL-Kraftstoffe gegenüber Wasserstoff oder synthetischem Methan liegen vor allem in ihrer hohen Energiedichte (Energie pro Volumen) sowie ihrer hohen spezifischen Energie (Energie pro Masse) begründet, wodurch sie geringe Transport- und Speicherkapazitäten und damit -kosten erfordern.

Aufgrund des hochexothermen Charakters der Reaktion ist der Abtransport der Wärme sowie die Kopplung mit anderen Prozessen sinnvoll, etwa einer SOEL (Pfad 2a) oder des DAC-Prozesses (Pfad 2b). Dieser Zusammenhang wurde in den Lebenszyklusanalysen entsprechend berücksichtigt.

Alternativ lassen sich PtL-Kraftstoffe auch über die Methanolsynthese mit anschließender Aufbereitung (Dimethylethersynthese, Olefinsynthese, Oligomerisation und Hydrierung erzeugen) [Schmidt et al. 2018]. Dieser Syntheseweg wurde jedoch in den durchgeführten Lebenszyklusanalysen nicht berücksichtigt.

Die Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Erdgas oder Kohle ist eine technisch ausgereifte Technologie mit TRL = 9. Für ihren Einsatz zur Kraftstoffproduktion aus grünem Wasserstoff (PtL) stellen einzelne Prozessschritte wie etwa die DAC, die inverse CO-Shift-Reaktion (RWGS) (TRL = 6-7) sowie ggfs. die SOEL heute noch limitierende Prozesse dar. [LBST & Bauhaus Luftfahrt e.V. 2016].

Die Firma Sunfire betrieb mit Partnern ab 2014 in Dresden eine erste Pilotanlage zur Produktion von PtL-Flugtreibstoffen über die Fischer-Tropsch-Route mit vorheriger SOEL. Die Anlage lief für mehr als 1,500 h und erreichte eine Produktionsmenge von bis zu 159 l pro Tag [Dieterich et al. 2020].

## Annahmen

Die in dieser Studie untersuchten Bereitstellungspfade für PtL-Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) sind in Kapitel A1.1.1 aufgezeigt. Schlüsseltechnologie ist die Fischer-Tropsch-

Synthese mit anschließender Aufbereitung des synthetischen Rohöls zu Diesel bzw. Kerosin.

Dabei wurden zwei Varianten des Bereitstellungspfads 2 untersucht, in denen unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen angenommen wurden. Die Produktionskapazität des in die PtL-Anlage integrierten Elektrolyseurs beträgt etwa 491,5 MW<sub>H<sub>2</sub>, Hi</sub> für PtL-Diesel bzw. 449, MW<sub>H<sub>2</sub>, Hi</sub> für PtL-Kerosin. Die erforderliche CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskapazität beträgt 111,8 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/h (PtL-Diesel) bzw. 102,2 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/h (PtL-Kerosin). Für die Fischer-Tropsch-Reaktion wurde eine Wachstumswahrscheinlichkeit der Kohlenstoffketten ( $\alpha$ ) von 0,85 angenommen. Bei Annahme eines Stromverbrauchs der Wasserelektrolyse nach [König et al. 2015b] von 4,3 kWh/Nm<sup>3</sup> Wasserstoff, ergibt sich für die FT-Anlage inklusive RWGS und Aufbereitung der Produkte ein Wirkungsgrad von 69,8 % bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff und flüssigen FT-Produkten.

Die erneuerbare Stromproduktion erfolgte ausschließlich in einem Offshore-Windpark, auf der Basis von 4.053 Vollastbetriebsstunden [BET et al. 2019]. Zusätzlich wurden H<sub>2</sub>-Pufferspeicher zwischen Elektrolyseur und Fischer-Tropsch-Reaktor mit einer Kapazität von etwa 50 Speicherstunden bzw. 8.195 Mio. Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> angenommen. Der Wasserstoff aus der Elektrolyse wird zur Speicherung im H<sub>2</sub>-Pufferspeicher und für die Niedertemperaturelektrolyse von einem Ausgangsdruck von 3,4 MPa auf einen Betriebsenddruck von 10 MPa verdichtet (im Fall der SOEC von 1 MPa auf 10 MPa). Der Speicher wird entleert bis auf einen Druck von 2,5 MPa (= Eingangsdruck Verdichter für Fischer-Tropsch-Synthese). Tabelle A-1-25 fasst die technischen Kenndaten der PtL-Synthese zusammen.

**Tabelle A-1-25: Technische Kenndaten einer PtL-Anlage (Pfad 2)**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>H<sub>2</sub>-Bedarf</b>	kWh/kWh <sub>PtL</sub>	1,497	1,497	1,497
<b>CO<sub>2</sub>-Bedarf</b>	kg/kWh <sub>PtL</sub>	0,341	0,341	0,341
<b>Stromverbrauch</b>	kWh/kWh <sub>PtL</sub>	0,045	0,045	0,045
<b>Output:</b>				
<b>FT-Endprodukte</b>	kWh <sub>PtL</sub>	1,000	1,000	1,000
<b>Dampf (Wärmeauskopplung)</b>	kWh/kWh <sub>PtL</sub>	0,3259	0,326	0,326

Quelle: LBST auf Basis von [König et al. 2015a und b]

Die Investitionskosten einer PtL-Anlage mit einer Kapazität von 328,3 MW<sub>PtL-Kraftstoffe</sub> analog zu [König et al. 2015a und b] basieren auf [Becker et al. 2012], für einen angenommenen Wechselkurs von 0,90 € = 1 US\$. Die Fischer-Tropsch-Synthese ist technisch ausgereift, wodurch künftig keine weiteren Senkungen in den Investitionskosten zu erwarten sind. Die angenommenen techno-ökonomischen Daten sind in Tabelle A-1-26 (für PtL-Diesel bzw. PtL-Kerosin) zusammengestellt.

**Tabelle A-1-26: Techno-ökonomische Daten einer PtL-Anlage (Pfad 2)**

	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>
<b>Kapazität</b>	MW <sub>PtL</sub>	328,3
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	316,2
<b>Lebensdauer</b>	A	25
<b>Zinssatz</b>	%	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	20,24
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	Mio. €/a	12,65
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	32,88

Quellen: LBST auf Basis von [Becker et al. 2012] und [König et al. 2015a und b].

#### A.1.2.5.4 Methanolsynthese

##### Technologiebeschreibung

Zusätzlich zur Produktion von PtL-Kraftstoffen wurde im Rahmen der Studie auch die Synthese von Methanol aus grünem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> untersucht. Der Fokus lag dabei auf dem direkten Einsatz von Methanol als Kraftstoff für Brennstoffzellen in der Schifffahrt. Die darüberhinausgehende Produktion von PtL-Kraftstoffen wie Benzin, Diesel und Kerosin über die Methanol-Route waren nicht Teil der Analysen in dieser Studie.

Im Gegensatz zur Fischer-Tropsch-Synthese kann die Methanolsynthese auch mit CO<sub>2</sub> erfolgen. Eine inverse CO-Shift zur Produktion von CO ist nicht erforderlich:



Aufgrund des exothermen Charakters der Reaktion ist der Abtransport der Wärme sowie die Kopplung mit anderen Prozessen sinnvoll, etwa einer SOEL (Pfad 4a) oder des DAC-Prozesses (Pfad 24). Dieser Zusammenhang wurde in den Lebenszyklusanalysen entsprechend berücksichtigt.

Die direkte Methanolsynthese aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> ist ein ausgereifter Prozess (TRL = 9) mit großer Anwendung in der chemischen Industrie [Dieterich et al. 2020].

##### Annahmen

Die untersuchten Methanol-Bereitstellungspfade wurden bereits in Kapitel A1.1.1 (Pfade 4a und b) aufgezeigt.

Die technischen Kenndaten (Energie- und Stoffströme) von Methanolsynthese-Anlagen basieren auf [Van-Dal & Bouallou 2013] und sind in Tabelle A-1-27 aufgeführt. Die beim Prozess entstehende Abwärme wird in Variante 4a für die SOEL und in Variante 4b für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft eingesetzt.

**Tabelle A-1-27: Technische Kenndaten einer Methanolanlage (Pfad 4)**

	Einheit	Wert
<b>H<sub>2</sub>-Bedarf</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	1,228
<b>CO<sub>2</sub>-Bedarf</b>	kg/kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	0,268
<b>Stromverbrauch</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	0,054
<b>Output:</b>		
<b>Methanol</b>	kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	1,000
<b>Dampf (Wärmeauskopplung)</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	0,086

Quelle: LBST auf Basis von [Van-Dal &amp; Bouallou 2013]

Die erneuerbare Stromproduktion erfolgte ausschließlich in einem Offshore-Windpark und auf Basis von jährlich 4.053 Volllastbetriebsstunden [BET et al. 2019]. Zusätzlich wurden H<sub>2</sub>-Pufferspeicher zwischen Elektrolyseur und Methanolanlage mit einer Kapazität von etwa 3 Stunden bzw. 403.188 Nm<sup>3</sup><sub>H<sub>2</sub></sub> angenommen. Der Wasserstoff aus der Elektrolyse wird zur Speicherung im H<sub>2</sub>-Pufferspeicher auf einen Betriebsdruck von 3,4 (Ausgang Niedertemperaturelektrolyse) bzw. 1 MPa (Ausgang SOEC) auf 10 MPa Enddruck verdichtet. Der H<sub>2</sub>-Speicher wird bis auf einem Druck von minimal 3 MPa entleert (Eingang Verdichter für Methanol-Synthese). Die Produktionskapazität des in die Methanolanlage (Pfad 4a und 4) integrierten Elektrolyseurs beträgt etwa 400 MW<sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>. Die erforderliche CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskapazität beträgt 88 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/h. Die Technologie gilt als ausgereift (TRL = 9), weshalb keine zukünftige Kostenreduktion angenommen wurde. Die techno-ökonomischen Daten der Methanolanlage sind in Tabelle A-1-28 zusammengestellt.

**Tabelle A-1-28: Techno-ökonomische Daten einer Methanolanlage (Pfad 4)**

	Einheit	Wert
<b>Kapazität</b>	MW <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	328,3
	t <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub> /h	59,3
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	220,0
<b>Lebensdauer</b>	A	25
<b>Zinssatz</b>	%	4
<b>Kapitalkosten</b>	€/a	14,08
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	€/a	3,31
<b>Gesamt</b>	€/a	17,39

Quellen: LBST auf Basis von [Péretz-Fortes et al. 2016]

### A1.2.6 Biogasanlagen und -aufbereitung

#### Technologiebeschreibung

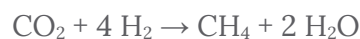
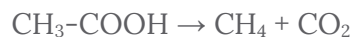
Die Produktion von Biogas erfolgt im Rahmen dieser Analysen entweder über Vergärung von biogenen Abfällen zum Beispiel aus Haushalten und Kantinen sowie über die Vergärung von Maisganzpflanzen (siehe Kapitel A1.1.2).



Aus technischer Sicht existieren 2 mögliche Verfahren: die Nassfermentation (zum Beispiel BTA-Prozess [BTA 2021]) und die Trockenfermentation (zum Beispiel der BEKON-Technologie [BEKON 2021]). Die Trockenfermentation wird vor allem für die Vergärung biogener Abfälle aus Haushalten und Kantinen eingesetzt. Darüber hinaus wird zwischen Batch-Prozessen und kontinuierlicher Fermentation unterschieden. Landwirtschaftliche Biogasanlagen zum Einsatz von Mist/Gülle sowie Energiepflanzen basieren in der Regel auf der Nassfermentation.

Die Biogasproduktion erfolgt dabei mit Hilfe der folgenden Abbauprozesse, in deren Verlauf organisches Material zu Methan und CO<sub>2</sub> angebaut wird.:

- ▶ **Hydrolyse:** Kohlenhydrate und Zellulose werden mit Hilfe von Enzymen in Oligo- und Monosaccharide zerlegt. Proteine werden zu Peptiden oder Aminosäuren abgebaut. Fette werden zu Fettsäuren und Glycerin hydrolysiert.
- ▶ **Acidogenese** (Versäuerung): Die Produkte der Hydrolyse werden durch säurebildende Mikroorganismen zu niederen Fett- und anderen Carbonsäuren, wie Valerian-, Butter- sowie Propionsäure, und Alkoholen wie Ethanol umgesetzt. Abbauprodukte der Proteine sind unter anderem Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) und Ammoniak (NH<sub>3</sub>).
- ▶ **Acetogenese** (Essigsäurebildung): Während der Acetogenese werden die niederen Fett- und Carbonsäuren sowie die niederen Alkohole durch acetogene Mikroorganismen zu Essigsäure (CH<sub>3</sub>-COOH), Ameisensäure (HCOOH), Wasserstoff und Kohlendioxid umgesetzt.
- ▶ **Methanogenese** (Methanbildung): Bildung von CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> und Wasser zum Beispiel über die Reaktionen:



Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) wird heute zunächst über die biologische Entschwefelung und je nach Reinheitsanforderung gegebenenfalls anschließend über weitere Prozesse entfernt. Bei der Biogasproduktion bleibt entsteht ein Gemisch aus CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub>, da es einen Mangel an Wasserstoff gibt. Entsprechend ist auch die direkte Kopplung von Biogasanlagen mit Power-to-CH<sub>4</sub>-Anlagen in der Diskussion, um auf diese Weise das verbleibende CO<sub>2</sub> mit Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse direkt zu Methan umzusetzen (siehe auch Kapitel A.1.2.5.2).

In den Pfaden 6a und 6b wird das CO<sub>2</sub> aus dem Biogas über eine Biogasaufbereitungsanlage auf Basis der Druckwechseladsorption (PSA) entfernt und durch Trocknung eine einspeisefähige Gaszusammensetzung sichergestellt.

## Annahmen

Für die Erzeugung und Bereitstellung von Biomethan wurden im Rahmen dieser Analyse zwei Varianten von Bereitstellungspfad 6 mit jeweils unterschiedlichem Rohstoffeinsatz berücksichtigt: a) Biomethan aus Anbaubiomasse und b) Biomethan aus Reststoffen (biogene Hausmüllfraktion). Die abgeleiteten Biomethankosten sind in Tabelle A-1-29

zusammengestellt, jeweils mit der für die Berechnung des Fehlerbalkens relevanten Bandbreite.

**Tabelle A-1-29: Biomethankosten (Pfade 6a bzw. 11 und 6b)**

Rohstoff	Einheit	Minimum	Wert	Maximum
Anbaubiomasse (Pfad 6a & 11)	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,071	0,079	0,081
Reststoffe (Pfad 6b)	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,087	0,118	0,149

Ein treibender Faktor für die Biomethankosten sind dabei die Rohstoffkosten sowie die Bereitstellungskosten des Rohbiogases. Aufgrund der Betriebserfahrungen mit heutigen Biogasanlagen sowie Anlagen zur Aufbereitung zu einspeisefähigem Biomethan sowie ihrem hohen technischen Reifegrad (TRL = 9) wurden keine weiteren technischen Verbesserungen für die Jahre 2030 und 2040 angenommen.

#### A.1.2.6.1 Biomethan aus Anbaubiomasse

Die Annahmen für Biomethan aus Anbaubiomasse basieren auf der Annahme, dass Anbaubiomasse als einziger Rohstoff in der Biogasanlage eingesetzt wird. Grund hierfür ist die Darstellbarkeit der beiden berechneten Biogaspfade in einer Bandbreite der möglichen Kosten und Emissionen. Häufig werden in realen landwirtschaftlichen Biogasanlagen jedoch Mischungen aus Anbaubiomasse und Gülle verarbeitet.

Die angenommenen technischen Kenndaten sind in Tabelle A-1-30 aufgeführt. Für die Berechnung der Bandbreite (Fehlerbalken) wurden die Angaben von 3 unterschiedlichen Anlagen verwendet.

**Tabelle A-1-30: Technische Kenndaten typischer Biogasanlagen (Anbaubiomasse, Pfad 6a)**

	Einheit	Min.	Wert	Max.
<b>Stromverbrauch</b>	kWh <sub>el</sub> /Nm <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub>	0,09	0,09	0,09
<b>Wärmebedarf</b>	kWh/kWh <sub>Biogas</sub>	-	-	-
<b>Kapazität (Feuchtmasse)</b>	t/a	587.513	55.755	294.858
<b>Biogas (Ausbeute)</b>	Nm <sup>3</sup> /t		202	
<b>Volllaststunden</b>	h	8.500	8.500	8.500
<b>Kapazität Biogas</b>	kW <sub>CH4</sub>	54.521	5.174	27.363

Quelle: LBST auf Basis von [IÖW 2015], [Nature Energy 2020], [World Biogas Association 2020], [KTBL 2012].

Auf Basis der drei Anlagen wurden außerdem folgende techno-ökonomische Annahmen getroffen (Tabelle A-1-31).

**Tabelle A-1-31: Techno-ökonomische Daten typischer Biogasanlagen (Anbaubiomassee, Pfad 6a)**

	Einheit	Min.	Wert	Max.
<b>Kapazität Biogas</b>	kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	54.521	5.174	27.363
<b>Methangehalt Rohbiogas</b>	%		52	
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	42,6	4,60	41,7
<b>Lebensdauer</b>	a		16	
<b>Zinssatz</b>	%		4	
<b>Kapitalkosten</b>	€/a	3,98	0,43	3,86
<b>Betriebskosten</b>	€/a	24,62	2,34	12,86
<b>davon Rohstoffkosten</b>		18,80	1,78	9,44
<b>Gesamt</b>	€/a	28,61	2,77	16,76
	€/kWh <sub>Biogas</sub>	0,062	0,063	0,072

Quelle: LBST auf Basis von [IÖW 2015], [Nature Energy 2020], [World Biogas Association 2020]

Für die Aufbereitung des Biogases zu einspeisefähigem Biomethan wurden folgende technische (Tabelle A-1-32) und techno-ökonomische Annahmen (Tabelle A-1-33) getroffen.

**Tabelle A-1-32: Technische Kenndaten der angenommenen Biogasaufbereitungsanlage (Pfad 6a)**

	Einheit	Min.	Wert	Max.
<b>Input:</b>				
<b>Stromverbrauch</b>	kWh <sub>el</sub> /Nm <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub>	0,25	0,25	0,25
	kWh <sub>el</sub> /Nm <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,481	0,488	0,481
<b>Methanverluste (Wärmebedarf)</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	- <sup>1</sup>	0,015	- <sup>1</sup>
<b>Rohbiogas</b>	Nm <sup>3</sup> /h	10.537	1.000	5.288
<b>Methangehalt Rohbiogas</b>	%		52	
<b>Volllaststunden</b>	H		8.500	
<b>Output:</b>				
<b>Biomethan</b>	Nm <sup>3</sup> /h	5.479	520	2.750
	MWh/a	463.425	43.979	232.581

<sup>1</sup> In Stromverbrauch berücksichtigt.

Quelle: LBST auf Basis von [IÖW 2015] und [KTBL 2012].

**Tabelle A-1-33: Techno-ökonomische Daten einer Biogasaufbereitungsanlage (Pfad 6a)**

	Einheit	Min.	Wert	Max.
<b>Kapazität</b>	kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	54.521	5.174	27.363
<b>Methangehalt Rohbiogas</b>	%		52	
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	- <sup>1</sup>	3,31	- <sup>1</sup>
<b>Lebensdauer</b>	A		15	
<b>Zinssatz</b>	%		4	
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	- <sup>1</sup>	0,30	- <sup>1</sup>
<b>Betriebskosten (einschl. Strom- und Wasserkosten)</b>	Mio. €/a	4,09	0,42	2,05
<b>Gesamtkosten Biogasaufbereitung</b>	Mio. €/a	4,09	0,71	2,05
	€/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,009	0,016	0,009
<b>Kosten Biogas</b>	€/kWh <sub>Biogas</sub>	0,062	0,063	0,072
<b>Kosten Biomethan</b>	€/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,071	0,079	0,081

<sup>1</sup> Bereits in Angaben für Biogasanlage berücksichtigt.  
 Quelle: LBST auf Basis von [IÖW 2015] und [KTBL 2012].

#### A.1.2.6.2 Biomethan aus Reststoffen

Die jeweiligen Angaben basieren für die Reststoffe auf einer Zusammenstellung und Auswertung der Daten von fünf unterschiedlichen Biogasanlagen. Für jede Anlage wurden 3 unterschiedliche Szenarien mit Einnahmen aus der Reststoffverwertung von 20 bis 50 €/t gewählt und abschließend der Durchschnitt über alle Anlagen gebildet [Güssing Energy 2014]. Die Transportkosten für den Reststofftransport zur Biogasanlage wurden mit 5,13 bis 5,27 €/t angenommen.

Die angenommenen technischen Kenndaten der Biogasanlagen sind in Tabelle A-1-34 zusammengestellt.

**Tabelle A-1-34: Technische Kenndaten der angenommenen Biogasanlage (Pfad 6b)**

	Einheit	1	2	3	4	5
<b>Input:</b>						
<b>Stromverbrauch</b>	kWh/kWh <sub>Biogas</sub>	0,050	0,050	0,050	0,160	0,012
<b>Wärmebedarf</b>	kWh/kWh <sub>Biogas</sub>	0,156	0,156	0,156	0,156	0,139
<b>Kapazität (Feuchtmasse Reststoffe)</b>	t/a	20.000	12.000	16.000	60.000	25.000
<b>Volllaststunden</b>	h	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
<b>Output:</b>						
<b>Rohbiogas</b>	Nm <sup>3</sup> /h	193	116	154	578	246
	MWh/a	9.453	5.672	7.562	28.359	12.059

Quelle: LBST auf Basis von [Blass 2012], [BEKON 2017], [EE News 2014], [Güssing Energy 2014], [Hein & Schneble 2008], [IÖW 2015], [KTBL 2012], [Monson et al. 2007], [Schmid 2018].

**Tabelle A-1-35: Techno-ökonomische Daten der angenommenen Biogasanlagen (Pfad 6b)**

	Einheit	1	2	3	4	5
<b>Kapazität Biogas</b>	kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	1.318	791	1.054	3.953	1.647
<b>Methangehalt</b>	%	58	58	58	58	58
<b>Rohbiogas</b>						
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	13,3*	9,8	12,0	24,0	12,5
<b>Lebensdauer</b>	a	20	20	20	20	20
<b>Zinssatz</b>	%	4	4	4	4	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	0,98	0,72	0,88	1,77	0,92
<b>Betriebskosten</b>	Mio. €/a	0,51	0,35	0,44	1,71	0,45
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	1,49	1,07	1,32	3,48	1,37
<b>Erlöse aus der Reststoffverwertung:</b>						
<b>Annahme: -20€/t</b>	Mio. €/a	0,39	0,23	0,31	1,16	0,49
<b>Annahme: -35€/t</b>	Mio. €/a	0,68	0,41	0,54	2,04	0,85
<b>Annahme: -50€/t</b>	Mio. €/a	0,97	0,58	0,78	2,91	1,21

\*[EE News 2014]: 14 Mio. CHF.

Quelle: LBST auf Basis von [Blass 2012], [BEKON 2017], [EE News 2014], [Güssing Energy 2014], [Hein & Schneble 2008], [IÖW 2015], [KTBL 2012], [Monson et al. 2007], [Schmid 2018].

Als Durchschnitt über alle Anlagen ergeben sich hierdurch für die drei gewählten Szenarien der Reststoff Erlöse die in Tabelle A-1-36 aufgeführten Daten.

**Tabelle A-1-36: Techno-ökonomische Daten als Durchschnittswerte über die betrachteten Biogasanlagen (Pfad 6b)**

	Einheit	Minimum	Wert	Maximum
<b>Erlöse Reststoffverwertung</b>	€/t	-50	-35	-20
<b>Kosten Biogas</b>	€/kWh <sub>Biogas</sub>	0,060	0,091	0,121
<b>Kosten Biomethan</b>	€/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,087	0,118	0,149

Quelle: LBST auf Basis von [Güssing Energy 2014].

Tabelle A-1-37 zeigt bereits die finalen Biomethankosten in den Szenarien auf. Grundlage sind folgende technische und techno-ökonomische Kenndaten. Die Biogasaufbereitungsanlage nutzt die Druckwechselabsorptionstechnologie. In den Investitionskosten sind die Biogasanlage, die Anlagen zur Abgasreinigung, sowie Planung, Transport, Installation und Netzanschluss enthalten.

**Tabelle A-1-37: Technische Eckdaten der angenommenen Bioaufbereitungsanlage (Pfad 6b)**

	Einheit	Wert
<b>Input:</b>		
<b>Stromverbrauch</b>	kWh <sub>el</sub> /Nm <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub>	0,25
	kWh <sub>el</sub> /Nm <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,438
<b>Methanverluste (Wärmebedarf)</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,015
<b>Rohbiogas</b>	Nm <sup>3</sup> /h	250
<b>Methangehalt Rohbiogas</b>	%	58
<b>Volllaststunden</b>	H	8.500
<b>Output:</b>		
<b>Biomethan</b>	Nm <sup>3</sup> /h	143
	MWh/a	12.079

Quelle: LBST auf Basis von [IÖW 2015] und [KTBL 2012]

**Tabelle A-1-38: Techno-ökonomische Daten einer Biogasaufbereitungsanlage (Pfad 6b)**

	Einheit	Wert
<b>Kapazität</b>	kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	1.421
<b>Methangehalt Rohbiogas</b>	%	58
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	1,73
<b>Lebensdauer</b>	A	15
<b>Zinssatz</b>	%	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	0,156
<b>Betriebskosten</b>	Mio. €/a	0,184
<b>Gesamtkosten Biogasaufbereitung</b>	Mio. €/a	0,340
	€/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,028

Quelle: LBST auf Basis von [IÖW 2015] und [KTBL 2012]

### A1.2.7 Fossile Schlüsseltechnologien

Neben den Wasserstoff- und Biomasse-basierten Grüne Gase Pfaden wurden außerdem die erdgasbasierte Methanolsynthese mittels autothermer Reformierung (Pfad 3) sowie die Wasserstoffproduktion durch Dampfreformierung (grauer H<sub>2</sub>, Pfad 8)) als fossile Referenzpfade in die Analysen eingeschlossen.

Überdies erfolgte auch die Einbeziehung der Kopplung der Dampfreformierung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung für die Bereitstellung von blauem H<sub>2</sub> (Pfad 9).

Ein weiterer emissionsarmer Produktionspfad von Wasserstoff ist die Dampfreformierung von Biomethan (Pfad 11).

Mit Ausnahme der großskaligen Speicherung von CO<sub>2</sub> in unterirdischen Gesteinsschichten dürfen die verwendeten Technologien als ausgereift (TRL = 9) angesehen werden, weswegen auch keine weitere Kostendegression oder technische Verbesserungen für die zukünftige Entwicklung angenommen wurde.

#### A.1.2.7.1 Methanolsynthese (ATR von Erdgas)

##### Technologiebeschreibung

Die autotherme Reformierung von Erdgas (ATR) dient in der konventionellen Methanolsynthese als eine der möglichen Produktionstechnologien (neben der Dampfreformierung, siehe Kapitel A.1.2.7.2) zur Bereitstellung Wasserstoff. Vorteil ist die direkte Produktion von Syngas (H<sub>2</sub> + CO) über folgende, parallel ablaufende Reaktionen:



Im Prozess werden die Anteile der Reaktionen durch Variation der Reaktionsbedingungen so eingestellt, dass das für die nachgeschaltete Methanolsynthese optimale H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis entsteht. Zusätzlich befindet sich etwa überschüssiges CO<sub>2</sub> im Synthesegas. Der benötigte Sauerstoff wird durch eine Luftzerlegungsanlage bereitgestellt.

Die Methanolsynthese aus Synthesegas erfolgt über folgende Reaktionen:



ATR-Anlagen zur Produktion von Synthesegas sowie die Methanolsynthese sind ausgereifte Technologien und weltweit seit Jahrzehnten im Einsatz (TRL = 9).

##### Annahmen

Die techno-ökonomischen Kenndaten basieren auf Angaben für die ATR-basierte Methanolsyntheseanlage in Tjeldbergodden (Norwegen) [Larsen et al. 1998] (siehe Tabelle A-1-39 und Tabelle A-1-40). Aufgrund der hohen Technologiereife wurde keine Lernkurve für die unterschiedlichen Zeithorizonte angenommen.

**Tabelle A-1-39: Technische Kenndaten der Methanolsynthese durch ATR (Pfad 3)**

	Einheit	Wert
<b>CH<sub>4</sub>-Verbrauch</b>	kWh/kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	1,441
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	g/kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	37,5
<b>Volllastbetriebsstunden</b>	h/a	8.000

Quellen: LBST auf Basis von [Larsen et al. 1998].

Die Kostendaten wurden auf Basis des Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) sowie mit dem Wechselkurs (EUR/US\$) von 2017 von [Nørgaard 2005] abgeleitet. Das Anlageninvestment wurde mit einem Skalierungsexponenten von 0,7 auf die benötigte Kapazität skaliert.

**Tabelle A-1-40: Techno-ökonomische Daten einer Methanolanlage (ATR) (Pfad 3)**

	Einheit	2020	2030	2040
<b>Kapazität</b>	MW <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>		573,5	
	t <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub> /h		103,6	
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €		347,2	
<b>Lebensdauer</b>	A		25	
<b>Zinssatz</b>	%		4	
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a		22,22	
<b>Betriebskosten (O&amp;M)<sup>1</sup></b>	Mio. €/a		4,81	
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a		27,03	
<b>CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten (ETS)</b>	€/a	4,43	11,18	43,01

<sup>1</sup> Betriebskosten einschließlich Personalkosten und Instandhaltung/Wartung.

Quellen: LBST auf Basis von [Larsen et al. 1998] und [Nørgaard 2005].

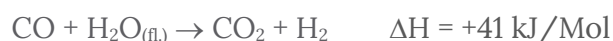
#### A.1.2.7.2 Dampfreformierung mit bzw. CCS sowie Dampfreformierung von Biomethan

##### Technologiebeschreibung

Unter Dampfreformierung (englisch: steam methane reforming, auch SMR) versteht man die endotherme katalytische Umsetzung von leichten (kurzkettigen) Kohlenwasserstoffen (z. B. Methan) zu Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Kohlenstoffmonoxid (CO) mit Wasserdampf. In kommerziell verfügbaren Anlagen laufen diese Prozesse üblicherweise bei Temperaturen zwischen 800 und 900 °C sowie Drücken von etwa 1,5 bis 2,5 MPa gemäß folgender Reaktionsgleichung ab:



Anschließend erfolgt die exotherme katalytische Umsetzung des gebildeten Kohlenmonoxids mit Wasserdampf (CO-Shift-Reaktion) gemäß:



Die bei dieser Reaktion freigesetzte Energie kann aufgrund des nicht ausreichenden Temperaturniveaus (etwa 200 bis 500 °C) nicht direkt für die Reformierung genutzt werden und wird stattdessen in der Regel zur Dampferzeugung eingesetzt.



Das produzierte Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) sowie andere noch im Produktgas vorhandene Bestandteile (z. B. nichtreagiertes CH<sub>4</sub>, restliches CO) werden anschließend aus dem Gasgemisch entfernt. Üblicherweise wird dabei die Druckwechseladsorption (DWA oder im Englischen „Pressure Swing Adsorption“, PSA) eingesetzt. Für die Befeuerung des Reformers wird neben einer Teilmenge des Einsatzgases auch das Spülgas, welches etwa 60 % an brennbaren Anteilen (vor allem H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO) enthält, verwendet.

Die Produktion von Wasserstoff über Dampfreformierung von Erdgas ist Stand der Technik und seit Jahrzehnten im Einsatz (TRL = 9). Der Prozess wird heute vor allem zur Bereitstellung von Wasserstoff in Rohölraffinerien oder in der chemischen Industrie eingesetzt.

Für einen Einsatz bei der Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung von Erdgas gibt es unterschiedliche Optionen, um die CO<sub>2</sub> Abscheidung in die Anlage zu integrieren. Dabei sind vor allem folgende Möglichkeiten zu nennen [Amec Foster Wheeler; IEAGHG 2017b]:

- ▶ die Abscheidung direkt aus dem Prozess-Strom in Folge der CO-Shift-Reaktion,
- ▶ die Integration in den Abgasstrom der Druckwechseladsorption, durch die Wasserstoff in sehr reiner Form gewonnen wird, oder
- ▶ die Nutzung des sehr CO<sub>2</sub>-reichen Abgases (Post-Combustion) der Methanreformierung.

Die optimale Integration der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus den Gasströmen innerhalb der Dampfreformierungsanlage hängt dabei stark von der gewählten Abscheidungstechnologie sowie einer möglichen Wärmekopplung zwischen den Prozessen ab. Hauptsächlich Einsatz finden Absorptions- (z. B. Aminwäsche) und die Adsorptionsverfahren (PSA, VSA), die bereits heute intensiv im Kraftwerksbereich eingesetzt werden. Zusätzlich existieren Membrantechnologien sowie die kryogene Destillation (v.a. bei CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft) [Bui, M. et al. 2018].

Die Einlagerung von CO<sub>2</sub> in geologischen Gesteinsschichten ist ein notwendiger Teil der CCS-Prozesskette, um Kohlenstoffdioxid nicht zu emittieren, sondern langfristig dem CO<sub>2</sub>-Kreislauf zu entziehen. Optionen stellen neben ausgeförderten Öl- und Gasfeldern vor allem poröse Sandsteinformationen mit salzwasserführenden Schichten (sog. saline Aquifere) dar, in welche CO<sub>2</sub> in die porösen Zwischenräume des Gesteins eingebracht wird. Als weitere Lagerstätten werden auch nicht abbaubare Kohleflöze sowie Basaltschichten diskutiert, wobei deren Potenzial in Deutschland als nicht relevant eingeschätzt wird [acatec 2018].

Entscheidende Faktoren für die Eignung als langfristiger CO<sub>2</sub>-Speicher sind neben der Speicherkapazität und Dichtigkeit auch die Einspeisefähigkeit sowie die langfristigen Umwandlungs- und Rückhaltemechanismen des CO<sub>2</sub>. Letztere gewährleisten die dauerhafte und sichere Einlagerung des CO<sub>2</sub> und führen zu einem im Zeitverlauf sinkenden Austrittsrisiko.

Bisherige großtechnische Erfahrungen mit CCS innerhalb Europas stützen sich auf 2 Projekte vor der norwegischen Küste mit einer jährlichen Speicherkapazität von 1 bzw. 0,7 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Bereits seit 1996 wird im Rahmen des Sleipner CCS-Projekts auf einer Offshore-Plattform CO<sub>2</sub> mittels Aminwäsche direkt vom geförderten Erdgas abgetrennt. Das CO<sub>2</sub> wird in einer Entfernung von etwa 2,4 km in ein Sandstein Reservoir in etwa 800-1000 m Tiefe eingepresst. Bis 2017 betrug die Gesamtmenge etwa 17 Mio. t CO<sub>2</sub> [Ringrose, P. S. 2018; Global CCS Institute 2019]<sup>1</sup>. Seit 2008 ist zudem das etwas kleinere Snøhvit CCS-Projekt im Norden Norwegens aktiv mit einer bisherigen CO<sub>2</sub>-Einspeisung von etwa 5 Mio. t. CCS-Projekte außerhalb Europas sind beispielsweise die seit 2015 laufende Einspeisung von CO<sub>2</sub> (onshore) aus der Ölsandförderung in Quest (Kanada) durch Shell [Duong, C. et al. 2019] sowie die Einlagerung von CO<sub>2</sub> in den salzwasserführende Sandsteinschicht Mt. Simon im Rahmen des „Dacatur“ Projekts in Illinois, USA (Beginn 2014) [McDonald, S. 2017].

Insofern kann die CCS-Technologie mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Einspeicherung in salinen Aquiferen als technisch (nahezu) ausgereift gelten (TRL = 8-9), allerdings existieren weiterhin Bedenken hinsichtlich ausreichender Speicherpotenziale und Einspeicherungsmengen sowie möglicher Leckagen und anderen Risiken.

### Annahmen

In den Lebenszyklusanalysen wurden 3 Pfade berücksichtigt: Zentrale Produktion von Wasserstoff durch SMR ohne CCS (Pfad 8) sowie mit CCS (Pfad 9). Außerdem wurde eine dezentrale SMR-Anlage für die Umwandlung von Biomethan in Wasserstoff berücksichtigt (Pfad 11). Letztere verwendet Biomethan als Ausgangsstoff für die Wasserstoffproduktion. Technische und ökonomische Angaben der in den Lebenszyklusanalysen berücksichtigten Pfade sind Tabelle A-1-41 und Tabelle A-1-42 aufgeführt.

Die Berechnung der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für großtechnische Dampfreformieranlagen erfolgte auf Basis der Werte in [Amec Foster Wheeler; IEAGHG 2017a]. In den beiden angegebenen Pfaden mit CCS beinhalten die Daten sämtliche für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und den CO<sub>2</sub>-Transport erforderliche Anlagenteile (CO<sub>2</sub>-Abtrennung, Wärmeintegration, CO<sub>2</sub>-Kompressoren, CO<sub>2</sub>-Pipeline). Es wird eine in die Dampfreformierungsanlage integrierte CO<sub>2</sub>-Abscheidung mittels Aminwäsche und einer Abscheidungsrate von 90 % angenommen. Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Einspeisung und Lagerung wurden mit 30 €/t<sub>CO2</sub> angenommen [ZEP 2011].

---

<sup>1</sup> Im Vergleich: Jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge Deutschlands in 2017: 798 Mio. t CO<sub>2</sub> (ohne weitere Treibhausgase) [UBA 2019b].

**Tabelle A-1-41: Technische Kenndaten der H<sub>2</sub>-Produktion aus Dampfreformierung**

Parameter	Einheit	zentral ohne CCS (Pfad 8)	zentral mit CCS (Pfad 9)	dezentral ohne CCS (Pfad 11)
<b>Strombedarf</b>	kWh/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>	-0,0992 <sup>2</sup>	-0,0043 <sup>2</sup>	
	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> <sup>1</sup>	-0,0331 <sup>2</sup>	-0,0014 <sup>2</sup>	0,0161
<b>CH<sub>4</sub>-Bedarf</b>	kWh/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>			
	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	1,316	1,446	1,441
<b>Wasserbedarf</b>	kg/kWh <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	0,134	0,134	0,134
<b>Wirkungsgrad (H<sub>i</sub>)</b>	%	76,0	69,2	69,0
<b>Volllaststunden</b>	h/a	8.000	8.000	6.000
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	g/Nm <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub></sub>	782,6	86,0	-
	g/kWh <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	260,9	28,7	-
<b>CO<sub>2</sub>-Abscheidungsrate</b>	%	0	90	-

<sup>1</sup>Angaben jeweils bezogen auf Heizwert H<sub>i</sub>.

<sup>2</sup>Stromüberschuss.

Quelle: LBST auf Basis von [Amec Foster Wheeler 2017].

Für die Berechnung des Energieeinsatzes und der Treibhausgasemissionen für den kleinen Dampfreformer für den Einsatz von Biogas wurde auf Angaben der Firma Haldor Topsoe zurückgegriffen. Der erforderliche Investitionsbedarf sowie die Kosten für Wartung, Instandhaltung, Prozesschemikalien, Versicherung und Steuern basiert ebenfalls auf Angaben von Haldor Topsoe.

**Tabelle A-1-42: Techno-ökonomische Daten einer H<sub>2</sub>-Produktion aus Dampfreformierung**

	Einheit	zentral ohne CCS (Pfad 8)	zentral mit CCS (Pfad 9)	dezentral ohne CCS (Pfad 11)
<b>Kapazität</b>	MW <sub>H<sub>2</sub>,Hi</sub>	300	300	3,5
<b>Investitionskosten</b>	Mio. €	222,9	398,5	5,30
<b>Lebensdauer</b>	a	25	25	25
<b>Zinssatz</b>	%	4	4	4
<b>Kapitalkosten</b>	Mio. €/a	14,27	25,51	0,34
<b>Wasserkosten</b>	Mio. €/a	0,48	0,48	0,00
<b>Wartung und Instandhaltung</b>	Mio. €/a	5,40	7,38	0,05
<b>CO<sub>2</sub>-Speicherungskosten</b>	Mio. €/a	-	18,57	-
<b>Gesamt</b>	Mio. €/a	20,15	51,93	-
<b>CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten (ETS)<sup>1</sup></b>	Mio. €/a	15,65	1,72	-

<sup>1</sup>Bei Annahme eines CO<sub>2</sub>-Preises von 25 € (2020).

Quelle: LBST auf Basis von [Amec Foster Wheeler 2017] sowie Angaben von Haldor Topsoe.

### A.1.2.7.3 Exkurs Methanpyrolyse

Zusätzlich wurde im Rahmen des Projekts auch die Aufnahme der Produktion von Wasserstoff mittels Pyrolysetechnologien auf Basis von Erdgas (oder Biogas) diskutiert. Dieser sogenannte „türkise Wasserstoff“ hat den Vorteil, dass während des Pyrolyseprozesses keine CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen, da Methan (CH<sub>4</sub>) unter hohem

Energieeinsatz direkt in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Kohlenstoff (C) aufgespalten wird. Im Rahmen dieses Projektes wurde jedoch aus diversen Gründen auf eine detaillierte Betrachtung der Methanpyrolyse verzichtet, welche im Folgenden kurz erläutert werden:

a) **Treibhausgasemissionen:** Trotz der geringen CO<sub>2</sub>-Prozessemissionen ist diese Technologie nicht treibhausgasneutral und damit auch nicht zwangsläufig unter dem Schirm der Grünen Gase im Rahmen dieser Studie zu fassen. Grund sind zum einen der hohe Energieeinsatz (etwa im Vergleich zur Dampfreformierung von Erdgas) und zum anderen die dadurch erhöhten THG-Emissionen aus der Erdgasvorkette, die bei Förderung und Transport des Erdgases anfallen. Dabei ist auch die wesentlich höhere Treibhausgaswirkung von Methan im Vergleich zu CO<sub>2</sub> zu berücksichtigen.

b) **Kohlenstoff als Nebenprodukt:** Der bei der Wasserstoffproduktion durch Pyrolyse als Nebenprodukt anfallende Kohlenstoff liegt – je nach Produktionsprozess – als feste Kohlenstoffteilchen im Millimeter-Bereich (z. B. Einsatz für metallurgische Zwecke) oder als feiner Kohlenstoffstaub (Teilchengröße im Nanometer-Bereich) vor. Mögliche Zielmärkte und Erlöse für eine weitere Vermarktung (z. B. in der Gummiindustrie) hängen stark von Eigenschaften dieser Partikel ab. Für eine sinnvolle und wirtschaftliche Implementierung dieser Technologie in Mitteldeutschland ist daher ein entsprechend großer Bedarf an Kohlenstoff für Industrierzwecke erforderlich, der in den bisherigen Analysen nicht festgestellt werden konnte. Zwar wurden weitere potenzielle Anwendungen in der öffentlichen Diskussion genannt (etwa als Additiv zu Beton oder Düngemittel), zu diesen liegen aber noch keinerlei Forschungsergebnisse oder gar Kommerzialisierungspläne vor. Zudem würde eine flächendeckende Wasserstoffproduktion die Aufnahmekapazitäten dieser Märkte bei weitem überschreiten, sodass langfristig nur eine Lagerung, z. B. in unterirdischen Lagerstätten oder anderen Senken möglich erscheint (= reversed coal mining). Diese wäre nicht mit Zusatzerlösen, sondern Kosten für die Endlagerung verbunden, bei denen es auch gilt, etwaige Gesundheitsrisiken für Mensch und Umwelt zu berücksichtigen.

c) **Technologiereife:** Wesentlich für eine rasche Umsetzung ist das baldige Erreichen der technologischen Reife. Zwar arbeiten einige Hersteller (z. B. BASF, KIT, Gazprom, Monolith Materials, Hazer) an der Entwicklung, jedoch wurde weltweit noch keine Anlage zur industriellen Produktion von Wasserstoff mittels Methanpyrolyse in Betrieb genommen. Den größten Fortschritt zeigt das amerikanische Unternehmen Monolith, das den Betriebsstart einer Demonstrationsanlage mit einer Produktionskapazität von bis zu 5.000 t/a Wasserstoff und 15.000 t/a für 2020 angekündigt hat. Große Herausforderungen stellen die Abtrennung des festen Kohlenstoffs von dem gasförmigen Wasserstoff dar. Die industrielle Reife der Technologie vor 2030 erscheint unwahrscheinlich. Entsprechende Recherchen auch im Rahmen von LBST-internen Industriestudien zu den Entwicklungsperspektiven der Methanpyrolyse haben bisher nur vage Kostenschätzungen ergeben, die einen Vergleich dieser Technologie mit anderen etablierten Wasserstoff-Produktionstechnologien nicht rechtfertigen bzw. eine Scheingenauigkeit vorspiegeln könnten.

Aus diesen Gründen wird die Methanpyrolyse nicht für weitere Analysen in dieser Arbeit ausgewählt.

### A1.2.8 Transport & Verteilung Grüner Gase

Der Transport und die Verteilung Grüner Gase von der Produktionsstätte bis zu den unterschiedlichen Endverbrauchern erfolgt in Abhängigkeit des Aggregatzustands entweder per Erdgasnetz (Erdgas, Biomethan, synth. Methan), Wasserstoffnetz ( $H_2$ ), sowie über eine Mischung aus Schiffs-, Bahn- und Straßentransport für flüssige Kraftstoffe (Diesel, Kerosin, PtL-Kraftstoffe einschließlich Methanol).

Netzentgelte für Gas- und Stromkunden wurden in Abhängigkeit des jeweiligen Verbrauchs der Endkunden abgeleitet. Die Kosten setzen sich aus Grund- und Arbeitspreisen zusammen und basieren auf den Preisblättern des sächsischen Energieanbieter inetz [inetz 2018a, inetz 2018b]. Für das Erdgasnetz wurden daraus Verteilkosten von etwa 0,2 ct/kWh ermittelt.

Die Kosten für die Verteilung von Wasserstoff über ein abgegrenztes regionales  $H_2$ -Verteilnetz sind abgeleitet aus [Krieg 2012] und belaufen sich auf etwa 0,5-0,55 ct/kWh für die regionale Verteilung. Im Falle küstennaher Elektrolysestandorte erhöhen sich die Kosten auf etwa 0,85 ct/kWh durch den notwendigen Aufbau eines deutschlandweiten Transportnetzes (ebenfalls abgeleitet aus [Krieg 2012]).

Die Transportkosten einer  $H_2$ -Importleitung bis zur deutschen Küste wurden mit etwa 0,35 ct/kWh veranschlagt auf Basis eines Innendurchmessers von 1.200 mm, einem Eingangsdruck von 25 MPa, einer Länge von 1.250 km, einer Rohrrauigkeit von 0,1 mm und einer daraus abgeleiteten Kapazität von 7,4 Mio.  $Nm^3 H_2/h$  sowie einem Investitionsbedarf von 3,7 Mrd. € (etwa 3.000 €/m). Für den Weitertransport zum Endverbraucher fallen weitere 0,85 ct/kWh an.

Für flüssige Kraftstoffe betragen die angenommenen Transport- und Verteilkosten insgesamt etwa 0,45 ct/kWh (PtL-Kraftstoffe) bzw. 0,95 ct/kWh (Methanol). Diese Angaben sind abgeleitet aus [LBST & Hincio 2019, Moulak et al. 2017, lastauto Omnibus 2017]

Die Verflüssigung von Methan oder Wasserstoff ( $LH_2$  für die Luftfahrt) wurde vor Ort beim Endverbraucher (an der Tankstelle) vorgesehen. Für die Verflüssigung von Methan belaufen sich die angenommenen Kosten auf 2,1 ct/kWh. Für  $LH_2$  wurden 5,3 ct/kWh aus [Haberstroh 2019] und [NHEG & LBST 1992] abgeleitet.

Hinzu kommen Gesamtkosten der Abgabe an der Tankstelle von etwa 0,05 ct/kWh (Diesel), 0,1 ct/kWh (Methanol) und 0,5 ct/kWh (Bio-) LNG (Daten abgeleitet aus [LBST 2016]). Für den Ausbau von Wasserstofftankstellen wurde eine Kostendegression der Tankstellenkosten (auf insgesamt 60.000 Tankstellen in 2040) angenommen, bei einer Reduktion von zunächst 0,2-0,4 ct/kWh ( $H_2$ ) im Jahr 2020 (ohne und mit on-site Elektrolyseur) auf 0,12-0,24 ct/kWh ( $H_2$ ) in 2040. Für die Abgabe von  $LH_2$  belaufen sich die Kosten auf etwa 0,3 ct/kWh (abgeleitet aus [McKinsey 2020] und [EQHHPP 1991]).

## A1.3 Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen

### A1.3.1 Bereitstellungskosten Grüner Gase

**Tabelle A-1-43: Definition der Kostenbestandteile nach Wertschöpfungsstufen in den Bereitstellungspfaden**

		Erläuterung
<b>Erneuerbare Stromproduktion</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Als generelle Annahme der Produktion Grüner Gase aus Strom wird festgelegt, dass der gesamte Strombedarf für alle Produktionsprozesse bis zur Grenze des Produktionsgelände (PtH <sub>2</sub> , PtG, PtL-Anlage, einschl. H <sub>2</sub> -Speicherung) durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Weiterer Strombedarf entlang der Wertschöpfungskette (z.B. Transport der Grünen Gase sowie Aufbereitung, Lagerung und Abgabe an der Tankstelle werden dagegen mit Netzstrom gedeckt.
<b>Erdgas- oder Biomethanproduktion</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Erdgaspreis bzw. Biomethanproduktion einschl. Biomasse und Biogasproduktion
<b>H<sub>2</sub>-Produktion</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	H <sub>2</sub> -Produktion mittels Elektrolyse, SMR oder SMR+CCS.
<b>H<sub>2</sub>-Pufferspeicher</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Kompression und Pufferspeicher bei H <sub>2</sub> -Speicher zur Abfederung Fluktuation der EE-Stromproduktion.
<b>CO<sub>2</sub>-Bereitstellung</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Kosten für CO <sub>2</sub> aus biogenen Quellen oder DAC inklusive Verflüssigung (Hinweis: keine Rohstoffkosten für CO <sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung).
<b>PtL-Synthese bzw. Methanisierung</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Kosten der Methanisierung, des FT-Prozesses oder der Methanolsynthese
<b>Transport &amp; Verteilung</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Beinhaltet alle Transportkosten per Pipeline (bestehende Leitungen Erdgas, Neubau H <sub>2</sub> ) sowie sonstige Transportkosten für flüssige Kraftstoffe (Schiffe, Bahn, Leitungen und Lkw).
<b>Tankstelle (inkl. Aufbereitung)</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Beinhaltet Tankstellenkosten sowie Kompression und Vorkühlung (H <sub>2</sub> : 70 MPa) bzw. Verflüssigung (LNG und LH <sub>2</sub> )
<b>Diesel aus Rohöl</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Dieselskosten für konventionellen Pfad (Raffineriekosten)
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer / EU ETS</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	CO <sub>2</sub> -Steuer auf fossile Energieträger, EU ETS etwa bei SMR und SMR + CCS hier extra ausgewiesen.
<b>Energiesteuer</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Steuer auf z.B. auf Dieselskraftstoff.
<b>Summe</b>	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Gesamtkosten Bereitstellung Kraftstoff
-	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Bandbreite negativ (Variation Energiepreise und weiterer Annahmen)
+	€/kWh <sub>Kraftstoff</sub>	Bandbreite positiv (Variation Energiepreise und weiterer Annahmen)

**Tabelle A-1-44: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2020 (Beispiel Lkw) in €/kWh<sub>Kraftstoff</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG							Wasserstoff (70 MPa)					
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion	-	0,1981	0,2908	-	0,1809	0,2546	-	-	-	0,1014	0,1390	0,1599	0,2193	-	-	0,1026	0,1755	0,1619	-
Erdgas- oder Biomethanproduktion	-	-	-	0,0385	-	-	0,0267	0,0792	0,1180	-	-	-	-	0,0352	0,0386	-	-	-	0,1140
H <sub>2</sub> -Produktion	-	0,0833	0,0497	-	0,0683	0,0408	-	-	-	0,0754	0,0450	0,0671	0,0400	0,0084	0,0216	0,0373	0,0504	0,0332	0,0189
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	0,0120	0,0115	-	0,0031	0,0027	-	-	-	0,0045	0,0038	0,0040	0,0034	-	-	0,0089	-	0,0079	-
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	-	0,0036	0,0276	-	0,0030	0,0229	-	-	-	0,0039	0,0265	0,0035	0,0236	-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese bzw. Methanisierung	-	0,0247	0,0247	0,0059	0,0131	0,0131	-	-	-	0,0147	0,0147	0,0131	0,0131	-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	-	0,0043	0,0043	0,0094	0,0094	0,0094	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0051	0,0121	0,0055	-	0,0086	-
Tankstelle (inkl. Aufbereitung)	-	0,0010	0,0010	0,0015	0,0015	0,0015	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0526	0,0526	0,0526	0,0587	0,0526	0,0529
Diesel aus Rohöl	0,0616	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS	0,0066	-	-	0,0071	-	-	0,0050	-	-	-	-	-	-	0,0065	0,0007	-	-	-	-
Energiesteuer	0,0472	-	-	-	-	-	0,0153	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	0,1153	0,3269	0,4096	0,0625	0,2793	0,3449	0,0745	0,1067	0,1456	0,2275	0,2566	0,2751	0,3269	0,1077	0,1257	0,2068	0,2846	0,2641	0,1859
-	0,0169	0,0502	0,0684	0,0201	0,0430	0,0575	0,0149	0,0021	0,0333	0,0276	0,0347	0,0401	0,0521	0,0226	0,0308	0,0268	0,0306	0,0399	0,0064
+	0,0169	0,0566	0,0776	0,0167	0,0484	0,0652	0,0130	0,0023	0,0334	0,0305	0,0386	0,0456	0,0595	0,0205	0,0182	0,0298	0,0339	0,0456	0,0071

**Tabelle A-1-45: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2030 (Beispiel Lkw) in €/kWh<sub>Kraftstoff</sub>**

2030																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG							Wasserstoff (70 MPa)					
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion	-	0,1263	0,1579	-	0,1153	0,1398	-	-	-	0,0895	0,1048	0,1020	0,1194	-	-	0,0757	0,1338	0,0863	-
Erdgas- oder Biomethanproduktion	-	-	-	0,0385	-	-	0,0267	0,0792	0,1180	-	-	-	-	0,0352	0,0386	-	-	-	0,1140
H <sub>2</sub> -Produktion	-	0,0407	0,0200	-	0,0334	0,0164	-	-	-	0,0368	0,0181	0,0328	0,0161	0,0084	0,0216	0,0150	0,0228	0,0134	0,0189
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	0,0120	0,0115	-	0,0031	0,0027	-	-	-	0,0045	0,0038	0,0040	0,0034	-	-	0,0089	-	0,0079	-
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	-	0,0036	0,0276	-	0,0030	0,0229	-	-	-	0,0039	0,0265	0,0035	0,0236	-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese bzw. Methanisierung	-	0,0247	0,0247	0,0059	0,0131	0,0131	-	-	-	0,0112	0,0112	0,0099	0,0099	-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	-	0,0044	0,0044	0,0094	0,0094	0,0094	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0051	0,0121	0,0055	-	0,0086	-
Tankstelle (inkl. Aufbereitung)	-	0,0010	0,0010	0,0015	0,0015	0,0015	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0347	0,0347	0,0347	0,0406	0,0526	0,0351
Diesel aus Rohöl	0,0616	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS	0,0171	-	-	0,0186	-	-	0,0129	-	-	-	-	-	-	0,0170	0,0019	-	-	-	-
Energiesteuer	0,0472	-	-	-	-	-	0,0350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	0,1259	0,2125	0,2470	0,0739	0,1788	0,2058	0,1021	0,1067	0,1456	0,1734	0,1919	0,1797	0,2000	0,1003	0,1090	0,1398	0,1972	0,1687	0,1680
-	0,0169	0,0322	0,0396	0,0201	0,0270	0,0328	0,0149	0,0021	0,0333	0,0204	0,0257	0,0252	0,0313	0,0217	0,0299	0,0191	0,0191	0,0243	0,0056
+	0,0169	0,0754	0,0912	0,0172	0,0575	0,0698	0,0130	0,0023	0,0334	0,0226	0,0252	0,0523	0,0592	0,0195	0,0173	0,0186	0,0212	0,0442	0,0062



**Tabelle A-1-46: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2040 (Beispiel Lkw) in €/kWh<sub>Kraftstoff</sub>**

2040																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG							Wasserstoff (70 MPa)					
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion	-	0,1177	0,1472	-	0,1075	0,1303	-	-	-	0,0787	0,0922	0,0950	0,1113	-	-	0,0666	0,1246	0,0804	-
Erdgas- oder Biomethanproduktion	-	-	-	0,0385	-	-	0,0267	0,0792	0,1180	-	-	-	-	0,0352	0,0386	-	-	-	0,1140
H <sub>2</sub> -Produktion	-	0,0233	0,0123	-	0,0191	0,0101	-	-	-	0,0210	0,0111	0,0187	0,0099	0,0084	0,0216	0,0092	0,0148	0,0082	0,0189
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	0,0120	0,0115	-	0,0031	0,0027	-	-	-	0,0045	0,0038	0,0040	0,0034	-	-	0,0089	-	0,0079	-
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	-	0,0036	0,0276	-	0,0030	0,0229	-	-	-	0,0039	0,0265	0,0035	0,0236	-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese bzw. Methanisierung	-	0,0247	0,0247	0,0059	0,0131	0,0131	-	-	-	0,0082	0,0082	0,0073	0,0073	-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	-	0,0044	0,0044	0,0095	0,0095	0,0095	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0051	0,0121	0,0055	-	0,0086	-
Tankstelle (inkl. Aufbereitung)	-	0,0010	0,0010	0,0015	0,0015	0,0015	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0323	0,0323	0,0323	0,0356	0,0323	0,0327
Diesel aus Rohöl	0,0616	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS	0,0659	-	-	0,0714	-	-	0,0496	-	-	-	-	-	-	0,0652	0,0072	-	-	-	-
Energiesteuer	0,0472	-	-	-	-	-	0,0350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	0,1747	0,1866	0,2286	0,1269	0,1568	0,1900	0,1388	0,1067	0,1456	0,1439	0,1693	0,1561	0,1830	0,1461	0,1118	0,1224	0,1750	0,1374	0,1656
-	0,0169	0,0305	0,0386	0,0201	0,0256	0,0320	0,0149	0,0021	0,0333	0,0235	0,0300	0,0235	0,0301	0,0213	0,0244	0,0219	0,0219	0,0223	0,0052
+	0,0169	0,0747	0,0916	0,0172	0,0570	0,0702	0,0130	0,0023	0,0334	0,0230	0,0269	0,0514	0,0592	0,0191	0,0221	0,0194	0,0214	0,0430	0,0057

**Tabelle A-1-47: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Flugverkehr im Jahr 2030 in €/kWh<sub>finalfuel</sub>**

2030																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion	-	0,1263	0,1579											-	-	0,0781	0,1298	0,0890	-
Erdgas- oder Biomethanproduktion	-	-	-											0,0369	0,0406	-	-	-	0,1140
H <sub>2</sub> -Produktion	-	0,0407	0,0200											0,0084	0,0220	0,0158	0,0165	0,0141	0,0110
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	0,0120	0,0115											-	-	0,0089	0,0112	0,0079	-
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	-	0,0036	0,0281											-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese bzw. Methanisierung	-	0,0270	0,0270											-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	-	0,0044	0,0044											0,0055	0,0121	0,0055	-	0,0086	-
Verflüssigung	-	-	-											0,0565	0,0565	0,0565	0,0530	0,0565	0,0603
Kerosin aus Rohöl	0,0519	-	-											-	-	-	-	-	-
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS	0,0172	-	-											0,0178	0,0020	-	-	-	-
Energiesteuer	-	-	-											-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	0,0691	0,2141	0,2490											0,1252	0,1332	0,1648	0,2105	0,1761	0,1854
-	0,0104	0,0325	0,0399											0,0249	0,0279	0,0206	0,0243	0,0250	0,0197
+	0,0104	0,0766	0,0925											0,0229	0,0258	0,0230	0,0271	0,0492	0,0106

**Tabelle A-1-48: Bereitstellungskosten Grüner Gase für den Flugverkehr im Jahr 2040 in €/kWh<sub>finalfuel</sub>**

2040																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion	-	0,1177	0,1472											-	-	0,0687	0,1201	0,0829	-
Erdgas- oder Biomethanproduktion	-	-	-											0,0369	0,0406	-	-	-	0,1140
H <sub>2</sub> -Produktion	-	0,0233	0,0123											0,0084	0,0220	0,0096	0,0101	0,0086	0,0110
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	0,0120	0,0115											-	-	0,0089	0,0112	0,0079	-
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	-	0,0036	0,0281											-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese bzw. Methanisierung	-	0,0270	0,0270											-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	-	0,0044	0,0044											0,0055	0,0121	0,0055	-	0,0086	-
Verflüssigung	-	-	-											0,0565	0,0565	0,0565	0,0515	0,0565	0,0603
Kerosin aus Rohöl	0,0519	-	-											-	-	-	-	-	-
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS	0,0662	-	-											0,0685	0,0075	-	-	-	-
Energiesteuer	-	-	-											-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	0,1181	0,1881	0,2306											0,1759	0,1388	0,1492	0,1929	0,1646	0,1854
-	0,0104	0,0307	0,0347											0,0249	0,0279	0,0241	0,0286	0,0243	0,0197
+	0,0104	0,0759	0,0928											0,0229	0,0258	0,0243	0,0287	0,0492	0,0106

**Tabelle A-1-49: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasetz im Jahr 2020 (Beispiel Prozesswärme) in €/kWh<sub>Brennstoff</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion							-0	-0	-0	0,10140	0,13903	0,15994	0,21930	-0	-0	0,10262	0,16288	0,16186	
Erdgas- oder Biomethanproduktion							0,02673	0,07917	0,11805	-0	-0	-0	-0	0,03517	0,03864	-0	-0	-0	
H <sub>2</sub> -Produktion							-0	-0	-0	0,07541	0,04496	0,06710	0,04002	0,00840	0,02165	0,03729	0,03729	0,03320	
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher							-0	-0	-0	0,00449	0,00379	0,00399	0,00337	-0	-0	0,00891	0,00960	0,00792	
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung							-0	-0	-0	0,00390	0,02650	0,00347	0,02356	-0	-0	-0	-0	-0	
PtL-Synthese bzw. Methanisierung							-0	-0	-0	0,01472	0,01472	0,01309	0,01309	-0	-0	-0	-0	-0	
Transport & Verteilung							0,00119	0,00119	0,00119	0,00119	0,00119	0,00119	0,00119	0,00508	0,01209	0,00547	-0	0,00856	
Diesel aus Rohöl							-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	
Tankstelle (inkl. Aufbereitung)							-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS							0,00496	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0,00652	0,00072	-0	-0	-0	
Energiesteuer							0,00605	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	
<b>Summe</b>							0,03892	0,08036	0,11924	0,20111	0,23019	0,24877	0,30053	0,05517	0,07310	0,15428	0,20976	0,21153	
-							0,01276	0,00862	0,03118	0,02549	0,03260	0,03798	0,04999	0,01938	0,02243	0,02363	0,02261	0,03675	
+							0,01067	0,00173	0,03111	0,02820	0,03624	0,04329	0,05720	0,01696	0,01991	0,02633	0,02515	0,04211	

**Tabelle A-1-50: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2030 (Beispiel Prozesswärme) in €/kWh<sub>Brennstoff</sub>**

2030																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion							-	-	-	0,0895	0,1033	0,1020	0,1177	-	-	0,0744	0,1237	0,0848	
Erdgas- oder Biomethanproduktion							0,0267	0,0792	0,1180	-	-	-	-	0,0352	0,0386	-	-	-	
H <sub>2</sub> -Produktion							-	-	-	0,0368	0,0181	0,0328	0,0161	0,0084	0,0216	0,0150	0,0150	0,0134	
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher							-	-	-	0,0045	0,0038	0,0040	0,0034	-	-	0,0089	0,0096	0,0079	
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung							-	-	-	0,0039	0,0265	0,0035	0,0236	-	-	-	-	-	
PtL-Synthese bzw. Methanisierung							-	-	-	0,0112	0,0112	0,0099	0,0099	-	-	-	-	-	
Transport & Verteilung							0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0051	0,0121	0,0055	-	0,0086	
Diesel aus Rohöl							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tankstelle (inkl. Aufbereitung)							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS							0,0129	-	-	-	-	-	-	0,0170	0,0019	-	-	-	
Energiesteuer							0,0061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Summe</b>							0,0469	0,0804	0,1192	0,1470	0,1640	0,1533	0,1719	0,0656	0,0742	0,1038	0,1483	0,1147	
-							0,0128	0,0086	0,0312	0,0183	0,0220	0,0231	0,0274	0,0194	0,0224	0,0155	0,0143	0,0196	
+							0,0107	0,0017	0,0311	0,0203	0,0245	0,0500	0,0586	0,0170	0,0199	0,0173	0,0160	0,0422	

**Tabelle A-1-51: Bereitstellungskosten Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2040 (Beispiel Prozesswärme) in €/kWh<sub>Brennstoff</sub>**

