

Janis Bergmann, Nesrine Ouanes, Elisa Dunkelberg

# Ökonomische Analyse der inländischen Erzeugung synthetischer Gase

Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle der Herstellung synthetischen  
Wasserstoffs und Methans am Beispiel der Stadt Berlin

Schriftenreihe des IÖW 226/22



i | ö | w

INSTITUT FÜR  
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG



Janis Bergmann, Nesrine Ouanes, Elisa Dunkelberg

# Ökonomische Analyse der inländischen Erzeugung synthetischer Gase

Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle der Herstellung synthetischen Wasserstoffs  
und Methans am Beispiel der Stadt Berlin

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) über den Projekt-  
träger Jülich (PtJ) (Förderkennzeichen 03EI3021A-E)

Schriftenreihe des IÖW 226/22  
Berlin, November 2022

ISBN 978-3-940920-30-0

# Impressum

Herausgeber:  
Institut für ökologische  
Wirtschaftsforschung GmbH, gemeinnützig  
Potsdamer Straße 105  
D-10785 Berlin  
Tel. +49 – 30 – 884 594-0  
Fax +49 – 30 – 882 54 39  
E-Mail: mailbox@ioew.de  
www.ioew.de

Die Schriftenreihe entstand im Rahmen des Forschungsprojektes „UMAS – Untertägige Methanisierung im Aquiferspeicher“. Dieses Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EI3021E gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor\*innen.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Verbundpartner in dem Projekt waren Berliner Energiespeicher GmbH (BES), Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI), DBI – Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI), MicroPro GmbH (MP) und die Technische Universität Clausthal. Die Autor\*innen bedanken sich für die gute Zusammenarbeit.



## Zusammenfassung

Gasförmige Energieträger werden auch im **zukünftigen Energiesystem** in Deutschland eine zentrale Rolle einnehmen. Um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, werden anstelle von fossilem Erdgas synthetische Gase einen Großteil der Nachfrage nach Energiegasen decken müssen. Auch vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges, der die problematischen Abhängigkeiten von Energieimporten sichtbar macht, stellt sich die Frage, inwieweit eine **inländische Produktion von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und synthetischem Methan (Syn-CH<sub>4</sub>)** wirtschaftlich umsetzbar ist und welche Rolle Städte bei der Erzeugung dieser synthetischen Gase spielen können. In Städten ist zwar häufig kein direkter Anschluss an erneuerbare Energien-Anlagen möglich, jedoch zeichnen sich urbane Räume durch eine vielseitige Abnehmerstruktur und vor allem durch Prozess- und Stoffkreisläufe aus, deren Abfallprodukte als Input für die Erzeugung synthetischer Gase dienen können.

Die vorliegende Studie untersucht **am Beispiel Berlins**, mit welchen Verfahren und unter welchen Voraussetzungen eine Erzeugung synthetischer Gase in Städten wirtschaftlich erfolgen kann, wie mögliche Geschäftsmodelle aussehen und wie veränderte Rahmenbedingungen eine höhere Wirtschaftlichkeit ermöglichen können. Die Studie fokussiert sich dabei auf vier Technologien: die Schmutzwasser-Plasmalyse und Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse zur H<sub>2</sub>-Herstellung sowie die untertägige biologische und chemisch-katalytische Methanisierung zur Herstellung von Syn-CH<sub>4</sub>.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass das neuartige Verfahren der **Schmutzwasser-Plasmalyse** unter Nutzung von Abwasser aus dem Klärprozess **schon heute wirtschaftlich** betrieben werden kann. Die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten des Verfahrens können sogar unter den Kosten importierten H<sub>2</sub> liegen. Für das Verfahren und die Nutzung des H<sub>2</sub> ergeben sich zudem attraktive Geschäftsmodelle, insbesondere in den Sektoren Verkehr und Energieversorgung. Im Vergleich zur Plasmalyse weist die **PEM-Elektrolyse** im urbanen Raum **deutlich höhere Kosten** auf. Unter Bezug von Netzstrom und bei hoher Auslastung können die Kosten allerdings im Bereich nationaler und internationaler Referenzfälle liegen, insbesondere dann, wenn die produzierte Abwärme beispielsweise in der Fernwärmeversorgung genutzt wird. Eine Produktion von H<sub>2</sub> unter geringeren Volllaststunden führt hingegen dazu, dass die PEM-Elektrolyse gegenüber den Referenzfällen unwirtschaftlich wird.

Anders als die H<sub>2</sub>-Gestehung scheint eine Erzeugung von Syn-CH<sub>4</sub> in urbanen Räumen aus Wirtschaftlichkeitsperspektive unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen keine ernsthafte Alternative zum Import synthetischer Energieträger darzustellen. Zu diesem Schluss kommt die Studie anhand des Fallbeispiels eines ehemaligen Erdgasspeichers in Berlin-Charlottenburg: Eine **untertägige biologische Methanisierung** wäre dort im Verhältnis zu den geringen Erzeugungsmengen zu teuer – nicht nur wegen der suboptimalen topologischen und geologischen Eigenschaften des konkreten Standorts, sondern insbesondere wegen der hohen Kosten für die Umrüstung und den Betrieb als Methanisierungsreaktor. Die **chemisch-katalytische Methanisierung** weist zwar deutlich geringere Gestehungskosten auf, diese liegen allerdings ebenfalls deutlich über denen importierten synthetischen Methans. Da Methan im Vergleich zu H<sub>2</sub> zudem einfacher und über bestehende Infrastrukturen transportiert werden kann, bleibt fraglich, ob die Erzeugung von synthetischem Methan in urbanen Räumen in Deutschland eine sinnvolle und ökonomisch tragfähige Option darstellt.

## Abstract

Gaseous energy sources will play a crucial role in Germany's **future energy system**. Unlike today, synthetic gases will have to cover a large part of the demand for energy gases in the future to meet the goal of climate neutrality. Not least in light of the Ukraine war, which has brought the existing dependencies on the import of natural gas and the associated economic consequences to public attention, the question arises as to what extent **domestic production of hydrogen (H<sub>2</sub>) and synthetic methane (Syn-CH<sub>4</sub>)** can take place economically and what role cities can play in the production of synthetic gases. On the one hand, in cities, there is often no direct connection to renewable energy plants. On the other hand, urban areas are characterized by diverse consumer structures and, above all, by process and material cycles, whose waste products can serve as input for the production of synthetic gases.

**Using the city of Berlin as an example**, this study examines, which processes and under which conditions synthetic gases can be produced economically in cities, what possible business models look like, and how changed framework conditions can enable greater economic viability. The study focuses on four technologies: wastewater plasmalysis and polymer electrolyte membrane (PEM) electrolysis for H<sub>2</sub> production as well as underground biological and chemical-catalytic methanation for the production of Syn-CH<sub>4</sub>.

The results clearly show that the relatively new process of **wastewater plasmalysis** using wastewater from the treatment process **can already be operated economically today**. The H<sub>2</sub> production costs of the process can also be lower than those of imported H<sub>2</sub>. The process and the use of H<sub>2</sub> also offer attractive business models, especially in the transport and energy supply sectors. Compared to plasmalysis, **PEM electrolysis has significantly higher costs** in urban areas. However, concerning the use of electricity from the local power grid and a high number of full load hours, the costs can be in the range of national and international reference cases, especially if the waste heat produced is used, for example, in the district heating supply. A reduction in full load hours, on the other hand, results in the production costs of the process being higher than those of the reference, thus the production cannot be carried out economically.

Unlike H<sub>2</sub> generation, the production of Syn-CH<sub>4</sub> in urban areas does not appear to be a serious alternative to the import of synthetic energy sources from an economic perspective under current framework conditions. The study comes to this conclusion based on the case study of a former natural gas storage facility in Berlin: **underground biological methanation** there would be too expensive in relation to the low generation volumes - not only because of the suboptimal topological and geological properties of the specific site, but especially because of the high costs of conversion and operation as a methanation reactor. Although **chemical-catalytic methanation** has significantly lower gesture costs, these are also significantly higher than those of imported Syn-CH<sub>4</sub>. Since methane can be transported more easily than H<sub>2</sub> and via existing infrastructures, it remains questionable whether the production of synthetic methane in urban areas in Germany is a reasonable and economically viable option.

## Die Autorinnen und Autoren

**Janis Bergmann** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Er ist Wirtschaftsingenieur und beschäftigt sich mit ökonomischen Analysen im Bereich der Wärmewende sowie deren zentralen sozial-ökologischen Zielkonflikten.

**Kontakt: [Janis.Bergmann@ioew.de](mailto:Janis.Bergmann@ioew.de)**

**Tel. + 49 – 30 – 884 594-40**

**Nesrine Ouanes** war bis November 2022 wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Sie hat einen M.Sc. in Regenerative Energiesysteme und forschte am IÖW insbesondere zu den Themenfeldern Energiemärkte, Digitalisierung und Prosumming.

**Dr. Elisa Dunkelberg** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Sie ist Diplom-Ingenieurin für Technischen Umweltschutz und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten ökologische Bewertung und Wärmewende.

**Kontakt: [Elisa.Dunkelberg@ioew.de](mailto:Elisa.Dunkelberg@ioew.de)**

**Tel. + 49 – 30 – 884 594-36**

Unter Mitwirkung von

**Eva Borchard**

Studentische Mitarbeiterin und Praktikantin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz 2021-2022

**Anna Schnitker**

Praktikantin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz 2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einführung .....</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>Bedeutung von Gas für die nationale Energieversorgung .....</b>	<b>13</b>
2.1	Bisherige Entwicklung .....	13
2.2	Zukünftige Entwicklung .....	15
2.2.1	Nachfrage nach synthetischen Gasen .....	15
2.2.2	Inländisches Angebot zur Erzeugung synthetischer Gase .....	17
2.2.3	Sektorale Verteilung .....	19
2.3	Fazit und Ausblick .....	20
<b>3</b>	<b>Rolle synthetischer Gase im zukünftigen Energiesystem Berlins .....</b>	<b>22</b>
3.1	Besonderheiten einer Erzeugung von synthetischen Gasen im und um den urbanen Raum ..	22
3.2	Nachfrage und Erzeugungspotenziale in Berlin .....	24
<b>4</b>	<b>Methodisches Vorgehen .....</b>	<b>27</b>
4.1	Berechnung der Gasgestehungskosten .....	27
4.2	Discounted-Cashflow-Analyse .....	28
<b>5</b>	<b>Schmutzwasser-Plasmalyse am Klärwerk .....</b>	<b>32</b>
5.1	Technologiebeschreibung .....	32
5.2	Vergleichsverfahren: PEM-Elektrolyse .....	34
5.3	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten .....	36
5.4	Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Einflussfaktoren .....	38
5.5	Geschäftsmodelle .....	41
5.5.1	Dimensionen zur Bewertung von Geschäftsmodellen .....	41
5.5.2	Mögliche Geschäftsmodelle .....	42
5.6	Finanzierung .....	43
<b>6</b>	<b>Biologische Methanisierung im Aquiferspeicher .....</b>	<b>48</b>
6.1	Technologiebeschreibung .....	48
6.2	Vergleichsverfahren: Chemisch-katalytische Methanisierung .....	52
6.3	CH <sub>4</sub> -Gestehungskosten .....	53
6.4	Bewertung der Wirtschaftlichkeit .....	54
6.5	Ansatzpunkte zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit .....	55
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Bewertung .....</b>	<b>58</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>61</b>



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2020 .....	13
Abbildung 2.2:	Leiter der Einsatzbereiche sauberen Wasserstoffs .....	19
Abbildung 4.3:	Monatliche Preisentwicklung für grünen (Elektrolyse), blauen und grauen Wasserstoff September/Oktober 2022 .....	30
Abbildung 5.4:	Übersicht Plasmalyseprozess .....	32
Abbildung 5.5:	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten nach Verfahren und Leistungsklasse .....	36
Abbildung 5.6:	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten nach Verfahren bei 1 MW Anschlussleistung in Abhängigkeit von Gutschriften .....	38
Abbildung 5.7:	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten nach Verfahren bei 1 MW Anschlussleistung im Vergleich zu nationalen und internationalen Referenzfällen .....	39
Abbildung 5.8:	DCF-Ergebnisse ohne Förderung in Abhängigkeit vom Investitionsjahr .....	44
Abbildung 5.9:	DCF-Ergebnisse im Jahr 2022 in Abhängigkeit vom Förderanteil .....	45
Abbildung 5.10:	Kumulierter Cashflow über eine Projektlaufzeit von 20 Jahren .....	45
Abbildung 5.11:	Preisvergleich in Abhängigkeit vom Investitionsjahr .....	46
Abbildung 5.12:	Break-Even-Preis in Abhängigkeit von der jährlichen Strompreisänderungsrate .....	47
Abbildung 6.13:	Angedachter Prozess der untertägigen Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher .....	49
Abbildung 6.14:	Methangestehungskosten der untertägigen Methanisierung am Berliner Erdgasspeicher .....	53
Abbildung 6.15:	Methangestehungskosten inkl. Kosten für Speicherung biologische vs. chemische Methanisierung .....	54
Abbildung 6.16:	Methangestehungskosten inkl. Kosten für Speicherung im Vergleich zu Referenzfällen, fossilem Erdgas und Biomethan .....	55

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1:	Übergreifende Annahmen zur Berechnung der Gasgestehungskosten .....	28
Tabelle 4.2:	Eingangsparameter für die DCF-Analyse .....	29
Tabelle 5.3:	Kennzahlen Schmutzwasser-Plasmalyse und PEM-Elektrolyse 1 MW .....	35
Tabelle 6.4:	Technische Annahmen untertägige Methanisierung .....	50
Tabelle 6.5:	Betriebswirtschaftliche Annahmen untertägige Methanisierung .....	51
Tabelle 6.6:	Zentrale Annahmen chemisch-katalytische Methanisierung .....	52

## Abkürzungsverzeichnis

CCS	Carbon Capture and Storage (CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -speicherung)
CH <sub>4</sub>	Methan
DCF	Discounted-Cash-Flow
EE	Erneuerbare Energien
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
LNG	liquified natural gas (Flüssiggas)
N/N <sub>2</sub>	Stickstoff
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
PEM	Polymer Elektrolyt Membran
PtG	Power-to-Gas
Syn-CH <sub>4</sub>	Synthetisches Methan
VLH	Volllaststunden

# 1 Einführung

Der Gasmarkt in Deutschland steht aktuell vor großen Herausforderungen. Das Ziel der Klimaneutralität bis spätestens 2045 erfordert eine deutliche Reduktion des Gasverbrauchs sowie eine zügige Umstellung auf klimaneutrale Gase. Gleichzeitig führen die Entwicklungen rund um den Krieg in der Ukraine zu gewaltigen Veränderungen in der Gasversorgung in Deutschland. Neben der Frage der Bezahlbarkeit tritt aufgrund teilweise immenser Preissteigerungen auch die Frage der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit in den Fokus. Während die Abhängigkeiten von Russland in Bezug auf Erdöl und Steinkohle relativ schnell reduziert werden konnten, stellt sich die Lage beim Erdgas komplizierter dar.

Vor Beginn des Krieges in der Ukraine im Februar 2022 deckte Deutschland den überwiegenden Anteil seiner Erdgasnachfrage aus Russland (BP 2021). Mit dem Bau der Pipeline *Nordstream 2* sollten die lieferbaren Mengen weiter ausgebaut werden. Gas wird dabei in zahlreichen Einsatzfeldern und Sektoren genutzt, insbesondere in der Wärmeversorgung (44 %<sup>1</sup>), in der Industrie (35 %) sowie in der Stromerzeugung (18 %) (BMWK 2022d). Um die Abhängigkeit von russischen Gasimporten zumindest mittelfristig zu reduzieren, bemüht sich die deutsche Bundesregierung derzeit um eine Reduktion der Gasverbräuche und um neue strategische Energiepartnerschaften, beispielsweise mit den USA oder Saudi-Arabien. Zudem beschleunigt sie aktiv den Ausbau von Kapazitäten für den Import von flüssigem Erdgas oder liquified natural gas (LNG).

Auch langfristig und bei Einhalten der Klimaschutzziele kann davon ausgegangen werden, dass gasförmige Energieträger eine wichtige Rolle im Energiesystem spielen werden. Der Umbau des Energiesystems und die Neugestaltung des Gasmarkts bieten dabei neben dem Schaffen neuer Abhängigkeiten auch Chancen, diese zu reduzieren, beispielsweise indem **synthetische Gase zumindest teilweise in Deutschland produziert** werden. Diese inländische Erzeugung erfolgt bislang noch in geringem Ausmaß. Es ist jedoch vor allem für die Herstellung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) eine deutliche Steigerung der Erzeugungskapazitäten geplant – dies sehen u.a. die Nationale Wasserstoffstrategie sowie der Koalitionsvertrag vor (BMW 2020; SPD et al. 2021). Die Erzeugung synthetischer Gase im Sinne der Sektorenkopplung kann dabei auch positive Auswirkungen auf das Energiesystem, etwa die Stabilität des Stromnetzes, entfalten.

Bei den bislang umgesetzten oder sich in der Planung befindlichen Power-to-Gas (PtG)-Anlagen erfolgt in der Regel eine Erzeugung in direkter Nähe von erneuerbaren Energien (EE)-Anlagen. Dies bietet den Vorteil, dass die erzeugten Strommengen nicht zunächst durch ein Stromnetz geleitet werden. Auf diese Weise lassen sich Stromverluste vermeiden, zudem wirkt sich die direkte Nähe positiv auf den erforderlichen Stromnetzausbau aus. Allerdings müssen die erzeugten Gase im Anschluss zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern transportiert werden, was insbesondere im Fall von H<sub>2</sub> mitunter teuer und aufwändig ist. Somit stellt sich die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen es sinnvoll sein kann, **PtG-Anlagen in Verbrauchernähe** und insbesondere in **Städten** zu errichten.

Denn gerade in Städten ist auch in Zukunft von nennenswerten Gasbedarfen auszugehen. Das zeigt unter anderem die Machbarkeitsstudie *Berlin Paris-konform machen* (Hirschl et al. 2021). Auch können Städte Vorteile als Standorte haben: So können anfallende Abwärme und / oder Nebenprodukte direkt vor Ort genutzt werden. Ebenso fallen wichtige **Edukte für synthetische Gase**,

<sup>1</sup> Der Wert bezieht sich auf Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und Klimakälte.

wie CO<sub>2</sub> für die Methanisierung in Produktionsprozessen oder der Müllverbrennung an, die häufig in oder in der Nähe von Städten angesiedelt sind. Mit Blick auf einen nachhaltigen Ressourceneinsatz sollten Stoff- und Energiekreisläufe in Städten optimiert werden. Die Erzeugung synthetischer Gase kann dabei ein Element sein, die Klimaneutralität zu erreichen, den **Kreislauf-Gedanken** umzusetzen und eine gewisse Energieautarkie zu erzielen. Letztlich hängt die Umsetzbarkeit solcher Ansätze jedoch auch von der **Wirtschaftlichkeit** und den Kosten ab.

Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie, **inwieweit auch urbane Räume in Deutschland einen Beitrag zur Versorgung mit klimaneutralen synthetischen Gasen leisten können**. Ziel der Analyse ist es, am Beispiel der Stadt Berlin aufzuzeigen, wie wirtschaftlich verschiedene Verfahren zur Erzeugung synthetischer Gase bereits heute sind, und wie sich verschiedene Faktoren wie der Standort und unterschiedliche Betriebsmodelle auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

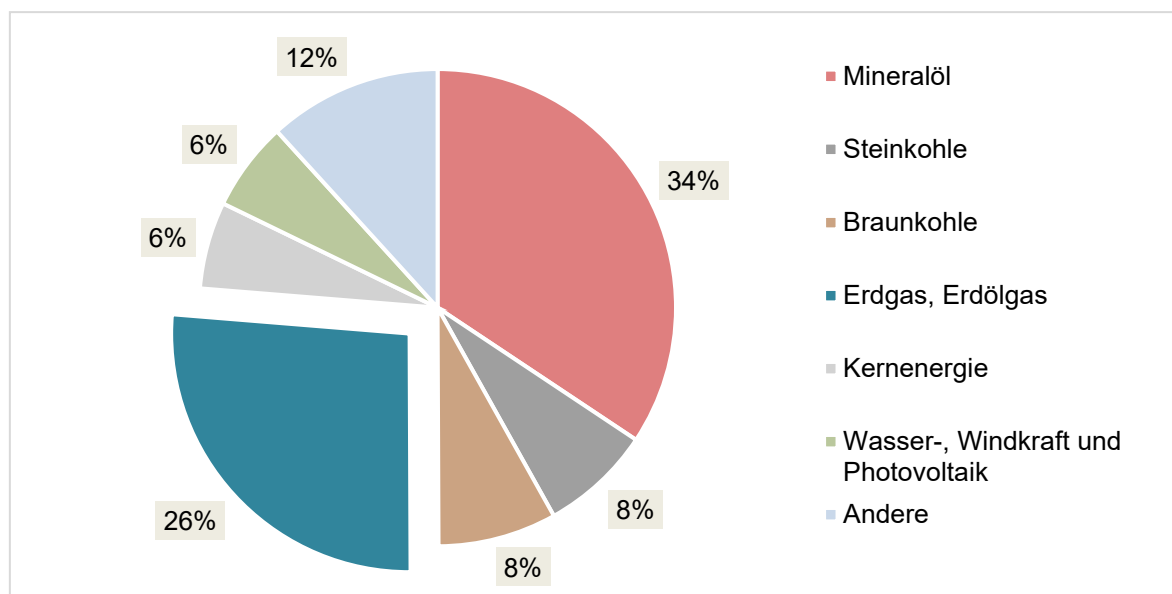
Die Ergebnisse entstanden im Zuge des durch das BMWK geförderten Forschungsprojekts UMAS (*Untertägige Methanisierung im Aquiferspeicher*). Das Forschungsvorhaben untersuchte konkret, inwiefern eine biologische untertägige Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher möglich ist. Ausgangspunkt war dabei die Frage, ob der stillgelegte Speicher in einem zukünftigen Energiesystem eine neue Rolle als Methanisierungsreaktor einnehmen kann. Neben der untertägigen Methanisierung wurde auch die chemisch-katalytische Methanisierung als Verfahren zur Erzeugung von synthetischem Methan (Syn-CH<sub>4</sub>) untersucht. Darüber hinaus legt die Studie einen Fokus auf die H<sub>2</sub>-Herstellung, da H<sub>2</sub> zum einen ein Edukt für die Herstellung von Syn-CH<sub>4</sub> ist und zum anderen selbst ein wichtiger gasförmiger Energieträger im zukünftigen Energiesystem sein wird. Im Vergleich zur Herstellung von Syn-CH<sub>4</sub> geht die H<sub>2</sub>-Herstellung außerdem mit geringeren Energieverlusten einhergeht. Konkret werden dabei die Verfahren der Schmutzwasser-Plasmalyse, welche Zentratwasser aus Kläranlagen als H<sub>2</sub>-Quelle nutzt, und die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse aus ökonomischer Perspektive untersucht und miteinander verglichen.

## 2 Bedeutung von Gas für die nationale Energieversorgung

Zur Einordnung der Erkenntnisse aus der vorliegenden Studie erfolgt zunächst eine Darstellung der aktuellen Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern in Deutschland und deren zu erwartenden zukünftigen Entwicklung. Es wird Bezug genommen auf Aussagen aktueller wissenschaftliche Studien, insbesondere zur Nachfrage nach synthetischem H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub>.

### 2.1 Bisherige Entwicklung

Etwa ein Viertel der Primärenergieverbrauchs in Deutschland geht auf gasförmige Energieträger, insbesondere fossiles Erdgas zurück (siehe Abbildung 2.1). Nur Mineralöle nehmen mengenmäßige eine größere Bedeutung ein. **Gasförmige Energieträger** werden in Deutschland sowohl für die stoffliche als auch für die energetische Nutzung verwendet. Für die stoffliche Nutzung kommen sie als Rohstoffe für die Produktion in der Metall-, Grundstoff- und Petrochemie zum Einsatz. Für die energetische Nutzung spielen sie eine tragende Rolle in verschiedenen Sektoren.



**Abbildung 2.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2020**  
Eigene Darstellung nach BMWK (2022a).

Eine Analyse der Einsatzbereiche von Gas in Deutschland im Jahr 2020 zeigt, dass Gase vor allem im Bereich der privaten Haushalte (38 % des Endenergieverbrauchs), im Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor (GHD, 28 %) und in der Industrie (35 %) relevante Anteile ausmachen. Dabei relevant sind vor allem die Bereiche Raumwärme und Warmwasser, in denen Gase aktuell einen Großteil des Endenergieverbrauchs decken (jeweils 47 %), und Prozesswärme mit 41 % des Endenergieverbrauchs (BMWK 2022a). Die Wärme wird hierbei sowohl dezentral in objektbezogenen Heizanlagen sowie in Kraftwärmekopplungs (KWK)-Anlagen sowie Gas- und Gas-und-Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerken erzeugt.