2040																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Erneuerbare Stromproduktion							-	-	-	0,0787	0,0908	0,0950	0,1097	-	-	0,0655	0,1145	0,0790	
Erdgas- oder Biomethanproduktion							0,0267	0,0792	0,1180	-	-	-	-	0,0352	0,0386	-	-	-	
H <sub>2</sub> -Produktion							-	-	-	0,0210	0,0111	0,0187	0,0099	0,0084	0,0216	0,0092	0,0092	0,0082	
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher							-	-	-	0,0045	0,0038	0,0040	0,0034	-	-	0,0089	0,0096	0,0079	
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung							-	-	-	0,0039	0,0265	0,0035	0,0236	-	-	-	-	-	
PtL-Synthese bzw. Methanisierung							-	-	-	0,0082	0,0082	0,0073	0,0073	-	-	-	-	-	
Transport & Verteilung							0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0051	0,0121	0,0055	-	0,0086	
Diesel aus Rohöl							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tankstelle (inkl. Aufbereitung)							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CO <sub>2</sub> -Steuer / EU ETS							0,0496	-	-	-	-	-	-	0,0652	0,0072	-	-	-	
Energiesteuer							0,0061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Summe</b>							0,0835	0,0804	0,1192	0,1175	0,1416	0,1297	0,1550	0,1139	0,0796	0,0890	0,1332	0,1037	
-							0,0128	0,0086	0,0312	0,0214	0,0265	0,0214	0,0263	0,0194	0,0224	0,0188	0,0178	0,0189	
+							0,0107	0,0017	0,0311	0,0206	0,0259	0,0491	0,0585	0,0170	0,0199	0,0184	0,0172	0,0422	

**A1.3.2 Energieeinsatz der Bereitstellung Grüner Gase**
**Tabelle A-1-52: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2020 (Beispiel Lkw) in MJ/MJ**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG							Wasserstoff (70 MPa)					
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Summe</b>	1,26	2,17	3,17	1,69	1,99	2,79	1,32	2,24	2,00	1,87	2,50	1,95	2,61	2,03	2,18	2,35	2,39	2,44	3,66
-	-	-	0,10	0,10	0,05	0,08	0,07	0,02	0,05	-	0,08	-	0,08	0,08	0,03	0,07	0,08	0,07	0,03
+	-	-	0,15	0,05	0,06	0,14	0,04	0,02	0,05	-	0,12	-	0,10	0,06	0,03	0,07	0,07	0,06	0,03
<b>Umrechnung Gesamteffizienz Bereitstellungspfad</b>	79%	46%	32%	59%	50%	36%	76%	45%	50%	53%	40%	51%	38%	49%	46%	43%	42%	41%	27%

**Tabelle A-1-53: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2030 (Beispiel Lkw) in MJ/MJ**

2030

Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG						Wasserstoff (70 MPa)						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Summe</b>	1,26	2,16	2,70	1,69	1,99	2,40	1,28	2,17	1,93	1,83	2,10	1,91	2,18	1,74	1,86	1,73	1,76	1,80	3,29
-	-	-	0,09	0,09	0,05	0,08	0,07	0,01	0,05	-	0,06	-	0,06	0,09	0,03	0,05	0,06	0,05	0,02
+	-	-	0,15	0,05	0,06	0,12	0,03	0,01	0,05	-	0,11	-	0,11	0,06	0,03	0,06	0,05	0,06	0,02
<b>Umrechnung Gesamteffizienz Bereitstellungspfad</b>	79%	46%	37%	59%	50%	42%	78%	46%	52%	55%	48%	52%	46%	57%	54%	58%	57%	56%	30%



**Tabelle A-1-54: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase für den Flugverkehr im Jahr 2030 in MJ/MJ**

2030																			
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Summe</b>	1,26	2,16	2,70											2,00	2,12	1,99	2,03	2,06	3,61
-	-	-	0,09											0,10	0,03	0,05	0,06	0,06	0,02
+	-	-	0,15											0,05	0,03	0,06	0,06	0,06	0,02
<b>Umrechnung Gesamteffizienz Bereitstellungspfad</b>	79%	46%	37%											50%	47%	50%	49%	48%	28%

**Tabelle A-1-55: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2020 (Beispiel Prozesswärme) in MJ/MJ**

2020																		
Pfadbeschreibung	Diesel			Methanol			LNG				Wasserstoff (70 MPa)							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Summe							1,14	2,06	1,82	1,69	2,32	1,77	2,43	1,46	1,55	1,71	1,78	1,80
-							0,07	0,02	0,05	-	0,07	-	0,07	0,14	0,03	0,07	0,07	0,07
+							0,04	0,02	0,04	-	0,11	-	0,10	0,01	0,03	0,06	0,07	0,07
Umrechnung Gesamteffizienz Bereitstellungspfad							88%	48%	55%	59%	43%	56%	41%	69%	65%	58%	56%	55%

**Tabelle A-1-56: Energieeinsatz Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2030 (Beispiel Prozesswärme) in MJ/MJ**

2030

Pfadbeschreibung	Diesel	Methanol	LNG							Wasserstoff (70 MPa)				
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
<b>Summe</b>			1,14	2,03	1,78	1,69	1,95	1,77	2,04	1,47	1,53	1,41	1,46	1,48
-			0,06	0,01	0,05	-	0,07	-	0,07	0,14	0,03	0,05	0,06	0,06
+			0,03	0,01	0,04	-	0,09	-	0,10	0,01	0,03	0,06	0,06	0,06
<b>Umrechnung Gesamteffizienz Bereitstellungspfad</b>			88%	49%	56%	59%	51%	56%	49%	68%	65%	71%	68%	68%

**A1.3.3 THG-Emissionen der Bereitstellung Grüner Gase**
**Tabelle A-1-57: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2020 (Beispiel Lkw bzw. Binnenschiff bei Methanol) in g<sub>CO2-Äq./MJ</sub>**

2020																					
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG							Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)		
Rohöl-/Erdgasbereitstellung	10,76	-	-	18,58	-	-	12,70	-	-	-	-	-	-	16,88	0,52	-	-	-	-		
ATR für Methanolsynthese	-	-	-	11,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rohölraffinerie	7,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Biomasseanbau	-	-	-	-	-	-	-	16,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,88		
Biomassetransport	-	-	-	-	-	-	-	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,44		
Biogasproduktion und -aufbereitung	-	-	-	-	-	-	-	6,46	7,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,40		
H <sub>2</sub> -Produktion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,65	8,30	-	-	-	2,32		
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
PtL-Synthese / Methanisierung	-	-0,02	-0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
CH <sub>4</sub> -Speicherung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,79	0,79	-	-	-	-	-	-		
Transport & Verteilung	0,52	0,56	0,56	1,30	1,30	1,30	-	-	-	-	-	0,48	0,48	-	1,93	-	-	1,93	-		
Umwandlung an der Tankstelle	0,37	0,43	0,43	0,37	0,37	0,37	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	22,75	22,75	22,75	22,75	22,75	22,75		
Nutzung (Verbrennung)	73,25	-	-	68,93	-	-	55,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Summe</b>	<b>92,10</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>100,56</b>	<b>1,67</b>	<b>1,67</b>	<b>74,45</b>	<b>30,54</b>	<b>13,76</b>	<b>6,67</b>	<b>6,67</b>	<b>7,95</b>	<b>7,95</b>	<b>109,27</b>	<b>33,51</b>	<b>22,75</b>	<b>22,75</b>	<b>24,68</b>	<b>59,79</b>		
-	0,01	0,01	0,01	4,66	0,03	0,03	3,24	8,41	0,68	-	-	-	-	4,38	1,64	-	-	-	10,99		

+ | 0,01 0,01 0,01 | 3,51 0,03 0,03 | 2,76 43,64 0,65 - - - - | 4,01 1,55 - - - 57,09

**Tabelle A-1-58: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase für den Verkehrssektor im Jahr 2030 (Beispiel Lkw, bzw. Binnenschiff bei Methanol) in g<sub>CO2-Äq.</sub>/MJ**

2030																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG						Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Rohöl-/Erdgasbereitstellung	10,76	-	-	18,58	-	-	12,70	-	-	-	-	-	-	16,88	1,08	-	-	-	-
ATR für Methanolsynthese	-	-	-	11,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rohölraffinerie	7,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasseanbau	-	-	-	-	-	-	-	16,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,79
Biomassetransport	-	-	-	-	-	-	-	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,44
Biogasproduktion und -aufbereitung	-	-	-	-	-	-	-	4,39	4,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,39
H <sub>2</sub> -Produktion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,79	8,30	-	-	-	1,74
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese / Methanisierung	-	-0,02	-0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH <sub>4</sub> -Speicherung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,79	0,79	-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	0,52	0,52	0,52	1,21	1,21	1,21	-	-	-	-	-	0,48	0,48	-	1,31	-	-	1,31	-
Umwandlung an der Tankstelle	0,37	0,31	0,31	0,25	0,25	0,25	4,53	4,52	4,53	4,53	4,53	4,53	4,53	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60
Nutzung (Verbrennung)	73,25	-	-	68,93	-	-	55,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>92,10</b>	<b>0,81</b>	<b>0,81</b>	<b>100,35</b>	<b>1,46</b>	<b>1,46</b>	<b>72,30</b>	<b>26,26</b>	<b>9,34</b>	<b>4,53</b>	<b>4,53</b>	<b>5,80</b>	<b>5,80</b>	<b>97,27</b>	<b>20,29</b>	<b>9,60</b>	<b>9,60</b>	<b>10,91</b>	<b>42,95</b>

-	0,01	0,01	0,01	4,40	0,03	0,03	3,23	9,03	0,42	-	-	-	-	4,59	1,73	-	-	-	14,35
+	0,01	0,01	0,01	3,66	0,03	0,03	2,23	40,21	0,46	-	-	-	-	4,29	1,34	-	-	-	65,66

**Tabelle A-1-59: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase für den Flugverkehr in 2030 in g<sub>CO2-Äq./MJ</sub>**

Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG						Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Rohöl-/ Erdgasbereitstellung	10,76	-	-											17,55	1,12	-	-	-	-
ATR für Methanolsynthese	-	-	-											-	-	-	-	-	-
Rohölraffinerie	7,20	-	-											-	-	-	-	-	-
Biomasseanbau	-	-	-											-	-	-	-	-	24,73
Biomassetransport	-	-	-											-	-	-	-	-	1,50
Biogasproduktion und -aufbereitung	-	-	-											-	-	-	-	-	6,64
H <sub>2</sub> -Produktion	-	-	-											73,59	8,63	-	-	-	1,76
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	-	-	-											-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese / Methanisierung	-	-0,02	-0,02											-	-	-	-	-	-
CH <sub>4</sub> -Speicherung	-	-	-											-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung	0,52	0,52	0,52											-	1,36	-	-	1,36	-
Umwandlung an der Tankstelle	0,37	0,31	0,31											16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23
Nutzung (Verbrennung)	73,60	-	-											-	-	-	-	-	-

Summe	92,46	0,81	0,81			107,36	27,34	16,23	16,23	17,59	50,86
-	0,01	0,01	0,01			4,59	1,73	-	-	-	14,35
+	0,01	0,01	0,01			4,29	1,34	-	-	-	65,66

**Tabelle A-1-60: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2020 (Beispiel Prozesswärme) in g<sub>CO2</sub>-Äq./kWh**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin		Methanol		CH <sub>4</sub> /LNG					Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>									
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Rohöl-/Erdgasbereitstellung							45,72	-	-	-	-	-	-	60,15	1,86	-	-	-	-
ATR für Methanolsynthese							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rohölraffinerie							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasseanbau							-	59,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomassetransport							-	3,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogasproduktion und -aufbereitung							-	23,27	25,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H <sub>2</sub> -Produktion							-	-	-	-	-	-	-	248,22	29,60	-	-	-	-
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese / Methanisierung							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH <sub>4</sub> -Speicherung							-	-	-	-	-	2,85	2,85	-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung							-	-	-	-	-	1,73	1,73	-	6,89	-	-	-	6,89
Nutzung (Verbrennung)							198,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Summe			243,99	85,91	25,49	-	-	4,57	4,57	308,37	38,35	-	-	6,89
-			12,79	40,99	2,01	-	-	-	-	15,82	5,97	-	-	-
+			8,51	146,92	2,74	-	-	-	-	15,01	5,77	-	-	-

**Tabelle A-1-61: THG-Emissionen Bereitstellung Grüner Gase bei Verteilung per Gasnetz im Jahr 2030 (Beispiel Prozesswärme) in g<sub>CO2</sub>-Äq./kWh**

2030																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG					Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Rohöl-/Erdgasbereitstellung							45,72	-	-	-	-	-	-	60,15	1,86	-	-	-	-
ATR für Methanolsynthese							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rohölraffinerie							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasseanbau							-	58,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomassetransport							-	3,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogasproduktion und -aufbereitung							-	15,81	17,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H <sub>2</sub> -Produktion							-	-	-	-	-	-	-	252,30	29,60	-	-	-	-
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PtL-Synthese / Methanisierung							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH <sub>4</sub> -Speicherung							-	-	-	-	-	2,85	2,85	-	-	-	-	-	-
Transport & Verteilung							-	-	-	-	-	1,73	1,73	-	4,67	-	-	-	4,67



Nutzung (Verbrennung)			198,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe			243,99	78,23	17,32	-	-	4,57	4,57	312,46	36,12	-	-	4,67
-			10,22	31,94	1,67	-	-	-	-	16,89	6,16	-	-	-
+			8,32	145,81	1,54	-	-	-	-	13,80	6,14	-	-	-

**A1.3.4 Spezifische Kraftstoffkosten nach Anwendungen**
**Tabelle A-1-62: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Lkw in €/km**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG					Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Wert</b>	0,3339	0,9464	1,1856				0,2692	0,3855	0,5259	0,8216	0,9266	0,9937	1,1807	0,2493	0,2908	0,4787	0,6587	0,6112	0,4302
-	0,0488	0,1455	0,1979				0,0537	0,0076	0,1203	0,0997	0,1254	0,1448	0,1882	0,0523	0,0713	0,0621	0,0707	0,0924	0,0149
+	0,0488	0,1639	0,2247				0,0469	0,0084	0,1207	0,1102	0,1392	0,1647	0,2150	0,0474	0,0422	0,0690	0,0784	0,1056	0,0164
2030																			
<b>Wert</b>	0,3644	0,5571	0,6476				0,3366	0,3516	0,4798	0,5714	0,6325	0,5921	0,6590	0,1910	0,2075	0,2662	0,3755	0,3212	0,3199
-	0,0488	0,0845	0,1037				0,0490	0,0070	0,1097	0,0674	0,0846	0,0831	0,1031	0,0414	0,0570	0,0364	0,0364	0,0463	0,0106
+	0,0488	0,1978	0,2391				0,0428	0,0076	0,1101	0,0745	0,0832	0,1724	0,1950	0,0372	0,0330	0,0353	0,0403	0,0842	0,0117
2040																			
<b>Wert</b>	0,5056	0,4891	0,5992				0,4574	0,3516	0,4798	0,4741	0,5578	0,5143	0,6029	0,2783	0,2129	0,2331	0,3332	0,2615	0,3153
-	0,0488	0,0799	0,1011				0,0490	0,0070	0,1097	0,0774	0,0988	0,0774	0,0991	0,0406	0,0464	0,0417	0,0417	0,0424	0,0099
+	0,0488	0,1959	0,2402				0,0428	0,0076	0,1101	0,0756	0,0885	0,1694	0,1950	0,0364	0,0420	0,0370	0,0408	0,0819	0,0109

**Tabelle A-1-63: Spez. Kraftstoffkosten - Anwendung Züge in €/km**

2020																		
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
<b>Wert</b>	1,3291	3,7673	4,7196										0,8978	1,0472	1,7237	2,3719	2,2007	1,5489
-	0,1943	0,5790	0,7879										0,1882	0,2566	0,2235	0,2547	0,3328	0,0535
+	0,1943	0,6526	0,8945										0,1705	0,1521	0,2485	0,2822	0,3801	0,0590
2030																		
<b>Wert</b>	1,4506	2,4489	2,8465										0,8360	0,9080	1,1653	1,6435	1,4059	1,4002
-	0,1943	0,3713	0,4558										0,1811	0,2495	0,1592	0,1592	0,2025	0,0464
+	0,1943	0,8694	1,0512										0,1627	0,1443	0,1546	0,1763	0,3686	0,0513
2040																		
<b>Wert</b>	2,0128	2,1497	2,6337										1,2179	0,9319	1,0200	1,4585	1,1446	1,3798
-	0,1943	0,3510	0,4443										0,1779	0,2033	0,1826	0,1826	0,1856	0,0432
+	0,1943	0,8610	1,0556										0,1593	0,1838	0,1620	0,1786	0,3584	0,0478

**Tabelle A-1-64: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Binnenschiff in €/kWh<sub>mech</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Wert</b>	0,2354	1,1291	1,4145	0,1481	0,6619	0,8175								0,2205	0,2572	0,4234	0,5826	0,5406	0,3804
-	0,0582	0,1735	0,2361	0,0477	0,1019	0,1362								0,0462	0,0630	0,0549	0,0626	0,0818	0,0131
+	0,0582	0,1956	0,2681	0,0396	0,1147	0,1545								0,0419	0,0374	0,0611	0,0693	0,0934	0,0145
2030																			
<b>Wert</b>	0,2718	0,7339	0,8531	0,1752	0,4238	0,4878								0,2054	0,2230	0,2862	0,4037	0,3453	0,3439
-	0,0582	0,1113	0,1366	0,0477	0,0639	0,0776								0,0445	0,0613	0,0391	0,0391	0,0497	0,0114
+	0,0582	0,2606	0,3150	0,0408	0,1362	0,1654								0,0400	0,0354	0,0380	0,0433	0,0905	0,0126
2040																			
<b>Wert</b>	0,4402	0,6442	0,7893	0,3007	0,3716	0,4504								0,2991	0,2289	0,2506	0,3582	0,2812	0,3389
-	0,0582	0,1052	0,1331	0,0477	0,0606	0,0757								0,0437	0,0499	0,0448	0,0449	0,0456	0,0106
+	0,0582	0,2580	0,3164	0,0408	0,1351	0,1665								0,0391	0,0451	0,0398	0,0439	0,0880	0,0117

**Tabelle A-1-65: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Kleinflugzeug in €/km**

2030																		
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
<b>Wert</b>	2,9693	9,1979	10,6998										4,9503	5,2659	6,5143	8,3217	6,9603	7,3269
-	0,4459	1,3951	1,7126										0,9848	1,1035	0,8158	0,9608	0,9890	0,7786
+	0,4459	3,2920	3,9729										0,9061	1,0195	0,9110	1,0720	1,9452	0,4205
2040																		
<b>Wert</b>	5,0755	8,0822	9,9061										6,9535	5,4860	5,8990	7,6258	6,5053	7,3269
-	0,4459	1,3194	1,4914										0,9848	1,1035	0,9544	1,1301	0,9599	0,7786
+	0,4459	3,2606	3,9895										0,9061	1,0195	0,9588	1,1345	1,9461	0,4205

**Tabelle A-1-66: Spez. Kraftstoffkosten - Anwendung stoffl. H<sub>2</sub> Nutzung in €/kg**

2020										
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin	Methanol	CH <sub>4</sub> /LNG			Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>				
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import) (6a) Biomethan (Anbaubiomasse) (6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> ) (7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah) (9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah) (10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)	
Wert						1,5591	2,1184	4,9343	6,9709	6,7751
-						0,5991	0,6856	0,7328	0,7458	1,1754
+						0,5118	0,5927	0,8150	0,8295	1,3477
2030										
Wert						1,9069	2,1566	3,2475	4,9172	3,5203
-						0,5991	0,6856	0,4600	0,4690	0,6006
+						0,5118	0,5927	0,5119	0,5218	1,3559
2040										
Wert						3,5151	2,3333	2,7482	4,4097	3,1516
-						0,5991	0,6856	0,5738	0,5868	0,5773
+						0,5118	0,5927	0,5516	0,5636	1,3572

**Tabelle A-1-67: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Hochtemperaturwärme in €/kWh<sub>th</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert							0,0423	0,0873	0,1296	0,2186	0,2502	0,2704	0,3267	0,0600	0,0795	0,1677	0,2280	0,2299	
-							0,0139	0,0094	0,0339	0,0277	0,0354	0,0413	0,0543	0,0211	0,0244	0,0257	0,0246	0,0399	
+							0,0116	0,0019	0,0338	0,0306	0,0394	0,0471	0,0622	0,0184	0,0216	0,0286	0,0273	0,0458	
2030																			
Wert							0,0509	0,0873	0,1296	0,1598	0,1783	0,1667	0,1868	0,0713	0,0807	0,1129	0,1612	0,1247	
-							0,0139	0,0094	0,0339	0,0199	0,0239	0,0251	0,0298	0,0211	0,0244	0,0168	0,0156	0,0214	
+							0,0116	0,0019	0,0338	0,0221	0,0266	0,0544	0,0637	0,0184	0,0216	0,0188	0,0173	0,0459	
2040																			
Wert							0,0908	0,0873	0,1296	0,1277	0,1539	0,1410	0,1685	0,1238	0,0865	0,0967	0,1448	0,1127	
-							0,0139	0,0094	0,0339	0,0232	0,0288	0,0232	0,0286	0,0211	0,0244	0,0205	0,0193	0,0206	
+							0,0116	0,0019	0,0338	0,0224	0,0282	0,0534	0,0636	0,0184	0,0216	0,0200	0,0187	0,0459	

**Tabelle A-1-68: Spez. Kraftstoffkosten - Anwendung Niedertemperaturwärme in €/kWh<sub>th</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG					Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert							0,0543	0,0953	0,1338	0,2148	0,2436	0,2620	0,3133	0,0862	0,1022	0,1833	0,2611	0,2381	
-							0,0126	0,0085	0,0309	0,0252	0,0323	0,0376	0,0495	0,0279	0,0304	0,0319	0,0311	0,0444	
+							0,0106	0,0017	0,0308	0,0279	0,0359	0,0429	0,0566	0,0268	0,0291	0,0358	0,0348	0,0508	
2030																			
Wert							0,0621	0,0953	0,1338	0,1613	0,1781	0,1675	0,1859	0,0965	0,1033	0,1334	0,1923	0,1422	
-							0,0126	0,0085	0,0309	0,0181	0,0218	0,0229	0,0271	0,0279	0,0304	0,0238	0,0220	0,0274	
+							0,0106	0,0017	0,0308	0,0201	0,0242	0,0495	0,0580	0,0268	0,0291	0,0268	0,0247	0,0509	
2040																			
Wert							0,0984	0,0953	0,1338	0,1321	0,1559	0,1442	0,1692	0,1443	0,1085	0,1187	0,1752	0,1314	
-							0,0126	0,0085	0,0309	0,0212	0,0262	0,0212	0,0260	0,0279	0,0304	0,0271	0,0251	0,0267	
+							0,0106	0,0017	0,0308	0,0204	0,0256	0,0486	0,0579	0,0268	0,0291	0,0280	0,0255	0,0509	



**Tabelle A-1-69: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung KWK in €/kWh<sub>el+th</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert							0,0532	0,0934	0,1311	0,2106	0,2388	0,2568	0,3070	0,0916	0,1086	0,1949	0,2761	0,2532	
-							0,0124	0,0084	0,0302	0,0247	0,0316	0,0368	0,0485	0,0297	0,0324	0,0339	0,0327	0,0472	
+							0,0103	0,0017	0,0302	0,0273	0,0351	0,0420	0,0555	0,0284	0,0309	0,0380	0,0365	0,0540	
2030																			
Wert							0,0609	0,0934	0,1311	0,1581	0,1746	0,1642	0,1822	0,1026	0,1098	0,1418	0,2030	0,1512	
-							0,0124	0,0084	0,0302	0,0178	0,0214	0,0224	0,0266	0,0297	0,0324	0,0253	0,0230	0,0292	
+							0,0103	0,0017	0,0302	0,0197	0,0237	0,0485	0,0569	0,0284	0,0309	0,0285	0,0258	0,0541	
2040																			
Wert							0,0965	0,0934	0,1311	0,1295	0,1528	0,1413	0,1658	0,1534	0,1154	0,1262	0,1847	0,1397	
-							0,0124	0,0084	0,0302	0,0207	0,0257	0,0207	0,0255	0,0297	0,0324	0,0289	0,0263	0,0284	
+							0,0103	0,0017	0,0302	0,0200	0,0251	0,0476	0,0567	0,0284	0,0309	0,0297	0,0267	0,0541	

**Tabelle A-1-70: Spez. Kraftstoffkosten – Anwendung Rückverstromung in €/kWh<sub>el</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert							0,0647	0,1338	0,1986	0,3350	0,3835	0,4144	0,5007	0,0920	0,1218	0,2571	0,3485	0,3525	
-							0,0213	0,0144	0,0520	0,0425	0,0543	0,0633	0,0833	0,0323	0,0374	0,0394	0,0375	0,0612	
+							0,0178	0,0029	0,0519	0,0470	0,0604	0,0721	0,0953	0,0283	0,0332	0,0439	0,0417	0,0702	
2030																			
Wert							0,0779	0,1338	0,1986	0,2449	0,2732	0,2554	0,2863	0,1093	0,1237	0,1731	0,2461	0,1911	
-							0,0213	0,0144	0,0520	0,0425	0,0543	0,0633	0,0833	0,0323	0,0374	0,0394	0,0375	0,0612	
+							0,0178	0,0029	0,0519	0,0470	0,0604	0,0721	0,0953	0,0283	0,0332	0,0439	0,0417	0,0702	
2040																			
Wert							0,1391	0,1338	0,1986	0,1957	0,2358	0,2160	0,2581	0,1898	0,1326	0,1483	0,2210	0,1729	
-							0,0213	0,0144	0,0520	0,0356	0,0442	0,0356	0,0438	0,0323	0,0374	0,0314	0,0295	0,0316	
+							0,0178	0,0029	0,0519	0,0344	0,0432	0,0818	0,0975	0,0283	0,0332	0,0307	0,0284	0,0704	

**A1.3.5 Spezifischer Energieeinsatz nach Anwendungen**
**Tabelle A-1-71: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Lkw in MJ/km**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG						Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert	13,17	22,57	33,05	-	-	-	17,11	29,15	26,05	24,35	32,52	25,35	33,89	16,91	18,13	19,55	19,90	20,30	30,53
-	-	-	1,01	-	-	-	0,85	0,22	0,60	-	1,02	-	1,03	0,71	0,23	0,55	0,64	0,55	0,22
+	-	-	1,53	-	-	-	0,50	0,23	0,71	-	1,54	-	1,33	0,49	0,23	0,57	0,61	0,51	0,22
2030																			
Wert	11,93	20,41	25,49	-	-	-	15,16	25,70	22,85	21,76	24,85	22,68	25,90	11,92	12,72	11,84	12,05	12,33	22,54
-	-	-	0,82	-	-	-	0,78	0,15	0,61	-	0,67	-	0,69	0,62	0,18	0,36	0,44	0,32	0,15
+	-	-	1,39	-	-	-	0,35	0,17	0,54	-	1,32	-	1,27	0,43	0,19	0,44	0,34	0,42	0,13

**Tabelle A-1-72: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Züge in MJ/km**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Wert</b>	52,43	89,85	131,57											60,90	65,29	70,38	71,64	73,10	109,94
-	0,01	0,01	4,02											2,55	0,84	1,98	2,31	1,97	0,78
+	-	-	6,08											1,77	0,83	2,04	2,18	1,84	0,79
2030																			
<b>Wert</b>	52,43	89,72	112,04											52,18	55,65	51,80	52,73	53,98	98,67
-	0,01	-	3,61											2,71	0,79	1,58	1,93	1,42	0,64
+	-	0,01	6,12											1,89	0,82	1,94	1,47	1,82	0,57

**Tabelle A-1-73: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Binnenschiff in kWh/kWh<sub>mech</sub>**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG						Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert	4,36	7,48	10,95	4,02	4,72	6,61								4,16	4,45	4,80	4,89	4,99	7,50
-	-	-	0,33	0,23	0,13	0,20								0,17	0,06	0,14	0,16	0,13	0,05
+	-	-	0,51	0,11	0,14	0,34								0,12	0,06	0,14	0,15	0,13	0,05
2030																			
Wert	4,36	7,47	9,33	4,01	4,71	5,69								3,56	3,80	3,53	3,60	3,68	6,73
-	-	-	0,30	0,21	0,12	0,18								0,19	0,05	0,11	0,13	0,10	0,04
+	-	-	0,51	0,12	0,15	0,29								0,13	0,06	0,13	0,10	0,12	0,04

**Tabelle A-1-74: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Kleinflugzeug in MJ/km**

2030

Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
<b>Wert</b>	195,49	334,55	417,78										284,70	301,78	282,78	288,50	293,54	513,69
-	0,03	-	13,45										13,57	4,36	7,78	8,60	8,57	3,16
+	0,01	0,04	22,81										7,32	4,77	8,52	8,14	9,03	3,28

**Tabelle A-1-75: Spez. Energieeinsatz – Anwendung stoffl. H<sub>2</sub> Nutzung in kWh/kg**

2020																		
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin		Methanol		CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>									
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert														46,69	51,50	57,11	58,65	60,09
-														2,54	0,97	2,32	2,59	2,30
+														2,35	0,93	1,99	2,43	2,34
2030																		
Wert														47,35	51,14	46,93	48,21	49,33
-														2,76	1,00	1,66	1,86	1,96
+														2,18	0,99	1,77	1,77	1,93

**Tabelle A-1-76: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Hochtemperaturwärme in kWh/kWh<sub>th</sub>**

2020														
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin	Methanol	CH <sub>4</sub> /LNG							Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>				
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert			1,24	2,24	1,98	1,84	2,52	1,92	2,64	1,58	1,68	1,86	1,93	1,96
-			0,07	0,02	0,06	-	0,08	-	0,08	0,15	0,03	0,08	0,07	0,08
+			0,04	0,02	0,05	-	0,12	-	0,11	0,01	0,03	0,06	0,07	0,07
2030														
Wert			1,24	2,20	1,94	1,84	2,12	1,92	2,22	1,60	1,67	1,53	1,59	1,61
-			0,06	0,01	0,05	-	0,07	-	0,08	0,15	0,04	0,05	0,06	0,07
+			0,04	0,02	0,05	-	0,10	-	0,11	0,01	0,03	0,06	0,06	0,06



**Tabelle A-1-77: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Niedertemperaturwärme in kWh/kWh<sub>th</sub>**

2020														
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin	Methanol	CH <sub>4</sub> /LNG							Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>				
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert			1,13	2,04	1,81	1,68	2,30	1,75	2,40	1,44	1,53	1,70	1,76	1,79
-			0,07	0,02	0,05	-	0,07	-	0,07	0,14	0,03	0,07	0,07	0,07
+			0,04	0,02	0,04	-	0,11	-	0,10	0,01	0,03	0,06	0,07	0,07
2030														
Wert			1,13	2,01	1,77	1,68	1,93	1,75	2,02	1,45	1,52	1,39	1,45	1,47
-			0,06	0,01	0,05	-	0,06	-	0,07	0,13	0,03	0,05	0,06	0,06
+			0,03	0,01	0,04	-	0,09	-	0,10	0,01	0,03	0,05	0,06	0,06

**Tabelle A-1-78: Spez. Energieeinsatz – Anwendung KWK in kWh/kWh<sub>el+th</sub>**

2020														
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin	Methanol	CH <sub>4</sub> /LNG							Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>				
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert			1,10	2,00	1,77	1,64	2,25	1,72	2,35	1,53	1,63	1,80	1,87	1,90
-			0,07	0,01	0,05	-	0,07	-	0,07	0,15	0,03	0,08	0,07	0,08
+			0,03	0,02	0,04	-	0,10	-	0,10	0,01	0,03	0,06	0,07	0,07
2030														
Wert			1,10	1,96	1,73	1,64	1,90	1,72	1,98	1,55	1,62	1,48	1,54	1,56
-			0,05	0,01	0,05	-	0,06	-	0,07	0,14	0,03	0,05	0,06	0,06
+			0,03	0,01	0,04	-	0,09	-	0,09	0,01	0,03	0,06	0,06	0,06

**Tabelle A-1-79: Spez. Energieeinsatz – Anwendung Rückverstromung in kWh/kWh<sub>el</sub>**

2020														
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin	Methanol	CH <sub>4</sub> /LNG							Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>				
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert			1,89	3,44	3,04	2,82	3,87	2,95	4,04	2,43	2,58	2,86	2,96	3,01
-			0,11	0,03	0,09	-	0,12	-	0,12	0,23	0,05	0,12	0,11	0,12
+			0,06	0,03	0,07	-	0,18	-	0,17	0,01	0,05	0,09	0,11	0,11
2030														
Wert			1,89	3,38	2,97	2,82	3,26	2,95	3,40	2,45	2,56	2,35	2,43	2,47
-			0,09	0,02	0,08	-	0,11	-	0,12	0,23	0,05	0,08	0,09	0,10
+			0,05	0,02	0,07	-	0,16	-	0,16	0,02	0,05	0,09	0,10	0,09

### A1.3.6 Spezifische THG-Emissionen nach Anwendungen

Tabelle A-1-80: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Lkw in gCO<sub>2</sub>-Äq./km

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG					Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert	990,42	40,81	40,80				980,65	409,68	191,46	99,39	99,39	115,91	115,91	910,40	279,16	189,51	189,51	205,62	498,13
-	0,09	0,09	0,09				42,15	109,39	8,79	-	-	-	-	36,46	13,69	-	-	-	91,57
+	0,08	0,09	0,09				35,88	567,42	8,51	-	-	-	-	33,38	12,95	-	-	-	475,64
2030																			
Wert	897,24	35,71	35,71				869,67	323,48	122,78	65,71	65,71	80,78	80,78	666,73	139,07	65,78	65,78	74,75	294,44
-	0,08	0,07	0,08				38,26	107,10	4,98	-	-	-	-	31,47	11,88	-	-	-	98,39
+	0,08	0,09	0,08				26,42	476,94	5,47	-	-	-	-	29,42	9,20	-	-	-	450,10

**Tabelle A-1-81: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Züge in g<sub>CO2-Äq.</sub>/km**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert	3874,92	94,78	94,76											3278,07	1005,17	682,36	682,36	740,37	1793,62
-	0,38	0,38	0,34											131,30	49,31	-	-	-	329,71
+	0,32	0,36	0,37											120,18	46,62	-	-	-	1712,62
2030																			
Wert	3880,29	93,36	93,35											2917,99	608,67	287,88	287,88	327,16	1288,64
-	0,36	0,31	0,36											137,74	52,00	-	-	-	430,62
+	0,35	0,38	0,35											128,78	40,25	-	-	-	1969,89

**Tabelle A-1-82: Spez. THG-Emissionen – Anwendung Binnenschiff in  $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{mech}$**

2020																			
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG						Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Wert</b>	1170,57	37,67	37,67	875,56	31,79	31,79								805,19	246,90	167,61	167,61	181,86	440,57
-	0,11	0,11	0,10	39,76	0,27	0,25								32,25	12,11	-	-	-	80,99
+	0,10	0,11	0,11	29,98	0,23	0,26								29,52	11,45	-	-	-	420,67
2030																			
<b>Wert</b>	1170,57	35,64	35,64	873,76	29,99	29,99								716,75	149,51	70,71	70,71	80,36	316,53
-	0,11	0,09	0,11	37,54	0,23	0,27								33,83	12,77	-	-	-	105,77
+	0,10	0,11	0,11	31,22	0,26	0,30								31,63	9,89	-	-	-	483,87

**Tabelle A-1-83: Spez. THG-Emissionen - Anwendung Kleinflugzeug in g<sub>CO2-Äq./km</sub>**

2030

Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>								
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + Biomethan)	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnah)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnah)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnah)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
Wert	14.395,57	126,24	126,19											15.278,01	3.890,84	2.309,03	2.309,03	2.502,68	7.237,67
-	1,35	1,16	1,34											653,40	246,68	-	-	-	2.042,67
+	1,30	1,41	1,31											610,86	190,94	-	-	-	9.344,33

**Tabelle A-1-84: Spez. THG-Emissionen - Anwendung stoffl. H<sub>2</sub> Nutzung in g<sub>CO2</sub>-Äq./kg**

2020																				
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin		Methanol		CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>											
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)	
Wert													1,56	2,12	4,93	6,97	6,78			
-														0,60	0,69	0,73	0,75	1,18		
+														0,51	0,59	0,81	0,83	1,35		
2030																				
Wert													1,91	2,16	3,25	4,92	3,52			
-														0,60	0,69	0,46	0,47	0,60		
+														0,51	0,59	0,51	0,52	1,36		



**Tabelle A-1-85: Spez. THG-Emissionen - Anwendung Hochtemperaturwärme in  $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{th}$**

2020																		
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin		Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG					Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert						266,62	94,80	29,13	1,42	1,42	6,39	6,39	336,36	42,86	1,17	1,17	8,66	
-						13,90	44,55	2,19	-	-	-	-	17,20	6,49	-	-	-	
+						9,25	159,70	2,98	-	-	-	-	16,31	6,28	-	-	-	
2030																		
Wert						266,62	86,45	20,24	1,42	1,42	6,39	6,39	340,80	40,44	1,17	1,17	6,24	
-						11,11	34,72	1,82	-	-	-	-	18,35	6,69	-	-	-	
+						9,05	158,48	1,67	-	-	-	-	15,00	6,67	-	-	-	

**Tabelle A-1-86: Spez. THG-Emissionen - Anwendung Niedertemperaturwärme in  $g_{CO_2-Aq.}/kWh_{th}$**

2020																		
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin			Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG				Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>							
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert							241,97	85,46	25,64	0,40	0,40	4,92	4,92	305,61	38,27	0,30	0,30	7,12
-							12,66	40,58	1,99	-	-	-	-	15,67	5,91	-	-	-
+							8,43	145,47	2,71	-	-	-	-	14,86	5,72	-	-	-
2030																		
Wert							241,97	77,85	17,54	0,40	0,40	4,92	4,92	309,66	36,06	0,30	0,30	4,92
-							10,12	31,62	1,65	-	-	-	-	16,72	6,10	-	-	-
+							8,24	144,36	1,52	-	-	-	-	13,67	6,08	-	-	-

**Tabelle A-1-87: Spez. THG-Emissionen – Anwendung KWK in  $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el+th}$**

2020																		
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin		Methanol			CH <sub>4</sub> /LNG						Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>						
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin)	(2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas)	(4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)
Wert						238,62	85,29	26,69	1,96	1,96	6,40	6,40	324,60	40,37	-	-	7,25	
-						12,40	39,76	1,95	-	-	-	-	16,66	6,29	-	-	-	
+						8,26	142,51	2,66	-	-	-	-	15,80	6,08	-	-	-	
2030																		
Wert						238,62	77,84	18,76	1,96	1,96	6,40	6,40	328,90	38,03	-	-	4,91	
-						9,91	30,98	1,62	-	-	-	-	17,77	6,48	-	-	-	
+						8,07	141,42	1,49	-	-	-	-	14,53	6,46	-	-	-	

**Tabelle A-1-88: Spez. THG-Emissionen - Anwendung Rückverstromung in g<sub>CO2-Äq./kWh<sub>el</sub></sub>**

2020															
Pfadbeschreibung	Diesel/Kerosin	Methanol	CH <sub>4</sub> /LNG							Wasserstoff (70 MPa)/LH <sub>2</sub>					
	(1) konv. Kraftstoffe (Diesel bzw. Kerosin) (2a) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (2b) PtL-Kraftstoffe (Wind offshore + DAC)	(3) Methanol (ATR, Erdgas) (4a) PtL-Methanol (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> ) (4b) PtL-Methanol (Wind offshore + DAC)	(5) Erdgas (Import)	(6a) Biomethan (Anbaubiomasse)	(6b) Biomethan (Reststoffe)	(7a) PtG (PV/Wind + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7b) PtG (PV/Wind + DAC)	(7c) PtG (Wind offshore + biogenes CO <sub>2</sub> )	(7d) PtG (Wind offshore + DAC)	(8) SMR von Erdgas (verbrauchsnahe)	(9) SMR + CCS (Import)	(10a) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, erzeugungsnahe)	(10b) PtH <sub>2</sub> (PV/Wind, verbrauchsnahe)	(10c) PtH <sub>2</sub> (Wind offshore)	(11) SMR von Biomethan (Anbaubiomasse)
<b>Wert</b>			408,91	145,44	44,75	2,26	2,26	9,88	9,88	515,90	65,86	1,95	1,95	13,43	
-			21,31	68,31	3,35	-	-	-	-	26,37	9,96	-	-	-	
+			14,19	244,87	4,56	-	-	-	-	25,01	9,62	-	-	-	
2030															
<b>Wert</b>			408,91	132,64	31,13	2,26	2,26	9,88	9,88	522,71	62,15	1,95	1,95	9,72	
-			17,04	53,23	2,78	-	-	-	-	28,14	10,26	-	-	-	
+			13,87	243,01	2,56	-	-	-	-	23,01	10,23	-	-	-	

## A1.4 Steckbriefe zu europäischen Förderprogrammen

### A1.4.1 Horizon Europe

<b>Fördernde Institution:</b> Europäische Kommission	<b>Status:</b> In Vorbereitung	<b>Programmdauer:</b> 2021-2027
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist es die Entwicklung von Forschung und Innovation in den Bereichen Gesundheit, Altern, Sicherheit, Umweltverschmutzung und Klimawandel (Industrie, Verkehr, Wärme, Strom) in der EU über nationale und regionale Finanzierung zu fördern.  Gefördert werden Forschungs- und Innovationsvorhaben (bis TRL = 8) in drei Säulen (Wissenschaftsexzellenz; globale Herausforderungen und industrielle Wettbewerbsfähigkeit; Innovation in Europa). Relevant ist bei Säule 2 das Cluster 5 (Klima, Energie und Mobilität).  Im Cluster 5 – Klima, Energie und Mobilität werden unter anderem folgende Bereiche gefördert: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Sektorübergreifende Lösungen für den grünen Wandel (u.a. neue Technologien wie Elektrolyse oder Pyrolyse);</li> <li>▶ Nachhaltige, sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung (u.a. CC(U)S);</li> <li>▶ Saubere und wettbewerbsfähige Lösungen für alle Verkehrsmittel (u.a. Wasserstoff im Verkehr; Technologien und alternative Kraftstoffe für klimaneutralen Flugverkehr; Ammoniak, Wasserstoff, Brennstoffzelle und Speicher für alternative Kraftstoffe auf Schiffen).</li> </ul> Beispiel der Förderung im Rahmen des Vorgängerprogramms „Horizon 2020“: Insgesamt 91 Wasserstoffprojekte 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 20219b] zusammengestellt.		
<b>Art der Förderung:</b> Abhängig vom Förderauftrag	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> Europa
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: Insgesamt: 95,5 Mrd. €. Die Förderraten sind abhängig vom Förderauftrag.		
<b>Zulässige Antragssteller:</b> Abhängig vom Förderauftrag		
<b>Förderrandbedingungen:</b> Abhängig vom Förderauftrag		

**Weiterführende Informationen / Quelle:** [Horizon Europe 2020]

Eine vorläufige Liste aller Förderaufrufe<sup>2</sup> der zum Cluster 5 „Climate, Energy and Mobility“ des „Hydrogen Europe Work Programme“ (Stand Februar 2021) enthielt unter anderem folgende Förderaufrufe im Zusammenhang mit Grünen Gasen enthalten etwa:

- ▶ HORIZON-CL5-2021-D2-01-08: Emerging technologies for a climate neutral Europe
- ▶ HORIZON-CL5-2021-D2-01-09: Methane cracking to usable hydrogen and carbon
- ▶ HORIZON-CL5-2021-D3-02-09: Carbon-negative sustainable biofuel production
- ▶ HORIZON-CL5-2021-D3-02-16: Innovative biomethane production as an energy carrier and a fuel
- ▶ HORIZON-CL5-2022-D3-01-11: Demonstration of innovative forms of storage and their successful operation and integration into innovative energy systems and grid architectures
- ▶ HORIZON-CL5-2022-D3-01-15: Decarbonising industry with CCUS
- ▶ HORIZON-CL5-2021-D3-02-02: Next generation of renewable energy technologies
- ▶ HORIZON-CL5-2022-D3-02-03: Innovative renewable energy carrier production for heating from renewable energies
- ▶ HORIZON-CL5-2022-D3-02-05: Renewable energy carriers from variable renewable electricity surplus and carbon emissions from energy consuming sectors
- ▶ HORIZON-CL5-2021-D5-01-08: Enabling the full integration of very high-power fuel cells in ship design using co-generation and combined cycle solutions for increased efficiency with multiple fuels (ZEWT Partnership)

---

<sup>2</sup> Die endgültige Liste wird nach Bekanntgabe im „Funding & tender Opportunities“-Portal der Europäischen Kommission veröffentlicht, siehe <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/how-to-participate/reference-documents>

### A1.4.2 Innovation Fund

<b>Fördernde Institution:</b> EU-Kommission, INEA (Projektträger) u. European Investment Bank (EIB) (Projektassistenz)	<b>Status:</b> Laufend	<b>Programmdauer:</b> 2020-2030
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck der Förderung ist es in saubere Energie in der Industrie zu investieren und dadurch Wirtschaftswachstum zu fördern, Jobs zu schaffen und die europäische Technologieführerschaft zu stärken.  Gefördert werden Unternehmungen mit hohem Innovationsgrad und große Flaggschiff-Projekte, welche signifikante THG-Reduktion hervorrufen über verschiedene Förderaufrufe in den Bereichen: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ CO<sub>2</sub>-arme innovative Technologien und Prozesse in energieintensiven Industrien, welche CO<sub>2</sub>-intensive ersetzen</li> <li>▶ CCU und CCS</li> <li>▶ Innovative erneuerbare Energien</li> <li>▶ Energie Speicherung</li> </ul> Querschnittsprojekte und kleinere Vorhaben bis 7,5 Mio. € sind ebenfalls förderfähig. Derzeit keine Förderaufrufe. (Stand: August 2021)		
<b>Art der Förderung:</b> Zuschüsse	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> EU-Mitgliedsstaaten, Norwegen, Island
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: 10 Mrd. € aus dem EU Emissions Trading System (EU ETS) und dem NER300 Programm. Förderraten: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Investitions- und Betriebsmehrkosten (bei großen Projekten bis zu 60 %)</li> <li>▶ Investitionskosten (bei kleineren Vorhaben bis zu 60 %)</li> </ul>		
<b>Zulässige Antragssteller:</b> Unternehmen oder Konsortien		
<b>Förderrandbedingungen:</b> Die Projekte werden anhand folgender Kriterien ausgewählt: Wirksamkeit in Bezug auf die Vermeidung von THG-Emissionen, Innovationsgrad, Projektreife, Skalierbarkeit und Kosteneffizienz.		
<b>Weiterführende Informationen / Quelle:</b> [EC 2019] [EC 2019b]		

## A1.5 Steckbriefe zu nationalen Förderprogrammen

### A1.5.1 Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie Phase 2 (NIP II)

<b>Fördernde Institution:</b> BMVI, NOW-GmbH (Programmgesellschaft) und Projektträger Jülich (Projektträger)	<b>Status:</b> Laufend	<b>Programmdauer:</b> 2016-2026
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist es Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie wettbewerbsfähig im Verkehrssektor etablieren.  Gefördert werden Maßnahmen zu Forschung, Entwicklung und Innovation sowie Marktaktivierung in einzelnen Förderaufrufen zu den Bereichen: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Entwicklung, Marktvorbereitung und Beschaffung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für den Einsatz im Verkehr – insbesondere in Personenkraftwagen, Bussen, Nutzfahrzeugen, Schienenfahrzeugen und als Bordstromversorgung für Schiffe und Flugzeuge;</li> <li>▶ Maßnahmen zur Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien;</li> <li>▶ Integration von Wasserstoff in das Kraftstoffportfolio.</li> </ul> Derzeit keine relevanten Förderaufrufe (Stand: August 2021).		
<b>Art der Förderung:</b> Zuschussförderung (Teilfinanzierung)	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> Deutschland
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: 1,4 Mrd. € (40 % für Forschung, Entwicklung, Demonstration und Marktvorbereitung; ca. 60 % für jeweils zeitlich begrenzte unterstützende Maßnahmen der Marktaktivierung)  Umfang der Zuwendungen bei Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation (FuEul): <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Projektbezogene zuwendungsfähige Kosten nach Artikel 25, 27 und 28 AGVO;</li> <li>▶ (industrielle Forschung, Innovationscluster und Investitionen bis zu 50 %; experimentelle Entwicklung bis zu 25 %; Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen o. Ä. mit bis zu 100 %; Helmholtz-Zentren und der Fraunhofer-Gesellschaft mit bis zu 90 %);</li> <li>▶ Bei Gebietskörperschaften sowie weiteren rechtsfähigen Einrichtungen bis zu 80 % Anteilsfinanzierung möglich.</li> </ul> Umfang der Zuwendungen bei Maßnahmen der Marktaktivierung: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben nach Artikel 36 bzw. Artikel 40 (Investitionsmehrkosten bis zu 40 % bzw. bis zu 45 % bei KWK-Anlagen);</li> <li>▶ KMU in Einzelfällen höhere Beihilfen;</li> </ul>		



- ▶ Nach Artikel 56 AGVO darf bei öffentlichen Wasserstofftankstellen der Investitionszuschuss nicht höher sein als die Differenz zwischen den beihilfefähigen Kosten und dem Betriebsgewinn der Investition.

**Zulässige Antragssteller:**

Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Hochschulen, Kommunen, Öffentliche Einrichtungen, Verbände/Vereinigungen

**Förderrandbedingungen:**

Förderrichtlinie für Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation (FuEul):

- ▶ TRL von fünf bis acht werden im Rahmen dieser Förderrichtlinie bevorzugt gefördert;
- ▶ Sowohl Einzelvorhaben als auch Projekte mindestens zwei rechtlich selbstständige Verbundpartner;
- ▶ Einbindung von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) der Zulieferindustrie in Verbundvorhaben besonders erwünscht.

Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung:

- ▶ Nachweisbarer Umweltnutzen.
- ▶ Elektrolyseanlagen müssen mit erneuerbarem Strom betrieben werden.
- ▶ Förderungen nicht kumulierbar, es sei denn, die andere Beihilfe bezieht sich auf unterschiedliche bestimmbare beihilfefähige Kosten, oder es wird die höchste nach AGVO für diese Beihilfen geltende Beihilfeintensität bzw. der höchste nach AGVO für diese Beihilfen geltende Beihilfebetrag nicht überschritten.

**Weiterführende Informationen / Quelle:** [PTJ 2021c] [BMVI 2021] [NOW 2021e]

### A1.5.2 Dekarbonisierung in der Industrie

<b>Fördernde Institution:</b> BMU, UBA, ZUG gGmbH u. KEI Cottbus (Projektträger)	<b>Status:</b> Laufend	<b>Programmdauer:</b> 2021-2024
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck der Förderung ist es die energieintensive Industrie in Deutschland auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität zu unterstützen.  Gefördert wird die Forschung und Entwicklung, die Erprobung in Versuchs- bzw. Pilotanlagen und Investitionen in Anlagen im industriellen Maßstab in energieintensiven Industrien mit prozessbedingten Emissionen, die geeignet sind, die Treibhausgasemissionen möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren. Hierzu gehören: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Treibhausgasarme/-neutrale Herstellungsverfahren,</li> <li>▶ Innovative und hocheffiziente Verfahren zur Umstellung auf strombasierte Verfahren,</li> <li>▶ Integrierte Produktionsverfahren sowie innovative Verfahrenskombinationen,</li> <li>▶ Erforschung, Entwicklung und Erprobung von Alternativen zu Produkten, die in ihrer Herstellung prozessbedingte Emissionen verursachen,</li> <li>▶ Treibhausgasarme oder -neutrale Herstellungsverfahren für diese alternativen Produkte und Investitionen in Anlagen,</li> <li>▶ Brückentechnologien für substanzielle Schritte hin zur Treibhausgasneutralität,</li> <li>▶ Monitoring und Evaluierung zur Erfolgskontrolle</li> </ul> Das Einreichen von Projektskizzen (zweistufiges Antragsverfahren) ist kontinuierlich möglich.		
<b>Art der Förderung:</b> Investitionszuschuss (Anteilsfinanzierung)	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> Deutschland
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: 1,89 Mrd. € aus dem Energie- und Klimafonds (EKF)  Umfang der Zuwendungen bei Forschung und Entwicklung: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Projektbezogene förderfähige Kosten nach Artikel 25 AGVO             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ industrielle Forschung (70 % für kleine Unternehmen; 60 % für mittlere Unternehmen; 50 % für große Unternehmen; aber max. 20 Mio. €)</li> <li>○ experimentelle Entwicklung (45 % für kleine Unternehmen; 35 % für mittlere Unternehmen; 25 % für große Unternehmen; aber max. 15 Mio. €)</li> <li>○ Durchführbarkeitsstudien (70 % für kleine Unternehmen; 60 % für mittlere Unternehmen; 50 % für große Unternehmen; aber max. 7,5 Mio. € pro Studie)</li> </ul> </li> <li>▶ Aufschläge möglich</li> </ul>		

## Umfang der Zuwendungen bei Investitionsvorhaben:

- ▶ Projektbezogene förderfähige Kosten nach Artikel 36 AGVO
- ▶ (kleine Unternehmen bis zu 60 %; mittlere Unternehmen bis zu 50 %; große Unternehmen bis zu 40 %; aber max. 15 Mio. €)
- ▶ Aufschläge möglich

## Umfang der Zuwendungen bei Energie aus erneuerbaren Quellen:

- ▶ Projektbezogene förderfähige Kosten nach Artikel 41 AGVO
- ▶ (65 % für kleine Unternehmen, 55 % für mittlere Unternehmen und 45 % für große Unternehmen; bzw. 50 % für kleine Unternehmen, 40 % für mittlere Unternehmen und 30 % für große Unternehmen bei kleinen Anlagen ohne vergleichbare Referenzinvestition; aber max. 15 Mio. €)
- ▶ Aufschläge möglich

**Zulässige Antragssteller:**

Unternehmen sowie Konsortien von Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft

**Förderrandbedingungen:**

Förderrichtlinie zur Dekarbonisierung der Industrie:

- ▶ Projekte müssen Ziel haben prozessbedingte THG zu senken und fossile Energie langfristig zu ersetzen
- ▶ Industrielle Forschung ab TRL 4
- ▶ nicht gefördert: Grundlagenforschung, Maßnahmen mit Schwerpunkt Energie- und Ressourceneffizienz, Konstruktionstechniken im Leichtbau und Projekte zur CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS) sowie zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit dem Ziel der CO<sub>2</sub>-Speicherung
- ▶ Antragsberechtigte müssen in einer vom EU-Emissionshandel erfassten Branche tätig sein, Anlagen planen oder betreiben, die nach den Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigt sind und ihre Betriebsstätte oder Niederlassung in Deutschland haben und die Umsetzung des Förderprojekts in Deutschland planen
- ▶ Eine Kumulierung mit Fördermitteln aus anderen Programmen (EU, Bund, Länder) ist unter Berücksichtigung der Kumulierungsregeln nach Artikel 8 AGVO möglich

**Weiterführende Informationen / Quelle:** [KEI 2021] [BMU 2021]

### A1.5.3 Angewandte Energieforschung im 7. Energieforschungsprogramm

<b>Fördernde Institution:</b> BMWi u. Projektträger Jülich (Projektträger)	<b>Status:</b> Laufend	<b>Programmdauer:</b> 2018-Juni 2024
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist es neue Technologien für die Energieversorgung von Industrie, Verkehr und Wärme von morgen zu erforschen und zu entwickeln.  Gefördert wird angewandte Forschung, Entwicklung und Innovation von Energietechnologien (TRL 3 bis TRL 9) über verschiedene Förderaufrufe in einem oder mehreren der nachstehend genannten Forschungsbereiche: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Energienutzung in den Verbrauchssektoren</li> <li>▶ Energiebereitstellung</li> <li>▶ Systemintegration</li> <li>▶ Systemübergreifende Forschungsthemen</li> </ul> Begleitstudien zu gesellschaftlichen Fragen der Energiewende und zur sozialen Akzeptanz der Technologieentwicklungen sowie wissenschaftliche Querauswertungen und Analysen sind bei größeren Forschungsprojekten grundsätzlich förderfähig.  Aktuelle relevante Förderinitiative (Bewerbungsverfahren): <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ „Reallabore der Energiewende“ (Fortsetzung)</li> </ul> Aktuelle relevante Förderaufrufe (Antragsverfahren, Einreichung bis 31.12.2022): <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Brennstoffzellen</li> <li>▶ Digitalisierung der Energiewende</li> <li>▶ Energiewende im Verkehr</li> <li>▶ Energiewende und Gesellschaft</li> <li>▶ Gebäude und Quartiere</li> <li>▶ Geothermie</li> <li>▶ Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen</li> <li>▶ Photovoltaik</li> <li>▶ Ressourceneffizienz im Kontext der Energiewende</li> <li>▶ Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien</li> <li>▶ Stromnetze</li> <li>▶ Stromspeicher</li> <li>▶ Technologien für die CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft</li> <li>▶ Technologieorientierte Systemanalyse</li> <li>▶ Thermische Kraftwerke</li> <li>▶ Wasserkraft und Meeresenergie</li> <li>▶ Windenergie</li> <li>▶ Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe</li> </ul>		
<b>Art der Förderung:</b>	<b>Projektlaufzeiten:</b>	<b>Regionale Einschränkungen:</b>

Zuschussförderung (Anteilsfinanzierung)	k/A	Deutschland (international)
<p><b>Förderhöhe:</b>                  Fördervolumen: 200 Mio. € aus Förderbudget des 7. Energieforschungsprogramms<sup>3</sup>                  Umfang der Zuwendungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zuwendungsfähige projektbezogene Kosten nach den Artikeln 21, 22, 25, 26, 27, 28, 29, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 46 und 48 AGVO                      (Unternehmen bis zu 50 %; Hochschulen/Forschungseinrichtungen bis zu 100 %)</li> <li>▶ Bonus für KMU bis zu 80 % Förderquote möglich</li> </ul>		
<p><b>Zulässige Antragssteller:</b>                  Hochschulen, Forschungseinrichtung, Unternehmen</p>		
<p><b>Förderrandbedingungen:</b>                  Förderbekanntmachung Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Technologieentwicklungen mit Entwicklungsziel von TRL 3 bis TRL 9</li> <li>▶ Verbundprojekte sind in einer Kooperationsvereinbarung zu regeln, inkl. Koordinator</li> <li>▶ Verbundprojekte mit Beteiligung aus Wirtschaft und Wissenschaft sind besonders erwünscht</li> <li>▶ Bearbeitung der oben genannten FuE-Themen in internationalen Kooperationen ist gewünscht und wird besonders unterstützt.</li> <li>▶ Förderung von Verbundprojekten mit ausländischen Partnern ist möglich                      (ausländischen Partner haben ihre Aufwendungen ohne Bundeszuwendung zu finanzieren)</li> <li>▶ Kumulierung mit anderen öffentlichen Förderprogrammen richtet sich nach Artikel 8 AGVO</li> </ul>		
<p><b>Weiterführende Informationen / Quelle:</b> [BMWi 2018] [PtJ 2021] [BMWi 2021]</p>		

<sup>3</sup> Gesamtmittel des 7. Energieforschungsprogramms: 6.4 Mrd. €, aufgeteilt auf unterschiedliche Ressorts.

#### A1.5.4 Anwendungsorientierte Grundlagenforschung Energie im 7. Energieforschungsprogramm

<b>Fördernde Institution:</b> BMBF u. Projektträger Jülich (Projektträger)	<b>Status:</b> Laufend	<b>Programmdauer:</b> 2019-2021
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist es die technologischen, ökonomischen und sozialen Innovationen bereitzustellen, um ein nachhaltiges Energiesystem in Deutschland aufzubauen und richtet sich dabei an die Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme.  Gefördert wird Forschung und Entwicklung innovativer Energietechnologien im Grundlagenbereich, die einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten können, über verschiedene Förderinitiativen u.a. in den Handlungsfeldern: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Forschung für eine klimaschonende Mobilität: Neue und synthetische Kraftstoffe, Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor</li> <li>▶ Großskalige Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien; Transport und Sicherheit von Wasserstoff; industrielle Weiterverarbeitung</li> <li>▶ Branchen- und sektorenspezifische Fördervorhaben zum Strukturwandel in der Industrie: Insbesondere für energieintensive Prozesse sollen deutsche Schlüsselindustrien und Kernbranchen zukunftsfest gemacht werden, z. B. Stahl, Chemie, Aluminium</li> <li>▶ Projekte zur Umsetzung der Sektorkopplung in der Energiewende durch gezielte Nutzung von CO<sub>2</sub> im industriellen Maßstab, z. B. zur Speicherung und zum Transport erneuerbarer Energien</li> </ul> Aktuelle relevante Förderinitiativen (zweistufiges Antragsverfahren; unbefristet): <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Sofortinitiative zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung für eine klimaneutrale Industrie, Mobilität und Wärmeversorgung rund um grünen Wasserstoff</li> <li>○ Für Projekte der Grundlagenforschung mit dem Fokus Materialforschung, Systemstudien und mögliche Schlüsseltechnologien der nächsten und übernächsten Generationen</li> </ul> </li> </ul>		
<b>Art der Förderung:</b> Zuschussförderung	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> Deutschland (internat.)
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: ca. 310 Mio. € (2020-2023) <sup>4</sup> Umfang der Zuwendungen: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zuwendungsfähige projektbezogene Kosten nach den Artikeln 25, 27 und 28 AGVO</li> </ul>		

<sup>4</sup> Gesamtmittel des 7. Energieforschungsprogramms: 6.4 Mrd. €, aufgeteilt auf unterschiedliche Ressorts.

(Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen projektbezogene Ausgaben bis zu 100 %; Unternehmen und Forschungseinrichtungen (gewerblich) bis zu 50 %)

- ▶ Bei Hochschulen und Universitätskliniken zusätzliche Projektpauschale von 20 %

**Zulässige Antragssteller:**

Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen, Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft und andere juristische Personen des öffentlichen oder privaten Rechts.

**Förderrandbedingungen:**

Bekanntmachung zur Förderung von Zuwendungen im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Innovationen für die Energiewende“:

- ▶ Voraussetzung für die Förderung ist ein zu erwartender wissenschaftlicher Fortschritt und eine hohe Realisierungs- und Erfolgchance im Sinne dieser Bekanntmachung (Die Antragstellenden müssen durch einschlägige wissenschaftliche Vorarbeiten ausgewiesen sein und eine hohe Bereitschaft zur Zusammenarbeit mitbringen)
- ▶ Im Rahmen von Verbundvorhaben dürfen keine mittelbaren Beihilfen an Unternehmen fließen
- ▶ In Fällen bilateraler oder multilateraler Kooperationen ist eine Förderung von Antragstellern außerhalb Deutschlands im Rahmen der europäischen bzw. sonstigen internationalen Forschungsk Kooperationen des BMBF durch Zuwendungsvertrag grundsätzlich möglich
- ▶ Eine Kumulierung mit anderen Beihilfen ist nach Artikel 8 AGVO möglich

**Weiterführende Informationen / Quelle:**

[PtJ 2021b] [BMBF 2020]

### A1.5.5 Förderrichtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr

<b>Fördernde Institution:</b> BMVI, NOW GmbH (Programmgesellschaft) und Projektträger Jülich (Projektträger)	<b>Status:</b> laufend	<b>Programmdauer:</b> 2021-2024
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist die Erhöhung des Anteils emissionsarmer Antriebe im Schienenverkehr.  Gefördert werden Investitionen in klimafreundliche Technologien, die zu einer Marktaktivierung führen, über verschiedene Förderaufrufe: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Beschaffung von innovativen Schienenfahrzeugen oder die Umrüstung auf alternative Antriebe, die für nicht elektrifizierte Strecken eine signifikante CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber konventionellen Dieselfahrzeugen aufweisen</li> <li>▶ Bau bzw. Umbau von Lade- und Betankungsinfrastruktur für den Einsatz innovativer Schienenfahrzeuge im deutschen Eisenbahnnetz</li> <li>▶ Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff für den Schienenverkehr</li> <li>▶ Erstellung von Studien zu oben genannten Einsatzmöglichkeiten</li> </ul> Derzeit keine relevanten Förderaufrufe. (Stand: August 2021)		
<b>Art der Förderung:</b> Zuschussförderung	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> Deutschland
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: 1 Mrd. €  Umfang der Zuwendungen bei Beschaffung innovativer Schienenfahrzeuge oder Umrüstung: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zuwendungsfähige projektbezogene Ausgaben nach Artikel 36 AGVO (40 % Förderquote)</li> <li>▶ Bonus für KMU 60 % bzw. 50 % Förderquote möglich</li> </ul> Umfang der Zuwendungen bei Bau bzw. Umbau von Lade- und H <sub>2</sub> -Betankungsinfrastruktur: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben nach Artikel 56 AGVO (45 % Förderquote)</li> <li>▶ Bonus für KMU 65 % bzw. 55 % Förderquote möglich</li> </ul> Umfang der Zuwendungen bei Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gesamtinvestitionsausgaben zur Errichtung der Anlage nach Artikel 41 AGVO (45 % Förderquote)</li> <li>▶ Bonus für KMU 65 % bzw. 55 % Förderquote möglich</li> </ul> Umfang der Zuwendungen bei der Erstellung von Studien zu Einsatzmöglichkeiten: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben nach Artikel 49 AGVO (50 % Förderquote)</li> <li>▶ Bonus für KMU 70 % bzw. 60 % Förderquote möglich</li> </ul>		



- ▶ Handelt es sich bei der Zuwendung nicht um eine Beihilfe 80 % möglich

Nur Investitionsmehrausgaben oder die Ausgaben für eine Umrüstung, keine Förderung von Betriebskosten.

**Zulässige Antragssteller:**

Juristische Personen des öffentlichen Rechts und des Privatrechts, soweit sie wirtschaftlich tätig sind.

**Förderrandbedingungen:**

Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr:

- ▶ Vorhaben dürfen vor Bewilligung noch nicht begonnen worden sein
- ▶ Elektrolyseanlagen müssen zu 100 % mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden
- ▶ Die Zuwendungen dürfen nicht kumuliert werden, es sei denn die andere Beihilfe bezieht sich auf unterschiedliche bestimmbare beihilfefähige Kosten, oder es wird die höchste nach dieser Förderrichtlinie für diese Beihilfen geltende Beihilfeintensität nicht überschritten

**Weiterführende Informationen / Quelle:** [BMVI 2021b]

### A1.5.6 Förderrichtlinie zu Entwicklungsvorhaben regenerativer Kraftstoffe

<b>Fördernde Institution:</b> BMVI, NOW GmbH (Programmgesellschaft)	<b>Status:</b> Laufend	<b>Programmdauer:</b> 2021-2024
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist die Weiterentwicklung und Optimierung von einzelnen Produktionsschritten und -verfahren regenerativer Kraftstoffe. Die Richtlinie ist Teil des Förderkonzepts für erneuerbare Kraftstoffe und richtet sich an den Verkehrssektor.  Gefördert werden Maßnahmen der Demonstration, Innovation und Marktvorbereitung zur Entwicklung regenerativer Kraftstoffe. Der Fokus liegt auf anwendungsorientierten Projekten (keine Grundlagenforschung): <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben bzw. Durchführbarkeitsstudien</li> <li>▶ Innovationscluster und innovationsunterstützende Dienstleistungen, um die Vernetzung und Begleitung der Entwicklungstätigkeiten sowie die Zertifizierung neuartiger Verfahren zur Erzeugung alternativer Kraftstoffe zu unterstützen</li> </ul> Das Einreichen von Projektskizzen (zweistufiges Antragsverfahren) ist kontinuierlich möglich.		
<b>Art der Förderung:</b> Zuschussförderung (Anteilsfinanzierung)	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> k/A
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: 640 Mio. €  Umfang der Zuwendungen bei Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen und vergleichbare Institutionen, Gebietskörperschaften oder gemeinnützige Organisationen, die nicht in den Bereich der wirtschaftlichen Tätigkeiten fallen: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zuwendungsfähige projektbezogene Ausgaben (bzw. Kosten bei Heimholz-Zentren und der Fraunhofer-Gesellschaft) (Förderquote: bis zu 100%)</li> </ul> Umfang der Zuwendungen bei Forschung- und Entwicklung: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Projektbezogene förderfähige Kosten nach Artikel 25 AGVO             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ industrielle Forschung oder Durchführbarkeitsstudien (Förderquote 50%)</li> <li>○ experimentelle Entwicklung (Förderquote 25%)</li> </ul> </li> <li>▶ Gebietskörperschaften sowie weiteren rechtsfähigen Organisationen bis zu 80%</li> <li>▶ Aufschläge möglich</li> </ul> Umfang der Zuwendungen bei Innovationsclustern: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Projektbezogene förderfähige Kosten nach Artikel 27 AGVO (Förderquote 50%)</li> </ul>		

- ▶ Beihilfen für Innovationsberatungsdienste und innovationsunterstützende Dienstleistungen bis zu 100 % (maximal 200.000 Euro pro Unternehmen in drei Jahren)
- ▶ Gebietskörperschaften sowie weiteren rechtsfähigen Organisationen bis zu 80%

Maximalbeiträge für Beihilfen nach Artikel 4 AGVO.

#### Zulässige Antragssteller:

Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft (insbesondere KMU), kommunale Unternehmen, Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen.

In begründeten Fällen: gemeinnützigen Organisationen, Gebietskörperschaften sowie Anstalten des öffentlichen Rechts und eingetragenen Vereinen.

#### Förderrandbedingungen:

Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Entwicklung regenerativer Kraftstoffe:

- ▶ Vorhaben dürfen vor Bewilligung noch nicht begonnen worden sein
- ▶ Verbundprojekte möglich (Verbundkoordinator erforderlich)
- ▶ Keine Projekte der Grundlagenforschung

Weiterführende Informationen / Quelle: [BMVI 2021d]

### A1.5.7 Förderrichtlinie zu klimafreundlichen Nutzfahrzeugen

<b>Fördernde Institution:</b> BMVI, BAG (Bewilligungsbehörde) und NOW GmbH (Programmgesellschaft)	<b>Status:</b> laufend	<b>Programmdauer:</b> 2021-2024
<b>Förderzweck und -Gegenstand:</b> Zweck des Programmes ist zu der schnelleren Verbreitung alternativer emissionsarmer Nutzfahrzeuge beizutragen und einen Beitrag zur Marktaktivierung bzw. zum Markthochlauf für klimafreundliche Nutzfahrzeuge zu leisten.  Gefördert werden Mehrausgaben bei der Anschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (Batterie, Wasserstoff-Brennstoffzelle, Oberleitung), über verschiedene Förderaufrufe: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Anschaffung von klimafreundlichen Nutzfahrzeugen der EG-Fahrzeugklassen N1, N2 und N3 und auf alternative Antriebe umgerüstete Nutzfahrzeuge der EG-Fahrzeugklassen N2 und N3 (KsN)</li> <li>▶ Tank- und Ladeinfrastruktur, die für den Betrieb der klimafreundlichen Nutzfahrzeuge erforderlich sind - eine Aufnahme von Wasserstofftankstelleninfrastruktur in die Förderung ist für die nächsten Förderaufrufe geplant (KsI)</li> <li>▶ Machbarkeitsstudien zu Einsatzmöglichkeiten von klimafreundlichen Nutzfahrzeugen sowie der Errichtung bzw. Erweiterung entsprechender Infrastruktur (MBS)</li> </ul> Aktuelle relevante Förderaufrufe (Antragsverfahren, Einreichung bis 27.09.2021): <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Förderung von klimaschonenden Nutzfahrzeugen und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur (08/2021)</li> <li>▶ Förderung von Machbarkeitsstudien (08/2021)</li> </ul>		
<b>Art der Förderung:</b> Zuschussförderung	<b>Projektlaufzeiten:</b> k/A	<b>Regionale Einschränkungen:</b> Deutschland
<b>Förderhöhe:</b> Fördervolumen: 1,6 Mrd. €  Umfang der Zuwendungen für Fahrzeuge: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Investitionsmehrausgaben im Vergleich zu einem Nutzfahrzeug mit konventionellem Antrieb der Schadstoffklasse Euro 6/Euro VI bzw. der jeweils geltenden höchsten Schadstoffklasse (80% Förderquote)</li> </ul> Umfang der Zuwendungen für Tank- und Ladeinfrastruktur: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben nach Nummer 2.7.1. und 2.7.2. der Förderrichtlinie (80 % Förderquote)</li> </ul> Umfang der Zuwendungen für Machbarkeitsstudien:		

- ▶ zuwendungsfähigen projektbezogenen Ausgaben nach Nummer 2.8. der Förderrichtlinie (50 % Förderquote)

Maximale Zuwendung darf pro Antragssteller und Kalenderjahr 15 Mio. € nicht überschreiten.

#### Zulässige Antragsteller:

Unternehmen des privaten Rechts, kommunale Unternehmen, Körperschaften, Anstalten des öffentlichen Rechts, eingetragene Vereine, kommunale Eigenbetriebe über die Kommune. Leasing- oder Mietgeber sind ebenfalls berechtigt.

#### Förderrandbedingungen:

Richtlinie über die Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur:

- ▶ Vorhaben dürfen vor der Bewilligung noch nicht begonnen worden sein
- ▶ Voraussetzung für die Förderung von Tank- und Ladeinfrastruktur ist, dass mindestens ein klimafreundliches Nutzfahrzeug angeschafft wurde
- ▶ Die geförderte Tank- und Ladeinfrastruktur muss dem Stand der Technik, dem Mess- und Eichrecht und den einschlägigen rechtlichen Anforderungen entsprechen
- ▶ Für die Bewilligung von Fördermitteln für Tank- und Ladeinfrastruktur muss vor Antragstellung und mit Antragseinreichung eine Standortfestlegung durch den Antragsteller erfolgen
- ▶ Fahrzeuge und Tank- und Ladeinfrastruktur müssen mindestens vier Jahre ununterbrochen in der Bundesrepublik Deutschland auf den Zuwendungsempfänger zugelassen und/oder registriert bleiben
- ▶ Eine Kumulierung mit anderen öffentlichen Fördermitteln ist ausgeschlossen

Weiterführende Informationen / Quelle: [BMVI 2021e]

---

## 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

Im Rahmen der „Potenzialstudie Grüne Gase“ wurde am 30. März 2021 ein Workshop zur Vorstellung und Diskussion ausgewählter Inhalte aus den Arbeitspaketen 1 und 2 durchgeführt. Teilnehmer waren Vertreter wichtiger regionaler Akteure aus Industrie und Politik. Die (Zwischen-) Ergebnisse wurden in Form der folgenden zehn Thesen präsentiert. Die Teilnehmer waren angehalten, ihre Meinungen und Einschätzungen vorzutragen.

#### These 1: METHAN

**Gerade die kurzfristigen Vorteile von Biomethan zur kostengünstigen THG-Senkung in Wärme- und Stromsektor als regelbare Leistung sollten nicht unterschätzt werden. Die Potenzialbeschränkungen erlauben allerdings nur eine Teilsubstitution des heutigen Erdgaseinsatzes, langfristig kann PtCH<sub>4</sub> hier ergänzend beitragen.**

Die These fand generelle Zustimmung, vor allem durch Vertreter im Biomasse- und Gasbereich. Während Wasserstoff nur langfristig als Substitution für die klassischen Erdgasanwendungen im Wärmebereich gesehen wird, hat Biomethan das Potenzial, hier bereits kurzfristig als Einstieg in dekarbonisierte Gase zu dienen. Allerdings wird auf das aktuell schwierige Marktumfeld für Biomethan verwiesen: Unter Beibehaltung der aktuellen Rahmenbedingungen würde sich ein Ausbau der Produktionskapazität wohl auf große Anlagen beschränken, während damit zu rechnen ist, dass viele kleinere Anlagen in den nächsten Jahren nach Ablauf der bisherigen Förderungen verschwinden werden. Sowohl die zukünftige Rolle von Anbaubiomasse und der Verwertung von Reststoffen als auch die mittel- bis langfristige Bedeutung von synthetischem Methan (PtCH<sub>4</sub>) sind für die Region weiter zu diskutieren. Jedoch ist eine Wirtschaftlichkeit von PtCH<sub>4</sub> im Wärmebereich kurzfristig nicht zu erkennen, in anderen Bereichen wie der Mobilität wird seine Anwendung im Vergleich zum direkten Wasserstoffeinsatz in Brennstoffzellen zusätzlich durch im Vergleich schlechtere Wirkungsgrade sowie Schadstoff- und Lärmemissionen erschwert.

#### These 2: WASSERSTOFF

**Ein sektorübergreifender Einsatz von H<sub>2</sub> als Transport- und Speichermedium erscheint langfristig alternativlos. Die Einführung grünen Wasserstoffs sollte kurzfristig über den Verkehrssektor (v.a. Lkw) geschehen, während (importierter)**

### **blauer Wasserstoff mittelfristig eine kostengünstige (Übergangs-) Alternative für die Industrie darstellt.**

Die große Bedeutung von grünem Wasserstoff als wichtige politische Option zur Dekarbonisierung des Energiesystems wurde in der Runde unterstützt. Gerade die Vertreter der Gasbranche und Industrie drängen jedoch auch auf eine technologieoffene Nutzung von blauem und türkischem Wasserstoff. Hierbei wurde aber auch die Frage nach den verfügbaren CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzialen in Europa aufgeworfen, die deutlich geringer ausfallen könnten als bisher angegeben, sowie deren zeitlicher Verfügbarkeit. Auch muss blauer bzw. türkiser Wasserstoff zeitnah verfügbar gemacht werden, um seine Einsatzpotenziale nicht zu verspielen, gerade auch im Angesicht möglicher kostengünstiger Importe von grünem Wasserstoff nach Deutschland. Ein funktionierendes Zertifikate-System wird hierbei als erforderlich angesehen. Sinnvoll ist auch in jedem Fall eine kurzfristige Verfügbarmachung deutscher bzw. regionaler Fördermittel, gerne auch in Kombination.

Der Aufbau der erforderlichen H<sub>2</sub>-Transport- und -Verteilinfrastruktur ist stark mit der regionalen Nachfrage nach Wasserstoff verbunden. Die Industrie wird hierbei wegen ihrer skalierenden Wirkung auf die Errichtung eines Gasnetz-Backbones als wesentlicher Treiber gesehen. Die aktuelle Zurückhaltung bzw. Vorfestlegung der Politik und von Teilen der Automobilindustrie auf die batterieelektrische Mobilität (auch im Schwerlastverkehr) werden gerade auch im Hinblick auf internationale Entwicklungen vor allen Dingen in Asien kritisiert und bergen das Risiko, den notwendigen Einstieg in eine künftig breite Wasserstoffmobilität heute zu verpassen.

### **These 3: POWER-TO-LIQUID**

### **Wegen der hohen Bereitstellungskosten und Umwandlungsverluste wird der Einsatz von PtL-Kraftstoffen auch langfristig auf schwer dekarbonisierbare Anwendungen (v.a. Luft- und Schifffahrt) begrenzt sein. Trotzdem kann in einer Übergangsphase, die dadurch ermöglichte Weiternutzung bestehender Flotten sinnvoll sein.**

Die Bedeutung von PtL-Kraftstoffen erscheint gerade für die Region vor allem mit Blick auf den Flughafen Leipzig interessant. Um eine Markteinführung zu erreichen, sind allerdings deutliche Kostensenkungen sowie hohe CO<sub>2</sub>-Preise erforderlich. Insofern wäre eine Quotenregelung zu unterstützen, um den Anteil von PtL-Kraftstoffen schrittweise zu erhöhen. Im Bereich Schifffahrt wurde überdies auf die mögliche Rolle von Ammoniak (produziert aus erneuerbarem Wasserstoff) als Treibstoff hingewiesen.

#### These 4: DEKARBONISIERUNGSLÜCKE

Wenn die Dekarbonisierungslücke in der IRMD bis 2040/50 geschlossen werden soll, wird der Bedarf an erneuerbaren Energien für Grüne Gase selbst bei optimalen Rahmenbedingungen (Kosten, Flächen) nicht aus der Region heraus gedeckt werden können.

#### These 5: WASSERSTOFFBEDARF

Allein die Substitution der heutigen (fossil-basierten) Wasserstoffproduktion von 2,1 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a in der IRMD benötigt eine Elektrolyseleistung von 1,1 GWel und eine entsprechende Menge erneuerbarer Energie von 10 TWh/a. Das entspricht etwa 650 Windenergieanlagen mit jeweils 4 MW Leistung. Darüber hinaus wird der Wasserstoffbedarf durch neue entstehende Anwendungsbereiche in der IRMD weiter steigen.

#### These 6: ZENTRALITÄT

Momentan findet die Produktion von Wasserstoff in der IRMD nahezu ausschließlich zentral statt und wird über Pipeline und Straße verteilt. Zukünftig wird die Herstellung vermehrt dezentral beim Verbraucher erfolgen.

#### Zu den Thesen 4, 5 und 6:

Der Bedarf an zusätzlichen erneuerbaren Energien wurde intensiv diskutiert. Das sächsische Ausbauziel von zusätzlich 10 TWh Jahreserzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 entspricht zwar rechnerisch dem Bedarf für die Substitution der heutigen Produktion an grauem Wasserstoff, ist jedoch nicht allein für die Bereiche Wasserstoff und E-Mobilität gedacht. Es besteht Einverständnis darüber, dass der Bedarf an grünem Wasserstoff nur dann gedeckt werden kann, wenn die Ausbauziele für die heimische Produktion von grünem Strom vervielfacht würden. Das dürfte in der Innovationsregion Mitteldeutschland aufgrund von Flächenrestriktionen nur begrenzt darstellbar sein.

Wenn Wasserstoff in vielen Anwendungsfeldern genutzt werden soll, wird es neben zentralen Backbone-Erzeugungsanlagen auch dezentrale Erzeugungsanlagen z. B. in interessierten Industriebetrieben und in der Kommunalwirtschaft, sowie bei SPNV und ÖPNV geben müssen. Entscheidend wird sein, wie sich die Preisrelationen (CO<sub>2</sub>-Kosten) entwickeln.

#### These 7: INFRASTRUKTUR

Die IRMD verfügt über eine sehr gute Ausgangssituation in Bezug auf die Wasserstoff-Infrastruktur. Um diese Vorteile auch in zukünftige regionale Wertschöpfung zu



**übertragen, müssen zeitnah wichtige Infrastrukturvorhaben angegangen werden, einschließlich der Bereitstellung von Speicherkapazitäten.**

Für eine breitere Marktdurchdringung mit grünem Wasserstoff müssen Angebot und Nachfrage über den Mediator Infrastruktur zusammengeführt werden. Mittelfristig sollten die Gasnetze H<sub>2</sub>-ready gemacht werden und hinreichende Speicherkapazitäten verfügbar sein. Übergangsweise kann der Wasserstoff in überschaubarer Menge auch auf der Straße oder per Schiene transportiert werden, wie es auch heute schon geschieht. Die Planung und Vorbereitung von Investitionsentscheidungen sollten jedoch zügig angegangen werden. Dies gilt für die Umstellung der Gasinfrastruktur ebenso für den Ausbau und die Verlängerung der Wasserstoff-Pipeline. Nicht zu spät bedarf es einer stärkeren regulatorischen Zusammenführung beider Infrastrukturen. Mit Blick auf die bestehende Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff im Chemiedreieck sehen die Teilnehmer gute Voraussetzungen gegeben, um die Erschließung weiterer Industriekunden voranzutreiben.

### These 8: BIOGENE GASE

**Der Ausbau, der in der IRMD vorhandenen Biogas- und Biomethanproduktion ist für eine rasche Dekarbonisierung im Wärmesektor essenziell und bietet überdies wichtige Impulse zur industriellen Standortsicherung.**

Dazu sind für kleinere (landwirtschaftliche) Biogasanlagen andere Vermarktungsformen zu finden. Die Poolbildung, die beim Verkauf des Stroms aus KWK-Anlagen heute schon Praxis ist, kann auf die Gasseite ausgedehnt werden. Das bedeutet die Verknüpfung mehrerer Biogasanlagen in räumlicher Nähe über ein Mikrogasnetz und gemeinsame Einspeisung in das Erdgasnetz. Besonders wichtig ist das für Anlagen, die aus der EEG-Förderung fallen. Neu gebaut werden sollten möglichst nur noch leistungsstarke Biomethan-Einspeiseanlagen, aber auch dafür müssen Flächen bereitgestellt und die Bewirtschaftung biogener Abfälle effizienter organisiert werden. Biomethan wird nach der Einschätzung einiger Teilnehmer im Wärmemarkt und auch als Bio-LNG im Schwerlastverkehr eine zunehmende Rolle spielen.

### These 9: BIOGENE GAS VERSUS WASSERSTOFF

**Wasserstoff und Biomethan sind in der IRDM keine Widersacher, sondern können sich optimal ergänzen, um eine breite regionale Wertschöpfung zu ermöglichen.**

Die ergänzende Rolle von Wasserstoff und Biomethan kann sowohl unter den Gesichtspunkten der Kosteneffizienz durch Marktaufteilung als auch in denselben Märkten durch Wettbewerb stattfinden. Entscheidend dafür sind die Kosten. Der Schlüssel für beide Energien im Verhältnis zu den fossilen ist die Veränderung der Preisrelationen, entweder durch Subventionen (dauerhaft nicht gut) oder durch hinreichend hohe CO<sub>2</sub>-Preise. Sowohl die Politik als auch die wirtschaftlichen Akteure sollten hierzu Technologieoffenheit wahren oder wiederherstellen. Überdies wurde die

mögliche Wasserstoffproduktion aus Biomethan genannt, jedoch erscheint aufgrund langfristig elektrolytisch produzierter Wasserstoff Kostenvorteile zu haben.

### These 10: FORSCHUNGSLANDSCHAFT

**Die Forschungslandschaft zu Grünen Gasen in der Innovationsregion Mitteldeutschland lässt, auch im Vergleich zu anderen Regionen Deutschlands, nur wenige Wünsche offen.**

Diese letzte These fand im Workshop generelle Zustimmung. Die breit aufgestellte Forschungslandschaft in der Region deckt die Bedarfe aktuell gut ab. Vertreter aus der Industrie sehen stattdessen Handlungsbedarf bei späteren Schritten (Skalierung und Umsetzung). Es bedürfe einer TRL-Erhöhung von fünf auf sieben bis acht für die Industrie, um eine möglichst zugige Umstellung von konventionellen Energieträgern auf Grüne Gase zu ermöglichen.

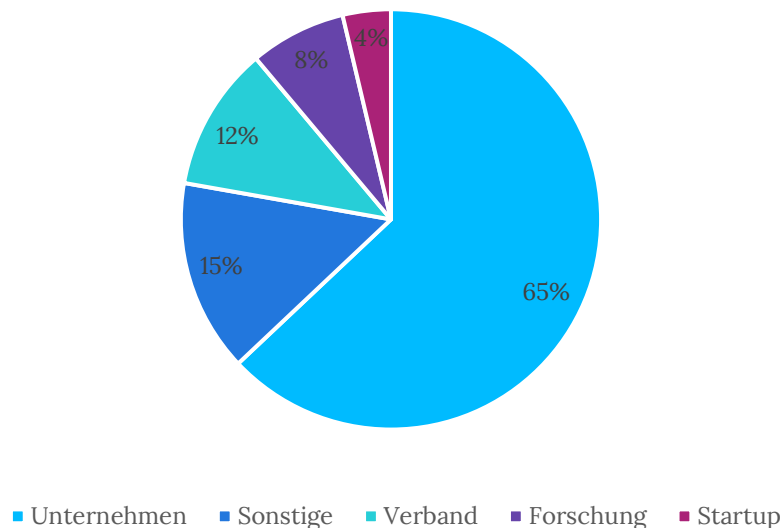
## A2.2 Auswertung der Akteursbefragung im Rahmen der Studie

Im Rahmen der Bestandsanalyse wurde durch schultz project consult eine schriftliche Umfrage unter regionalen und überregionalen Unternehmen aus dem Bereich Grüner Gase durchgeführt. In ausgewählten Fällen wurde die Umfrage überdies ergänzt durch Intensivinterviews. Die wesentlichen Ergebnisse der Umfrage sowie der Intensivinterviews werden im Folgenden zusammengefasst.

Die Ergebnisse der Umfrage fanden Eingang in die Bearbeitung der Bestands- und Potenzialanalyse der Studie sowie in die Ausformulierung der Handlungsempfehlungen.

### A2.2.1 Allgemeine Aspekte

#### Frage 2.3: Was ist Unternehmensgegenstand?



**Abbildung A-2-1: Unternehmensgegenstand der befragten Unternehmen**

Abbildung A-2-1 zeigt, dass Unternehmen mit ca. zwei Drittel der Befragten die größte Gruppe dar, die an der Umfrage teilgenommen haben. Mit 15 % liegen Sonstige auf dem zweiten Platz. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um IHKs und Wirtschaftsförderungseinrichtungen. Immerhin 12 % der Umfrageergebnisse beruhen auf der Einschätzung von Verbänden. 8 % der Umfrageergebnisse entfallen auf Organisationen mit starkem Bezug zur angewandten Forschung und 4 % auf Startups.

**Frage 2.4: Handelt es sich bei Ihrem Unternehmen um ein privilegiertes energieintensives Unternehmen nach § 40 ff. EEG?**

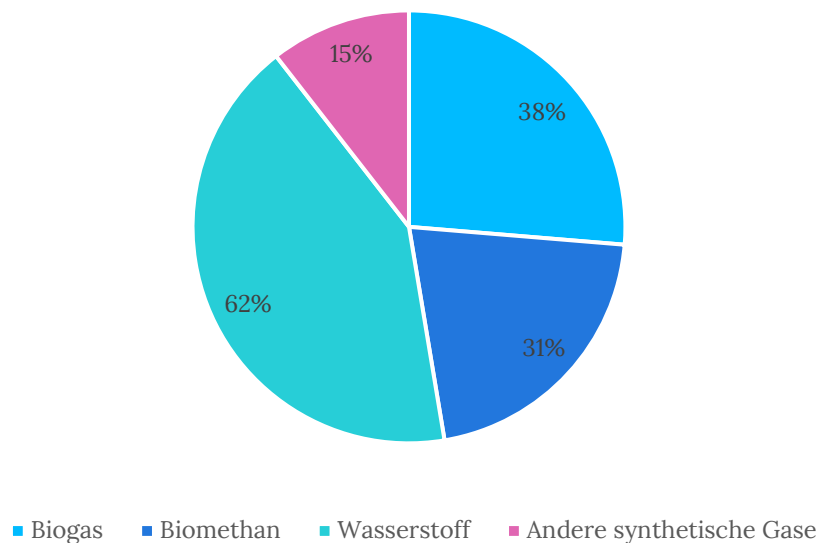
Bei 92 % der befragten Akteure handelt es sich um Unternehmen, die keine privilegierten energieintensiven Unternehmen nach § 40 ff. EEG sind; während nur 8 % in die Rubrik privilegiertes energieintensives Unternehmen fallen.

**Frage 2.5: Nehmen Sie an nationalen und internationalen Kooperationen teil?**

Lediglich 19 % der befragten Akteure nehmen an nationalen und internationalen Kooperationen teil. 73 % der befragten haben diese Fragen mit Nein beantwortet. Es gab zwei Enthaltungen.

Unternehmerische Kooperationen bestehen u.a. mit Partnern wie HYPOS, Hystarter, DWV, Ergar, Saxony Energy, Energieagentur NRW und Energiepark Bad Lauchstädt.

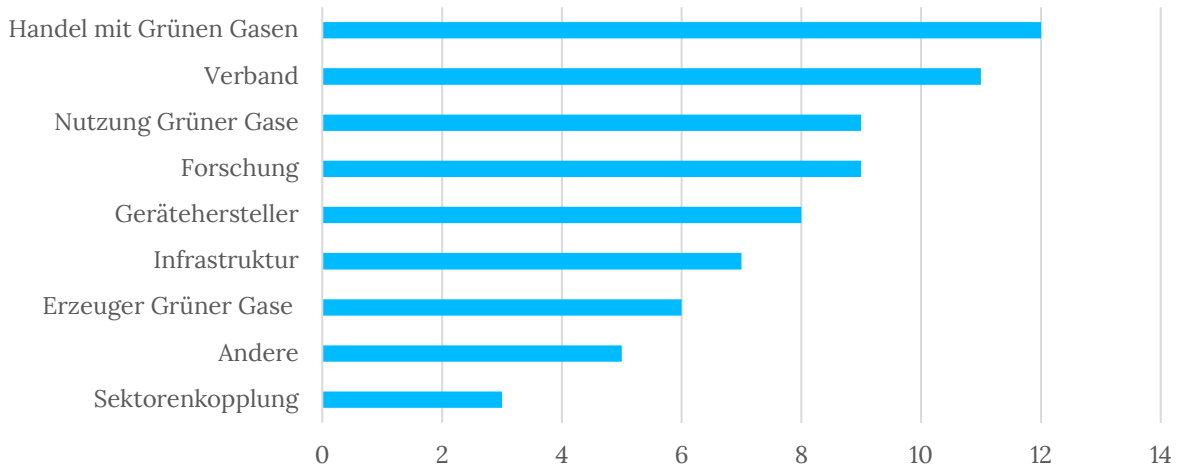
**Frage 2.9: Falls Sie sich mit Grünen Gasen befassen, auf welchen Grünen Gasen liegt der Schwerpunkt Ihrer Tätigkeit?**



**Abbildung A-2-2: Regionaler Fokus auf Grünen Gasen**

Abbildung A-2-2 zeigt den Tätigkeitsschwerpunkt auf Grünen Gasen in der Innovationsregion Mitteldeutschland. Mehrfachantworten sind möglich. Bei 62 % der Umfrageteilnehmer liegt der Fokus stark auf Wasserstoff. Immerhin 38 % führen an im Biogasbereich aktiv zu sein. Weitere 31 % konzentrieren sich auf Biomethan und 15 % auf andere synthetische Gase.

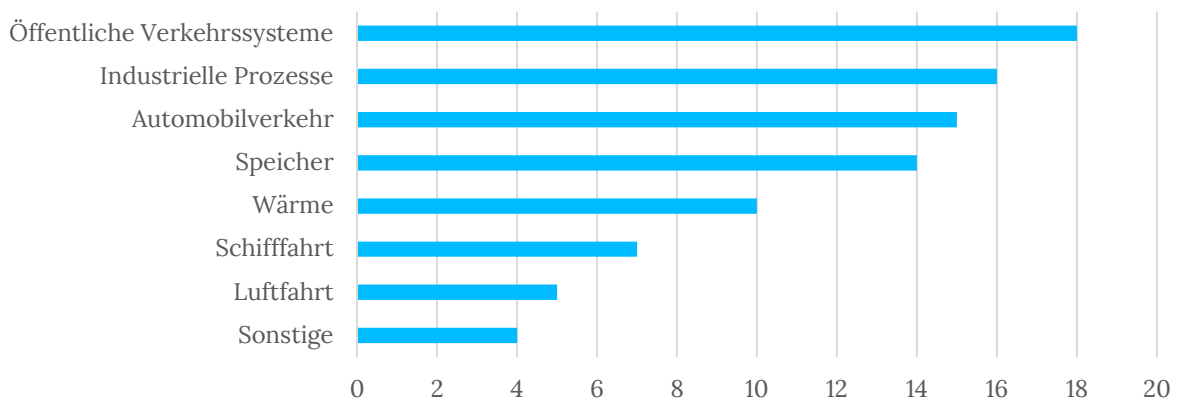
**Frage 2.10: Falls Sie sich mit Grünen Gasen befassen, in welchen Stufen der Wertschöpfungsketten Grüner Gase sind Sie aktiv? Bitte Kreuzen Sie an (Mehrfachantworten möglich).**



**Abbildung A-2-3: Wertschöpfungsketten Grüner Gase heute**

Im Moment liegt der Hauptfokus der regionalen Akteure bei den Wertschöpfungsketten eindeutig auf Handel mit Grünen Gasen (12), der Verbandstätigkeit (11), der Nutzung Grüner Gase (9) und in der Kooperation der Unternehmen mit der Forschung (9). Gefolgt von Geräteherstellern (8), Infrastruktur (7), Erzeugern Grüner Gase (6) anderen Teilen der Wertschöpfungskette (5) und zuletzt auf der Sektorenkopplung (3).

**Frage 5.1: Welche Einsatzfelder für Grüne Gase erwarten Sie in der Zukunft in Mitteldeutschland? (Mehrfachantworten möglich).**



**Abbildung A-2-4: Einsatzfelder Grüner Gase in der Zukunft in Mitteldeutschland**

Nach Einschätzung der Umfrageteilnehmer ist die Aussicht für Grüne Gase vielversprechend. Die meisten sehen den Einsatz von Grünen Gasen im Öffentlichen Sektor (18), dicht gefolgt vom Einsatz in der Industrie (16) und im Automobilsektor (15) sowie als Speichermedium (14). Eine beachtliche Zahl der Umfrageteilnehmer (10) glaubt an den Einsatz von Grünen Gasen im Wärmesektor. Immerhin etwas mehr als die Hälfte sieht Anwendungsmöglichkeiten in der Schifffahrt (7). Die Wenigsten glauben an einen primären Einsatz in der Luftfahrt (5). Wobei hier angemerkt werden muss, dass nur ein Teilnehmer aus der Luftfahrt zu Worte kommt, und er durchaus reges Interesse an dem Thema grüner Wasserstoff zeigt. Langfristig sind auch die Pläne von Airbus bis 2035 das erste Wasserstoffflugzeug der Welt zu bauen sicher sehr interessant.<sup>5</sup>

### A2.2.2 Schwerpunkt: Erzeugung

**Frage 4.4: Wie hoch schätzen Sie in Zukunft den Anteil am gesamten Energiebedarf in Deutschland, der aus Grünen Gasen gedeckt werden kann?**

**Tabelle A-2-1: Anteil grüner Gase am Bedarf in Deutschland**

Kurzfristig (1-2 Jahre)		Mittelfristig (3-10 Jahre)		Langfristig (> 10 Jahre)	
0%-20%	25	0%-20%	13	0%-20%	2
21%-40%		21%-40%	11	21%-40%	12
41%-60%		41%-60%	1	41%-60%	8
61%-80%		61%-80%		61%-80%	3
81%-100%		81%-100%		81%-100%	

**Keine Angabe: 5**

**Frage 4.5: Wie groß schätzen Sie den Anteil von Grünen Gasen, die aus inländischer Produktion gedeckt werden kann?**

**Tabelle A-2-2: Deckung inländischer Bedarf aus Grünen Gase**

Kurzfristig (1-2 Jahre)		Mittelfristig (3-10 Jahre)		Langfristig (> 10 Jahre)	
0%-20%	22	0%-20%	14	0%-20%	6
21%-40%	2	21%-40%	8	21%-40%	11
41%-60%		41%-60%	2	41%-60%	6
61%-80%		61%-80%		61%-80%	1
81%-100%		81%-100%		81%-100%	

**Keine Angabe: 6**

<sup>5</sup> Business Insider, Airbus arbeitet an einem Flugzeug, das durch Wasserstoff angetrieben wird (Stand 20.11.20)

**Frage 4.6: Wie groß schätzen Sie den Anteil von Grünen Gasen, die aus EU-Produktion gedeckt werden kann?**

**Tabelle A-2-3: Einschätzung des potenziellen Anteils der Erzeugungsmenge Grüner Gase in Europa**

Kurzfristig (1-2 Jahre)		Mittelfristig (3-10 Jahre)		Langfristig (> 10 Jahre)	
0%-20%	20	0%-20%	11	0%-20%	1
21%-40%	1	21%-40%	9	21%-40%	11
41%-60%	1	41%-60%	2	41%-60%	4
61%-80%		61%-80%	1	61%-80%	6
81%-100%	1	81%-100%		81%-100%	1

**Keine Angabe: 7**

**Frage 5.3: Wie groß schätzen Sie den Anteil von Grünen Gasen, der in Mitteldeutschland erzeugt werden kann?**

**Tabelle A-2-4: Einschätzung des potenziellen Anteils der Erzeugungsmenge Grüner Gase in Mitteldeutschland**

Kurzfristig (1-2 Jahre)		Mittelfristig (3-10 Jahre)		Langfristig (> 10 Jahre)	
0%-20%	24	0%-20%	16	0%-20%	7
21%-40%		21%-40%	8	21%-40%	10
41%-60%		41%-60%		41%-60%	6
61%-80%		61%-80%		61%-80%	1
81%-100%		81%-100%		81%-100%	

**Keine Angabe: 6**

**Frage 4.1: Wie hoch schätzen Sie den derzeitigen Anteil bunter (von Kohlenstoff befreiter) Gase in Deutschland am gesamten Energiebedarf?**

**Tabelle A-2-5: Einschätzung des Anteils an bunten (von Kohlenstoff befreiter) Gase in Deutschland am gesamten Energiebedarf in Deutschland**

0%-20%	23
21%-40%	1
41%-60%	1
61%-80%	
81%-100%	

**Keine Angabe: 5**

**Frage 4.2: Wie hoch schätzen Sie den derzeitigen Anteil bunter (von Kohlenstoff befreiter) Gase in der EU am gesamten Energiebedarf?**

**Tabelle A-2-6: Einschätzung des Anteils an bunten (von Kohlenstoff befreiter) Gase in Deutschland am gesamten Energiebedarf in Deutschland**

0%-20%	23
21%-40%	1
41%-60%	
61%-80%	
81%-100%	

**Keine Angabe: 6**

**Frage 6.1 Welche Voraussetzungen und Hemmnisse sehen Sie für die Erzeugung Grüner Gase in Mitteldeutschland?**

**Keine Angabe: 4**

- ▶ Verfügbarkeit von Flächen für die Nutzung von Erneuerbaren Energien (insbesondere Wind) in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg (über das Instrument der Raumplanung); großskalige Speicherung von H<sub>2</sub>; allgemeine Haltung/Bedenken gegenüber Erneuerbaren Energien in Industriegebieten (z.B. Wind/PV)
- ▶ Die gegenwärtige Besetzung des BMU
- ▶ Voraussetzungen H<sub>2</sub>: Nutzer vorhanden, wie Chemieparcs, Industriestandorte (H<sub>2</sub>-Intralogistik), Gasnetz inkl. Wasserstoffnetz vorhanden Hemmnisse H<sub>2</sub>: die generellen wie hoher Strompreis, hohe Investkosten Elektrolyseur & Brennstoffzellen, fehlende Verteilinfrastruktur, Nutzer müssen Prozesse umstellen Biomethan: Anlagenbestand vorhanden, es fehlen Konzepte zur (post-EEG-) Weiterführung, Ansätze vorhanden (z.B. VNG)
- ▶ Die Förderung von grünem Wasserstoff per Definition "Elektrolyse".
- ▶ Die Voraussetzungen sind gegeben, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen behindern Investitionen in diese Technologien (z.B. Stromkosten).
- ▶ Besonders gute Voraussetzungen existieren durch die vorhandenen Industriecluster und Infrastrukturen, sowie durch Netzwerke (insb. HYPOS) und laufende Pilotvorhaben.
- ▶ Umwandlungsverluste reduzieren, Steuern und Abgaben auf Grüne Gase abschaffen, Entwicklung einheitlicher, genormter Systeme für Herstellung und Anwendung
- ▶ EEG-Förderung
- ▶ Die Erzeugung und Nutzung grüner Gase muss attraktiver werden. Dies gilt für den finanziellen Aspekt (fossile Gase/Energieträger müssen teurer werden) als auch für den gesellschaftlichen Faktor.
- ▶ Es müssen einheitliche Sicherheitsstandards etabliert werden, auf die sich sowohl Hersteller als auch Benutzer verlassen können.
- ▶ gute Infrastruktur, z.B. Rohrleitungsnetz/ Industrieparks; Linde-H<sub>2</sub>-Erzeuger ist bereits jetzt stark mit der chemischen Industrie verknüpft; hoher Anteil





erneuerbare Energie im Land; Kraft-Wärme-Kopplung für türkisen H<sub>2</sub> vorhanden; Kostendruck im Vergleich zu konventionellen H<sub>2</sub> wird ohne CO<sub>2</sub>-Bepreisung nicht zu nachhaltigem Änderungsdruck führen; Versteifung auf zentralistische, oligopolistische Strukturen stützt Nutzung der vorhandenen Anlagen

- ▶ Hemmnisse: Das Aufkommen regenerativer Energien ist in Deutschland und Mitteldeutschland zu gering um die industrielle Power to Gas Anwendungen und andere energieintensive Sektorenkopplungstechnologien CO<sub>2</sub>-neutral zu gestalten. Weitere Hemmnisse stellen die Regulatorischen Rahmenbedingungen wie die BImSchV und die EEG-Umlagen dar. Voraussetzungen die geschaffen werden können um die Entwicklung zu begünstigen: Deutlicher Ausbau der Verteilnetze von Energieträgern; ambitionierte Umsetzung der REDII in nationales Recht; kurzfristige Ausnahmen für Reallabore der Energiewende von den EEG-Umlagen und anderen Kostentreibern
- ▶ Wasserstoffpipeline vorhanden, große Mengen erneuerbaren Stroms werden bereits heute erzeugt, Vielzahl von Energieträgern in Leipzig ansässig, PV-Branche kehrt zurück
- ▶ Gute Infrastruktur
- ▶ Kosten und zu wenig Erneuerbare Energien
- ▶ hohe Anschaffungskosten für Elektrolyseure, Grüner Strom kann nach derzeitiger Lage nicht im ausreichenden Maße bereitgestellt werden, um die Energiedeckung zur Herstellung Grüner Gase sicherzustellen
- ▶ Chance: Nähe zu H<sub>2</sub>-erzeugenden Unternehmen (Mitteldeutsches Chemiedreieck)
- ▶ Risiko: Fehlende Wirtschaftlichkeit insbesondere für grünem Wasserstoff erschwert Rollout
- ▶ In Mitteldeutschland gibt es sehr gute Voraussetzungen für den Aufbau regionaler H<sub>2</sub>-Wertschöpfungsketten, die die Erzeugung grüner Gase begünstigen:
  - Hohes Erzeugungspotenzial EE-Strom
  - Regionale H<sub>2</sub>-Abnahmecluster
  - Vorhandene H<sub>2</sub>-Infrastrukturen
  - Bestehende Forschungsk Kooperationen und Know-How
  - Mögliche Hemmnisse:
    - Regulatorische Hemmnisse (Belastung durch Steuern und Umlagen)
    - Mangelnde langfristige Fokussierung von H<sub>2</sub> durch Politische Stakeholder
- ▶ Anlagenbestand ohne klare Anschlussregelungen, Zubau aufgrund unsicherer Rahmenbedingungen gefährdet, fehlende stringente strategische Ausrichtung. Aktuell geringer Ausbau von EE-Stromerzeugung, einheitliche Regelung für Abgaben, Umlagen und Steuern notwendig bzw. Entlastung dieser, entsprechende Verteilnetze weiter ausbauen
- ▶ Fläche, Dargebot, EE-Strom
- ▶ gute Ansätze im Bereich der Forschung, Hemmnisse: hohe Kosten, Speicherung

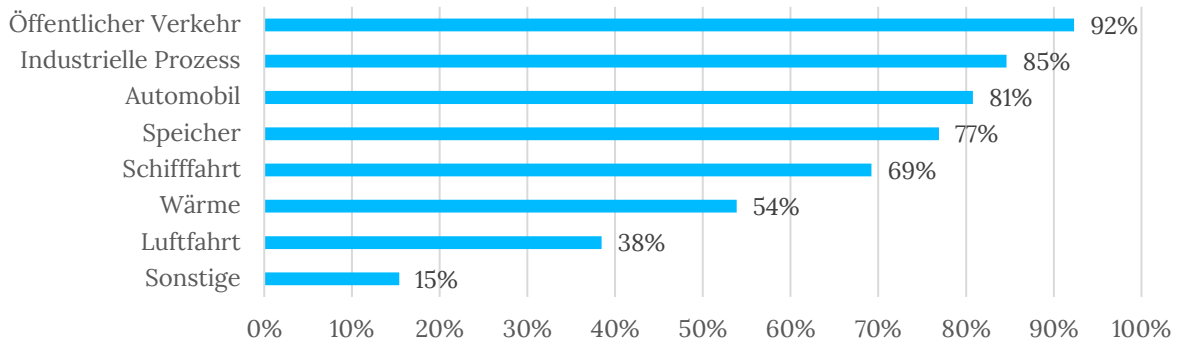
- ▶ mittel- bis langfristige Sicherung der Versorgung mit Iridium und Scandium, Wegfall von Steuern und Umlagen für die Phase des Markthochlaufs, regulatorische Hemmnisse
- ▶ Ausbau von Wind- und Solarenergie, Absenkung der EEG-Umlagen und weitere Entlastung des Strompreises durch Absenken der Umlagen, Unterstützung von Projekten zur Erzeugung grüner Gasen, Schaffung von attraktiven Förderelementen, besondere Förderung der Sektorenkopplungsprojekte, technologiefreie und quellenoffene Anerkennung dekarbonisierter Gase; Stromumlagen für grünes H<sub>2</sub> müssen fallen, Unterstützung von Kooperationsprojekten zwischen Unternehmen zum Aufbau neuer Wertschöpfungsketten.
- ▶ Anreize zur Flächennutzung für reg. Energiegewinnung (z.B. durch Gewinnbeteiligung Kommunen), Planbarkeit der Nachfrage
- ▶ Strukturschwache Landkreise und Kommunen könne nicht mithalten und haben keine Ressourcen zur Umsetzung.

Nach Meinung der Umfrageteilnehmer ist die Aussicht für Grüne Gase vielversprechend. Die meisten sehen den Einsatz von Grünen Gasen im Öffentlichen Sektor (92 %), dicht gefolgt vom Einsatz in der Industrie (85 %) und im Automobilsektor (81%) sowie als Speichermedium (77 %). Eine beachtliche Zahl der Umfrageteilnehmer (69 %) glaubt an den Einsatz von Grünen Gasen in der Schifffahrt. Immerhin etwas mehr als die Hälfte sieht Anwendungsmöglichkeiten im Wärmesektor (54 %). Die Wenigsten glauben an einen primären Einsatz in der Luftfahrt (38 %). Wobei hier angemerkt werden muss, dass nur ein Teilnehmer aus der Luftfahrt zu Worte kommt, und er durchaus reges Interesse an dem Thema grüner Wasserstoff zeigt. Langfristig sind auch die Pläne von Airbus bis 2035 das erste Wasserstoffflugzeug der Welt zu bauen sicher sehr interessant.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Business Insider, [Airbus arbeitet mit deutschem Zulieferer an Wasserstoff-Flugzeug - Business Insider](#) (Stand 25.11.20)

## Einsatzfelder Grüner Gase in Deutschland in der Zukunft



**Abbildung A-2-5: Einschätzung des Potenzials Grüner Gase in den verschiedenen Sektoren**

Trotz des hohen Bedarfs an Grünen Gasen in allen relevanten Sektoren, fällt die Experteneinschätzung über die Möglichkeit der Herstellung von Grünen Gasen, sowohl in Deutschland als auch in der EU sehr reserviert und uneindeutig aus. Auf die Frage: Wie groß schätzen Sie den Anteil von Grünen Gasen, die langfristig aus inländischer Produktion gedeckt werden kann? antworteten 42 % zwischen 21 % und 40 %. Weitere 23 % sind der Ansicht, dass die langfristige Herstellung Grüner Gase bei 0 - 20 % bzw. bei 41 - 60 % liegen wird.

### A.2.2.2.1 Voraussetzungen für die Erzeugung Grüner Gase in der Region

Die Voraussetzungen für die Erzeugung Grüner Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland sind gut. Es existiert eine Verfügbarkeit von Flächen für die Erzeugung von Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind, in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Außerdem gibt es eine gute Infrastruktur und die Vernetzung der Industrieparks Leuna, Bitterfeld-Wolfen, Schkopau und dem Energiepark Bad Lauchstädt.

Darüber hinaus sind mit den energieintensiven Industrien, wie Chemie, Metall vor Ort auch die Nutzer von Grünen Gasen vorhanden. Dank HYPOS e.V. sind die Akteure in der Region sehr effizient untereinander vernetzt. Mit den Reallaboren und dem Energiepark Bad Lauchstädt werden vor Allem die Wasserstofftechnologien in Pilotprojekten laufend verbessert.

Um die Situation noch weiter zu verbessern, zum Beispiel die Planbarkeit der Nachfrage, könnte man Anreize zur Flächennutzung für regionale Energiegewinnung (z.B. durch Gewinnbeteiligung von Kommunen) schaffen. Technologisch müssen vor Allem Umwandlungsverluste reduziert werden.

Ein deutlicher Ausbau der Verteilnetze von Grünen Gasen ist unabdingbar für die eine Verbesserung der Voraussetzungen. Die Befragten sehen hier zwei Szenarien a) eine Beimischbarkeit von Wasserstoff in Erdgasnetze oder auch b) einen parallelen Aufbau

einer 100%-igen Wasserstoffinfrastruktur – wahlmöglich sogar beides zusammen. Kurzfristig ist Szenario a eine Option, um die Dekarbonisierung voranzutreiben. Gleichzeitig sehen die meisten Befragten langfristig einen Aufbau eines eigenen Wasserstoffnetzes als sehr wahrscheinlich.

Als weitere wichtige Voraussetzung wurde auch die Einführung von einheitlichen, genormten Technologien bzw. Technologiestandards angeführt.

#### A.2.2.2.2 *Hemmnisse für Erzeugung Grüner Gase in der Region*

Die größten Hemmnisse für die Erzeugung Grüner Gase in der Region sind in übereinstimmender Mehrheit fehlende klare Rahmenbedingungen, die (derzeit noch) relativ hohen Kosten von Grünem Wasserstoff und die gesellschaftliche Akzeptanz.

Die Erzeugung und Nutzung Grüner Gase sollte attraktiver werden. Aus finanzieller Sicht müssen fossile Energieträger teurer werden und damit zu einer Transformation hin zu Grünen Gasen ermöglichen. Aufgrund fehlender Rahmenbedingungen halten sich nicht nur die Unternehmen, sondern auch Investoren noch weiter zurück langfristig und substanziell in Erzeugung, Infrastruktur und Nutzung von Grünen Gasen zu investieren.

Das Aufkommen regenerativer Energien ist in Deutschland und Mitteldeutschland zu gering, um industrielle PtG Anwendungen und andere energieintensive Sektorenkopplungstechnologien CO<sub>2</sub>-neutral zu gestalten. Das heißt, ein Großteil Grüner Gase wird in Zukunft importiert werden müssen.

Gesellschaftliche Hemmnisse, wie die allgemeine Haltung und Bedenken gegenüber Erneuerbaren Energien in Industriegebieten (z.B. Wind, PV) spielen noch immer eine wichtige Rolle.

#### A.2.2.2.3 *Intensivinterview Erzeugung*

**Biogasproduzent** – Grüne Energien müssen von allen fiskalischen Belastungen befreit, fossile Energien mit einem hohen CO<sub>2</sub>-Preis belegt werden“

##### **Fokus: Biogas, Biomethan**

Für alle Anwendermärkte müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die derzeitige Gesetzgebung zielt fast ausschließlich auf Verstromung. Die Sektorenkopplung kommt zu kurz. Gleichzeitig spielt die Sektorenkopplung eine zentrale Rolle, um Synergien aus grünem Strom und grünem Gas zu heben. „Das EEG und das Energiewirtschaftsrecht zielen nur auf die Verstromung (Wind und PV), Biogas wird weitgehend ausgebremst. Dies gilt ebenso für die RED II, Annex 9. Grüne Energien werden genauso wie fossile mit Steuern und Abgaben belegt, ohne diese sich der Markt schneller entwickeln könnte. Für die Zielerreichung der Dekarbonisierung sind Preisrelationen wesentlich.

**Projektierer, Windenergiebetreiber** – „Zukunft ist PtG“

**Fokus: Windstrom + Elektrolyseur, PtG**

Wir sehen uns in dem Wirtschaftszweig Erneuerbarer Strom und Wasserstoff. Die Rahmenbedingungen sollten für alle Märkte (Industrie, Mobilität, Daseinsvorsorge, Wärme, Strom) angepasst werden. Darüber hinaus sind wir der Auffassung, dass es für den energieintensiven industriellen Bedarf Parallelinfrastrukturen geben sollte. Grüne Gase spielen in der Sektorenkopplung eine zentrale Rolle.

**Daseinsvorsorge** – „Wir befassen uns auch mit der Entwicklung von Methanolkerosin für den Verkehr, auch die Luftfahrt.“

Wir befassen uns mit der Einspeisung zur Wärme- und Warmwasserversorgung und der Nutzung im Öffentlichen Nahverkehr und Schienengebundenen Nahverkehr.

**Fokus: Biomethan, Wasserstoff, alle Biomasse basierten und alle dekarbonisierten Gase**

Wir verarbeiten Zuckerrüben zu Zucker und Wir befassen Biomethan, Bioethanol und Biomethanol. Wir befassen uns auch mit der Entwicklung von Methanolkerosin für den Verkehr, auch die Luftfahrt. (besser geeignet als Wasserstoff). Dafür brauchen wir Anschluss an das Linde-Wasserstoffnetz, weil wir für zur Methanolerzeugung Kohlenmonoxid und Wasserstoff einsetzen müssen. Wir sehen uns in der gesamten Wertschöpfungskette, von Forschung und Entwicklung, Erzeugung, Nutzung und Sektorenkopplung sowie in der stofflichen Verwertung. Regional bewegen wir uns in den Clustern Kraftstoff und Heizgasherstellung, Bioökonomie und mit Wasserstoff im Chemiesdreieck.

Bezüglich des Netzausbaubedarfs für Zwecke die Daseinsvorsorge geht der Akteur davon aus, dass für die reguläre Beimischung das derzeitige Erdgasnetz ausreicht. Für die stoffliche Verwendung vor allem von Wasserstoff bedarf es eines 100 % reinen Gases und damit einer eigens dafür ausgelegten Infrastruktur.

Die Verteilung Grüner Gase sollte der Markt entscheiden und nicht von vorher definierten Anwendungszwecken bestimmt werden. Um einen Markt für industriell genutzten Wasserstoff möglich zu machen, sollten Wasserstoff-Pipelines reguliert werden, d.h. für alle Anbieter und Abnehmer offen sein.

Hemmnisse von Grünen Gasen in der Region sind vor allem zu hohe Strompreise. Entweder muss ein Quotensystem oder ein starker CO<sub>2</sub>-Preis her, beides mit Außenschutz.

Außerdem muss ein stärkerer Ausbau der Windenergie in der Region vorangetrieben werden (Abbau von überflüssigen räumlichen Einschränkungen, höhere Erzeugungskapazitäten durch größere Lose bei der Auktionierung (Straffung der Genehmigungsverfahren).

Bei guten Rahmenbedingungen wäre ein Preis von unter 1€ für umgerechnet 11 Biomethanol möglich. Im Übrigen werden überwiegend KMU gefördert, die durch die EU

festgelegte Definition von KMU muss erweitert werden, so dass auch größere Unternehmen in den Genuss der Förderung kommen können.

### A2.2.3 Schwerpunkt: Infrastruktur

**Frage 4.8: Halten Sie es für notwendig, von Kohlenstoff befreite Gase (durch Pyrolyse, CCS) dauerhaft oder übergangsweise nach Deutschland zu importieren, um den Gesamtbedarf zu decken?**

**Tabelle A-2-7: Einschätzung zur Notwendigkeit des Imports von kohlenstoffbefreiter Gase nach Deutschland**

Ja, dauerhaft	11	Ja, übergangsweise	10	Nein	4
---------------	----	--------------------	----	------	---

**Keine Angabe: 5**

**Frage 4.8.1: Falls ja, sollten die Trennverfahren in Deutschland oder an der Quelle des Erdgases stattfinden?**

**Tabelle A-2-8: Einschätzung zum Ort der Trennverfahren**

In Deutschland	9	An der Quelle	12
----------------	---	---------------	----

**Keine Angabe: 9**

Unter den Umfrageteilnehmern besteht keine Einigkeit darüber, ob von Kohlenstoff befreite Gase dauerhaft oder übergangsweise nach Deutschland importiert werden sollen. Da dies ein außenpolitisch hochaktuelles Thema ist, gehen die Meinungen hier weit auseinander. Ebenso wie bei der Folgefrage, ob das Trennverfahren in Deutschland oder an der Quelle des Erdgases stattfinden soll. 12 Akteure sprechen sich dafür aus das Trennverfahren an der Quelle durchzuführen, 9 sind der Ansicht, dass es in Deutschland stattfinden soll. Außerdem gibt es 9 Enthaltungen.

**Frage 4.9: Welche Entwicklung erwarten Sie für die Gasinfrastruktur – eine überwiegende Beimischung im Erdgasnetz oder eine eigene Wasserstoffinfrastruktur?**

**Keine Angabe: 3**

- ▶ Beimischung im Erdgasnetz
- ▶ das kommt auf die weitere Entwicklung bezüglich H<sub>2</sub> an; Erdgas-Infrastruktur bereits vorhanden und effizient nutzbar, auch in Verbindung mit Kostenreduzierung/Effizienzsteigerung von H<sub>2</sub> --> CH<sub>4</sub> bzw. Bio-CH<sub>4</sub>; bei steigenden Mengen H<sub>2</sub> (> ca. 10%) ist eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur nahezu unausweichlich

- ▶ Übergangsweise Beimischung, dann Umstellung auf H<sub>2</sub> mit teilweisem Zubau neuer Netze
- ▶ Eine eigene H<sub>2</sub>-Infrastruktur
- ▶ Es wird sich beides gleichzeitig entwickeln.
- ▶ Die Beimischung mit einer festgelegten „Grüngasquote“ wird als sinnvoll erachtet jedoch von uns aktuell als eine zeitlich begrenzte Übergangslösung angesehen. Die Beimischung dient als unterstützendes Element für den Hochlauf des Wasserstoffmarkts. Mittel- bis langfristig erwarten wir reine Wasserstoffinfrastrukturen auf Transportnetzebene, welche die Wasserstofferzeugung mit der Wasserstoffnutzung physisch verbinden, auch auf europäischer Ebene. Deutschland wird die Rolle des Importeurs und die Rolle eines Transitlandes einnehmen.
- ▶ Hybride Netze, wo dies möglich ist. Ansonsten eigene Netze.
- ▶ in Bezug auf Biogas maximal eine Beimischung Erdgasnetz
- ▶ Im Stadtbereich: überwiegende Beimischung; Im ländlichen Bereich: überwiegende autarke Gasgewinnung
- ▶ eigene Infrastruktur, um die Mobilitätsträger zu versorgen, Beimischung in Erdgaspipelines, die Dampfreformer versorgen
- ▶ Überwiegende Beimischung im Erdgasnetz. Eigene Wasserstoffinfrastruktur wird nur für große Verbraucher in der Nähe von Erzeugern entstehen oder in der Nähe der erzeugenden und verbrauchenden Industrie.
- ▶ Schrittweise Erhöhung der Beimischung von H<sub>2</sub> im Erdgasnetz
- ▶ eigene Wasserstoffinfrastruktur
- ▶ Wir erwarten beide Entwicklungen. Als schnell verfügbare Vergrünungsoption für Letztverbraucher ist eine Beimischung von grünem Wasserstoff von hoher Relevanz. Über Trennverfahren besteht zudem die Möglichkeit, individuelle Bedürfnisse an die Gasqualität an verschiedenen Netzpunkten zu gewährleisten. Ausgehend von regionalen Clustern wird zudem die Entwicklung einer eigenen H<sub>2</sub>-Infrastruktur schrittweise stattfinden und die Bedeutung reiner H<sub>2</sub>-Netze wird zunehmen.
- ▶ Am Anfang eher eine Beimischung (10% bis 2030), solange Wasserstoffinfrastruktur auf- und ausgebaut wird.
- ▶ Einsatz in der allgemeinen Versorgung (=Gasinfrastruktur) plus einige dezidierte H<sub>2</sub>-Leitungen
- ▶ eigene Wasserstoffinfrastruktur
- ▶ überwiegend Beimischung
- ▶ Eigene Wasserstoffinfrastruktur für die stoffliche Nutzung parallel zum Erdgasnetz mit steigendem Anteil an grünen Gasen als Mischung
- ▶ Zunächst Integration in das bereits gut ausgebaute Gasnetz Deutschlands sowie die sehr umfangreich existierenden Gasspeicherkapazitäten. Je nach künftigen Anwendungsfällen zusätzliche Infrastruktur oder Teilübernahme der Erdgasinfrastruktur.
- ▶ Beimischung

**Frage 4.10: Wo wird nach Ihrer Kenntnis das Maximum der Beimischbarkeit von Wasserstoff zu Erdgas/ anderen Grünen Gasen liegen?**

**a) Für die Gasinfrastruktur im Jahr 2030**

**Tabelle A-2-9: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit bei der Gasinfrastruktur im Jahr 2030**

0%- 20%	13	21%- 40%	9	41%- 60%		61%- 80%	2	81%- 100%	
------------	----	-------------	---	-------------	--	-------------	---	--------------	--

Keine Angabe: 6

**b) Für Gasinfrastruktur im Jahr 2050**

**Tabelle A-2-10: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit der Gasinfrastruktur im Jahr 2050**

0%- 20%	5	21%- 40%	7	41%- 60%	3	61%- 80%	3	81%- 100%	6
------------	---	-------------	---	-------------	---	-------------	---	--------------	---

Keine Angabe: 6

**c) Für Anwendungen im Jahr 2030**

**Tabelle A-2-11: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit bei Anwendungen im Jahr 2030**

0%- 20%	11	21%- 40%	5	41%- 60%	4	61%- 80%		81%- 100%	4
------------	----	-------------	---	-------------	---	-------------	--	--------------	---

Keine Angabe: 6

**d) Für Anwendungen im Jahr 2050**

**Tabelle A-2-12: Einschätzung zum Maximum der Beimischbarkeit bei Anwendungen im Jahr 2050**

0%- 20%	5	21%- 40%	5	41%- 60%	3	61%- 80%	3	81%- 100%	8
------------	---	-------------	---	-------------	---	-------------	---	--------------	---

Keine Angabe: 6

**Frage 4.11: Welche Rolle sehen Sie für Grüne Gase in der Sektorenkopplung?**

Keine Angabe: 9

<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Als Speichermedium</li> <li>▶ herausragende Rolle</li> </ul>
---





- ▶ H<sub>2</sub> als Residuallastkapazität im Stromsektor (PtG), geringe Rückverstromung (PtGtP), Einsatz in Chemie und Stahl, Einsatz im Verkehr, wo Akkus (noch) nicht einsetzbar sind (PtM), Hochtemperatur in der Prozesswärme, geringer Einsatz im Gebäudewärmebereich (PtH)
- ▶ Waste2Product, Waste2Hydrogen = Abfallentsorgung + Wasserstoffproduktion + neue Rohstoffe. Zunächst noch für Kunststoffabfälle aus fossiler Produktion, später auch aus biogener Produktion (Bio-Plastik)
- ▶ Wasserstoff wird eine wesentliche Rolle in der Sektorenkopplung spielen.
- ▶ Die für die gasbasierte Sektorenkopplung benötigten Technologien stehen bereits zur Verfügung oder können kurzfristig eingesetzt werden. Das zentrale Kopplungselement, die Elektrolyse für das Power-to-Gas-Verfahren, ist ausgereift und hat ihre Funktionstüchtigkeit bereits in zahlreichen Forschungs- und Demonstrationsprojekten bewiesen. Auch die Integration des erneuerbaren Gases in den Kraftstoff- und den Wärmemarkt ist kurzfristig problemlos möglich, da entsprechende Infrastrukturen und bewährte Technologien bereits vorhanden und schon in der Einführungsphase bezahlbar sind.
- ▶ Nutzung der Umwandlungswärme, Erreichung der Klimaziele der Sektoren, Speicherung von Energie (z.B. aus Strom)
- ▶ Sie könnten eine entscheidende Rolle spielen, da sie grundlastfähig sind, was andere Erneuerbare Energien (Wind, Solar) nicht können
- ▶ Die Sektorenkopplung ist für die flächige Herstellung und Verbreitung grüner Gase unerlässlich.
- ▶ Grüne Gase, wie regenerativ gewonnenes H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> können einen entscheidenden Beitrag in der Sektorenkopplung zwischen Energiewirtschaft (reg.), Chemie und Petrochemie, Kunststofftechnik und Verkehrswesen bilden. Die großflächige industrielle und kommerzielle Anwendung reg. erzeugter Gase werden die Gestehungskosten auf ein vertretbares Niveau senken und die Nutzung regenerativer Energien in der Wirtschaft deutlich verbessern.
- ▶ Aufreinigung von Biogas zu Biomethan, vielseitig einsetzbar als Energie- oder Kohlenstoffträger., Kopplung der Energie- und Chemieindustrie über Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. Vielseitige Anwendung, derzeit meist aus Methan bereitgestellt. Wichtig in dezentraler Bereitstellung (strombasiert), wenn kein Zugang zu Wasserstoffpipelines möglich. Sachsen verfügt über eine lange "Tradition" in der Brennstoffzellenforschung (Verkehr). Vielseitige Anwendung, derzeit meist aus Methan bereitgestellt. Wichtig in dezentraler Bereitstellung (strombasiert), wenn kein Zugang zu Wasserstoffpipelines möglich. Sachsen verfügt über eine lange "Tradition" in der Brennstoffzellenforschung (Verkehr).
- ▶ Großer, zur Speicherung von Energie
- ▶ Sehr hoch. Das Element, dass die integrierte Energiewende erst ermöglicht. Abhängigkeit ist von der Steigerung der Erzeugung von Energien aus regenerativen Quellen gegeben.
- ▶ eine zentrale Schlüsselrolle
- ▶ Neben der Substitution fossiler Energieträger sind grüne Gastechnologien für die Sektorenkopplung von höchster Bedeutung. Durch die Sektorenkopplung

werden Grüne Gase schrittweise die Systemdienstleistungen übernehmen, die heute durch fossile Energieträger sichergestellt werden bzw. die durch den Wegfall der fossilen Energieträger entstehen. Hervorzuheben ist hierbei die Stabilität des Stromsektors.