Auch für die **Stromerzeugung** spielen die benannten Kraftwerke eine wichtige Rolle, insbesondere aufgrund ihrer steilen Lastgradienten und der damit einhergehenden Flexibilität. Aufgrund des immer höheren Anteils der fluktuierenden EE aus Photovoltaik (PV) und Wind sind gasbasierte Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen wichtig, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Die aktuell hohe Bedeutung von Erdgas im Stromsystem zeigt sich auch im deutlich angestiegenen Anteil von Erdgas an der Bruttostromerzeugung. Im Jahr 2021 lag er bei 15 % (89 TWh) während er 1990 noch bei ca. 6,5 % gelegen hatte. Im Verkehrssektor spielen Gase mit 0,3 % des Endenergieverbrauchs nur eine sehr untergeordnete Rolle (BMWK 2022a).

Der **Gasmarkt** in Deutschland ist nach wie vor stark durch fossiles Erdgas dominiert. In den letzten Jahren gewannen allerdings auch Biogas (bis 2017) und synthetische Gase aus Power-to-X (PtX)-Anwendungen an Relevanz. Allerdings lag der Anteil von Klär- und Biogasen am Primärenergieverbrauch 2020 noch immer um den Faktor 10 niedriger als derjenige von Erdgas und Erdölgas (315 PJ vs. 3214 PJ) (BMWK 2022a). Der Endenergieverbrauch von H<sub>2</sub> ist mit ca. 205 PJ noch geringer (dena 2020). H<sub>2</sub> wird zudem zu großen Teilen mittels Dampfreformierung aus Rohöl und Erdgas produziert (Stand 2020: 45 bzw. 33 %) und nur zu 7 % strombasiert mittels Wasserelektrolyse (dena 2020). Die Erprobung und Weiterentwicklung von **PtG-Technologien** in Forschungs- und Pilotvorhaben sind in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern weit fortgeschritten. Insbesondere Wasserstofftechnologien werden stark gefördert, um einen Markthochlauf zu induzieren. Die Nationale Wasserstoffstrategie stellt hierfür sieben Milliarden Euro zur Verfügung. Davon sind zwei Milliarden dem Ausbau von Erzeugungsanlagen, eine Milliarde für Infrastrukturprojekte, eineinhalb Milliarden für Anwendungen im Verkehrssektor und zweieinhalb Milliarden dem Industriesektor gewidmet (Pohle 2021). Stand 2020 gibt es mehr als 30 Pilotprojekte mit einer Elektrolyseleistung von insgesamt über 25 MW (BDEW 2022a). Eine aktuelle Studie von Bluhm und Heinbach (2022) stellt eine umfassende Liste von Pilotprojekten und einen ausführlichen Vergleich der Eigenschaften und der eingesetzten Geschäftsmodelle zur Verfügung.

Gasförmige Energieträger und damit aktuell vor allem fossiles Erdgas werden in Deutschland bislang überwiegend importiert. In den letzten Jahren hat die **Importquote** stetig zugenommen und im Jahr 2020 einen Wert von 99 % erreicht (Statista 2021). Damit wird nahezu der gesamte Bedarf an gasförmigen Energieträgern durch Lieferungen aus dem Ausland gedeckt. Die inländische Förderung, die im Jahr 2010 immerhin noch knapp unter 20 % des Primärenergieverbrauchs der Naturgase ausmachte, ist nahezu zum Erliegen gekommen. Die wichtigsten Importländer sind Russland, Norwegen und die Niederlande mit jeweiligen Importanteilen in Höhe von 55,2, 30,6 und 12,7 % (BP 2021).

Aufgrund der **aktuellen Krise** mit Blick auf die Gasimporte aus Russland kommt es zu erheblichen Unsicherheiten bei der Gasversorgung, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes schon zu einer Erhöhung der Großhandelspreise von 50 €/MWh (TTF-Niveau 2021) auf 98 €/MWh (TTF-Niveau im ersten Halbjahr 2022) für Erdgas (ICE 2022) und von ca. 50 €/MWh (erstes Halbjahr 2021) auf 174 €/MWh (erstes Halbjahr 2022) für Strom (Gierkink et al. 2022) führten.

Die **steigenden Energiepreise** tragen zu signifikant steigenden Inflationsraten und damit einhergehenden volkswirtschaftlichen Herausforderungen bei (BMWK 2022b). Ob die Preise mittel- bis langfristig auf dem aktuell hohen Niveau verbleiben oder sich die Preise stabilisieren ist derzeit ungewiss. Tiefere Einblicke in die Auswirkungen der aktuellen Entwicklungen und Prognosen über die zukünftigen Lieferengpässe und deren Folgen für die Energiepreise finden sich etwa in Gierkink et al. (2022), Ragwitz et al. (2022) oder acatech et al. (2022).

## 2.2 Zukünftige Entwicklung

Die deutsche Gasversorgung ist, wie gezeigt, aktuell stark von fossilem Erdgas und zu großen Anteilen vom Import von Energiegasen nach Deutschland abhängig. Der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Industrie hat zwar bereits begonnen, allerdings spielen synthetische Gase im aktuellen Energiesystem nur eine untergeordnete Rolle. Im Folgenden erfolgt eine Abschätzung über die **zukünftige Entwicklung** der Nachfrage und Erzeugung synthetischer Gase in Deutschland. Zu diesem Zweck wurden ausgewählte Studien zum deutschen Kontext ausgewertet, die jeweils zu unterschiedlichen Prognosen in Bezug auf die Nachfrage und das Angebot an synthetischen Gasen kommen. Neben der **Nachfrage** und der **sektoralen Verteilung** wird auch untersucht, wie die Studien die Rolle der inländischen Produktion synthetischer Gase einschätzen. Ziel der Analyse ist es, einen Überblick über die angenommenen zukünftigen Entwicklungen zu gewinnen und herauszufinden, welche Faktoren und Grundannahmen diese Entwicklungen maßgeblich beeinflussen.

Die für die Analyse genutzten **Szenarien** stammen aus einschlägigen Studien und decken jeweils die bundesweite Perspektive ab. Es wurden dabei nur Studien ausgewählt, die frühestens 2018 erschienen sind. Weiterhin wurden nur Szenarien ausgewertet, welche ein Treibhausgasminde-rungsziel von mindestens 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 vorsahen. Das Vorziehen des Zieljahres der Klimaneutralität von 2050 auf 2045 seitens der Bundesregierung im Mai 2021, wurde in den betrachteten Studien noch nicht berücksichtigt<sup>2</sup>. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Verschiebung eine Beschleunigung der Zielerreichung zur Folge hat, sodass die für 2050 prognostizierte Gasmarktentwicklung in der Regel bereits früher erreicht werden müsste.

Folgende Studien wurden für die Analyse genutzt:

- Prognos et al. (2020): „Klimaneutrales Deutschland“
- Sterchele et al. (2020): „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“
- Robinius et al. (2020): „Wege für die Energiewende“
- Purr et al. (2019): „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität“
- Bründlinger et al. (2018): „Integrierte Energiewende“
- Gerbert et al. (2018): „Klimapfade für Deutschland“

Neben den genannten, selbst ausgewerteten Studien und Szenarien liegt eine vom Fraunhofer Konsortium entwickelte Metastudie (Wietschel et al. 2021) vor, welche eine größere Auswahl an nationalen sowie einige EU-weiten Studien im Detail ausgewertet und deren Ergebnisse ebenfalls in der folgenden Analyse berücksichtigt wurden.

### 2.2.1 Nachfrage nach synthetischen Gasen

In allen untersuchten Szenarien wird ein **deutlicher Rückgang von fossilem Erdgas** gegenüber synthetischen Gasen erwartet. Insbesondere 2030, aber auch 2040 macht fossiles Erdgas allerdings noch immer nennenswerte Anteile des Gasverbrauchs aus. In 2050 spielt fossiles Erdgas nur noch eine untergeordnete Rolle.

<sup>2</sup> Einige der genannten Studien haben im Anschluss an die Verschärfung des Klimaschutzgesetzes eine Aktualisierung der ursprünglichen Studien vorgenommen.

In Bezug auf synthetischen H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> variiert die Nachfrage zwischen den Studien und zwischen den einzelnen Szenarien erheblich. Dies zeigt sich nicht erst langfristig, sondern bereits kurz- und mittelfristig. So variiert etwa die Nachfrage nach H<sub>2</sub> bereits im Jahr 2030 von einigen wenigen bis hin zu 63 TWh. In 2040 liegt der erwartete Bedarf zwischen 114 und 200 TWh. Im Jahr 2050 spielt H<sub>2</sub> in allen ausgewerteten Szenarien eine wichtige Rolle, die Spannweite ist mit Werten zwischen mehrheitlich 124 und 300 TWh (Ausreißer bis zu 400 TWh) allerdings groß, was aufzeigt, dass unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Energiesystems aber auch in Bezug auf gesellschaftliche Veränderungen die Nachfrage nach H<sub>2</sub> stark beeinflussen können.

Anders als H<sub>2</sub> gewinnt **Syn-CH<sub>4</sub>** erst bzw. insbesondere ab 2040 an Bedeutung mit einer insgesamt geringeren Nachfrage als beim H<sub>2</sub> (maximal 28 TWh). Zudem zeigt sich, dass der Energieträger anders als H<sub>2</sub> nicht allen Studien zufolge eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen wird. So variiert die prognostizierte Nachfrage nach Syn-CH<sub>4</sub> im Jahr 2050 zwischen den Studien und den einzelnen Szenarien von Null bis hin zu 630 TWh.

Die Analyse der Studien zeigt, dass unabhängig von Annahmen in Bezug auf gesellschaftliche und technische Entwicklungen der Gasmarkt in Deutschland bereits kurz-, aber vor allem mittel- und langfristig deutlichen Veränderungen unterlegen sein wird. Die Nachfrage nach synthetischen Gasen wird vermutlich deutlich unter der heutigen Nachfrage nach fossilem Erdgas bleiben (vgl. BMWK 2022a), was auch auf Effizienzgewinne und Energieeinsparungen zurückzuführen sein kann. Während über die Bedeutung von H<sub>2</sub> für das zukünftige Energiesystem zumindest grundsätzliche Einigkeit herrscht, ist die Lage beim Syn-CH<sub>4</sub> ungewisser, da dieses je nach Studie und Szenario keine oder eine maßgebliche Rolle in der gasförmigen Energieversorgung spielen wird.

Die Unterschiede zwischen den Studien sowie zwischen den einzelnen Szenarien und die teilweise sehr große Bandbreite an Ergebnissen liegt unter anderem darin begründet, dass die Nachfrage nach synthetischen Gasen von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird. Ein entscheidender Faktor ist das **Treibhausgasminderungs-niveau**. Je ambitionierter die Minderungsziele sind, desto wichtiger sind H<sub>2</sub> und Synthesegase für die Energiewende, da ansonsten gewisse Mengen an Erdgas im System verbleiben. Einen weiteren wichtigen Einfluss auf die Rolle synthetischer Gase in den Studien hat die Frage, inwieweit die Sektoren Wärme und Verkehr mit dem Stromsektor gekoppelt werden, also inwieweit die Sektoren **elektrifiziert** werden. Ein hoher Elektrifizierungsgrad führt tendenziell zu einer geringeren Nachfrage nach synthetischen Gasen (vgl. z. B. Bründlinger et al. 2018). Außerdem variieren die Nachfrageprognosen abhängig von den technologischen Entwicklungen im Energiemarkt. Wird zum Beispiel von einer bedeutenden Rolle für Technologien der **netto-negativen Emissionen** (z. B. Carbon Capture and Storage, CCS) ausgegangen, so verringert sich die Nachfrage nach Synthesegasen signifikant (Bründlinger et al. 2018; Gerbert et al. 2018). In Bezug auf die Potenziale von CCS sind nationale Studien dabei im Vergleich zu europaweiten Betrachtungen tendenziell vorsichtiger (Wietschel et al. 2021), da CCS-Technologien mit großen Unsicherheiten bezüglich Technologiereife, ökologischen Folgewirkungen und der Akzeptanz behaftet sind (Wietschel et al. 2021). Weiterhin beeinflussen die zukünftigen verfügbaren Mengen an **nachhaltiger Biomasse und deren Bezug für den energetischen Verbrauch** die Zukunftsszenarien für den Gasmarkt erheblich. Während die untersuchten Studien von einer geringeren Bedeutung von nachhaltiger Biomasse ausgehen, weisen andere Studien auf eine in Zukunft zunehmende Bedeutung dieser Energieträger im Markt hin (Dotzauer et al. 2022). Darüber hinaus haben ökonomische Parameter einen entscheidenden Einfluss auf die zu erwartende Wirtschaftlichkeit der Synthesegase und somit auf deren prognostizierte Marktdurchdringung und die Nachfragemengen. Neben **Kostenparametern** für die betrachteten Erzeugungsprozesse sind Annahmen zu den zukünftigen Entwicklungen der **Energieträgerpreise** besonders relevant. Nicht zuletzt haben auch **gesellschaftliche Prozesse** eine Relevanz für die Entwicklung des Energiesystems.



Dem Einfluss dieser Entwicklungen wird insbesondere in Sterchele et al. (2020) nachgegangen, wobei sich zeigt, dass insbesondere ein Festhalten an altbekannten Technologien (Szenario *Beharrung*) zukünftig zu einer erhöhten Nachfrage nach synthetischen Gasen führen kann.

Neben den genannten Aspekten sind die erwarteten Verbrauchsmengen generell von den Transformationspfaden der Energienutzung in Deutschland abhängig. In der Mehrzahl der Studien wird zwischen verschiedenen Szenarien, u. a. **Effizienz- und Suffizienzsznarien** unterschieden. Über alle Studien hinweg erfolgt, wie auch die Metastudie (Wietschel et al. 2021) festgestellt, eine Hierarchisierung der Transformationsmaßnahmen, wobei Effizienz- und Suffizienz in der obersten Prioritätsstufe sind. Nach Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems mithilfe von erneuerbaren Energien, der direkten elektrischen Nutzung und dem Einsatz von Biomasse innerhalb der nachhaltig verfügbaren Mengen, folgt erst an vierter Stelle der Einsatz synthetischer Gase. Synthetische Gase sind somit als wertvolle Energieträger zu betrachten.

Wie beschrieben, sind die aktuellen Entwicklungen auf den Energiemärkten in den betrachteten Szenarien noch nicht berücksichtigt. Auch in der nationalen Wasserstoffstrategie wurde festgehalten, dass die Erzeugung und Nutzung von grünem H<sub>2</sub> und daraus aufbauend von Syn-CH<sub>4</sub> zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht wirtschaftlich erfolgen kann und dies auch nicht vor 2030 zu erwarten ist (BMW 2020). Der **kontinuierliche Anstieg der Energiepreise** und die sich aktuell verschärfende Gasimportkrise können in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit allerdings zu veränderten Schlussfolgerungen führen. Gierkink und Çam (2022) untersuchen die Strom- und Gaspreisentwicklungen unter Annahme verschiedener Szenarien für die Verfügbarkeit russischer Energieträgerimporte (von einem kompletten Ausfall bis zu einer verringerten Verfügbarkeit), für die zukünftige Elektrifizierungsrate (moderate bis hohe Elektrifizierung) und für den Ausbau erneuerbarer Energien (moderater bis hoher EE-Ausbau). Die Studie kommt zum Ergebnis, dass die Gaspreise stark von der zukünftigen Elektrifizierungsrate abhängen. Bei moderater Elektrifizierung bis 2030 bleibt die Gasnachfrage im Vergleich zu den Bedarfsmengen im Jahr 2021 konstant, was zu deutlich höheren Gaspreisen auch im Jahr 2030 im Vergleich zum historischen Preisniveau von 2018 führt. Im Falle eines kompletten Ausfalls russischer Importe ergibt sich aus dem Studienmodell dann ein Gaspreis von 66 €/MWh im Jahr 2026 und von 59 €/MWh bis 2030. Dabei lag das historische Preisniveau im Jahr 2018 bei ca. 22 €/MWh und im Jahr 2021 bei ca. 50 €/MWh. Bei hoher Elektrifizierung ergeben sich deutlich geringere Gaspreise auch im Falle eines kompletten Ausfalls russischer Importe. In diesem Fall nähern sich die Preise im 2026 dem historischen Preisniveau von 2018 an und unterschreiten diesen sogar im Jahr 2030 mit 18 €/MWh. Die Gaspreise weisen eine starke Abhängigkeit von den Strompreisen auf und beeinflussen diese auch erheblich. Die Studie zeigt bei den Strompreisen sogar eine größere Bandbreite der Szenarienergebnisse als bei den Gaspreisen. Die niedrigsten Preise liegen im Falle einer geringen Verfügbarkeit russischer Importe und eines hohen EE-Ausbaus mit moderater Stromnachfrage vor. Die höchsten Preise ergeben sich im Falle eines kompletten Ausfalls russischer Importe und eines moderaten EE-Ausbaus mit gleichzeitig hoher Stromnachfrage. Die zukünftigen Energieträgerpreise weisen somit eine große Bandbreite auf und können je nach Szenario sonstige Entwicklungen im Energiemarkt sehr stark prägen.

## 2.2.2 Inländisches Angebot zur Erzeugung synthetischer Gase

Synthetische Gase werden eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen. Bevor die Frage beantwortet werden kann, in welchen Sektoren die Gase vermutlich priorisiert eingesetzt werden, sollen an dieser Stelle zunächst Einschätzungen zum zukünftigen Angebot und den potenziellen Produktionskapazitäten für synthetische Gase in den Blick genommen werden. Dabei spielt

auch die Klimawirkung der Gase eine wichtige Rolle, da diese nur unter bestimmten Bedingungen CO<sub>2</sub>-neutral sind und somit einen Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität leisten können.

Dieser Beitrag hängt stark von der CO<sub>2</sub>-Bilanz des für die Erzeugung eingesetzten Stroms ab. Laut den Berechnungen in Purr et al. (2019) sind die Syntheseprodukte erst dann treibhausgasmindernd, wenn der eingesetzte Strom eine **CO<sub>2</sub>-Intensität** unterhalb von 180 g CO<sub>2</sub>/kWh für synthetischen H<sub>2</sub> und 120 g CO<sub>2</sub>/kWh für Syn-CH<sub>4</sub> hat. Die höheren Anforderungen an die CO<sub>2</sub>-Intensität im Fall der Methanisierung spiegeln die höheren Energieverluste für die Methanherzeugung im Vergleich zu H<sub>2</sub>-Herstellung wider. Im Fall eines Bezugs aus dem Stromnetz zur Methansynthese werden diese Werte erst bei einem EE-Anteil von 80 % der Stromproduktion unterschritten. Dies soll laut Koalitionsvertrag spätestens in 2030 erreicht werden (SPD et al. 2021). Alternativ kann der Strombezug über einen Direktanschluss mit EE-Anlagen oder über Überschussstrom erfolgen, um treibhausmindernde Gase erzeugen zu können.

Letztere Varianten führen aber zu weiteren Restriktionen. Denn die inländische Produktion ist neben der CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix von **Potenzial- und Flächenrestriktionen** abhängig. Eine hohe Stromnachfrage insgesamt verringert die Flächenpotenziale für EE-Stromerzeugungsanlagen, die für die Herstellung von synthetischen Gasen im Inland eingesetzt werden können. Ein hohes Maß an Elektrifizierung kann somit zu einer verringerten inländischen Produktion führen (Bründlinger et al. 2018). Suffizienzszenerarien und die damit einhergehende Reduktion der Energienachfrage insgesamt wirken sich hingegen positiv auf die Potenziale für die Erzeugung im Inland aus, da durch die höhere Verfügbarkeit ertragreicher Flächen für EE-Stromerzeugung größere Mengen synthetischer Gase konkurrenzfähig produziert werden können (Purr et al. 2019).

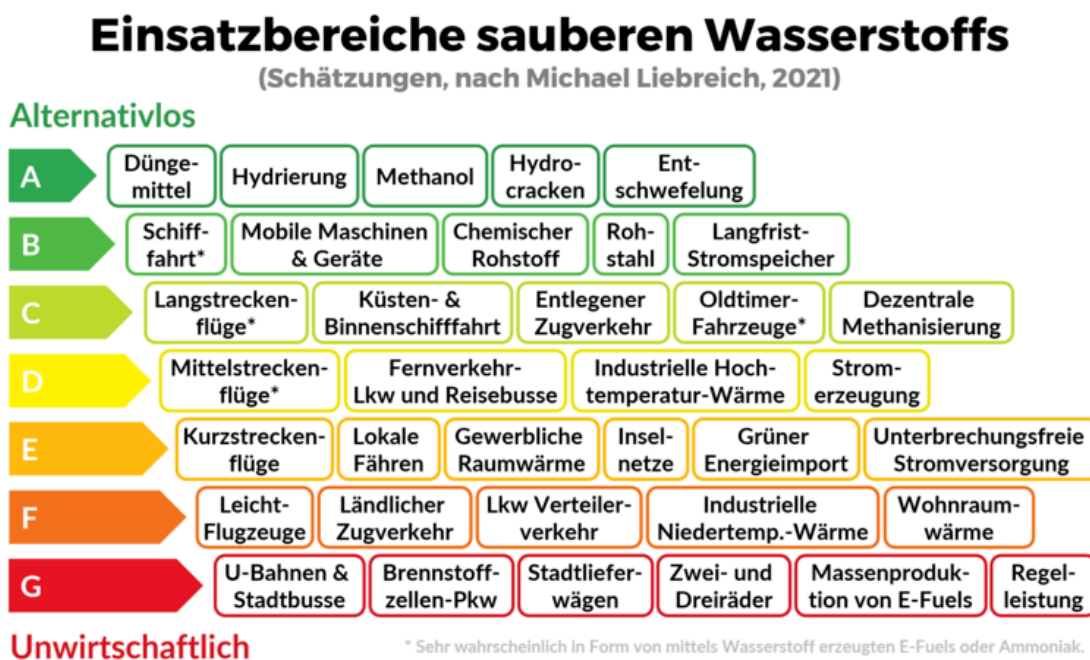
Eine **inländische Produktion** hat gegenüber Importen mehrere Vorteile. So trägt die inländische Produktion zur Versorgungssicherheit und Importunabhängigkeit bei. Außerdem werden Transportkosten eingespart, vor allem dann, wenn die Energieträger in der Nähe wichtiger Verbraucher produziert werden (Purr et al. 2019). So werden etwa in Norddeutschland größere Potenziale für Wind-Offshore-Standorte gesehen, die sich für einen direkten Betrieb von Elektrolyseuren ohne Netzanschluss eignen können (Prognos et al. 2020). Auch sogenannte Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetzen im Binnenland (Prognos et al. 2020) können sich als Standorte für einen Betrieb von PtG-Anlagen eignen. An diesen Knotenpunkten können netzdienlich und flexibel betriebene Elektrolyseure eine wichtige Systemkomponente darstellen. Dies kann teilweise die Nachteile geringerer Volllaststunden im Inland ausgleichen (Sterchele et al. 2020).

Wird der **Import synthetischer Energieträger** betrachtet, so gilt auch hier, dass die Klimaschutzwirkung vom EE-Anteil im Strom abhängt und Klimaneutralität erst beim Einsatz von reinem EE-Strom auftritt. Der Vorteil des Imports liegt darin, dass die Energieträger in sonnen- und windreichen Regionen aufgrund der hohen Volllaststunden günstiger produziert werden können. Allerdings ergeben sich weitere Kosten durch den Transport und die Errichtung der dafür notwendigen Infrastruktur. Die nationale Wasserstoffstrategie sieht mehrere internationale Kooperationen vor, u.a. mit Kanada, Australien, Namibia und Marokko, und gibt zu den einzelnen Ländern Einschätzungen zur Machbarkeit und zu den Importanteilen an (BMBF 2022). Studien vom Konzeptwerk Neue Ökonomie (Thiele et al. 2022) und von German Watch (Adow et al. 2022) weisen außerdem darauf hin, dass bei der Entscheidung über den Import nicht nur ökonomische Kriterien betrachtet werden sollten, sondern auch sozial-ökologische Aspekte, die, wenn sie nicht berücksichtigt werden, die Möglichkeiten eines global gerechten Importabkommens einschränken. Außerdem verankern hohe Importquoten die Abhängigkeiten von externen Akteuren die damit verbundenen Unsicherheiten und senken somit in diesem Aspekt die Resilienz des Energiesystems.

Trotz der in Zukunft geringer werdenden Importquoten im Vergleich zum Status quo, muss davon ausgegangen werden, dass das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 auch beim Ausschöpfen der gesamten Potenziale für die Eigenproduktion von synthetischen Gasen nur mit Importen möglich sein wird (Wietschel et al. 2021). Der Gasbedarf in 2040 und 2050, teilweise schon 2030, wird sowohl in vielen Studien als auch aus Sicht der Politik, etwa in der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020), so eingeschätzt, dass er überwiegend (bis über 50 %) aus ausländischen Quellen gedeckt werden wird, wobei Syn-CH<sub>4</sub> höhere Importquoten als H<sub>2</sub> aufweist. Es verbleiben jedoch auch für die inländische Produktion erhebliche Potenziale, vor allem wenn die Nachfrage nach Strom aufgrund von Suffizienz- und Effizienzfortschritten relativ gering ist. Eine inländische Erzeugung kann außerdem mit positiven volkswirtschaftlichen Effekten einhergehen. Neben Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten ist dies etwa eine mögliche Vorreiterrolle, die zu höheren Absatzpotenzialen für die Erzeugungstechnologien und erhöhter Marktreife beitragen kann. Was die Besonderheiten einer inländischen Erzeugung im städtischen Raum sind und welche zusätzlichen Vorteile diese mit sich bringen kann, wird in Kapitel 3.1 ausgeführt.