- ▶ Sektorenübergreifende Nutzung von erneuerbaren Energien durch Grüne Gase und dadurch die Einbindung der EE in die Gas- und Wärmeversorgung, Umstellung der Sektoren bzw. Energiewirtschaft
- ▶ Weniger in der Sektorenkopplung, sondern als Verfahren der Sektorenkopplung
- ▶ zentrales Kopplungssegment
- ▶ Eine wesentliche Hürde der Energiewende ist die Volatilität von regenerativen Stromquellen. Dieses Problem kann nur durch chemische Speicherung als energiereiche Moleküle und deren weitere Verwendung gelöst werden. Grüner Wasserstoff insbesondere und dessen Folgeprodukte (z.B. Methanol) sind daher für die Sektorenkopplung unerlässlich.
- ▶ hohes Potenzial

### 6.3 Ist die Gasinfrastruktur in Mitteldeutschland geeignet für den Transport Grüner Gase?

**Tabelle A-2-13: Einschätzung der Eignung der Gasinfrastruktur für den Transport Grüner Gase in Deutschland**

Ja	24	Nein	1
----	----	------	---

**Keine Angabe: 5**

### 6.4 Welche Voraussetzungen und Hemmnisse sehen Sie für die Gasinfrastruktur in Mitteldeutschland?

**Keine Angabe: 5**

- ▶ zu teuer, Strompreise müssen relativ günstiger werden.
- ▶ Wie in gesamt DE: Gasinfrastruktur vorhanden, muss auf H<sub>2</sub> umgerüstet werden, Klärung der Standortfrage Stromerzeuger - Elektrolyseur - Nutzer bezüglich Netzkosten, Biomethan: Einspeisung etabliert
- ▶ Mengenbeschränkungen
- ▶ Je nach Art und Menge der zu transportierenden Grünen Gase sind Anpassungen in der Gasinfrastruktur notwendig. Dafür müssen ebenfalls Rahmenbedingungen geschaffen werden.
- ▶ Besonders gute Voraussetzungen existieren durch die vorhandenen Industriecluster und Infrastrukturen, sowie durch Netzwerke (insb. HYPOS) und laufende Pilotvorhaben.
- ▶ Test und Anpassung der vorhandenen Gasinfrastruktur
- ▶ Grundsätzlich kann die Infrastruktur für eine Beimischung von H<sub>2</sub> (zB.) verwendet werden, wenn entsprechende Tests auf Materialverträglichkeit und

Sicherheit positiv ausgegangen sind. Langfristig sollten Leitungen direkt auf die Gase der Zukunft (zB. reines H<sub>2</sub>) ausgelegt sein.

- ▶ DVGW muss Konzept veröffentlichen. Mehrkosten für die Umstellung der Netze (im Zuge aktueller Erneuerungen) müssen garantiert anerkannt werden. Derzeit besteht ein Spielraum der Bewertung bei der BNetzA. Der Verteilnetzbetreiber kann sich nicht sicher sein ob er die Kosten anerkannt bekommt.
- ▶ aufwendige Netz- und (Netz-)Verträglichkeitsanalysen notwendig, aber keine schwerwiegenden Hemmnisse
- ▶ Der erfolgreiche Betrieb des H<sub>2</sub>-Netzes von Linde in der Region zeigt, dass H<sub>2</sub>-Pipelinetransport sicher und profitabel möglich ist. Innerhalb der Region befinden sich viele potenzielle H<sub>2</sub>-Abnehmer, sodass der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur langfristig sinnvoll erscheint. Durch die Umstellung vorhandener Erdgasnetze (und die vorhandene Kompetenz hierfür) besteht die Möglichkeit eines kosteneffizienten Netzaufbaus für H<sub>2</sub>-Netze.
- ▶ Super Voraussetzungen, da hervorragende Infrastruktur, Leitungsnetz, Speichervolumen, vorhandene Versorgungsstruktur
- ▶ Umrüstung, Anerkennung der Umrüstkosten in der Regulierung
- ▶ Wasserstofftoleranz der Gasspeicher und der Bauteile (Messsysteme)
- ▶ Private, nicht regulierte Wasserstoffnetze, Durchleitung und Zugang nicht geregelt. Dennoch LSA hat die einmaligen Situation mit dem Alleinstellungsmerkmal und dem Potential des Aufbaus einer vollständig funktionierenden Wasserstoff-Wertschöpfungskette vom Windrad, über Speicher in Bad Lauchstädt, Transport zu den verschiedenen Verbräuchen aus der Chemie und Nahrungsmittelindustrie zu den Industrieparks in Leuna, Bitterfeld, Zeitz und auch Südzucker zu den Tankstellen für Wasserstoff entlang der Bahnnetzte usw. also sektorenübergreifende Kopplung von Quellen und Senken.
- ▶ Die Infrastruktur ist grundsätzlich geeignet. Die Qualität des transportieren Gases richtet sich jedoch vor allem an die angeschlossenen Verbraucher - diese sind im zeitlichen Verlauf auf veränderte Gasbeschaffenheit auszulegen.
- ▶ Kosten, Genehmigungen dauern zu lang, Sicherheits-Bedenken

#### A.2.2.3.1 Schriftliche Befragung – Voraussetzungen Infrastruktur

Grundsätzlich ist die klar überwiegende Mehrheit der Infrastruktur-Akteure der Ansicht, dass die Gasinfrastruktur in der Innovationsregion Mitteldeutschland für den Transport Grüner Gase geeignet ist. Gute Voraussetzungen existieren durch die vorhandenen Industriecluster und Infrastrukturen, sowie durch Netzwerke (insb. HYPOS e.V.) und laufende Pilotvorhaben in den Reallaboren.

Selbstverständlich muss die Infrastruktur zunächst entsprechende Tests auf Materialverträglichkeit und Sicherheit durchlaufen. Langfristig sollten die Leitungen auf reine Gase (Wasserstoff ohne Beimischung) ausgelegt werden. Ein Energiedienstleister zeigt sich besonders optimistisch: „Der erfolgreiche Betrieb des H<sub>2</sub>-Netzes von Linde in der Region zeigt, dass H<sub>2</sub>-Pipelinetransport sicher und profitabel möglich ist. Innerhalb

der Region befinden sich viele potenzielle H<sub>2</sub>-Abnehmer, sodass der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur langfristig sinnvoll erscheint. Durch die Umstellung vorhandener Erdgasnetze (und die vorhandene Kompetenz hierfür) besteht die Möglichkeit eines kosteneffizienten Netzaufbaus für H<sub>2</sub>-Netze.“

#### A.2.2.3.2 *Schriftliche Befragung – Hemmungen Infrastruktur*

Insgesamt sind die meisten Akteure der Ansicht, dass nach derzeitigem Stand die notwendigen Rahmenbedingungen für einen effizienten Betrieb einer Infrastruktur für Grüne Gase in Mitteldeutschland noch nicht hinreichend vorhanden sind.

Daraus leitet sich auch das zweite Argument ab, dass eine Investition in neue Infrastruktur für Grüne Gase nach derzeitigem Stand schlicht zu teuer ist. Die Akteure bemängeln, dass eine Umrüstung und die Anerkennung der Umrüstkosten derzeit noch nicht hinreichend in der Regulierung anerkannt werden. Für eine Umrüstung der Gas-Infrastruktur auf eine Wasserstoff-Infrastruktur sind aufwendige Netz- und Netzverträglichkeitsanalysen notwendig. Diese Analysen stellen jedoch insgesamt betrachtet kein großes Hemmnis dar.

#### A.2.2.3.3 *Intensivinterview Infrastruktur*

**Energiedienstleister** – „Öffentliche Technologieförderung: die Bundesprogramme sind gut. Die Landesprogramme sehr bürokratisch.“

#### **Fokus: Grüner Wasserstoff, (eventuell blauer Wasserstoff, türkiser Wasserstoff)**

Grüne Gase sollten grundsätzlich aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Trotzdem steht die Debatte im Raum, dass blauer und türkiser Wasserstoff für einen schnellen Markthochlauf erforderlich sein kann. Prinzipiell ist der Einsatz von Grünem Wasserstoff in allen Sektoren denkbar, außer Mobilität. Beim Thema Mobilität ist jedoch die Effizienz von Elektrofahrzeugen deutlich größer. Das Maximum der Beimischbarkeit von Wasserstoff bzw. Biomethan im Erdgasnetz liegt bei bis zu 40 %. Hinsichtlich der Erzeugung von Grünen Gasen ist es positiv für die Region, dass die nötige Infrastruktur und die Abnehmer (Chemieparks) bereits vorhanden sind.

#### A2.2.4 Schwerpunkt: Nutzung

**Frage 5.1: Welche Einsatzfelder für Grüne Gase erwarten Sie in der Zukunft in Mitteldeutschland?**

**Tabelle A-2-14: Einschätzung der potenziellen Einsatzfelder von Grünen Gasen**

Industrielle Prozesse	23
Automobil	20
Öffentlicher Verkehr	24
Schifffahrt	8
Luftfahrt	8
Wärme	16
Speicher	21
Sonstige	6

**Frage 5.2: Wie beurteilen Sie die Wirtschaftlichkeit von Anwendungen auf Basis Grüner Gasen in Mitteldeutschland kurz-, mittel-, und langfristig?**

**Keine Angabe: 8**

**Tabelle A-2-15: Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Anwendungen auf Basis Grüner Gase in Mitteldeutschland**

Kurzfristig (1-2 Jahre)	Mittelfristig (3-10 Jahre)	Langfristig (> 10 Jahre)
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Das hängt von den Rahmenbedingungen ab.</li> <li>▶ großer Hebel für H<sub>2</sub> bei Logistik, Schiffs- und Flugverkehr, weil nicht durch andere Brennstoffe substituierbar; in der Mobilität wird vor allem Bio-CH<sub>4</sub> interessant, da Fahrzeugflotte bereits vorhanden; H<sub>2</sub> in der Mobilität eher nicht in der Mobilität; Industrie hat noch keinen Handlungsdruck/wirtschaftlich noch unattraktiv</li> <li>▶ H<sub>2</sub>: keine, Biogas: gut, nur im EEG, Biomethan: schlecht, nur im EEG wirtschaftlich, kaum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ verstärkter Handlungsdruck auf Industrie; etablierter Energieträger in Logistik, Schiffs- und Luftfahrt; steigende Abnehmerzahlen im Mobilitätsbereich; je nach Technologieentwicklung tendenziell mehr grünes H<sub>2</sub> als grünes CH<sub>4</sub></li> <li>▶ H<sub>2</sub>: schlecht, nur in Ausnahmefällen gut, z.B. in Chemieclustern, Biogas/Biomethan: schlecht durch Einschränkung EEG-Förderung, nur teilweise Kompensation durch Preiserhöhung bei fossilen Energien durch CO<sub>2</sub>-Preis</li> <li>▶ Bei entsprechender Prozessoptimierung werden sich auch Thermolyseanlagen rechnen, die überwiegend Wasserstoff herstellen. (&lt; 2,00 €/kg). Bei Verwendung von Biomassen ist die Nutzung von CO<sub>2</sub> zu klären...</li> <li>▶ könnte wirtschaftlich gestaltet werden</li> <li>▶ Automobilverkehr (LKW), Speicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ hohe Nachfrage nach grünen Gasen in nahezu allen Sektoren mit Geschäftsmodellen in jedem Sektor</li> <li>▶ H<sub>2</sub>: gut, da einzige Alternative neben Grünstrom und dem begrenzten Biogas/Biomethan; Konkurrenz durch Verbesserung direktelektrischer Anwendungen, Biogas/Biomethan: Nischenprodukt</li> <li>▶ zur Erreichung der Klimaziele müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass es wirtschaftlich wird</li> </ul>

Kurzfristig (1-2 Jahre)	Mittelfristig (3-10 Jahre)	Langfristig (> 10 Jahre)
<p>Unterschiede in Deutschland kurz- bis langfristig</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ In der Abfall-Thermolyse ist Wasserstoff schon jetzt ein günstig herstellbares Beiprodukt. Durch dezentrales Anlagenkonzept könnte jeder Recyclinghof schon jetzt Wasserstoff bereitstellen.</li> <li>▶ in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen zunächst nicht wirtschaftlich</li> <li>▶ keine Wirtschaftlichkeit</li> <li>▶ abhängig von der Ausgestaltung des EEG</li> <li>▶ nicht gegeben</li> <li>▶ kurzfristig: wird die Wirtschaftlichkeit "grüner" Gase in der industriellen Anwendung ohne staatliche Förderung und Sonderregelungen nicht möglich sein.</li> <li>▶ in industriellen Prozessen sowie im Verkehrssektor (Biomethan)</li> <li>▶ nicht gegeben</li> <li>▶ schlecht</li> <li>▶ wenig wirtschaftlich</li> <li>▶ keine Wirtschaftlichkeit</li> <li>▶ gut</li> <li>▶ keine Eigenwirtschaftlichkeit</li> <li>▶ unwirtschaftlich</li> <li>▶ nicht wirtschaftlich</li> <li>▶ Unmöglich. Es gibt noch keine gesetzlichen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Lösungen neben dem EEG mit regionalem dezentralen Ansätzen Grundvoraussetzung. Und politischer Wille notwendig. In Thüringen liegt der Fokus aktuell auf Wasserstoff, auch wenn Bioenergieberatung für Biogas unterstützt wird.</li> <li>▶ nicht wettbewerbsfähig</li> <li>▶ mittelfristig: benötigt der Standort Deutschland eine deutliche Verbesserung der Gesamtsituation hinsichtlich der Stromnebenkosten. Allgemein als EEG-Umfrage bekannt. Hier müssen Ausnahmen für Anwendung regenerativer Energien in Power to Gas Verfahren und die Anrechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidung auf die Produkte erfolgen.</li> <li>▶ in der dezentralen Bereitstellung für chemische Prozesse abseits von Wasserstoffpipelines, im ÖPNV und für Energiespeicher</li> <li>▶ mittel</li> <li>▶ besser</li> <li>▶ Wirtschaftlichkeit, falls Förderung</li> <li>▶ Beginnende Wirtschaftlichkeit gegen 2030 in einzelnen Sektoren (z.B. Industrie, Verkehr, Speicher), Kontext: Dekarbonisierungsdruck &amp; Schaffung für Problembewusstsein, Höhere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten - beginnender Markthochlauf schafft Optionen und Vertrauen, Langfristige Perspektive, dass Dekarbonisierung Wettbewerbsvorteil ist</li> <li>▶ sehr gut, Chance auf positive wirtschaftliche Effekte, Beitrag zur Dekarbonisierung</li> <li>▶ keine oder geringe Eigenwirtschaftlichkeit</li> <li>▶ wirtschaftlich nur mit Förderung</li> <li>▶ bei Fortbestehen der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie des Preisniveaus fossiler Kohlenwasserstoffe überwiegend nicht wirtschaftlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Industrielle Prozesse, Öffentliche Verkehrssysteme</li> <li>▶ geringer als bei konventionellen Gasen</li> <li>▶ langfristig: bei gleichzeitiger Anhebung der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate könnten Anreize geschaffen werden eine Defossilisierung der Wirtschaft langfristig einzuleiten. Problematisch werden die steigenden Kosten für in Deutschland erzeugte international gehandelte Güter wie Diesel und Benzin....</li> <li>▶ in der Luftfahrt</li> <li>▶ hoch wegen CO<sub>2</sub>-Bepreisung</li> <li>▶ gut</li> <li>▶ Wirtschaftlichkeit aus sich heraus</li> <li>▶ Stetig breitere Anwendungsfelder und langfristige Verdrängung fossiler Energieträger</li> <li>▶ sehr gut</li> <li>▶ Eigenwirtschaftlichkeit (nur) unter der Voraussetzung einer entsprechenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung</li> <li>▶ Marktreife, wirtschaftlich ohne Förderung</li> <li>▶ bei Fortbestehen der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie des Preisniveaus fossiler</li> </ul>

Kurzfristig (1-2 Jahre)	Mittelfristig (3-10 Jahre)	Langfristig (> 10 Jahre)
<p>Rahmenbedingungen die zu grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten und dessen Mehrwert, den ihre THG Einsparung mit sich bringt, entsprechend berücksichtigen. Die für die kommenden Jahre festgelegte CO<sub>2</sub> Bepreisung wird nicht ausreichen um die Differenzkosten zwischen grauem und grünem Wasserstoff genügend zu reduzieren.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ nicht gegeben</li> <li>▶ schlecht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Dies wird maßgeblich von den Entlastungen des Strompreises von Umlagen für die Herstellung von grünem Wasserstoff und der Art und Entwicklung der CO<sub>2</sub> Bepreisung bei der Erzeugung von grauem Wasserstoff abhängen. Für die Bereitstellung der Prozessenergie bei der Erzeugung von grauem Wasserstoff kann der CO<sub>2</sub> Preis bis 2026 schon prognostiziert werden. Dieser wird nicht ausreichen, damit grüner und grauer Wasserstoff pari sind. Vermutlich wird 2026 entsprechend nach reguliert. Wir gehen daher aktuell von mindestens 6 Jahren aus, bis sich Anwendungen auf Basis von grünem Wasserstoff rechnen. Sofern über EU (EU green deal) oder nationale regulatorische Maßnahmen auch eine Bepreisung von stofflich genutztem fossilem Kohlenstoff erfolgt, kann eine beginnende Wirtschaftlichkeit für bestimmte Anwendungen (z.B. Nutzung als Chemierohstoff bzw. als Kraftstoff zur Decarbonisierung im Verkehrssektor) bereits früher erfolgen.</li> <li>▶ Marktreife verschiedener Anwendungsbereiche, z.T. wirtschaftlich</li> <li>▶ Besser</li> </ul>	<p>Kohlenwasserstoffe überwiegend nicht wirtschaftlich</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Für den genannten Zeitraum ist davon auszugehen, dass durch entsprechende regulatorische Maßnahmen und fallende Kosten für die Herstellung von Elektrolyseuren Wirtschaftlichkeit zumindest in Europa erreicht wird.</li> <li>▶ Wirtschaftlichkeit deutlich besser gegenüber Anwendungen, welche auf fossilen Brennstoffen basieren</li> <li>▶ Gut</li> </ul>

**Frage 4.7** Erwarten Sie, dass in den nächsten 30 Jahren weitere THG-freie synthetische Brenngase entwickelt werden? Falls ja, welche Ansätze sehen Sie?

Keine Angabe: 15

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Power-to-Gas</li> <li>▶ grundsätzlich nicht auszuschließen; ggf. in Zusammenhang mit H<sub>2</sub> z.B. Ammoniak</li> <li>▶ Das wird möglich sein. Konkrete Ansätze sind nicht vorhanden.</li> <li>▶ Nutzung des Kohlenstoffinventars der Atmosphäre, (Kohlendioxidabtrennung) im Zusammenspiel mit der Gewinnung von Solarstrom in sonnenreichen Regionen; Erschließung zusätzlicher Kohlenstoffquellen (z. B. Algenbiomasse); sonnenreichen Regionen; Erschließung</li> </ul>
--

- ▶ Power-to-X
- ▶ Brennstoffe sind prinzipiell THG frei. Nur H<sub>2</sub> kann zu H<sub>2</sub>O in einer Brennstoffzelle unter Gewinnung von Energie umgesetzt werden. Wird der H<sub>2</sub> mit Luft verbrannt entsteht immer auch NO<sub>x</sub>. Andere, kohlenstoffhaltige Gase emittieren immer auch CO<sub>2</sub>. Die rechtliche Anrechnung zur CO<sub>2</sub>-Freistellung von reg. gewonnen Brennstoffen ist in Deutschland ein schwieriges Feld.
- ▶ Ja: DME als Zwischenprodukt oder auch als reiner Kraftstoff
- ▶ Ja, synthetisches Erdgasgemisch aus unterschiedlichen Zusammensetzungen
- ▶ Ja, in Abwandlung der bereits erforschten Brenngase
- ▶ Photokatalyse
- ▶ Gasförmige außer Wasserstoff und BioMethan bzw. Methan aus PtX nicht. Wesentlicher werden die flüssigen Folgeprodukte aus grünem Wasserstoff und CO<sub>2</sub>. Im ersten Schritt kann grünes Methanol zur Beimischung im Kraftstoff und zur MTBE Herstellung erzeugt werden. Es gibt bereits heute Schiffe mit Methanolmotoren. Die Prozesse Methanol-to-Gasoline und Methanol-to-Kerosin werden folgen. Insbesondere Methanol-to-Kerosin wird wichtig, um im Flugverkehr THG Reduktionen zu erreichen.
- ▶ PtL - flüssige synthetische Brennstoffe für Luft- und Schifffahrt

## 6.2 Welche Voraussetzungen und Hemmnisse sehen Sie für die Nutzung Grüner Gase in Mitteldeutschland?

Keine Angabe: 7

- ▶ keine Geschäftsmodelle
- ▶ Absatzmärkte (ggf. über Quoten, CO<sub>2</sub>-Preise); Infrastruktur für H<sub>2</sub>-Mobilität/Logistik
- ▶ siehe 6.1 - komplette Wertschöpfungskette steht am Anfang.
- ▶ Zunächst Bereitstellung von kleinen Mengen (für wenig Nutzer) und dann die Skalierung auf große Mengen (für viele Nutzer). -> Henne-Ei-Problem. Durch den primären wirtschaftlichen Ansatz "Abfallentsorgung" kann die Wasserstoff-Produktion frei skaliert werden
- ▶ Die Nutzung Grüner Gase ist aktuell nicht wirtschaftlich.
- ▶ Besonders gute Voraussetzungen existieren durch die vorhandenen Industriecluster und Infrastrukturen, sowie durch Netzwerke (insb. HYPOS) und laufende Pilotvorhaben.
- ▶ Erfahrungen mit der Wasserstoffinfrastruktur gegeben, vorhandene Gasspeicher nutzen, Erfahrungen aus Stadtgas-Zeiten vorhanden
- ▶ Wie oben nur, zusätzlich muss natürlich auch die Möglichkeit der Nutzung gegeben sein.
- ▶ Kosten des grünen Wasserstoffs sind derzeit rund 3x so hoch, Es gibt nicht genug überschüssige Energie/ AbfallverwertungsKapazität, die benötigte Mengen sicher unterstützen
- ▶ Hemmnisse: CO<sub>2</sub>-Emissionskosten sind zu niedrig! Politische Rahmenbedingungen sind unklar, Voraussetzungen die geschaffen werden können um die Entwicklung zu begünstigen: Deutlicher Ausbau der





Verteilnetze von Energieträgern

ambitionierte Umsetzung der REDII in nationales Recht

kurzfristige Ausnahmen für Reallabore der Energiewende von den EEG-Umlagen

künstliche Verknappung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und Anhebung der CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

- ▶ wie 6.1
- ▶ H<sub>2</sub>-Readiness bei den Endgeräten und Leitungen noch nicht gegeben.
- ▶ Gute Gasinfrastruktur (Gasnetz + Gasspeicher)
- ▶ s.o.
- ▶ In Mitteldeutschland gibt es sehr gute Voraussetzungen für den Aufbau regionaler H<sub>2</sub>-Wertschöpfungsketten, die die Nutzung grüner Gase begünstigen:
  - Hohes Erzeugungspotenzial EE-Strom
  - Regionale H<sub>2</sub>-Abnahmecluster
  - Vorhandene H<sub>2</sub>-Infrastrukturen
  - Bestehende Forschungsk Kooperationen und Know-How
  - gleiche Hemmnisse:
    - Regulatorische Hemmnisse (Belastung durch Steuern und Umlagen)
    - Mangelnde langfristige Fokussierung von H<sub>2</sub> durch Politische Stakeholder
    - Begrenzt es Nachfragepotenzial in Mitteldeutschland
- ▶ Super Voraussetzungen da hervorragende Infrastruktur, Leitungsnetz, Speichervolumen, Flächen, Agrarinfrastruktur, Verkehrsinfrastruktur, vorhandene Forschungslandschaft, Kompetenzcharakter in den Bereichen Chemie, Industrie, EE-Erzeugung, großes Potenzial an Sekundärenergieträger (Biomasse), vorhandene Unternehmensdichte
- ▶ Verfügbarkeit, Förderung, Regulatorik (Abgabe/Umlagen/Preissystem)
- ▶ Infrastruktur muss geschaffen werden, Wirtschaftlichkeit von Anwendungsbeispielen
- ▶ Siehe 6.1
- ▶ Schaffung von Infrastruktur für den Transport und Speicherung von reinem Wasserstoff für die stoffliche Nutzung, Regulierung der Transportnetze, Absenkung der EEG-Umlagen und weitere Entlastung des Strompreises durch Absenken der Umlagen, Unterstützung von Projekten zur Nutzung von grünen Gasen, Schaffung von Förderelementen, besondere Förderung der Sektorenkopplungsprojekte; Bilanzierungskonzepte für Strom u. H<sub>2</sub>. Ansonsten keine Sektorenkopplung möglich;
  - Für unser Projekt:
    - THG Quote muss ambitioniert steigen, um Impulse für neue Technologien zu schaffen
    - Methanol und Folgeprodukte müssen nach RED II für alle Mobilitätsbereiche anerkannt werden
    - Grüner H<sub>2</sub> bevorzugt für e-Fuels nicht für konventionelle Kraftstoffe
    - Verbindliche Unterquote für e-Fuels, wie für fortschrittliche Biokraftstoffe bereits festgelegt

- Nachhaltige Kraftstoffe aus Ackerpflanzen müssen als bereits heute funktionierende Säule bleiben
    - Dekarbonisierungsziele im Verkehrssektor müssen ambitioniert steigen und es darf nicht allein auf Elektromobilität gesetzt werden (THG-Quote 36. BImSchV)
  - ▶ Marktreife der Anwendungen
  - ▶ Unternehmen gehen nicht gerne Risiken ein und brauchen Wirtschaftlichkeit, sowie ROI in 3-5 Jahren.

#### A.2.2.4.1 Schriftliche Befragung – Voraussetzungen Nutzung

Prinzipiell bestehen in der Innovationsregion Mitteldeutschland gute Voraussetzungen für die Nutzung Grüner Gase. Durch eine lebendige Forschungslandschaft existiert einerseits bereits das notwendige Know-how in der Region. Andererseits gibt es eine gute Gasinfrastruktur (Gasnetz + Gasspeicher) und auch regionale Wasserstoff Abnahmecluster.

#### A.2.2.4.2 Schriftliche Befragung – Hemmungen Nutzung

Gleichzeitig ist das größte derzeitige Hemmnis bei der Nutzung von Grünen Gasen in der Innovationsregion Mitteldeutschland fehlende Geschäftsmodelle aufgrund uneindeutiger Rahmenbedingungen. Derzeit steht die komplette Wertschöpfungskette erst am Anfang. Das wiederum hat zur Folge, dass die meisten Anwendungen noch nicht H<sub>2</sub>-ready sind. Die Nutzung Grüner Gase ist damit aktuell nicht wirtschaftlich, da Unternehmen nicht gerne unkalkulierbare Risiken eingehen, die derzeit mit dem Thema Grüne Gase verbunden sind.

Die Lösungsvorschläge, wie der deutliche Ausbau des Verteilnetzes sind zu einseitig und zeigen, dass eine einheitliche Strategie für die gesamte Wertschöpfungskette in der Innovationsregion Mitteldeutschland etabliert werden muss.

#### A.2.2.4.3 Intensivinterview Nutzung

**Chemiepark – „Die Kaufkraft der betroffenen Industrien bestimmt das Tempo.“ (der Nutzung)**

**Fokus: Grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (eventuell dekarbonisiertes Erdgas)**

Der Chemiepark selbst stellt keine Produkte an sich her, hat aber einen direkten Einblick in den chemischen Sektor. Nach Ansicht des Chemieparkbetreibers muss die derzeitige Grüne Gase Infrastruktur nicht ausgebaut werden, da die Produktionsmengen von Grünen Gasen viel zu niedrig sind und damit eine volle Auslastung kurzfristig nicht garantiert werden kann. Der Einsatz von Grünem bzw. dekarbonisiertem Wasserstoff wird in der rohstofflichen Nutzung in der Chemie-, Stahl-, und Zementindustrie in der Region, sowie als Speichermedium für Strom gesehen. Infrastruktur und Anwendungen sind in diesem Fall sehr eng miteinander verflochten. Idealerweise sollen integrierte,

standortbezogene Systeme, wie Bad Lauchstädt, aufgebaut werden. Die Förderung und Unterstützung seitens der Politik sind zu bürokratisch.

**Flughafenbetreiber** – „Ausschließlich mit CO<sub>2</sub>-freien Gasen wird eine Vollversorgung nicht möglich sein“

**Fokus: Grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, blauer und türkiser Wasserstoff**

Die Haupteinsatzgebiete von Wasserstoff sind der Transport auf dem Flughafen sowie Wasserstoff als Kerosinersatz. Wir bauen Wasserstofftankstellen auf dem Flugplatz und richten uns auf den Bedarf an Wasserstoff als Kerosinersatz ein, seitdem Airbus drei Studien für Wasserstoff betriebene Passagierflugzeuge in Auftrag geben hat.

Eine Versorgung ausschließlich mit Grünen Gasen wird in Mitteldeutschland langfristig nicht möglich sein, ist, nach Meinung des Flughafenbetreibers aber auch nicht notwendig, denn Grüner Strom und Effizienzsteigerungen haben auch einen hohen Stellenwert als solche.

Die Inlandsflüge werden deutlich zurückgehen und möglicherweise ihre frühere Stellung verlieren. Höchstwahrscheinlich wird die Deutsche Bahn diese Lücke füllen, da die Gesamtreisezeit oft kürzer, als mit dem Flugzeug ist.

Für die Ballungszentren mit Grundstoffindustrien sollte es auf jeden Fall Parallelinfrastrukturen geben, da hier der Bedarf besonders hoch ist. Für alle anderen Zwecke ist eine Parallelinfrastruktur nicht zwingend erforderlich. Nach Auffassung des Flughafenbetreibers wird das Erdgasnetz schrittweise zu einem überwiegendem Wasserstoffnetz ausgebaut werden.

Für Transport und Flugverkehr sind bestimmte Formen von Kraftstoffgemischen in Form von PtL interessant. Dafür käme reiner Wasserstoff oder Mischungen aus grünem und blauem oder grünem und türkischem Wasserstoff in Frage. Bei PtL wird derzeit von einer Beimischung von 1-3% zum Kerosin ausgegangen. Insgesamt wird Wasserstoff als die Zukunft in der Luftbranche gesehen.

Bei der Förderung sollte Technologieoffenheit herrschen.

#### A2.2.5 Schwerpunkt: Politische Unterstützung

**Frage 6.5: Unterstützen Politik, Wirtschaftsorganisationen und Kammern das Ausrollen einer Grüne Gase- und Wasserstoffstrategie hinreichend, auch im Hinblick auf Business-Tauglichkeit? Bitte erläutern Sie.**

**Keine Angabe: 15**



- ▶ Es gibt aber keine stabilen, dauerhaften Geschäftsmodelle.
- ▶ Politisch muss das Regelwerk für Energieerzeugung und -versorgung neu aufgesetzt werden um der Sektorkopplung zum Durchbruch zu verhelfen. Die regulatorischen Parallelwelten von Strom und Gas müssen abgebaut werden. Dahingehend gibt es zwar Unterstützung von verschiedenen Seiten und auch Ansätze das vorhandene Regelwerk anzupassen, eine Grundlegende Reform des Energiewirtschaftsrechts ist aber nicht in Sicht. Aus unserer (EE Strom) Sicht sind die Ausbauziele für den weiter steigenden Bedarf zu gering, ob die angedachten Maßnahmen zum EEG 2021 greifen wird man abwarten müssen.
- ▶ Die Entwicklungen bewerte ich positiv. Die notwendigen Aktionsfelder werden gemeinschaftlich bearbeitet: Strategien, Maßnahmen, F&E-Förderungen, Pilotprojekte, Ausrollen, Regulatorig, Invest-Förderung, Weiterbildung, flankierende Maßnahmen im gesamten Energiesektor. Respekt vor dieser Mammutaufgabe.
- ▶ Nein, s.o. grüner Wasserstoff = Elektrolyse
- ▶ Es existieren zahlreiche Strategiedokumente und Willensbekundungen auf allen politischen und wirtschaftlichen Ebenen. Es fehlt an konkreten Maßnahmen, die eine Umsetzung möglich machen.
- ▶ der politische Wille zur endgültigen Umsetzung fehlt, Rahmenbedingungen müssten schnell angepasst werden
- ▶ Thüringen hat eine eigene Integrierte Energie und Klima Strategie (IEKS), diese darf nicht nur Lippenbekenntnis sein. Sinnvolle Umsetzung sind mit den Wirtschafts- und Sozialpartnern abzustimmen
- ▶ bisher keine eigene Initiative daher kein Thema; wenn von gesellschaftlichem und volkswirtschaftlichem Interesse, dann müsste das Ziel breiter in der Bevölkerung bekannt gemacht und diskutiert werden
- ▶ Nein. Ob Wasserstoff im Verteilnetz und im Wärmebereich politisch gewollt ist, wurde noch nicht kommuniziert. Es gibt Angst vor Diskriminierung. Wenn Wasserstoff langfristig im Energiemix gesehen wird, muss auch den Herstellern vorgeschrieben werden, dass Geräte vorausschauend H<sub>2</sub>-reday sein müssen.
- ▶ Bislang nur verbal, es fehlen Taten (z.B. Kofinanzierung der NOW-Förderung des Bundes)
- ▶ Die Vorstellung der nationalen Wasserstoffstrategie zeigt die Unterstützung der Politik, die bis zu diesem Zeitpunkt weitgehend fehlte. In diesem Zusammenhang können noch keine abschließenden Aussagen bzgl. des wirtschaftlichen Erfolgs zukünftiger Wertschöpfungsketten getätigt werden. Von den relevanten Institutionen in Mitteldeutschland fühlen wir uns ausreichend unterstützt.
- ▶ Politik kennt die Voraussetzungen, zieht aber keine Konsequenzen.
- ▶ Noch nicht; Die Politik, Wirtschaftsorganisationen und Kammern sollen die Projekte stärker begleiten z.B. durch Vernetzung der regionalen Akteure und Steuerung von Clustern. Solche Cluster sollen auch für Themenschwerpunkte wie z.B. Wasserstoff-Projekte entstehen.
  - Die wichtigste Aufgabe der Politik ist es aber, Rahmenbedingungen zu schaffen und Wege aufzuzeigen und zu finden, um innovative Projekte durch Fördermittel in der Erreichung der Wirtschaftlichkeitsziele zu

- unterstützen. Wenn Demoprojekte nicht jetzt attraktiv und stark gefördert werden, verlieren wir aktuelle Spitzenposition. Sowohl LSA im Speziellen als auch Deutschland
- Es werden Fördermittel sowohl für strukturelle als auch energetische Maßnahmen an unseren Standorten benötigt.
  - ▶ nein, es sollte mehr direkte Kommunikation geben, auch mit den Landkreisen und Wirtschaftsfördergesellschaften.

### Frage 6.6: Wie könnte die Unterstützung optimiert werden?

Keine Angabe: 10

- ▶ Es müssen Entscheidungen her
- ▶ Hohe CO<sub>2</sub> Preise mit Hebelwirkung und ggf. Grenzausgleich. Oder Klares Bekenntnis zu EE und zur Dezentralisierung der Energieversorgung mit allen Nach- UND Vorteilen, die diese Art der Energieerzeugung mit sich bringt (Wertschöpfung in der Region, Absicherung der Energieversorgung, ...); Quoten für Grüne Gase, ggf. eine Umlage im Strom- und Gassektor für alle Nutzer (stofflich wie energetisch), um die Abgabenlast besser zu verteilen.
- ▶ Weiterhin starke Einbindung der Stakeholder zur Klärung der unzähligen anstehenden Aufgaben.
- ▶ Technologieoffene Förderung für größerer Bandbreite der Entwicklung verschiedener Technologien
- ▶ Schaffung konkreter regulatorischer Rahmenbedingungen
- ▶ Rahmenbedingungen anpassen
- ▶ Siehe 6.5
- ▶ derzeit nicht relevant
- ▶ Schaffung von Anreizen für die industrielle Anwendung von regenerativ erzeugtem H<sub>2</sub> über Kostenstrukturen. Künstliche Verknappung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten zur Erzeugung eines Handlungsdruckes zur Erneuerung konventioneller Technologien
- ▶ länderübergreifende Regionalstrategien entwickeln
- ▶ zentrales gebündeltes Handeln durch Transportnetzbetreiber
- ▶ Einigung auf Zielkorridor; Einspeisung und Vorbereitung der Verbraucher.
- ▶ Den Konzepten müssen konkrete Förderprogramme folgen, die nicht nur die Infrastrukturkosten für H<sub>2</sub>-Betankungsanlagen und Fahrzeuge abdecken, sondern auch die betrieblichen Mehrkosten, zumindest über einen mittelfristigen Zeitraum
- ▶ Die schnelle Schaffung von Anreizen zum Markthochlauf für Wasserstofftechnologien und langfristige Verbesserungen im regulatorischen Rahmen sind zwingend notwendig. Es ist wichtig, den Fokus auf Wasserstoff, der durch die Nationale Wasserstoffstrategie gesetzt wurde, dauerhaft beizubehalten und alle relevanten Stakeholder für die Notwendigkeit von H<sub>2</sub>-technologien zu sensibilisieren.
- ▶ Thema ist als Problemlöser (Erreichung THG-Ziele) momentan noch gar nicht prominent auf der TO. Unterstützung durch das Land bzgl.

regionalplanerischer Aspekte (Planungssicherheit), regulatorische Hemmnisse beseitigen, Verhandlungen mit dem Bund in Bezug auf Beihilfe

- Unterstützung durch das Land bzgl. regionalplanerischer Aspekte (Planungssicherheit), regulatorische Hemmnisse beseitigen, Verhandlungen mit dem Bund in Bezug auf Beihilfe
- ▶ Eindeutige und realistische Strategieformulierung, Klare Capex-/Opex-Förderung; Reform Preissystematik im Energiebereich.
- ▶ Transparenz, Information, Beratung, Akzeptanz schaffen
- ▶ s. oben; Verhinderung der Abwanderung und des Wegfalls von existierenden Wertschöpfungsketten
- ▶ direkte Projektinitiierung in Kooperation

**Frage: 6.7 Welche Herausforderungen sehen Sie bei Genehmigungsverfahren für Grüne Gase und die Ansiedlung neuer Firmen in den Braunkohlegebieten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge?**

**Keine Angabe: 20**

- ▶ Überhaupt kein Problem, wenn es Geschäftsmodelle gibt.
- ▶ Genehmigung von Speichern für Wasserstoff aufgrund der Neuartigkeit prüfen die höheren Drücke in grünen Gasen müssen sicherheitsrelevant bewertet werden
- ▶ Welchen Zusammenhang sehen sie zwischen den beiden Fragestellungen? Genehmigungsverfahren "Grüner" Gase zu Ansiedlung in Braunkohlegebieten?
- ▶ Erweiterung der Mittelvergabe aus den Strukturstärkungsgesetz für private Investoren
- ▶ Bündelung von entsprechenden Kompetenzen in einem interdisziplinär aufgestellten Team / Organisationstruktur, Aktuell zu viele Organisationen beteiligt, fehlende zielgerichtete Ausrichtung auf Ansiedlungs- und Genehmigungsprozesse bzw. Geschäftsprozesse mit dem Ziel Ansiedlung
  - Aktuell zu viele Organisationen beteiligt, fehlende zielgerichtete Ausrichtung auf Ansiedlungs- und Genehmigungsprozesse bzw. Geschäftsprozesse mit dem Ziel Ansiedlung
- ▶ Genehmigungsverfahren müssen generell vereinfacht und verkürzt werden
- ▶ Harmonisierung der Genehmigungsverfahren der Bundesländer
- ▶ Planungssicherheit forcieren und Genehmigungsverfahren merklich vereinfachen. Laufzeiten von Genehmigungsverfahren reduzieren (Schnellverfahren, die zur rechtssicheren Bau- und Betriebsgenehmigung führen)
- ▶ lange Dauer, Fachkräftemangel, kein adäquater Wohnraum, ÖPNV-Anbindungen

## 6.8 Wie beurteilen Sie die Wege, öffentliche Technologieförderung zu erhalten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge?

Keine Angabe: 15

- ▶ Für was Förderung? Technisch ist das alles kein Problem. Es muss sich rechnen!
- ▶ Erfahrung aus dem Projekt "Energiepark Bad Lauchstädt": langer Weg zur Projektbewilligung; Optimierungspotential bei der Kommunikation der konkreten Ausgestaltung der Förderung
- ▶ Bundesprogramme funktionieren, Landesprogramme (SAB) oft administrativ sehr aufwändig, hier wäre mehr Zielorientierung wünschenswert
- ▶ noch keine Erfahrungen, jedoch einen Eindruck, dass man sehr schwer eine Transparenz erhält aus welchem Topf was gefördert werden kann um sich strategisch daran auszurichten.
- ▶ Durch das Forschungszulagengesetz kann sich die die Technologieförderung verbessern. Es bleibt abzuwarten, wie es anläuft.
- ▶ Sehr gute Konzepte und Möglichkeiten. Eine großindustrielle Entwicklung wird sich nie auf Förderung stützen, sondern Projekte nur aufgrund von Wirtschaftlichkeit umsetzen. Förderprogramme werden dann nur mitgenommen, können allerdings die Standortwahl beeinflussen.
- ▶ Förderung des BMWi zu den Reallaboren der Energiewende würde passen, wenn es, für die nicht geförderten sekundären H<sub>2</sub>-Gestehungskosten wie die EEG-Umlagen und die rechtlichen Rahmenbedingungen wie, Anrechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die Anwendung reg. Energien und der energetischen Eigenversorgung, Ausnahmeregelungen geben würde, um das Scaleup zur industriellen Anwendung zu beschleunigen.
- ▶ Es müssten dezidierte Förderprogramme entwickelt werden.
- ▶ Kleine Projekte fehlen. Es geht immer um sehr große, kosten- und personalaufwändige Projekte.
- ▶ Erweiterung der Mittelvergabe aus den Strukturstärkungsgesetz für private Investoren
- ▶ technologieoffene Förderung
- ▶ ausgeprägte Förderlandschaft (Land, Bund, EU), ggf. zusätzliche Förderangebote schaffen
- ▶ Als nicht KMU haben wir einen schwierigen Zugang zu Fördermittel. Anhebung der beihilferechtlichen Grenzen wäre wünschenswert. Unterstützung von Großunternehmen. Die strengen Regeln des aktuellen Beihilferechts (Obergrenze der Förderung für Firmen in Höhe von 10 Mio. €) sollen auf der europäischen Ebene für die 41 Kohleregionen in Europa gelockert werden.
- ▶ Dauer zu lang, vorzeitiger Maßnahmenbeginn ist fast immer nötig

## 6.9 Halten Sie es für notwendig, die auslaufenden Kraftwerkstandorte primär für Industriensiedlung vorzusehen oder sollten bis zur Stilllegung der Kraftwerke andere Standorte entwickelt werden?

Keine Angabe: 12

- ▶ vorhandene Standorte nutzen
- ▶ Um einem weiter ansteigenden Flächenverbrauch vorzubeugen und die vorhandene Infrastruktur weiter zu nutzen, sollten bereits entwickelte Kraftwerksstandort zu Industriestandorten weiterentwickelt werden.
- ▶ Kann pauschal nicht beantwortet werden, hängt von Standortfaktoren und sich ergebenden Chancen im Zeitverlauf ab.
- ▶ Das kommt auf die Warenströme an. Man nutzt ja auch nicht die alte Wassermühle, um jetzt an dem Standort Windstrom herzustellen.
  - alt: Braunkohle -> Kraftwerk -> Strom
  - neu: Strom + Inputstoff -> Technologie -> Wasserstoff + CO<sub>2</sub> + Produkte
  - Grundsätzlich jedoch eine gute Überlegung, da an den Standorten ja die Infrastruktur für Strom, Gas Wärme meistens anliegt.
- ▶ Im Sinne einer Minimierung des Flächenverbrauches sollten Neuansiedlungen immer nur auf bereits vorhandenen, ungenutzten Standorten entwickelt werden.
- ▶ Eine Nutzung vorhandener Energie-Standorte und Infrastrukturen ist aus volkswirtschaftlicher Sicht und vor dem Hintergrund der Herausforderungen und Ziele der integrierten Energiewende sinnvoll.
- ▶ Das hängt vom Gewerk ab. Genehmigungsverfahren auf bereits vorhandenen Industriestandorten scheinen sich einfacher zu gestalten.
- ▶ Im Sinne einer nachhaltigen Umweltpolitik sollten die Wirtschaftsstandorte in der Nähe bestehender Infrastruktur gefördert werden. Der Neubau von Verkehrswegen und Rohrleitungstrassen sollte auf ein Mindestmaß reduziert werden.
- ▶ Auslaufende Kraftwerksstandorte sind in der Regel Knotenpunkte der Stromversorgung die nicht nur Versorgungsaufgaben wahrnehmen, sondern auch regulatorische Maßnahmen zur Netzstabilisierung einleiten können. Es sollten diese Knotenpunkte, bei fortschreitender Dezentralisierung der Stromerzeugung, als Regulierungseinheiten vorgehalten werden. Dazu wird es nötig sein an den Standorten größere, schnell regulierbare Energieerzeugungseinheiten vorzuhalten. Einer industriellen Flächennutzung stände dies wahrscheinlich nicht im Weg.
- ▶ Letzteres; insbesondere andere Standorte wären zu entwickeln.
- ▶ Es wäre ratsam aufgrund der vorhandenen Energieinfrastruktur diese Standorte zu nutzen.
- ▶ Standorte primär vorsehen.
- ▶ eine Weiternutzung vorhandener Standorte ist sinnvoller als die Erschließung neuer Standorte
- ▶ andere Altstandorte
- ▶ Beides ist möglich, muss aber von Fall zu Fall entschieden werden.
- ▶ nicht zwingend notwendig



- ▶ Beides, gerade Brachflächen sollten nach Potenzialanalyse reaktiviert werden.

### 6.10 Sollte das Bergrecht dahingehend verändert werden, dass weit vor der Stilllegung von Kraftwerken das Gelände betreten und seine neue Nutzung vorbereitet werden kann oder stört das die Betriebsabläufe?

Keine Angabe: 18

- ▶ Bei der Erstellung der Abschlussbetriebspläne könnte eine Vorgabe aufgenommen werden, die Nutzung erneuerbarer Energien zu prüfen und diese dann auch zu nutzen. Ob dafür eine Anpassung des Bergrechts nötig ist, sollte zumindest diskutiert werden.
- ▶ Außerhalb meiner Expertise, jedoch erscheint eine frühzeitige Begehung für möglichst geringen Zeitverlust bei der Neuplanung plausibel.
- ▶ Hier sollte eine Diskussion angeregt werden, um die Vor- und Nachteile im Vorfeld zu beleuchten und dann eine fundierte Entscheidung zu fällen.
- ▶ Bergwerksbetreiber haben nicht nur Flächennutzungsrechte zur Gewinnung von Rohstoffen vom Staat erhalten, sondern müssen auch ihren Pflichten zur Renaturierung nachkommen können. Daher sollten diese Flächen auch erst einer Fremdnutzung übereignet werden wenn die Betreiber der Bergwerksflächen ihren Pflichten nachgekommen sind.
- ▶ Eingriffe in den laufenden Betrieb sind störend und gefährden die Versorgungssicherheit
- ▶ Änderung Bergrecht sinnvoll
- ▶ ja, vorzeitige Nutzung ist wichtig

#### A.2.2.5.1 Schriftliche Befragung – Voraussetzungen politische Unterstützung

Bei der Unterstützung durch die Politik differenzieren sich zwei Gruppen heraus. Die erste Gruppe sind Wirtschaftsförderungseinrichtungen, Stadtwerke und Handelskammern.

Sie sehen die politische Entwicklung um Grüne Gase positiv und haben Respekt vor dieser „Mammutaufgabe“. Sie heben auch hervor, dass zu dem Thema eine große Anzahl von Studien durchgeführt werden, um die Transformation von fossilen Energieträgern zu Grünen Gasen für alle Akteure effizient zu gestalten.

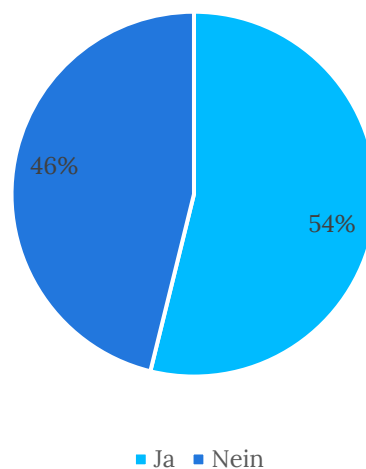
Als Lösungsvorschlag für die Braunkohlereviere schlagen die Umfrageteilnehmer die Bildung von interdisziplinären Teams vor, die einen einheitlichen Lösungsansatz herausarbeiten sollen. Generell sollen Genehmigungsverfahren reduziert werden. Bei der Nutzung der auslaufenden Kraftwerkstandorte gehen die Meinungen, nach Betroffenheit, gleichmäßig auseinander. Einige Akteure appellieren an die Effizienz der Flächennutzung und Infrastruktur bereits bestehender Kraftwerkstandorte, während andere auf die Effizienzanalyse im Einzelfall verweisen. Beide Positionen spiegeln sich auch in der Frage nach der Änderung des Bergrechts wider, weit vor der Stilllegung der Kraftwerke das Gelände zu betreten und auf mögliche zukünftige Nutzung vorzubereiten.

#### A.2.2.5.2 Schriftliche Befragung – Hemmungen politische Unterstützung

Die zweite Gruppe der Befragten sind Unternehmen. Diese weisen auf die Potenziale Grüner Gase in der Forschung, Herstellung, Infrastruktur und Nutzung in der Innovationsregion Mitteldeutschland hin. Dennoch äußern sich viele von ihnen kritisch über unpräzisen Rahmenbedingungen, bürokratische Förderprogramme und mangelnde Planungssicherheit. Durch die faktische Konkurrenz zwischen Akteuren, die mit Wasserstoff und Akteuren, die mit Biogasen/Biomethan agieren, kommt auch verstärkt der Ruf nach Technologieoffenheit. Die treibende Kraft hinter der unternehmerischen Position ist der Markt und auf dem Markt setzen sich die effizientesten Produkte und Technologien durch, zu denen Grüne Gase im Moment noch nicht gehören. Nach heutigem Stand sei grüner Wasserstoff in Westeuropa mindestens doppelt so teuer wie blauer Wasserstoff und etwa dreimal so teuer wie Grauer Wasserstoff. Durch technologieoffene, auch länderübergreifende Förderprogramme sollen die Kosten durch Skaleneffekte langfristig reduziert werden.

#### A.2.2.5.3 Schriftliche Befragung – Kooperationen Unternehmen – Wissenschaft

**Frage 3.1: Sind Sie in Kooperationen oder in einem Verbund von Unternehmen und Wissenschaft tätig?**



**Abbildung A-2-6: Kooperationen zwischen Unternehmen und Forschungsinstituten**

Etwas mehr als die Hälfte der Akteure gab an, in Forschungsk Kooperationen tätig zu sein. Auf die nähere Betrachtung der Akteure im Forschungsbereich in der Innovationsregion Mitteldeutschland geht das Fraunhofer IMW in Kapitel 2.4 näher ein. Die Befragungen und die Intensivinterviews werden bis Ende März fortgesetzt und die Ergebnisse werden rückwirkend eingebaut.

## A2.3 Übersicht relevanter Akteure der H<sub>2</sub>-Wertschöpfung

### A2.3.1 Relevante Akteure der H<sub>2</sub>-Erzeugung in der IRMD

Akteure H <sub>2</sub> -Erzeugung in der IRMD
Air Liquide Deutschland GmbH
DOW Olefinverbund GmbH
EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH
LEUNA-Harze GmbH
Linde AG
Nouryon Industrial Chemicals GmbH
Stadtwerke Leipzig GmbH
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH

#### Air Liquide Deutschland GmbH

Im Bereich der H<sub>2</sub>-Produktion ist zudem das Unternehmen Air Liquide Deutschland GmbH zu nennen, dessen Hauptsitz sich in Düsseldorf befindet. Als Anlagenbauer und Industriegase-Hersteller beliefert Air Liquide Unternehmen aus der Industrie mit technischen Gasen. Zu ihrem Portfolio gehört auch der Betrieb von H<sub>2</sub>-Tankstellen und die Produktion von Wasserstoff als chemischer Rohstoff bzw. vermehrt auch als Energieträger. Dieser wird großtechnisch durch die Elektrolyse von Wasser oder Chlorwasserstoff sowie durch weitere chemische Prozesse gewonnen. Das Unternehmen betreibt in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen Luftzerlegungsanlagen, Füllwerke und Gaselager. Im Rahmen eines Interviews mit einem Vertreter des Unternehmens [Gries 2021b] wurde deutlich, dass aktuell nur an drei Standorten in Westdeutschland Wasserstoff hergestellt wird. In Mitteldeutschland produziert Air Liquide derzeit noch keinen Wasserstoff, verkauft durch Import mittels Trailer (LH<sub>2</sub> in Lkw-Tanks) in der Region aber grauen Wasserstoff. Air Liquide verfolgt langfristig jedoch die Strategie alle 200 km in Deutschland eine Erzeugungsanlage für grünen Wasserstoff zu errichten. Die Investitionsentscheidungen für eine Region werden in Abhängigkeit der Abnahmemengen getroffen. Als Standorte in Mitteldeutschland sind unter anderem der Saalekreis und Jena im Gespräch, da dort große Chemieunternehmen ansässig sind.

Die Expertise von Air Liquide im Bereich H<sub>2</sub>-Erzeugung ist umfangreich, da es zudem im Rhein-Ruhr-Gebiet das größte H<sub>2</sub>-Netz in Deutschland mit 240 km Länge betreibt. Das Unternehmen plant derzeit den Bau einer 20 MW-PEM-Elektrolyseanlage für die Produktion von grünem Wasserstoff in Kanada. Die Tochterfirma Air Liquide Global E&C Solutions entwickelt, baut und betreibt unter anderem auch H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen wie Elektrolyseure. Anfang des Jahres 2021 gab Air Liquide bekannt, dass sie zusammen mit der Siemens Energy eine Serienfertigung von Elektrolyseuren in Europa anstreben, um grünen Wasserstoff im industriellen Maßstab erzeugen zu können.

Die Air Liquide Forschung und Entwicklung GmbH aus Frankfurt hat im Rahmen des HYPOS-Verbundprojektes „rSOC“ (Reversible Solid Oxide Cell) zusammen mit der Sunfire GmbH und dem Institut für Technische Thermodynamik vom Deutschen Zentrum für

Luft- und Raumfahrt einen Hochtemperatur-Elektrolyseur entwickelt. Dieser zeichnet sich durch einen erhöhten Wirkungsgrad der H<sub>2</sub>-Erzeugung aus, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse-Technologie verbessert wird. Der entwickelte Elektrolyseur wird derzeit im Stahlwerk in Salzgitter erprobt [HYPOS 2020a].

### **DOW Olefinverbund GmbH**

Die DOW Olefinverbund GmbH ist ein Hersteller von Kunststoffen und Spezialchemikalien, bei deren Herstellungsprozessen Wasserstoff als Koppelprodukt anfällt. Das Unternehmen betreibt in Mitteldeutschland Anlagen an den Standorten Schkopau, Leuna, Teutschenthal und Böhlen, welche durch ein Pipelinenetz miteinander verbunden sind, um chemische Grundstoffe innerhalb der genannten Werke zu transportieren. Die Rohrleitungen sind zudem mit dem DOW-Werk in Stade und dem DOW-Terminal im Rostocker Seehafen verknüpft. DOW ist des Weiteren Eigentümer der H<sub>2</sub>-Pipeline zwischen Schkopau und Böhlen. In Böhlen stellt die DOW Olefinverbund GmbH mittels Cracker aus Rohbenzin chemische Grundstoffe wie Ethylen und Propylen her, die in Schkopau und Leuna zu speziellen Kunststoffen wie Polyethylen oder Polyethylenterephthalat weiterverarbeitet werden. In Schkopau und Böhlen betreibt DOW zudem einen Chemiapark für Kunststoffproduzenten, kunststoffverarbeitende Firmen und Dienstleister aus dem Chemiesektor. Im Industriepark Bitterfeld-Wolfen bewirtschaften sie eine Anlage zur Herstellung von Cellulose-Produkten und Chemikalien [DOW 2021].

### **EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH**

Die EDL aus Leipzig ist ein Engineering- und Anlagenbauunternehmen, das in den Bereichen Raffinerie (z. B. Rohöldestillation, Altölaufbereitung), chemische und petrochemische Industrie (Herstellung von synthetischen Harzen, etc.), Gastechnik und Spezialtechnologien tätig ist. Sie erstellen Konzepte, planen und errichten schlüsselfertige Anlagen und nehmen Industrieanlagen in Betrieb [EDL 2021]. Im Rahmen des LHyVe-Vorhabens plant die EDL am Standort Böhlen-Lippendorf die Errichtung der weltweit ersten industriellen Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem synthetischen Flugkraftstoff (E-Kerosin) und grünem Wasserstoff.

### **LEUNA-Harze GmbH**

Die LEUNA-Harze GmbH in Leuna stellt aus Epoxid Harze, Reaktivverdünner und Härter her. Auf ihrem Betriebsgelände steht ein Chlor-Alkali-Elektrolyseur zur Erzeugung von Chlor, welches für die Epoxidharzproduktion benötigt wird. Jährlich können vor Ort 15.000 Tonnen Chlor hergestellt werden. Ein Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse ist Wasserstoff (14 GWh/a), welcher im Unternehmen weiterverarbeitet wird.

### **Linde AG**

Es zeigt sich, dass die Linde AG eine bedeutende Rolle bei der Herstellung von Wasserstoff in der Region einnimmt. Heute stellt das Unternehmen bereits Wasserstoff auf Basis von Erdgas (SMR) her. In Leuna befindet sich das größte Gase-Zentrum der Linde AG, welches neben Sauerstoff, Stickstoff, Kohlenmonoxid und -dioxid auch Wasserstoff und

Spezialgase herstellt. Die Linde AG verfügt in Leuna zudem über einen der drei europäischen Wasserstoff-Verflüssiger. Ab dem Jahr 2021 ist geplant, diesen um eine weitere modernere Anlage zu ergänzen, sodass dann die doppelte Menge an Wasserstoff verflüssigt werden kann (Verdopplung auf rund 0,33 GWh pro Tag) [Investieren in ST 2019].

Am Standort in Schkopau betreibt die Linde AG zudem eine Luftzerlegungsanlage, die Stickstoff, Sauerstoff und Argon aus der Luft fraktioniert. Die Luftbestandteile werden in flüssiger Form in speziellen Speicheranlagen gespeichert. Für die Kühlprozesse ist vor Ort eine Ammoniak-Kälte-Anlage vorhanden. Im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen ist die Linde AG bereits seit 1993 tätig und bewirtschaftet dort eine Anlage zur Verteilung, Verdichtung und Speicherung von Wasserstoff. Vor Ort befindet sich zudem ein Wasserstoff- und Stickstoffrohrleitungsnetz. Die Linde AG ist sowohl am Projekt Green Hydrogen Hub als auch an der Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP in Leuna beteiligt (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie). Im Rahmen eines Joint Ventures mit der britischen ITM Power wurde die ITM Linde Electrolysis GmbH (Hauptsitz in Dresden) gegründet, die in Leuna eine PEM-Elektrolyseanlage errichten wird, welche ab 2022 grünen Wasserstoff produzieren soll (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie).

### **Nouryon Industrial Chemicals GmbH**

Die Nouryon Industrial Chemicals GmbH im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen stellt verschiedene Chemierzeugnisse wie Industriesalz, Chlormethan oder Natronlauge her. Im Chemiepark erzeugt das Unternehmen mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse aus Natriumchlorid Chlor für die spätere Salzsäuresynthese. Dabei entsteht als Nebenprodukt Wasserstoff. Der nicht benötigte Wasserstoff wird als Rohgas an die Linde AG verkauft, die diesen säubert, trocknet und über die H<sub>2</sub>-Pipeline weiterleitet) [Stephan 2020]. Vor Ort befinden sich vier Chlor-Alkali-Elektrolyseure à 150 Zellen in drei Racks bei maximal 5,5 kA/m<sup>2</sup> (28 MW elektrische Leistung). Ein weiteres Produktionswerk von Nouryon innerhalb der IRMD befindet sich in Wurzen nahe Leipzig. Das Unternehmen ist Projektpartner im HYPOS-Projekt H2-Flex, in dem das Flexibilitätspotenzial einer Chlor-Alkali-Elektrolyse in einer Demonstrationsanlage in Bitterfeld-Wolfen getestet und optimiert werden soll (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie). Zu erwähnen ist zusätzlich, dass Nouryon zusammen mit seinen Konsortialpartnern Gasunie, McPhy, BioMCN und DeNora eine 20 MW-Elektrolyseanlage in Delfzijl in den Niederlanden plant, in der grüner Wasserstoff produziert werden soll. In einem weiteren Vorhaben untersuchen Nouryon und Gasunie die Möglichkeit, die Elektrolyse-Kapazität der Anlage auf 60 MW zu verdreifachen, um grünen Wasserstoff zur Herstellung von nachhaltigem Treibstoff für die Luftfahrt herzustellen [Prozesstechnik 2020].

### **Stadtwerke Leipzig GmbH**

Die Stadtwerke Leipzig bieten als kommunales Energieversorgungsunternehmen in Mitteldeutschland Strom, Erdgas und Fernwärme an. Sie sind zu 100 % im Besitz der LVV Leipziger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft, welche der Stadt Leipzig gehört. Die Stadtwerke Leipzig bauen aktuell das neue Heizkraftwerk Leipzig Süd. Das

Gasturbinenheizkraftwerk wird zwar vorerst mit Erdgas betrieben, die Turbinen können aber auch 100 % grünen Wasserstoff nutzen. Der Bau des Heizkraftwerk-Süd ist ein wichtiger Punkt für die von der Stadt Leipzig und den Stadtwerken geplante Energie- und Wärmewende [L-IZ 2020].

Im Rahmen des bei der EU beantragten Projektes LHYVE (Leipzig Hydrogen Value Chain for Europe) wollen die Stadtwerke einen Elektrolyseur errichten.

### **TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH**

Die TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH in Leuna ist die einzige Raffinerie in der IRMD zur Produktion verschiedener Kohlenwasserstoffe aus Rohöl (12 Mio. t/a). Als Endprodukte werden Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssiggas, Rohbenzin, Flugkraftstoffe, Bitumen und Methanol produziert. Die 3 Mio. t Benzin, die jährlich hergestellt werden, decken fast den gesamten Bedarf in Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen. Das verarbeitete Rohöl stammt überwiegend aus Russland und gelangt über Pipelines nach Mitteldeutschland [TOTAL 2021]. Die Raffinerien benötigen für die Produktion der Kraftstoffe, unter anderem für die Entschwefelung und Hydrierung, Wasserstoff. Ein Großteil des Wasserstoffes fällt dabei als Nebenprodukt in den Verarbeitungsprozessen vor Ort an. Darüberhinausgehender H<sub>2</sub>-Bedarf wird über die Dampfreformierung von Erdgas gedeckt oder bei der Linde AG eingekauft. Im Rahmen des Projektvorhabens E-CO<sub>2</sub>MET (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie) setzt der Energiekonzern TOTAL einen Hochtemperatur-Elektrolyseur (SOEL) im MW-Maßstab des Anlagenherstellers Sunfire GmbH aus Dresden ein, welcher Wasserstoff für die Industrie unter Verwendung von lokal verfügbarer Hochtemperatur-Prozesswärme herstellt. Dieser wird als erstes in der TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland in Leuna eingesetzt, wo synthetisches Methanol aus Wasserstoff und hochkonzentriertem CO<sub>2</sub> produziert werden soll.

### A2.3.2 Relevante Akteure der H<sub>2</sub>-Erzeugung in Mitteldeutschland

---

#### Akteure H<sub>2</sub>-Erzeugung in Mitteldeutschland

amtech Advanced Machinery & Technology Chemnitz GmbH

AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG

Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH

DHW Deutsche Hydrierwerke GmbH

EMS Erdgas Mittelsachsen GmbH

Envia Mitteldeutsche Energie AG

Getec green energy GmbH

ISLE Steuerungstechnik und Leistungselektronik GmbH

Maximator Hydrogen GmbH

MicroPro GmbH

Schott AG

SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH

Solvay Interox GmbH

Stadtwerke Staßfurt GmbH

STREICHER Anlagenbau GmbH & Co. KG

Sunfire GmbH

Voith Turbo Verdichtersysteme GmbH & Co. KG

Wasserwerke Sonneberg

WätaS Wärmetauscher Sachsen GmbH

WTZ Roßlau gGmbH

---

#### amtech Advanced Machinery & Technology Chemnitz GmbH

Das Unternehmen amtech aus Chemnitz entwickelt, produziert und vertreibt automatisierte Laborgeräte für chemische Experimente, dazu gehören beispielsweise automatisierte Test- und Probennahmetechniken für die Hochdurchsatztechnik in der Chemie- und Materialforschung oder automatisierte Systeme wie Flüssig- oder Gasphasensysteme. Ihr Hauptaugenmerk liegt auf Pilotanlagen für die Katalysatoren- und Materialforschung. Das Unternehmen beteiligt sich an der Katalysatorforschung, die unter anderem für die Herstellung von grünem Wasserstoff genutzt wird. Aktuell wirkt die amtech am Projekt „Colyssy“ (siehe A2.3.3) mit.

#### AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG

Als Hersteller von Komponenten und Technologien für H<sub>2</sub>-Anwendungen ist in Neuhaus-Schiernitz bei Thüringen die Firma AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG zu erwähnen, welche auch am LocalHy-Projekt in Heubisch teilnimmt (siehe A2.3.3). Das Unternehmen baut Elektrolyseure (AEL- und PEM-Elektrolyseanlagen) und entsprechende Systemkomponenten [Uni Weimar 2019]. Das Unternehmen war zudem am HYPOS-Projekt „ELKE“ beteiligt (01.06.2017 – 31.05.2020). Bestreben des Vorhabens war die Senkung der Investitionskosten der alkalischen Elektrolyseure durch leistungsoptimierte und kostengünstigere Elektrodenstrukturen für die Elektrolyse. Die AVX/Kumatec Hydrogen GmbH arbeitete bei dem Projekt mit dem Fraunhofer IMWS und dem Forschungszentrum Jülich zusammen. Ein assoziierter Partner war zudem die

McPhy Energy Deutschland GmbH aus Wildau, die Elektrolysesysteme mit sehr hoher Kapazität (Multi-MW) entwickelt und baut.

### **Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH**

Des Weiteren ist die Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH zu erwähnen, welche im Anlagenbau und in der Verfahrenstechnik im Bereich Raffinerie- und Gastechnik, Petrochemie, Anorganische Chemie sowie Fein- und Spezialchemie tätig ist. Am Standort Chemnitz werden Chemieanlagen für verschiedene Märkte im In- und Ausland geplant, geliefert und in Betrieb genommen. Das Unternehmen hat weitere Niederlassungen in Wiesbaden, Krakau, Kiew und Moskau. Das Unternehmen entwickelt unter anderem Chlor-Alkali-Elektrolyseure, die aus Salz und Wasser Natriumhydroxid, Kaliumhydroxid, Chlorgas und auch gasförmigen Wasserstoff erzeugen [CAC 2021].

### **DHW Deutsche Hydrierwerke GmbH**

Die DHW GmbH aus Rodleben ist ein Hersteller von Zuckeralkoholen, Fettalkoholen oder Fettaminen. Das Unternehmen ist ein Großabnehmer von Wasserstoff und benötigt jährlich rund 12 GWh H<sub>2</sub>/a Wasserstoff zur Herstellung seiner Produkte. Diese Produkte finden vor allem in der Nahrungs- und Genussmittelindustrie, sowie in den Branchen Kosmetik, Pharmazie und Industrie ihre Anwendung. Der benötigte Wasserstoff wird bisher auf Basis von Erdgas hergestellt [Kirchner 2020]. Die DHW GmbH liegt zudem an einem Anschlusspunkt des H<sub>2</sub>-Pipeline-Netzes im Mitteldeutschen Chemiedreieck in der IRMD, welches von der InfraLeuna GmbH betrieben wird. Von dort kann Wasserstoff in das Netz eingespeist oder entnommen werden. Die DHW GmbH ist am „Wasserstoff-Kombi-Projekt Energiepark Zerbst“ beteiligt (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie). Der im Vorhaben erzeugte grüne Wasserstoff wird vorsorglich für die Versorgung der DHW GmbH eingesetzt.

### **EMS Erdgas Mittelsachsen GmbH**

Die EMS aus Staßfurt-Brumby ist ein Lieferant für Erdgas, Wärme und Strom in Mittelsachsen. Zu ihrem Versorgungsgebiet gehören Teile des Salzlandkreises, der Landkreise Anhalt-Bitterfeld, Jerichower Land und Börde sowie Ortsteile der Stadt Magdeburg. Das Unternehmen ist unter anderem an einem Projekt zur Speicherung von überschüssigem Strom aus Wind- und Solarenergie beteiligt. hat. Ebenso engagiert sich die EMS im Bereich Power-to-Gas und war bereits Projektpartner für eine PtG-Demonstrationsanlage. Derzeit wirkt die EMS an dem Vorhaben „Energierregion Staßfurt“ (siehe A2.3.3) mit [EMS 2021].

### **Envia Mitteldeutsche Energie AG**

Die Envia Mitteldeutsche Energie AG ist ein regionaler Energieversorger und Energiedienstleister für Strom und Gas in Ostdeutschland. Zusätzlich bietet die Envia Infrastrukturdienstleistungen im Bereich der Telekommunikation oder Industriestandortversorgung an. Der Hauptsitz des Unternehmens befindet sich Chemnitz. Die EnviaM ist ein Partner im HYPOS-Projekt „H2-Flex“ (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie). Zudem ist EnviaM Eigentümerin eines Elektrizitätsverteilernetzes



und verpachtet dieses an die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, die zu 100 % der Enviam gehört. Tochterunternehmen sind unter anderem die MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH und die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH in Kabelsketal.

### **Getec green energy GmbH**

Die Getec green energy GmbH ist ein Tochterunternehmen der Getec Gruppe mit Sitz in Magdeburg. Zu ihren Tätigkeiten gehört die Gewinnung von erneuerbarer Energie, Standortmanagement, Brennstoff- und Substratmanagement sowie Anlagenkonzeptionierung, -errichtung und -betrieb [Döhring 2019]. Das Projekt „Mitteldeutscher Energieverbund ZUKUNFT“ ist ein unter der Schirmherrschaft der Getec green energy GmbH initiiertes Projekt für die Energiewende und die Bewältigung des Kohleausstiegs. Zum Projekt gehören die Energieparks Zerbst, Börde, Profen und Amsdorf. Auf dem Zerbster Flugplatz hat die Getec eine Bioraffinerie und einen PV- und Windpark errichtet. Im „Wasserstoff-Kombi-Projekt Energiepark Zerbst“ soll in naher Zukunft grüner Wasserstoff aus Windenergie produziert werden (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie).

### **ISLE Steuerungstechnik und Leistungselektronik GmbH**

Die ISLE Steuerungstechnik und Leistungselektronik GmbH aus Ilmenau unterstützt vor allem KMU bei der FuE in den Bereichen Antriebstechnik, Elektroenergietechnik / Energiequalität, Leistungselektronische Bauelemente, Mikrocontrollertechnik und Stromversorgungstechnik. Sie erstellen Prototypen und bieten die Begleitung bis zur Serienreife eines Produkts an. Aktuell wirkt die ISLE an dem Wasserstoff-Projekt „LocalHy“ (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie) mit.

### **Maximator Hydrogen GmbH**

Im Zusammenhang mit der H<sub>2</sub>-Erzeugung ist auch die Firma Maximator Hydrogen GmbH mit Sitz in Nordhausen (Thüringen) zu nennen, da sie als Maschinen- und Anlagenbauer H<sub>2</sub>-Betankungsanlagen produziert, welche in ihrer Versorgungseinheit einen Elektrolyseur zur H<sub>2</sub>-Herstellung und einen Speicher enthalten. Das Unternehmen agiert weltweit als Lieferant für Hochdruck- und Prüftechnik, Hydraulik und Pneumatik [Maximator 2020]. Maximator ist des Weiteren neben der Schweizer H2Energy und der Umoe aus Norwegen gleichberechtigter Aktionär der Vernconex AG in Zürich, ein im Bereich grüner Wasserstoff tätiger Akteurs-Verbund. Vernconex bietet ein containerbasiertes Lieferkettensystem für die H<sub>2</sub>-Logistik an. Für die H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen und -Tankstellen verkaufen sie unter anderem Füllpaneele für Wasserstoff mit 350 bis 450 bar, spezielle Andockstationen und Kompressorlösungen. Zum Produktportfolio gehören auch bewegliche Container zur H<sub>2</sub>-Speicherung und Beratungsangebote für H<sub>2</sub>-Versorgungssysteme [Vernconex 2020].

### **MicroPro GmbH**

In Gommern bei Magdeburg hat das Biotechnologieunternehmen MicroPro GmbH seinen Sitz. Das Unternehmen bietet Service- und Forschungsdienstleistungen auf den Gebieten der Geomikrobiologie und der angewandten Mikrobiologie an. Dort wird auch an der

Produktion von regenerativem Wasserstoff aus Biomasse unter Verwendung von speziellen Bakterien geforscht. Bei der Herstellung entsteht dabei ein Gasgemisch aus Wasserstoff (50-60 %) und Kohlenstoffdioxid. Tests bezeugen die wirtschaftliche Machbarkeit der H<sub>2</sub>-Herstellung in einem technischen Maßstab. Die MicroPro GmbH nimmt am Verbundforschungsprojekt „HyPerFerment – Mikrobiologische Verfahrensentwicklung zur H<sub>2</sub>-Erzeugung und -bereitstellung“ teil (siehe A2.3.3).

### **Schott AG**

Die Schott AG aus Jena ist ein Hersteller von High-Tech-Werkstoffen für die Spezialglasfertigung. Mit Niederlassungen in 34 Ländern ist das Unternehmen ein Globalplayer. Anwendung finden ihre Produkte in den Branchen Architektur, Optik, Elektronik, Hausgeräteindustrie, Beleuchtung, und Medizintechnik. Für die Produktionsprozesse setzt die Schott AG Wasserstoff ein, der aktuell noch auf Basis von Erdgas-Dampfreformierung erzeugt wird.

### **SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH**

Die bereits erwähnte SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH ist einer der größten Hersteller von Harnstoff und Ammoniak in Deutschland. Ihre Produkte sind insbesondere in der Agrochemie gefragt. Sie versorgen zudem die Industriechemie mit Chemikalien, wie Salpetersäure, Harnstoff, Ammoniak sowie Entstickungsmitteln für Verbrennungsabgase. Der im Rahmen der Produktionsprozesse benötigte Wasserstoff wird heute auf konventioneller Basis aus Erdgas hergestellt. Der Industriestandort Piesteritz/Lutherstadt Wittenberg ist zudem an das Leitungsnetz im Mitteldeutschen Chemiedreieck in der IRMD angeschlossen und transportiert darüber Stickstoff. Das Unternehmen besitzt auch eine eigene Forschungsabteilung, die vorzugsweise die landwirtschaftliche Anwendungsforschung unterstützt [SKWP 2021].

### **Solvay Interox GmbH**

Die Solvay Interox GmbH produziert am Standort Bernbrug (Saale) Soda, welches für die Herstellung von Glas, Waschmitteln, in chemischen Prozessen und in der Metallverarbeitung benötigt wird. Ebenso stellen sie Natriumbicarbonat, Phosphorsäure und Wasserstoffperoxid her. Die Erzeugung von Wasserstoffperoxid erfordert den Einsatz von Wasserstoff. Dieser wird aktuell vor Ort in einem eigenen Methan-Dampfreformer mit Erdgas erzeugt.

### **Stadtwerke Staßfurt GmbH**

Die Stadtwerke Staßfurt GmbH versorgt die Stadt Staßfurt mit Gas, Strom und Wärme. Sie sind an dem Vorhaben „Energierregion Staßfurt“ (siehe A2.3.3) beteiligt, bei dem vor Ort grüner Wasserstoff produziert, vertrieben und genutzt werden soll.

### **STREICHER Anlagenbau GmbH & Co. KG**

Die mittelständische STREICHER Anlagenbau GmbH & Co. KG ist ein Unternehmen aus Gommern bei Magdeburg mit einem weiteren Standort in Delitzsch bei Leipzig. Streicher entwickelt, errichtet und betreut Anlagen für Gastechnik, Tankbau, Raffinerietechnik,

Biogaseinspeisung sowie Versorgungstechnik. Im Bereich Wasserstoff zählen dazu H<sub>2</sub>-Einspeise- und Verdichteranlagen und Fermenterkonzepte. Die Niederlassung in Gommern ist Partner im Projekt „HyPerFerment - Mikrobiologische Verfahrensentwicklung zur H<sub>2</sub>-Erzeugung und -bereitstellung“ (siehe A2.3.3), bei dem sie den Anlagenbau übernehmen wird.

### **Sunfire GmbH**

Die Sunfire GmbH ist ein in Dresden ansässiger Hersteller von Hochtemperatur-Brennstoffzellen und Hochtemperatur-Elektrolyseanlagen, welche der Erzeugung von erneuerbaren technischen Gasen und strombasierten Kraftstoffen (E-Gas, E-Fuel oder E-Chemicals) dienen. Die Sunfire GmbH hat zusammen mit der Air Liquide Forschungs- und Entwicklung GmbH und dem Institut für Technische Thermodynamik vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt am HYPOS-Projekt „rSOC“ (Reversible Solid Oxide Cell) gearbeitet, bei dem ein reversibles Festoxid-BZ-System entwickelt und getestet wurde. Durch die rSOC-Technologie werden die Herstellung und die Anwendung von Wasserstoff vom Ökostrom entkoppelt. So kann Wasserstoff produziert werden, wenn Strom aus erneuerbaren Energien günstig verfügbar ist und wenn ein Mangel an Ökostrom herrscht, kann der Wasserstoff in der gleichen Zelle wieder in Strom und Wärme umgewandelt werden. Der Wechsel der Betriebsmodi ist innerhalb kürzester Zeit möglich, sodass die Anlage dadurch stärker ausgelastet und wirtschaftlicher betrieben werden kann. Das Projekt wurde am 31.08.2020 nach zweijähriger Laufzeit beendet und auf Basis der Ergebnisse hat die Sunfire GmbH eine neue Generation von Hochtemperatur-Elektrolyseuren entwickelt (SOEL), die höhere Wirkungsgrade in der Erzeugung von Wasserstoff versprechen und somit eine bessere Wirtschaftlichkeit aufweisen [HYPOS 2020a]. Der durch die Nutzung von industrieller Hochtemperatur-Prozesswärme sehr effiziente Elektrolyseur wird aktuell in einem Stahlwerk in Salzgitter verwendet. Die Sunfire GmbH ist auch am Projekt E-CO<sub>2</sub>Met (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie) beteiligt, in dessen Rahmen ein SOEL im Megawatt-Maßstab entwickelt werden soll, der Wasserstoff für die Industrie produziert. Dabei arbeitet Sunfire mit der TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland in Leuna zusammen, wo der Elektrolyseur seine erste Anwendung findet.

### **Voith Turbo Verdichtersysteme GmbH & Co. KG**

Im sächsischen Zschopau ist die Voith Turbo Verdichtersysteme GmbH & Co. KG ansässig. Sie ist Teil des Voith-Konzerns, der weltweit Anlagen, Produkte, Dienstleistungen und digitale Anwendungen für die Branchen Energie, Öl und Gas, Papier, Rohstoffe sowie Transport & Automotive anbietet. Das Tochterunternehmen Voith Turbo Verdichtersysteme stellt Komponenten für die Automobilindustrie her, dazu zählen beispielsweise Kältemittelverdichter, Luftkompressoren und Expander für Motoren. Das Unternehmen ist Projektpartner im Verbundvorhaben H<sub>2</sub>-Sara (siehe A2.3.3).

### **Wasserwerke Sonneberg**

Der Wasser- und Abwasserzweckverband (WAZ) Sonneberg ist Betreiber des kommunalen Eigenbetriebes Wasserwerke Sonneberg. Ihre Hauptaufgabe ist die

Sicherstellung der Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung im Gebiet des Zweckverbandes. Die Wasserwerke Sonneberg partizipieren am LocalHy-Projekt im Förirtztal im Ortsteil Heubisch, wo auf dem Gelände der Kläranlage Sonneberg eine Power-to-Gas-Forschungsanlage zur Herstellung von grünem Wasserstoff betrieben wird.

#### **WätaS Wärmetauscher Sachsen GmbH**

Das Unternehmen WätaS aus Olbernhau produziert, entwickelt und vertreibt Wärmetauscher. Seit 2015 beschäftigen sie sich auch mit serientauglichen metallischen Bipolarplatten und der Membran-Elektroden-Anordnung für die PEM-BZ. Die Bipolarplatten sollen für marktfähige BZ-Systeme in mobilen Anwendungen (Busse, Pkw) verwendet werden. Das Unternehmen partizipiert am Verbundvorhaben H2-Sara (siehe A2.3.3).

#### **WTZ Roßlau gGmbH**

Die WTZ Roßlau gGmbH ist ein gemeinnütziges Forschungsunternehmen aus Dessau-Roßlau. Sie übernehmen die unternehmerische Verantwortung für Entwicklungsprojekte im Bereich der Energieumwandlung. Sie entwickeln und untersuchen Produkte und Verfahren in der Motorentchnik, Energietechnik, sowie Maschinen- und Gerätetechnik. Die zunehmende Nutzung regenerativer Energien ist ein wichtiger Teil ihrer Forschungsaktivitäten. Als Partner im Projekt „LocalHy“ (siehe A2.3.3) ist die WTZ Roßlau gGmbH im Rahmen eines Teilprojektes für die Entwicklung eines Wasserstoff-/Sauerstoffmotors inklusive eines Generators zur Rückverstromung zuständig.

### **A2.3.3 Verbundvorhaben mit Bezug zur H<sub>2</sub>-Erzeugung in Mitteldeutschland**

<b>Verbundvorhaben mit Bezug zur H<sub>2</sub>-Erzeugung in Mitteldeutschland</b>
Colyssy
DynElectro
Energierregion Staßfurt
FOReCAST
H2-Sara
HyPerFerment
LocalHy
MADAGAS
Referenzkraftwerk Lausitz

#### **Colyssy**

Im HYPOS-Projekt „Colyssy“ wird ein integriertes Verfahren zur Produktion chemischer Wertstoffe aus industriellen Abgasströmen und Wasser entwickelt. Bei der Verfahrensentwicklung wird ein Hochtemperatur-Co-Elektrolyseur mit 10 kW Leistung verwendet. Mittels einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung durch keramische Membranen und eines neuen skalierbaren Reaktorkonzepts für die Fischer-Tropsch-Synthese können so hochwertige flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt werden. Die Installation und Demonstration der

Anlage erfolgt an einem Kalkwerk der Johann Bergmann GmbH & Co. KG. Beteiligte Projektpartner sind:

- ▶ Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS), Dresden
- ▶ amtech Advanced Machinery & Technology Chemnitz GmbH, Chemnitz
- ▶ DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg
- ▶ Johann Bergmann GmbH & Co. KG, Azendorf

### **DynElectro**

In Tabelle A-2-16 zu den Power-to-Gas-Anlagen wird das Projekt „DynElectro - Dynamic Hydrogen Production by Water Electrolysis“ genannt, welches am Max-Planck-Institut (MPI) in Magdeburg zusammen mit dem Max-Planck-Forschungsnetzwerk MaxNetEnergy durchgeführt wird. Das Projekt untersucht die Dynamik von Wasserelektrolyseprozessen und versucht die zugrundeliegenden Reaktions-, Transport- und Abbauprozesse auf verschiedenen Zeit- und Längenskalen aufzuklären. Der Fokus liegt auf dem Verständnis der Reaktionsmechanismen und den komplexen Stofftransportphänomenen unter Zweiphasenströmungsbedingungen [MPI-Magdeburg 2020]. Beteiligte Akteure sind:

- ▶ Max-Planck-Institut, Magdeburg
- ▶ Max-Planck-Forschungsnetzwerk MaxNetEnergy, Mülheim an der Ruhr

### **Energierregion Staßfurt**

Im Projekt „Energierregion Staßfurt“ ist es das Ziel, regional Wind- und Sonnenenergie in Wasserstoff umzuwandeln und zu speichern, um so CO<sub>2</sub>-Emissionen schnell und günstig reduzieren zu können. Bis 2023 ist geplant sieben neue Windenergieanlagen im Windpark bei Förderstedt/Brumby und einen Elektrolyseur in der Biomethananlage Staßfurt zu errichten. Der im Elektrolyseur hergestellte Wasserstoff soll im Anschluss methanisiert werden und als Kraftstoff für Busse und Fahrzeuge verwendet werden. Das entstandene Biomethan kann auch in das Erdgasnetz eingespeist und für Strom und Wärme genutzt werden.

Beteiligte Akteure sind:

- ▶ MVV Energie AG, Mannheim
  - ▶ EMS Erdgas Mittelsachsen GmbH, Staßfurt
- Staßfurter Stadtwerke, Staßfurt

### **FOReCAST**

Das Max-Planck-Institut in Magdeburg arbeitet zudem an einem weiteren PtG-Projekt (Fokus: „Renewable to Chemicals“). Es handelt sich dabei um ein neuartiges Pilotanlagenkonzept zur CO<sub>2</sub>-Methanisierung unter dynamischen Bedingungen (Flexibilität von gekühlten Festbettreaktoren im industriellen Maßstab) zur Herstellung

von synthetischem Methan und nennt sich FOReCAST (Flexible OperAtion for CAlytic SynThesis) [Bremer et al. 2020].

### H2-Sara

Im Rahmen der IPCEI-Förderung wurde am 28.05.2021 auch das Projekt H2-Sara ausgewählt. Im H2-Sara-Verbund haben sich mehrere Unternehmen aus Sachsen zusammengeschlossen, um Elektrolyseure und Brennstoffzellen mit den benötigten Komponenten im industriellen Maßstab herzustellen. Der räumlicher Fokus liegt dabei auf der Stadt Chemnitz. Geplant ist der Aufbau einer jährlichen Produktionskapazität von 6,5 GW Elektrolyseuren sowie 7 GW Brennstoffzellen [energy-saxony 2021]. Die Koordination des Verbundes übernimmt das sächsische Innovationscluster HZwo – Antrieb für Sachsen, das auch die Unternehmen im Verbund LHyVE (siehe Kapitel 2.2.1.2.1 in der Potenzialstudie) unterstützt. Zu den Projektpartnern gehören:

- ▶ HZwo e.V., Chemnitz
- ▶ Sunfire GmbH, Dresden
- ▶ Voith Turbo Verdichtersysteme GmbH & Co. KG, Zschopau
- ▶ WätaS Wärmetauscher Sachsen GmbH, Olbernhau

Die Firma Sunfire bringt ihre Kompetenz im Bereich der Produktion hocheffizienter, zentraler sowie kostengünstiger, dezentraler Elektrolyseure ein. WätaS und Voith entwickeln und installieren die Produktionsanlagen für Brennstoffzellen und Luftkompressoren für mobile Anwendungen [HZwo 2021].

### HyPerFerment

Seit 2019 wird im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „HyPerFerment - Mikrobiologische Verfahrensentwicklung zur H<sub>2</sub>-Erzeugung und -bereitstellung“ geforscht. Dabei wird insbesondere die fermentative H<sub>2</sub>-Erzeugung aus organischen Reststoffen durch ein spezielles Gärverfahren untersucht. Bei Erfolg des Projektes sollen die Ergebnisse vor allem im Bereich der H<sub>2</sub>-Mobilität eingesetzt werden. Fördergelder hat das Land Sachsen-Anhalt und die EU im Rahmen des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) bereitgestellt. Geplant sind Tests in einer bestehenden Biogasanlage sowie der Bau einer Pilotanlage [MicroPro 2020].

Beteiligte Akteure sind:

- ▶ MicroPro GmbH, Gommern
- ▶ STREICHER Anlagenbau GmbH & Co. KG, Gommern
- ▶ Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF, Magdeburg

### LocalHy

Wie die Übersicht in Tabelle A-2-16 verdeutlicht, gib es in Thüringen derzeit nur eine PtG-Forschungsanlage im Versuchsbetrieb. Diese wird vom Verbund „LocalHy“ im Förirtztal im Ortsteil Heubisch (auf dem Gelände der Kläranlage Sonneberg) betrieben wird. Ziel des

Projektes ist es, dezentral Wasserstoff und Sauerstoff aus erneuerbaren Energien (alkalischer Druckelektrolyseur mit 100 bar Betriebsdruck, Verwendung von Kaliumhydroxid als Elektrolyt) auf dem Gelände von Kläranlagen herzustellen und als Kraftstoffe für BZ-Fahrzeuge oder als Energiequelle zu verwenden. Ein Modul, welches in einem Container untergebracht ist, besteht aus sechs Elektrolyseureinheiten. Der Container enthält zudem eine Reinigungskaskade, um den Elektrolysewasserstoff auf die Betankungsqualität für BZ-Fahrzeugen einzustellen. Die elektrische Leistung je Modul beträgt netto 63 kW. Es können mehrere Module bis in den Megawatt-Bereich zusammengeschaltet werden. Der entstandene Elektrolyse-Sauerstoff wird bei diesem Projekt auch in der Abwasserbehandlung der Kläranlage genutzt. Eine H<sub>2</sub>-Tankstelle wird außerdem durch einen Kreislaufmotor mit Generator ergänzt, der mit dem gespeicherten Wasserstoff und Sauerstoff betrieben wird. So kann Strom ins Netz eingespeist werden. Der Rest des Sauerstoffes geht in eine Versuchskläranlage, um mit dem Elektrolysesauerstoff die Abwasserreinigung zu verbessern. Die Infrastruktur der Kläranlage Sonneberg-Heubisch wird hierbei sektorenübergreifend für die Herstellung, Verteilung und Verwendung des Wasser- und Sauerstoffes genutzt [LocalHy 2020]. Der Verbund „LocalHy“ setzt sich aus den folgenden Partnern zusammen:

- ▶ AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG, Neuhaus-Schiernitz
- ▶ ISLE Steuerungstechnik und Leistungselektronik GmbH, Ilmenau
- ▶ Technische Universität Ilmenau / ThIMo Thüringer Innovationszentrum Mobilität, Ilmenau
- ▶ Bauhaus-Universität Weimar, Weimar
- ▶ Wasserwerke Sonneberg, Sonneberg
- ▶ sera ComPress GmbH, Immenhausen
- ▶ WTZ Roßlau gGmbH, Dessau-Roßlau
- ▶ Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP, Halle (Saale)
- ▶ HYPOS e.V., Halle (Saale)

## MADAGAS

Zu erwähnen ist in Sachsen das Forschungsprojekt MADAGAS des Instituts für Fluidodynamik des Helmholtz-Zentrums Dresden-Rossendorf und der Technischen Universität Dresden. Das Projekt beschäftigt sich mit der Optimierung der H<sub>2</sub>-Erzeugung von Elektrolyseuren. Im Detail werden die Gasbläschen an den Elektroden des Elektrolyseurs untersucht, da diese den Stromfluss erschweren, der für die Trennung des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff benötigt wird. Die Wissenschaftler erforschen dabei, wie die Gasbläschen besser von den Elektroden gelöst werden und somit schneller aufsteigen können. Die Elektrode wird dafür entweder separat temperiert oder der pH-Wert des Elektrolyten wird angepasst. Durch die Anpassung kann der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs verbessert und folglich auch mehr erneuerbare Energie erzeugt werden.

Im nächsten Schritt soll das Verfahren in der Praxis getestet werden [Innovationspreis Gas 2020]. Beteiligte Akteure sind:

- ▶ Institut für Fluidodynamik des Helmholtz-Zentrums, Dresden-Rossendorf
- ▶ Technische Universität Dresden, Dresden

### Referenzkraftwerk Lausitz

Im Förderwettbewerb "Reallabore der Energiewende" wurde auch das Reallabor „Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau)“ ausgewählt, bei dem ein Demonstrations-Speicherkraftwerk zur Erzeugung von grünem Wasserstoff errichtet werden soll. Geplant ist, das Reallabor in den Industriepark Schwarze Pumpe in Spremberg zu integrieren, welcher sowohl auf brandenburgischem als auch auf sächsischem Boden liegt. Das Herzstück des Konzeptes bildet ein PEM-Elektrolyseur mit 10-16 MW elektrischer Leistung. Für den benötigten Strom ist die Errichtung von erneuerbaren Energie-Anlagen (Windkraft 75 MW, PV 35 MW) im Umkreis von 15 km um den Industriepark geplant. Der hergestellte grüne Wasserstoff soll an verschiedene Sektoren vermarktet (Industrie, Wärme, Verkehr), in das Erdgasnetz eingespeist oder für die spätere Nutzung in einem 500 MWh-Speicher gespeichert werden. Ziel ist es ein Kohlekraftwerk vollständig zu ersetzen und somit die THG-Emissionen zu senken. Die Demonstrationsanlage soll Ausgangspunkt für die Errichtung von weiteren Speicherkraftwerken mit hochskalierbarer Erzeugerleistung (dreistelliger MW-Bereich) an weiteren Industrie- und Kraftwerksstandorten in der Lausitz werden. Das Projekt-Konsortium besteht aus:

- ▶ Zweckverband Industriepark Schwarze Pumpe, Spremberg
- ▶ Energiequelle GmbH, Zossen
- ▶ Enertrag AG, Gut Dauerthal

Weitere Beteiligte sind:

- ▶ Steinbeis Technologietransferzentrum, Rostock
- ▶ CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg GmbH, Cottbus
- ▶ Lausitzrunde, Spremberg
- ▶ Siemens AG, Berlin und München
- ▶ ONTRAS Gastransport GmbH, Leipzig
- ▶ 50 Hertz Transmission GmbH, Berlin

Das RefLau- Industrieprojekt steht im Verbund mit einem FuE-Projekt der Universität Rostock, das im Wesentlichen auf Netzstabilität durch Rückverstromung von Wasserstoff ausgerichtet ist.



#### A2.3.4 Relevante Akteure der H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der IRMD

---

##### Relevante Akteure der H<sub>2</sub>-Infrastruktur in der IRMD

---

H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas GmbH (MITNETZ GAS)

Netzwerk „H<sub>2</sub>-Hub-BLK“

ONTRAS Gastransport GmbH

VNG Gasspeicher GmbH

---

##### H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG

Die H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG ist der einzige H<sub>2</sub>-Tankstellenbetreiber in der IRMD und damit das Bindeglied zwischen H<sub>2</sub>-Infrastruktur und H<sub>2</sub>-Anwendung Mobilität [H2 MOBILITY 2021]. In Mitteldeutschland betreibt H2 Mobility fünf H<sub>2</sub>-Tankstellen in Leipzig, Halle (Saale), Erfurt, Dresden und Magdeburg. Dabei liegen Leipzig und Halle direkt im Untersuchungsgebiet der IRMD und Magdeburg und Dresden im unmittelbaren Einzugsbereich.

##### Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas GmbH (MITNETZ GAS)

Eine besondere Bedeutung für die IRMD hat die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas GmbH. MITNETZ GAS beliefert als regionaler Erdgasnetzbetreiber 24 Stadtwerke im Netzgebiet. Bei dem durchgeführten Interview mit MITNETZ GAS kam heraus, dass bis zum langfristigen Untersuchungszeitraum im Jahr 2040 der H<sub>2</sub>-Bedarf nicht aus deutscher Produktion gedeckt werden könne, da es an grünem Strom mangeln würde. Entsprechend spricht sich MITNETZ GAS für den Import von Wasserstoff und die Nutzung von blauem und türkischem Wasserstoff aus [MITNETZ GAS 2021].

##### Netzwerk „H<sub>2</sub>-Hub-BLK“

Eine Vielzahl von Unternehmen im Burgenlandkreis verfolgt H<sub>2</sub>-Projekte, für deren Realisierung eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur dringend erforderlich ist. Um die Interessen der regionalen Akteure im Burgenlandkreis zu bündeln, hat der Wirtschaftsförderkreis e.V. in seiner Sitzung am 11.05.2021 auf Initiative von MIBRAG und Südzucker beschlossen, eine Arbeitsgruppe/Netzwerk „H<sub>2</sub>-Hub-BLK“ innerhalb des Wirtschaftsförderkreises e.V. zu gründen.

Die Arbeitsgruppe bildet eine Plattform für interessierte Mitglieder des Wirtschaftsförderkreises e.V., die sich mit dem Thema Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff im Süden von Sachsen-Anhalt und im Speziellen im Burgenlandkreis beschäftigen. Über das Netzwerk soll diese H<sub>2</sub>-Infrastruktur eine regionale wirtschaftsnahe Bedeutung und Förderfähigkeit erlangen.

Folgende Akteure aus dem Burgenlandkreis wirken bereits heute im Netzwerk „H<sub>2</sub>-Hub-BLK“ mit:

- ▶ Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG),
- ▶ Südzucker Group

- ▶ Infra-Zeitz Servicegesellschaft mbH,
- ▶ Stadtwerke Zeitz GmbH,
- ▶ Abfallwirtschaft Sachsen-Anhalt Süd (AÖR),
- ▶ GETEC green energy GmbH,

Diese Firmen stellen insgesamt 10.000 Arbeitsplätze im Burgenlandkreis und sind ein starker Wirtschaftsfaktor in der Region.

Das Netzwerk versteht sich als erste Ansprechadresse für die anderen Netzwerke, Politik, Stabstelle Strukturwandel und Institutionen bei Fragenstellungen bezüglich H<sub>2</sub>-Erzeugung und -nutzung im Burgenlandkreis. Darüber hinaus passt sich die H<sub>2</sub>-Initiative im Burgenlandkreis, H<sub>2</sub>-Hub-BLK, in die Aktivitäten der vorhandenen Branchen-Cluster in Mitteldeutschland – z. B. das Hypos-Netzwerk oder die Chemie- sowie Nahrungsmittelindustrie – ein, die gleichfalls den Einsatz von grünem Wasserstoff als Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende und den notwendigen Klimaschutz forcieren und versteht sich ausdrücklich nicht als Konkurrenzveranstaltung [Lorenz 2021b].

### **ONTRAS Gastransport GmbH**

ONTRAS Gastransport GmbH ist ein weiteres Tochterunternehmen der VNG und befasst sich heute als Fernleitungsnetzbetreiber primär mit dem Transport von Erdgas in Ostdeutschland. Darüber hinaus engagiert sich ONTRAS im Bereich Wasserstoff in verschiedenen Projekten, wie bei Green Gas Initiative, Power to X Allianz, Hydrogen Europe und HYPOS e.V. [ONTRAS 2021].

### **VNG Gasspeicher GmbH**

Die VNG Gasspeicher GmbH hat ihren Sitz in Leipzig und ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der VNG AG. Sie ist der drittgrößte Speicherbetreiber in Deutschland und ihre Geschäftstätigkeit liegt vor allem in Ostdeutschland und befasst sich mit der unterirdischen Speicherung von Erdgas, zukünftig auch Wasserstoff [VNG 2021].

Bei den Intensivinterviews mit VNG kam heraus, dass es aktiv konkrete Weichenstellungen und Regulierung der Politik bedarf, um die vorhandenen großen Potenziale für Wasserstoff in der IRMD zu heben. Auch in einem optimistischen Szenario sieht jedoch der Akteur eine eigenständige Versorgung der IRMD mit Grünen Gasen bei lediglich 30-40 %. Der Rest, und damit der Großteil Grüner Gase, wird demnach importiert werden müssen. Bezüglich der Frage nach einer Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas und dedizierten H<sub>2</sub>-Netzen vertritt VNG die Auffassung, dass allen voran stoffumwandelnde Industrien Wasserstoff aus reinen H<sub>2</sub>-Netzen beziehen sollten und für die Daseinsvorsorge eine Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetzen sinnvoll erscheint.

## A2.4 In Betrieb befindliche Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland

**Tabelle A-2-16: In Betrieb befindliche Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland**  
 (Quelle: [DVGW 2020b])

Nr.	Anlage	Bundesland	Anlagenbetreiber	Verfahren	elektr. Nennleistung PtG
1.	Versuchsanlage Reußenköge	Schleswig-Holstein	H-TEC SYSTEMS GmbH	PEM-Elektrolyse, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
2.	WindWasserstoff Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Wasserstofftankstelle vor Ort	1 bis < 10 MW
3.	Power-2-Hydrogen-Tankstelle Hamburg (Schnackenburgallee)	Hamburg	H2 Mobility	PEM-Elektrolyse, Wasserstofftankstelle vor Ort	< 1 MW
4.	Wasserstoffstation Hafencity	Hamburg	H2 Mobility	AEL-Elektrolyse, Wasserstofftankstelle vor Ort	< 1 MW
5.	Errichtung und Betrieb einer Wasserstoffelektrolyse-Anlage	Hamburg	H&R Ölwerke Schindler GmbH	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffnutzung in Industrieanlage	1 bis < 10 MW
6.	20 kW-Druckelektrolyseur für Wind-Wasserstoff-System in Stralsund	Mecklenburg-Vorpommern	Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energiesysteme	AEL-Elektrolyse, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
7.	EXYTRON Demoanlage	Mecklenburg-Vorpommern	Exytron GmbH	AEL-Elektrolyse, Methanisierung, Methanverstromung mit KWK	< 1 MW
8.	Demonstrations- und Innovationsprojekt RH2-Werder/Kessin/Altentraptow - Entwicklung und Umsetzung eines Wind-Wasserstoff-Systems zur CO <sub>2</sub> -freien Speicherung und bedarfsgerechten Bereitstellung von Windenergie, Grapzow	Mecklenburg-Vorpommern	WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG	AEL-Elektrolyse, Wasserstoffverstromung mit KWK	1 bis < 10 MW
9.	Hybridkraftwerk, Prenzlau	Brandenburg	Enertrag AG	AEL-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Wasserstofftankstelle vor Ort,	< 1 MW

Nr.	Anlage	Bundesland	Anlagenbetreiber	Verfahren	elektr. Nennleistung PtG
10.	STORE&GO, Pritzwalk	Brandenburg	Uniper	Wasserstoffverstromung mit KWK AEL-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Methanisierung, Methaneinspeisung ins Gasnetz	1 bis < 10 MW
11.	WESpe	Brandenburg	BTU Cottbus-Senftenberg	AEL-Elektrolyse, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
12.	DynElectro (Dynamic Hydrogen Production by Water Electrolysis), Magdeburg	Sachsen-Anhalt	MPI Magdeburg AG Prozesstechnik	AEL-Elektrolyse, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
13.	GrInHY, Salzgitter	Niedersachsen	Salzgitter Flachstahl GmbH	SOEC-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Wasserstoffnutzung in Industrieanlage, Wasserstoffverstromung mit KWK	< 1 MW
14.	HPEM2Gas Emden	Niedersachsen	Stadtwerke Emden GmbH	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
15.	Audi e-gas Anlage Werlte	Niedersachsen	Audi AG, Ingolstadt	AEL-Elektrolyse, Methanisierung, Methaneinspeisung ins Gasnetz, Methantankstelle vor Ort	1 bis < 10 MW
16.	Power-to-Gas Ibbenbüren	Nordrhein-Westfalen	Westnetz GmbH (Eigentum der innogy SE)	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz	< 1 MW
17.	EnerRegio – Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme in der ländlichen Region, Saerbeck	Nordrhein-Westfalen	FH Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. und B&R Energie GmbH	PEM-Elektrolyse, Methanisierung, Methanverstromung mit KWK	< 1 MW
18.	Energiekomplementärsystem (EKS) H2Herten	Nordrhein-Westfalen	Anwenderzentrum H2Herten GmbH	AEL-Elektrolyse, Wasserstoffverstromung mit KWK, Forschung ohne Gasanwendung in der Praxis	< 1 MW
19.	MefCO2 - Synthesis of methanol from captured carbon dioxide using	Nordrhein-Westfalen	RWE Power AG	PEM-Elektrolyse	1 bis < 10 MW

Nr.	Anlage	Bundesland	Anlagenbetreiber	Verfahren	elektr. Nennleistung PtG
20.	surplus electricity, Bergheim BioPower2Gas, Allendorf (Eder)	Hessen	Viessmann, microbEnergy	PEM-Elektrolyse, Methanisierung, Methaneinspeisung ins Gasnetz	< 1 MW
21.	PtG Demoanlage Industriepark Hanau/PEM Elektrolyseur zur Herstellung von Grünem Wasserstoff am Standort Hanau	Hessen	Greenerity GmbH	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffverstromung mit KWK	< 1 MW
22.	Energiepark Mainz	Rheinland-Pfalz	Linde AG + Mainzer Stadtwerke AG	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz	1 bis < 10 MW
23.	Power-to-Gas Anlage Energiepark Pirmasens Winzeln	Rheinland-Pfalz	Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e. V.	AEL-Elektrolyse, Methanisierung, Methaneinspeisung ins Gasnetz, Methanverstromung mit KWK	1 bis < 10 MW
24.	LocalHy, Förritzal/OT Heubisch	Thüringen	AVX/KUMATE C Hydrogen GmbH & Co. KG	AEL-Elektrolyse, Wasserstofftankstelle vor Ort, Wasserstoffverstromung mit KWK, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
25.	Power-to-Gas (Windgas Haßfurt)	Bayern	Windgas Haßfurt GmbH & Co. KG	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Wasserstoffverstromung mit KWK	1 bis < 10 MW
26.	H <sup>2</sup> ORIZON, Hardthausen am Kocher	Baden-Württemberg	ZEAG Energie AG, DLR	PEM-Elektrolyse, Wasserstofftankstelle vor Ort	1 bis < 10 MW
27.	Dreiphasen-Methanisierung, Karlsruhe	Baden-Württemberg	Engler-Bunte-Institut am KIT; Teilinstitut Chemische Energieträger Brennstofftechnologie (EBI ceb)	PEM-Elektrolyse, Methanisierung, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
28.	Waben-Methanisierung, Karlsruhe	Baden-Württemberg	DVGW-Forschungsstelle am EBI	PEM-Elektrolyse, Methanisierung, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW



Nr.	Anlage	Bundesland	Anlagenbetreiber	Verfahren	elektr. Nennleistung PtG
29.	H2-Tankstelle, Karlsruhe	Baden-Württemberg	TOTAL/Sunfire GmbH	SOEC-Elektrolyse, Wasserstofftankstelle vor Ort	< 1 MW
30.	Kommunaler Energieverbund Freiburg	Baden-Württemberg	Fraunhofer ISE, badenova/bnNETZE, Hochschule Offenburg	PEM-Elektrolyse, Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz, Forschung ohne Gasverwendung in der Praxis	< 1 MW
31.	H2move, Freiburg	Baden-Württemberg	Fraunhofer ISE	PEM-Elektrolyse, Wasserstofftankstelle vor Ort	< 1 MW
32.	Leuchtturmprojekt Power-to-Gas BaWü, Grenzach-Wyhlen	Baden-Württemberg	Energiedienst AG	AEL-Elektrolyse	1 bis < 10 MW
33.	LTM - Labor und Technikum für mikrobiologische Methanisierung, Ruhstorf an der Rott	Bayern	HAW Landshut, TZ Energie	Methanisierung und Forschung ohne Gasanwendung in der Praxis	
34.	Zero-Emission-Wohnanlage, Augsburg	Bayern	Stadtwerke Augsburg SWA	AEL-Elektrolyse, Methanisierung, Methanverstromung mit KWK	< 1 MW
35.	Power to Mobility, Altstadt	Bayern	MicroPyros	AEL-Elektrolyse, Methanisierung, Methaneinspeisung ins Gasnetz	< 1 MW

## A2.5 Bestehende Fernwärmenetze

### Halle

#### Fernwärme Halle

In Halle werden etwa 74.000 Wohnungen mit Fernwärme versorgt, das entspricht etwa der Hälfte des Stadtgebietes. Die Wärme wird durch zwei große Erdgas-KWK-Anlagen der kommunalen Energieversorgung Halle bereitgestellt: Eine moderne Gas-und-Dampf-(GuD-)Anlage in der Dieselstraße (Wirkungsgrad: 89 %) sowie die GuD-Anlage Throta (Wirkungsgrad: 84 %). Die Versorgung erfolgt ganzjährig über ein derzeit 206 km langes Fernwärmenetz.

Die Stadt Halle baut ihr Fernwärmenetz kontinuierlich aus und erhöht im Bestandsnetz die Anschlussdichte, vor allem im Bereich mehrstöckiger Stadtwohnungen. Auf mittlere Sicht sollen weitere Wärmeerzeuger ergänzt werden, über die zum Einsatz kommenden Technologien wurde jedoch noch nicht entschieden. Wasserstoff als Wärmequelle ist bislang nicht im Gespräch.

Die Energieversorgung betreibt außerdem zwei Wärmespeicher zum Ausgleich von Verbrauchsschwankungen, mit Speichervolumina von 6.800 Nm<sup>3</sup> bzw. 50.000 Nm<sup>3</sup> [EVH 2019].

### Leipzig

#### Fernwärme Leipzig

Die Stadt Leipzig verfügt über ein großes, stetig wachsendes Fernwärmenetz. Derzeit werden noch 50 bis 70 % der genutzten Wärme vom Braunkohlenkraftwerk Lippendorf eingespeist. Der Stadtrat hat im Jahr 2019 beschlossen, aus der Braunkohle auszusteigen und entsprechend neue Wärmequellen zu erschließen. In ganz Leipzig sollen bis 2030 weitere Anlagen für eine umweltfreundliche und ökonomische Wärmeerzeugung entstehen.

Derzeit sind folgende Wärmeerzeuger in Betrieb [Stadtwerke Leipzig 2020]:

- ▶ Heizkraftwerk Nord: GuD-Anlage Eutritzscher Straße, Einsatzstoffe Erdgas und Heizöl, 172 MW<sub>el</sub> Leistung (Wirkungsgrad von 42 %)
- ▶ BHKW Leipzig West: zwei Gasmotoren, zu je 4,5 MW<sub>th</sub> und 4,5 MW<sub>el</sub>. Inbetriebnahme Frühjahr 2021 (geplant).
- ▶ BHKW Leipzig Nord-West: zwei Gasmotoren mit 4,5 MW<sub>th</sub> und 4,5 MW<sub>el</sub> (Wirkungsgrad 93 %)
- ▶ BHKW Leipzig Nord-Ost
- ▶ Solarthermie Leipzig West (in Planung)
- ▶ Solarthermie Leipzig Süd (in Planung)

Die Stadtwerke Leipzig bauen derzeit ein neues Heizkraftwerk in Leipzig-Süd mit zwei Turbinen (je 62 MW), das zunächst mit Erdgas, dann mit Wasserstoff betrieben werden soll. Das Heizkraftwerk soll einen Teil der Fernwärme aus dem Braunkohlenkraftwerk Lippendorf ersetzen [IWR 2020]. Solarthermische - und Biomasseanlagen werden künftig so ausgelegt, dass sie im Sommerhalbjahr den Wärmebedarf der Stadt abdecken können. Am Standort Süd wird derzeit ein großer Wärmespeicher errichtet [LSTW 2021].

## **Burgenlandkreis**

### *Fernwärme Hohenmölsen und weitere Ortschaften im Burgenlandkreis*

Die Fernwärme für die Stadt Hohenmölsen und benachbarte Ortschaften wird durch das Braunkohlekraftwerk Wähnitz erzeugt und in der gemischtwirtschaftlichen Fernwärme GmbH Hohenmölsen-Webau betrieben. Der parallel erzeugte Strom dient der betrieblichen Versorgung des Braunkohlenunternehmens. Die Leistung beträgt 37 MW<sub>el</sub> (brutto). Mit dem Ausstieg aus der Braunkohle stellt sich die Frage nach der Zukunft der Wärmeversorgung der betroffenen Gemeinden [FWW 2021].

### *Stadtwerke Zeitz*

Die Stadtwerke Zeitz betreiben ein BHKW mit zwei Linien und 1,9 MW Leistung. Sie versorgen damit 4.000 Haushalte [FSZ 2021].

### *Lützen*

Im Auftrag der Stadt Lützen betreibt MitGas eine Fernwärmeerzeugungsanlage mit 25 MW Leistung. Im Ortsteil Zorbau betreibt G+E Getec ein Heizwerk.

Außerdem betreibt Suez eine Anlage zur thermischen Abfallverwertung mit einer Wärmeausspeisung von 13.004 MWh/a [SL 2021].

### *Naumburg/Saale*

In Naumburg/Saale betreiben die Technischen Werke der Stadt zwei Heizwerke auf Erdgasbasis (Spitzenlast Heizöl) und versorgen damit 1.550 Wohnungen [TWN 2021].

### *Weißenfels*

Die Stadtwerke Weißenfels betreiben mehrere BHKW mit Erdgas für die Fernwärmeversorgung [WSF 2021].

## **Saalekreis**

### *Merseburg*

Die Stadtwerke Merseburg betreiben ein Fernwärmenetz von 41 km Länge. Die Wärme wird erzeugt in 4 Erdgaskesseln mit maximal 30 MW Leistung. Ein Ersatz durch BHKW ist in Prüfung.

Darüber hinaus beziehen die Stadtwerke 50 % des Wärmedarfs ganzjährig aus der Abwärme der Thermischen Abfallbehandlungsanlage TREA (InfraLeuna) [SWMB 2021].



### Braunsbedra

Die EWAG betreibt mit einem Heizkraftwerk ein Fernwärmenetz von 6000m Länge für derzeit 2.200 Einwohner.

### Querfurt

Die Fernwärmegesellschaft Querfurt betreibt ein Fernwärmenetz

### Bad Dürrenberg

Die Fernwärme-Energiewerke Bad Dürrenberg GmbH versorgen mit Erdgasheizkesseln mit einer Leistung von 19,2 MW 3.300 Wohneinheiten, außerdem öffentliche Gebäude und soziale Einrichtungen. Zwei Biogasanlagen mit 7 MW und 0,52 MW der benachbarten Landwirtschaft versorgen ihrerseits Wohngebiete [FWEED 2021].

## Anhalt-Bitterfeld

### Bitterfeld-Wolfen

enviaTherm betreibt im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen eine KWK-Anlage mit einer Leistung von 108 MW. Die Anlage speist das Fernwärmenetz des Chemieparks und liefert Dampf in allen Temperaturniveaus, besonders Prozesswärme.

Die Bitterfelder Fernwärme GmbH ist ein Beteiligungsunternehmen der Danpower Gruppe und betreibt 7 Heizzentralen und 4 Heizcontainer, die ein 65 km langes Wärmenetz speisen und damit 45 % der Bitterfelder und Sandendorfer Wohnungen versorgen. Dazu kommen öffentliche und gewerbliche Abnehmer [MZ 2019].

Die Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen bieten keine Fernwärme an.

### Meuselwitz

enviaTherm betreibt in Meuselwitz ein Fernwärmenetz mit zwei Heizkesseln auf Heizöl und Erdgasbasis (Biomethanbeimischung) und 2 Gasturbinen im Wesentlichen für öffentliche Gebäude und Unternehmen, aber auch für private Haushalte. Die installierte Leistung beträgt 17 MW<sub>th</sub> [Schroeter 2013].

## Landkreis Leipzig

### Borna

Die Städtischen Werke Borna betreiben zwei HKW und zwei BHKW auf Erdgasbasis und liefern Fernwärme an vier kleinere Versorgungsgebiete [SWB 2021].

### Grimma

In Grimma betreibt mit Danpower ein BHKW mit einem Gas- und einem Ölkessel mit 15,3 MW Leistung. Darüber hinaus betreiben sie 2 Biomethan-BHKW mit 1,2 MW Gesamtleistung und ein Biomethan-BHKW zur Eigenversorgung mit 50 kW<sub>el</sub> und 79 kW<sub>th</sub>. Insgesamt werden mit 18,5 MW Wärmeleistung 2.450 Wohneinheiten versorgt [DPG 2021].

## Wurzen

Die Wurzener Land-Werke Energie GmbH versorgt in einem interkommunalen Verbund Wurzen, Bennewitz, Lossatal und Thalwitz über BHKW 3.000 Haushalte und 13 öffentliche Einrichtungen mit Fernwärme [WJLAW 2021].

## Nordsachsen

### Schkeuditz

Die Stadtwerke Skeuditz betreiben 4 lokale Wärmenetze mit vier BHKW auf Erdgasbasis, eines mit Biomethanbeimischung, sowie einer Erdgas-Wärmepumpe und einem Brennwertkessel. Damit werden Siedlungsgebiete sowie z. B. das Krankenhaus oder ein großer Gewerbetreibender versorgt [SSK 2021].

### Eilenburg

Die Stadtwerke Eilenburg ein Fernwärme- und ein Nahwärmenetz mit Erdgas-BHKW. Sie versorgen 1.000 Wohnungen, 10 Gewerbebetriebe, 7 öffentliche Einrichtungen und 12 weitere private Kunden [SWE 2021].

### Delitzsch

Die Stadtwerke Delitzsch betreiben in Delitzsch-Nord ein Fernwärmenetz mit Erdgas-KWK und versorgen 3.200 Haushalte, Gewerbe und Handel [LVZ 2021].

Danpower betreibt ein Biomassekraftwerk mit Altholz mit einer Leistung 66 MW<sub>th</sub>. Die Wärme wird in ein Fernwärmenetz eingespeist [DPGB 2021].

### Torgau

Die Stadtwerke Torgau betreiben drei Nahwärmenetze mit drei Erdgas-BHKW. Sie versorgen damit 1.900 Haushalte, drei Schulen, eine Kita und sechs Unternehmen. Geplant ist, künftig die Abwärme eines größeren Unternehmens einzuspeisen. Das Industrieunternehmen betreibt vier Biomasse BHKW mit einer Leistung von 15 MW<sub>el</sub> zur Eigenversorgung.

## Mansfeld-Südharz

### Eisleben

Die Stadtwerke Lutherstadt Eisleben betreiben ein 29 km langes Fernwärmenetz mit zwei BHKW auf Erdgasbasis (3,3 MW<sub>th</sub> und 2,8 MW<sub>th</sub>) sowie Reservekessel mit Heizöl. Insgesamt werden 27,5 GWh/a an Wärme eingespeist [SWLE 2021].

### Sangerhausen

Die Stadtwerke Sangerhausen versorgen mit Erdgas-BHKWs drei Siedlungsgebiete mit Fernwärme [SWS 2021].

### Hettstedt

Die Stadtwerke Hettstedt GmbH versorgen 3.000 Haushalte mit Fernwärme auf KWK-Basis (Erdgas) [SWH 2021].

### Helbra

Die Umweltdienste Kedenburg GmbH betreiben am Standort Helbra das HKW Mansfelder Grund, in dem Altholz in Strom und Wärme verwandelt wird ( $5,8 \text{ MW}_{\text{el}}$ ,  $2,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ ). Die Wärme wird in ein benachbartes Fernwärmenetz gespeist [UWDK 2021].

## Altenburger Land

### Altenburg

Die Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH betreibt die Fernwärmenetze Altenburg Nord und Altenburg Südost, sowie Nahwärmenetze. Sie versorgt u. a. das Rathaus und das Kompetenzzentrum der Sparkasse mit Wärme und Kälte, die Poliklinik mit Wärme sowie zwei Wohnkomplexe, das Landestheater und eine Außenstelle des Landratsamtes [EWA 2021].

### Schmölln

Die Stadtwerke Schmölln GmbH versorgen die untere und die obere Stadt mit Fernwärme auf Erdgas-BHKW-Basis [SWSF 2021].

## A2.6 Detaillierte Themenliste für die Publikationsnetzwerke

### TOPICS

ANAEROBIC DIGESTION; DIGESTER; METHANE PRODUCTION; COAL COMBUSTION; TROUT; GASIFICATION; COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE; ELECTRICITY STORAGE; ARBITRAGE; METHANE PRODUCTION; NATURAL GAS SUBSTITUTES; SYNTHESIS GAS; ANAEROBIC DIGESTION; BIODIESEL; LIFE CYCLE ASSESSMENT; ELECTROCATALYSTS; COBALT PHOSPHIDE; WATER SPLITTING; NICKEL-IRON HYDROGENASE; FORMATE DEHYDROGENASES; DICYCLOHEXYLCARBODIIMIDE; FERREDOXIN HYDROGENASE; DITHIOL-IRON(III)-SULPHIDE COMPLEX; PROPANEDITHIOLATE; REGENERATIVE FUEL CELLS; ELECTROLYSIS; YTTRIA-STABILIZED ZIRCONIA; PACKED BEDS; HOLDUP; MULTIPHASE REACTORS; ETHYLAMMONIUM; IONIC LIQUIDS; 1-ETHYL-3-METHYLIMIDAZOLIUM; STEAM REFORMING; REFORMER; HYDROGEN PRODUCTION; FUSIBILITY; ANORTHITE; GEHLENITE; CYANOGEN; HEPTAZINE; PHOTOCATALYSTS HYDROFORMYLATION; 1-OCTENE; RHODIUM; FLUIDIZED BED COMBUSTORS; ASHES; GASIFICATION; METAL HYDRIDES; HYDROGEN STORAGE; PEROVSKITES; GASIFICATION; TARS; PRODUCER GAS; HYDROXYMETHYLFURFURAL; LEVULINIC ACIDS; ETHYL LEVULINATE; GASIFICATION; TROUT; COAL RANK; LAMINAR FLAMES; ADIABATIC FLAME TEMPERATURE; SYNTHESIS GAS; HYDROTHERMAL CARBONIZATION; HYDROCHARS; HOT WATER TREATMENT; BIOREFINING; BIOENERGY; CIRCULAR ECONOMY; TORREFACTION; BRIQUETTES; PELLETING; ACETYLENE; HYDROGENATION; 2-METHYL-3-BUTYN-2-OL; EUTECTICS; CHOLINE; ELECTROPLATING; BRINES; CARBON SEQUESTRATION; REACTIVE TRANSPORT; INTEGRATED ENERGY SYSTEMS; GAS NETWORK; ECONOMIC DISPATCH; FISCHER-TROPSCH REACTION; SYNTHETIC FUELS; SYNTHESIS GAS; FISCHER-TROPSCH REACTION; LIGHT OLEFINS; SYNTHESIS GAS; WATER SPLITTING; FUEL PRODUCTION; SYNTHESIS GAS; BIOREFINING; SUPPLY CHAIN DESIGN; BIOMASS POWER; STOVES; BOILERS; PARTICULATE EMISSIONS; ELECTROLYSIS; REGENERATIVE FUEL CELLS; ALKALINE WATER; ELECTROLYSIS; ELECTROWINNING; BUBBLES; DRY REFORMING METHANE; STEAM REFORMING; SYNTHESIS GAS; GAS HYDRATES; CLATHRATES; PHASE EQUILIBRIA; METHANE; VANADIUM OXIDES; DEHYDROGENATION; NATURAL GAS MARKET; LIQUEFIED NATURAL GAS; OIL MARKETS; LIQUEFACTION; ORTHO PARA CONVERSION; PARA HYDROGEN; HYDROGEN STORAGE; HYDRIDES; DEHYDROGENATION; ALKALINE WATER; ELECTROLYSIS; HYDROGEN PRODUCTION; METHANOSARCINA ACETIVORANS; METHANOCOCCUS MARIPALUDIS; 7-MERCAPTOHEPTANOYLTHREONINE PHOSPHATE; GAS STORAGE; COMPRESSED NATURAL GAS; METHANE; TRIS(PYRAZOLYL)METHANE; BORATES; METHANE; HALITES; GAS STORAGE; CAVES; ANAEROBIC DIGESTION PROCESS; DIGESTER; VOLATILE FATTY ACIDS; PHOTOCATALYTIC ACTIVITY; OXYGEN VACANCIES; WATER SPLITTING; ALKALI METALS; HYDROGEN STORAGE; SILANE DERIVATIVE; SLAGS; REFRACTORY MATERIALS; GASIFICATION; SODIUM ALUMINUM HYDRIDE; BOROHYDRIDES; HYDROGEN STORAGE; MISCANTHUS; PANICUM; ENERGY CROPS; PRODUCTION OF METHANOL; HYDROGENATION; AURICHALCITE; METAL HYDRIDES; HYDROGEN STORAGE; SODIUM ALUMINUM HYDRIDE; FILAMENT WINDING; PRESSURE VESSELS; PLASTIC PIPES; COBALOXIME; HYDROGEN PRODUCTION; ELECTROCATALYSTS; BIOENERGY; BIOMASS; PRIMARY ENERGY; HYDROGEN STORAGE; UNDERGROUND; REACTIVE TRANSPORT; HYDROGEN STORAGE; UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY; PHYSISORPTION; STEAM REFORMING; WATER GAS SHIFT; HYDROGEN PRODUCTION; HYDRAZINE BORANE; DEHYDROGENATION; DIMETHYLAMINES; WOOD CHIPS; WHOLE TREE HARVESTING; FOREST BIOMASS; HYDROTHERMAL LIQUEFACTION; BIO-OIL; MICROALGAE; GASIFICATION; COMBINED CYCLE POWER PLANTS; COKE OVENS; HYDROGENOLYSIS; ISOSORBIDE; SORBITOL; FULLERENES; ADDEND; SCANNING TUNNELLING MICROSCOPY; CORDIERITE; HYDROGENATION; STEAM REFORMING; UNDERGROUND GAS STORAGE; GAS RECOVERY; OIL AND GAS FIELDS; COMMINUTION; GRANULATORS; LIQUEFIED NATURAL GAS; N-METHYLDIETHANOLAMINE; 2-AMINO-2-METHYL-1-PROPANOL; REBOILERS; CARBON NANOFIBERS; HYDROGEN PRODUCTION; METHANE; CLATHRATES; GAS HYDRATES; METHANE; CARBENES; HYDROGENATION; IONIC LIQUIDS; SOLVATION; MERCYANINE; CYCLOPENTANONE; COAL GAS DESULFURIZATION; SORBENTS; COAL GAS; FORMIC ACID; DEHYDROGENATION; FORMAMIDES; HYDROGEN ECONOMY; REFUELING; HYDROGEN FUEL CELLS; OILSEED CAKES; SILAGE; BIODIESEL; METHANOBACTERIACEAE; METHANE PRODUCTION; UPGRADING; HYDROPOWER PLANT; HYDROGEN GENERATION; ELECTROLYSIS; BIOHYDROGEN; PHOTOFERMENTATION; HYDROGEN PRODUCTION; BIO-OIL; PYROLYSIS OILS; GUAIACOL; ACTIVATED SLUDGE; ANAEROBIC DIGESTION; VOLATILE FATTY ACIDS; CHEMICAL LOOPING; GASIFICATION; SYNTHESIS GAS; PARTIAL OXIDATION OF METHANE; SYNTHESIS GAS; REFORMING REACTIONS; STEAM REFORMING; HYDROGEN PRODUCTION; BIOETHANOL; COAL RANK; DEWATERING; MICROWAVE DRYING; CARBON SEQUESTRATION; CARBON

**TOPICS**

DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE; STORAGE TECHNOLOGY; ORGANIC LIQUIDS; METHYLCYCLOHEXANE; DEHYDROGENATION; REFORMER; STEAM REFORMING; METHANE; FUEL CELLS; ELECTRICITY GENERATION; BISMUTH VANADIUM TETRAOXIDE; XENON; METAL-ORGANIC FRAMEWORKS; KRYPTON; DUPONT; BIOREFINING; FEEDSTOCKS; SILPHIUM PERFOOLIATUM; CROP ROTATION; SILAGE MAKING; SACCHARIFICATION; DELIGNIFICATION; ETHANOL PRODUCTION; PROTON EXCHANGE MEMBRANE FUEL CELL (PEMFC); POWERPOINT; DC-DC CONVERTER; STEAM REFORMING; CARBONATION; SORBENTS; CADMIUM SULFIDE; HYDROGEN PRODUCTION; PHOTOCATALYSTS; GASIFICATION; SUPERCRITICAL; HYDROGEN PRODUCTION; DECHLORINATION; 4-CHLOROPHENOL; TRICHLOROETHYLENE; PIPELINE CORROSION; STEEL PIPE; RESIDUAL STRENGTH; SYNTHESIS GAS; ISOBUTANOL; ALCOHOL DERIVATIVE; METAL COMBUSTION; ALKALINE EARTH OXIDES; ELECTRON PARAMAGNETIC RESONANCE; CHLAMYDOMONAS REINHARDTII; FERREDOXIN HYDROGENASE; HYDROGEN PRODUCTION; CHALCOPYRITE; INDIUM SULFIDE; PHOTOCATALYSTS; SYNTROPHOMONAS; METHANOSPIRILLUM; ANAEROBIC DIGESTION; FISCHER-TROPSCH REACTION; CATALYSTS; OXIDATIVE COUPLING OF METHANE; PULSE RADIOLYSIS; LINEAR ENERGY TRANSFER; RADIOCHEMISTRY; HYDROIODIC ACID; HYDROGEN PRODUCTION; SULFUR CYCLE; STRONTIUM TITANIUM OXIDE; PHOTOCATALYTIC ACTIVITY; WATER SPLITTING; AMMONIA; SOLID OXIDE FUEL CELLS; HYDROGEN PRODUCTION; HYDROGEN PRODUCTION; ABSORPTION COOLING; EXERGY; HIGH PRESSURE PIPELINES; PRESSURE REDUCTION; CARBON SEQUESTRATION; METAL-INSULATOR TRANSITION; ELECTRON-ELECTRON INTERACTIONS; MEDIA THEORY; IONIC LIQUIDS; ION CURRENTS; HYDROFORMYLATION; HYDROGEN GENERATION; METAL-WATER REACTIONS; BAYERITE; GAS PIPELINES; FRACTURE TOUGHNESS; STEELS; REFUELING; HYDROGEN STORAGE; COMPRESSED NATURAL GAS; ANAEROBIC DIGESTERS; TOTAL SOLIDS; ACTIVATED SLUDGE; BIOREFINING; LEAF PROTEIN CONCENTRATE; ALFALFA PROTEIN; ALUMINUM HYDRIDES; HYDROGEN STORAGE; LITHIUM-ION BATTERIES; IONIC LIQUIDS; HYDROFLUORIC ACID; ASYMMETRIC MEMBRANES; MANGANITES; METAL-INSULATOR TRANSITION; PULSED LASER DEPOSITION; RIPPABILITY; RIGHTS OF WAY; PIPELINE PROJECTS; ODORIZATION; VORTEX TUBES; PRESSURE REGULATORS; PELLETS; STORED WOOD; SPONTANEOUS COMBUSTION; OXYFUEL; DIOXOTECHNETIUM; CARBON CAPTURE; ENHANCED OIL RECOVERY; CARBON CAPTURE; LIFE CYCLE ASSESSMENT; SOLID SOLUTIONS; PALLADIUM; HYDROGEN STORAGE; ENGINEERING EDUCATION; BIOREFINING; PROJECT-BASED LEARNING; BIOREFINING; POWERTRAINS; PROCESS INTEGRATION; FUEL PRODUCTION; ANODIC OXIDATION; SOLAR; TRANSFER PROCESS; MELTING POINTS; SYNTHETIC CHEMISTRY TECHNIQUES; CARBON CAPTURE; ELECTRONIC GOVERNMENT; ENGINEERS; BAGASSE; SACCHARUM; PYROLYSIS; FUEL CELLS; RENAULT; ELECTRIC VEHICLES; BIOREFINING; VALUE-ADDED PRODUCTS; COGENERATION SYSTEMS

## A2.7 Regionale und überregionale Forschungsaktivitäten zu Grünen Gasen

### A2.7.1 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. AP 1). Gerade im Fall von Grünem Wasserstoff sind einerseits große Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen und andererseits staatliche Anreize notwendig, um die existierenden Technologien auf einen industriellen Maßstab zu skalieren (Verweis zu Interviews). Insbesondere die zu hohen Kosten von Grünen Gasen müssen durch die Ausnutzung von Skaleneffekten gesenkt werden, um den industriellen Einsatz zu ermöglichen.