### 2.2.3 Sektorale Verteilung

Grundsätzlich können grüner H<sub>2</sub> und daraus produzierte Synthesegase wie Syn-CH<sub>4</sub> in allen Sektoren und Bereichen zur Anwendung kommen, die bisher fossile Energieträger verwenden und somit Dekarbonisierungsoptionen benötigen. Allerdings sind diese Gase wertvolle Energieträger, die nur in vergleichsweise geringen Mengen und nicht ohne erhebliche Energieaufwände bereitgestellt werden können. Daher ist es erforderlich, die notwendigen und effizientesten Einsatzfelder zu identifizieren und die Verteilung auf ausgewählte Sektoren zu priorisieren. Abbildung 2.2 stellt die sogenannte Leiter der Einsatzbereiche für grünen H<sub>2</sub> nach Liebreich (2021) dar, die sich an den Faktoren „Verfügbarkeit von Alternativen“ und Wirtschaftlichkeit orientiert.



**Abbildung 2.2: Leiter der Einsatzbereiche sauberen Wasserstoffs**

Quelle: Hagedorn et al. (2021) in Anlehnung an Liebreich (2021). (CC BY 4.0, creativecommons.org/licenses/by/4.0).

Hohe Bedeutung wird wegen der Alternativlosigkeit vor allem dem Einsatz synthetischer Gase im **Industriesektor** zugewiesen, etwa in der Düngemittelherstellung. In der Industrie wird als Geschäftsmodell vor allem die verbrauchsnahe Produktion genannt. Nahezu alle Studien weisen der stofflichen Nutzung von H<sub>2</sub> bei industriellen Abnehmern die größte Relevanz zu. Auch dem **Verkehrssektor** wird ein gewisser Bedarf zugewiesen, wobei die Studien den Bahn-, Schiffs- und Flugverkehr als Einsatzfelder für H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> nennen. Der Einsatz im Strom- und Wärmesektor hingegen wird als weniger relevant angesehen. Dies liegt vor allem an dem Zusätzlichkeitskriterium, da es gerade im Stromsektor eine breite Anzahl an Alternativen gibt. Für die **Stromerzeugung** stellen sich Anwendungen der Rückverstromung und Flexibilisierung als mögliche Einsatzfelder dar. Vor allem mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien sind Langzeitstromspeicher von entscheidender Bedeutung, da sie saisonale Schwankungen ausgleichen können. Im **Gebäude-sektor** und insbesondere in der dezentralen Gebäudeversorgung haben synthetische Gase eine deutlich geringere Relevanz, was vor allem auf die vorhandenen Alternativen (insbesondere Wärmepumpen) zurückzuführen ist. In der zentralen Wärmeversorgung (Fernwärme) jedoch werden gasförmige Energieträger und insbesondere H<sub>2</sub> vermutlich auch längerfristig eine Rolle spielen.

Mehrere Akteure und Studien befassen sich aktuell mit der Fragestellung, wie und in welchen Anwendungsbereichen H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> zukünftig eingesetzt werden sollten. Einen guten Überblick geben etwa das Projekt „Wasserstoff als Allheilmittel? Richtungssicherheit für Schlüsselentscheidungen über alternative Transformationspfade – INSIGHTS für die Politikgestaltung“<sup>3</sup> und die Publikationen von Clausen (2022) sowie von Clausen et al. (2022).

## 2.3 Fazit und Ausblick

Die Studienauswertung verdeutlicht, dass trotz der hohen Bandbreite in den Ergebnissen zur mengenmäßigen Bedeutung gasförmiger Energieträger, Einigkeit darin besteht, dass H<sub>2</sub> und je nach Szenario auch Syn-CH<sub>4</sub> eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen werden. Ein Grund dafür ist die Alternativlosigkeit in einigen Anwendungsfeldern, etwa in Bereichen der Industrie. Ein großer Teil der Nachfrage wird über Importe gedeckt werden müssen, jedoch prognostizieren die Studien auch nennenswerte Anteile inländischer Produktion, insbesondere beim H<sub>2</sub>. Die inländische Produktion kann dabei sowohl aus Kostengründen, aber auch vor dem Hintergrund einer angestrebten höheren Versorgungssicherheit und geringeren Importabhängigkeit erfolgen.

In den betrachteten Studien werden einige wichtige Aspekte nicht detailliert diskutiert und Fragen zur weiteren Betrachtung aufgeworfen. So weisen einige Studien zurecht auf die erheblichen notwendigen **Infrastruktur- und Transportaufwände** hin, beinhalten jedoch keine vertiefte Untersuchung, wie die großen Investitionen, und damit einhergehenden Zeit- und Koordinationsbedarfe, sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite, erbracht werden sollen. Außerdem werden in den meisten Studien die Szenarien lediglich hinsichtlich eines Kostenoptimums konzipiert. Es steht somit eine umfassende Betrachtung und **Einordnung der Nutzung synthetischer Gase hinsichtlich der sozial-ökologischen Transformation** aus, etwa zu den Möglichkeiten zur Teilhabe von Bürger\*innen, den ökologischen Wirkungen und den regionalen Wertschöpfungsketten.

Darüber hinaus wird die **Rolle von Gasspeichern** in den betrachteten Studien nur in geringem Maße betrachtet. Je nach Nutzungsoption der synthetischen Gase können Speicher einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von zeitlicher Flexibilität von Gasnachfrage und -angebot leisten (Bründlinger et al. 2018). Die Speicherkapazität für Methan wird dabei in 2050 mit 42 TWh

---

<sup>3</sup> Projektseite: <https://www.borderstep.de/projekte/wasserstoff-als-allheilmittel/>.

(Robinius et al. 2020) bis 210 TWh (Sterchele et al. 2020) angenommen. Außerdem werden teilweise zusätzliche Speicherkapazitäten für H<sub>2</sub> ausgewiesen. Der Speicherbedarf ist abhängig von der Rolle, die H<sub>2</sub> im zukünftigen Energiesystem spielt. Laut der Studie des Forschungszentrums Jülich (Robinius et al. 2020) können 67 TWh H<sub>2</sub> in umgerüsteten Wasserstoffkavernenspeichern zwischengelagert werden. In der genannten Studie stellt H<sub>2</sub> allerdings auch die zentrale Technologie zum Ausgleich der fluktuierenden EE dar.

Weiterhin beantworten die Studien nicht oder nur teilweise die Frage, **mit welchen Verfahren H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> in Deutschland möglichst wirtschaftlich** und im Einklang mit der Umwelt hergestellt werden können und sollten. Die vorliegende Studie zur inländischen H<sub>2</sub>- und Methanproduktion kann einen Beitrag dazu leisten, diese Frage zu beantworten.

## 3 Rolle synthetischer Gase im zukünftigen Energiesystem Berlins

Nachdem im vorherigen Kapitel die aktuelle und zukünftige Rolle synthetischer Gase in Deutschland vorgestellt wurde, geht dieses Kapitel auf die spezifische Situation urbaner Räume am Beispiel der Stadt Berlin ein. Im Schwerpunkt geht es dabei um die mögliche Erzeugung synthetischer Gase. Dabei spielen mehrere Faktoren eine große Rolle für die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsprozesse, auf die nachfolgend eingegangen wird. Anschließend werden mögliche Entwicklungspfade für die Stadt Berlin aufgezeigt, indem bestehende Studien und Szenarien untersucht und verglichen werden.

### 3.1 Besonderheiten einer Erzeugung von synthetischen Gasen im und um den urbanen Raum

Der urbane Raum zeigt mehrere Besonderheiten auf, die die Machbarkeit der Erzeugung synthetischer Gase beeinflussen können. Im Folgenden werden diese vorgestellt und kurz diskutiert.

#### Zirkuläre Wertschöpfung im urbanen Raum

PtG-Technologien und deren Wertschöpfungsprozesse sind sehr vielfältig (Berger et al. 2020). Eine Gemeinsamkeit, die viele dieser Technologien verbindet, ist, dass eine Verwertung von anderweitig entstandenen Abfallstoffen bzw. Abgasen ermöglicht wird. So wird für die Methanisierung etwa  $\text{CO}_2$  benötigt, welches in Produktionsprozessen oder in der Müllverbrennung anfällt. Wilms et al. (2018) bieten eine umfassende Übersicht über PtG-, und PtL-Technologien generell und zeigen auf, welche Stoffkreisläufe diese nachhaltig verbinden können. Insbesondere im städtischen Bereich ist ein dichtes Aufkommen an Abfallstoffen vorhanden, es sind häufig verschiedene Produktionsprozesse ansässig, die  $\text{CO}_2$  emittieren und es entstehen Abwässer, welche ebenfalls eine Quelle für die  $\text{H}_2$ -Produktion darstellen können. Zugleich können Abwärme oder auch Nebenprodukte der Verfahren zur Gaserzeugung direkt vor Ort genutzt werden. So könnten etwa die Fernwärmenetze in Städten Abwärme aus der Elektrolyse integrieren. Wie die Stoff- und Energieströme in die Wertschöpfungsketten der wesentlichen Prozessschritte zur Erzeugung synthetischer Gase (Elektrolyse, Plasmalyse und nachgeschaltete Prozesse) integriert werden können, wird im Folgenden anhand der in der Studie untersuchten Prozesse und Technologien detaillierter beschrieben.

Es existieren verschiedene **Elektrolyse**prozesse, die sich in ihren Eigenschaften unterscheiden. Die herkömmlichen Verfahren sind die alkalische, die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyse sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse (Wilms et al. 2018). Diese unterscheiden sich in Bezug auf ihr technisches Konzept, haben aber die Gemeinsamkeit, dass Wasser anhand einer endothermen Reduktionsreaktion in seine Bestandteile Sauerstoff und  $\text{H}_2$  zerlegt werden muss. Der im Elektrolyseur erzeugte **Sauerstoff** hat einen hohen Reinheitsgrad und kann demzufolge auch an der stofflichen Nutzung einiger Industrieprozesse angekoppelt werden. Außerdem wird Sauerstoff in Kläranlagen für die Belebungsbecken benötigt. Ferner fällt bei der Elektrolyse **Prozesswärme** als Nebenprodukt an, die gerade in Gebieten mit hoher Wärmenachfrage etwa über Dritteinspeisung in die Fernwärme kosteneffizient genutzt werden kann. Für Berlin etwa ist eine Einspeisung von Abwärme aus der Elektrolyse durchaus interessant, da die Potenziale an erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme begrenzt sind (Dunkelberg et al. 2020).

Auch bei der **Plasmalyse** zur Herstellung von  $H_2$  gibt es mehrere Verfahren, die sich unterscheiden. Die Plasmalyse basiert auf der Idee,  $H_2$  aus anderen organischen und anorganischen Quellen als Wasser zu gewinnen, vor allem Schmutzwasser, Biomasse, Kunststoffabfall oder (Bio-)Methan. Es handelt sich um ein neues Verfahren mit hoher Technologieinnovation, das es ermöglichen soll, kostengünstigeren und weniger energieintensiven  $H_2$  zu erzeugen (siehe Kapitel 5.1). Das Verfahren ist erst in Pilotvorhaben im Einsatz und kann somit auf weniger Erfahrungen im Betrieb aufbauen als die Elektrolyse. In Bezug auf die Möglichkeiten, zirkuläre Wertschöpfungsketten zu etablieren, schneidet die Plasmalyse allerdings besonders gut ab. Der Prozess basiert hauptsächlich auf **Abfällen** und **Reststoffen** als Edukte und verbindet somit verschiedene Stoffströme. So nutzt die Schmutzwasser-Plasmalyse etwa Klärwasser als Edukt für die Plasmalyse-Reaktion. Die Plasmalyse spaltet Ammonium in  $H_2$  und elementaren **Stickstoff**. Ohne Plasmalyse müsste das Ammonium auf andere Art und Weise dem Abwasser entzogen werden, etwa über eine Deammonifikation. Die Plasmalyse kann also an der Kläranlage (zumindest teilweise) Prozesse der Stickstoffeliminierung ersetzen. Ferner entsteht auch beim Verfahren der Plasmalyse **Prozesswärme** als Nebenprodukt, welche weiterverwendet werden und somit an anderer Stelle Energie- und Prozessaufwendungen reduzieren kann. Da die Plasmalyse auf Abfall- und Abwasserströme angewiesen ist, begrenzt dies zugleich die Skalierbarkeit des Verfahrens und grenzt die Verfügbarkeit potenzieller Standorte stärker ein als im Fall der Elektrolyse.

**Syntheseprozesse von Kohlenwasserstoffen**, die der  $H_2$ -Erzeugung nachgeschaltet sind, benötigen  $CO_2$  als Edukt. Es gibt verschiedene  $CO_2$ -Emissionsströme aus industriellen Anlagen, etwa in der Stahlproduktion und der Zementherstellung, oder auch aus der Müllverbrennung, die punktuell und gerade in oder in der Nähe von Städten vorkommen. Im Vergleich zu einem  $CO_2$ -Bezug durch Luftspaltung benötigen diese Prozesse weniger Fläche und ermöglichen eine angepasste Skalierung der Syntheseprozesse. Die  $CO_2$ -Abscheidung bei diesen Anwendungen ist mit relativ geringen Kosten und Energieaufwänden verbunden und kann für die lokale Verwendung in Syntheseprozessen eingesetzt werden. Da das  $CO_2$  bei energetischer Nutzung des Methans, bzw. bei Verbrennung, wieder freigesetzt wird, handelt es sich jedoch nicht um eine  $CO_2$ -Senke.

### Standortverfügbarkeit im urbanen Raum

Die Erzeugung synthetischer Gase benötigt eine Stromzufuhr, die aus verschiedenen Quellen stammen kann. Lediglich grüne Gase, die mit Strom aus EE erzeugt werden, sind  $CO_2$ -neutral oder  $CO_2$ -negativ (vgl. Abschnitt 2.2.2). Der Anschluss an EE kann direkt oder bilanziell über das Stromnetz, durch einfachen Bezug von Ökostrom oder durch spezielle Verträge wie Power Purchase Agreements (PPA), erfolgen. Die erste Option eines Direktanschlusses ist bei gleichen Wind- und Sonnenbedingungen oft teurer und flächenintensiver als die zweite Variante des Netzbezugs (und in Städten wegen der begrenzten Platzverfügbarkeit für EE-Stromerzeugungsanlagen weniger gut zu realisieren). Im Stromnetz führen Elektrolyseure, Plasmalyseure und Methanisierungsanlagen zu einem punktuell hohen Stromverbrauch, was spezielle **Netzanschlussbedingungen** erforderlich macht und bei der Standortfindung zu berücksichtigen ist. Eine Besonderheit des städtischen Raums ist es, dass Standorte mit hinreichend dimensionierten Stromnetzen, an denen die Erzeugungsanlagen angeschlossen werden können, nur begrenzt zur Verfügung stehen und somit eher als in ländlichen Regionen Konkurrenzen auftreten können.

Bei der Standortfindung sollte außerdem beachtet werden, dass ein **Abnehmer** für die bei der Elektrolyse, Plasmalyse und Methanisierung entstehende **Abwärme** vorhanden ist. Dies können bestehende Wärmenetze sein oder geeignete Quartiere und Gebäudekomplexe, für die neue Wärmenetze geschaffen werden können. Zudem kommen punktuelle Wärmeabnehmer wie industrielle Betriebe und Prozesse und Kläranlagen oder ähnliches in Frage.

Generell ist die Platzverfügbarkeit in Städten eine große Herausforderung. In vielen Städten herrscht eine hohe Konkurrenz um Flächen, sei es für Wohnraum, Erholungsflächen oder Energieinfrastrukturen. Dies zeigt sich etwa in steigenden Bodenrichtwerten und Grundstückspreisen in Berlin (McMakler 2019). Aufgabe von Kommunen ist es, die verschiedenen Bedarfe in der Flächenplanung zu berücksichtigen und frühzeitig auch Flächen für Energieinfrastrukturen vorzuhalten.

### **Zusammenspiel von Stadt und Umland**

Städte werden auch in Zukunft kaum energieautark sein können. Es stellt sich somit die Frage, welche Energieträger in welchem Umfang in die Städte importiert werden können. Zugleich sollten die lokalen Erzeugungspotenziale für Strom, Wärme und auch Gas in Städten ausgeschöpft werden, um Verluste zu begrenzen sowie ressourcenschonend und kosteneffizient zu wirtschaften.

**Stromimporte** in Städte aus dem Umland sind voraussichtlich kaum zu vermeiden, da die zur Klimaneutralität benötigten Kapazitäten an EE-Anlagen für die Stromerzeugung aufgrund des fehlenden Platzangebots nicht ausschließlich in den Städten selbst geschaffen werden können (Schimek et al. 2020). Gasförmige Energieträger werden ebenfalls nicht ausschließlich in Städten erzeugt werden können (Hirschl et al. 2021). Für eine komplette Dekarbonisierung der Städte braucht es somit ein Zusammenspiel mit den Umlandgebieten. Die Erzeugung synthetischer Gase insbesondere in Städten kann die Energieeffizienz des Gesamtsystems erhöhen, indem etwa Abwärme aus diesen Prozessen vollständig genutzt werden kann.

Zudem kann die räumliche Nähe zwischen der Nachfrage und dem Angebot an synthetischen Gasen einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben haben, da etwa **Transportkosten** vermieden oder reduziert werden können. Daher ist es von Interesse, wie viele und welche Abnehmer für synthetische Energieträger an konkreten Standorten verortet sind. Dies kann von Stadt zu Stadt sehr variieren, abhängig davon, welche industriellen Betriebe vor Ort angesiedelt sind und wie die (Fern-)Wärmeversorgung gestaltet ist und zukünftig gestaltet werden soll. Generell kann im urbanen Raum die Nachfrage nach synthetischen Gasen aufgrund der großen stofflichen und energetischen Bedarfe besonders hoch auffallen. Gleichzeitig gibt es in Städten ein hohes Aufkommen an **unvermeidbaren Abfallströmen** und **Prozessemissionen**, die in die Wertschöpfungsketten der synthetischen Gase nachhaltig einfließen können. Städte sollten daher als mögliche Standorte für Erzeugungsanlagen für synthetische Energieträger trotz der genannten Begrenzungen der Gesamtpotenziale in Betracht gezogen werden.

## 3.2 Nachfrage und Erzeugungspotenziale in Berlin

Zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele muss auch der Berliner Gasmarkt zunehmend auf synthetische Gase umgestellt werden. Derzeit sind die Anteile synthetischer Gase im Berliner Gasmix verschwindend gering (Schimek et al. 2020). Wie sich diese weiterentwickeln können und sollten, untersuchen zwei Studien (Hirschl et al. 2021; Nymoer et al. 2020), deren Ergebnisse im Folgenden kurz dargestellt werden.

Die Studie von Nymoer et al. (2020) ist vom Energieberatungsunternehmen Nyomen im Auftrag der **GASAG** durchgeführt worden. Die Studie projiziert einen sinkenden Gasverbrauch in Berlin von 26,8 TWh im Jahr 2019 auf 19,3 TWh im Jahr 2050, mit der größten Senkung um ca. 47 % im Gebäudesektor (2019: 12,7 TWh, 2050: 6,8 TWh). Diese kann durch hohe Effizienzsteigerungen erreicht werden. Die Studie sieht eine vollständige Deckung des Gaseinsatzes durch sogenannte „erneuerbare und dekarbonisierte Gase“, also H<sub>2</sub>, Syn-CH<sub>4</sub> und Biomethan, vor. Der H<sub>2</sub>-Anteil im



Gasmix insgesamt wird der Studie zufolge auf 7 % in 2025 und auf bis zu 70 % in 2050 ansteigen. Letzteres entspricht einer Menge von 13,5 TWh. Syn-CH<sub>4</sub> und Biomethan decken die restliche Nachfrage zu gleichen Anteilen mit einer Gesamtmenge von jeweils 2,9 TWh.

Die **Machbarkeitsstudie „Berlin Paris-konform machen“** wurde von der Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz in Auftrag gegeben (Hirschl et al. 2021). Die Studie nutzt einen restriktionsbasierten Ansatz zur Definition unterschiedlicher Klimaneutralitätspfade. Auf diese Weise werden Problembereiche in einzelnen Handlungsfeldern und Hemmnisse zur Zielerreichung identifiziert sowie Maßnahmen abgeleitet, wie diesen begegnet werden kann. Im Langfristszenario für eine Klimaneutralität bis 2050 „KnB 2050“ wird eine Senkung des Gasverbrauchs auf ca. 11,9 TWh im Jahr 2050 prognostiziert. Mit dem Ziel des Berliner Senats, dass die Klimaneutralität bereits in 2045 erreicht werden soll, müssten die in der Studie genannten Werte ebenfalls bereits 2045 erreicht werden. Der größte Anteil des zukünftigen Gasverbrauchs liegt der Studie zufolge im Handlungsfeld der Energieversorgung mit etwa 49 % bzw. 5,8 TWh (inklusive Fernwärme), gefolgt vom Handlungsfeld Verkehr mit 29,4 % (3,5 TWh). Die Studie definiert weiterhin einen H<sub>2</sub>-Anteil von 70 % im Gasmix im Jahr 2050, was einer Gesamtmenge von 8,4 TWh entspricht. Die verbleibende Menge wird mit Syn-CH<sub>4</sub> und Biomethan gedeckt werden.

Eine Besonderheit der Energienachfrage in Berlin besteht darin, dass sich relativ **wenige große industrielle Unternehmen** mit hohen Energiebedarfen im Berliner Stadtraum befinden. Der Industriesektor hat in Berlin nur einen Anteil von 5 % am Endenergieverbrauch (Stand 2020), was im Vergleich zum nationalen Durchschnitt von 29 % sowie zu anderen Städten, beispielsweise Hamburg mit 18 % (Statistik-Nord 2022), ein eher geringer Wert ist. Deutlich höher sind die Anteile von Kleinabnehmern, die den Sektoren GHD und den privaten Haushalten zugeordnet werden können (67 % des Endenergieverbrauchs in Berlin), sowie des Sektors Verkehr (28 %) (Amt für Statistik 2022). Diese regionalen Spezifika sollte bei der Auswahl der passenden Einsatzbereiche synthetischer Gase in jedem Fall in Betracht gezogen werden. So kann etwa die gekoppelte Strom- und Fernwärmeerzeugung in Berlin ein wichtiger Abnehmer sein. Entwicklungspfade für die Berliner Fernwärme zeigen hier auf, dass Gas aller Voraussicht nach auch in Zukunft einen nennenswerten Anteil des Fernwärmemixes bereitstellen wird (Dunkelberg et al. 2020; Ritzau et al. 2019).

Wie gezeigt haben urbane Räume und Berlin im Speziellen nur bedingt Potenziale, EE-Strom zur Produktion von H<sub>2</sub> und SynCH<sub>4</sub> selbst zu erzeugen. Berlin ist Stand heute in hohem Maße von Energieimporten abhängig. Dies wird vermutlich auch Zukunft der Fall sein (vgl. Hirschl et al. 2021). Hierbei stellt sich neben der Möglichkeit, Strom zur H<sub>2</sub>- und Syn-CH<sub>4</sub>-Erzeugung aus dem Umland zu beziehen auch die Möglichkeit, synthetische Gase beispielsweise aus dem umliegenden Brandenburg zu importieren. Die Studie von Falkenberg et al. (2021) untersucht zur Aktualisierung der Energiestrategie **Brandenburgs** für mehrere Handlungsfelder, welche Klimaneutralitätspfade angenommen werden können. Für 2050 wird dabei eine H<sub>2</sub>-Nachfrage bzw. ein Nutzungspotenzial von ca. 18,5 TWh prognostiziert. Der größte Anteil (17,7 TWh) soll im Industriesektor eingesetzt werden, weitere 2,2 TWh im Verkehrsbereich. Die Studie macht gleichzeitig deutlich, dass die möglichen Produktionskapazitäten in Brandenburg nur ein lokal erzeugtes H<sub>2</sub>-Angebot in Höhe von etwa 5 TWh in 2040 bzw. 6,6 TWh in 2050 bereitstellen können. Die Studienautor\*innen rechnen hierfür mit einer benötigten Elektrolyseurleistung von ca. 2,14 GW in 2040 bzw. 2.50 GW in 2050. Diese Zahlen deuten darauf hin, dass Brandenburg zukünftig H<sub>2</sub> importieren müssen und keine oder nur geringe Möglichkeiten hat, H<sub>2</sub> nach Berlin zu exportieren. Dies hängt jedoch auch davon ab, in welchem Maße in Brandenburg ein Ausbau der EE-Stromerzeugung erfolgt, inwieweit auf die Strategie der Elektrifizierung gesetzt wird und in welchem Umfang Effizienzsteigerungsmaßnahmen zur Senkung der Energieverbräuche umgesetzt werden. In Bezug auf Syn-CH<sub>4</sub> finden sich in der Studie von Falkenberg et al. (2021) keine Projektionen zur Entwicklung der Nachfrage

und des Angebots in Brandenburg. Es sei an dieser Stelle auf das laufende Projekt „Klimaplan Brandenburg“<sup>4</sup> hingewiesen, in welchem ein Gutachten zur Klimastrategie Brandenburgs mit tieferen Untersuchungen der Gasmakntentwicklung erarbeitet wird. Insgesamt bleibt eine tiefere Analyse darüber ausstehend, wie ein bestmögliches Zusammenspiel der Energienachfrage und Erzeugungskapazitäten von Berlin und Brandenburg aussehen kann, die Studie macht allerdings deutlich, dass sich Berlin in Bezug auf die Versorgung mit synthetischen Gasen voraussichtlich nicht auf einen H<sub>2</sub>-Überschuss in Brandenburg verlassen können wird, weshalb neben den Möglichkeiten eines Imports aus dem Ausland auch über die **innerstädtische Produktion** von synthetischen Gasen nachgedacht werden sollte.

In **Berlin** sind bislang allerdings nur wenige **PtG-Projekte** in Betrieb. Ein kommerzielles Projekt befindet sich am Flughafen BER. Die dort errichtete H<sub>2</sub>-Tankstelle, die über eine eigene Elektrolyseanlage mit einer Kapazität von 500 kW (umgerechnet etwa 200 kg H<sub>2</sub> pro Tag) verfügt. Der H<sub>2</sub> wird durch das Verfahren der alkalischen Elektrolyse mit Strom aus Wind- und Solarenergie hergestellt und ermöglicht die Betankung von etwa 50 Fahrzeugen mit Brennstoffzellen (Brünglinghaus 2014). Ein weiteres, deutlich kleineres Projekt wird vom Unternehmen Graforce zusammen mit den Berliner Wasserbetrieben in Waßmannsdorf betrieben. Die Pilotanlage wendet das H<sub>2</sub>-Produktionsverfahren der Plasmalyse an, wobei Abwasser aus einer Kläranlage verwertet wird und zur Produktion von 25 kg H<sub>2</sub> pro Tag genutzt wird (Synreform 2022). Die Projekte verdeutlichen, dass die H<sub>2</sub>-Herstellung in urbanen Räumen möglich ist und das Nutzen lokaler Synergien im städtischen Kontext erfolgreich sein kann. Die aktuell installierten Kapazitäten für H<sub>2</sub> und für Syn-CH<sub>4</sub> sind jedoch sehr gering, die Anlagen stellen Demonstrationsvorhaben dar und können noch keinen nennenswerten Beitrag für die H<sub>2</sub>-Versorgung in Berlin leisten. Zur Erreichung der oben beschriebenen Projektionen in Berlin ist daher ein erheblicher Ausbau der Erzeugungskapazitäten erforderlich. Einige Projekte sind bereits in Aussicht, etwa ein Pilotprojekt im von Vattenfall betriebenen Heizkraftwerk Marzahn, in welchem sich eine mit einem H<sub>2</sub>-Gemisch betriebene Turbine in der Planung befindet. Ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 30 MW soll installiert werden, um den hierfür notwendigen H<sub>2</sub> vor Ort herzustellen (Schimek et al. 2020). In **Brandenburg** sind bislang ebenfalls nur wenige Anlagen für die Produktion synthetischer Gase in Betrieb. Zwei kleine Anlagen in Cottbus und Falkenhagen werden für Forschungszwecke zur Produktion von H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> betrieben (STORE&GO 2017). Ferner wird ein Projekt in Prenzlau mit einer Elektrolyseleistung von 500 kW kommerziell betrieben und dient dem Zweck der Netzflexibilisierung, Rückverstromung und Betankung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Forum Synergiewende 2022). Geplant werden weitere Projekte in Eberswalde, Luckau und Prenzlau, die vor allem für industrielle Zwecke eingesetzt werden sollen, sowie ein Reallabor mit einem PEM-Elektrolyseur in der Lausitz (BDEW 2022a).

Die Beschreibung der prognostizierten Nachfrage nach synthetischen Gasen für Berlin und die Bestandaufnahme für Berlin und Brandenburg verdeutlichen den hohen Bedarf, in neue Anlagen zur Erzeugung von H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> zu investieren. Voraussetzung dafür, dass die erforderlichen Investitionen getätigt werden, ist die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Betreibenden. Für die Betreibenden und die Nutzer\*innen sind die Gasgestehungskosten eine zentrale ökonomische Kenngröße. Die folgenden Kapitel gehen daher auf die Frage ein, mit welchen Gasgestehungskosten verschiedene Verfahren zur Erzeugung von H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> im urbanen Raum einhergehen, welche Parameter ihre Höhe maßgeblich beeinflussen und wie eine Finanzierung der Projekte aussehen kann.

<sup>4</sup> Projektseite: [https://www.ioew.de/publikation/zwischenbericht\\_zum\\_gutachten\\_fuer\\_den\\_klimaplan\\_brandenburg](https://www.ioew.de/publikation/zwischenbericht_zum_gutachten_fuer_den_klimaplan_brandenburg).

## 4 Methodisches Vorgehen

Ziel der folgenden Untersuchung ist es, die **Wirtschaftlichkeit** ausgewählter Erzeugungstechnologien für die Herstellung von synthetischem H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> in urbanen Räumen am Beispiel der Stadt Berlin zu bewerten. Als Kenngröße für die Bewertung dienen die H<sub>2</sub>- bzw. CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten, die mithilfe der Annuitätenmethode errechnet werden. Im Falle einer festgestellten Wirtschaftlichkeit werden basierend auf Annahmen zu den Betreiber- und Geschäftsmodellen mögliche Finanzierungsstrukturen mithilfe einer **Discounted-Cashflow-Analyse** (DCF) analysiert. In diesem Kapitel werden die zur Berechnung verwendeten Methoden, Modelle und Annahmen dargestellt. Bezugsrahmen ist dabei der geltende Rechtsrahmen Stand Januar 2022.

### 4.1 Berechnung der Gasgestehungskosten

Die Gasgestehungskosten dienen dem direkten Vergleich der Erzeugungskosten synthetischen H<sub>2</sub> und Methans, sowohl zwischen den untersuchten Technologien und Erzeugungsprozessen als auch im Vergleich zu national bzw. international erzeugten und importierten Gasen. Grundlage für die Berechnung der Gasgestehungskosten ist die **Annuitätenmethode** nach VDI-Norm 2067 (VDI 2000). Im Gegensatz zu statischen Investitionsrechnungsverfahren, wie der Kostenvergleichsrechnung, hat die Annuitätenmethode den Vorteil, dass dynamische Preisentwicklungen, etwa von Investitionskosten, Strom oder Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) in die Betrachtung und somit in die Bewertung der heutigen und zukünftigen Wirtschaftlichkeit eines Technologiedesigns einfließen können. Zwar sind diese Preisänderungsfaktoren stets annahmenbasiert und daher mit gewissen Unsicherheiten behaftet, sie ermöglichen aber insbesondere bei Technologien mit hohen Kosteneinsparpotenzialen eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit über längere Zeiträume hinweg.

Per Definition beschreibt eine **Annuität** einen jährlichen Zahlungsbetrag in gleichbleibender Höhe. Zur Ermittlung der Annuität werden die Barwerte der gesamten anfallenden Kostenpositionen eines Investitionsvorhabens summiert und in jährlich konstanten Raten auf den betrachteten Zeitraum verteilt. Je geringer diese Raten ausfallen, desto niedriger sind die über den Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten. Die für die Ermittlung der Annuitäten relevanten Kostenpositionen gliedern sich in vier Blöcke:

- **Kapitalgebundene Kosten:** Einmalige Kosten für den Bau der technischen Anlagen inklusive Baunebenkosten, sowie im Betrachtungszeitraum anfallende Ersatzinvestitionen. Übersteigt die Lebensdauer einer Anlage oder Anlagenkomponente den Betrachtungszeitraum, wird ein Restwert für das Bauteil in der Summe der kapitalgebundenen Kosten gutgeschrieben.
- **Betriebsgebundene Kosten:** Regelmäßige jährlich anfallende Ausgaben für Betrieb, Wartung und Inspektion der Anlagen über die Dauer des Betrachtungszeitraums, welche unabhängig von den erzeugten Mengen an H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> sind.
- **Verbrauchsgebundene Kosten:** Jährlich anfallende Kosten, welche abhängig von der produzierten Menge sind. Hierzu gehören insbesondere die Kosten für Strom und CO<sub>2</sub> (im Fall einer Methanisierung).
- **Sonstige Kosten:** Regelmäßige Zahlungen, die nicht eindeutig den betriebs- oder verbrauchsgebundenen Kosten zuzuordnen sind, beispielsweise Versicherungen.

Die Kostenpositionen werden unter Berücksichtigung von Preisänderungsraten über den Betrachtungszeitraum als Annuitäten berechnet. Da die Kostendaten teilweise für unterschiedliche

Bezugsjahre vorliegen, werden diese mithilfe von Preisänderungsfaktoren sowie inflationsbereinigt auf das Investitionsjahr fortgeschrieben. Aus den Teilannuitäten der vier Kostenkategorien kann schließlich die Gesamtannuität berechnet werden. Anschließend wird die Gesamtannuität durch die durchschnittliche jährliche Produktionsmenge an H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub> geteilt, man erhält die **Gasgestehungskosten** in €/kg. In Tabelle 4.1 sind zentrale technologieübergreifende Annahmen für die Ermittlung der Gasgestehungskosten aufgeführt.

**Tabelle 4.1: Übergreifende Annahmen zur Berechnung der Gasgestehungskosten**

Quellen: 1) vgl. Kreidelmeyer et al. (2020); 2) Die Annahmen zur Strompreisentwicklung basieren auf dem Preispfad „Aurora Central Base“ von Aurora Energy Research; 3) Eigene Berechnung auf Basis von Bünger und Matthey (2020); 4) Kemmler et al. (2020); 5) Eigene Berechnung auf Basis von Destatis (2022).

<b>Investitionszeitpunkt</b>	2022
<b>Betrachtungszeitraum</b>	20 Jahre
<b>Weighted Average Costs of Capital (WACC)<sup>1)</sup></b>	10,0 %
<b>Preisentwicklungsraten (Ø über Betrachtungszeitraum)</b>	
<b>Strom (Industriekunden)<sup>2)</sup></b>	+ 2,6 %
<b>Kosten für CO<sub>2</sub> (Zertifikate)<sup>3)</sup></b>	+ 7,0 %
<b>Betriebskosten<sup>4)</sup></b>	+ 2,0 %
<b>Inflation (langfristig) und sonstige Kosten<sup>5)</sup></b>	+ 1,4 %

Für den **Strombezug** wurde davon ausgegangen, dass Börsenstrom bezogen wird. Als mittlere Beschaffungskosten wurden 6,4 ct/kWh<sub>el</sub> angesetzt. Hinzu kommen Stromsteuer, Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden, die KWK-Umlage, Offshoreumlage, Abschaltbare Lastenumlage sowie zu entrichtende Netzentgelte (Arbeitspreis: 1,74 ct/kWh<sub>el</sub>; Mittelspannung). Für die Kosten der §19 Strom NEV wurden 0,437 ct/kWh<sub>el</sub> (bis 1 Mio. kWh<sub>el</sub>) bzw. 0,05 ct/kWh<sub>h</sub> berechnet. Der Wegfall der EEG-Umlage zum 01.07.2022 ist in den Stromkosten berücksichtigt. Damit der Strom und auch das resultierende Endprodukt als grüner H<sub>2</sub> bzw. als grünes Syn-CH<sub>4</sub> eingestuft werden kann, wurden zusätzliche Kosten für den Bezug von **Herkunftsnachweisen** in Höhe von 0,5 ct/kWh<sub>el</sub> erfasst. Insgesamt ergeben sich für den bezogenen Strom Kosten in Höhe von **11,64 ct/kWh<sub>el</sub>**. Für die ersten 1 Mio. kWh<sub>el</sub> sind 12,02 ct/kWh<sub>el</sub> fällig.

## 4.2 Discounted-Cashflow-Analyse

Aufbauend auf den Ergebnissen der Annuitätenmethode sollen für Technologien und Prozesse, für die eine grundsätzliche Konkurrenzfähigkeit festgestellt werden konnte, mögliche Finanzierungsformen diskutiert werden. Um die Finanzierungsstruktur eines Projektes unter Betrachtung der jährlich zu erwartenden Veränderungen von etwa Preisen und Kosten zu bewerten, wird dazu die diskontierte Cashflow-Methode (Discounted-Cashflow, kurz DCF) angewendet. Die DCF-Methode dient der Ermittlung des Unternehmenswertes, indem zukünftige Zahlungsströme (Cash-Flows) inklusive aller Kostenströme, Kreditzahlungen, Steuern, Umlagen und Erlöse auf einen Bewertungsstichtag,

etwa einen möglichen Investitionszeitpunkt, diskontiert werden (Fernando 2022). Die Diskontierungsrate wird in der Regel mit den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten einer Unternehmung, den sogenannten „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC), gleichgesetzt. Diese lässt sich aus den Fremd- und Eigenkapitalanteilen und den jeweiligen Zinssätzen berechnen.

Mithilfe der DCF-Analyse werden folgende Indikatoren ermittelt:

- Der diskontierte **Kapitalwert** stellt den Netto-Barwert sämtlicher durch ein Investitionsprojekt generierten Aus- und Einzahlungen dar.
- Die **Projektrendite** ist ein Maß für den internen Zinsfuß eines Unternehmens. Diese gibt Auskunft über die Rendite einer Investition, ohne dabei die Finanzierungsstruktur zu berücksichtigen. Konkret wird bei der Berechnung der Projektrendite angenommen, dass die Finanzierung zu 100 % durch Eigenkapital gesichert ist.
- Die **Eigenkapitalrendite** kalkuliert die Fremdkapitalrendite mit ein und ist daher meistens höher als die Projektrendite, da sie den Hebel der Fremdfinanzierung berücksichtigt.
- Die **Amortisationsdauer** ist der Zeitraum, in dem Auszahlungen durch die Einnahmen wieder zurückgewonnen werden. Je kleiner die Amortisationsdauer, desto attraktiver sind zeitlich gesehen die betrachteten Investitionsprojekte, da frühzeitiger Gewinne generiert werden.
- Der **Break-Even-Preis** ist der Preis, bei dem sich der Kapitalwert der Investition zu Null ergibt. Dieser ist insbesondere dann wichtig, wenn die Preissetzung der Produkte untersucht werden soll, und er dient als Richtwert für eine finanziell Ertrag bringende Produktvermarktung.

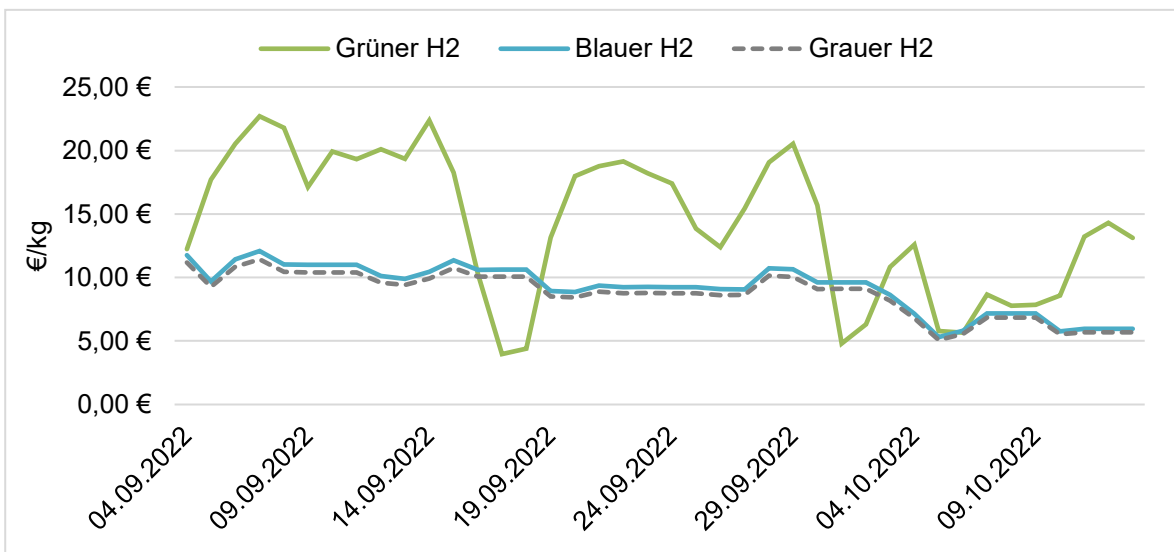
Zusätzlich zu den in Kapitel 4.1 aufgezählten Kostenpositionen umfasst die DCF-Analyse Steuern, Darlehensrückzahlungen und damit verbundene Zinsen und Abschreibungen. Hierfür werden die in Tabelle 4.2 aufgeführten Annahmen getroffen.

**Tabelle 4.2: Eingangsparmeter für die DCF-Analyse**  
Eigene Annahmen.

Parameter	Wert
Gewinnsteuersatz	15 %
Abschreibung der Investitionsanlagen	Linear über 20 Jahre
Anteil Fremdkapital	80 %
Fremdkapitalzins	12 %
Eigenkapitalzins	5 %
Kreditlaufzeit	10 Jahre
Tilgungsfreie Zeit	0 Jahre

Die DCF-Methode wurde in der vorliegenden Studie nur für die H<sub>2</sub>-Produktion mittels Plasmapolymerisation durchgeführt, da für diese eine grundsätzliche Wirtschaftlichkeit im Sinne eines Kostenvorteils gegenüber Referenzprodukten gegeben ist. Somit beschränkten sich die folgenden Formulierungen auf diesen Fall.

Der Preis, zu dem der produzierte H<sub>2</sub> verkauft werden soll und kann, beeinflusst die Wirtschaftlichkeit aus unternehmerischer Perspektive erheblich. Der erzielbare **H<sub>2</sub>-Marktpreis** kann dabei als begrenzender Faktor betrachtet werden. Um einen Überblick über die Konkurrenzfähigkeit verschiedener H<sub>2</sub>-Herstellungsverfahren zu erhalten und einen Marktpreis für die Betrachtung abzuleiten, kann der Preisindex „Hydex“, den die Unternehmen E-Bridge und energate herausgeben, herangezogen werden. Der Hydex ist ein kostenbasierter Index, der die kurzfristigen Gesteungskosten, also Strom-, Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise ohne Kapitalkosten, der verschiedenen Technologien zur Herstellung von „grünem“, „blauen“ bzw. „grauen“ H<sub>2</sub> berücksichtigt<sup>5</sup> (E-Bridge 2022). Grüner H<sub>2</sub> ist, dies zeigt die Entwicklung des Hydex, in Zeiten hoher EE-Einspeisung günstiger als konventioneller H<sub>2</sub>. Als Beispiel sind die Indexwerte für September/Oktober 2022 in Abbildung 4.3 dargestellt. Aus diesen wird ersichtlich, dass grüner H<sub>2</sub> nur an wenigen Tagen im Betrachtungszeitraum günstiger als Erdgas-basierter H<sub>2</sub> war (E-Bridge 2022).



**Abbildung 4.3: Monatliche Preisentwicklung für grünen (Elektrolyse), blauen und grauen Wasserstoff September/Oktober 2022**

Eigene Darstellung basierend auf E-Bridge (2022).

Der Hydex ist im Jahr 2022 über alle H<sub>2</sub>-Varianten gegenüber dem Jahr 2021 deutlich angestiegen und weist eine höhere Volatilität auf (Wencker 2022). Dies kann im Wesentlichen auf die steigenden Strom-, Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise zurückgeführt werden. Im Jahresdurchschnitt lag der Preisindex für grünen H<sub>2</sub> im Jahr 2021 bei 5,26 €/kg gegenüber 9,66 €/kg im Jahr 2022. Das gleiche Trend ist bei den konventionellen Wasserstoffvarianten zu finden. Für blauen H<sub>2</sub> ist der Preis von 3,20 €/kg in 2021 auf 5,81 €/kg in 2022 und für grauen H<sub>2</sub> von 3,02 €/kg auf 5,68 €/kWh gestiegen (E-Bridge 2022).

Für den Verkaufspreis von H<sub>2</sub> wird in der DCF-Methode angenommen, dass das produzierende Unternehmen den H<sub>2</sub> zu den Gesteungskosten zuzüglich einer Gewinnmarge veräußern kann, sofern der sich daraus ergebende Wert unterhalb des Preisniveaus für grünen H<sub>2</sub> im Jahr 2022 liegt. Liegt das Preisniveau von grünem H<sub>2</sub> unter dem errechneten Wert, wird davon ausgegangen, dass lediglich der Marktpreis erzielt werden kann. Die Gesteungskosten vom vermarkteten

<sup>5</sup> Grüner H<sub>2</sub>: aus der Elektrolyse; Blauer H<sub>2</sub>: aus Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Speicherung; Grauer H<sub>2</sub>: aus Erdgas ohne CO<sub>2</sub>-Speicherung.

Plasmalyseprodukt werden in Kapitel 5.3 berechnet und in Kapitel 5.4 mit anderen Referenzfällen für grünes H<sub>2</sub> verglichen.

Die DCF-Methode ermöglicht es, sich einen Überblick über zukünftige Zahlungen in einem Projekt zu verschaffen und damit Aussagen über den Wert einer Unternehmung, diskontiert auf einen gewünschten Bezugszeitpunkt, zu treffen. Allerdings beruht die Methodik auf Schätzungen der zukünftigen Zahlungsströme, die auf komplexen Prognosen basieren. Dies führt zu hohen Unsicherheiten in Bezug auf die Ergebnisse. Zum Umgang und zur besseren Einschätzung der Unsicherheiten werden Sensitivitätsanalysen für die wichtigsten Eingangsparameter durchgeführt.

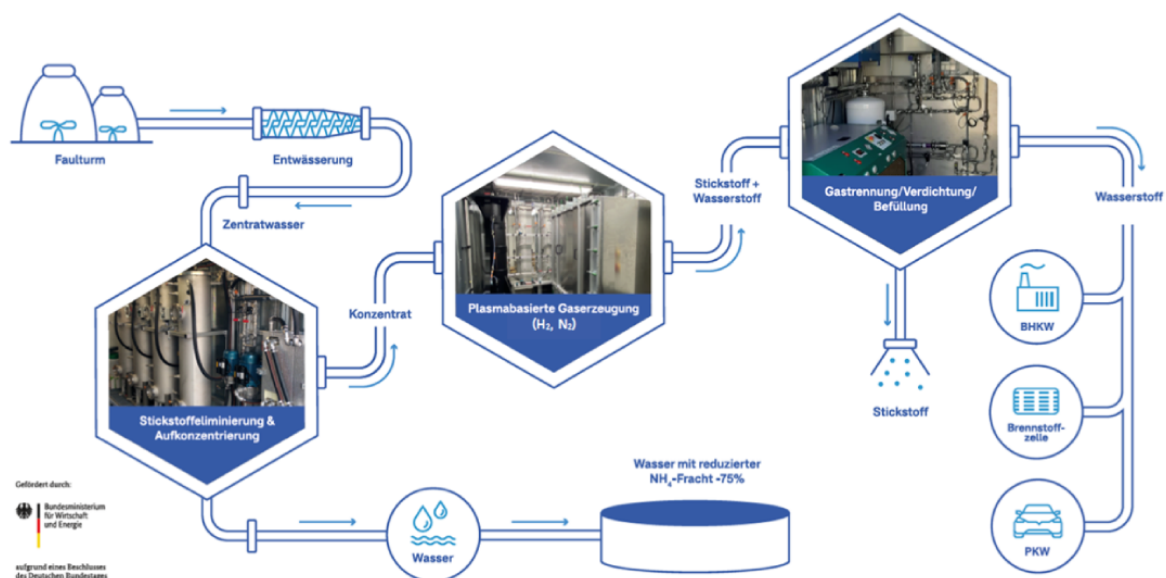
Dabei spielen die **Strombezugskosten** eine wichtige Rolle, die zudem von besonders unsicheren Trends geprägt sind. Daher werden in Kapitel 5.6 verschiedene Strompreissteigerungsraten angenommen, um die Sensitivität der DCF-Indikatoren auf diese Kostenkomponenten zu analysieren. Die **Finanzierung** eines Projektes ist ebenfalls für die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens entscheidend. Sie beinhaltet die Aufteilung der Anfangsinvestition in Fremd- und Eigenkapital und die hierfür jeweils angenommenen Zinssätze. Zudem ist die Höhe der Mindest-Fördersumme von Interesse, die erforderlich ist, um die Anfangsinvestitionen schnell genug zu amortisieren und Gewinne zu generieren, die die Deckung der laufenden jährlichen Kosten ermöglichen. Die notwendige Mindest-Fördersumme wird ebenfalls in Kapitel 5.6 mittels einer Sensitivitätsanalyse untersucht.

## 5 Schmutzwasser-Plasmalyse am Klärwerk

Wie in Kapitel 3 dargestellt, wird  $H_2$  in Zukunft voraussichtlich eine wichtige Rolle für die Energieversorgung in Berlin spielen (Schimek et al. 2020; Hirschl et al. 2021). Im Folgenden werden die beiden im Forschungsvorhaben UMAS untersuchten Technologien zur  $H_2$ -Herstellung, die Schmutzwasser-Plasmalyse unter Nutzung von Abwasser aus dem Klärprozess und die PEM-Elektrolyse, mit ihren jeweiligen Spezifika und zentralen technischen und ökonomischen Kenngrößen dargestellt. Es folgt eine Betrachtung der für diese Technologien im urbanen Raum resultierenden  $H_2$ -Gestehungskosten in Abhängigkeit von den gesetzten Rand- und Rahmenbedingungen. Hierbei wird neben der Strombezugsquelle auch auf mögliche Kosteneinsparungspotenziale durch die Nutzung von in den Prozessen entstehender Abwärme bzw. im Fall der Plasmalyse durch den möglichen, partiellen Ersatz von Alternativprozessen am Klärwerk zur Stickstoffeliminierung eingegangen. Anschließend werden die Gasgestehungskosten literaturbasiert anhand von Referenzfällen zur nationalen und internationalen Erzeugung von  $H_2$  bezüglich ihrer Konkurrenzfähigkeit auf dem Markt eingeordnet. In den Abschnitten 5.5 und 5.6 wird weiterhin auf mögliche Geschäftsmodelle in Bezug auf die Schmutzwasser-Plasmalyse eingegangen, und es werden mögliche Finanzierungsmodelle und die resultierenden Zahlungsflüsse diskutiert.