Gleichzeitig sind Forschung und Entwicklung sowie der Transfer von Innovation in die Praxis eine Grundlage dafür, dass der Wirtschaftsstandort Deutschland weiterhin wettbewerbsfähig bleibt. Für die Region Mitteldeutschland gilt dies noch mehr als in anderen Wirtschaftsräumen. Die Region ist geprägt von einer Kombination von Niederlassungen internationaler Unternehmen sowie kleinen und mittleren Unternehmen. Forschungsstarke Konzernzentralen finden sich in Mitteldeutschland in deutlich geringerer Anzahl als bspw. in Süddeutschland (Einwiller 2019).

Mit einer gut koordinierten Kombination aus Grundlagenforschung und angewandter Forschung sowie deren zielgerichtetem Transfer in die Industrie kann die Region Mitteldeutschland als innovativer Wirtschaftsstandort zu positionieren. Darum wird im Folgenden herausgearbeitet, wie die Forschungslandschaft der Region im Bereich der Grünen Gase aufgestellt und vernetzt ist. Daraus wird abgeleitet, welche Assets für die Innovationsregion bereits heute bestehen und wie sie noch weiter gestärkt werden können.

### A2.7.2 Methodik

Um möglichst alle relevanten Forschungsakteure in der Innovationsregion zu identifizieren, wurden zwei komplementäre Ansätze genutzt. Der erste Ansatz betrachtet Verbundprojekte, welche sowohl Grundlagen- als auch angewandte Forschungsvorhaben umfassen. Häufig sind diese ein Frühindikator für Innovationen, da sie den wissenschaftlichen Erkenntnissen vorauslaufen. Im zweiten Ansatz wurden wissenschaftliche Publikationen ausgewertet. Diese präsentieren insbesondere Forschungsergebnisse aus der Grundlagenforschung.

Für die Verbundprojekte wurden drei Datenquellen genutzt: Webseiten von Universitäten und Hochschulen, der Projektkatalog des Wasserstoff-Netzwerks HYPOS e.V. sowie der Förderkatalog des Bundes. Die Daten für die wissenschaftlichen Publikationen wurden über die Plattformen Scopus und SciVal gewonnen<sup>7</sup>.

#### A.2.7.2.1 Universitäten und Hochschulen

Im ersten Schritt wurden alle Hochschulen und Universitäten innerhalb der Region Mitteldeutschland aufgelistet. Dann wurden die Webseiten der jeweiligen Institution mittels der Suchfunktion nach den Schlagwörtern "Wasserstoff", "Biogas", "Elektrolyse" und "Biomethan" durchsucht. Die Ergebnisse der Suchfunktion wurden manuell nach relevanten, aktuell laufenden Forschungsprojekten selektiert. Außerdem wurden die Ansprechpartner, falls diese nicht auf der Webseite zu erkennen waren, telefonisch erfragt.

---

<sup>7</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.

### A.2.7.2.2 HYPOS Projektdatenbank

Im zweiten Schritt wurde die Projektdatenbank des Wasserstoff-Netzwerks HYPOS e.V. genutzt, um Forschungsprojekte aus den Bereichen Produktion, Transport, Speicherung und Verwendung von Wasserstoff zu identifizieren. In allen Projekten, die auf der Webseite von HYPOS gelistet sind, arbeiten mehrere Projektpartner in einem Forschungsprojekt zusammen. Meistens setzt sich ein solches Projekt-konsortium aus Forschungseinrichtungen und Industriepartnern zusammen, wobei die Projektbeteiligten in der Regel sowohl von innerhalb als auch von außerhalb der Innovationsregion stammen. Industrieunternehmen, die zwar Projektpartner sind, aber keine Forschungsaktivitäten durchführen, wurden in diesem Arbeitspaket nicht betrachtet. Eine Übersicht über die in der Innovationsregion tätigen Unternehmen im Kontext Grüner Gase wird auf den Seiten

Im zweiten Schritt wurde die Projektdatenbank des Wasserstoff-Netzwerks HYPOS e.V. genutzt, um Forschungsprojekte aus den Bereichen Produktion, Transport, Speicherung und Verwendung von Wasserstoff zu identifizieren. In allen Projekten, die auf der Webseite von HYPOS gelistet sind, arbeiten mehrere Projektpartner in einem Forschungsprojekt zusammen. Meistens setzt sich ein solches Projektkonsortium aus Forschungseinrichtungen und Industriepartnern zusammen, wobei die Projektbeteiligten in der Regel sowohl von innerhalb als auch von außerhalb der Innovationsregion stammen. Industrieunternehmen, die zwar Projektpartner sind, aber keine Forschungsaktivitäten durchführen, wurden in diesem Arbeitspaket nicht betrachtet. Eine Übersicht über die in der Innovationsregion tätigen Unternehmen im Kontext Grüner Gase wird auf in Kapitel A2.3 gegeben. Bei Unklarheiten wurde telefonische Rücksprache mit dem jeweiligen Projektverantwortlichen gehalten. 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. Die Akteure innerhalb und außerhalb Mitteldeutschlands wurden separat weiter untersucht.

Als dritter Schritt wurde der Förderkatalog<sup>8</sup> des Bundes 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 möglich alle Forschungsprojekt zu erkennen, wurde mit einer breiteren Auswahl an Schlagwörtern gesucht<sup>9</sup>. Ein Projekt wurde weiterverfolgt, wenn mindestens einer der beteiligten Projektpartner seinen Sitz 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 (besonders Grünem Wasserstoff) seit kurzem deutlich ausgeweitet wurde.

<sup>8</sup> <https://foerderportal.bund.de/foekat/>

<sup>9</sup> Diese waren "hydrogen", "wasserelektrolyse", "biomasse", "electrolyse", "energiespeicher", "methan", "synthetisch", "brenngas", "ccs", "fermentation", "methanisierung", "methanpropolyse", "power2", "power-to-chemicals", "power-to-fuel", "power-to-gas", "pyrolyse" und "synthesegas".

Zum anderen trägt sie dem Umstand Rechnung, dass insbesondere an Universitäten und Hochschulen eine große Personalfuktuation vorliegt. Die Experten aus Projekten, die vor wenigen Jahren durchgeführt wurden, haben ihre frühere Arbeitsstätte mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit bereits verlassen. Der hier gewählte Ansatz vermeidet, nicht mehr existierende Verknüpfungen zu zeigen.

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 oder Biogas/Biomethan forschen. Die Kontaktdaten und Kurzbeschreibung der jeweiligen Projekte wurden ergänzt und dienen als Grundlage für die Befragung wissenschaftlicher Experten.

#### A.2.7.2.3 *Wissenschaftliche Publikationen*

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<sup>10</sup>. Das Portal SciVal bietet zahlreiche Auswertungsmöglichkeiten und Indikatoren, um Forschungseinrichtungen zu vergleichen.

Ziel war die Abbildung aller thematisch relevanten Publikationen von Akteuren aus der Untersuchungsregion 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>11</sup> mit relevanten Schlagwörtern<sup>12</sup> wurden

---

<sup>10</sup> Elsevier (2020): Scopus content coverage guide.

[https://www.elsevier.com/solutions/scopus/how-scopus-works/content?dgcid=RN\\_AGCM\\_Sourced\\_300005030](https://www.elsevier.com/solutions/scopus/how-scopus-works/content?dgcid=RN_AGCM_Sourced_300005030)

<sup>11</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 Topic sind.

<sup>12</sup> Verwende Schlagwörter: „gas“, „biomass“, „anerobic digestion“, „compress hydrogen“, „liquid hydrogen“, „liquefied hydrogen“, „liquefaction“, „electrolysis hydrogen“, „liquid organic hydrogen carrier“, „LOHC“, „methane“, „methanol hydrogen“, „Fischer-Tropsch“, „steam reform“, „carbon capture“, „coal gasification“, „hydrogen production“, „hydrogenase“, „hydrogen storage“, „gas storage“, „gas network“, „gas pipeline“





dem Technologiefeld Grüne Gase zugeordnet und die mitteldeutschen Publikationen in diesen Forschungsthemen erfasst. Die Liste der Forschungs-themen 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 lediglich einen Anteil von 0,74% an allen Veröffentlichungen. Folglich lässt sich eine Spezialisierung der Wissenschaftslandschaft in Mittel-deutschland auf das Technologiefeld Grüne Gase feststellen.


## A2.8 Schlagwortsuche in Verbundprojekten des Bundes


Schlagwortsuche zu "Grüne Gase" im Förderkatalog des Bundes			
<b>Biogas</b>	Energiespeicher	Power-to-Gas	Elektrolyse
<b>Brenngas</b>	Methan	Synthesegas	Elektrolysewasserstoff
<b>Biomasse</b>	Fermentation	Pyrolyse	Power-to-Chemicals
<b>CCS</b>	Methanisierung	Synthetisch	Power-to-Fuel
<b>Biomethan</b>	Hydrogen	Synthesebrenngas	Wasserstoff
<b>Chloralkali</b>	Methanpyrolyse	Synthetische Gase	Wasserstoffelektrolyse
<b>Dampfreformierung</b>	Power2	Wasserelektrolyse	


## A2.9 Steckbriefe der regionalen Netzwerke


Innovationscluster HZwo				
<p>„Im sächsischen Innovationscluster HZwo agieren Unternehmen und Forschungseinrichtungen aus Sachsen zusammen, um die Zusammenarbeit zwischen akademischer Forschung und der Wirtschaft zu optimieren und die Innovationskraft der Firmen zu erhöhen.</p> <p>Dabei findet besonders die Ausgewogenheit aus kleinen, mittelständischen und großen Betrieben Berücksichtigung. Die Unternehmen erarbeiten gemeinsam mit der TU Chemnitz und den Fraunhofer-Instituten IWU und ENAS neue Produkte und Verfahren unter Einsatz größtenteils vorhandener Fertigungsanlagen und bestehender Expertise. Somit können insbesondere bestehende KMU am neu entstehenden Wettbewerb partizipieren, ohne vorab nennenswerte Investitionen tätigen zu müssen.</p> <p>Der Cluster wird vom Verein HZwo e. V. getragen, welcher die Mitglieder im Themenfeld Brennstoffzellenfahrzeug fachlich und operativ betreut. Der Konsortialpartner Energy Saxony e. V. begleitet die Clustermitglieder im Themenfeld grüner Wasserstoff. Durch die inhaltliche Schnittmenge ergeben sich hier erhebliche Synergieeffekte. Beide Vereine bilden die sächsische Kompetenzstelle für Brennstoffzellen und grünen Wasserstoff.</p> <p>Diese deckt die Gesamtwertschöpfungskette von der Wasserstofferzeugung bis zu Brennstoffzellenfahrzeugen in Sachsen ab und vernetzt alle relevanten Akteure in Sachsen miteinander. Darüber hinaus wird durch die Tätigkeit beider Vereine die Verwaltung des Clusters, die Projektstätigkeit und die Öffentlichkeitsarbeit abgedeckt.“ [HZwo 2020]</p>				
<b>Mitglieds- sektoren</b>	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände □	Sonstige □
<b>Regionaler Fokus:</b>	Sachsen			
<b>Mitglieder aus Mitteldeutschland:</b>	Albert Polenz GmbH & Co.KG Döbeln AM Metals GmbH Andav Electronics GmbH CeWOTec Chemnitzer Wirtschaftsförderungs- und Entwicklungsgesellschaft ...			
<b>Link</b>	<a href="http://hzwo.eu/en/">http://hzwo.eu/en/</a>			
Energy Saxony				

<p>„ENERGY SAXONY ist ein wirtschaftsorientiertes Energietechnologie-Netzwerk, das darauf abzielt, die Entwicklung und Vermarktung künftiger Spitzentechnologien in den Bereichen ENERGIETECHNOLOGIEN, ELEKTROMOBILITÄT, DIGITALISIERUNG voranzutreiben. Der Verein hat sich dabei die Aufgabe gestellt, das Innovationspotenzial sächsischer Unternehmen und Forschungseinrichtungen in gemeinsame Projekte und Anwendungen zum Nutzen der Gesellschaft zu überführen und damit den Freistaat Sachsen als wegweisenden, wettbewerbsfähigen Energie- und Wirtschaftsstandort zu stärken.</p> <p>Durch die Bündelung und Vernetzung der Kompetenzen unserer Mitglieder möchten wir innovative und Sektor übergreifende Infrastrukturen für eine nachhaltige, ressourcen- und klimaschonende Energieversorgung schaffen. Damit sollen auch gezielt Chancen genutzt werden, die sich für sächsische Unternehmen aus der Energiewende ergeben.</p> <p>Diese Zielsetzung umfasst insbesondere auch die Herausbildung vollständiger Wertschöpfungsketten in Sachsen und impliziert einen wesentlichen Beitrag zur Gestaltung eines zukunftsfähigen Energiesystems in Deutschland.</p> <p>Als dauerhaftes Cluster im Energiebereich in Sachsen möchte ENERGY SAXONY mit seinen Dienstleistungsangeboten dazu beitragen, die Sichtbarkeit seiner Mitglieder national sowie international zu erhöhen und deren wirtschaftliche Grundlagen zu stärken.</p> <p>Vereinsübergreifend moderiert ENERGY SAXONY einen Diskurs zu aktuellen Trends und Entwicklungen, in den auch politische Entscheidungsträger eingebunden sind.“ [Schipke &amp; Arnold 2020]</p>				
<b>Mitglieds- sektoren</b>	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände □	Sonstige □
<b>Regionaler Fokus:</b>	Sachsen			
<b>Mitglieder aus Mitteldeutschland:</b>	Adapted Solutions GmbH Adensis GmbH Belectric Berufsakademie Sachsen DBFZ ...			
<b>Link</b>	<a href="https://www.energy-saxony.net/">https://www.energy-saxony.net/</a>			

House of Transfer				
<p>Das House of Transfer ist eine koordinierende und fokussierende Organisation, die branchenübergreifend durch gezielte Förderung und Beratung den Wissens- und Technologietransfer im Leitmarkt Chemie- und Bioökonomie gestaltet. Plattform zur nachhaltigen Gestaltung eines technologieorientierten Strukturwandels. Diese bündelt Kompetenzen und Kapazitäten zu einem strategisch übergeordneten Gesamtnarrativ/Konzept, das regional und auch überregional wirksam vertreten werden kann. Somit können fehlende branchenübergreifende Kompetenzen ausgeglichen werden, um komplexe Fragestellungen der Sektorenkopplung alleine lösen zu können. Damit soll eine hohe ist eine spezifische Wertschöpfung und die ganzheitliche Nachhaltigkeit (stofflich und energetisch, sozial, ökologisch und global) das Leitmotiv. Für kleine und mittlere Unternehmen der Region sowie für politische Entscheidungsträger wird ein one-stop-shop zur Ansprache der wissenschaftlichen Akteure im Bereich Chemie und Biosystemtechnik geschaffen. Damit ist das House of Transfer eine Interessengemeinschaft zur Beschleunigung und Professionalisierung des Wissens- und Technologietransfers der hiesigen Industrie zu nachhaltigen Produkten und Geschäftsmodellen.</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände □	Sonstige ✓
Regionaler Fokus:		Mitteldeutschland		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		Cluster BioEconomy e. V. Cluster Chemie/Kunststoffe Leistungs- und Transferzentrum Chemie- und Biosystemtechnik Kooperationsnetzwerk Chemie+ Netzwerk Kohlenstoffkreislaufwirtschaft NK <sup>2</sup> Polykum e. V.		
Link		--		


HYPOS				
<p>„Anliegen von HYPOS ist dem Projekt-Ansatz entsprechend die modellhafte Verbindung von Chemiestoffstromnetz und Erdgasnetz mit den elektrischen Netzen in Ostdeutschland zu schaffen, damit die Wirtschaftlichkeit von Grünem Wasserstoff und damit langfristig eine nachhaltige Energieversorgung erreicht wird. Hauptpfeiler der HYPOS-Strategie sind:</p> <p>Kostenreduktion für Grüne Wasserstoffanwendungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette</p> <p>Aufbau und Ausbau eines sicheren Wasserstoffnetzwerks in der HYPOS-Region mit langfristigem Ziel über den Verbund hinaus flächendeckend die Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben</p> <p>Regionale Kompetenzbündelung von kleinen und mittelständischen Unternehmen, Industrie und Wissenschaft</p> <p>Vernetzung und Kooperation mit vergleichbaren Netzwerken zur Stärkung der Kompetenz und Innovationskraft sowie der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Akzeptanz</p> <p>Die von HYPOS initiierten Umsetzungsvorhaben werden den Themenfeldern entsprechend in Konsortien erarbeitet. Die einzelnen Ergebnisse werden ins Netzwerk transferiert. Im Dialog mit anderen Projektpartnern erfolgt daraufhin die Strategieoptimierung. Mehr Informationen zu Struktur und Fördermöglichkeiten finden Sie in unserem Strategie-Paper.“ [HYPOS 2020]</p>				
Mitglieds-sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige □
Regionaler Fokus:		Ostdeutschland		
Mitglieder aus Mitteldeutschland: (Auswahl)		AMT Advanced Machinery & Technology Chemnitz GmbH Automotive Cluster Ostdeutschland Bauhaus Universität Weimar Chemiepark Bitterfeld-Wolfen GmbH CiS Forschungsinstitut für Mikrosensorik GmbH Cryotec DBI Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR		
Link		<a href="https://www.hypos-eastgermany.de/">https://www.hypos-eastgermany.de/</a>		

Siemens Innovationscampus Görlitz				
„Auf dem Siemens-Werksgelände in Görlitz soll ein Innovationscampus und „Start-Up-Accelerator“ entstehen. Ziel ist es, weitere Technologie- und Industrieunternehmen, Start-ups sowie Forschungsinstitute anzusiedeln. Der Fokus liegt dabei auf Digitalisierung, Automatisierung, Energietechnik und innovativen Werkstoff- und Fertigungstechnologien.“ [Siemens 2020]				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände □	Sonstige □
Regionaler Fokus:		Sachsen		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		Siemens Fraunhofer Institut IMWS Fraunhofer IWU TU Dresden Hochschule Zittau/ Görlitz Handelshochschule Leipzig		
Link		<a href="https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/themen/innovationscampus-goerlitz.html">https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/themen/innovationscampus-goerlitz.html</a>		


H <sub>2</sub> -Transferregion Leipzig				
<p>„Ziel des Projektes ist es, neue kollaborative Strukturen zu etablieren, die auf die regionalen Bedürfnisse lokaler Unternehmen und die gesellschaftlichen Anforderungen ausgerichtet sind und auf deren Basis Grüner Wasserstoff in die Anwendung gebracht werden kann. Dafür untersuchen die Bündnispartner, welche neuen Wasserstoffanwendungen bspw. für unterschiedliche Verkehrsbetreiber, Betreiber von kommunalen Flotten wie Entsorgungsfahrzeuge und der Logistik sowie für die urbane Energieversorgung regional einsetzbar sind und welche Voraussetzungen für die zukünftigen Handlungsfelder bestehen. Das Bündnis möchte ein Innovationsökosystem in der Region schaffen, welches die vorhandenen Kompetenzen und Ressourcen regional in Wert setzt. Dafür sollen innovative Strukturen und Geschäfts- bzw. Organisationsmodelle etabliert werden, die nicht nur technisch, sondern auch gesellschaftlich angepasste Innovation möglich machen, um somit den Wandel von einer braunkohlegeprägten Region zu einer innovationsgetriebenen Region zu unterstützen.“ [HYPOS 2021]</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen <input type="checkbox"/>	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige ✓
Regionaler Fokus:	Region Leipzig			
Mitglieder aus Mitteldeutschland:	Landkreis Leipzig HYPOS e.V			
Link	<a href="https://www.innovation-strukturwandel.de/">https://www.innovation-strukturwandel.de/</a>			




## A2.10 Steckbriefe der überregionalen Netzwerke

DWV				
„Wasserstoff ist der Energieträger des 21. Jahrhunderts. Zusammen mit regenerativen Primärenergien bietet er eine Grundlage für die Energiewirtschaft der Zukunft. Der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. ist die Dachorganisation all jener in Deutschland, die sich für den allgemeinen Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in der Wirtschaft einsetzen und dafür, dass Wasserstoff aus regenerativen Energien – für eine nachhaltige Energiewirtschaft – erzeugt wird.“ [Diwald 2015]				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige □
Regionaler Fokus:		Deutschland		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		HYPOS HZWO Sunfire Umwelt Sensor Technik Fraunhofer IFAM Ontras		
Link		<a href="https://www.dwv-info.de/">https://www.dwv-info.de/</a>		


EERA (European Energy Research Alliance)				
<p>„Die Europäische Energieforschungsallianz ist die größte Energieforschungsgemeinschaft in Europa. Sie ist eine auf Mitgliedschaft basierende, gemeinnützige Vereinigung und vereint 250 Universitäten und öffentliche Forschungszentren in 30 Ländern. Die gemeinsamen Forschungsprogramme von EERA decken das gesamte Spektrum kohlenstoffarmer Technologien sowie systemische und bereichsübergreifende Themen ab.</p> <p>Unser Auftrag lautet: Die europäische Energieforschung zu katalysieren für eine klimaneutrale Gesellschaft bis 2050.“ [EERA 2020]</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige □
Regionaler Fokus:		Europa		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt TU Ilmenau TU Dresden		
Link		<a href="https://www.eera-set.eu/">https://www.eera-set.eu/</a>		


FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)		 <b>FUEL CELLS AND HYDROGEN</b> JOINT UNDERTAKING		
<p>„Das Gemeinsame Unterfangen Brennstoffzellen und Wasserstoff (FCH JU) ist eine einzigartige öffentlich-private Partnerschaft zur Unterstützung der Forschung, technologischen Entwicklung und Demonstration (FTE) im Bereich der Brennstoffzellen- und Wasserstoffenergie-technologien in Europa. Ihr Ziel ist es, die Markteinführung dieser Technologien zu beschleunigen und ihr Potenzial als Instrument zur Erreichung eines kohlenstoffemissionsarmen Energiesystems auszuschöpfen.</p> <p>Brennstoffzellen als effiziente Umwandlungstechnologie und Wasserstoff als sauberer Energieträger haben ein großes Potenzial, zur Bekämpfung der Kohlendioxidemissionen beizutragen, die Abhängigkeit von Kohlenwasserstoffen zu verringern und zum Wirtschaftswachstum beizutragen. Ziel des Gemeinsamen Unterfangens FCH ist es, den Europäern diese Vorteile durch eine konzentrierte Anstrengung aus allen Sektoren zu bringen.</p> <p>Die drei Mitglieder des Gemeinsamen Unternehmens FCH sind die Europäische Kommission, die Brennstoffzellen- und Wasserstoffindustrie, vertreten durch Hydrogen Europe, und die Forschungsgemeinschaft, vertreten durch Hydrogen Europe Research.“ [FCH JU 2020]</p>				
Mitglieds-sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige □
Regionaler Fokus:		Europa		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		Ontras FCP Fuel Cell Powertrain Sunfire TU Chemnitz		
Link		<a href="https://www.fch.europa.eu/">https://www.fch.europa.eu/</a>		

N.ERGHY				
<p>„Der Verband N.ERGHY vertritt die Interessen der europäischen Universitäten und Forschungsinstitute in der gemeinsamen Technologieinitiative Brennstoffzelle und Wasserstoff (FCH JTI). Zusammen mit der Industrie und der Europäischen Kommission ist sie für die Gestaltung des Programms der JTI (genannt Jahresimplementierungsplan - AIP und Mehrjahresimplementierungsplan - MAIP) verantwortlich.“ [N.ERGHY 2020]</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen <input type="checkbox"/>	Forschung <input checked="" type="checkbox"/>	Verbände <input type="checkbox"/>	Sonstige <input type="checkbox"/>
Regionaler Fokus:		Europa		
Mitglieder Mitteldeutschland:		aus TU Chemnitz		
Link		<a href="http://www.c-energy2020.eu/eu-networks/n-erghy/">http://www.c-energy2020.eu/eu-networks/n-erghy/</a>		

Strategieplattform Power to Gas				
<p>„Die Strategieplattform Power to Gas leistet seit 2011 einen Beitrag zur Verbreitung, Weiterentwicklung und Markteinführung von Power to Gas. Die Partner aus Wirtschaft, Industrie, Verbänden und Wissenschaft sind von der Bedeutung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Kraft- und Brennstoffen (sogenannte „Power Fuels“) zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende überzeugt. Sie haben sich in der Strategieplattform Power to Gas auf Initiative der dena zusammengeschlossen, um die Technologien weiterzuentwickeln und den Markteinstieg zu ermöglichen. Die Partner setzen sich dafür ein, die Industrialisierung und Marktentwicklung von Power to Gas voranzutreiben, um Erfolg versprechende Geschäftsmodelle in Deutschland zu etablieren und weitere Kostendegressionen durch den Markthochlauf zu erreichen.</p> <p>Dabei werden alle Erzeugungs- und Nutzungspfade der Umwandlung von erneuerbarem Strom in klimafreundliche gasförmige und flüssige Energieträger behandelt. Ihre Positionen und Arbeitsergebnisse stellt die Strategieplattform einer breiten Öffentlichkeit und Entscheidungsträgern vor.</p> <p>Derzeit arbeitet die dena mit rund 30 Partnern aus dem Strom- und dem Gassektor, dem Anlagenbau, der Wärmeversorgung, der Grundstoffindustrie, der Automobilbranche sowie verschiedenen Wissenschaftszweigen an der Markteinführung von Power to Gas. Unter den Partnern sind auch Prof. Michael Sterner (Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, FENES) und Dr. Michael Specht (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, ZSW), die die Idee von Power to Gas in 2008 gemeinsam entwickelt haben.“ [DEA 2020]</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige □
Regionaler Fokus:		Deutschland		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		DBI GTI Gastechnologisches Institut Hitachi Zosen Inova		
Link		<a href="https://www.powertogas.info/startseite/">https://www.powertogas.info/startseite/</a>		

DVGW				
<p>„Der DVGW – Innovationen und Regelung im Gas- und Wasserfach</p> <p>Als anerkannter Regelsetzer, technisch-wissenschaftlicher Know-how-Träger und Förderer technischer Innovationen ist der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) das Kompetenznetzwerk für alle Fragen der Versorgung mit Erdgas und Trinkwasser.“ [DVGW e.V. 2020]</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände ✓	Sonstige ✓
Regionaler Fokus:		Deutschland		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		<p>Der DVGW hat rund 14.000 Mitglieder</p> <p>Landesdirektion Sachsen</p> <p>Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie Sachsen-Anhalt</p> <p>Energieversorgung Halle Netz GmbH</p> <p>TEAG Thüringer Energie AG</p> <p>...</p>		
Link		<a href="https://www.dvgw.de/">https://www.dvgw.de/</a>		

Fraunhofer Wasserstoff Netzwerk				
<p>„Möchte Deutschland die gesetzten Klimaziele erreichen, sind Wasserstofftechnologien unausweichlich. Das gilt nicht nur, aber vor allem im Bereich der Industrie. Daher gibt es seitens der Unternehmen zahlreiche Anstrengungen, etablierte Produktionsprozesse auf Wasserstoff umzustellen und langfristig auf eine Wasserstoffwirtschaft hinzuwirken. Vielversprechend ist der Einsatz von Wasserstoff vor allem in Herstellungsverfahren, bei denen viel Kohlenstoffdioxid entsteht. Dort bietet Wasserstoff verschiedene Ansätze zur Defossilisierung der Produktionskette. Aufgabenstellung ist dabei, die Umstellung wirtschaftlich und nachhaltig zu gestalten.“ [Fraunhofer 2020]</p>				
Mitglieds- sektoren	Unternehmen <input type="checkbox"/>	Forschung <input checked="" type="checkbox"/>	Verbände <input type="checkbox"/>	Sonstige <input type="checkbox"/>
Regionaler Fokus:		Deutschland		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		<p>Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und - automatisierung IFF</p> <p>Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS</p> <p>Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS</p> <p>Fraunhofer-Institut für Organische Elektronik, Elektronenstrahl- und Plasmatechnik FEP</p> <p>Fraunhofer-Institut für Werkstoff- und Strahltechnik IWS</p> <p>Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik IWU</p>		
Link		<a href="https://www.fraunhofer.de/de/forschung/aktuelles-aus-der-forschung/wasserstoff.html">https://www.fraunhofer.de/de/forschung/aktuelles-aus-der-forschung/wasserstoff.html</a>		

Hydrogen Europe				
<p>„Hydrogen Europe ist der europäische Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband. Er vertritt derzeit mehr als 160 Industrieunternehmen, 83 Forschungsorganisationen sowie 21 nationale Verbände.</p> <p>Der Verband arbeitet mit der Europäischen Kommission im Innovationsprogramm Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) zusammen.</p> <p>Wasserstoff Europa dient zwei Hauptzielen. Als Wirtschaftsverband im klassischen Sinne spielen wir eine entscheidende Rolle bei der Förderung bewährter Verfahren, helfen Unternehmen, wettbewerbsfähiger zu werden, und formulieren eine wirksame öffentliche Politik.</p> <p>Hydrogen Europe hat das enorme Potenzial, als koordinierte Stimme von Industrie und Forschung im Gespräch mit politischen Entscheidungsträgern zu fungieren, und einen großen Wert in Bezug auf die rasche Verbreitung von Botschaften über regulatorische Entscheidungen und Politiken an unsere Mitglieder. Darüber hinaus stellen wir als Wirtschaftsverband die notwendigen Informationen und ein solides Netzwerk zur Verfügung, um unsere Mitglieder zu unterstützen.</p> <p>Auf dem Gebiet der Innovation arbeitet unser Verband mit dem FCH JU zusammen. Das Gemeinsame Unternehmen Brennstoffzellen und Wasserstoff (FCH JU) ist eine einzigartige öffentlich-private Partnerschaft zur Unterstützung der Forschung, technologischen Entwicklung und Demonstration (FTE) im Bereich der Brennstoffzellen- und Wasserstoffenergie-technologien in Europa. Sein Ziel ist es, die Markteinführung dieser Technologien zu beschleunigen und ihr Potenzial als Instrument zur Erreichung eines kohlenstoffarmen Energiesystems auszuschöpfen.“[FCH JU 2020]</p>				
Mitglieds-sektoren	Unternehmen ✓	Forschung ✓	Verbände <input type="checkbox"/>	Sonstige <input type="checkbox"/>
Regionaler Fokus:		Europa		
Mitglieder aus Mitteldeutschland:		<p>Ontras</p> <p>FCP Fuel Cell Powertrain</p> <p>Sunfire</p> <p>TU Chemnitz</p>		
Link		<a href="https://hydrogeneurope.eu/">https://hydrogeneurope.eu/</a>		



## A2.11 Großprojekte zur Skalierung Grüner Gase

Als Teil des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung sind die Reallabore der Energiewende als neuartiges Förderformat entstanden, das Skalierung und Marktreife klimafreundlicher Innovationen unterstützt [BMW 2018]. Zu den Themen der ersten Ausschreibungsrunde gehörten „Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien“. Zwei Projekte in der Innovationsregion gehören zu den Gewinnern des ersten Ideenwettbewerbs [BMW 2019]. Das Projekt Energiepark Bad Lauchstädt soll ab 2021 die Herstellung, den Transport und die Speicherung von grünem Wasserstoff im industriellen Maßstab untersuchen. Geplant ist eine Großelektrolyseanlage mit einer Leistung von bis zu 35 MW, die Elektrizität aus einem nahegelegenen Windpark nutzt. Die Speicherung des Wasserstoffs in Salzkavernen soll ebenfalls erprobt werden [VNG et al. 2019]. Das Reallabor GreenHydroChem soll am Chemiestandort Leuna angesiedelt werden. Geplant ist ein Großelektrolyseur, der aus erneuerbarem Strom Wasserstoff erzeugt, welcher von ortsansässigen Raffinerien in chemische Grundstoffe und CO<sub>2</sub>-neutrale Kraftstoffe umgewandelt werden soll [HYPOS 2019].

Derzeit im Bau befindet sich die Fraunhofer Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP in Leuna, ein Gemeinschaftsprojekt des Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP und des Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS. Das Projekt stellt eine Infrastruktur bereit, um den Betrieb von Elektrolyseanlagen im industriellen Maßstab zu erproben. Darüber hinaus verfügt die ELP über Testflächen für Power-to-X- und Power-to-Liquid-Projekte mit bis zu 5 MW Anschlussleistung [Fraunhofer IMWS 2020].

Die Skalierung innovativer biotechnologischer Verfahren soll der geplante BioEconomy Hub am Standort Leuna unterstützen. Er soll den projektbezogenen Betrieb von industrietauglichen Anlagen inklusive des notwendigen Produktionspersonals bereitstellen. Dadurch sollen Start-ups und bestehenden KMU bei der Etablierung biobasierter Wertschöpfungsketten unterstützt werden. Der BioEconomy Hub kann die Skalierung von innovativen Verfahren rund um Biomethan und Biogas fördern. Als Forschungspartner ist das Fraunhofer CBP des Fraunhofer-Instituts für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB beteiligt [BioEconomy Cluster 2020].

Im Rahmen des Programms „WIR! – Wandel durch Innovation in der Region“ widmet sich das Projekt H<sub>2</sub>-Transferregion Leipzig dem „Aufbau eines regionalen, verwertungsorientierten Innovationsökosystems für grünen Wasserstoff in der Region Leipzig“ [HYPOS 2020; HYPOS 2021b]. Derzeit befindet sich das Projekt in der bis Mai 2021 andauernden Konzeptphase, in der Handlungsfelder identifiziert und ein Konzept für die Durchführung identifizierter und gewünschter Forschungsprojekte bis 2027 erarbeitet werden [HYPOS 2021c]. Das Projekt adressiert insbesondere die urbane Nutzung von grünem Wasserstoff.

## A2.12 Innovative Anwendungsfelder in der IRMD

<b>Anwendungsfeld von Grünen Gasen</b>	<b>Industrie</b>	<b>Unternehmen</b>	<b>Standort</b>
<b>Thermo-chemisches Recycling von Kunststoffen</b> [Lechleitner et al. 2020]	Kreislaufwirtschaft in der chemischen Industrie	Chemieunternehmen	Chemieparks in der IRMD
<b>Veredelung von Rohöl und anderen Ölen</b> [Ragwitz et al. 2021]	Raffinerie	Total	Leuna
<b>Floatgas bei Glasherstellung</b> [Airliquide 2021]	Glasherstellung	Guardian Flachglas [Guardianglass 2021]	Bitterfeld-Wolfen
<b>Erzeugung von Prozesswärme</b> [Ragwitz et al. 2021]		Saint Gobain [Saint Gobain 2021]	Torgau
<b>Zementwerk - Herstellung von Kohlenwasserstoffen</b> [Ragwitz et al. 2021]	Zementindustrie	SCHWENK Beton Anhalt GmbH & Co. KG [SCHWENK 2021]	Schkeuditz, Merseburg, Bad Dürrenberg, Lutherstadt Eisleben
<b>Erzeugung von Prozesswärme</b> [Ragwitz et al. 2021]		OPTERRA Zement GmbH [OPTERRA 2021]	Karsdorf
<b>Hydrierung von Fettsäuren, Herstellung von Vitaminen und Kosmetika</b> [Far Offshore Renewables 2021; Ecogreen Oleochemicals 2021]	Lebensmittelindustrie, Pharmazie, Kosmetik	<b>Kosmetik:</b> Global Bioenergies GmbH [Global Bioenergies 2021]	Leuna Halle(Saale)
		Pacos GmbH [Pacos 2021]	
		<b>Pharmazie:</b> Bayer Bitterfeld GmbH [Bayer 2021]	Bitterfeld-Wolfen
		MinAscent Leuna Production GmbH [MinAscent 2021]	Leuna
		<b>Lebensmittel (ganz nah zur IRMD):</b> Ecogreen Oleochemicals Sachsen-Anhalt [Ecogreen Oleochemicals 2021]	Rotleben, Dessau-Roßlau
<b>Erzeugung von Prozesswärme</b> [LVZ 2021]	Automotive	BMW	Leipzig
<b>CO2 Reduzierung/Vermeidung</b> [Dr. Laure Plasmatechnologie 2021]	Siliziumherstellung	Silicon products GmbH [Silicon products 2021]	Bitterfeld-Wolfen
<b>Erzeugung von Prozesswärme</b> [Ragwitz et al. 2021]	Keramik	Villeroy und Boch [Villeroy&Boch 2021]	Torgau
		Steinbach Keramik [Steinbach 2021]	Leipzig
<b>Erzeugung von Prozesswärme</b> [Ragwitz et al. 2021]	Papier; Papierrecycling	MAD Recycling GmbH [MAD 2021]	Krostitz
		Model Sachsen Papier GmbH [Model Sachsen Papier 2021]	Eilenburg
		PreZero Service Sachsen-Anhalt GmbH [PreZero 2021]	Landsberg
<b>Brenngas in der Metallverarbeitung</b> [Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH 2021]	Aluminiumherstellung	HMT Höfer Metall Technik GmbH [Höfer Metall 2021]	Hettstedh
		Hydro Aluminium Gießerei Rackwitz GmbH [Hydro 2021]	Rackwitz

## Anhang 3: Potenzialanalyse – Potenziale für die Produktion und Nutzung Grüner Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland

### A3.1 Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD

**Tabelle A-3-1: Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD**  
 (Quelle: Eigene Berechnung)

Stoffliche Nutzung von grünem H <sub>2</sub> in der chemischen Industrie	Einheit	Status Quo 2020	Szenario 1 (Einhaltung bisheriger Ziele)			Szenario 2 (Klimaschutz-First)		
			2030	2040	2045	2030	2040	2045
<b>H<sub>2</sub> in der Rohölverarbeitung</b>	GWh/a	3.600	2.400	1.200	600	2.160	720	0
<b>H<sub>2</sub> in der Methanol-Herstellung insgesamt</b>	GWh/a	4.410	4.851	5.292	5.513	5.292	10.584	13.230
fossiler H <sub>2</sub>	GWh/a	4.410	3.234	1.764	919	3.175	2.117	0
Grüner H <sub>2</sub> (für PtL)	GWh/a	0	1.617	3.528	4.594	2.117	8.467	13.230
<b>H<sub>2</sub> in der Ammoniak-Herstellung insgesamt</b>	GWh/a	0	318	1.332	2.128	400	1.743	2.838
fossiler H <sub>2</sub>	GWh/a	0	0	0	0	0	0	0
Grüner H <sub>2</sub> (PtA)	GWh/a	0	318	1.332	2.128	400	1.743	2.838
<b>H<sub>2</sub> in sonstige chem. Erzeugnisse insgesamt</b>	GWh/a	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434
fossiler H <sub>2</sub>	GWh/a	1.434	956	478	239	860	287	0
Grüner H <sub>2</sub>	GWh/a	0	478	956	1.195	574	1.147	1.434
<b>Summe H<sub>2</sub> (grün + grau)</b>	GWh/a	<b>9.444</b>	<b>9.003</b>	<b>9.258</b>	<b>9.675</b>	<b>9.286</b>	<b>14.481</b>	<b>17.502</b>
<b>Summe grüner H<sub>2</sub></b>	GWh/a	<b>0</b>	<b>2.413</b>	<b>5.816</b>	<b>7.917</b>	<b>3.090</b>	<b>11.358</b>	<b>17.502</b>
<b>Summe grauer H<sub>2</sub></b>	GWh/a	<b>9.444</b>	<b>6.590</b>	<b>3.442</b>	<b>1.758</b>	<b>6.196</b>	<b>3.124</b>	<b>0</b>

**Tabelle A-3-2: Annahmen über die prozentuale Veränderung der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD (Quelle: Eigene Berechnung)**

Stoffliche Nutzung von Grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie (prozentuale Veränderung)	Einheit	Status Quo	Szenario 1 (Einhaltung bisheriger Ziele)			Szenario 2 (Klimaschutz-First)		
			2020	2030	2040	2045	2030	2040
H <sub>2</sub> in der Rohölverarbeitung	%	1	-33,33%	-66,66%	-83,33%	-40%	-80%	-100%
H <sub>2</sub> in der Methanol-Herstellung	%	1	+10%	+20%	+25%	+20%	+140%	+200%
<b>insgesamt</b>								
fossil	%	1	2/3	1/3	1/6	6/10	2/10	0
Grün (PtL)	%	0	1/3	2/3	5/6	4/10	8/10	10/10
H <sub>2</sub> in der Ammoniak-Herstellung	%	1	+5%	+10%	+12,5%	+10%	+20%	+25%
<b>insgesamt</b>								
fossil	%	1	2/3	1/3	1/6	6/10	2/10	0
Grün (PtA)	%	0	1/3	2/3	5/6	4/10	8/10	10/10
H <sub>2</sub> in sonstige chemische Erzeugnisse	%	1	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>insgesamt</b>								
fossil	%	1	2/3	1/3	1/6	6/10	2/10	0
Grün	%	0	1/3	2/3	5/6	4/10	8/10	10/10

**Tabelle A-3-3: Potenziale der stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie in der IRMD (landkreisscharf)  
 (Quelle: Eigene Berechnung)**

	Prozess	Wasserstoffart	Einheit	Status Quo	Szenario 1			Szenario 2		
					2030	2040	2045	2030	2040	2045
Saalekreis	H <sub>2</sub> für die Rohölverarbeitung	fossil	GWh/a	3.600	2.400	1.200	600	2.160	720	0
	H <sub>2</sub> für die Methanolsynthese	fossil	GWh/a	4.410	3.234	1.764	919	3.175	2.117	0
		grün	GWh/a	0	1.617	3.528	4.594	2.117	8.467	13.230
	H <sub>2</sub> für die Ammoniaksynthese <sup>13</sup>	fossil	GWh/a	0	0	0	0	0	0	0
		grün	GWh/a	0	159	666	1.064	200	872	1.419
	H <sub>2</sub> für sonst. chem. Erzeugnisse	fossil	GWh/a	973	649	324	162	584	195	0
		grün	GWh/a	0	324	649	811	389	778	973
	Summe	fossil	GWh/a	8.983	6.283	3.288	1.681	5.919	3.031	0
Summe	grün	GWh/a	0	2.100	4.843	6.469	2.706	10.117	15.622	
<b>Summe</b>	<b>fossil + grün</b>	<b>GWh/a</b>	<b>8.983</b>	<b>8.383</b>	<b>8.131</b>	<b>8.150</b>	<b>8.625</b>	<b>13.149</b>	<b>15.622</b>	
Leipzig Landkreis	H <sub>2</sub> für sonst. chem. Erzeugnisse	fossil	GWh/a	284	189	95	47	170	57	0
		grün	GWh/a	0	95	189	237	114	227	284
	<b>Summe</b>	<b>fossil + grün</b>	<b>GWh/a</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>284</b>	<b>284</b>

<sup>13</sup> Es wird davon ausgegangen, dass die SKW Piesteritz langfristig einen eigenen Elektrolyseur errichten werden, der grünen Wasserstoff erzeugt. Für die Deckung der hohen Wasserstoff-Nachfrage wird jedoch zusätzlich ein steigender Anteil des grünen Wasserstoffes aus der IRMD bezogen werden (Anschluss an die Wasserstoff-Pipeline wird angestrebt). Für beide Szenarien steigt der von der IRMD bezogene Anteil von 20 % im Jahr 2030, über 40 % in 2040 bis hin zu 50 % im Jahr 2045. Aufgrund der Lage der Wasserstoff-Pipeline werden diese Werte zu gleichen Teilen dem Landkreis Anhalt-Bitterfeld und dem Saalekreis zugerechnet.

Anhalt- Bitterfeld	H <sub>2</sub> für die Ammoniaksynthese	fossil	GWh/a	0	0	0	0	0	0	0
		grün	GWh/a	0	159	666	1.064	200	872	1.419
	<b>Summe</b>	<b>fossil grün</b> +	<b>GWh/a</b>	<b>0</b>	<b>159</b>	<b>666</b>	<b>1.064</b>	<b>200</b>	<b>872</b>	<b>1.419</b>
Burgen- landkreis	H <sub>2</sub> für sonst. chem. Erzeugnisse	fossil	GWh/a	177	118	59	30	106	35	0
		grün	GWh/a	0	59	118	148	71	142	177
	<b>Summe</b>	<b>fossil grün</b> +	<b>GWh/a</b>	<b>177</b>	<b>177</b>	<b>177</b>	<b>177</b>	<b>177</b>	<b>177</b>	<b>177</b>
IRMD gesamt	H <sub>2</sub> für die chemische Industrie	fossil	GWh/a	9.444	6.590	3.442	1.758	6.196	3.124	0
		grün	GWh/a	0	2.413	5.816	7.917	3.090	11.358	17.502
	<b>Summe</b>	<b>fossil grün</b> +	<b>GWh/a</b>	<b>9.444</b>	<b>9.003</b>	<b>9.258</b>	<b>9.675</b>	<b>9.286</b>	<b>14.481</b>	<b>17.502</b>

## A3.2 Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD

Tabelle A-3-4: Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in der IRMD (Quelle: Eigene Berechnung)

Erzeugungspotenzial grüner H <sub>2</sub> in der IRMD	Einheit	Status Quo	Szenario 1 (Einhaltung bisheriger Ziele)			Szenario 2 (Klimaschutz-First)		
		2020	2030	2040	2045	2030	2040	2045
grüner Strom für H <sub>2</sub> -Produktion	TWh/a	< 0.01	2,05	14,73	33,19	11,18	30,49	61,07
Wirkungsgrad PEM-Elektrolyse [DLR et al. 2015]	%	59,00%	72,00%	72,00%	72,00%	72,00%	72,00%	72,00%
Strombedarf <sup>14</sup>	MWh/ MWh H <sub>2</sub>	0,001694	0,001389	0,001389	0,001389	0,001389	0,001389	0,001389
Erzeugungspotenziale grüner H <sub>2</sub>	TWh/a	< 0.01	1,47	10,60	23,90	8,05	21,95	43,97
benötigte Elektrolyseleistung gesamt	GW <sub>el</sub>	< 0.01	0,58	2,77	5,35	3,15	5,73	9,84
Volllaststunden	h/a	3.000	4.000	6.000	7.000	4.000	6.000	7.000

<sup>14</sup> Annahmen aus LCA der Potenzialstudie (Kapitel 1)

**Tabelle A-3-5: Liste potenzieller H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen in der IRMD (Quelle: Eigene Analysen)**

Anlagengröße (in MW)		Ort/Stadt	Postleitzahl	Gebietskörperschaft	Bundesland
100	Großstöbnitz	Zschernitzsch	04626	Altenburger Land	Thüringen
100	Rasephas	Altenburg	04600	Altenburger Land	Thüringen
25		Meuselwitz	04610	Altenburger Land	Thüringen
25	Fichtenhainichen	Rositz	04617	Altenburger Land	Thüringen
25	Kauerndorf	Altenburg	04600	Altenburger Land	Thüringen
25	Niederleupten	Nobitz	04603	Altenburger Land	Thüringen
25	Ponitz	Gößnitz	04639	Altenburger Land	Thüringen
500	Wachtendorf	Bitterfeld-Wolfen	06803	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
100	Köthen	Köthen (Anhalt)	06366	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
100	Zerbst	Zerbst/Anhalt	039261	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
100		Zörbig	06780	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
100	Raguhn	Raguhn-Jeßnitz	06779	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
100	Gröbzig	Südliches Anhalt	06388	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Trebbichau an der Fuhne	Südliches Anhalt	06369	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Roitzsch	Sandersdorf-Brehna	06796	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Klein-Weißandt	Weißandt-Göolzau	06369	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Großzöberitz	Zörbig	06780	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Straguth	Zerbst/Anhalt	039264	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Drosa	Osternienburger Land	06386	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
25	Mosigkau	Osternienburger Land	06847	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
500	Aylsdorf	Zeitz	06711	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
100	Meineweh	Wethautal	06721	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
100		Lützen	06686	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
100	Burgwerben	Weißenfels	06667	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt



Anlagengröße (in MW)		Ort/Stadt	Postleitzahl	Gebietskörperschaft	Bundesland
25	Rössuln	Wählitze	06679	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
25	Grochlitz	Naumburg (Saale)	06618	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
25	Kahlwinkel	Finne	06647	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
25	Tröbsdorf	Laucha an der Unstrut	06636	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
25		Naumburg (Saale)	06618	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
25	Weißenborn	Droyßig	06722	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
25	Schkortleben	Weißenfels	06688	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
100	Kanena/Bruckdorf	Kanena	06112	Halle (Saale)	Sachsen-Anhalt
25		Frohe Zukunft	06118	Halle (Saale)	Sachsen-Anhalt
25	Zollrain	Halle-Neustadt	06124	Halle (Saale)	Sachsen-Anhalt
100		Wurzen	04808	Landkreis Leipzig	Sachsen
100		Naunhof	04683	Landkreis Leipzig	Sachsen
100		Böhlen	04564	Landkreis Leipzig	Sachsen
25	Hohnstädt	Grimma	04668	Landkreis Leipzig	Sachsen
25	Großlehna	Markranstädt	04420	Landkreis Leipzig	Sachsen
25	Eulau	Elstertrebnitz	04523	Landkreis Leipzig	Sachsen
25	Beucha	Zweenfurth	04824	Landkreis Leipzig	Sachsen
25	Zedtlitz	Borna	04552	Landkreis Leipzig	Sachsen
25		Haynaer Weg	04158	Leipzig	Sachsen
25		Rehbach	04249	Leipzig	Sachsen
25		Seehausen	04356	Leipzig	Sachsen
25		Sellerhausen	04318	Leipzig	Sachsen
100		Sangerhausen	06526	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
100	Ernst-Thälmann-Siedlung	Lutherstadt Eisleben	06295	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
100	Wiederstedt	Arnstein	06456	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt

Anlagengröße (in MW)		Ort/Stadt	Postleitzahl	Gebietskörperschaft	Bundesland
25	Osterhausen	Lutherstadt Eisleben	06295	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
25	Kelbra (Kyffhäuser)	Südharz	06537	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
25	Dederstedt	Lutherstadt Eisleben	06317	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
25	Ihlewitz	Gerbstedt	06347	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
100	Eilenburg-Berg	Eilenburg	04838	Nordsachsen	Sachsen
100		Schkeuditz	04435	Nordsachsen	Sachsen
100	Benndorf	Delitzsch	04509	Nordsachsen	Sachsen
100	Zum Großen Teich	Torgau	04860	Nordsachsen	Sachsen
25		Krostitz	04519	Nordsachsen	Sachsen
25	Mutzschen	Grauschwitz	04769	Nordsachsen	Sachsen
25	Belgern	Belgern-Schildau	04874	Nordsachsen	Sachsen
25	Casabra	Naundorf	04769	Nordsachsen	Sachsen
500	Kröllwitz	Leuna	06237	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
100	Wettin	Wettin-Löbejün	06193	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
100		Querfurt	06268	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
100		Braunsbedra	06242	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
100		Landsberg	06188	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
100	Frankleben	Geusa	06259	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
100		Schkopau	06258	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
25	Schafstädt	Obhausen	06246	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
25	Schnellroda	Steigra	06249	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
25		Wettin-Löbejün	06193	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
25	Oberfarnstädt	Farnstädt	06279	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
25		Bad Lauchstädt	06246	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
25	Gröbers	Benndorf	06184	Saalekreis	Sachsen-Anhalt

### A3.3 Raumwärme in der IRMD bis 2045

**Tabelle A-3-6: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2020**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2020																				
Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschnittl. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
<b>Leipzig-Stadt</b>	315.933	<b>4.070</b>	<b>2.076</b>	1.628	448	-	-	<b>61</b>	<b>175</b>	<b>1.547</b>	879	667	-	-	-	-	163	<b>49</b>	49	-
<b>Leipzig</b>	135.848	<b>1.860</b>	<b>1.263</b>	967	296	-	-	<b>136</b>	<b>160</b>	<b>221</b>	-	221	-	-	-	-	56	<b>24</b>	24	-
<b>Nordsachsen</b>	104.061	<b>1.340</b>	<b>839</b>	683	155	-	-	<b>110</b>	<b>149</b>	<b>176</b>	-	176	-	-	-	-	47	<b>20</b>	20	-
<b>Halle (Saale)</b>	138.791	<b>1.940</b>	<b>828</b>	621	208	-	-	<b>58</b>	<b>186</b>	<b>753</b>	-	753	0	-	-	-	39	<b>76</b>	76	-
<b>Anhalt-Bitterfeld</b>	92.372	<b>1.270</b>	<b>744</b>	610	135	-	-	<b>99</b>	<b>133</b>	<b>250</b>	-	104	-	-	146	146	19	<b>24</b>	24	-
<b>Burgenlandkreis</b>	102.485	<b>1.410</b>	<b>830</b>	663	168	-	-	<b>106</b>	<b>111</b>	<b>299</b>	127	45	-	-	127	127	28	<b>35</b>	35	-
<b>Mansfeld-Südharz</b>	76.679	<b>1.060</b>	<b>583</b>	477	106	-	-	<b>123</b>	<b>118</b>	<b>179</b>	-	179	-	-	-	-	21	<b>36</b>	36	-
<b>Saalekreis</b>	97.271	<b>1.270</b>	<b>777</b>	622	155	-	-	<b>70</b>	<b>77</b>	<b>255</b>	-	116	-	140	-	-	51	<b>39</b>	39	-
<b>Altenburger Land</b>	54.485	<b>740</b>	<b>388</b>	306	81	-	-	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>196</b>	-	196	-	-	-	-	26	<b>27</b>	27	-
<b>IRMD Gesamt</b>	1.117.925	<b>14.960</b>	<b>8.329</b>	6.577	1.751	-	-	<b>814</b>	<b>1.162</b>	<b>3.876</b>	1.006	2.457	-	140	273	273	449	<b>331</b>	331	-

**Tabelle A-3-7: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2030**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2030

Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschnittl. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
<b>Leipzig-Stadt</b>	320.672	<b>4.021</b>	<b>2.072</b>	1.906	62	83	21	<b>48</b>	<b>121</b>	<b>1.572</b>	-	1.478	63	-	-	31	164	<b>43</b>	43	1
<b>Leipzig</b>	137.206	<b>1.838</b>	<b>1.317</b>	1.159	59	79	20	<b>107</b>	<b>111</b>	<b>225</b>	-	194	9	5	11	7	56	<b>22</b>	21	0
<b>Nordsachsen</b>	105.102	<b>1.324</b>	<b>891</b>	784	40	53	13	<b>87</b>	<b>103</b>	<b>178</b>	-	153	7	4	9	5	47	<b>18</b>	18	0
<b>Halle (Saale)</b>	140.873	<b>1.917</b>	<b>870</b>	801	26	35	9	<b>46</b>	<b>129</b>	<b>765</b>	-	719	31	-	-	15	39	<b>67</b>	66	1
<b>Anhalt-Bitterfeld</b>	93.296	<b>1.255</b>	<b>789</b>	695	36	47	12	<b>78</b>	<b>92</b>	<b>254</b>	-	219	10	5	13	8	19	<b>21</b>	21	0
<b>Burgenlandkreis</b>	103.510	<b>1.393</b>	<b>869</b>	765	39	52	13	<b>84</b>	<b>77</b>	<b>304</b>	-	261	12	6	15	9	28	<b>31</b>	31	1
<b>Mansfeld-Südharz</b>	77.446	<b>1.047</b>	<b>633</b>	557	28	38	9	<b>97</b>	<b>81</b>	<b>182</b>	-	157	7	4	9	5	21	<b>32</b>	31	1
<b>Saalekreis</b>	98.244	<b>1.255</b>	<b>800</b>	704	36	48	12	<b>55</b>	<b>54</b>	<b>260</b>	-	223	10	5	13	8	51	<b>35</b>	34	1
<b>Altenburger Land</b>	55.030	<b>731</b>	<b>405</b>	357	18	24	6	<b>40</b>	<b>36</b>	<b>199</b>	-	171	8	4	10	6	26	<b>24</b>	24	0
<b>IRMD Gesamt</b>	1.131.378	<b>14.780</b>	<b>8.646</b>	7.727	345	460	115	<b>643</b>	<b>803</b>	<b>3.940</b>	-	3.576	158	32	80	95	453	<b>294</b>	289	5

**Tabelle A-3-8: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2040**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2040

Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschnittl. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
<b>Leipzig-Stadt</b>	330.292	<b>3.973</b>	<b>2.051</b>	615	-	1.395	41	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>1.709</b>	-	786	854	-	-	68	178	<b>13</b>	12	1
<b>Leipzig</b>	139.951	<b>1.816</b>	<b>1.425</b>	755	-	573	43	<b>32</b>	<b>22</b>	<b>267</b>	-	112	120	5	13	16	64	<b>6</b>	6	1
<b>Nordsachsen</b>	107.204	<b>1.308</b>	<b>991</b>	525	-	436	30	<b>26</b>	<b>20</b>	<b>212</b>	-	89	95	4	11	13	54	<b>5</b>	5	0
<b>Halle (Saale)</b>	145.099	<b>1.894</b>	<b>978</b>	293	-	665	20	<b>9</b>	<b>13</b>	<b>832</b>	-	383	416	-	-	33	42	<b>20</b>	19	1
<b>Anhalt-Bitterfeld</b>	95.162	<b>1.240</b>	<b>869</b>	460	-	382	26	<b>23</b>	<b>18</b>	<b>302</b>	-	127	136	6	15	18	22	<b>6</b>	6	1
<b>Burgenlandkreis</b>	105.580	<b>1.376</b>	<b>934</b>	495	-	411	28	<b>25</b>	<b>15</b>	<b>360</b>	-	151	162	7	18	22	32	<b>9</b>	9	1
<b>Mansfeld-Südharz</b>	78.995	<b>1.035</b>	<b>740</b>	392	-	326	22	<b>29</b>	<b>16</b>	<b>216</b>	-	91	97	4	11	13	24	<b>9</b>	9	1
<b>Saalekreis</b>	100.209	<b>1.240</b>	<b>837</b>	443	-	368	25	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>308</b>	-	129	138	6	15	18	58	<b>10</b>	10	1
<b>Altenburger Land</b>	56.130	<b>722</b>	<b>430</b>	228	-	189	13	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>236</b>	-	99	106	5	12	14	30	<b>7</b>	7	1
<b>IRMD Gesamt</b>	1.158.621	<b>14.603</b>	<b>9.255</b>	4.209	-	4.745	247	<b>181</b>	<b>134</b>	<b>4.441</b>	-	1.967	2.125	38	95	216	505	<b>87</b>	81	6

**Tabelle A-3-9: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2045**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 1, 2045																				
Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschnittl. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
<b>Leipzig-Stadt</b>	343.504	<b>3.893</b>	<b>1.825</b>	219	-	1.423	146	<b>9</b>	-	<b>1.842</b>	-	368	1.326	-	-	147	204	<b>13</b>	11	1
<b>Leipzig</b>	143.449	<b>1.779</b>	<b>1.356</b>	244	-	893	163	<b>31</b>	-	<b>314</b>	-	53	213	6	16	25	72	<b>6</b>	5	1
<b>Nordsachsen</b>	109.884	<b>1.282</b>	<b>942</b>	170	-	659	113	<b>25</b>	-	<b>249</b>	-	42	169	5	12	20	61	<b>5</b>	5	1
<b>Halle (Saale)</b>	150.903	<b>1.856</b>	<b>882</b>	106	-	688	71	<b>9</b>	-	<b>897</b>	-	179	646	-	-	72	49	<b>20</b>	18	2
<b>Anhalt-Bitterfeld</b>	97.541	<b>1.215</b>	<b>807</b>	145	-	565	97	<b>23</b>	-	<b>355</b>	-	60	241	7	18	28	25	<b>6</b>	5	1
<b>Burgenlandkreis</b>	108.220	<b>1.349</b>	<b>855</b>	154	-	599	103	<b>24</b>	-	<b>424</b>	-	72	288	8	21	34	36	<b>9</b>	8	1
<b>Mansfeld-Südharz</b>	80.970	<b>1.014</b>	<b>695</b>	125	-	487	83	<b>28</b>	-	<b>254</b>	-	43	173	5	13	20	27	<b>9</b>	8	1
<b>Saalekreis</b>	102.714	<b>1.215</b>	<b>761</b>	137	-	533	91	<b>16</b>	-	<b>362</b>	-	62	246	7	18	29	66	<b>10</b>	9	1
<b>Altenburger Land</b>	57.534	<b>708</b>	<b>378</b>	68	-	264	45	<b>12</b>	-	<b>278</b>	-	47	189	6	14	22	33	<b>7</b>	6	1
<b>IRMD Gesamt</b>	1.194.717	<b>14.311</b>	<b>8.502</b>	1.368	-	6.111	912	<b>178</b>	-	<b>4.973</b>	-	928	3.491	45	112	398	573	<b>85</b>	76	10

**Tabelle A-3-10: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2020**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2020																				
Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschnittl. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
Leipzig-Stadt	315.933	<b>4.070</b>	<b>2.076</b>	1.628	448	-	-	<b>61</b>	<b>175</b>	<b>1.547</b>	879	667	-	-	-	-	163	<b>49</b>	49	-
Leipzig	135.848	<b>1.860</b>	<b>1.263</b>	967	296	-	-	<b>136</b>	<b>160</b>	<b>221</b>	-	221	-	-	-	-	56	<b>24</b>	24	-
Nordsachsen	104.061	<b>1.340</b>	<b>839</b>	683	155	-	-	<b>110</b>	<b>149</b>	<b>176</b>	-	176	-	-	-	-	47	<b>20</b>	20	-
Halle (Saale)	138.791	<b>1.940</b>	<b>828</b>	621	208	-	-	<b>58</b>	<b>186</b>	<b>753</b>	-	753	0	-	-	-	39	<b>76</b>	76	-
Anhalt-Bitterfeld	92.372	<b>1.270</b>	<b>744</b>	610	135	-	-	<b>99</b>	<b>133</b>	<b>250</b>	-	104	-	-	146	146	19	<b>24</b>	24	-
Burgenlandkreis	102.485	<b>1.410</b>	<b>830</b>	663	168	-	-	<b>106</b>	<b>111</b>	<b>299</b>	127	45	-	-	127	127	28	<b>35</b>	35	-
Mansfeld-Südharz	76.679	<b>1.060</b>	<b>583</b>	477	106	-	-	<b>123</b>	<b>118</b>	<b>179</b>	-	179	-	-	-	-	21	<b>36</b>	36	-
Saalekreis	97.271	<b>1.270</b>	<b>777</b>	622	155	-	-	<b>70</b>	<b>77</b>	<b>255</b>	-	116	-	140	-	-	51	<b>39</b>	39	-
Altenburger Land	54.485	<b>740</b>	<b>388</b>	306	81	-	-	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>196</b>	-	196	-	-	-	-	26	<b>27</b>	27	-
<b>IRMD Gesamt</b>	<b>1.117.925</b>	<b>14.960</b>	<b>8.329</b>	<b>6.577</b>	<b>1.751</b>	-	-	<b>814</b>	<b>1.162</b>	<b>3.876</b>	<b>1.006</b>	<b>2.457</b>	-	<b>140</b>	<b>273</b>	<b>273</b>	<b>449</b>	<b>331</b>	<b>331</b>	-