### 5.1 Technologiebeschreibung

Die Schmutzwasser-Plasmalyse ist ein neuartiges Verfahren zur Herstellung von  $H_2$  aus Schmutzwasser, welches von der Firma *Graforce GmbH* entwickelt wurde<sup>6</sup>. Neben Zentratwasser aus dem Klärprozess kommt für die Plasmalyse beispielsweise auch Schmutzwasser aus Industrieprozessen als Inputstrom in Frage. Die folgende Betrachtung bezieht sich auf die Verwendung von Zentratwasser aus dem Klärprozess als Input für die Plasmalyse. Das Verfahren der Schmutzwasser-Plasmalyse umfasst in dieser Ausgestaltung **drei Prozessschritte**.



**Abbildung 5.4: Übersicht Plasmalyseprozess**

Quelle: Graforce.

<sup>6</sup> Die im folgenden aufgeführten Daten zur Schmutzwasserplasmalyse stammen, wenn nicht anders aufgeführt, vom Hersteller *Graforce GmbH*.



Zunächst wird das im Klärprozess durch Entwässerung von Schlammwasser aus dem Faulturm entstehende Zentratwasser aufkonzentriert, woraus ein Konzentrat mit erhöhter Konzentration von Ammonium ( $\text{NH}_4$ ) bzw. Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) resultiert. Dieses Konzentrat wird anschließend in die Plasmalyseeinheit eingeführt, in der das  $\text{NH}_4$  bzw. das  $\text{NH}_3$  mithilfe des erzeugten Plasmas in die Gase  $\text{H}_2$  und Stickstoff ( $\text{N}_2$ ) gespalten wird. Im letzten Schritt erfolgt eine Trennung des Mischgases in  $\text{H}_2$ - und Stickstoffgas. Für eine detailliertere Beschreibung des Prozesses siehe Dunkelberg und Katner (2022), die eine ökologische Bewertung des Verfahrens vorstellen.

Mit einem **Strombedarf** von ca. 20 kWh/kg erzeugtem  $\text{H}_2$  hat die Schmutzwasser-Plasmalyse einen deutlich geringeren Strombedarf als herkömmliche Verfahren zur  $\text{H}_2$ -Gewinnung wie beispielsweise die PEM-Elektrolyse (vgl. Kapitel 5.2). Da das Konzentrat am Klärwerk größtenteils kontinuierlich anfällt, ist es bei der Dimensionierung einer Anlage sinnvoll, eine möglichst hohe Anzahl an **Volllaststunden** (VLH) anzustreben, um Zwischenspeicherbedarfe des Konzentrats zu minimieren. Für die Untersuchung wurde von einem Betrieb mit 8.000 VLH ausgegangen.

Die leistungsspezifischen **Investitionskosten** sinken mit höherer Anlagenleistung durch Skaleneffekte ab. Im Fall einer Anlagenleistung von 1 MW liegen die Investitionskosten bei ca. 2,6 Mio. €. Im **Betrieb** fallen Kosten in Höhe von etwa 2 % der Investitionskosten an, welche insbesondere die Wartung und die Steuerung des Betriebs umfassen.

Bei der Schmutzwasser-Plasmalyse entsteht **Abwärme**, von welcher in etwa die Hälfte in den Plasmalyseprozess zurückgeführt wird. Die restliche Wärme kann zu verschiedenen Zwecken wie zur Bereitstellung von Raum- oder Produktionsprozesswärme weiter genutzt werden. Das Temperaturniveau der nutzbaren Abwärme liegt hierbei unter  $85^\circ\text{C}$ . Pro Megawatt installierter Leistung produziert der Plasmalyseur im Volllastbetrieb 500 kWh/h Abwärme als Nebenprodukt, wobei etwa die Hälfte für die externe Nutzung zur Verfügung steht. Durch die Nutzung dieser Wärme können finanzielle Einnahmen generiert und zusätzliche  $\text{CO}_2$ -Emissionen vermieden werden.

Das in Kläranlagen anfallende Zentratwasser wird herkömmlicherweise mit einer Deammonifikation oder einem Nitrifikations- und Denitrifikationsverfahren von seiner Stickstofflast befreit. Die Schmutzwasser-Plasmalyse übernimmt teilweise diese **Stickstoffeliminierung**, was sie vor allem für Standorte, an denen Veränderungen in Bezug auf die N-Eliminierungsverfahren anstehen und für neu geplante Anlagen wirtschaftlich attraktiv macht, da die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten (teilweise) eingespart werden können. Im Fall einer bestehenden Anlage zur Deammonifikation können Betriebskosten eingespart werden. Die Wirtschaftlichkeit eines Wechsels zur Schmutzwasser-Plasmalyse ist in diesem Fall jedoch vom Alter und der Restlaufzeit der vorhandenen Anlage abhängig. Wird die Investition bzw. der Betrieb einer Deammonifikationsanlage durch den Einsatz der Plasmalyse reduziert oder sogar obsolet, findet dieses in der ökonomischen Bewertung in Form von Gutschriften (eingesparte Kosten) Beachtung. Kostenseitig fallen vor allem die eingesparten Betriebskosten ins Gewicht da sie anders als die kapitalgebundenen Investitionskosten einer Deammonifikationsanlage (ca. 3,40 €/kg eliminiertem Stickstoff) jährlich anfallen. Die eingesparten Betriebskosten betragen ca. 75 ct/kg eliminiertem Stickstoff (Mutz et al. 2013).

In Bezug auf die tatsächlichen **Potenziale** der  $\text{H}_2$ -Erzeugung mittels Schmutzwasser-Plasmalyse bleibt zu berücksichtigen, dass die Möglichkeiten zur Hochskalierung maßgeblich von dem Vorhandensein der Edukte (in diesem Fall Abwasser) abhängen. Für das Verfahren der Schmutzwasser-Plasmalyse sind Kläranlagen mit Faultürmen geeignet, da das Zentratwasser als Output der Faultürme eine besonders hohe  $\text{NH}_4$ -Last aufweist. Dies ermöglicht einen effizienten Betrieb der Aufkonzentrierung. Die Bewertung hinsichtlich einer Übertragbarkeit auf andere Standorte muss daher stets unter Berücksichtigung der lokalen Situation an der jeweiligen Kläranlage erfolgen. Wird für

Berlin angenommen, dass das gesamte jährlich anfallende Abwasser für den Prozess der H<sub>2</sub>-Herstellung genutzt werden kann, liegt das Potenziale zur H<sub>2</sub>-Erzeugung bei jährlich etwa 550 t (vgl. Dunkelberg und Katner 2022). Eine Betriebsweise mit 8.000 VLH vorausgesetzt, würde somit eine installierte Anlagenleistung von etwa 1,35 MW, verteilt auf die Standorte der Berliner Klärwerke, ausreichen, um die lokalen Potenziale vollständig auszuschöpfen.

Das Verfahren der Schmutzwasser-Plasmalyse kann darüber hinaus andere Inputströme für die H<sub>2</sub>-Erzeugung nutzen, etwa aus dem Papierrecycling, der Pharmaindustrie, der Rauchgasreinigung von Industrieprozessen (Waschwasser) oder aus Biogasanlagen. Die über die H<sub>2</sub>-Gestehung durch Nutzung von Klärwasser hinausgehenden Potenziale der Technologie werden vom Hersteller Graforce für Berlin auf etwa 12.000 t bis 17.500 H<sub>2</sub> abgeschätzt. Dies entspricht in etwa 5 bis 7 % des für Berlin prognostizierten zukünftigen H<sub>2</sub>-Bedarfs (Hirschl et al. 2021).

## 5.2 Vergleichsverfahren: PEM-Elektrolyse

Die Schmutzwasser-Plasmalyse am Klärwerk stellt ein neues, innovatives Verfahren für die H<sub>2</sub>-Produktion dar. Zum aktuellen Zeitpunkt wird es lediglich in Form einer Pilotanlage betrieben. Zudem sind die Potenziale der Technologie begrenzt, weshalb sie nur einen verhältnismäßig geringen Teil der zukünftig notwendigen H<sub>2</sub>-Bedarfe bereitstellen können (siehe Kapitel 5.1). Um das Verfahren einem weiter verbreiteten und höher skalierbaren Referenzverfahren gegenüberzustellen, wurden die Gestehungskosten der Plasmalyse mit denen der Elektrolyse verglichen. Dieses Verfahren nutzt Strom, um Wasser in Sauerstoff (O<sub>2</sub>) und H<sub>2</sub> aufzutrennen.

Für die Elektrolyse gibt es mit der alkalischen, der PEM- sowie der Hochtemperatur-Elektrolyse aktuell drei unterschiedliche Technologien, die sich sowohl in Bezug auf ihr technisches Anlagenkonzept als auch auf das Technology-Readiness-Level (TRL) unterscheiden. Für die Untersuchungen im Vorhaben wurde sich für die PEM-Elektrolyse als Technologie entschieden. Diese ist derzeit zwar weniger verbreitet als die alkalische Elektrolyse, für das Verfahren werden allerdings in naher Zukunft ein steigender Effizienzgrad sowie stark sinkende Investitionskosten prognostiziert (Smolinka et al. 2018). Zudem lässt sich die PEM-Elektrolyse gut mit volatilen erneuerbaren Energiequellen kombinieren, da eine **flexible Fahrweise** möglich ist. Neben einem breiten Teillastbetrieb liegt auch die **Startzeit** der PEM-Elektrolyse mit circa 15 Minuten deutlich unter derjenigen der alkalischen bzw. der Hochtemperatur-Elektrolyse (eine bzw. zehn Stunden, ebda.). Der bei der PEM-Elektrolyse produzierte H<sub>2</sub> besitzt zudem einen hohen **Reinheitsgrad**, was ihn für eine vielfältige Nutzung qualifiziert. Ein weiterer Vorteil des Verfahrens ist der vergleichsweise hohe **Druck** des hergestellten H<sub>2</sub>, was die Folgenutzung erleichtert und den Einsatz von nachgelagerten Kompressoren reduzieren kann. Dies geht mit Kosten- und Effizienzvorteilen einher. Das Verfahren besitzt im Gegensatz zur Schmutzwasser-Plasmalyse eine höhere Marktreife, auch wenn die Zahl installierter Anlagen in Deutschland bislang gering ist.

Der grundlegende chemische **Prozess** der Wasserelektrolyse ist eine endotherme Redoxreaktion, bei der Wasser (H<sub>2</sub>O) durch Stromzufuhr in seine Bestandteile O<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> zerlegt wird (Tjarks 2017). Der Strom wird mit einer Kathode und einer Anode, die beide mit Edelmetall-Katalysatoren versehen sind, in die Flüssigkeit in der Elektrolysezelle geleitet. An der Kathode reagieren Wasserstoffionen zu gasförmigem H<sub>2</sub>, während an der Anode O<sub>2</sub> entsteht (Jahn 2020). Im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse wird bei der PEM-Elektrolyse keine alkalische Flüssigkeit benötigt, die die Ionenbewegung zwischen den Elektroden begünstigt. Stattdessen werden eine deionisierte Flüssigkeit und eine feste Polymer-Elektrolyt-Membran verwendet, die die Elektrodenräume voneinander trennt und durch den Kontakt mit H<sub>2</sub>O ein saures Milieu schafft, das die Ionenbewegung

ermöglicht. In einem Elektrolyseur sind mehrere dieser Elektrolysezellen gestapelt und bilden einen sogenannten **Stack**. Neben dem Stack braucht es Infrastruktur für das Temperaturmanagement, die Versorgung mit Reaktionswasser und die Abführung der Produktgase (Tjarks 2017).

Die PEM-Elektrolyse hat einen **Strombedarf** von etwa 55 kWh/kg H<sub>2</sub> (Kreidelmeyer et al. 2020). Damit ist dieser knapp zweieinhalbmal so hoch wie der Bedarf der Schmutzwasser-Plasmalyse. Der Prozess der Elektrolyse ist anders als die Schmutzwasser-Plasmalyse nicht an einen Vorprozess gekoppelt, sodass ein flexibler und stromnetzdienlicher Betrieb möglich ist. Zur direkten Vergleichbarkeit der Verfahren wurde für die Elektrolyse dennoch ebenfalls von 8.000 **Volllaststunden** ausgegangen, auch da in den folgenden Berechnungen aufgrund der Erzeugung im urbanen Raum der Bezug von Netzstrom zur H<sub>2</sub>-Gestehung angenommen wird.

Da für die Elektrolyse keine wesentlichen Beschränkungen der **Skalierbarkeit** durch Vorprozesse bestehen, wurden für die PEM-Elektrolyse zwei Anlagen mit einer installierten elektrischen Anschlussleistung von 1 bzw. 5 MW untersucht, wobei die **leistungsspezifischen Investitionskosten** mit höherer Anlagenleistung sinken. Im Fall der Elektrolyse macht der Stack einen wesentlichen Anteil der Investitionskosten aus. Aufgrund des hohen Anteils des Stacks an den Investitionskosten spielen Ersatzinvestitionen im Betrachtungszeitraum bei der Elektrolyse eine größere Rolle als bei der Plasmalyse. Die jährlich anfallenden **Betriebskosten** wurden mit 3 % der Investitionskosten angesetzt (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics et al. 2018).

Auch bei der PEM-Elektrolyse entsteht während des Elektrolyseprozesses **Abwärme**. Diese fällt auf einem Temperaturniveau zwischen 45 °C und 75 °C an. Pro MW installierter Leistung entstehen im Volllastbetrieb etwa 0,3 MWh/h nutzbarer Abwärme (Burrin et al. 2021). In Tabelle 5.3 sind die für die Berechnung der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten relevanten Kennwerte der Schmutzwasser-Plasmalyse sowie der PEM-Elektrolyse aufgeführt. Die Kostendaten sind in €<sub>2022</sub> angegeben.

**Tabelle 5.3: Kennzahlen Schmutzwasser-Plasmalyse und PEM-Elektrolyse 1 MW**

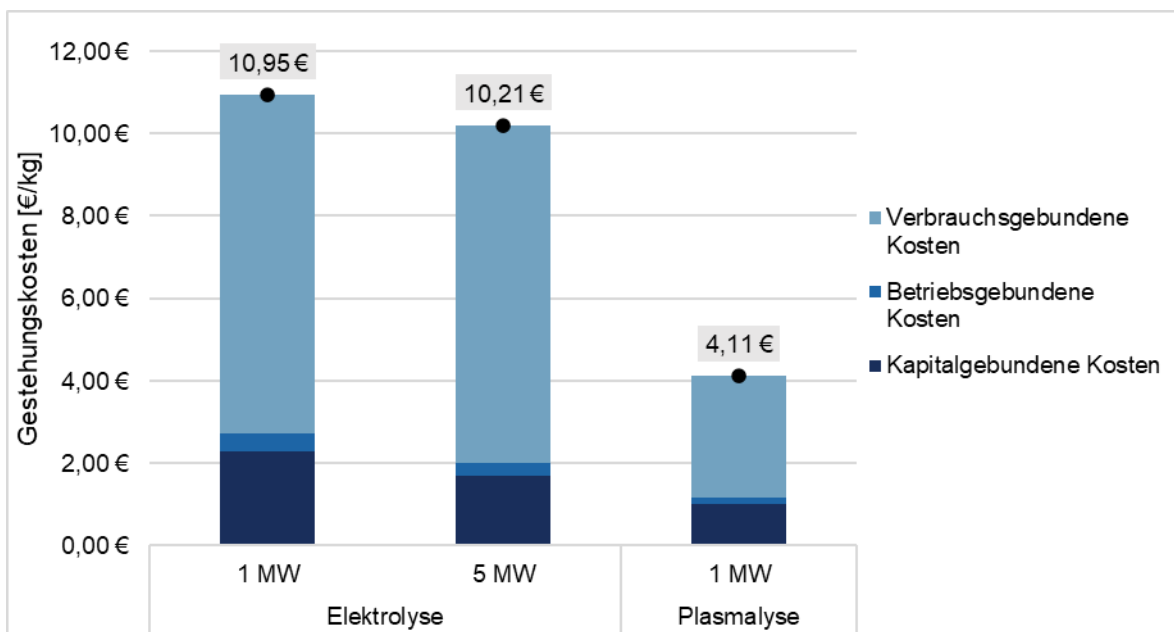
Quellen: 1) Herstellerangaben Graforce; 2) Kreidelmeyer et al. (2020); 3) Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018); 4) vgl. Smolinka et al. (2018) und van Leeuwen et Lauer (2018); 5) Burrin et al. (2021). Kostendaten für Investition im Jahr 2022.

	Schmutzwasser-Plasmalyse	PEM-Elektrolyse
<b>Investitionskosten [€/MW]</b>	2,63 Mio. € <sup>1)</sup>	1,77 Mio. € <sup>2)</sup>
<b>Strombedarf [kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H2</sub>] (H<sub>i</sub>)</b>	0,60 <sup>1)</sup>	1,67 <sup>2)</sup>
<b>Betriebskosten [% des Invests]</b>	2 % <sup>1)</sup>	3 % <sup>3)</sup>
<b>Lebensdauer Anlage</b>	15 Jahre <sup>1)</sup>	25 Jahre <sup>2)</sup>
<b>Lebensdauer Stack</b>	60.000 VLH <sup>1)</sup>	50.000 VLH <sup>4)</sup>
<b>Kosten Stack [% des Invests]</b>	10 % <sup>1)</sup>	45 % <sup>4)</sup>
<b>Abwärme [Volllastbetrieb]</b>	250 kWh/h <sup>1)</sup>	312 kWh/h <sup>5)</sup>
<b>Volllaststunden [h/a]</b>	8.000	

Der **5 MW-Elektrolyseur** zeichnet sich im Vergleich zu den für die Anlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 1 MW dargestellten Daten insbesondere durch geringere leistungsspezifische Investitionskosten aus. Diese liegen etwa 26,5 % unter denen der 1 MW-Anlage und basieren auf Böhm et al. (2020). Gleichzeitig sinken die leistungsspezifischen Betriebskosten aufgrund von Skaleneffekten im Betrieb sowie bei der Wartung der Anlagen, wobei Skaleneffekte in gleicher Größenordnung wie bei den leistungsspezifischen Investitionskosten angenommen wurden. Auch beim Strombezug über die Börse können leichte Skaleneffekte gehoben werden, da die höheren Kosten des Stromnetzentgelts für den Verbrauch unterhalb 1 GWh Strombezug (vgl. Abschnitt 4.1) aufgrund der insgesamt höheren Abnahmemenge weniger stark ins Gewicht fallen.

## 5.3 H<sub>2</sub>-Gestehungskosten

Die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten der Schmutzwasser-Plasmalyse liegen deutlich unter denen der PEM-Elektrolyse (Abbildung 5.5). Dargestellt sind die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für eine Anlagenleistung von 1 MW und einen Betrieb von 8.000 VLH unter Bezug von Börsenstrom (inklusive Herkunftsnachweisen für Grünstrom). Der Betrieb von Elektrolyseuren mit Netzstrom mit Herkunftsnachweisen ist umstritten, da es sich um eine rein bilanzielle Versorgung mit erneuerbarem Strom handelt. Bei Einsatz des aktuellen Strommix in der H<sub>2</sub>-Erzeugung mittels Elektrolyse wird jedoch noch kein Klimaschutzvorteil gegenüber Erdgas erreicht (Dunkelberg und Katner 2022). Die 8.000 VLH bei der Elektrolyse wurden primär gewählt, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Verfahren herzustellen. In Kapitel 5.4 wird auf verschiedene Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eingegangen, unter anderem auch auf einen Betrieb mit geringer Volllaststundenzahl.



**Abbildung 5.5: H<sub>2</sub>-Gestehungskosten nach Verfahren und Leistungsklasse**

Eigene Berechnungen und Darstellung. Investitionsjahr 2022. Bezug von Börsenstrom. Keine Berücksichtigung von Gutschriften.

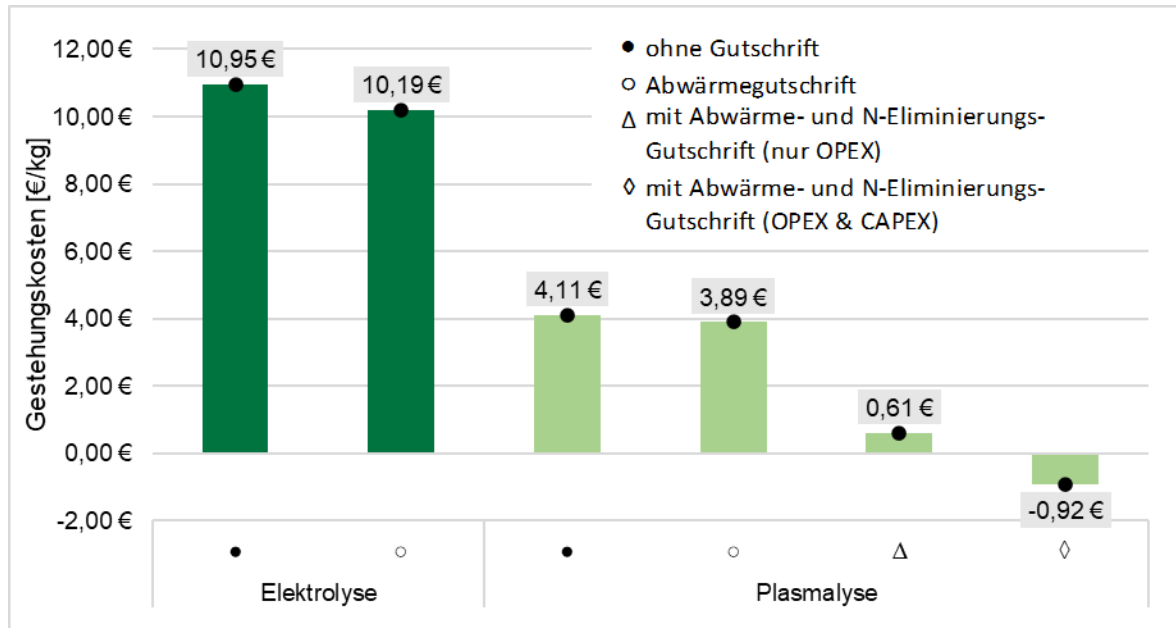
Abbildung 5.5 bildet für die PEM-Elektrolyse zudem die Gestehungskosten für eine 5 MW-Anlage ab, da es keine wesentlichen Beschränkungen für die Skalierbarkeit gibt und zugleich Skaleneffekte zu erwarten sind. Als Investitionsjahr wurde das Jahr 2022 festgelegt. Zudem sind die einzelnen Kostenpositionen (vgl. Kapitel 4.1) sowie deren Anteil an den Gestehungskosten dargestellt.

Bei der Berechnung der Gasgestehungskosten wurden zunächst keine Gutschriften für Abwärme bzw. die substituierte Deammonifikation an der Kläranlage im Fall der Plasmalyse berücksichtigt.

Die Gestehungskosten für H<sub>2</sub> aus der **PEM-Elektrolyse** belaufen sich unter den gewählten Randbedingungen bei einer Anlagenleistung von **1 MW** auf etwa 11 € pro Kilogramm erzeugtem H<sub>2</sub>. Den maßgeblichen Anteil an den Gestehungskosten hat der Stromverbrauch, welcher etwa 75 % der Gestehungskosten ausmacht. Die kapitalgebundenen Kosten setzen sich in etwa zu gleichen Teilen aus der Anfangsinvestition sowie den Ersatzinvestitionen für die Stacks zusammen, aufgrund der hohen angenommenen VLH der Anlage und unter Berücksichtigung der angenommenen Lebensdauer von 50.000 VLH sind insgesamt drei Ersatzinvestitionen in den Stack notwendig. Die Skaleneffekte im Fall der **5 MW-Anlage** reduzieren die Gestehungskosten um etwa 7 %, wobei der größte Teil auf die reduzierten Investitions- und Betriebskosten zurückzuführen ist. Gleichzeitig steigt der Anteil der Stromkosten an den Gestehungskosten auf 82 %.

Die deutlich geringeren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten bei der Schmutzwasser-**Plasmalyse** liegen auch im Vergleich zur höher skalierten Variante der Elektrolyse nur bei etwa 40 % der Kosten der PEM-Elektrolyse. Auch bei der Plasmalyse macht der Strombezug den überwiegenden Anteil (72 %) der Gestehungskosten aus. Trotz der höheren leistungsspezifischen Investitionskosten im Vergleich zur Elektrolyse und den dadurch höheren Anfangsinvestitionen machen die kapitalgebundenen Kosten der Plasmalyse absolut gesehen einen deutlich geringeren Kostenblock aus als bei der PEM-Elektrolyse. Dies liegt zum einen an den deutlich reduzierten Kosten der Ersatzinvestitionen des Stacks (10 % des Invests vs. 45 % des Invests) sowie insbesondere an **der höheren H<sub>2</sub>-Produktionsmenge** in Bezug auf die elektrische Anschlussleistung. So kann die Plasmalyse bei einer Anschlussleistung von 1 MW und unter den angenommenen 8.000 VLH etwa 400 t H<sub>2</sub> produzieren, wohingegen die Elektrolyse bei gleicher Anschlussleistung und Betriebsweise aufgrund des höheren Strombedarfs pro kWh erzeugtem H<sub>2</sub> nur etwa 145 t H<sub>2</sub> produziert. Bei einer Anschlussleistung von 5 MW erhöht sich diese Menge entsprechend auf ca. 725 t H<sub>2</sub> jährlich.

Sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Plasmalyse fallen **Abwärme** an. Im urbanen Raum kann diese beispielsweise durch Einspeisung in ein lokales Nah- oder Fernwärmenetz nutzbar gemacht werden. So fällt bei der PEM-Elektrolyse Abwärme auf einem Temperaturniveau zwischen 45 und 75 °C an, im Fall der Plasmalyse liegt das Temperaturniveau im Bereich bis 80 °C. Eine Nutzung der Abwärme ist somit durch einen Anschluss an ein Wärmenetz der 3. oder 4. Generation (Kleinertz et al. 2019) möglich. Abbildung 5.6 zeigt, wie sich die Gestehungskosten der beiden Technologien bei einer Anschlussleistung von 1 MW und unter Berücksichtigung einer Gutschrift für Abwärme verändern. Hierbei wurde für die Abwärme ein Abnahmepreis von 4 ct/kWh angenommen. Zudem ist dargestellt, wie sich die Gestehungskosten der Plasmalyse verändern, wenn Einsparungen der Deammonifikationsanlage berücksichtigt werden. Hierbei wird differenziert danach, ob bereits eine Deammonifikationsanlage am Klärwerk besteht und daher nur die Betriebskosteneinsparungen gutgeschrieben werden (*nur OPEX*) oder ob zudem auf die Installation einer Anlage verzichtet werden kann (*OPEX und CAPEX*).



**Abbildung 5.6: H<sub>2</sub>-Gestehungskosten nach Verfahren bei 1 MW Anschlussleistung in Abhängigkeit von Gutschriften**

Eigene Berechnungen und Darstellung.

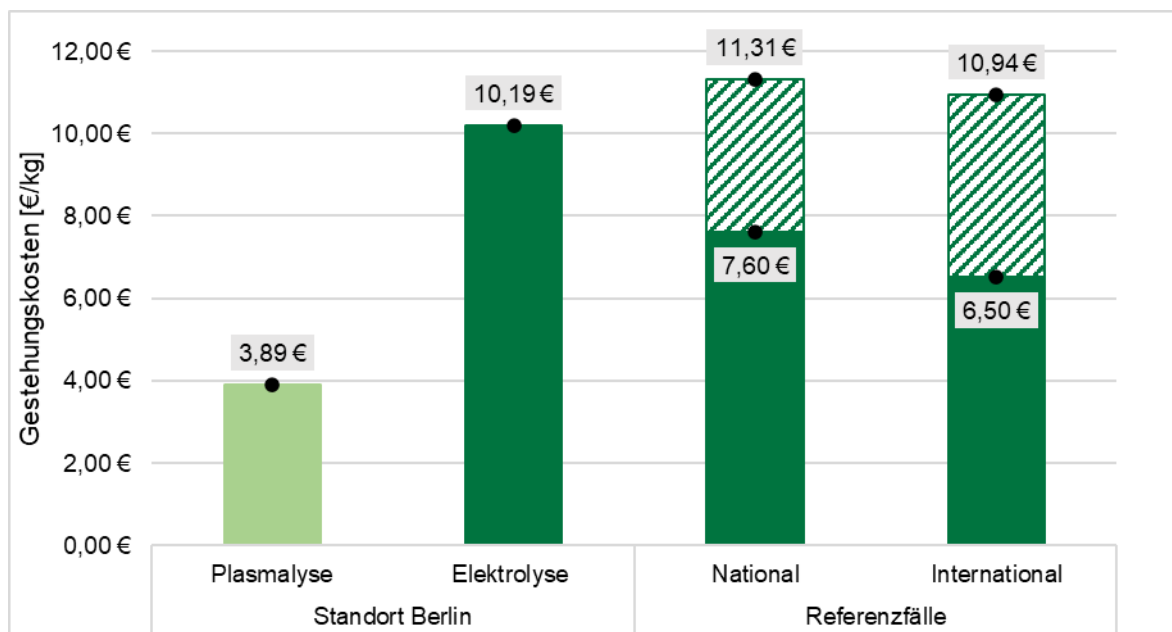
Die Nutzung der Abwärme führt im Fall des Elektrolyseurs zu einer Reduktion der Gasgestehungskosten in etwa gleicher Höhe wie eine Hochskalierung auf eine 5 MW-Anlage. Im Fall der Plasmalyse sind die relativen Einsparungen aufgrund der geringeren Menge verfügbarer Abwärme niedriger. Kann jedoch der Prozess der Deammonifikation an der Kläranlage durch den Einsatz des Plasmalyseurs reduziert bzw. teilweise ersetzt werden und wird dies entsprechend in den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten berücksichtigt, sinken diese auf unter 1 €/kg H<sub>2</sub>. Kann durch die Installation der Plasmalyseeinheit auf die erstmalige oder erneute Installation einer Deammonifikationsanlage verzichtet werden, schlägt sich dies sogar in negativen H<sub>2</sub>-Gestehungskosten nieder.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Plasmalyse unter Nutzung von Netzstrom in urbanen Räumen unter den getroffenen Annahmen H<sub>2</sub> zu deutlich geringeren Kosten produzieren kann, als es mit der PEM-Elektrolyse möglich ist. Dies gilt insbesondere aber nicht nur, wenn die Gutschriften für den (teilweisen) Ersatz einer Deammonifikationsanlage in die Berechnung einbezogen werden.

## 5.4 Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Einflussfaktoren

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten und um die Konkurrenzfähigkeit des erzeugten H<sub>2</sub> einschätzen zu können, zeigt Abbildung 5.7 die Gestehungskosten für die 1 MW-Anlagen im Vergleich zu **nationalen und internationalen Referenzfällen**. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren bzw. Plasmalyseuren im urbanen Raum ist dann möglich, wenn die Erzeugungskosten auf einem Niveau oder bestenfalls unter dem Niveau der Kosten von H<sub>2</sub> von anderen nationalen oder internationalen Standorten (plus etwaige Transportkosten) liegen. Die Daten der Referenzfälle basieren auf einer Untersuchung von Kreidelmeyer et al. (2020) und bilden neben einer **Spannweite der resultierenden Gestehungskosten** auch eine Prognose zur Entwicklung der Gestehungskosten im Zeitraum bis 2050 ab.

Für die **Referenzfälle** wurde im Gegensatz zu den Untersuchungen dieser Studie der direkte Anschluss eines Elektrolyseurs an EE-Anlagen angenommen. Dies bietet je nach Technologie den Vorteil, dass die Stromkosten insgesamt niedriger liegen, unter anderem da Netzaufgaben und Umlagen nicht gezahlt werden müssen. Gleichzeitig geht der unmittelbare Anschluss an EE-Anlagen in der Regel mit geringeren VLH einher, was zu tendenziell höheren Gestehungskosten im Vergleich zum für die Untersuchungen in Berlin angenommenen Betrieb von 8.000 VLH führen kann. Der nationale Referenzfall (*D*) beschreibt die Erzeugung mithilfe von Onshore-Wind an einem windreichen Standort mit 3.000 VLH Betriebsdauer pro Jahr. Der internationale Referenzfall (*I*) beschreibt die Erzeugung über eine Wind/PV-Kombination in der MENA-Region (Middle East and North Africa). Für die Elektrolyse wurden 5.000 VLH angesetzt. Zudem wird ein Pipeline-Transport über 4.000 km berücksichtigt. Dieser fließt in die Betrachtung ein, um eine Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Herstellungsoptionen zu ermöglichen. Ein nationaler Transport zu den Endkundinnen und Endkunden wird hingegen weder bei den Referenzfällen noch bei den untersuchten Erzeugungsoptionen für den Fall Berlin berücksichtigt.



**Abbildung 5.7: H2-Gestehungskosten nach Verfahren bei 1 MW Anschlussleistung im Vergleich zu nationalen und internationalen Referenzfällen**

Eigene Berechnungen und Darstellung. Für Referenzfälle sind Spannweiten angegeben. Standort Berlin inklusive Gutschrift für Abwärmenutzung.

Die Betrachtungen für die **Elektrolyse und Plasmalyse am Standort Berlin** erfolgen inklusive der Gutschrift für die Nutzung der entstehenden Abwärme. Allerdings wird die Gutschrift für die teilweise substituierbare Deammonifikation im Fall der Plasmalyse in den Ergebnissen nicht berücksichtigt, da diese stark von den Gegebenheiten am betrachteten Klärwerk abhängt.

Mit Blick auf die Referenzfälle zeigt sich, dass die **Elektrolyse am Standort Berlin** und unter Bezug von Netzstrom unter den angenommenen Betriebszeiten von 8.000 VLH jährlich sowohl im Vergleich zum nationalen als auch zum internationalen Referenzfall innerhalb der Spannweite der Gestehungskosten liegt. Die Kosten bewegen sich dabei tendenziell am oberen Rand der in den Referenzfällen errechneten Werten. Einen großen Einfluss auf das Ergebnis haben die Höhe der VLH und die Gutschrift für die Abwärme.

Reduzieren sich etwa die hier vergleichsweise hoch angesetzten VLH auf 4.000 h jährlich, also den Mittelwert des nationalen und internationalen Referenzfalls, was eher dem systemdienlichen, flexiblen und somit klimaschonenden Betrieb einer Elektrolyse entspricht, so steigen die Gestehungskosten auf 11,51 € pro Kilogramm an und liegen damit oberhalb der Schwelle zur Konkurrenzfähigkeit mit den Referenzfällen. Eine Reduktion der VLH würde potenziell auch die Nutzung von Strom aus einem Power-Purchase-Agreement (PPA) ermöglichen. Dieser bietet den Vorteil, dass auf den zusätzlichen Einkauf von Herkunftszertifikaten verzichtet werden kann. Zudem bietet ein PPA anders als eine Erzeugung mit 8.000 VLH unter Bezug von Netzstrom das Potenzial, dass der erzeugte H<sub>2</sub> nicht lediglich bilanziell, sondern auch real als grün einzustufen ist. Voraussetzung hierfür ist, dass die Stromerzeugung der EE-Anlagen und die H<sub>2</sub>-Gestehung zeitlich zusammenfallen. Für den urbanen Raum würde sich aufgrund fehlender Kapazitäten für den großflächigen Aufbau von EE-Anlagen ein Off-Site-PPA anbieten. Die Berechnungen hierzu zeigen jedoch, dass die Kosten im Vergleich zu einem Bezug von Börsenstrom unter Maximierung der VLH zu deutlich höheren Kosten führen. Wird neben der Reduktion der VLH auf einen Verkauf der Abwärme verzichtet, steigen die Kosten weiter deutlich an auf 12,27 € pro Kilogramm H<sub>2</sub>. Dies macht deutlich, dass eine Konkurrenzfähigkeit einer H<sub>2</sub>-Produktion im urbanen Raum mithilfe einer PEM-Elektrolyse insbesondere dann gegeben sein kann, wenn die VLH auf einem hohen Niveau nahe der maximalen Auslastung liegen und die Abwärme adäquat genutzt und veräußert wird. O<sub>2</sub> als Nebenprodukt der Elektrolyse kann in Städten ggf. ebenfalls Abnehmer finden. So könnte O<sub>2</sub> etwa in Kläranlagen in den Belebungsbecken eingesetzt werden. Der Blick auf die Ergebnisse zu den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten legen jedoch in der Summe nahe, dass H<sub>2</sub> mittels Elektrolyse in ländlichen Regionen mit einem hohen Dargebot an EE wirtschaftlicher produziert werden kann.

Der Vergleich der Verfahren beschränkt sich dabei auf die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten. Nicht berücksichtigt bleiben in dieser Betrachtung die Vorteile für Endnutzerinnen und -nutzer, die beispielsweise von der verhältnismäßig günstigen Abwärme (in den Berechnungen mit 4 ct/kWh angenommen) profitieren. Die Abwärme kann im urbanen Raum sinnvoll genutzt werden, vor allem dort, wo nur wenige Potenziale zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung gegeben sind. Weitere mögliche positive Effekte ergeben sich in Bezug auf die Energieautarkie bzw. die Schaffung regionaler Arbeitsplätze sowie kommunale Steuereinnahmen aus dem Betrieb und der Installation der Anlagen. All diese Punkte können dazu führen, dass auch bei leicht höheren Gestehungskosten im Vergleich zu nationalen und internationalen Alternativprodukten eine Erzeugung von H<sub>2</sub> im urbanen Raum gesamtwirtschaftlich dem Import von grünem H<sub>2</sub> vorzuziehen ist.

In Bezug auf die **Schmutzwasser-Plasmalyse am Klärwerk** ergibt sich mit Blick auf die Referenzfälle ein anderes Bild. Die Kosten liegen deutlich unter denen der Vergleichsfälle. Selbst die optimistische Schätzung des günstigeren internationalen Referenzfalls liegt mehr als 60 % über denen der Plasmalyse. Die Kosten liegen zudem unter den Studien-Prognosen zu den Gestehungskosten mittels PEM-Elektrolyse in der günstigen MENA-Region im Jahr 2050. Selbst wenn auf den Verkauf der anfallenden Abwärme aus technischen oder logistischen Gründen verzichtet wird, bleibt die Vorteilhaft der Plasmalyse deutlich bestehen. Für die Plasmalyse zeigt sich demnach, dass eine bestmögliche Nutzung der lokalen Potenziale eindeutig zu empfehlen ist. Allerdings sind diese, wie gezeigt in ihrer Skalierbarkeit stark beschränkt, weshalb das Verfahren einen sinnvollen Beitrag leisten kann, jedoch eher im Sinne einer Ergänzung zur zukünftigen Versorgung mit H<sub>2</sub>, die vermutlich zu großen Teilen aus Elektrolyseuren erfolgen wird.



## 5.5 Geschäftsmodelle

In diesem Kapitel werden mögliche Geschäftsmodelle identifiziert, die für die Umsetzung des wirtschaftlichen Plasmalyseverfahrens in Frage kommen. Hierfür werden im ersten Teil dieses Kapitels die nach Schallmo (2018) definierten Dimensionen eines Geschäftsmodells kurz vorgestellt und in Bezug auf das betrachtete Plasmalyseverfahren beschrieben. Im zweiten Teil werden Geschäftsmodelle vorgestellt, die für die Technologie die bestmögliche Wertschöpfungsstruktur aufweisen.

### 5.5.1 Dimensionen zur Bewertung von Geschäftsmodellen

Geschäftsmodelle lassen sich laut Schallmo (2018) anhand der folgenden Dimensionen bewerten: Wertschöpfungsdimension, Nutzendimension, Partnerdimension, Kundendimension und Finanzdimension. Bei der Entscheidung über das Geschäftsmodell sollten alle oben genannten Dimensionen mitgedacht werden, sodass diese sich möglichst positiv beeinflussen können. Dieses Bewertungsverfahren wird im Folgenden für die Schmutzwasser-Plasmalyse angewandt.

In der **Wertschöpfungsdimension** werden die notwendigen Ressourcen, Fähigkeiten und Prozesse identifiziert, die für den Erfolg eines Geschäftsmodells notwendig sind. Für die Plasmalyse ergibt sich die in Abbildung 5.4 aufgeführte schematische Darstellung. Zusätzlich zu den technischen Prozessen können die Schlüsselaktivitäten je nach Geschäftsmodell um weitere Prozesse erweitert werden, zum Beispiel den Transport, die Verteilung und Speicherung des H<sub>2</sub> und der Nebenprodukte (N<sub>2</sub>), sowie die Stromerzeugung als Vorkette und die Abwärmebereitstellung.

Die **Nutzendimension** beantwortet die Frage, welcher Nutzen durch die Unternehmensleistungen gestiftet werden soll. Als PtG-Erzeugungstechnologie kann die H<sub>2</sub>-Erzeugung durch die Plasmalyse Wertangebote in mehreren Kategorien anbieten (Bluhm und Heinbach 2022), wobei vor allem die folgenden Aspekte genannt werden können: Bereitstellung grünen H<sub>2</sub> aus inländischer Produktion, Bereitstellung von Abwärme, Bereitstellung von reinem N<sub>2</sub>, Wiederverwertung von Abfallströmen im städtischen Gebiet wie etwa Schmutzwasser, Teilersatz des Prozessschrittes zur Stickstoffeliminierung – inklusive einer Vermeidung von klimarelevanten Lachgasemissionen (Dunkelberg und Katner 2022). Im Falle eines Strombezugs mit PPA kommt die Vermeidung einer EE-Anlagenabschaltung hinzu, im Falle eines Strombezugs aus dem Netz die mögliche Bereitstellung von Regenergie und flexiblem Lastmanagement. Zudem ermöglicht der Einsatz des hergestellten H<sub>2</sub> je nach Sektorenfeld die Senkung der Emissionen im Verkehrs- und/oder Energiesektor.

Die **Partnerdimension** umfasst die für das Geschäftsmodell notwendigen Partner, die passenden Kommunikationskanäle und die insgesamt zwischen den Partnern vorliegenden Beziehungen. Neben den produktspezifischen Partnerschaften, wie etwa mit den Verkehrsbetrieben, industriellen Abnehmern oder Gebäudemanagern, sind auch Partnerschaften mit anderen Akteuren zu schließen, etwa den EE-Anlagenbetreibern für den Strombezug durch Grünstromzertifikate sowie bilaterale PPA-Verträge, je nach Betreibermodell mit den Berliner Wasserbetriebe zur Integration der Prozesse an den Klärwerken, mit Projektierern bzw. Technologieherstellern für die Installation der Anlagen selbst und mit den örtlichen Stadtwerken bzw. Aggregatoren für die Vermarktung der Produkte. Zudem können die Kommunen als Partner in Betracht kommen, wenn sie an Investitionsvorhaben beteiligt sind, etwas über erforderliche Genehmigungen oder getätigte Förderungen.

Die **Kundendimension** identifiziert, welche Kundensegmente durch das Geschäftsmodell angesprochen werden sollten und welche Kanäle und Beziehungen dadurch entstehen. Je nach Produkt könnten als Kund\*innen die Nutzer\*innen der versorgten Verkehrsflotten oder kleinere

Gasverbraucher mit einem Anschluss an das öffentliche Gasnetz gelten. Die Kundendimension kann sich mit der Partnerdimension überschneiden, sollten Produkte auch bei den Partnern bzw. den Betreibern selbst verwendet werden, zum Beispiel im Falle einer Deckung des eigenen Bedarfs für die Verkehrsflotten des Partnerunternehmens bzw. des Anlagenbetreibers.

Die **Finanzdimension** stellt das Gesamtbild der Kosten, Einnahmen und Umsätze dar. Auf diese Parameter wurde bereits ausführlich in Kapitel 4.2 eingegangen. Kapitel 5.6 geht darauf aufbauend detailliert auf die Finanzierungsstruktur und ökonomische Aspekte wie die Amortisationsdauer in Abhängigkeit vom Investitionsjahr und den Break-Even-Preis ein.

## 5.5.2 Mögliche Geschäftsmodelle

Bluhm und Heinbach (2022) stellen einen Überblick über mögliche Geschäftsmodelle für PtG- (und PtL-) Technologien bereit. Für grünes H<sub>2</sub> liegt der Fokus in Bluhm und Heinbach (2022) auf der PEM-Elektrolyse. Es werden mögliche Geschäftsmodelle identifiziert, die abhängig von der Elektrolyseurleistung mehr oder weniger gut geeignet sind. Für den Anlagenbereich mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW, in dem auch das untersuchte Plasmalyseverfahren fällt, werden in Bluhm und Heinbach (2022) die nachfolgend beschriebenen Modelle vorgeschlagen.

Im Bereich „Verkehr“ bietet sich das Modell der **„urbanen Flottenversorgung“** an. Dabei wird H<sub>2</sub> mittels eines Elektrolyseurs oder Plasmalyseurs erzeugt und über eine Tankstelle für den Einsatz im Mobilitätssektor bereitgestellt. Die Tankstelle kann sich dabei am Standort der H<sub>2</sub>-Erzeugung oder an anderen Stellen befinden, wobei in letztem Fall ein Transport des H<sub>2</sub> erfolgen muss. Im urbanen Raum erscheint es hierbei sinnvoll, einen gemeinsamen Standort für die H<sub>2</sub>-Erzeugung und die Tankstelle zu wählen, um Verluste und Transportaufkommen zu vermeiden. Dies würde somit einen Aufbau von Tankstelleninfrastrukturen in unmittelbarer Nähe der Berliner Klärwerke bedeuten, wobei die eigenen Standortanforderungen von Tankinfrastrukturen bei der konkreten Ausgestaltung und Planung berücksichtigt werden müssen. Der H<sub>2</sub> kann anschließend für verschiedene Mobilitätszwecke genutzt werden, beispielsweise im ÖPNV-Bereich oder auch für Fahrzeugflotten von Betrieben, etwa der Entsorgung oder Logistik bzw. die eigene Fahrzeugflotte des Betreibers. Der im Plasmalyseprozess als Nebenprodukt anfallende N<sub>2</sub> kann teils im Prozess selbst genutzt werden, für eine spätere Nutzung gespeichert oder weiterverkauft werden. Ein Beispielprojekt, welches in die Kategorie „urbane Flottenversorgung“ eingeordnet werden kann, ist die von Graforce zusammen mit den Berliner Wasserbetrieben betriebene Plasmalyseanlage am Klärwerk Waßmannsdorf. Die Berliner Wasserbetriebe nutzen den dort erzeugten H<sub>2</sub> als Kraftstoff für ihren Fuhrpark von rund 1.000 Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren, die mit einem Gemisch aus bis zu 40 Volumenprozent H<sub>2</sub> und 60 Volumenprozent CH<sub>4</sub> betankt werden können (Schimek et al. 2020).

Im Bereich „Energieversorgung“ werden von Bluhm und Heinbach (2022) die Modelle der **„Versorgung von Einzelobjekten und Quartieren“** oder der **„Gasnetzeinspeisung“** vorgeschlagen. Im erstgenannten Modell kann der H<sub>2</sub> als Brennstoff zur lokalen Energieversorgung am Klärwerk eingesetzt werden, zum Beispiel in H<sub>2</sub>-Blockheizkraftwerken vor Ort. Im zweiten Modell wird der H<sub>2</sub> direkt in das Gasnetz eingespeist. Voraussetzung hierfür ist ein geeigneter Gasnetzanschluss vor Ort. Im Fall der Gasnetzeinspeisung werden insbesondere kleinere Gasverbraucher, die an das öffentliche Gasnetz angeschlossen sind und Interesse an grünem, regionalem H<sub>2</sub> haben, als potenzielle Kundinnen und Kunden angesprochen. Aus einer Desktoprecherche wurden für den Fall der Schmutzwasser-Plasmalyse an Klärwerken keine Praxisprojekte identifiziert, bei denen der erzeugte H<sub>2</sub> für die Energieversorgung lokal oder über das Gasnetz verwendet wird. Es wurden allerdings Beispiele gefunden, die auf dem Methan-Plasmalyseverfahren basieren. So wird etwa für ein

Berliner Hotel Wärme aus der Verbrennung von H<sub>2</sub>, der mittels Methan-Plasmalyse<sup>7</sup> aus Erdgas und Biogas hergestellt wurde, in fünf Mischheizkesseln von je 314 kW erzeugt (Solarserver 2020).