**Tabelle A-3-11: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2030**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2030																					
Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschn. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	
Leipzig-Stadt	320.672	<b>4.029</b>	<b>2.115</b>	1.903	-	169	42	<b>42</b>	<b>87</b>	<b>1.577</b>	-	1.135	394	-	-	47	168	<b>41</b>	40	1	
Leipzig	137.206	<b>1.841</b>	<b>1.365</b>	1.160	41	123	41	<b>94</b>	<b>79</b>	<b>226</b>	-	183	16	5	11	11	57	<b>20</b>	20	1	
Nordsachsen	105.102	<b>1.327</b>	<b>933</b>	793	28	84	28	<b>76</b>	<b>74</b>	<b>179</b>	-	145	13	4	9	9	48	<b>17</b>	16	1	
Halle (Saale)	140.873	<b>1.921</b>	<b>917</b>	825	-	73	18	<b>40</b>	<b>92</b>	<b>768</b>	-	553	192	-	-	23	40	<b>64</b>	62	2	
Anhalt-Bitterfeld	93.296	<b>1.257</b>	<b>828</b>	703	25	74	25	<b>69</b>	<b>66</b>	<b>255</b>	-	207	18	5	13	13	20	<b>20</b>	19	1	
Burgenlandkreis	103.510	<b>1.396</b>	<b>904</b>	768	27	81	27	<b>73</b>	<b>55</b>	<b>305</b>	-	247	21	6	15	15	29	<b>30</b>	28	1	
Mansfeld-Südharz	77.446	<b>1.049</b>	<b>671</b>	570	20	60	20	<b>85</b>	<b>58</b>	<b>183</b>	-	148	13	4	9	9	22	<b>30</b>	29	1	
Saalekreis	98.244	<b>1.257</b>	<b>825</b>	701	25	74	25	<b>48</b>	<b>38</b>	<b>260</b>	-	211	18	5	13	13	52	<b>33</b>	32	1	
Altenburger Land	55.030	<b>733</b>	<b>422</b>	359	13	38	13	<b>35</b>	<b>26</b>	<b>200</b>	-	162	14	4	10	10	27	<b>23</b>	22	1	
<b>IRMD Gesamt</b>	<b>1.131.378</b>	<b>14.810</b>	<b>8.978</b>	<b>7.783</b>	<b>178</b>	<b>778</b>	<b>239</b>	<b>564</b>	<b>575</b>	<b>3.952</b>	<b>-</b>	<b>2.990</b>	<b>699</b>	<b>32</b>	<b>80</b>	<b>151</b>	<b>463</b>	<b>278</b>	<b>268</b>	<b>10</b>	



**Tabelle A-3-12: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2040**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2040																				
Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschn. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Bei-mischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
<b>Leipzig-Stadt</b>	330.292	<b>3.949</b>	<b>2.105</b>	526	-	1.579	63	<b>8</b>	-	<b>1.623</b>	-	487	974	-	-	97	172	<b>40</b>	38	2
<b>Leipzig</b>	139.951	<b>1.805</b>	<b>1.420</b>	497	-	869	57	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>265</b>	-	74	146	5	13	27	65	<b>20</b>	18	2
<b>Nordsachsen</b>	107.204	<b>1.300</b>	<b>989</b>	346	-	594	40	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>211</b>	-	59	116	4	11	21	54	<b>17</b>	15	2
<b>Halle (Saale)</b>	145.099	<b>1.882</b>	<b>981</b>	245	-	736	29	<b>8</b>	-	<b>790</b>	-	237	474	-	-	47	41	<b>62</b>	59	4
<b>Anhalt-Bitterfeld</b>	95.162	<b>1.232</b>	<b>864</b>	302	-	527	35	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>300</b>	-	84	165	6	15	30	22	<b>20</b>	18	2
<b>Burgenlandkreis</b>	105.580	<b>1.368</b>	<b>923</b>	323	-	576	37	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>358</b>	-	100	197	7	18	36	33	<b>29</b>	26	3
<b>Mansfeld-Südharz</b>	78.995	<b>1.028</b>	<b>731</b>	256	-	428	29	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>215</b>	-	60	118	4	11	21	25	<b>30</b>	27	3
<b>Saalekreis</b>	100.209	<b>1.232</b>	<b>818</b>	286	-	525	33	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>306</b>	-	86	168	6	15	31	59	<b>32</b>	29	3
<b>Altenburger Land</b>	56.130	<b>718</b>	<b>418</b>	146	-	269	17	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>235</b>	-	66	129	5	12	24	30	<b>23</b>	20	2
<b>IRMD Gesamt</b>	1.158.621	<b>14.514</b>	<b>9.249</b>	2.929	-	6.102	339	<b>111</b>	<b>78</b>	<b>4.303</b>	-	1.253	2.487	38	95	334	501	<b>273</b>	250	23

**Tabelle A-3-13: Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2045**

Raumwärme in der IRMD in GWh/a – Szenario 2, 2040

Name	Wohnungen Anzahl	Gesamtverbrauch (bei durchschnittl. Wohnungsgröße)	Zentralheizung	Anteil Gas (einschl. Biomethanbeimischung)	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Wärmepumpen	Einzel- und Mehrraumöfen/Nachtspeicher	Etagenheizung	Fernheizung (Fernwärme)	Anteil Kohle	Anteil Gas mit Biogas Beimischung	Anteil H <sub>2</sub>	Anteil Abwärme	Anteil Abfall	Anteil Wärmepumpen	Biogasdezentral (z. B. Quartiere)	Sonstige	Anteil Heizöl	Anteil H <sub>2</sub>
<b>Leipzig-Stadt</b>	343.504	<b>3.870</b>	<b>2.003</b>	-	-	1.843	160	<b>8</b>	-	<b>1.638</b>	-	-	1.392	-	-	246	181	<b>39</b>	37	2
<b>Leipzig</b>	143.449	<b>1.768</b>	<b>1.346</b>	-	-	1.180	135	<b>18</b>	-	<b>312</b>	-	-	234	6	16	56	73	<b>20</b>	18	2
<b>Nordsachsen</b>	109.884	<b>1.274</b>	<b>934</b>	-	-	806	93	<b>15</b>	-	<b>248</b>	-	-	186	5	12	45	61	<b>16</b>	15	2
<b>Halle (Saale)</b>	150.903	<b>1.845</b>	<b>935</b>	-	-	860	75	<b>8</b>	-	<b>797</b>	-	-	678	-	-	120	43	<b>61</b>	57	4
<b>Anhalt-Bitterfeld</b>	97.541	<b>1.208</b>	<b>797</b>	-	-	715	80	<b>13</b>	-	<b>353</b>	-	-	265	7	18	64	25	<b>20</b>	18	2
<b>Burgenlandkreis</b>	108.220	<b>1.341</b>	<b>840</b>	-	-	781	84	<b>14</b>	-	<b>422</b>	-	-	316	8	21	76	37	<b>28</b>	27	3
<b>Mansfeld-Südharz</b>	80.970	<b>1.008</b>	<b>682</b>	-	-	580	68	<b>16</b>	-	<b>253</b>	-	-	189	5	13	45	28	<b>29</b>	27	3
<b>Saalekreis</b>	102.714	<b>1.208</b>	<b>740</b>	-	-	713	74	<b>9</b>	-	<b>360</b>	-	-	270	7	18	65	66	<b>32</b>	30	3
<b>Altenburger Land</b>	57.534	<b>704</b>	<b>364</b>	-	-	365	36	<b>7</b>	-	<b>277</b>	-	-	207	6	14	50	34	<b>22</b>	21	2
<b>IRMD Gesamt</b>	1.194.717	<b>14.224</b>	<b>8.642</b>	-	-	7.844	805	<b>108</b>	-	<b>4.659</b>	-	-	3.737	44	111	765	548	<b>267</b>	251	23

### A3.4 Mobilität in der IRMD bis 2045

**Tabelle A-3-14: Pkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	2.055	2.055	-	-	-	-	-
LK Leipzig	1.365	1.365	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	1.031	1.031	-	-	-	-	-
Halle	841	841	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	829	829	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	912	912	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	713	713	-	-	-	-	-
Saalekreis	1.022	1.022	-	-	-	-	-
Altenburger Land	459	459	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>9.227</b>	<b>9.227</b>	-	-	-	-	-
2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.793	1.496	140	37	37	42	42
LK Leipzig	1.180	984	92	24	24	27	27
LK Nordsachsen	891	744	69	19	19	21	21
Halle	735	613	57	15	15	17	17
Anhalt-Bitterfeld	717	598	56	15	15	17	17
Burgenlandkreis	789	658	61	16	16	18	18
Mansfeld-Südharz	616	514	48	13	13	14	14
Saalekreis	883	737	69	18	18	20	20
Altenburger Land	397	331	31	8	8	9	9
<b>IRMD gesamt</b>	<b>8.000</b>	<b>6.675</b>	<b>623</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>185</b>	<b>185</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.372	551	356	190	190	64	21
LK Leipzig	893	359	232	124	124	41	14
LK Nordsachsen	675	271	175	93	93	31	10
Halle	562	226	146	78	78	26	9
Anhalt-Bitterfeld	543	218	141	75	75	25	8
Burgenlandkreis	597	240	155	83	83	28	9
Mansfeld-Südharz	466	187	121	65	65	22	7
Saalekreis	669	269	174	93	93	31	10
Altenburger Land	301	121	78	42	42	14	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>6.077</b>	<b>2.442</b>	<b>1.577</b>	<b>841</b>	<b>841</b>	<b>282</b>	<b>94</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.207	231	423	94	376	84	-
LK Leipzig	787	150	275	61	245	55	-
LK Nordsachsen	594	114	208	46	185	41	-
Halle	495	95	173	38	154	34	-
Anhalt-Bitterfeld	478	91	167	37	149	33	-
Burgenlandkreis	526	100	184	41	164	37	-
Mansfeld-Südharz	411	79	144	32	128	29	-
Saalekreis	589	113	206	46	183	41	-
Altenburger Land	265	51	93	21	82	18	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>5.350</b>	<b>1.023</b>	<b>1.874</b>	<b>416</b>	<b>1.665</b>	<b>372</b>	<b>-</b>

**Tabelle A-3-15: Pkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	2.055	2.055	-	-	-	-	-
LK Leipzig	1.365	1.365	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	1.031	1.031	-	-	-	-	-
Halle	841	841	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	829	829	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	912	912	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	713	713	-	-	-	-	-
Saalekreis	1.022	1.022	-	-	-	-	-
Altenburger Land	459	459	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>9.227</b>	<b>9.227</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.718	1.268	174	74	56	62	83
LK Leipzig	1.130	834	115	49	37	41	55
LK Nordsachsen	854	630	87	37	28	31	41
Halle	704	519	71	30	23	26	34
Anhalt-Bitterfeld	686	507	70	30	22	25	33
Burgenlandkreis	755	557	77	33	25	27	37
Mansfeld-Südharz	590	435	60	26	19	21	29
Saalekreis	846	624	86	37	27	31	41
Altenburger Land	380	281	39	16	12	14	18
<b>IRMD gesamt</b>	<b>7.663</b>	<b>5.655</b>	<b>778</b>	<b>332</b>	<b>249</b>	<b>278</b>	<b>371</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.209	106	427	190	380	85	21
LK Leipzig	787	69	278	124	247	55	14
LK Nordsachsen	595	52	210	93	187	42	10
Halle	495	43	175	78	155	35	9
Anhalt-Bitterfeld	478	42	169	75	150	34	8
Burgenlandkreis	526	46	186	83	165	37	9
Mansfeld-Südharz	411	36	145	65	129	29	7
Saalekreis	589	52	208	93	185	41	10
Altenburger Land	265	23	94	42	83	19	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>5.355</b>	<b>470</b>	<b>1.893</b>	<b>841</b>	<b>1.682</b>	<b>376</b>	<b>94</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.078	-	474	56	465	83	-
LK Leipzig	710	-	312	37	306	55	-
LK Nordsachsen	536	-	236	28	231	41	-
Halle	442	-	194	23	190	34	-
Anhalt-Bitterfeld	431	-	190	22	186	33	-
Burgenlandkreis	474	-	209	25	205	37	-
Mansfeld-Südharz	370	-	163	19	160	29	-
Saalekreis	531	-	234	27	229	41	-
Altenburger Land	239	-	105	12	103	18	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>4.811</b>	<b>-</b>	<b>2.117</b>	<b>249</b>	<b>2.075</b>	<b>371</b>	<b>-</b>

**Tabelle A-3-16: Pkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	224.402	223.659	743	-	-	-	-
LK Leipzig	150.082	149.832	250	-	-	-	-
LK Nordsachsen	113.776	113.675	101	-	-	-	-
Halle	92.190	92.093	97	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	91.652	91.569	83	-	-	-	-
Burgenlandkreis	100.438	100.333	105	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	78.764	78.693	71	-	-	-	-
Saalekreis	112.320	112.199	121	-	-	-	-
Altenburger Land	50.717	50.661	56	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.014.341</b>	<b>1.012.714</b>	<b>1.627</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	228.890	164.801	45.778	4.578	4.578	4.578	4.578
LK Leipzig	151.583	109.140	30.317	3.032	3.032	3.032	3.032
LK Nordsachsen	114.914	82.738	22.983	2.298	2.298	2.298	2.298
Halle	94.034	67.704	18.807	1.881	1.881	1.881	1.881
Anhalt-Bitterfeld	92.569	66.649	18.514	1.851	1.851	1.851	1.851
Burgenlandkreis	101.442	73.039	20.288	2.029	2.029	2.029	2.029
Mansfeld-Südharz	79.552	57.277	15.910	1.591	1.591	1.591	1.591
Saalekreis	113.443	81.679	22.689	2.269	2.269	2.269	2.269
Altenburger Land	51.224	36.881	10.245	1.024	1.024	1.024	1.024
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.027.650</b>	<b>739.908</b>	<b>205.530</b>	<b>20.553</b>	<b>20.553</b>	<b>20.553</b>	<b>20.553</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	233.468	60.702	116.734	23.347	23.347	7.004	2.335
LK Leipzig	153.099	39.806	76.549	15.310	15.310	4.593	1.531
LK Nordsachsen	116.063	30.176	58.031	11.606	11.606	3.482	1.161
Halle	95.914	24.938	47.957	9.591	9.591	2.877	959
Anhalt-Bitterfeld	93.494	24.308	46.747	9.349	9.349	2.805	935
Burgenlandkreis	102.457	26.639	51.228	10.246	10.246	3.074	1.025
Mansfeld-Südharz	80.347	20.890	40.174	8.035	8.035	2.410	803
Saalekreis	114.578	29.790	57.289	11.458	11.458	3.437	1.146
Altenburger Land	51.736	13.451	25.868	5.174	5.174	1.552	517
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.041.156</b>	<b>270.701</b>	<b>520.578</b>	<b>104.116</b>	<b>104.116</b>	<b>31.235</b>	<b>10.412</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	231.133	25.425	138.680	11.557	46.227	9.245	-
LK Leipzig	151.568	16.672	90.941	7.578	30.314	6.063	-
LK Nordsachsen	114.902	12.639	68.941	5.745	22.980	4.596	-
Halle	94.955	10.445	56.973	4.748	18.991	3.798	-
Anhalt-Bitterfeld	92.559	10.182	55.536	4.628	18.512	3.702	-
Burgenlandkreis	101.432	11.158	60.859	5.072	20.286	4.057	-
Mansfeld-Südharz	79.544	8.750	47.726	3.977	15.909	3.182	-
Saalekreis	113.432	12.478	68.059	5.672	22.686	4.537	-
Altenburger Land	51.219	5.634	30.731	2.561	10.244	2.049	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.030.745</b>	<b>113.382</b>	<b>618.447</b>	<b>51.537</b>	<b>206.149</b>	<b>41.230</b>	<b>-</b>



**Tabelle A-3-17: Pkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	224.402	223.659	743	-	-	-	-
LK Leipzig	150.082	149.832	250	-	-	-	-
LK Nordsachsen	113.776	113.675	101	-	-	-	-
Halle	92.190	92.093	97	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	91.652	91.569	83	-	-	-	-
Burgenlandkreis	100.438	100.333	105	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	78.764	78.693	71	-	-	-	-
Saalekreis	112.320	112.199	121	-	-	-	-
Altenburger Land	50.717	50.661	56	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.014.341</b>	<b>1.012.714</b>	<b>1.627</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	228.890	139.623	57.223	9.156	6.867	6.867	9.156
LK Leipzig	151.583	92.466	37.896	6.063	4.547	4.547	6.063
LK Nordsachsen	114.914	70.097	28.728	4.597	3.447	3.447	4.597
Halle	94.034	57.361	23.508	3.761	2.821	2.821	3.761
Anhalt-Bitterfeld	92.569	56.467	23.142	3.703	2.777	2.777	3.703
Burgenlandkreis	101.442	61.880	25.361	4.058	3.043	3.043	4.058
Mansfeld-Südharz	79.552	48.527	19.888	3.182	2.387	2.387	3.182
Saalekreis	113.443	69.200	28.361	4.538	3.403	3.403	4.538
Altenburger Land	51.224	31.247	12.806	2.049	1.537	1.537	2.049
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.027.650</b>	<b>626.867</b>	<b>256.913</b>	<b>41.106</b>	<b>30.830</b>	<b>30.830</b>	<b>41.106</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	233.468	11.673	140.081	23.347	46.694	9.339	2.335
LK Leipzig	153.099	7.655	91.859	15.310	30.620	6.124	1.531
LK Nordsachsen	116.063	5.803	69.638	11.606	23.213	4.643	1.161
Halle	95.914	4.796	57.549	9.591	19.183	3.837	959
Anhalt-Bitterfeld	93.494	4.675	56.097	9.349	18.699	3.740	935
Burgenlandkreis	102.457	5.123	61.474	10.246	20.491	4.098	1.025
Mansfeld-Südharz	80.347	4.017	48.208	8.035	16.069	3.214	803
Saalekreis	114.578	5.729	68.747	11.458	22.916	4.583	1.146
Altenburger Land	51.736	2.587	31.042	5.174	10.347	2.069	517
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.041.156</b>	<b>52.058</b>	<b>624.694</b>	<b>104.116</b>	<b>208.231</b>	<b>41.646</b>	<b>10.412</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	228.798	-	155.583	6.864	57.200	9.152	-
LK Leipzig	151.568	-	103.066	4.547	37.892	6.063	-
LK Nordsachsen	114.902	-	78.134	3.447	28.726	4.596	-
Halle	93.996	-	63.917	2.820	23.499	3.760	-
Anhalt-Bitterfeld	92.559	-	62.940	2.777	23.140	3.702	-
Burgenlandkreis	101.432	-	68.974	3.043	25.358	4.057	-
Mansfeld-Südharz	79.544	-	54.090	2.386	19.886	3.182	-
Saalekreis	113.432	-	77.134	3.403	28.358	4.537	-
Altenburger Land	51.219	-	34.829	1.537	12.805	2.049	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.027.451</b>	<b>-</b>	<b>698.666</b>	<b>30.824</b>	<b>256.863</b>	<b>41.098</b>	<b>-</b>

**Tabelle A-3-18: Lkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	739	739	-	-	-	-	-
LK Leipzig	695	695	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	569	569	-	-	-	-	-
Halle	319	319	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	381	381	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	431	431	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	310	310	-	-	-	-	-
Saalekreis	520	520	-	-	-	-	-
Altenburger Land	210	210	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>4.175</b>	<b>4.175</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	711	553	10	38	51	-	60
LK Leipzig	669	520	9	36	48	-	56
LK Nordsachsen	547	425	7	29	39	-	46
Halle	307	239	4	16	22	-	26
Anhalt-Bitterfeld	366	285	5	20	26	-	31
Burgenlandkreis	415	322	6	22	30	-	35
Mansfeld-Südharz	298	232	4	16	21	-	25
Saalekreis	500	389	7	27	36	-	42
Altenburger Land	202	157	3	11	14	-	17
<b>IRMD gesamt</b>	<b>4.013</b>	<b>3.120</b>	<b>54</b>	<b>215</b>	<b>287</b>	<b>-</b>	<b>337</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	668	312	24	78	162	-	91
LK Leipzig	628	294	23	73	152	-	86
LK Nordsachsen	514	240	19	60	125	-	70
Halle	288	135	10	34	70	-	39
Anhalt Bitterfeld	344	161	13	40	83	-	47
Burgenlandkreis	389	182	14	45	94	-	53
Mansfeld-Südharz	280	131	10	33	68	-	38
Saalekreis	470	220	17	55	114	-	64
Altenburger Land	189	89	7	22	46	-	26
<b>IRMD gesamt</b>	<b>3.770</b>	<b>1.763</b>	<b>137</b>	<b>439</b>	<b>915</b>	<b>-</b>	<b>516</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	639	77	37	98	196	77	154
LK Leipzig	601	72	35	92	185	72	145
LK Nordsachsen	492	59	28	76	151	59	118
Halle	276	33	16	42	85	33	66
Anhalt-Bitterfeld	329	40	19	51	101	40	79
Burgenlandkreis	373	45	21	57	115	45	90
Mansfeld-Südharz	268	32	15	41	82	32	64
Saalekreis	450	54	26	69	138	54	108
Altenburger Land	181	22	10	28	56	22	44
<b>IRMD gesamt</b>	<b>3.608</b>	<b>434</b>	<b>208</b>	<b>554</b>	<b>1.108</b>	<b>434</b>	<b>869</b>

**Tabelle A-3-19: Lkw-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	739	739	-	-	-	-	-
LK Leipzig	695	695	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	569	569	-	-	-	-	-
Halle	319	319	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	381	381	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	431	431	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	310	310	-	-	-	-	-
Saalekreis	520	520	-	-	-	-	-
Altenburger Land	210	210	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>4.175</b>	<b>4.175</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	696	493	14	51	64	-	75
LK Leipzig	655	464	13	48	60	-	70
LK Nordsachsen	536	379	11	39	49	-	57
Halle	301	213	6	22	27	-	32
Anhalt-Bitterfeld	359	254	7	26	33	-	38
Burgenlandkreis	406	287	8	30	37	-	44
Mansfeld-Südharz	292	207	6	21	27	-	31
Saalekreis	490	347	10	36	45	-	53
Altenburger Land	197	140	4	14	18	-	21
<b>IRMD gesamt</b>	<b>3.931</b>	<b>2.783</b>	<b>81</b>	<b>287</b>	<b>359</b>	-	<b>422</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	636	213	36	78	194	-	114
LK Leipzig	598	201	34	73	183	-	107
LK Nordsachsen	489	164	28	60	150	-	88
Halle	275	92	16	34	84	-	49
Anhalt-Bitterfeld	328	110	19	40	100	-	59
Burgenlandkreis	371	124	21	45	113	-	67
Mansfeld-Südharz	267	89	15	33	81	-	48
Saalekreis	448	150	26	55	137	-	80
Altenburger Land	180	60	10	22	55	-	32
<b>IRMD gesamt</b>	<b>3.592</b>	<b>1.204</b>	<b>206</b>	<b>439</b>	<b>1.098</b>	<b>-</b>	<b>645</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	635	-	24	96	289	75	151
LK Leipzig	597	-	23	90	271	71	142
LK Nordsachsen	489	-	19	74	222	58	116
Halle	274	-	10	42	125	33	65
Anhalt-Bitterfeld	327	-	12	50	149	39	78
Burgenlandkreis	370	-	14	56	168	44	88
Mansfeld-Südharz	266	-	10	40	121	32	63
Saalekreis	447	-	17	68	203	53	106
Altenburger Land	180	-	7	27	82	21	43
<b>IRMD gesamt</b>	<b>3.586</b>	<b>-</b>	<b>136</b>	<b>543</b>	<b>1.630</b>	<b>426</b>	<b>852</b>

**Tabelle A-3-20: Lkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.451	16.451	-	-	-	-	-
LK Leipzig	15.474	15.474	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	12.657	12.657	-	-	-	-	-
Halle	7.102	7.102	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	8.475	8.475	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	9.596	9.596	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	6.894	6.894	-	-	-	-	-
Saalekreis	11.580	11.580	-	-	-	-	-
Altenburger Land	4.664	4.664	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>92.893</b>	<b>92.893</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.616	12.295	665	997	1.329	-	1.329
LK Leipzig	15.629	11.565	625	938	1.250	-	1.250
LK Nordsachsen	12.784	9.460	511	767	1.023	-	1.023
Halle	7.173	5.308	287	430	574	-	574
Anhalt-Bitterfeld	8.560	6.334	342	514	685	-	685
Burgenlandkreis	9.692	7.172	388	582	775	-	775
Mansfeld-Südharz	6.963	5.153	279	418	557	-	557
Saalekreis	11.696	8.655	468	702	936	-	936
Altenburger Land	4.711	3.486	188	283	377	-	377
<b>IRMD gesamt</b>	<b>93.822</b>	<b>69.428</b>	<b>3.753</b>	<b>5.629</b>	<b>7.506</b>	-	<b>7.506</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.948	6.949	1.695	2.034	4.237	-	2.034
LK Leipzig	15.941	6.536	1.594	1.913	3.985	-	1.913
LK Nordsachsen	13.039	5.346	1.304	1.565	3.260	-	1.565
Halle	7.316	3.000	732	878	1.829	-	878
Anhalt-Bitterfeld	8.731	3.580	873	1.048	2.183	-	1.048
Burgenlandkreis	9.886	4.053	989	1.186	2.471	-	1.186
Mansfeld-Südharz	7.102	2.912	710	852	1.776	-	852
Saalekreis	11.930	4.891	1.193	1.432	2.982	-	1.432
Altenburger Land	4.805	1.970	480	577	1.201	-	577
<b>IRMD gesamt</b>	<b>95.698</b>	<b>39.236</b>	<b>9.570</b>	<b>11.484</b>	<b>23.925</b>	<b>-</b>	<b>11.484</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	17.117	1.712	2.568	2.568	5.135	1.712	3.423
LK Leipzig	16.101	1.610	2.415	2.415	4.830	1.610	3.220
LK Nordsachsen	13.170	1.317	1.975	1.975	3.951	1.317	2.634
Halle	7.390	739	1.108	1.108	2.217	739	1.478
Anhalt-Bitterfeld	8.818	882	1.323	1.323	2.645	882	1.764
Burgenlandkreis	9.985	998	1.498	1.498	2.995	998	1.997
Mansfeld-Südharz	7.173	717	1.076	1.076	2.152	717	1.435
Saalekreis	12.049	1.205	1.807	1.807	3.615	1.205	2.410
Altenburger Land	4.853	485	728	728	1.456	485	971
<b>IRMD gesamt</b>	<b>96.655</b>	<b>9.666</b>	<b>14.498</b>	<b>14.498</b>	<b>28.997</b>	<b>9.666</b>	<b>19.331</b>



**Tabelle A-3-21: Lkw-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.451	16.451	-	-	-	-	-
LK Leipzig	15.474	15.474	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	12.657	12.657	-	-	-	-	-
Halle	7.102	7.102	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	8.475	8.475	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	9.596	9.596	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	6.894	6.894	-	-	-	-	-
Saalekreis	11.580	11.580	-	-	-	-	-
Altenburger Land	4.664	4.664	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>92.893</b>	<b>92.893</b>	-	-	-	-	-
2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.616	10.966	997	1.329	1.662	-	1.662
LK Leipzig	15.629	10.315	938	1.250	1.563	-	1.563
LK Nordsachsen	12.784	8.437	767	1.023	1.278	-	1.278
Halle	7.173	4.734	430	574	717	-	717
Anhalt-Bitterfeld	8.560	5.649	514	685	856	-	856
Burgenlandkreis	9.692	6.397	582	775	969	-	969
Mansfeld-Südharz	6.963	4.596	418	557	696	-	696
Saalekreis	11.696	7.719	702	936	1.170	-	1.170
Altenburger Land	4.711	3.109	283	377	471	-	471
<b>IRMD gesamt</b>	<b>93.822</b>	<b>61.922</b>	<b>5.629</b>	<b>7.506</b>	<b>9.382</b>	-	<b>9.382</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.948	4.745	2.542	2.034	5.084	-	2.542
LK Leipzig	15.941	4.464	2.391	1.913	4.782	-	2.391
LK Nordsachsen	13.039	3.651	1.956	1.565	3.912	-	1.956
Halle	7.316	2.049	1.097	878	2.195	-	1.097
Anhalt-Bitterfeld	8.731	2.445	1.310	1.048	2.619	-	1.310
Burgenlandkreis	9.886	2.768	1.483	1.186	2.966	-	1.483
Mansfeld-Südharz	7.102	1.989	1.065	852	2.131	-	1.065
Saalekreis	11.930	3.340	1.789	1.432	3.579	-	1.789
Altenburger Land	4.805	1.345	721	577	1.441	-	721
<b>IRMD gesamt</b>	<b>95.698</b>	<b>26.796</b>	<b>14.355</b>	<b>11.484</b>	<b>28.710</b>	<b>-</b>	<b>14.355</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	16.778	-	1.678	2.517	7.550	1.678	3.356
LK Leipzig	15.782	-	1.578	2.367	7.102	1.578	3.156
LK Nordsachsen	12.909	-	1.291	1.936	5.809	1.291	2.582
Halle	7.243	-	724	1.086	3.259	724	1.449
Anhalt-Bitterfeld	8.644	-	864	1.297	3.890	864	1.729
Burgenlandkreis	9.787	-	979	1.468	4.404	979	1.957
Mansfeld-Südharz	7.031	-	703	1.055	3.164	703	1.406
Saalekreis	11.810	-	1.181	1.772	5.315	1.181	2.362
Altenburger Land	4.757	-	476	714	2.141	476	951
<b>IRMD gesamt</b>	<b>94.741</b>	<b>-</b>	<b>9.474</b>	<b>14.211</b>	<b>42.634</b>	<b>9.474</b>	<b>18.948</b>

**Tabelle A-3-22: SNF-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	60	60	-	-	-	-	-
LK Leipzig	252	252	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	224	224	-	-	-	-	-
Halle	31	31	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	138	138	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	215	215	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	178	178	-	-	-	-	-
Saalekreis	180	180	-	-	-	-	-
Altenburger Land	76	76	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.354</b>	<b>1.354</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	59	45	-	5	3	-	6
LK Leipzig	246	189	-	21	11	-	25
LK Nordsachsen	219	168	-	19	10	-	22
Halle	30	23	-	3	1	-	3
Anhalt-Bitterfeld	135	104	-	12	6	-	14
Burgenlandkreis	210	161	-	18	9	-	22
Mansfeld-Südharz	174	133	-	15	8	-	18
Saalekreis	176	135	-	15	8	-	18
Altenburger Land	74	57	-	6	3	-	8
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.324</b>	<b>1.015</b>	-	<b>115</b>	<b>58</b>	-	<b>135</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	56	24	-	10	13	3	6
LK Leipzig	235	101	-	43	54	13	25
LK Nordsachsen	209	90	-	38	48	11	22
Halle	29	12	-	5	7	2	3
Anhalt-Bitterfeld	129	55	-	24	29	7	14
Burgenlandkreis	201	86	-	37	46	11	22
Mansfeld-Südharz	166	71	-	30	38	9	18
Saalekreis	168	72	-	31	38	9	18
Altenburger Land	71	30	-	13	16	4	8
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.263</b>	<b>542</b>	<b>-</b>	<b>230</b>	<b>288</b>	<b>68</b>	<b>135</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	56	24	-	10	13	3	6
LK Leipzig	235	101	-	43	54	13	25
LK Nordsachsen	209	90	-	38	48	11	22
Halle	29	12	-	5	7	2	3
Anhalt-Bitterfeld	129	55	-	24	29	7	14
Burgenlandkreis	201	86	-	37	46	11	22
Mansfeld-Südharz	166	71	-	30	38	9	18
Saalekreis	168	72	-	31	38	9	18
Altenburger Land	71	30	-	13	16	4	8
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.263</b>	<b>542</b>	<b>-</b>	<b>230</b>	<b>288</b>	<b>68</b>	<b>135</b>

**Tabelle A-3-23: SNF-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	60	60	-	-	-	-	-
LK Leipzig	252	252	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	224	224	-	-	-	-	-
Halle	31	31	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	138	138	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	215	215	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	178	178	-	-	-	-	-
Saalekreis	180	180	-	-	-	-	-
Altenburger Land	76	76	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.354</b>	<b>1.354</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	58	39	-	8	5	-	6
LK Leipzig	243	164	-	32	21	-	25
LK Nordsachsen	216	146	-	29	19	-	22
Halle	30	20	-	4	3	-	3
Anhalt-Bitterfeld	133	90	-	18	12	-	14
Burgenlandkreis	207	140	-	27	18	-	22
Mansfeld-Südharz	171	115	-	23	15	-	18
Saalekreis	173	117	-	23	15	-	18
Altenburger Land	73	49	-	10	6	-	8
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.303</b>	<b>880</b>	-	<b>173</b>	<b>115</b>	-	<b>135</b>

2040

	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	55	14	-	13	18	6	4
LK Leipzig	229	58	-	54	75	25	18
LK Nordsachsen	204	52	-	48	67	22	16
Halle	28	7	-	7	9	3	2
Anhalt-Bitterfeld	126	32	-	29	41	14	10
Burgenlandkreis	196	50	-	46	64	22	15
Mansfeld-Südharz	162	41	-	38	53	18	12
Saalekreis	164	41	-	38	53	18	13
Altenburger Land	69	17	-	16	23	8	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.233</b>	<b>311</b>	<b>-</b>	<b>288</b>	<b>403</b>	<b>135</b>	<b>95</b>

2045

	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	53	1	-	15	25	7	4
LK Leipzig	222	3	-	64	107	30	18
LK Nordsachsen	198	2	-	57	95	27	16
Halle	27	0	-	8	13	4	2
Anhalt-Bitterfeld	122	1	-	35	59	17	10
Burgenlandkreis	190	2	-	55	92	26	15
Mansfeld-Südharz	156	2	-	45	76	21	12
Saalekreis	158	2	-	46	76	22	13
Altenburger Land	67	1	-	19	32	9	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.192</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>346</b>	<b>576</b>	<b>162</b>	<b>95</b>

**Tabelle A-3-24: SNF-Bestand in der IRMD bis 2045– Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	1.334	-	-	-	-	-
LK Leipzig	5.606	5.606	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	4.993	4.993	-	-	-	-	-
Halle	683	683	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	3.078	3.078	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	4.790	4.790	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	3.953	3.953	-	-	-	-	-
Saalekreis	3.998	3.998	-	-	-	-	-
Altenburger Land	1.691	1.691	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>30.126</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	1.001	-	133	67	-	133
LK Leipzig	5.606	4.205	-	561	280	-	561
LK Nordsachsen	4.993	3.745	-	499	250	-	499
Halle	683	512	-	68	34	-	68
Anhalt-Bitterfeld	3.078	2.309	-	308	154	-	308
Burgenlandkreis	4.790	3.593	-	479	240	-	479
Mansfeld-Südharz	3.953	2.965	-	395	198	-	395
Saalekreis	3.998	2.999	-	400	200	-	400
Altenburger Land	1.691	1.268	-	169	85	-	169
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>22.595</b>	-	<b>3.013</b>	<b>1.506</b>	-	<b>3.013</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	534	-	267	334	67	133
LK Leipzig	5.606	2.242	-	1.121	1.402	280	561
LK Nordsachsen	4.993	1.997	-	999	1.248	250	499
Halle	683	273	-	137	171	34	68
Anhalt-Bitterfeld	3.078	1.231	-	616	770	154	308
Burgenlandkreis	4.790	1.916	-	958	1.198	240	479
Mansfeld-Südharz	3.953	1.581	-	791	988	198	395
Saalekreis	3.998	1.599	-	800	1.000	200	400
Altenburger Land	1.691	676	-	338	423	85	169
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>12.050</b>	<b>-</b>	<b>6.025</b>	<b>7.532</b>	<b>1.506</b>	<b>3.013</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	307	-	334	467	133	93
LK Leipzig	5.606	1.289	-	1.402	1.962	561	392
LK Nordsachsen	4.993	1.148	-	1.248	1.748	499	350
Halle	683	157	-	171	239	68	48
Anhalt-Bitterfeld	3.078	708	-	770	1.077	308	215
Burgenlandkreis	4.790	1.102	-	1.198	1.677	479	335
Mansfeld-Südharz	3.953	909	-	988	1.384	395	277
Saalekreis	3.998	920	-	1.000	1.399	400	280
Altenburger Land	1.691	389	-	423	592	169	118
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>6.929</b>	<b>-</b>	<b>7.532</b>	<b>10.544</b>	<b>3.013</b>	<b>2.109</b>



**Tabelle A-3-25: SNF-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	1.334	-	-	-	-	-
LK Leipzig	5.606	5.606	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	4.993	4.993	-	-	-	-	-
Halle	683	683	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	3.078	3.078	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	4.790	4.790	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	3.953	3.953	-	-	-	-	-
Saalekreis	3.998	3.998	-	-	-	-	-
Altenburger Land	1.691	1.691	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>30.126</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	867	-	200	133	-	133
LK Leipzig	5.606	3.644	-	841	561	-	561
LK Nordsachsen	4.993	3.245	-	749	499	-	499
Halle	683	444	-	102	68	-	68
Anhalt-Bitterfeld	3.078	2.001	-	462	308	-	308
Burgenlandkreis	4.790	3.114	-	719	479	-	479
Mansfeld-Südharz	3.953	2.569	-	593	395	-	395
Saalekreis	3.998	2.599	-	600	400	-	400
Altenburger Land	1.691	1.099	-	254	169	-	169
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>19.582</b>	<b>-</b>	<b>4.519</b>	<b>3.013</b>	<b>-</b>	<b>3.013</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	307	-	334	467	133	93
LK Leipzig	5.606	1.289	-	1.402	1.962	561	392
LK Nordsachsen	4.993	1.148	-	1.248	1.748	499	350
Halle	683	157	-	171	239	68	48
Anhalt-Bitterfeld	3.078	708	-	770	1.077	308	215
Burgenlandkreis	4.790	1.102	-	1.198	1.677	479	335
Mansfeld-Südharz	3.953	909	-	988	1.384	395	277
Saalekreis	3.998	920	-	1.000	1.399	400	280
Altenburger Land	1.691	389	-	423	592	169	118
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>6.929</b>	<b>-</b>	<b>7.532</b>	<b>10.544</b>	<b>3.013</b>	<b>2.109</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	1.334	13	-	400	667	160	93
LK Leipzig	5.606	56	-	1.682	2.803	673	392
LK Nordsachsen	4.993	50	-	1.498	2.497	599	350
Halle	683	7	-	205	342	82	48
Anhalt-Bitterfeld	3.078	31	-	923	1.539	369	215
Burgenlandkreis	4.790	48	-	1.437	2.395	575	335
Mansfeld-Südharz	3.953	40	-	1.186	1.977	474	277
Saalekreis	3.998	40	-	1.199	1.999	480	280
Altenburger Land	1.691	17	-	507	846	203	118
<b>IRMD gesamt</b>	<b>30.126</b>	<b>301</b>	<b>-</b>	<b>9.038</b>	<b>15.063</b>	<b>3.615</b>	<b>2.109</b>

**Tabelle A-3-26: Bus-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	71	71	-	-	-	-	-
LK Leipzig	75	75	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	56	56	-	-	-	-	-
Halle	49	49	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	87	87	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	47	47	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	41	41	-	-	-	-	-
Saalekreis	38	38	-	-	-	-	-
Altenburger Land	24	24	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>488</b>	<b>488</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	66	47	2	3	7	4	4
LK Leipzig	70	49	3	3	7	4	4
LK Nordsachsen	52	37	2	3	5	3	3
Halle	46	32	2	2	5	2	2
Anhalt-Bitterfeld	81	57	3	4	8	4	4
Burgenlandkreis	44	31	2	2	4	2	2
Mansfeld-Südharz	38	27	1	2	4	2	2
Saalekreis	35	25	1	2	3	2	2
Altenburger Land	22	16	1	1	2	1	1
<b>IRMD gesamt</b>	<b>454</b>	<b>320</b>	<b>17</b>	<b>23</b>	<b>45</b>	<b>25</b>	<b>25</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	63	24	4	7	18	5	5
LK Leipzig	66	25	4	7	19	5	5
LK Nordsachsen	49	18	3	5	14	4	4
Halle	43	16	3	5	13	4	4
Anhalt-Bitterfeld	77	29	5	8	22	6	6
Burgenlandkreis	42	16	3	4	12	3	3
Mansfeld-Südharz	36	13	2	4	10	3	3
Saalekreis	33	12	2	4	10	3	3
Altenburger Land	21	8	1	2	6	2	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>430</b>	<b>161</b>	<b>29</b>	<b>46</b>	<b>124</b>	<b>35</b>	<b>35</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	61	16	5	8	24	4	5
LK Leipzig	65	16	5	9	25	4	5
LK Nordsachsen	48	12	4	6	19	3	4
Halle	42	11	4	6	16	3	4
Anhalt-Bitterfeld	75	19	6	10	29	5	6
Burgenlandkreis	41	10	3	5	16	2	3
Mansfeld-Südharz	35	9	3	5	14	2	3
Saalekreis	33	8	3	4	13	2	3
Altenburger Land	20	5	2	3	8	1	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>420</b>	<b>107</b>	<b>35</b>	<b>56</b>	<b>162</b>	<b>25</b>	<b>36</b>

**Tabelle A-3-27: Bus-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	71	71	-	-	-	-	-
LK Leipzig	75	75	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	56	56	-	-	-	-	-
Halle	49	49	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	87	87	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	47	47	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	41	41	-	-	-	-	-
Saalekreis	38	38	-	-	-	-	-
Altenburger Land	24	24	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>488</b>	<b>488</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	64	38	4	5	8	4	5
LK Leipzig	67	40	4	6	8	4	5
LK Nordsachsen	50	30	3	4	6	3	4
Halle	44	26	3	4	5	2	3
Anhalt-Bitterfeld	78	46	5	6	10	4	6
Burgenlandkreis	42	25	2	3	5	2	3
Mansfeld-Südharz	37	22	2	3	5	2	3
Saalekreis	34	20	2	3	4	2	3
Altenburger Land	21	13	1	2	3	1	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>436</b>	<b>261</b>	<b>25</b>	<b>36</b>	<b>54</b>	<b>25</b>	<b>35</b>


2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	61	15	5	8	23	4	5
LK Leipzig	64	16	5	8	25	4	5
LK Nordsachsen	48	12	4	6	18	3	4
Halle	42	11	3	6	16	3	4
Anhalt-Bitterfeld	74	19	6	10	29	4	6
Burgenlandkreis	40	10	3	5	16	2	3
Mansfeld-Südharz	35	9	3	5	13	2	3
Saalekreis	32	8	3	4	12	2	3
Altenburger Land	20	5	2	3	8	1	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>416</b>	<b>106</b>	<b>34</b>	<b>55</b>	<b>161</b>	<b>25</b>	<b>35</b>


2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	58	-	6	10	33	4	5
LK Leipzig	61	-	7	11	34	4	5
LK Nordsachsen	45	-	5	8	25	3	4
Halle	40	-	4	7	22	3	4
Anhalt-Bitterfeld	71	-	8	12	40	5	6
Burgenlandkreis	38	-	4	7	22	2	3
Mansfeld-Südharz	33	-	4	6	19	2	3
Saalekreis	31	-	3	5	17	2	3
Altenburger Land	19	-	2	3	11	1	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>396</b>	<b>-</b>	<b>43</b>	<b>70</b>	<b>223</b>	<b>25</b>	<b>36</b>


**Tabelle A-3-28: Bus-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 1 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
------	--	--	--	--	--	--	--


**ludwig bölkow  
systemtechnik**

**SCHULTZ  
projekt consult**


**Fraunhofer  
IMW**  
Fraunhofer-Zentrum für Internationales  
Management und Wissensökonomie IMW


**H Y P O S**

	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	272	272	-	-	-	-	-
LK Leipzig	286	286	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	213	213	-	-	-	-	-
Halle	188	188	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	331	331	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	180	180	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	156	156	-	-	-	-	-
Saalekreis	144	144	-	-	-	-	-
Altenburger Land	90	90	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.860</b>	<b>1.860</b>	-	-	-	-	-

2030

	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	275	179	27	14	27	14	14
LK Leipzig	289	188	29	14	29	14	14
LK Nordsachsen	215	140	22	11	22	11	11
Halle	190	123	19	9	19	9	9
Anhalt-Bitterfeld	334	217	33	17	33	17	17
Burgenlandkreis	182	118	18	9	18	9	9
Mansfeld-Südharz	158	102	16	8	16	8	8
Saalekreis	145	95	15	7	15	7	7
Altenburger Land	91	59	9	5	9	5	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.879</b>	<b>1.221</b>	<b>188</b>	<b>94</b>	<b>188</b>	<b>94</b>	<b>94</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	280	90	48	28	76	20	20
LK Leipzig	295	94	50	29	80	21	21
LK Nordsachsen	219	70	37	22	59	15	15
Halle	194	62	33	19	52	14	14
Anhalt-Bitterfeld	341	109	58	34	92	24	24
Burgenlandkreis	185	59	32	19	50	13	13
Mansfeld-Südharz	161	51	27	16	43	11	11
Saalekreis	148	47	25	15	40	10	10
Altenburger Land	93	30	16	9	25	6	6
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.916</b>	<b>613</b>	<b>326</b>	<b>192</b>	<b>517</b>	<b>134</b>	<b>134</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	283	59	57	34	99	14	20
LK Leipzig	298	62	60	36	104	15	21
LK Nordsachsen	222	47	44	27	78	11	16
Halle	196	41	39	23	68	10	14
Anhalt-Bitterfeld	344	72	69	41	121	17	24
Burgenlandkreis	187	39	37	22	66	9	13
Mansfeld-Südharz	162	34	32	19	57	8	11
Saalekreis	150	31	30	18	52	7	10
Altenburger Land	94	20	19	11	33	5	7
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.935</b>	<b>406</b>	<b>387</b>	<b>232</b>	<b>677</b>	<b>97</b>	<b>135</b>



**Tabelle A-3-29: Bus-Bestand in der IRMD bis 2045 – Szenario 2 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	272	272	-	-	-	-	-
LK Leipzig	286	286	-	-	-	-	-
LK Nordsachsen	213	213	-	-	-	-	-
Halle	188	188	-	-	-	-	-
Anhalt-Bitterfeld	331	331	-	-	-	-	-
Burgenlandkreis	180	180	-	-	-	-	-
Mansfeld-Südharz	156	156	-	-	-	-	-
Saalekreis	144	144	-	-	-	-	-
Altenburger Land	90	90	-	-	-	-	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.860</b>	<b>1.860</b>	-	-	-	-	-

2030							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	275	146	41	22	33	14	19
LK Leipzig	289	153	43	23	35	14	20
LK Nordsachsen	215	114	32	17	26	11	15
Halle	190	101	28	15	23	9	13
Anhalt-Bitterfeld	334	177	50	27	40	17	23
Burgenlandkreis	182	96	27	15	22	9	13
Mansfeld-Südharz	158	84	24	13	19	8	11
Saalekreis	145	77	22	12	17	7	10
Altenburger Land	91	48	14	7	11	5	6
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.879</b>	<b>996</b>	<b>282</b>	<b>150</b>	<b>225</b>	<b>94</b>	<b>132</b>

2040							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	280	59	56	34	98	14	20
LK Leipzig	295	62	59	35	103	15	21
LK Nordsachsen	219	46	44	26	77	11	15
Halle	194	41	39	23	68	10	14
Anhalt-Bitterfeld	341	72	68	41	119	17	24
Burgenlandkreis	185	39	37	22	65	9	13
Mansfeld-Südharz	161	34	32	19	56	8	11
Saalekreis	148	31	30	18	52	7	10
Altenburger Land	93	19	19	11	32	5	6
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.916</b>	<b>402</b>	<b>383</b>	<b>230</b>	<b>671</b>	<b>96</b>	<b>134</b>

2045							
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub> -ICE	H <sub>2</sub> -BZ	Biomethanol	CNG/LNG
Leipzig	283	-	71	42	136	14	20
LK Leipzig	298	-	74	45	143	15	21
LK Nordsachsen	222	-	55	33	106	11	16
Halle	196	-	49	29	94	10	14
Anhalt-Bitterfeld	344	-	86	52	165	17	24
Burgenlandkreis	187	-	47	28	90	9	13
Mansfeld-Südharz	162	-	41	24	78	8	11
Saalekreis	150	-	37	22	72	7	10
Altenburger Land	94	-	23	14	45	5	7
<b>IRMD gesamt</b>	<b>1.935</b>	<b>-</b>	<b>484</b>	<b>290</b>	<b>929</b>	<b>97</b>	<b>135</b>

**Tabelle A-3-30: Flugverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1  
 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	5.413	5.413	-	-	-
2030					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	6.495	6.366	-	130	-
2040					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	7.795	3.118	1.559	779	2.338
2045					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	8.574	1.286	3.001	1.286	3.001

**Tabelle A-3-31: Flugverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2  
 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	5.413	5.413	-	-	-
2030					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	6.495	5.521	325	325	325
2040					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	7.795	1.949	1.949	1.169	2.728
2045					
	Gesamt	Fossil	H <sub>2</sub>	Biomethanol	PtKerosin
IRMD gesamt	8.574	-	3.858	857	3.858

**Tabelle A-3-32: Schienenverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 1  
 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	148	55	93	-
LK Leipzig	57	21	36	-
LK Nordsachsen	44	16	28	-
Halle	56	21	35	-
Anhalt-Bitterfeld	36	13	23	-
Burgenlandkreis	28	10	17	-
Mansfeld-Südharz	45	17	29	-
Saalekreis	39	14	24	-
Altenburger Land	19	7	12	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>471</b>	<b>174</b>	<b>297</b>	<b>-</b>

2030				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	157	39	102	16
LK Leipzig	60	15	39	6
LK Nordsachsen	47	12	31	5
Halle	59	15	39	6
Anhalt-Bitterfeld	38	10	25	4
Burgenlandkreis	29	7	19	3
Mansfeld-Südharz	48	12	31	5
Saalekreis	41	10	27	4
Altenburger Land	20	5	13	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>501</b>	<b>125</b>	<b>326</b>	<b>50</b>

2040				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	166	25	108	33
LK Leipzig	63	10	41	13
LK Nordsachsen	50	7	32	10
Halle	63	9	41	13
Anhalt-Bitterfeld	41	6	26	8
Burgenlandkreis	31	5	20	6
Mansfeld-Südharz	51	8	33	10
Saalekreis	44	7	28	9
Altenburger Land	21	3	14	4
<b>IRMD gesamt</b>	<b>528</b>	<b>79</b>	<b>343</b>	<b>106</b>

2045				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	170	17	111	43
LK Leipzig	65	7	42	16
LK Nordsachsen	51	5	33	13
Halle	64	6	42	16
Anhalt-Bitterfeld	42	4	27	10
Burgenlandkreis	32	3	21	8
Mansfeld-Südharz	52	5	34	13
Saalekreis	45	4	29	11
Altenburger Land	21	2	14	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>543</b>	<b>54</b>	<b>353</b>	<b>136</b>

**Tabelle A-3-33: Schienenverkehr-Verbrauch in der IRMD bis 2045 in GWh/a – Szenario 2  
 (Quelle: Eigene Berechnung)**

2020				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	148	55	93	-
LK Leipzig	57	21	36	-
LK Nordsachsen	44	16	28	-
Halle	56	21	35	-
Anhalt-Bitterfeld	36	13	23	-
Burgenlandkreis	28	10	17	-
Mansfeld-Südharz	45	17	29	-
Saalekreis	39	14	24	-
Altenburger Land	19	7	12	-
<b>IRMD gesamt</b>	<b>471</b>	<b>174</b>	<b>297</b>	<b>-</b>

2030				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	163	38	106	20
LK Leipzig	62	14	41	7
LK Nordsachsen	49	11	32	6
Halle	62	14	40	7
Anhalt-Bitterfeld	40	9	26	5
Burgenlandkreis	30	7	20	4
Mansfeld-Südharz	50	12	33	6
Saalekreis	43	10	28	5
Altenburger Land	21	5	13	2
<b>IRMD gesamt</b>	<b>520</b>	<b>120</b>	<b>338</b>	<b>62</b>

2040				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	174	17	113	43
LK Leipzig	67	7	43	17
LK Nordsachsen	52	5	34	13
Halle	66	7	43	16
Anhalt-Bitterfeld	43	4	28	11
Burgenlandkreis	32	3	21	8
Mansfeld-Südharz	53	5	35	13
Saalekreis	46	5	30	11
Altenburger Land	22	2	14	5
<b>IRMD gesamt</b>	<b>554</b>	<b>55</b>	<b>360</b>	<b>139</b>

2045				
	Gesamt	Fossil	Elektro	H <sub>2</sub>
Leipzig	179	-	116	63
LK Leipzig	68	-	44	24
LK Nordsachsen	53	-	35	19
Halle	68	-	44	24
Anhalt-Bitterfeld	44	-	28	15
Burgenlandkreis	33	-	22	12
Mansfeld-Südharz	55	-	36	19
Saalekreis	47	-	31	16
Altenburger Land	23	-	15	8
<b>IRMD gesamt</b>	<b>570</b>	<b>-</b>	<b>370</b>	<b>199</b>

**Tabelle A-3-34: Potenzielle Standorte für H<sub>2</sub>-Tankstellen in der IRMD (Quelle: Eigene Analysen)**

	<b>Ort</b>	<b>Postleitzahl</b>	<b>GK</b>	<b>Land</b>
<b>Oberröblingen</b>	Sangerhausen	06526	Mansfeld-Südharz	Sachsen-Anhalt
<b>Thaldorf</b>	Querfurt	06268	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
<b>Freyburg (Unstrut)</b>	Unstruttal	06632	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
<b>Borau</b>	Weißenfels	06667	Burgenlandkreis	Sachsen-Anhalt
<b>Kötzschen</b>	Merseburg	06217	Saalekreis	Sachsen-Anhalt
<b>Golbitz</b>	Könnern	06420	Salzlandkreis	Sachsen-Anhalt
<b>Coswig (Anhalt)</b>	Wittenberg	06869		Sachsen-Anhalt
	Dessau	06846		Sachsen-Anhalt
<b>Hammermühle</b>	Bad Dübén	04849	Nordsachsen	Sachsen
<b>Hellern</b>	Lößwig	04861	Nordsachsen	Sachsen
<b>B 87</b>	Mockrehna	04862	Nordsachsen	Sachsen
<b>Beuchaer Straße</b>	Brandis	04821	Landkreis Leipzig	Sachsen
<b>Mutzschen</b>	Grimma	04668	Landkreis Leipzig	Sachsen
<b>Kauerndorf</b>	Altenburg	04600	Altenburger Land	Thüringen
<b>Raschwitz</b>	Markkleeberg	04416	Landkreis Leipzig	Sachsen
<b>Altscherbitz</b>	Schkeuditz	04435	Nordsachsen	Sachsen
<b>Maßlauer Linie</b>	Schkeuditz	04435	Nordsachsen	Sachsen
<b>Laue</b>	Delitzsch	04509	Nordsachsen	Sachsen
<b>Brehna</b>	Sandersdorf-Brehna	06796	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt
<b>Bitterfeld</b>	Bitterfeld-Wolfen	06749	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt

### A3.5 Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien in der IRMD

**Tabelle A-3-35: Prognose zu den Erzeugungspotenzialen für biogene Gase in der IRMD (Anlagenpark biogene Gase) basierend auf dem Status Quo des Energiekonzept und den Daten der [BNetzA 2020]**

	STATUS QUO				Szenario 1 (Bisherige Ziele)											
	Anzahl	MW	Mio. m <sup>3</sup> /a	GWh/a	2030				2040				2045			
	Anlagen	Inst. Leist.	Gas	Energie	Anl.	Inst. Leist.	Gas	Energie	Anl.	Inst. Leist.	Gas	Energie	Anl.	Inst. Leist.	Gas	Energie
<b>Nordsachsen</b>	40	23,3	22	165	55	61	63	473	74	85	91	683	83	100	110	825
<b>LK Leipzig</b>	36	26,5	25	188	50	55	57	428	66	76	82	615	75	90	99	743
<b>Stadt Leipzig</b>	4	3,6	3	23	6	6	6	45	7	8	9	68	8	10	11	83
<b>Mans. Südharz</b>	27	27,0	26	195	37	41	43	323	50	57	62	465	56	67	75	563
<b>Burgenlandkreis</b>	35	26,3	25	188	48	53	55	413	65	74	80	600	73	87	97	728
<b>A.-Bitterfeld</b>	13	14,7	14	105	18	20	21	158	24	28	30	225	27	32	36	270
<b>Saalekreis</b>	33	34,7	33	248	46	50	52	390	61	70	75	563	68	82	91	683
<b>Stadt Halle</b>	1	2,0	1,86	14	1	2	1,58	12	2	2	2,28	17	2	2	2,76	21
<b>Altenburger Land</b>	28	15,1	14	105	39	43	44	330	52	59	64	480	58	70	77	578
<b>SUMME</b>	<b>217</b>	<b>173</b>	<b>163,86</b>	<b>1.229</b>	<b>300</b>	<b>330</b>	<b>342,58</b>	<b>2.569</b>	<b>400</b>	<b>460</b>	<b>495,28</b>	<b>3.715</b>	<b>450</b>	<b>540</b>	<b>598,76</b>	<b>4.491</b>
					<b>Szenario 2 (Klimaschutz First)</b>											
					2030				2040				2045			
					Anl.	Inst. Leist.	Gas	Energie	Anl.	Inst. Leist.	Gas	Energie	Anl.	Inst. Leist.	Gas	Energie
<b>Nordsachsen</b>					65	77	81	608	83	116	131	983	101	152	185	1.388
<b>LK Leipzig</b>					58	70	72	540	75	105	118	885	91	137	166	1.245
<b>Stadt Leipzig</b>					6	8	8	60	8	12	13	98	10	15	18	135
<b>Mans. Südharz</b>					44	52	54	405	56	78	88	660	68	103	125	938
<b>Burgenlandkreis</b>					56	68	70	525	73	102	114	855	89	133	161	1.208
<b>A.-Bitterfeld</b>					21	25	26	195	27	38	43	323	33	49	60	450
<b>Saalekreis</b>					53	64	66	495	68	96	108	810	84	125	152	1.140
<b>Stadt Halle</b>					2	2	2	15	2	3	3,27	25	3	4	5	38
<b>Altenburger Land</b>					45	54	56	420	58	81	92	690	71	106	129	968

<b>SUMME</b>	<b>350</b>	<b>420</b>	<b>435</b>	<b>3.263</b>	<b>450</b>	<b>630</b>	<b>710,27</b>	<b>5.327</b>	<b>550</b>	<b>825</b>	<b>1.001</b>	<b>7.508</b>
--------------	------------	------------	------------	--------------	------------	------------	---------------	--------------	------------	------------	--------------	--------------

**Tabelle A-3-36: Prognose zu den Erzeugungspotenzialen für Strom aus Windenergieanlagen in der IRMD**
**STATUS QUO**
**Szenario 1 (Bisherige Ziele)**

	Anzahl	MW	GWh/a	2030			2040			2045		
				Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge	Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge	Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge
<b>Nordsachsen</b>	105	119	213	135	405	1.032	153	611	1.871	180	899	3.210
<b>LK Leipzig</b>	79	103	198	101	304	829	115	460	1.503	135	676	2.579
<b>Stadt Leipzig</b>	8	12	13	10	31	48	12	47	87	14	68	149
<b>Mans. Südharz</b>	206	322	569	265	794	1.993	300	1.199	3.614	353	1.764	6.201
<b>Burgenlandkreis</b>	236	429	758	303	909	2.281	343	1.374	4.136	404	2.021	7.096
<b>A.-Bitterfeld</b>	237	412	745	304	913	2.345	345	1.380	4.252	406	2.029	7.296
<b>Saalekreis</b>	236	496	981	303	909	2.553	343	1.374	4.629	404	2.021	7.943
<b>Stadt Halle</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Altenburger Land</b>	61	98	192	78	235	652	89	355	1.182	104	522	2.028
<b>SUMME</b>	<b>1.168</b>	<b>1.992</b>	<b>3.669</b>	<b>1.500</b>	<b>4.500</b>	<b>11.732</b>	<b>1.700</b>	<b>6.800</b>	<b>21.275</b>	<b>2.000</b>	<b>10.000</b>	<b>36.501</b>

**Szenario 2 (Klimaschutz First)**

	2030			2040			2045		
	Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge	Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge	Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge
<b>Nordsachsen</b>	153	611	1.559	180	899	2.751	225	1.348	4.814
<b>LK Leipzig</b>	115	460	1.253	135	676	2.211	169	1.015	3.869
<b>Stadt Leipzig</b>	12	47	73	14	68	128	17	103	224
<b>Mans. Südharz</b>	300	1.199	3.012	353	1.764	5.315	441	2.646	9.301
<b>Burgenlandkreis</b>	343	1.374	3.447	404	2.021	6.082	505	3.031	10.644
<b>A.-Bitterfeld</b>	345	1.380	3.544	406	2.029	6.253	507	3.044	10.943
<b>Saalekreis</b>	343	1.374	3.858	404	2.021	6.808	505	3.031	11.914
<b>Stadt Halle</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Altenburger Land</b>	89	355	985	104	522	1.738	131	783	3.042
<b>SUMME</b>	<b>1.700</b>	<b>6.800</b>	<b>17.729</b>	<b>2.000</b>	<b>10.000</b>	<b>31.286</b>	<b>2.500</b>	<b>15.000</b>	<b>54.751</b>



**Tabelle A-3-37: Prognose zu den Erzeugungspotenzialen für Strom aus Photovoltaikanlagen in der IRMD**

	STATUS QUO			Szenario 1 (Bisherige Ziele)								
	Anzahl	MW	GWh/a	2030			2040			2045		
	Anlagen	Inst. Leistung	Strommenge	Anl.	Leist.	Strommenge	Anl.	Leist.	Strommenge	Anl.	Leist.	Strommenge
<b>Nordsachsen</b>	3.980	257	288	4.364	655	764	5.237	1.047	1.334	6.110	1.527	2.107
<b>LK Leipzig</b>	4.403	439	273	4.828	724	469	5.793	1.159	819	6.759	1.690	1.295
<b>Stadt Leipzig</b>	1.038	36	39	1.138	171	195	1.366	273	340	1.593	398	538
<b>Mans. Südharz</b>	2.289	322	346	2.510	376	422	3.012	602	736	3.514	878	1.163
<b>Burgenlandkreis</b>	2.814	197	203	3.086	463	498	3.703	741	869	4.320	1.080	1.372
<b>A.-Bitterfeld</b>	2.728	380	436	2.991	449	536	3.589	718	935	4.188	1.047	1.478
<b>Saalekreis</b>	3.197	294	320	3.505	526	596	4.207	841	1.041	4.908	1.227	1.644
<b>Stadt Halle</b>	913	24	29	1.001	150	191	1.201	240	333	1.402	350	526
<b>Altenburger Land</b>	1.439	125	138	1.578	237	272	1.893	379	475	2.209	552	750
<b>SUMME</b>	<b>22.801</b>	<b>2.074</b>	<b>2.072</b>	<b>25.001</b>	<b>3.750</b>	<b>3.943</b>	<b>30.001</b>	<b>6.000</b>	<b>6.882</b>	<b>35.002</b>	<b>8.750</b>	<b>10.872</b>
<b>Szenario 2 (Klimaschutz First)</b>												
				2030			2040			2045		
				Anl.	Leist.	Strommenge	Anl.	Leist.	Strommenge	Anl.	Leist.	Strommenge
<b>Nordsachsen</b>				5.237	1.047	1.334	6.110	1.527	2.269	6.982	2.095	3.557
<b>LK Leipzig</b>				5.793	1.159	819	6.759	1.690	1.394	7.725	2.317	2.185
<b>Stadt Leipzig</b>				1.366	273	340	1.593	398	579	1.821	546	907
<b>Mans. Südharz</b>				3.012	602	736	3.514	878	1.252	4.016	1.205	1.963
<b>Burgenlandkreis</b>				3.703	741	869	4.320	1.080	1.478	4.937	1.481	2.316
<b>A.-Bitterfeld</b>				3.589	718	935	4.188	1.047	1.592	4.786	1.436	2.494
<b>Saalekreis</b>				4.207	841	1.041	4.908	1.227	1.770	5.609	1.683	2.775
<b>Stadt Halle</b>				1.201	240	333	1.402	350	566	1.602	481	888
<b>Altenburger Land</b>				1.893	379	475	2.209	552	808	2.525	757	1.266
<b>SUMME</b>				<b>30.001</b>	<b>6.000</b>	<b>6.882</b>	<b>35.002</b>	<b>8.750</b>	<b>11.708</b>	<b>40.002</b>	<b>12.001</b>	<b>18.351</b>

**Tabelle A-3-38: Berechnung des EE-Stromüberschusses für die Produktion von grünem Wasserstoff (Quelle: Eigene Berechnung, [IE Leipzig et al. 2021])**

EE-Stromüberschuss IRMD	Einheit	Status Quo	Szenario 1 (Einhaltung bisheriger Ziele)			Szenario 2 (Klimaschutz-First)		
			2030	2040	2045	2030	2040	2045
<b>Stromerzeugung</b>								
EE-Strom-Erzeugung (Wind, PV)	MWh/a	5.772.100	15.642.630	28.181.681	47.372.100	24.581.681	43.008.416	73.151.149
EE-Strom-Erzeugung (Wasser, Biomasse) [Annahme: Schrittweise Steigerung]	MWh/a	1.150.000	2.000.000	3.000.000	3.500.000	2.500.000	4.500.000	6.000.000
<b>Summe EE-Stromerzeugung</b>	MWh/a	6.922.100	17.642.630	31.181.681	50.872.100	27.081.681	47.508.416	79.151.149
fossile Stromerzeugung [Annahme: Schrittweise Reduktion]	MWh/a	21.048.000	15.000.000	10.000.000	5.000.000	10.000.000	5.000.000	2.500.000
<b>Summe Stromerzeugung (fossil+EE)</b>	MWh/a	27.970.100	32.642.630	41.181.681	55.872.100	37.081.681	52.508.416	81.651.149
<b>Strombedarf</b>								
Stromsockel [Annahme: konstant]	MWh/a	13.717.000	13.717.000	13.717.000	13.717.000	13.717.000	13.717.000	13.717.000
zusätzlicher EE-Strombedarf	MWh/a	405.375	1.877.414	2.737.505	3.966.056	2.185.753	3.299.471	4.368.181
Wärmemarkt	MWh/a	108.654	858.214	650.611	1.497.053	963.656	806.594	1.701.876
Elektromobilität	MWh/a	296.721	1.019.201	2.086.894	2.469.003	1.222.096	2.492.877	2.666.304
<b>Gesamtstrombedarf</b>	MWh/a	14.122.375	15.594.414	16.454.505	17.683.056	15.902.753	17.016.471	18.085.181
<b>Überschuss</b>								
EE-Stromüberschuss für H <sub>2</sub> -Produktion	MWh/a	-7.200.275	2.048.216	14.727.176	33.189.044	11.178.928	30.491.945	61.065.968
EE-Stromüberschuss für H <sub>2</sub> -Produktion	TWh/a	-7,20	2,05	14,73	33,19	11,18	30,49	61,07

## Anhang 4: Regionale Wertschöpfungspotenziale

### A4.1 Annahmen zur regionalen Wertschöpfung

Die regionalen Anteile an den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette für Grüne Gase wurden durch das Projektkonsortium abgeschätzt. Durch Variation der Anteile um jeweils +/- 25 % wurden zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Die Kostenanteile der unterschiedlichen Wirtschaftszweige basieren auf detaillierte Kostendaten für Projekte oder – sollten keine detaillierten Schätzungen vorliegen – Einschätzungen der Konsortialpartner.