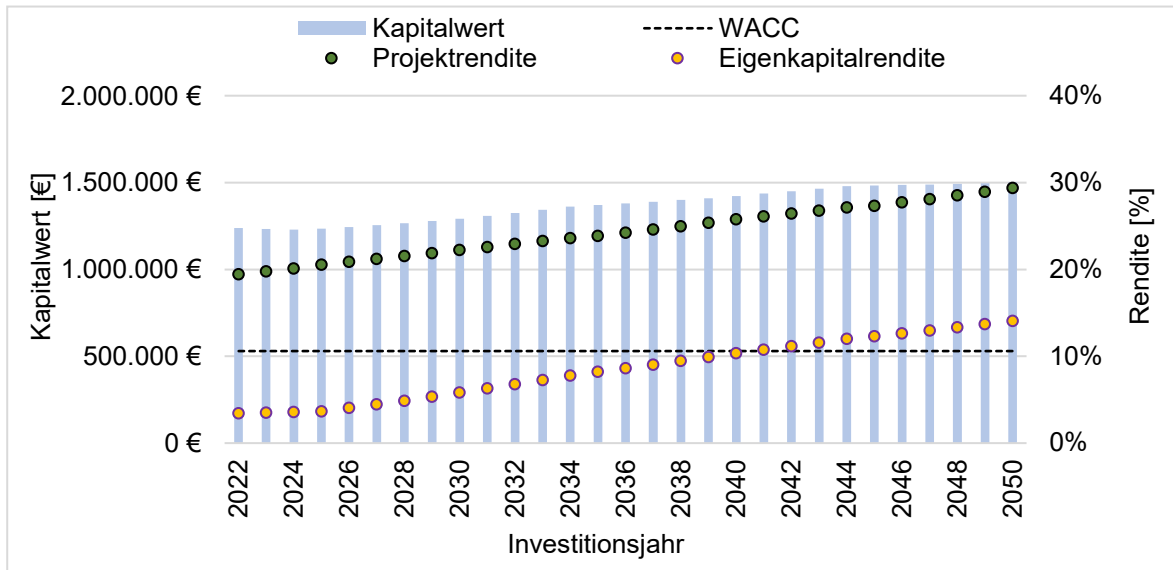
Im Bereich „Industrie“ definieren Bluhm und Heinbach (2022) verschiedene Geschäftsmodelle für eine industrielle Nutzung des H<sub>2</sub> in Abhängigkeit der Verfügbarkeit industrieller Abnehmer und der Rollenaufteilung zwischen H<sub>2</sub>-Anlagenbetrieb und H<sub>2</sub>-Nutzung. Dabei wird zwischen den folgenden drei Modellen unterschieden: Beim „Onsite Make“ ist das Industrieunternehmen selbst der Anlagenbetreiber und betreibt die H<sub>2</sub>-Erzeugung vor Ort. Beim „Onsite Buy“ betreibt das Industrieunternehmen die H<sub>2</sub>-Anlage nicht selbst, die Erzeugung erfolgt aber vor Ort. Beim „Offsite Buy“ betreibt das Industrieunternehmen ebenfalls die Erzeugungsanlagen nicht selbst und bezieht den H<sub>2</sub> mittels Fernversorgung. Die H<sub>2</sub>-Nachfrage in Berlin im Industriesektor wird im Vergleich zur Nachfrage des Industriesektors in ganz Deutschland gering ausfallen (vgl. Abschnitt 3.2), da kaum produzierende Industrie etwa aus der Stahl- oder Chemieindustrie in Berlin angesiedelt ist (Schimek et al. 2020). Geringe Nachfrageimpulse, etwa über die genannten Geschäftsmodelle sind jedoch denkbar. Zudem kommt theoretisch das Modell „Offsite Buy“ infrage, bei dem der in Berlin erzeugte H<sub>2</sub> an Industrieunternehmen in größerer Entfernung geliefert wird. Bei dieser Option entfällt der Vorteil der verbrauchsnahen Erzeugung. Zudem sind die mittels Schmutzwasser-Plasmalyse erzeugbaren Mengen an H<sub>2</sub> in Bezug auf die Gesamtnachfrage gering (siehe Kapitel 5.1), weshalb ein Export der erzeugten Mengen nicht sinnvoll erscheint. Insgesamt erscheint die industrielle Nutzung in Berlin in Anbetracht der prognostizierten Nachfrage und dem geringen Anteil von Industrie am Endenergieverbrauch in Berlin gegenüber den Bereichen „Verkehr“ und „Energieversorgung“ eine untergeordnete Rolle zu spielen. Befinden sich industrielle Abnehmer aber in unmittelbarer Nähe von Kläranlagen, kann eine Nutzung unter Umständen sinnvoll sein, vor allem dann, wenn die Infrastrukturen für die beiden anderen Geschäftsfelder am Standort nicht ideal sind.

## 5.6 Finanzierung

An dieser Stelle wird das Verfahren der Schmutzwasser-Plasmalyse als Investitionsvorhaben direkt am Klärwerk aus betriebswirtschaftlicher Sicht näher untersucht. Dabei wird die DCF-Methode angewendet. Eine Erläuterung des methodischen Vorgehens findet sich in Kapitel 4.2. Dort ist auch eine Auflistung und Erläuterung der Eingangsparameter und Grundannahmen für die Analyse zu finden. Ziel der DCF-Methode ist es zu untersuchen, ab welchem Investitionsjahr sich die Investition aus Sicht des Investors lohnt und wie die Rahmenbedingungen beeinflusst werden können, um einen frühen Investitionszeitpunkt anzureizen. Denn die ambitionierten Klimaschutzziele und der geplante Markthochlaufs für H<sub>2</sub> machen frühzeitige Aktivitäten und Investitionen erforderlich.

Zunächst wird ein sogenanntes Basismodell bewertet, bei dem ausschließlich der H<sub>2</sub> vermarktet wird und keine weiteren Nebenprodukte verkauft bzw. vergütet werden. Mit den in Kapitel 5.2 angenommenen Kostenpositionen und deren jährlichen Änderungsraten wird das **Investitionsjahr** verändert und die Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit des Investitionsjahres der Unternehmung bewertet. Abbildung 5.8 zeigt den resultierenden Kapitalwert und die Projekt- und Eigenkapitalrenditen in Abhängigkeit vom Investitionsjahr.

<sup>7</sup> Für nähere Informationen zur Methanplasmalyse siehe <https://www.graforce.com/produkte/methan-plasmalyzer>.



**Abbildung 5.8: DCF-Ergebnisse ohne Förderung in Abhängigkeit vom Investitionsjahr**

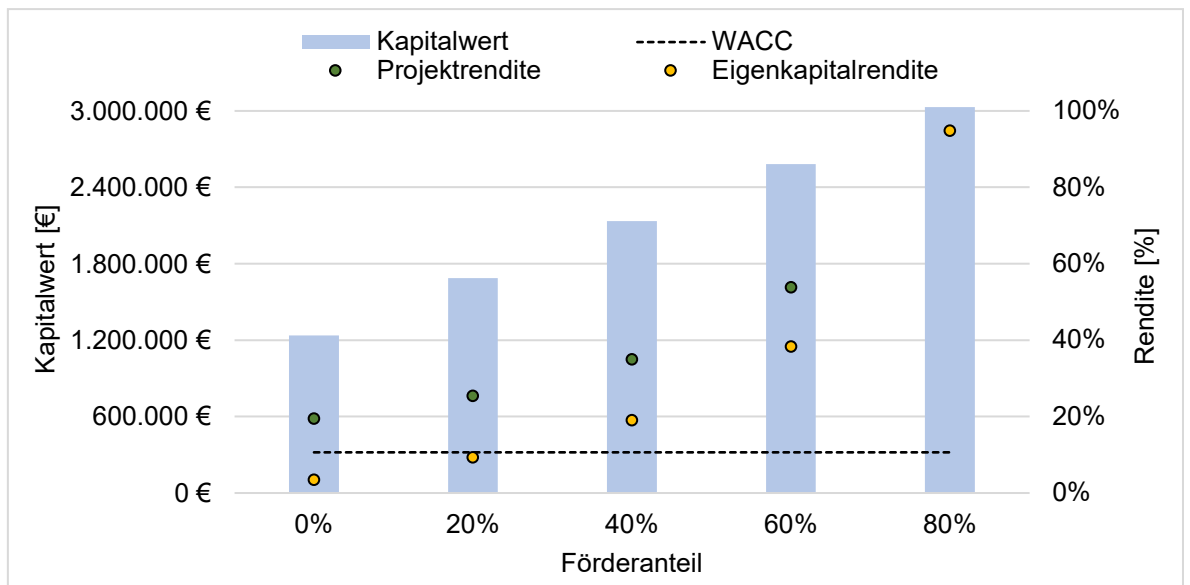
Eigene Berechnungen und Darstellung.

Aus den bereits im Jahr 2022 positiven Werten des Kapitalwertes und der Renditen kann geschlossen werden, dass das Vorhaben bereits heute wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Werte der drei Indikatoren steigen mit späterem Investitionsjahr an, was bedeutet, dass die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens mit späterem Investitionsjahr zunimmt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einzelne Kostenpositionen aufgrund von Lerneffekten der Technologie über die Jahre absinken. Trotz der zunehmenden Wirtschaftlichkeit bei späterem Investitionszeitpunkt kann ein früherer Einstieg in das Geschäft Vorteile mit sich bringen, indem ein Wissensvorsprung geschaffen werden kann und so die Konkurrenzfähigkeit der Unternehmung im Markt erhöht wird.

Die **Projektrendite** liegt bereits bei einem Investitionszeitpunkt im Jahr 2022 im positiven Bereich und steigt ausgehend von 17 % mit späterem Investitionszeitpunkt weiter an. Da diese Rendite Auskunft über den internen Zinssatz gibt und höher als der angenommene Fremdkapitalzins von 12 % liegt, kann geschlossen werden, dass das Unternehmen sich einen höheren Zinssatz für das Fremdkapital leisten kann, also auch mehr Fremdkapital als angenommen aufnehmen kann. Außerdem liegt der errechnete WACC, also die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten der Unternehmung – ein wichtiges Maß für die Wirtschaftlichkeit und Attraktivität eines Vorhabens aus Sicht des Investors – durchgehend unterhalb der Projektrendite. Aus Sicht eines Investors ist das Vorhaben insbesondere dann attraktiv und geht mit geringen Risiken einher, wenn die **Eigenkapitalrendite** höher als der WACC liegt (siehe Kapitel 4.2). Der WACC ist in Abbildung 5.8 als gestrichelte Linie auf dem Niveau von 10,6 % dargestellt. Dieser Wert ergibt sich aus den gesetzten Eingangsparametern und Grundannahmen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Eigenkapitalrendite, die auch ein Maß des internen Zinssatzes unter Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur ist, im Falle einer Finanzierung ausschließlich aus Eigen- und Fremdkapital, also ohne Förderung, erst ab dem Jahr 2040 den Wert der WACC erreicht. Erst ab diesem Zeitpunkt weist das Vorhaben demnach lediglich geringe Investitionsrisiken auf.

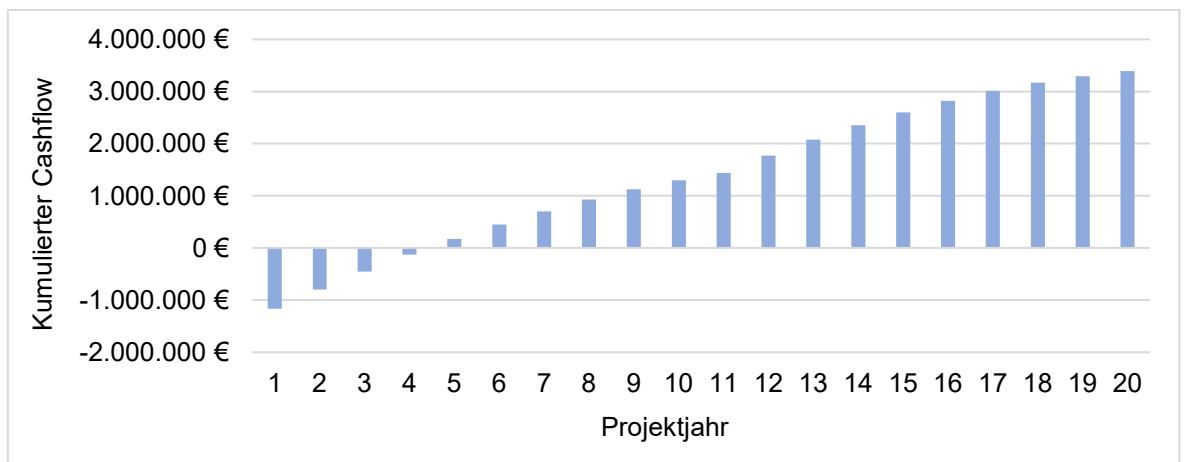
Im Kontext des notwendigen Hochlaufs des H<sub>2</sub>-Marktes und zur Erreichung der ambitionierten Klimaneutralitätsziele ist eine deutlich frühere Investition erforderlich. Daher wird für die anschließenden Betrachtungen von einer frühestmöglichen Investition ausgegangen und das Investitionsjahr auf 2022 gesetzt. Aufgrund der Erkenntnisse, dass die Eigenkapitalrendite ohne Förderung des

Vorhabens zu diesem Zeitpunkt den WACC noch nicht übertrifft, gilt es zu untersuchen, wie hoch die mindestnotwendige Fördersumme ist, um dieses Kriterium zu erreichen und somit schon in 2022 ausreichende Investitionssicherheiten für die Eigenkapitalgeber einer Investition zu ermöglichen. Abbildung 5.9 zeigt die Ergebnisse der DCF in Abhängigkeit des Förderanteils auf. Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass die Eigenkapitalrendite den WACC (10,6 %) erst bei einem **Förderanteil** in Höhe von knapp 20 % der Kapitalkosten erreicht. Bei einer Förderung in Höhe von 40 % liegt die Eigenkapitalrendite bereits bei 19 % und damit deutlich über dem WACC.



**Abbildung 5.9: DCF-Ergebnisse im Jahr 2022 in Abhängigkeit vom Förderanteil**  
Eigene Berechnungen und Darstellung.

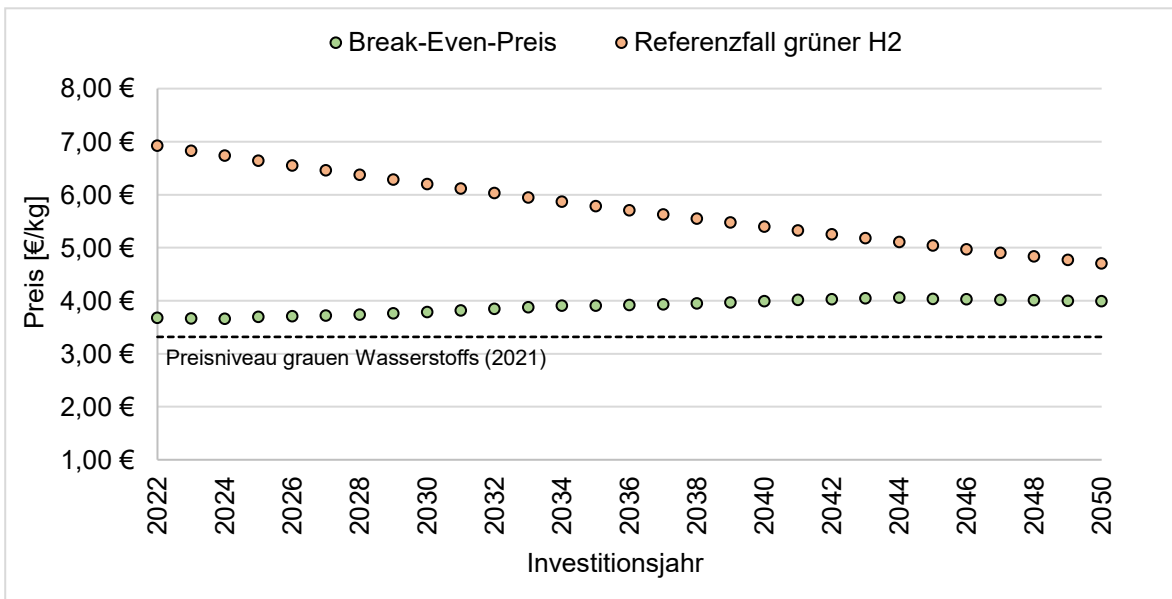
Unter den Randbedingungen einer Investition im Jahr 2022 und unter Berücksichtigung einer Fördersumme in Höhe von 40 % der Kapitalkosten ergibt sich die in Abbildung 5.10 dargestellte Entwicklung des kumulierten Cashflows. Unter den genannten Voraussetzungen und Annahmen liegt die **Amortisationsdauer** bei ca. 5 Jahren, was mit Blick auf die Langfristigkeit der Investition eine sehr geringe Dauer darstellt.



**Abbildung 5.10: Kumulierter Cashflow über eine Projektlaufzeit von 20 Jahren**  
Eigene Berechnungen und Darstellung. Investition im Jahr 2022. Förderanteil: 40 %.

Der tatsächlich am Markt zu realisierende Verkaufspreis für den erzeugten und vermarkteten H<sub>2</sub> stellt eine maßgebliche Variable dar, die die Ergebnisse der Analyse stark beeinflussen kann. Der Produktpreis und seine Entwicklung ist dabei von hoher Unsicherheit geprägt und kann nur iterativ gewählt werden. Als guter Richtwert bietet sich hierbei der **Break-Even-Preis** an. Dieser ermöglicht es, den Produktpreis als Freiheitsgrad in der Analyse zu setzen und basierend auf den übrigen Parametern und Kostenpositionen den mindestnotwendigen Preis zu bestimmen, bei dem ein Barwert für die Investition von Null erzielt werden kann. Abbildung 5.11 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnung, wobei deutlich wird, dass der Break-Even-Preis deutlich unter den Gestehungskosten im Referenzfall einer inländischen H<sub>2</sub>-Produktion im Best Case liegt (vgl. Kapitel 5.4). Die Werte für letztere sind mehr als doppelt so hoch wie bei dem betrachteten Plasmalyse-Projekt.

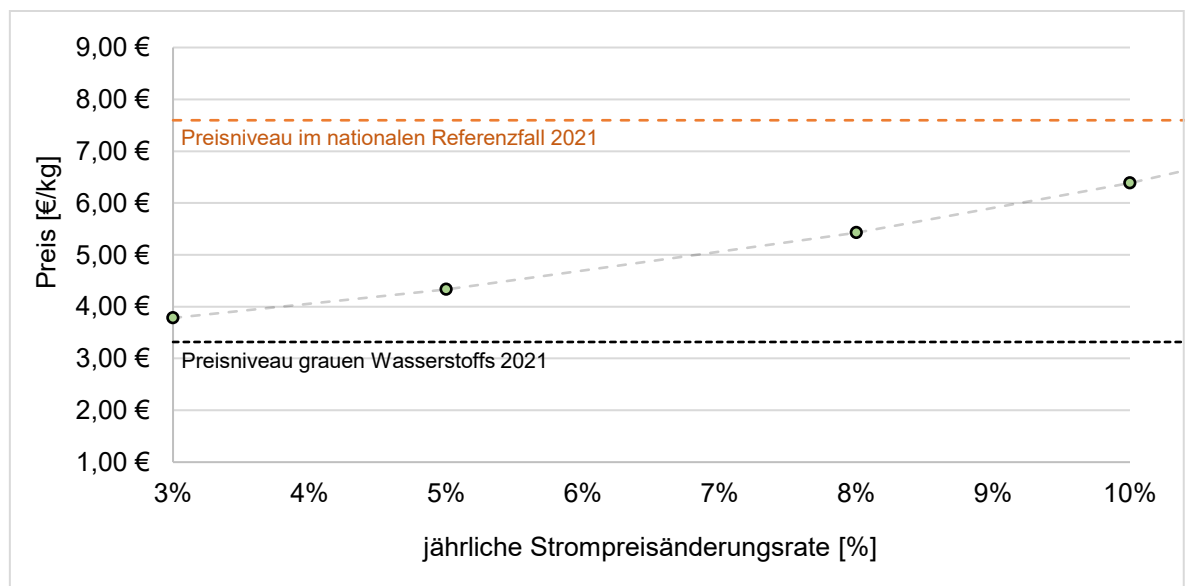
Darüber hinaus bleiben die Werte der Break-Even-Preise für die Plasmalyse über die Zeit deutlich unterhalb des Preisniveaus für andere Referenzfälle grünen H<sub>2</sub> (Elektrolyse, inländisch, Best Case) trotz der Annahme steigender betriebsgebundener Kosten (insbesondere Stromkosten). Die Kosten von grauem H<sub>2</sub> liegen heute noch unter dem ermittelten Break-Even-Preis. Da grauer H<sub>2</sub> mittels Dampfreformierung von beispielsweise Erdgas gewonnen wird, kann für diesen aufgrund steigender Energiepreise von Preissteigerungen ausgegangen werden. Dies ist in den in Abbildung 5.11 dargestellten Kosten nicht berücksichtigt. Die Plasmalyse ist somit auch im Vergleich zu anderen H<sub>2</sub>-Herstellungstechnologien bzw. anderen H<sub>2</sub>-Farben konkurrenzfähig.



**Abbildung 5.11: Preisvergleich in Abhängigkeit vom Investitionsjahr**  
Eigene Berechnungen und Darstellung.

Die Veräußerung von Nebenprodukten kann die Wirtschaftlichkeit einer Investition verbessern. Um den Einfluss von Gutschriften für Nebenprodukte zu untersuchen, wurde wiederum die Amortisationsdauer in den Blick genommen. Es wurde ermittelt, wie sich die Amortisationsdauer der Unternehmung ändert, wenn Gutschriften für die entstehende Abwärme und die vermiedenen Betriebskosten der Stickstoffeliminierung berücksichtigt werden. Es ergeben sich bei sonst gleichbleibenden Parametern (Investitionsjahr 2022 und ein Förderanteil von 40 %) kürzere Amortisationsdauern von etwa 5 Jahre im Falle der Abwärmegutschrift, sowie von etwa 2 Jahren im Falle einer Gutschrift für sowohl Abwärme als auch die Anrechnung der OPEX der Stickstoffeliminierung.

Weiterhin wurde untersucht, wie stark sich eine Änderung der **Strombezugskosten** auf die Ergebnisse auswirkt. Dabei wurde die DCF-Analyse mit Strompreissteigerungsraten zwischen 3 und 10 % erneut durchgeführt. Als abhängige Variable wurde die Änderung der Break-Even-Preise gewählt. Mit einer jährlichen Strompreissteigerung von 3 % ergibt sich ein Break-Even-Preis von ca. 3,81 €/kg H<sub>2</sub>. Mit steigenden jährlichen Strompreissteigerungen steigen auch die Preise an und liegen bei einer Strompreissteigerungsrate von 10 % jährlich mit 6,41 €/kg fast doppelt so hoch wie im Fall einer Steigerung von lediglich 3 %. Im Vergleich zu H<sub>2</sub> aus den Referenzverfahren „grauer Wasserstoff“ und „grüner Wasserstoff aus dem Elektrolyseverfahren“, deren Preise in Abbildung 5.12 als theoretisch konstant angenommen wurden, bleiben die Preise für das Plasmalyse-Vorhaben innerhalb der Bandbreite. Allerdings zeigen die Ergebnisse, wie hoch der Einfluss von Strompreissteigerungen auf die Energieträgerpreise, insbesondere im Falle strombasierter Energieträger wie H<sub>2</sub> ist. Hierbei könnte unter Umständen eine Erzeugung von H<sub>2</sub> mittels Bezug von Netzstrom (wie im Vorhaben für die Plasmalyse anvisiert) höheren Risiken unterlegen sein als eine Erzeugung mit direktem Anschluss an eine EE-Anlage. Während für letztere die Gestehungskosten des Stroms maßgeblich durch die Investitionskosten der EE-Anlage selbst bestimmt sind, kann der Strompreis im Fall eines Netzbezugs je nach Vertragsgestaltung mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung bzw. spezifischen Entwicklungen auf dem Strommarkt deutlichen Schwankungen unterlegen sein.



**Abbildung 5.12: Break-Even-Preis in Abhängigkeit von der jährlichen Strompreisänderungsrate**

Eigene Berechnungen und Darstellung. Berechnungen durchgeführt für 3, 5, 8 und 10 %.

Insgesamt stellt sich das untersuchte Vorhaben als sehr **robust gegenüber verschiedenen Sensitivitäten** dar und es lassen sich **attraktive Wirtschaftlichkeitsindikatoren** feststellen. Vor allem aufgrund der geringen Mindestpreise zur Erreichung einer wirtschaftlichen Unternehmung erlaubt das Modell viele Freiheitsgrade bei der Gestaltung der Vermarktungsoptionen und der Finanzierungsstruktur. Die **Eigenschaften des produzierten H<sub>2</sub> (regional und grün)** bieten eine zusätzliche Attraktivität im Markt, sowohl für Fördermittelgeber als auch für Gasabnehmer.

## 6 Biologische Methanisierung im Aquiferspeicher

Neben  $H_2$  spielt Syn- $CH_4$  insbesondere mittel- und langfristig eine wichtige Rolle für das Erreichen der klimapolitischen Ziele. Es bedarf für die Herstellung von Syn- $CH_4$  aufbauend auf der Herstellung des  $H_2$  eines weiteren Prozessschrittes, der mit Energieverlusten einhergeht. Der Vorteil von Syn- $CH_4$  ist jedoch insbesondere, dass bisher auf fossilem Erdgas basierende, bestehende Infrastrukturen (beispielsweise Gasnetze und Heizungsanlagen) weitergenutzt werden könnten, was bei  $H_2$  zumeist nur bedingt der Fall ist, beispielsweise durch eine anteilige Beimischung in das Erdgasnetz.

Im Forschungsvorhaben *UMAS* wurde untersucht, ob eine Nutzung des im Jahr 2017 aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit stillgelegten Berliner Erdgasspeichers als Methanisierungsreaktor technisch und wirtschaftlich möglich ist. Die Untersuchungen sowie die dargestellten Ergebnisse beziehen sich dementsprechend auf den konkreten Standort und Einzelfall. Dennoch lassen sich die Ergebnisse zum Teil auf andere Aquiferspeicher übertragen. Dies gilt insbesondere für die in Kapitel 6.5 diskutierten Ansatzpunkte zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit.

Zunächst erfolgt eine kurze Darstellung der angedachten technischen Umsetzung des Vorhabens. Es schließt eine Beschreibung der chemisch-katalytischen Methanisierung an, welche als Vergleichsverfahren zur besseren Einordnung der Wirtschaftlichkeitsergebnisse dient. In Kapitel 6.3 werden die Ergebnisse der resultierenden  $CH_4$ -Gestehungskosten dargestellt, bevor diese mithilfe von internationalen Referenzverfahren bezüglich ihrer Marktfähigkeit bewertet werden.