Die regionalen Anteile an den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette für Grüne Gase wurden durch das Projektkonsortium abgeschätzt. Durch Variation der Anteile um jeweils +/- 25 % wurden zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

**Tabelle A-4-1: Annahmen zur Wirtschaftszweiganteilen und zur regionalen Wertschöpfung**

Stufe der Wertschöpfungskette	Technologie	Wirtschaftszweig	Kostenanteil	Regionaler Anteil	Sensitivität 2 (-25 %)	Sensitivität (+25 %)
1 C Strom	PV/Wind-Hybrid	Maschinenbau	41,5%	25%	18,8%	31%
1 C Strom	PV/Wind-Hybrid	Elektrische Ausrüstungen	16,7%	75%	56,3%	94%
1 C Strom	PV/Wind-Hybrid	Baugewerbe	6,4%	63%	46,9%	78%
1 C Strom	PV/Wind-Hybrid	Finanzen	4,3%	50%		
1 C Strom	PV/Wind-Hybrid	Energie & Wasser	0,0%	100%		
1 C Strom	PV/Wind-Hybrid	Reparatur & Installation	31,1%	75%		
1 D Strom	Wind offshore	Maschinenbau	21,0%	1%	0,8%	1,3%
1 D Strom	Wind offshore	Elektrische Ausrüstungen	12,3%	1%	0,8%	1,3%
1 D Strom	Wind offshore	Baugewerbe	18,9%	1%	0,8%	1,3%
1 D Strom	Wind offshore	Finanzen	13,5%	1%		
1 D Strom	Wind offshore	Energie & Wasser	0,0%	1%		
1 D Strom	Wind offshore	Reparatur & Installation	34,3%	1%		
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Maschinenbau	8,9%	50%	37,5%	63%
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	75%	56,3%	93,8%
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Baugewerbe	9,7%	75%	56,3%	93,8%
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Finanzen	9,8%	50%		
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Energie & Wasser	9,7%	100%		
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Reparatur & Installation	13,5%	75%		
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Landwirtschaft	44,9%	100%	75%	100%
2 C Biomethanproduktion	Anbaubiomasse	Verkehr	3,5%	75%		

Stufe der Wert- schöpfungskette	Technologie	Wirtschaftszweig	Kosten- anteil	Regio- naler Anteil	Sensi- tivität 2 (-25 %)	Sensi- tivität (+25 %)	
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Maschinenbau	21,8%	70%	52,5%	88%
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	75%	56,3%	94%
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Baugewerbe	39,8%	75%	56,3%	94%
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Finanzen	29,0%	50%		
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Energie & Wasser	11,5%	100%		
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Reparatur & Installation	7,1%	75%		
2 E	Biomethan- produktion	Reststoffe (org. Abfall)	Verkehr	0,1%	75%		
3 A	H <sub>2</sub> - Produktion	PEM- Elektrolyseur	Maschinenbau	25,1%	25%	18,8%	31,3%
3 A	H <sub>2</sub> - Produktion	PEM- Elektrolyseur	Elektrische Ausrüstungen	4,8%	50%	37,5%	62,5%
3 A	H <sub>2</sub> - Produktion	PEM- Elektrolyseur	Baugewerbe	10,3%	75%	56,3%	93,8%
3 A	H <sub>2</sub> - Produktion	PEM- Elektrolyseur	Finanzen	40,1%	50%		
3 A	H <sub>2</sub> - Produktion	PEM- Elektrolyseur	Energie & Wasser	1,1%	100%		
3 A	H <sub>2</sub> - Produktion	PEM- Elektrolyseur	Reparatur & Installation	18,7%	75%		
4 A	H <sub>2</sub> -Puffer- speicher	Kompression + Speicher	Maschinenbau	40,0%	50%	37,5%	62,5%
4 A	H <sub>2</sub> -Puffer- speicher	Kompression + Speicher	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	50%	37,5%	62,5%
4 A	H <sub>2</sub> -Puffer- speicher	Kompression + Speicher	Baugewerbe	40,0%	100%	75,0%	100,0%
4 A	H <sub>2</sub> -Puffer- speicher	Kompression + Speicher	Finanzen	10,0%	25%		
4 A	H <sub>2</sub> -Puffer- speicher	Kompression + Speicher	Energie & Wasser	0,0%	100%		
4 A	H <sub>2</sub> -Puffer- speicher	Kompression + Speicher	Reparatur & Installation	10,0%	100%		
5 A	CO <sub>2</sub> -Bereit- stellung	DAC bzw. biogen	Maschinenbau	36,0%	25%	18,8%	31,3%
5 A	CO <sub>2</sub> -Bereit- stellung	DAC bzw. biogen	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
5 A	CO <sub>2</sub> -Bereit- stellung	DAC bzw. biogen	Baugewerbe	9,0%	50%	37,5%	62,5%
5 A	CO <sub>2</sub> -Bereit- stellung	DAC bzw. biogen	Finanzen	27,0%	25%		
5 A	CO <sub>2</sub> -Bereit- stellung	DAC bzw. biogen	Energie & Wasser	0,0%	100%		
5 A	CO <sub>2</sub> -Bereit- stellung	DAC bzw. biogen	Reparatur & Installation	28,1%	75%		
6 A	PtL-Synthese	PtL-Synthese	Maschinenbau	23,2%	25%	18,8%	31,3%
6 A	PtL-Synthese	PtL-Synthese	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
6 A	PtL-Synthese	PtL-Synthese	Baugewerbe	9,7%	50%	37,5%	62,5%
6 A	PtL-Synthese	PtL-Synthese	Finanzen	44,4%	25%		
6 A	PtL-Synthese	PtL-Synthese	Energie & Wasser	0,0%	100%		
6 A	PtL-Synthese	PtL-Synthese	Reparatur & Installation	22,7%	75%		
6 B	Methani- sierung	Methanisierung	Maschinenbau	23,2%	25%	18,8%	31,3%

Stufe der Wert- schöpfungskette			Technologie	Wirtschaftszweig	Kosten- anteil	Regio- naler Anteil	Sensi- tivität 2 (-25 %)	Sensi- tivität (+25 %)
6	B	Methanisierung	Methanisierung	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
6	B	Methanisierung	Methanisierung	Baugewerbe	9,7%	50%	37,5%	62,5%
6	B	Methanisierung	Methanisierung	Finanzen	44,4%	25%		
6	B	Methanisierung	Methanisierung	Energie & Wasser	0,0%	100%		
6	B	Methanisierung	Methanisierung	Reparatur & Installation	22,7%	75%		
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Maschinenbau	10,0%	25%	18,8%	31,3%
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Baugewerbe	10,0%	75%	56,3%	93,8%
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Finanzen	40,0%	10%		
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Energie & Wasser	0,0%	0%		
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Reparatur & Installation	0,0%	0%		
7	A	Transport & Verteilung	CH4 und H2 Neubau	Verkehr	40,0%	50%	37,5%	62,5%
7	B	Transport & Verteilung	PtL, CH4 bestehende Infrastruktur	Reparatur & Installation	10%	75%		
7	B	Transport & Verteilung	PtL, CH4 bestehende Infrastruktur	Verkehr	90%	50%	37,5%	62,5%
8	A	Verflüssigung	H2 Verflüssigung	Maschinenbau	13,1%	25%	18,8%	31,3%
8	A	Verflüssigung	H2 Verflüssigung	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
8	A	Verflüssigung	H2 Verflüssigung	Baugewerbe	3,3%	100%	75,0%	100,0%
8	A	Verflüssigung	H2 Verflüssigung	Finanzen	12,1%	50%		
8	A	Verflüssigung	H2 Verflüssigung	Energie & Wasser	59,2%	100%		
8	A	Verflüssigung	H2 Verflüssigung	Reparatur & Installation	12,3%	75%		
9	A	Tankstelle	Umwandlung an der Tankstelle	Maschinenbau	17,8%	25%	18,8%	31,3%
9	A	Tankstelle	Umwandlung an der Tankstelle	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
9	A	Tankstelle	Umwandlung an der Tankstelle	Baugewerbe	9,8%	50%	37,5%	62,5%
9	A	Tankstelle	Umwandlung an der Tankstelle	Finanzen	12,8%	25%		
9	A	Tankstelle	Umwandlung an der Tankstelle	Energie & Wasser	57,4%	100%		
9	A	Tankstelle	Umwandlung an der Tankstelle	Reparatur & Installation	2,2%	75%		
9	B	Tankstelle	Nur Tankstelle	Maschinenbau	6,0%	25%	18,8%	31,3%
9	B	Tankstelle	Nur Tankstelle	Elektrische Ausrüstungen	0,0%	25%	18,8%	31,3%
9	B	Tankstelle	Nur Tankstelle	Baugewerbe	24,6%	50%	37,5%	62,5%
9	B	Tankstelle	Nur Tankstelle	Finanzen	13,7%	25%		
9	B	Tankstelle	Nur Tankstelle	Energie & Wasser	55,6%	100%		
9	B	Tankstelle	Nur Tankstelle	Reparatur & Installation	0,0%	75%		

## A4.2 Annahmen zu Anteilen der Bereitstellungspfade („Technologie-Split“)

Um unterschiedliche Bereitstellungspfade sowie deren Varianten aus der Lebenszyklusanalyse (siehe Kapitel A1.1) in den Wertschöpfungsanalysen berücksichtigen zu können, wurden unterschiedliche Aufteilungen auf die einzelnen Bereitstellungspfade durchgeführt („Technologie-Split“). Diese sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

**Tabelle A-4-2: Technologie-Split für die Basisvariante**

Grüne Gase	Bereitstellungspfad	Szenario 1			Szenario 2		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045
H <sub>2</sub>	10a	19,35%	36,88%	58,91%	75%	59,55%	84,39%
H <sub>2</sub>	10b	12,90%	9,22%	14,73%	25%	6,62%	9,38%
H <sub>2</sub>	10c	67,75%	53,90%	26,36%	0%	33,83%	6,23%
Biomethan	6a	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Biomethan	6b	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Biomethanol	4a	90%	50%	50%	75%	25%	25%
Biomethanol	4b	10%	50%	50%	25%	75%	75%
PtKerosin	2a	90%	50%	50%	75%	25%	25%
PtKerosin	2b	10%	50%	50%	25%	75%	75%

**Tabelle A-4-3: Technologie-Split für die Sensitivitätsanalyse 1 (ohne H<sub>2</sub> Importe)**

Grüne Gase	Bereitstellungspfad	Szenario 1			Szenario 2		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045
H <sub>2</sub>	10a	60%	80%	80%	75%	90%	90%
H <sub>2</sub>	10b	40%	20%	20%	25%	10%	10%
H <sub>2</sub>	10c	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomethan	6a	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Biomethan	6b	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Biomethanol	4a	90%	50%	50%	75%	25%	25%
Biomethanol	4b	10%	50%	50%	25%	75%	75%
PtKerosin	2a	90%	50%	50%	75%	25%	25%
PtKerosin	2b	10%	50%	50%	25%	75%	75%

## A4.3 Ergebnisse der Wertschöpfungsanalyse

### A4.3.1 Basisvariante

**Tabelle A-4-4: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (Szenario 1)**

Gebietskörperschaften	2020	2030	2040	2045
Anhalt-Bitterfeld	-	21,1	61,0	98,6
Burgenlandkreis	-	19,7	45,3	64,2
Stadt Halle (Saale)	-	24,9	70,9	99,6
Mansfeld-Südharz	-	14,9	34,0	47,6
Saalekreis	-	42,4	159,1	260,7
Leipzig	-	50,4	140,3	200,7
Leipzig Landkreis	-	34,3	153,0	236,7
Nordsachsen	-	27,2	134,5	206,9
Altenburger Land	-	11,7	28,3	38,4
<b>Gesamt</b>	-	<b>246,7</b>	<b>826,3</b>	<b>1253,5</b>

**Tabelle A-4-5: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (Szenario 2)**

Gebietskörperschaften	2020	2030	2040	2045
Anhalt-Bitterfeld	-	37,0	88,1	136,1
Burgenlandkreis	-	30,6	62,1	84,7
Stadt Halle (Saale)	-	38,7	98,7	132,3
Mansfeld-Südharz	-	22,4	46,0	61,5
Saalekreis	-	106,9	273,9	477,2
Leipzig	-	81,6	189,4	255,0
Leipzig Landkreis	-	70,9	208,4	306,0
Nordsachsen	-	57,9	180,7	264,9
Altenburger Land	-	17,7	37,7	49,9
<b>Gesamt</b>	-	<b>463,6</b>	<b>1185,2</b>	<b>1767,8</b>

**Tabelle A-4-6: Beschäftigungspotenziale in Personen (Szenario 1)**

Gebietskörperschaften	2020	2030	2040	2045
Anhalt-Bitterfeld	-	169	508	843
Burgenlandkreis	-	164	382	551
Stadt Halle (Saale)	-	196	601	893
Mansfeld-Südharz	-	130	320	478
Saalekreis	-	328	1.215	1.986
Leipzig	-	376	1.068	1.552
Leipzig Landkreis	-	284	1.340	2.090
Nordsachsen	-	237	1.255	1.947
Altenburger Land	-	110	284	405
<b>Gesamt</b>	-	<b>1.992</b>	<b>6.972</b>	<b>10.744</b>

**Tabelle A-4-7: Beschäftigungspotenziale in Personen (Szenario 2)**

Gebietskörperschaften	2020	2030	2040	2045
Anhalt-Bitterfeld	-	308	742	1.173
Burgenlandkreis	-	260	527	729
Stadt Halle (Saale)	-	348	848	1.193
Mansfeld-Südharz	-	211	445	625
Saalekreis	-	826	2.127	3.710
Leipzig	-	632	1.449	1.983
Leipzig Landkreis	-	615	1.848	2.718
Nordsachsen	-	531	1.707	2.505
Altenburger Land	-	176	387	535
<b>Gesamt</b>	-	<b>3.908</b>	<b>10.081</b>	<b>15.171</b>

#### A4.3.2 Sensitivitätsanalysen für das Jahr 2040 und Szenario 2

**Tabelle A-4-8: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (aufgeteilt nach grünem Wasserstoff und biogene Gase)**

Gebietskörperschaften	Basisvariante	Davon nur grüner H <sub>2</sub>	Davon nur biogene Gase
Anhalt-Bitterfeld	88,1	77,7	10,4
Burgenlandkreis	62,1	46,4	15,7
Stadt Halle (Saale)	98,7	90,3	8,4
Mansfeld-Südharz	46,0	33,8	12,2
Saalekreis	273,9	256,0	17,9
Leipzig	189,4	166,5	22,9
Leipzig Landkreis	208,4	185,6	22,8
Nordsachsen	180,7	159,2	21,6
Altenburger Land	37,7	26,8	10,9
<b>Gesamt</b>	<b>1.185,2</b>	<b>1.042,3</b>	<b>142,8</b>



**Tabelle A-4-9: Wertschöpfungspotenziale in Mio. € (Variation der regionalen Wertschöpfungsanteile um +/- 25% bzw. unter Ausschluss von H<sub>2</sub>-Import)**

Gebietskörperschaften	Geringe regionale WS (-25%)	Hohe regionale WS (+25%)	Ohne H <sub>2</sub> -Importpfad
Anhalt-Bitterfeld	83,9	90,9	101,5
Burgenlandkreis	57,1	65,3	68,4
Stadt Halle (Saale)	94,4	102,0	101,7
Mansfeld-Südharz	42,6	48,2	50,0
Saalekreis	244,9	296,9	336,0
Leipzig	181,0	194,9	202,8
Leipzig Landkreis	191,8	222,0	226,8
Nordsachsen	164,6	194,1	195,0
Altenburger Land	35,4	39,0	40,5
<b>Gesamt</b>	<b>1.095,7</b>	<b>1.253,3</b>	<b>1.322,6</b>

**Tabelle A-4-10: Beschäftigungspotenziale in Personen (aufgeteilt nach grünem Wasserstoff und biogene Gase)**

Gebietskörperschaften	Basisvariante	Davon nur grüner H <sub>2</sub>	Davon nur biogene Gase
Anhalt-Bitterfeld	742	660	82
Burgenlandkreis	527	395	132
Stadt Halle (Saale)	848	780	68
Mansfeld-Südharz	445	340	105
Saalekreis	2.127	1.991	136
Leipzig	1.449	1.275	174
Leipzig Landkreis	1.848	1.663	185
Nordsachsen	1.707	1.523	184
Altenburger Land	387	289	98
<b>Gesamt</b>	<b>10.081</b>	<b>8.917</b>	<b>1.164</b>

**Tabelle A-4-11: Beschäftigungspotenziale in Personen (Variation der regionalen Wertschöpfungsanteile um +/- 25% bzw. unter Ausschluss von H<sub>2</sub>-Import)**

Gebietskörperschaften	Geringe regionale WS (-25%)	Hohe regionale WS (+25%)	Ohne H <sub>2</sub> -Importpfad
Anhalt-Bitterfeld	701	769	870
Burgenlandkreis	480	558	589
Stadt Halle (Saale)	804	883	934
Mansfeld-Südharz	409	470	504
Saalekreis	1.871	2.321	2.619
Leipzig	1.373	1.499	1.582
Leipzig Landkreis	1.687	1.978	2.034
Nordsachsen	1.545	1.842	1.862
Altenburger Land	363	402	430
<b>Gesamt</b>	<b>9.233</b>	<b>10.723</b>	<b>11.423</b>

## Anhang 5: Kompetenzzentrum Grüne Gase

**Tabelle A-5-1: Übersicht aktiver und angekündigter regionaler Einrichtungen mit Profil eines Kompetenzzentrums**

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	innerhalb IRMD	Beschreibung	Zusammensetzung, Beteiligte Einrichtungen	Finanzierung	Zeitplan
1	Energy Saxony e.V.	Verein	aktiv	Dresden		Fachnetzwerk für alle energierelevanten Themen und damit vor- und nachgelagerter Prozesse für Grüne Gase	74 Mitglieder aus Industrie, FuE, KMU	Mitgliedsbeiträge Sachsen, Innovationscluster im Konsortium mit HZwo e.V.	seit 2013
2	HZwo e.V. mit Hydrogen and Mobility Innovation Center (HIC)	Verein, Infrastruktur	aktiv	Chemnitz		Fachnetzwerk für Brennstoffzellentechnologie erfolgreiche Bewerbung im Rahmen der BMVI-Ausschreibung zur Standortwahl eines Technologie- und Innovationszentrums Wasserstofftechnologie für Mobilitätsanwendungen	57 Mitglieder aus Industrie, FuE, KMU	Mitgliedsbeiträge Sachsen, Innovationscluster im Konsortium mit Energy Saxony e.V.	seit 2018
3	HYPOS e.V.	Verein, Verbund - vorhaben	aktiv	Halle (Saale)	a	mitgliederstärkstes Fachnetzwerk für grünen Wasserstoff in ganz Ostdeutschland seit Gründung umfangreiche Finanzierung entsprechender FuE-Vorhaben Schwerpunkt auf Wasserstoff, wenige Verbindungen zur Branche für Biomethan/gas	145 Vereinsmitglieder aus Industrie, FuE, KMU und Verwaltung	Mitgliedsbeiträge BMBF, Programm Zwanzig20 - Partnerschaft für Innovation potenziell: BMBF, Programm WIR! - Wandel durch Innovation in der Region	seit 2013

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	innerhalb IRMD	Beschreibung	Zusammensetzung, Beteiligte Einrichtungen	Finanzierung	Zeitplan
4	Kompetenzstelle für Wasserstoff- und Brennstoffzellenfragen, KH2	Leitstelle	angekündigt		(a)	Koordinierungseinrichtung für Sachsen auf Grundlage der sächsischen Wasserstoffstrategie	verbunden mit Beauftragten der Staatsregierung für Wasserstoff rechenschaftspflichtig gegenüber der sächsischen Interministerielle Arbeitsgruppe Wasserstoff (IMAG)	Sachsen, Landesmittel	ankündigt 2019
5	Koordinierungsstelle Wasserstoff bei Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt, LENA	Leitstelle, Energieagentur	aktiv	Magdeburg	(a)	Koordinierungseinrichtung für Sachsen-Anhalt auf Grundlage der sachsen-anhaltinischen Wasserstoffstrategie		Sachsen-Anhalt, Landesmittel	seit 2012
6	Sächsische Landesenergieagentur GmbH, SAENA	Energieagentur	aktiv	Dresden	(a)	Beratungseinrichtung für alle energierelevanten Themen in Sachsen  Bezug zur IRMD und deren Unternehmen und Einrichtungen		Sachsen, Landesmittel Sächsische Aufbaubank - Förderbank - SAB	seit 2007
7	Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH, ThEGA	Energieagentur	aktiv	Erfurt	(a)	Beratungseinrichtung für alle energierelevanten Themen in Thüringen  Erarbeitung von Machbarkeitsstudien für Grüne Gase mit potenziell überregionaler Ausstrahlung: Machbarkeitsstudie im Dreiländereck Südthüringen-Westsachsen-Nordbayern für industrielle Nachfrage; Erneuerbares Konzept für Güterverkehrszentrum Erfurt, Machbarkeitsstudie für einen Brennstoffzellenzugverkehr im Schwarzatal		Thüringen, Landesmittel	seit 2010

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	innerhalb IRMD	Beschreibung	Zusammensetzung, Beteiligte Einrichtungen	Finanzierung	Zeitplan
8	Industrie- und Handelskammern Leipzig, Halle-Dessau, Ostthüringen zu Gera	Verband	aktiv	Mehrere	a	Förderung und Begleitung der Kommerzialisierung der Technologie für Grüne Gase  Förderung als Berufsfeld, Organisation zur Integration in bestehende Berufsbildungswege zur Ausbildung zertifizierter Fachkräfte	berufsständische Körperschaft öffentlichen Rechts  Mitglieder sind alle gewerbetreibenden und Unternehmen mit Ausnahme reiner Handwerksunternehmen, Landwirtschaftsunternehmen und Freiberufler ohne Eintrag im Handelsregister	Mitgliedsbeiträge	-
9	Verband der Chemischen Industrie e.V., Landesverband Nordost, VCI	Verband	aktiv	Berlin, Halle (Saale), Dresden	a	politische Interessenvertretung der chemischen Industrie in Mitteldeutschland und darüber hinaus mit engen Verbindungen zur Hauptgeschäftsführung und Politik in Berlin  regelmäßige Stellungnahmen zu regulatorischen Rahmenbedingungen	365 Mitglieder aus Chemiebranche aus 6 Bundesländern  Mitglied im Bundesverband der Deutschen Industrie	Mitgliedsbeiträge	seit 1877
10	Mineralölwirtschaftsverband e.V., MWV	Verband	aktiv	Berlin	a	politische Interessenvertretung der petrochemischen Industrie, insbesondere TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	13 Mitglieder aus Petrochemischen Industrie	Mitgliedsbeiträge	seit 1946
11	Landeslenkungskreis Wasserstoff bei Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	AG, Verband	aktiv		a	Arbeitskreis zur Diskussion wasserstoffrelevanter Themen mit Fokus auf die Energiewirtschaft, Stadtwerke u. ä.		Mitgliedsbeiträge	seit 2021
12	Automotive Cluster Ostdeutschland ACOD e.V.	Verein	aktiv	Leipzig	a	Fachnetzwerk für Automotive und Zulieferindustrie in Mitteldeutschland	59 Mitglieder  4 Kooperationspartner für ganz Ostdeutschland	Mitgliedsbeiträge	seit 2004

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	innerhalb IRMD	Beschreibung	Zusammensetzung, Beteiligte Einrichtungen	Finanzierung	Zeitplan
13	H2-Transferregion Leipzig	FuE-Projekt	angekündigt	Leipzig	a	Verbundvorhaben zur Koordinierung und Umsetzung von Wasserstoffprojekten aktuell noch in Bewertung durch BMBF	Verbundvorhaben gestartet von Fraunhofer CeRRI, Verwaltung Landkreis Leipzig und HYPOS e.V.  63 Projektpartner, assoziierte Partner und Umsetzungspartner aus IRMD und darüber hinaus aus Industrie, FuE und KMU	BMBF, Programm WIR! - Wandel durch Innovation in der Region	1. Phase: ab 2022 2. Phase: ab 2025
14	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung angewandter Forschung e.V.	Verein, FuE-Projekte, Infrastruktur	aktiv	Halle (Saale), Leipzig, Leuna	a	zahlreiche Forschungsinstitute mit einem starken regionalen Netzwerk zur ansässigen Industrie und hoher Forschungskompetenz entlang der Wertschöpfungskette zunehmend eigene Einrichtungen für die Koordination regionaler technologischer Entwicklungen für Grüne Gase	Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CS Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie IMW Fraunhofer Elektrolysetest- und -versuchsplattform ELP Fraunhofer-Institut für Wasserstoff- und Kohlenstoff-Prozesstechnik IWKP Infrastruktur: House of Transfer, Hydrogen Lab	anwendungsorientierte Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen als Vertragsforschung öffentlich finanzierte Forschungsvorhaben	
15	Virtuelles Wasserstoffinstitut der deutschen Energiewirtschaft beim Deutschem Verband des Gas- und Wasserfachs e.V.	Verein, FuE-Projekt	angekündigt	-	-	Forschungs- und Zertifizierungseinrichtung Nutzung lokaler Kompetenzträger der IRMD wie bspw. DBI-Gruppe als hauseigene Gesellschaften	Deutscher Verband des Gas- und Wasserfachs e.V. - technisch-wissenschaftlicher Verein (DVGW) Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV)	Mitgliedsbeiträge aus beiden Gründungsverbänden	angekündigt 2020

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	innerhalb IRMD	Beschreibung	Zusammensetzung, Beteiligte Einrichtungen	Finanzierung	Zeitplan
16	LF Gruppe, Energieforen GmbH	GmbH	aktiv	Leipzig	a	<p>Sitz in Leipzig aber Fokus auf ganz Deutschland</p> <p>umfangreiche Veranstaltungs- und Netzwerkplattform mit sehr großem Netzwerk in ganz Deutschland zur Energiewirtschaft, insbes. zu Stadtwerken, KMU, Lehrstühle</p> <p>neues Veranstaltungsformat für Grüne Gase: H2 Network, zweitägige Konferenz in Leipzig</p>	<p>LF Gruppe:</p> <p>Ausgründung aus der Universität Leipzig im Jahr 2000</p> <p>privatwirtschaftliches Unternehmen mit zahlreichen Angeboten in Form von thematischen Foren zu: Versicherungswirtschaft, Bankenwesen, Immobilienwirtschaft, IT, u.a.</p> <p>Energieforen:</p> <p>2010 Gründung</p> <p>50 Mitarbeiter</p> <p>Verwaltung und Forschung</p>	<p>Veranstaltungsformate</p> <p>Beratungsleistungen</p> <p>Mitwirkung an Forschungsprojekten</p>	seit 2000
17	EnergyCity Leipzig	Infrastruktur	angekündigt	Leipzig	a	<p>Bauliche Infrastrukturmaßnahme zur Ansiedlung von Unternehmen und Forschungseinrichtungen in Leipzig-Thekla</p> <p>Alternative zur Ansiedlung eines eigenen Kompetenzzentrums Grüne Gase für IRMD</p>		-	geplant für 2022
18	Wasserstoffagentur Ostdeutschland	Leitstelle	angekündigt	Berlin (?)		<p>Grundlage: Studie H2-Masterplan für Ostdeutschland vom Mai 2021, beauftragt von VNG AG, durchgeführt von Fraunhofer IEG, ISI und IKTS</p> <p>Wasserstoffagentur Teil der Handlungsempfehlung, Skizzierung als "bundeslandübergreifendes Stakeholdergremium"</p> <p>Monitoring und Beratung: diverse Expertengremien</p> <p>Geschäftsstelle: Berlin, zum Zweck der Nähe zur Bundespolitik</p>	<p>Bundesländer, IHKS, Verbände, Vereine, Netzwerke, Cluster, FuE-Einrichtungen, strukturgebende Unternehmen</p>	<p>verschiedene Vorschläge:</p> <p>Umlagefinanzierung durch Teilnehmer Projekte</p> <p>(wechselnde) Bezuschussung aus Ländern</p>	<p>skizziert 2021</p>

#	Einrichtung	Typ	Status	Sitz, Standort	innerhalb IRMD	Beschreibung	Zusammensetzung, Beteiligte Einrichtungen	Finanzierung	Zeitplan
19	H2-Hub-BLK beim Wirtschaftsförderkreis Sachsen-Anhalt Süd e.V	AG	aktiv	Zeitz	a	Entwicklung der Themen und Projekte zur H2-Infrastruktur, -Erzeugung und -Nutzung	Bündnisbildung durch: Wirtschaftsförderkreis Sachsen-Anhalt Süd e.V.  loser Kreis aus strukturgebenden Unternehmen der Region: MIBRAG, Infra-Zeitz, Stadtwerke Zeitz AG SAS, GETEC, Südzucker Group	-	seit 2021



---

## Literaturverzeichnis Anhang

---

- [Airliquide 2021] Airliquide (2021): Floatglas-Inertisierung für optimale Glasqualität. Online verfügbar unter <https://de.airliquide.com/ihre-branche/glas>, (Zugriff am 25. NOV 2021).
- [Amec Foster Wheeler 2017] Amec Foster Wheeler; IEAGHG: Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS. FEB 2017
- [Amec Foster Wheeler 2017b] Amec Foster Wheeler; IEAGHG: Reference data and supporting literature Reviews for SMR based hydrogen production with CCS. MRZ 2017
- [Bayer 2021] Bayer. Online verfügbar unter: <https://www.bayer.com/de/de/bitterfeld-startseite>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Becker et al. 2012] Becker, W., L.; Braun, R., J. (Colorado School of Mines); Penev, M.; Melaina, M. (National Renewable Energy Laboratory): Production of Fischer-Tropsch Liquid Fuels from High Temperature Solid Oxide Co-Electrolysis Units. Energy Nr. 47/1. 1. NOV 2012, S.99-115
- [BEKON 2017] BEKON: BEKON dry fermentation technology. 2017; [https://www.bekon.eu/wp-content/uploads/2015/11/BEKON\\_Brosch%C3%BCre\\_EN\\_Web.pdf](https://www.bekon.eu/wp-content/uploads/2015/11/BEKON_Brosch%C3%BCre_EN_Web.pdf) (Zugriff am 10. OKT 2020).
- [BEKON 2021] BEKON: Die BEKON Technologie. 2021; <https://www.bekon.eu/technologie/> (Zugriff am 24. APR 2021)
- [BET et al. 2019] BET; Fichtner; Prognos: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz: Teilvorhaben Iif: Windenergie auf See. JUL 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).
- [Blass 2012] Blass, E. (Biogasanlage Völklingen GmbH): Bioabfall – die stille Energieresource der Kommunen; 22 JUN 2012
- [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)
- [BMU 2021] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) - Klimaschutz: Dekarbonisierung in der Industrie. 2021; <https://www.bmu.de/themen/forschung-foerderung/foerderung/foerdermoeglichkeiten/details/31/> (Zugriff am 24. 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/DE/Themen/Mobilitaet/Elektromobilitaet/Elektromobilitaet-im-schieneverkehr/elektromobilitaet-im-schieneverkehr.html> (Zugriff am 24. APR 2021)
- [BMVI 2021c] 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)
- [BMVI 2021d] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Bekanntmachung Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Entwicklung regenerativer Kraftstoffe vom 5. Mai 2021. BAnz AT 27.05.2021 B3. Berlin, 27. MAI 2021
- [BMVI 2021e] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Richtlinie über die Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur (Richtlinie KsNI) vom 2. August 2021. Berlin, 29. JUL 2021
- [BMWi 2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Förderbekanntmachung Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ vom 18. Oktober 2018. 18. OKT 2018
- [BMWi 2019] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energiedaten. 22. JAN 2019; <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Zugriff am: 25. FEB 2021)
- [BMWi 2019b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“. 18. JUL 2019; [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.html) (Zugriff am: 26. JAN 2021).
- [BMWi 2020] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, JUN 2020
- [BMWi 2020b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energiedaten; 23 OKT 2020; <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Zugriff am: 25. FEB 2021)
- [BMWi 2021] 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
- [Bremer et al. 2020] J. Bremer, J.; R.T. Zimmermann; Prof. Dr.-Ing. K. Sundmacher: FOrCAST – A novel pilot-plant concept for CO<sub>2</sub>methanation under dynamic conditions, Journal „Chemie Ingenieur Technik“, Nr. 9, 2020, S. 1361. 28. <https://doi.org/10.1002/cite.202055088> AUG 2020
- [BTA 2021] BTA: BTA® Prozess zur mechanisch-biologischen Abfallbehandlung. 2021; <http://www.bta-international.de/der-bta-prozess/bta-prozess.html> (Zugriff am 24. APR 2021)
- [Bui, M. et al. 2018] Bui, M. et al.: Carbon capture and storage (CCS). In: Energy & Environmental Science 11 (5) 2018. DOI: 10.1039/C7EE02342A JAN 2020
- [Bukold 2020] Bukold, S. (EnergyComment), in Auftrag von Greenpeace Energy eG: Kurzstudie Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. JAN 2020
- [CAC 2021] Chemieranlagenbau Chemnitz GmbH (CAC): Geschäftsfelder: CHLOR-ALKALI-ELEKTROLYSE; <https://www.cac-chem.de/cac/Geschaeftsfelder/Chlor-Alkali-Elektrolyse.aspx> (Zugriff am: 24. NOV 2021)
- [Climeworks 2017] Climeworks AG: Climeworks Plant. Zürich, 27. SEP 2017
- [Climeworks 2021] Climeworks AG: The world’s biggest climate-positive direct air capture plant: Orca! 01. MRZ 2021. <https://climeworks.com/orca-4000ton-dac-facility> (Zugriff am 26. APR 2021)
- [de Klerk 2011] de Klerk, A.: Fischer-Tropsch-Refining. Wiley-VCH, 10 JUL 2011; ISBN: 978-3-527-32605-1
- [Deutsche WindGuard 2015] Deutsche WindGuard: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. Varel, DEZ 2015
- [Dieterich et al. 2020] Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spliethoff, H.; Fendt, S.: Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review. Energy Environ. Sci., 2020, 13, 3207.
- [DLR et al. 2015] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR); Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; KBB Underground Technologies GmbH: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart, 05. FEB 2015
- [Döhring 2019] Döhring, C. (Geschäftsführer GETEC green energy GmbH): Der Energiepark Zerbst – Ein Beitrag zur Energiewende. Vortrag. 29. OKT 2019
- [DOW 2021] DOW Olefinverbund GmbH: Dow in Mitteldeutschland; <https://de.dow.com/de-de/standorte/mitteldeutschland.html> (Zugriff am: 22. FEB 2021)

- [DPG 2021] Danpower Gruppe: Grimma Blockheizkraftwerk; <https://www.danpower.de/de/kompetenz-und-service/standorte/grimma> (Zugriff am: 25 MAI 2021)
- [DPGB 2021] Danpower Gruppe (DPGB): Delitzsch: Biomassekraftwerk; <https://www.danpower.de/de/kompetenz-und-service/standorte/delitzsch> (Zugriff am: 03 JUN 2021)
- [Dr. Laure Plasmatechnologie 2021] Dr. Laure Plasmatechnologie: Silizium Herstellung. Online verfügbar unter <http://laure-plasma.de/anwendungen/silizium-herstellung/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Duong, C. et al. 2019] Duong, C. et al.: Quest carbon capture and storage offset project. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 89 2019. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.06.001.
- [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): 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)
- [EC 2014] European Commission (EC): Horizon 2020 – Work Programme 2014-2015: General Annexes: G. Technology readiness levels (TRL). 23 JUL 2014; [http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014\\_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf) (Zugriff am 28.4.2021)
- [EC 2019] European Commission (EC): Innovation Fund. 2019; [https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund\\_en#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en#tab-0-0) (Zugriff am 23. APR 2021)
- [EC 2019b] European Commission (EC): Innovation Fund. 2019; <https://ec.europa.eu/inea/en/innovation-fund> (Zugriff am 23. APR 2021)
- [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
- [Ecofys 2018] Ecofys – a Navigant Company, im Auftrag von DVGW: Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem. 12. OKT 2018
- [Ecogreen Oleochemicals 2021] Ecogreen Oleochemicals. Online verfügbar unter <http://www.dhw-ecogreenoleo.de/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [EE News 2014] EE News: Axpo - Neue Kompogasanlage produziert jährlich 7 Mio. kWh Biogas. 28. OKT 2014; <http://www.ee-news.ch/de/biomasse/article/29826/axpo-neue-kompoga>
- [EMS 2021] Erdgas Mittelsachsen GmbH: Über uns.; <https://www.ems.de/index.php?id=33> (Zugriff am: 23. FEB 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)
- [EQHHPP 1991] Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP), Volume II - Technical Report 2, SECTION V-iv.26, Final Report, MRZ 1991
- [EVH 2019] EVH GmbH: Fernwärmeatlas Halle 2019; Stand 2019; <https://evh.de/privatkunden/waerme/fernwaerme> (Zugriff am: 16. SEP 2021)
- [EWA 2021] Ewa Altenburg: So erzeugen wir Nahwärme; <https://www.ewa-altenburg.de/privatkunden/waerme/nahwaerme/> (Zugriff am: 26 MAI 2021)
- [E-world 2019] E-world – Pressemitteilung: Grünes Licht für erste industrielle Power-to-Gas-Anlage im schweizerischen Dietikon. OKT 2019; <https://www.e-world-essen.com/de/presse/aussteller-kuendigen-an/single-view/gruenes-licht-fuer-erste-industrielle-power-to-gas-anlage-im-schweizerischen-dietikon> (Zugriff am: 02. MRZ 2021)
- [Far Offshore Renewables 2021] Far Offshore Renewables: The Market need for Hydrogen. Online verfügbar unter <http://www.faroffre.com/page6.html> , (Zugriff am 25. NOV 2021).
- [Fasihi et al. 2016] Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, Chr.: Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Energy Procedia Nr. 99. NOV 2016, S. 243-268
- [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)
- [FHW 2021] Fernwärme Hohenmölsen-Webau: Fernwärme GmbH Hohenmölsen-Webau; <https://www.fwhw.de/> (Zugriff am: 03. JUN 2021)
- [FNB Gas 2020] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.: Konsultation mit dem BMWi. Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. 1. JUL 2020
- [Fraunhofer IMWS 2020] Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS: »Grüner« Wasserstoff als Impulsgeber für eine nachhaltige Chemieindustrie. 06. AUG 2020; [www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/spatenstich\\_elektrolysetest\\_versuchsplattform\\_elp\\_leuna.html](http://www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/spatenstich_elektrolysetest_versuchsplattform_elp_leuna.html) (Zugriff am: 26. JAN 2021).
- [FSZ 2021] Stadtwerke Zeitz: Fernwärme; <https://www.stadtwerke-zeitz.de/energiesdienstleistungen/fernwaerme> (Zugriff am: 04. JUN 2021)
- [FWEBD 2021] Fernwärme – Energiewerke Bad Dürrenberg GmbH: Unsere Geschäftsfelder; <https://www.fwewdbg.de/leistungen.htm> (Zugriff am: 20. JUN 2021)

- [Global Bioenergies 2021] Global Bioenergies. Online verfügbar unter: <https://www.global-bioenergies.com/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Global CCS Institute 2019] Global CCS Institute: Facilities Database. Online: <https://co2re.co/FacilityData> (Zugriff am 29. APR 2021)
- [Gries 2021b] Gries, T. (Air Liquide Deutschland GmbH): Telefon-Interview, 12. FEB 2021
- [Guardianglass 2021] Guardian Glass: See whats possible. Online verfügbar unter: [https://www.guardianglass.com/eu/en?utm\\_source=google&utm\\_medium=organic&utm\\_campaign=google-business&utm\\_content=website&utm\\_term=ggthalheim](https://www.guardianglass.com/eu/en?utm_source=google&utm_medium=organic&utm_campaign=google-business&utm_content=website&utm_term=ggthalheim), (Zugriff am 06. DEZ 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
- [Güssing Energy 2014] Güssing Energy Technologies: Biogas-Netzeinspeisung - Organische Reststoffe; 4. JUL 2014; <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasgestehung/organische-reststoffe.html> (Zugriff am 29. APR 2021)
- [H2 MOBILITY 2021] H2 MOBILITY: H2 tanken; <https://h2.live/> (Zugriff am 03. MÄR 2021).
- [Haberstroh 2019] Haberstroh, C. (TU Dresden): Persönliche Mitteilung (E-Mail) Büniger, U. (LBST); 9. JAN 2019
- [Hein & Schneble 2008] Hein, T.; Schneble, H.: Ist die Kompostierung von Bioabfällen noch zeitgemäß? Mit Biogas mehr Energieeffizienz. 12 SEP 2008
- [Höfer Metall 2021] Höfer HMT. Online verfügbar unter: <https://www.hoefer-hmt.de/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [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)
- [Hydro 2021] Hydro Aluminium Gießerei Rackwitz GmbH. Online verfügbar unter: <https://www.hydro.com/de-DE/uber-hydro/hydro-weltweit/europe/deutschland/rackwitz/hydro-aluminium-giesserei-rackwitz-gmbh/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [HYPOS 2019] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V.: HYPOS East Germany. Reallabor GreenHydroChem startet in Leuna. [https://www.hypos-eastgermany.de/blog/single/news\\_greenhydrochem/](https://www.hypos-eastgermany.de/blog/single/news_greenhydrochem/) (Zugriff am: 20.09.2021).
- [HYPOS 2020] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V.: HYPOS East Germany. [www.hypos-eastgermany.de/](http://www.hypos-eastgermany.de/) (Zugriff am: 24. NOV 2020).
- [HYPOS 2020a] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (HYPOS): Industrielle Anwendung der SUNFIRE-

- Hochtemperaturelektrolyse startet - HYPOS-Projekt rSOC erfolgreich abgeschlossen. Pressemitteilung Leipzig, 03. DEZ 2020; [https://www.HYPOS-eastgermany.de/fileadmin/content/content/2020/Pressemitteilungen/201203\\_HYPOS\\_PM\\_rSOC.pdf](https://www.HYPOS-eastgermany.de/fileadmin/content/content/2020/Pressemitteilungen/201203_HYPOS_PM_rSOC.pdf) (Zugriff am: 22. FEB 2021)
- [HYPOS 2021] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V.: HYPOS East Germany. <https://www.hypos-eastgermany.de/wasserstoffprojekte/wir-h2-transferregion-leipzig/> (Zugriff am: 20.09.2021)
- [HYPOS 2021b] Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V.: H2-Transferregion Leipzig; [www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/wir-h2-transferregion-leipzig/](http://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/wir-h2-transferregion-leipzig/) (Zugriff am: 26. JAN 2021).
- [HYPOS 2021c] Persönliche Kommunikation. 02.FEB 2021
- [HZwo 2021] HZwo e.V.; 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: 01. JUN 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
- [IEA 2019] International Energy Agency (IEA), Bericht für den G20 Gipfel in Japan: The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. JUN 2019
- [inetz 2018a] inetz: Preisblatt Netzentgelte Strom 2019. 20. DEZ 2018; [https://www.inetz.de/fileadmin/dokumente/03\\_Netzzugang/01\\_Netzentgelte/Strom/20181219\\_S\\_Preisblatt\\_2019.pdf](https://www.inetz.de/fileadmin/dokumente/03_Netzzugang/01_Netzentgelte/Strom/20181219_S_Preisblatt_2019.pdf) (Zugriff am: 25. FEB 2021)
- [inetz 2018b] inetz: Preisblatt Netzentgelte Gas 2019. 6. DEZ 2018; [https://www.inetz.de/fileadmin/dokumente/03\\_Netzzugang/01\\_Netzentgelte/Gas/20181206\\_G\\_Preisblatt\\_2019.pdf](https://www.inetz.de/fileadmin/dokumente/03_Netzzugang/01_Netzentgelte/Gas/20181206_G_Preisblatt_2019.pdf) (Zugriff am: 25. FEB 2021)
- [Investieren in ST 2019] [www.investieren-in-sachsen-anhalt.de](http://www.investieren-in-sachsen-anhalt.de): Spatenstich für neuen Wasserstoff-Verflüssiger bei Linde in Leuna – Investition in die Zukunft. 30. OKT 2019; <https://www.investieren-in-sachsen-anhalt.de/presse/nachrichten-iisa/2019/11/spatenstich-fuer-neuen-wasserstoff-verfl> (Zugriff am: 23. NOV 2020)
- [IÖW 2015] Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW): Biomethan im Energiesystem - Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Berlin, MRZ 2015
- [IRENA 2018] International Renewable Energy Agency (IRENA): Biogas for road vehicles: Technology brief. Abu Dhabi, 2018

- [IRENA 2019a] International Renewable Energy Agency (IRENA): Future of solar photovoltaic. NOV 2019
- [IRENA 2019b] International Renewable Energy Agency (IRENA): Future of wind. OKT 2019
- [ISE 2018] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE): Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. Freiburg, MRZ 2018
- [Jauslin Stebler 2013] Jauslin Stebler: Erdgas-Röhrenspeicher Urdorf. 2013;  
<https://www.jauslinstebler.ch/VGA/VEM/projekte/erdgas-roehrenspeicher-urdorf.html> (Zugriff am: 02. MRZ 2021)
- [KEI 2021] Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) der Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH: Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“. 2021;  
<https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/> (Zugriff am 24 APR 2021)
- [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)
- [König et al. 2015] König, D., H.; Freiberg, M.; Dietrich, R-U.; Wörner, A.: Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons. Fuel Nr. 159. 01. NOV 2015, S. 289-297
- [König et al. 2015b] König, D., H.; Baucks, N.; Dietrich, R-U; Wörner, A.: Simulation and evaluation of a process concept in the generation of synthetic fuel from CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>. Energy Nr. 91. NOV 2015, S. 833-841
- [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
- [KTBL 2012] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL): Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft - KTBL-Schrift 495. 2012
- [Larsen et al. 1998] Larsen, H., H., (Haldor Topsoe); Anders Gedde-Dahl, A.; Kristiansen, K., J. (Statoil): “The 2,400 MTPD Methanol Plant at Tjeldbergodden”. Vortrag auf der World Methanol Conference, Frankfurt, Germany, 8-10 DEZ 1998
- [lastauto Omnibus 2017] lastauto Omnibus Katalog; ETM EuroTransportMedia Verlags- und Veranstaltungs-GmbH, Stand August 2016
- [LBST & Bauhaus Luftfahrt e.V. 2016] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Bauhaus Luftfahrt e.V.: Power-to-Liquids Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA). SEP 2016.
- [LBST & Hincio 2019] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST); Hincio: Future Fuel for Road Freight. Studie für die Fondation Tuck. 19. FEB 2019;  
<http://fondation-tuck.fr/upload/docs/application/pdf/2019->



- [03/future-fuel-road-freight-report\\_lbst-hinicio\\_2019-02-19.pdf](#)  
 (Zugriff am 29. APR 2021)
- [LBST 2016] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), im Auftrag der Open Grid Europe GmbH: Vergleich CNG und LNG zum Einsatz in LKW im Fernverkehr. MAI 2016
- [LBST 2020] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), im Auftrag und in Zusammenarbeit mit dem World Energy Council Germany (WEC): International Hydrogen Strategies. SEP 2020
- [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.
- [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> (Zugriff am: 31. Mai 2021)
- [LocalHy 2020] Projekt LocalHy: Idee und Fakten. <https://www.LocalHy.de/> (Zugriff am: 13. NOV 2020)
- [LSTW 2021] Leipziger Stadtwerke: Fernwärme; <https://zukunft-fernwaerme.de/> (Zugriff am: 03. JUN 2021)
- [LVZ 2021] Leipziger Volkszeitung: Stadtwerke Delitzsch bauen Fernwärmeversorgung aus. 07. APR 2018; <https://www.lvz.de/Region/Delitzsch/Stadtwerke-Delitzsch-bauen-Fernwaermeversorgung-aus> (Zugriff am: 10. JUN 2021)
- [LVZ 2021] LVZ (2021): Region Leipzig-Halle soll Weltspitze beim Thema Wasserstoff werden. Online verfügbar unter <https://www.lvz.de/Region/Mitteldeutschland/Region-Leipzig-Halle-soll-Weltspitze-beim-Thema-Wasserstoff-werden>, (Zugriff am 25. NOV 2021).
- [MAD 2021] MAD Recycling: Neue Werte Schaffen. Online verfügbar unter: <https://www.mad-recycling.com/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Maximator 2020] Maximator Hydrogen GmbH: Kompetenz in Wasserstoff, Anlagentechnik. <https://www.maximator-hydrogen.de/> (Zugriff am: 1. NOV 2020)
- [McDonald, S. 2017] McDonald, S.: Illinois Industrial Carbon Capture & Storage Project. Bioeconomy 2017, 11. JUL 2017.
- [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
- [McPhy 2015] McPhy- Pressemitteilung: McPhy Energy awarded a maintenance contract for Audi. 21. MAI 2015; <https://mcphe.com/en/press->

- [releases/power-to-gas-mcphy-energy-awarded-a-maintenance-contract-for-audi/](#) (Zugriff am 28.04.2021)
- [Metropolregion Mitteldeutschland GmbH 2021] Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH (2021): Grünes Licht für elf Strukturwandel-Projekte im Mitteldeutschen Revier. Online verfügbar unter <https://www.innovationsregion-mitteldeutschland.com/gruenes-licht-fuer-elf-strukturwandel-projekte-im-mitteldeutschen-revier-2/>, (Zugriff am 25. NOV 2021).
- [MicroPro 2020] MicroPro GmbH: Regenerative Wasserstoffproduktion; [https://www.micropro.de/forschung-entwicklung\\_wasserstoffproduktion.htm](https://www.micropro.de/forschung-entwicklung_wasserstoffproduktion.htm) (Zugriff am: 24. NOV 2020)
- [MinAscen 2021t] MinAscent Technologies GmbH. Online verfügbar unter: <http://www.minascent.com/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [MITNETZ GAS 2021] MITNETZ GAS: Persönliche Korrespondenz am 09. MÄR 2021.
- [Model Sachsen Papier 2021] Model Sachsen Papier GmbH. Online verfügbar unter: <https://www.paper-world.com/de/firma/model-sachsen-papier-gmbh-eilenburg-2052288>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Monson et al. 2007] Monson, K., D.; Esteves, S., R.; Guwy, A., J.; Dinsdale, R., M.: Kompogas Biowastes Treatment Sites in Zurich – Otelfingen. 2007.
- [Moultak et al. 2017] Moultak, M.; Lutsey, N.; Hall, D.: Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles; White paper International Council on Clean Transportation (ICCT), SEP 2017; [https://theicct.org/sites/default/files/publications/Zero-emission-freight-trucks\\_ICCT-white-paper\\_26092017\\_vF.pdf](https://theicct.org/sites/default/files/publications/Zero-emission-freight-trucks_ICCT-white-paper_26092017_vF.pdf) (Zugriff am 29. APR 2021)
- [MPI-Magdeburg 2020] Max-Planck-Institut Magdeburg (MPI-Magdeburg): Dynamic Hydrogen Production via Water Electrolysis. [https://www.mpi-magdeburg.mpg.de/977811/energy\\_storage](https://www.mpi-magdeburg.mpg.de/977811/energy_storage) (Zugriff am: 12. NOV 2020)
- [MZ 2019] Mitteldeutsche Zeitung (MZ): Strom- und Dampfversorger: Enviatherm baut im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen sein Kraftwerk um. 27. AUG 2019; <https://www.mz.de/lokal/bitterfeld/strom-und-dampfversorger-enviatherm-baut-im-chemiepark-bitterfeld-wolfen-sein-kraftwerk-um-1593447> (Zugriff am: 04 JUN 2021)
- [Nature Energy 2020] Nature Energy: Nature Energy starts construction of a new large-scale Kvaers biogas plant in Southern Jutland. 2. OKT 2020; <https://natureenergy.dk/en/node/270> (Zugriff am 04. MRZ 2021)
- [NHEG & LBST 1992] Norsk Hydro A.S.; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Norwegian Hydro Energy in Germany (NHEG); Final report, MAI 1992
- [Nørgaard 2005] Nørgaard, T. (Haldor Topsøe): Persönliche Mitteilung (E-mail) an Weindorf, W. (LBST), 10 AUG 2005

- [NOW 2021e] NOW GmbH: Wasserstoff und Brennstoffzelle. 2021;  
<https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/wasserstoff-und-brennstoffzelle> (Zugriff am 24 APR 2021)
- [NREL 2018] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Current Central Hydrogen Production from Grid PEM Electrolysis. H2A version 3. 28 FEB 2018
- [ONTRAS 2021] ONTRAS Gastrabsport GmbH: Unternehmen;  
<https://www.ontras.com/de/unternehmen/> (Zugriff am: 12. APR 2021)
- [OPTERRA 2021] OPTERRA: A CRH COMPANY. Online verfügbar unter:  
<https://www.opterra-crh.com/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Pacos 2021] PaCos: Patina Cosmetic Service. Online verfügbar unter:  
<https://www.pacos-gmbh.de/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Péretz-Fortes et al. 2016] Perez-Fortes, M.; Schoneberger, J., C.; Boulamanti, A.; Tzimas, E.: Methanol synthesis using captured CO<sub>2</sub> as raw material: Techno-economic and environmental assessment. Applied Energy Nr. 161. 1. JAN 2016, S. 718-732
- [Planet et al. 2014] PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR; Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund; KBB Underground Technologies GmbH: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. 31. MRZ 2014
- [PreZero 2021] PreZero Service Sachsen Anhalt. Online verfügbar unter:  
<https://www.paper-world.com/de/firma/model-sachsen-papier-gmbh-eilenburg-2052288>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Prozesstechnik 2020] prozesstechnik online: Elektrolyseanlage in Delfzijl, Nouryon-geführtes Konsortium erhält EU-Subvention für grünen Wasserstoff. 22. JAN 2020;  
<https://prozesstechnik.industrie.de/news-chemie/nouryon-gefuehrtes-konsortium-erhaelt-eu-subvention-fuer-gruenen-wasserstoff/> (Zugriff am: 24. NOV 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)
- [PtJ 2021c] Projektträger Jülich (PtJ): Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). 2021;  
<https://www.ptj.de/nip> (Zugriff am 23 APR 2021)

- [Ragwitz et al. 2021] Ragwitz M., Kschammer K., Hanßke A., Pfluger B., Unger A., Wietschel M., Neuwirth M., Zenker A., Horvat D., Jahn M. (2021): Wasserstoff-Masterplan für Ostdeutschland. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IKTS, IEG und ISI. Online verfügbar unter: <https://www.vng.de/de/newsroom/2021-05-20-wasserstoff-masterplan-fuer-ostdeutschland-zeigt-schritte-fuer-den-aufbau>. (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Ringrose, P. S. 2018] Ringrose, P. S.: The CCS hub in Norway. In: Energy Procedia 146 2018. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.07.021.
- [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
- [Saint Gobain 2021] Saint Gobain. Online verfügbar unter: <https://www.saint-gobain.de/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Schmid 2018] Schmid, W. (Kompogas): Biokraftstoffe aus Biomüll am Beispiel des Kompogas-Verfahrens; E-world 2008, 19. FEB 2008
- [Schmidt et al. 2018] Schmidt, P.; Batteiger, V.; Roth, A.; Weindorf, W.; Raksha, T.: Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation. 05. JAN 2018
- [Schroeter 2013] Stefan Schroeter, Energiejournalist: Kraftwärme-Kopplung mit Erdgas in Meuselwitz; 01. NOV 2013; <https://www.stefanschroeter.com/698-kraftwaerme-kopplung-mit-erdgas-in-meuselwitz.html#.YSS2zY4zY2w> (Zugriff am: 06 JUN 2021)
- [SCHWENK] SCHWENK Beton Anhalt GmbH. Online verfügbar unter: <https://www.schwenk.de/betongesellschaft/schwenk-beton-anhalt-gmbh-co-kg/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Siemens 2018] Siemens: Baustart der weltgrößten PEM-Wasserstoffpilotanlage. 16. APR 2018; <https://press.siemens.com/global/de/pressemitteilung/baustart-der-weltgroessten-pem-wasserstoffpilotanlage> (Zugriff am 28. APR 2021)
- [Silicon products 2021] Silicon products: Research engineering production. Online verfügbar unter: <https://silicon-products-gmbh.com/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [SKWP 2021] SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH: Unternehmen und Produkte; <https://www.skwp.de/> (Zugriff am: 23. FEB 2021)
- [SL 2021] Stadt Lützen, Zuständigkeit bei Ver- und Entsorgung der Stadt Lützen; [https://www.stadt-luetzen.de/de/ver-und-entsorgung\\_buergerservice1.html](https://www.stadt-luetzen.de/de/ver-und-entsorgung_buergerservice1.html) (Zugriff am: 03. JUN 2021)
- [Solarify 2019] Solarify: Erstes PV-Kraftwerk Deutschlands ohne EEG-Förderung - EnBW will ersten zuwendungsfreien Solarpark bauen. 9. FEB 2019
- [SSK 2021] Stadtwerke Schkeuditz GmbH (SSK): Fernwärme; <https://stadtwerke-schkeuditz.de> (Zugriff am: 03 MAI 2021)

- [Stadtwerke Leipzig 2020a] Stadtwerke Leipzig: Neue BHKW in Möckern und Lausen, [www.l.de/gruppe/presse/pressemitteilungen/pressemeldung](http://www.l.de/gruppe/presse/pressemitteilungen/pressemeldung); (Zugriff am: FEB 2021)
- [Stadtwerke Leipzig 2020b] Stadtwerke Leipzig: Die Zukunft der Leipziger Fernwärme <https://zukunft-fernwaerme.de/> (Zugriff am: FEB 2021)
- [Steinbach 2021] Steinbach Keramik. Online verfügbar unter: <http://www.keramiksteinbach.de/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [Stephan 2020] Stephan, D. für Process - Chemie, Pharma, Verfahrenstechnik: „Wasserstoff im Chemiepark - Vom Chemie- zum Energiepark: Werden die Chemie-Standorte zum Wasserstoff-Hub?“. 02. FEB 2020; <https://www.process.vogel.de/vom-chemie-zum-energiepark-werden-die-chemie-standorte-zum-wasserstoff-hub-a-902047/> (Zugriff am: 24. NOV 2020)
- [Sunfire 2018] Sunfire: Sunfire-HYLINK. APR 2018
- [Sunfire 2020] Sunfire: GRINHY2.0: Sunfire liefert weltweit größten Hochtemperatur-Elektrolyseur an Salzgitter Flachstahl. 25. AUG 2020; <https://www.sunfire.de/de/news/detail/sunfire-liefert-weltweit-groessten-hochtemperatur-elektrolyseur-an-salzgitter-flachstahl> (Zugriff am 28. APR 2020)
- [SWB 2021] Städtische Werke Borna GmbH: Fernwärme – die Alternative; <https://stadtwerke-borna.de/produkte/warme/fernwaerme/> (Zugriff am: 25. MAI 2021)
- [SWE 2021] Stadtwerke Eilenburg: Wärme; <https://www.eilenburger-stadtwerke.de/waerme> (Zugriff am: 05 JUN 2021)
- [SWH 2021] Stadtwerke Hettstedt: Wärme; <https://stadtwerke-hettstedt.de/waerme.html> (Zugriff am: 02. JUN 2021)
- [SWLE 2021] Stadtwerke Lutherstadt Eisleben GmbH: Fernwärme; <https://sle24.de/privatkunden/produkte/waerme/fernwaerme/> (Zugriff am: 03 JUN 2021)
- [SWMB 2021] Stadtwerke Merseburg: Wärme / Warmwasser; <https://www.stadtwerke-merseburg.de/waerme-warmwasser.html> (Zugriff am: 21. JUN 2021)
- [SWS 2021] Stadtwerke Sangerhausen; <https://www.stadtwerke-sangerhausen.de/> (Zugriff am: 04. JUN 2021)
- [SWSF 2021] Stadtwerke Schmölln GmbH: Unternehmen; <https://www.stadtwerke-sln.de/unternehmen/portrait/> (Zugriff am: 01 JUN 2021)
- [Total 2021] TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH: Home; <https://de.total.com/de/die-total-gruppe-deutschland/projekte-fuer-bessere-energie-deutschland/die-total-raffinerie-leuna-mobilitaet-fuer-eine-ganze-region> (Zugriff am: 17. FEB 2021)
- [Trinomics & LBST 2020] Trinomics; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), im Auftrag der Europäischen Kommission (DG Ener): 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
- [TWN 2021] Technische Werke Naumburg GmbH: Fernwärme für ein gemütliches Zuhause; <https://www.twn-naumburg.de/privatkunden/waerme> (Zugriff am: 01. JUN 2021)
- [UBA 2019] Umweltbundesamt (UBA): CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland - Ein Überblick über die Handlungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile. 29. AUG 2019
- [Uni Weimar 2019] Bauhaus-Universität Weimar - Bauhaus-Institut für zukunftsweisende Infrastruktursysteme (b.is) (im Auftrag der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (Thega)): Wasserstoff in Thüringen - Ausgangslage, Potentiale und Handlungsoptionen, Gutachterliche Betrachtung, Auftragnehmer Bauhaus-Universität Weimar; Weimar, OKT 2019
- [UWDK 2021] Umweltdienste Kedenburg; Entsorgen, Behandeln, Veredeln; <https://www.umweltdienste-kedenburg.de/> (Zugriff am: 02. JUN 2021)
- [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-Dal & Bouallou 2013] Van-Dal, É., S.; Bouallou, C.: Design and simulation of a methanol production plant from CO<sub>2</sub> hydrogenation. Journal of Cleaner Production Nr. 57. 15. OKT 2013, S. 38-45
- [Vernconex 2020] Vernconex AG: Unser Geschäftsfeld, Die wichtigsten technischen Komponenten, die bei Vernconex zum Verkauf stehen, sind; <https://vernconex.com/unser-geschaeftsfeld/?lang=de#1598011607020-c8d6aede-5b26> (Zugriff am: 18. NOV 2020)
- [Villeroy&Boch 2021] Villeroy & Boch 1748. Online verfügbar unter: <https://www.villeroy-boch.de/>, (Zugriff am 06. DEZ 2021)
- [VNG 2021] VNG Gasspeicher GmbH: Starkes Doppel: Speicherstandorte; <https://www.vng-gasspeicher.de/speicherstandorte> (Zugriff am: 06. AUG 2021)
- [VNG et al. 2019] Bundesregierung würdigt Vorhaben zu Erzeugung, Speicherung und Transport von grünem Wasserstoff: Energiepark Bad Lauchstädt erhält Zuschlag für die Antragsphase des 7. Energieforschungsprogramms, JUL 2019
- [Wagner, Elbling & Company 2020] Wagner, Elbling & Company: Commit to Connect 2050 - Zielbild Energieinfrastrukturen für Ostdeutschland. APR 2020

- [WI et al. 2018] Wuppertal Institut (WI); 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
- [WIR 2014] WIR – Wirtschaft Regional: Neue Kohlendioxid-Produktion in Lüdinghausen. 18. NOV 2014; <https://www.wirtschaft-regional.net/branche/entsorgung-recycling/neue-kohlendioxid-produktion-in-luedinghausen/#:~:text=L%C3%BCdinghausen,bereits%20im%20November%202013%20statt> (Zugriff am: 04. MRZ 2021)
- [WJLAW 2021] Wurzener Land-Werke: Kommunales Unternehmen für die Daseinsvorsorge; <https://land-werke.de/> (Zugriff am 22. MAI 2021)
- [World Biogas Association 2020] World Biogas Association: 8. Case Study 3: Nature Energy. 19 MAI 2020; <https://www.worldbiogasassociation.org/8-case-study-3-nature-energy/> (Zugriff am 26. APR 2021)
- [WSF 2021] Stadtwerke Weißenfels GmbH: Fernwärme; <https://stadtwerke-wsf.de/privatkunden/waerme/versorgungsgebiet> (Zugriff am: 27. MAI 2021)
- [Zauner et al. 2019] Zauner, A.; Böhm, H.; Rosenfeld, D., C.; Tichler, R. (STORE&GO): Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. D7.7 - Analysis on future technology options and on techno-economic optimization. 28. FEB 2019
- [ZEP 2011] European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power: The Costs of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage, 2011



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