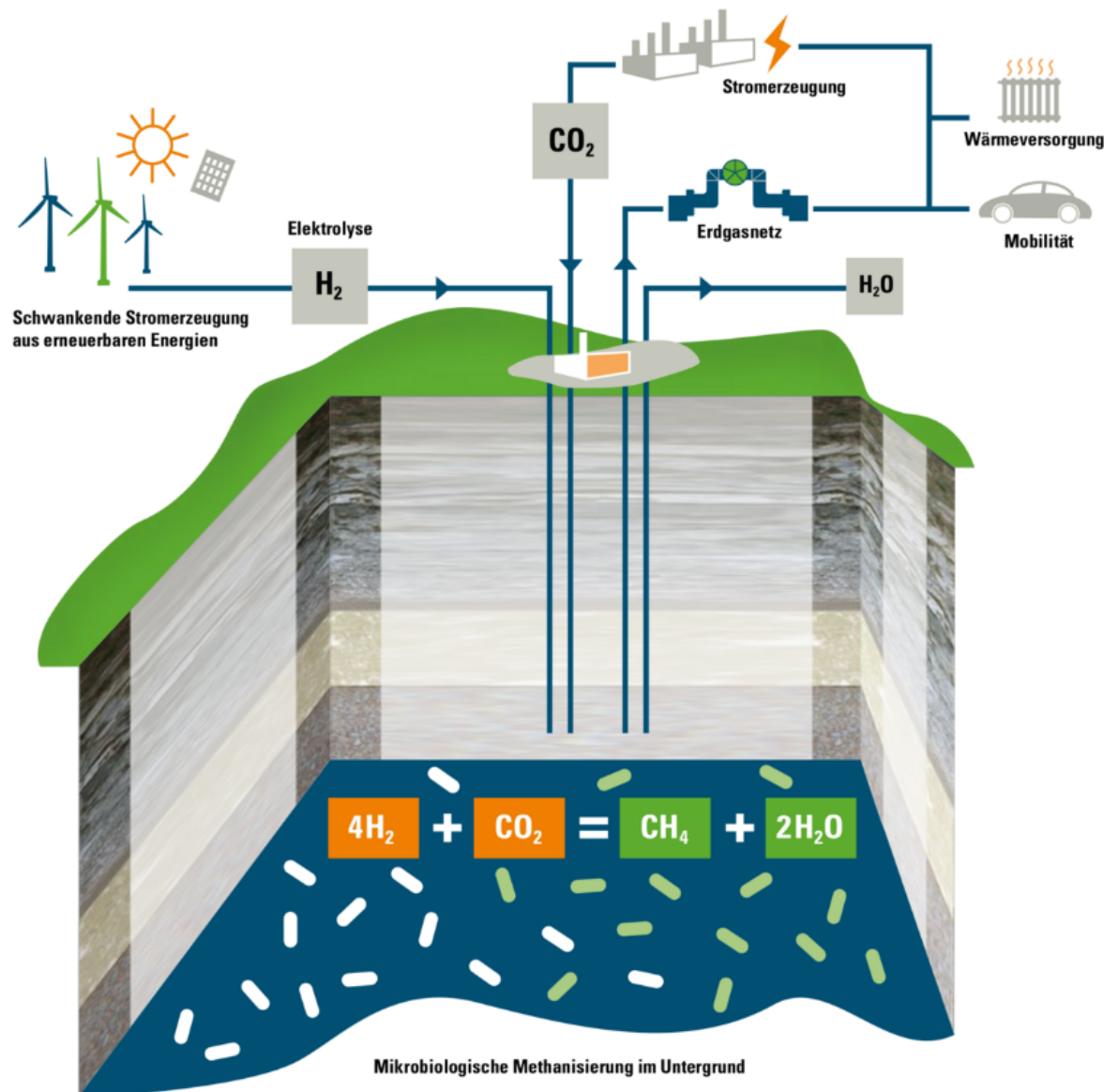
### 6.1 Technologiebeschreibung

Der Berliner Erdgasspeicher ist ein Aquiferspeicher und befindet sich in unmittelbarer Nähe zur Berliner Innenstadt im Ortsteil Westend. Der Speicher hatte zum Zeitpunkt der Stilllegung eine Speicherkapazität von ca. 135 Mio.  $Nm^3$  Erdgas. Der Speicher wurde bislang nicht rückgebaut, aktuell wird untersucht, unter welchen Voraussetzungen und in welcher Form der Speicher auch im zukünftigen Energiesystem einen Beitrag für die (klimaneutrale) Energieversorgung leisten kann. Die im Projekt *UMAS* angedachte Umnutzung zum **Methanisierungsreaktor** hatte zum Ziel, im Speicher synthetisches, grünes  $CH_4$  herzustellen, welches anschließend über das Berliner Erdgasnetz für unterschiedliche Verwendungszwecke nutzbar gemacht werden sollte. Der Prozess gliedert sich dabei in zwei Unterprozesse:

- Die **Herstellung von grünem  $H_2$**  mithilfe eines der beiden in Kapitel 5 vorgestellten Verfahrens, sowie
- die anschließende **untertägige Methanisierung** im Speicher.

Für den Prozess der untertägigen Methanisierung wird  $H_2$  zusammen mit  $CO_2$  biogenen Ursprungs im stöchiometrischen Verhältnis von 1:5,5 in den Speicher injiziert. Im Speicher befinden sich zuvor angesiedelte Archaeen, welche unter Produktion von Wasser den  $H_2$  und das  $CO_2$  in synthetisches  $CH_4$  umwandeln. Anschließend kann das erzeugte Gasgemisch ausgespeichert werden. Nach einer Gasreinigung und -trocknung werden nicht reagierter  $H_2$  und  $CO_2$  wieder in den Speicher injiziert. Das Syn- $CH_4$  steht zur Nutzung in unterschiedlichen Bereichen zur Verfügung. Der im Forschungsvorhaben angedachte und untersuchte Prozess ist in Abbildung 6.13 dargestellt.





**Abbildung 6.13:** Angedachter Prozess der untertägigen Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher

Quelle: BES/GASAG.

Die Untersuchungen zur **Wirtschaftlichkeit** des Vorhabens basieren zunächst auf der Annahme, dass ein Teilreservoir des Speichers unter Verwendung einer Bohrung genutzt wird. Aus diesem Grund bedarf es zwischen Einspeicherung und Ausspeicherung eines Zeitraums (*Idle time*), in welchem die injizierten Gase  $H_2$  und  $CO_2$  zu Syn- $CH_4$  reagieren. Eine vorzeitige Ausförderung würde dazu führen, dass rund um das Ende der Bohrung nur ein geringer Anteil der Gase reagiert ist. Dies hätte zur Folge, dass zu großen Teilen lediglich die Ausgangsstoffe gefördert werden könnten. Basierend auf den Angaben zu den maximalen Gasstoffströmen wurden die Einspeicher- und Auspeicherzeiträume in der Form optimiert, als dass innerhalb eines Jahreszyklus die maximale Menge an Syn- $CH_4$  produziert werden kann. Hierbei wurde berücksichtigt, dass Teile des injizierten Gasgemisches nicht als reagiertes  $CH_4$  ausgefördert werden können, was neben möglichen Verflüchtigungen innerhalb des Reservoirs auch auf anderweitige Reaktionen der Ausgangsstoffe oder die Förderung nicht-reagierter Eingangsgase zurückzuführen sein kann.

Im Laufe des Forschungsprojektes zeigte sich, dass der Berliner Erdgasspeicher, insbesondere aufgrund der **hohen Salinität** nur unzureichend für das angedachte Verfahren einer untertägigen, biologischen Methanisierung geeignet ist. Die hohe Salinität im Untergrund führt dazu, dass die mikrobiologische Aktivität der Bakterien gehemmt wird. Eine Möglichkeit, die hohe Salinität zu reduzieren, stellt das Auswaschen des Speichers dar. Hierbei wird Süßwasser in den Speicher gepumpt und wieder entnommen, wodurch die Salzkonzentration abnimmt. Neben und auch aufgrund der hohen Salinität treten die für die Methanogenese notwendigen Archaeen nicht natürlich in ausreichender Anzahl auf, sodass vor dem Start regulärer Produktionszyklen zunächst eine Injektion und Ansiedlung der Archaeen sowie ein Wachstum der Populationen notwendig wäre.

In Tabelle 6.4 sind die zentralen technischen Annahmen aufgeführt, die in die Wirtschaftlichkeitsbewertung Eingang fanden. Die Daten stammen, wenn nicht anders angegeben von Projektpartnern innerhalb des Forschungsverbundes

**Tabelle 6.4: Technische Annahmen untertägige Methanisierung**

Quelle: Eigene Berechnungen und Angaben Projektpartner BES.

<b>Einspeicherung</b>	
Anteil H <sub>2</sub> an H <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -Gasgemisch [Vol%]	80 %
Volumenstrom	1.000 Nm <sup>3</sup>
Einspeicherungsdauer	5.715 h
Jährlicher Bedarf an H <sub>2</sub>	410 t
Jährlicher Bedarf an CO <sub>2</sub>	2.260 t
Idle Time (Zeitraum zwischen Ein- und Ausspeicherung)	1.440 h
Recovery rate (Anteil an reagiertem CH <sub>4</sub> , das ausgefördert werden kann)	70 %
<b>Ausspeicherung</b>	
Max. Volumenstrom reagiertes CH <sub>4</sub>	500 Nm <sup>3</sup> /h
Ausspeicherungsdauer	1.605 h
Jährliche Produktionsmenge Syn-CH <sub>4</sub>	575 t

Für die **Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit** wurde davon ausgegangen, dass die Salinität im Speicher derart reduziert werden kann, dass ein erheblicher Teil der injizierten Ausgangsstoffe in Syn-CH<sub>4</sub> umgewandelt werden kann. Ebenso wurde angenommen, dass die Archaeen in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse bewerten das Verfahren somit unter **idealierten Bedingungen** und stellen für den Berliner Erdgasspeicher optimistische Werte dar. In Bezug auf Aquiferspeicher mit geringerer Salinität können die Ergebnisse hingegen als plausible Grundlage für die Bewertung resultierender CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten dienen.

Für den **H<sub>2</sub>-Bezug** wurde die Annahme getroffen, dass vor Ort erzeugter H<sub>2</sub> aus einer PEM-Elektrolyse genutzt wird. Die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten der Schmutzwasser-Plasmalyse liegen zwar deutlich unter den Kosten der PEM-Elektrolyse, allerdings ergeben sich für die Kopplung des Prozesses an die nachfolgende Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher eine Reihe von Herausforderungen. So fällt der H<sub>2</sub> am Klärwerk aufgrund der vorgeschalteten Prozesse in der Regel kontinuierlich über das Jahr an, die Einspeicherung des H<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub>-Gasgemisches erfolgt jedoch konzentriert auf einen Zeitraum einiger Monate. Bei alleiniger Nutzung des H<sub>2</sub> aus dem Plasmalyseprozess wären somit Zwischenspeicherbedarfe notwendig, die mit hohen Kosten einhergehen. Hier stellt sich die Frage aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive, ob der aus der Schmutzwasser-Plasmalyse hergestellte H<sub>2</sub> nicht für andere Zwecke (beispielsweise für eine Beimischung ins Erdgasnetz oder den Einsatz im Mobilitätssektor, vgl. Abschnitt 5.5.2) sinnvoller eingesetzt werden kann. Gleichzeitig erscheint der Import von H<sub>2</sub> zur inländischen Methanisierung vor dem Hintergrund, dass Syn-CH<sub>4</sub> deutlich einfacher als H<sub>2</sub> transportiert werden kann, wenig zielführend.

Für den **CO<sub>2</sub>-Bezug** bieten sich unterschiedliche Alternativen an, beispielsweise kann das CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsprozessen in Kraftwerken oder bei Prozessen der Chemie- und Betonindustrie abgedehnt werden. In unmittelbarer Nähe zum Speicher betreibt die Berliner Stadtreinigung eine Biogasanlage, in der Biomethan erzeugt wird. Hierbei fällt im Zuge der Biogasaufbereitung von Biogas zu Biomethan CO<sub>2</sub> an, welches aktuell ungenutzt bleibt und zudem biogenen Ursprungs ist. Dies hat den Vorteil, dass bei der späteren Verbrennung des Syn-CH<sub>4</sub> keine zusätzlichen (fossilen) CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen. Das Endprodukt kann demnach in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Quelle als klimaneutral eingestuft werden. Zudem kann das Angebot aus der Biogasanlage die Nachfrage für die anvisierten Produktionsmengen im Speicher vollständig decken. Für die Kosten wurde das aktuelle Niveau der CO<sub>2</sub>-Zertifikate des europäischen Zertifikatehandels (EU-ETS) angesetzt, was eine konservative Schätzung darstellt, da die Biogasanlage kein Teil des Zertifikatehandels ist und eine kostenlose Abgabe des ohnehin anfallenden CO<sub>2</sub> Gesprächen mit den Anlagenbetreibern zufolge grundsätzlich möglich erscheint.

**Tabelle 6.5: Betriebswirtschaftliche Annahmen untertägige Methanisierung**

Quelle: Angaben Projektpartner (BES, DBI, TU Clausthal) und Eigene Berechnungen.

<b>Investitionskosten Umrüstung</b>	<b>18,8 Mio. €</b>
<i>Obertageanlage</i>	<i>7,9 Mio. €</i>
<i>Untertageanlage</i>	<i>2,0 Mio. €</i>
<i>Anlagen zur Gasreinigung</i>	<i>9,1 Mio. €</i>
Jährliche Betriebskosten (2022)	2,1 Mio. €
Jährliche Kosten H <sub>2</sub> -Bezug (Annuität über 20 Jahre)	4,5 Mio. €
Jährliche Kosten CO <sub>2</sub> -Bezug (2022)	126.000 €
Jährliche Stromkosten (2022)	207.000 €
Versicherungskosten (2022)	33.000 €

Die Daten zu den **Investitionskosten** sowie den **Betriebskosten** des Speichers im Betrieb als Methanisierungsreaktor stammen von Partnern aus dem Projekt (Tabelle 6.5). Sie berücksichtigen alle notwendigen Umrüstungsmaßnahmen am Speicher, die die Tauglichkeit als Methanisierungsreaktor ermöglichen.

## 6.2 Vergleichsverfahren: Chemisch-katalytische Methanisierung

Als Vergleichsverfahren zur biologischen untertägigen Methanisierung dient die chemisch-katalytische Methanisierung. Die chemische Methanisierung erfolgt in einem Reaktor und im Gegensatz zur biologischen Methanisierung exotherm unter hohen Temperaturen von 300 bis 550 °C (Bär et al. 2015). Unter Verwendung von elektrischem Strom sowie einem Katalysator wird H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> zu Syn-CH<sub>4</sub> umgewandelt. Im Prozess fällt **Abwärme** an, für die ebenso wie im Fall der Plasmalyse und Elektrolyse eine Gutschrift vergeben werden kann. Die erzeugten Abwärmemengen belaufen sich auf etwa 1,7 kWh/m<sup>3</sup> erzeugtem Syn-CH<sub>4</sub> (Mörs et al. 2020). Diese fällt auf einem Temperaturniveau von etwa 200 °C an, was sie für eine vielseitige Nutzung, über die Einspeisung in ein Wärmenetz hinaus, nutzbar macht (Angst 2017). In Tabelle 6.6 sind zentrale Annahmen zur chemisch-katalytischen Methanisierung aufgeführt. In Bezug auf die Dimensionierung wurde im Sinne einer Vergleichbarkeit der beiden Verfahren davon ausgegangen, dass dieselbe jährliche Menge an H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> für die Methanisierung bereitstehen. Für die Kosten des H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> wurden die gleichen Annahmen wie im Fall der biologischen Methanisierung getroffen (Tabelle 6.5).

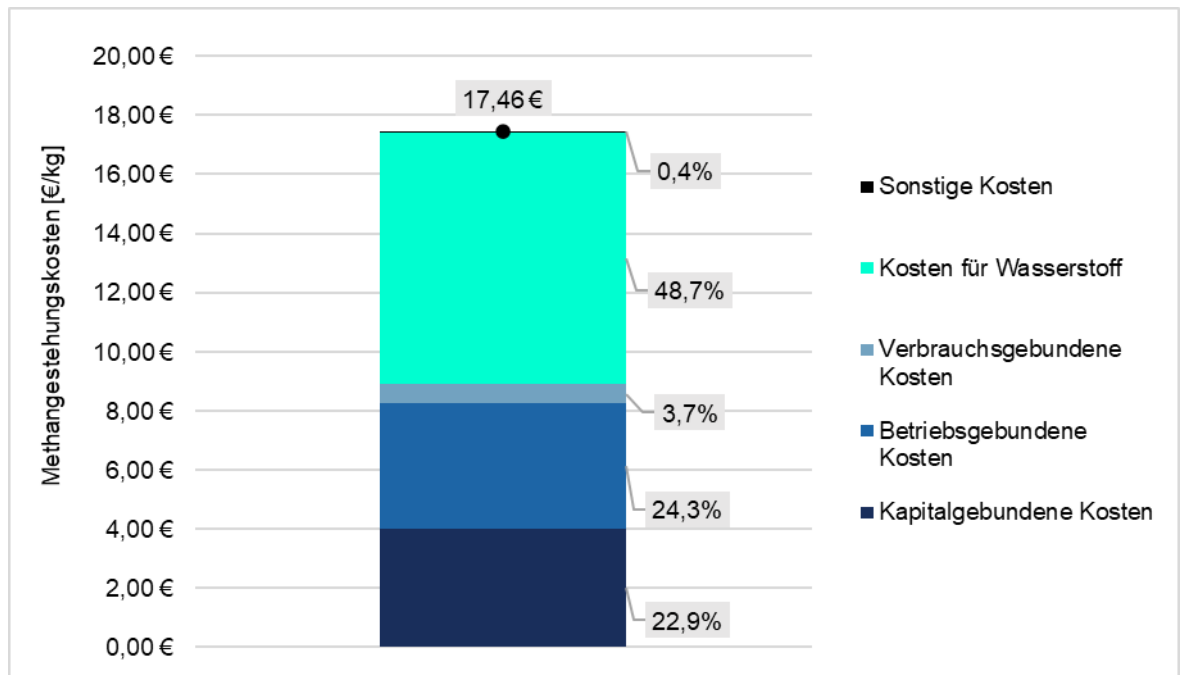
**Tabelle 6.6: Zentrale Annahmen chemisch-katalytische Methanisierung**

Quellen: 1) Zhang et al. (2017); 2) Mörs et al. (2020); 3) Böhm et al. (2018); 4) Schmidt et al. (2018); 5) Eigene Berechnungen.

<b>Technische Parameter</b>	
Lebensdauer Gesamtanlage <sup>1)</sup>	20 Jahre
Lebensdauer Katalysator <sup>1)</sup>	2,5 Jahre
Strombedarf [kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup> Syn-CH <sub>4</sub> ] <sup>2)</sup>	0,8
Abwärmemenge [kWh / Nm <sup>3</sup> Syn-CH <sub>4</sub> ] <sup>2)</sup>	1,7
<b>Betriebswirtschaftliche Parameter</b>	
Investitionskosten <sup>3)</sup>	3,0 Mio. €
Anteil Katalysator an Investitionskosten <sup>3)</sup>	26 %
Höhe Betriebskosten [% des Gesamtinvests] <sup>4)</sup>	5 %
Jährliche Betriebskosten (2022) <sup>5)</sup>	150.000 €
Jährliche Stromkosten (2022) <sup>5)</sup>	150.000 €

### 6.3 CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten

Abbildung 6.14 zeigt die CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten der biologischen Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher in der beschriebenen Ausgestaltung. Zudem sind die Anteile der einzelnen Kostenpositionen an den Gestehungskosten aufgeführt. Die Herstellung des H<sub>2</sub> mittels PEM-Elektrolyse ist für etwa die Hälfte der Methangestehungskosten verantwortlich. Weitere wichtige Kostenpositionen sind die Investitionskosten sowie die Betriebskosten am Speicher, welche jeweils etwa ein Viertel der Gestehungskosten ausmachen. Weitere verbrauchsgebundene Kosten, wie der für die Kompression der Ausgangsgase eingesetzte Strom spielen hingegen nur eine untergeordnete Rolle.



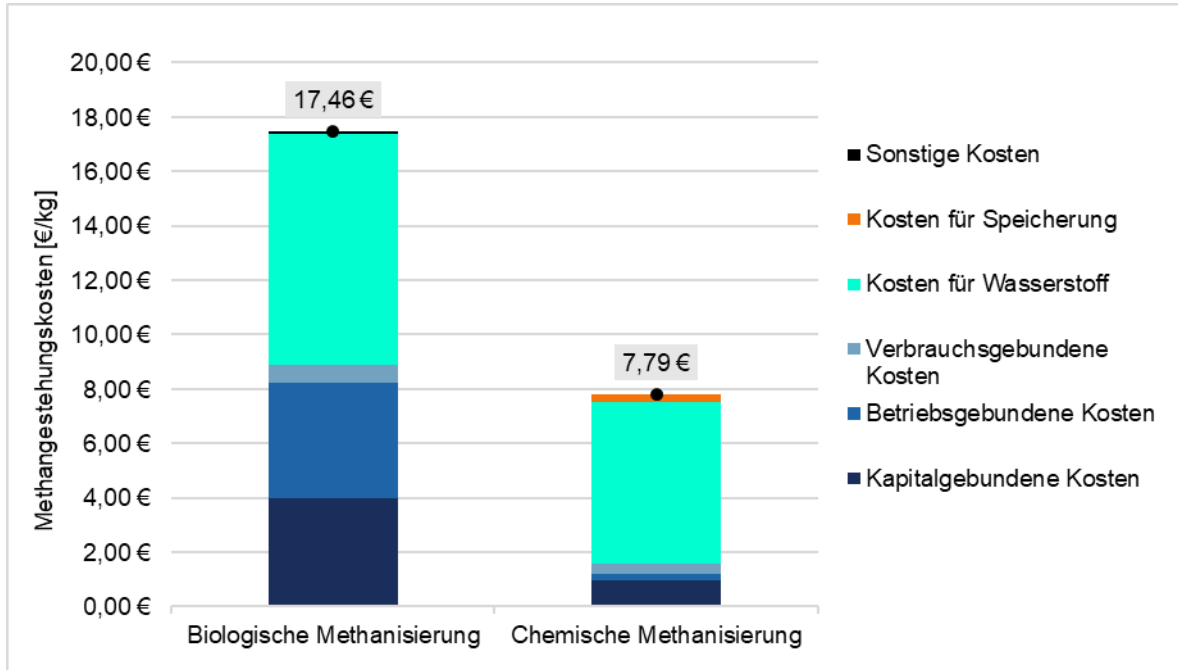
**Abbildung 6.14: Methangestehungskosten der untertägigen Methanisierung am Berliner Erdgasspeicher**

Eigene Berechnungen und Darstellung. H<sub>2</sub>-Quelle: PEM-Elektrolyse vor Ort.

In Abbildung 6.15 sind die Kosten der biologischen Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher denen einer chemisch-katalytischen Methanisierung, ebenfalls am Standort des Speichers, gegenübergestellt. In den Kosten der biologischen Methanisierung im Speicher sind neben der Herstellung des Syn-CH<sub>4</sub> auch bereits die Kosten der Ein- und Ausspeicherung inbegriffen. Um eine Vergleichbarkeit der beiden Verfahren zu ermöglichen, wurden den Gestehungskosten der chemisch-katalytischen Methanisierung aus diesem Grund die Kosten einer Ein- und Ausspeicherung in einem regulären Erdgasspeicher hinzugerechnet. Hierfür wurden Kosten in Höhe von 26 ct/kg angesetzt (Erfahrungswert BES).

Die Kosten der untertägigen Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher liegen in der angedachten Konzeption deutlich über denen des Vergleichsverfahrens. Eine Nutzung der Abwärme reduziert die Gestehungskosten der chemischen Methanisierung auf bis zu 7,68 €/kg H<sub>2</sub>. Aus der detaillierten Betrachtung der Kostenpositionen wird deutlich, dass die deutlich höheren Gestehungskosten der untertägigen Methanisierung insbesondere auf die im Vergleich sehr hohen Investitions- und Betriebskosten zurückzuführen sind. Dies liegt vor allem daran, dass im Projekt zunächst nur die Nutzung eines Teilreservoirs angestrebt wurde. Das Projekt hat somit einen Pilotcharakter und

zeichnet sich durch verhältnismäßig geringe Produktionsmengen aus im Verhältnis zum eingesetzten Kapital sowie zum eingesetzten Personal. Doch auch die Kosten für den H<sub>2</sub>-Bezug liegen im Fall der biologischen Methanisierung aufgrund der angenommenen recovery rate von 70 % deutlich über denen der chemischen Methanisierung. Und selbst für den Fall, dass die injizierten Ausgangsgase vollständig in Form von Syn-CH<sub>4</sub> ausgefördert werden könnten, würden die Gesteungskosten deutlich über denen der chemisch-katalytischen Methanisierung liegen.



**Abbildung 6.15: Methangestehungskosten inkl. Kosten für Speicherung biologische vs. chemische Methanisierung**

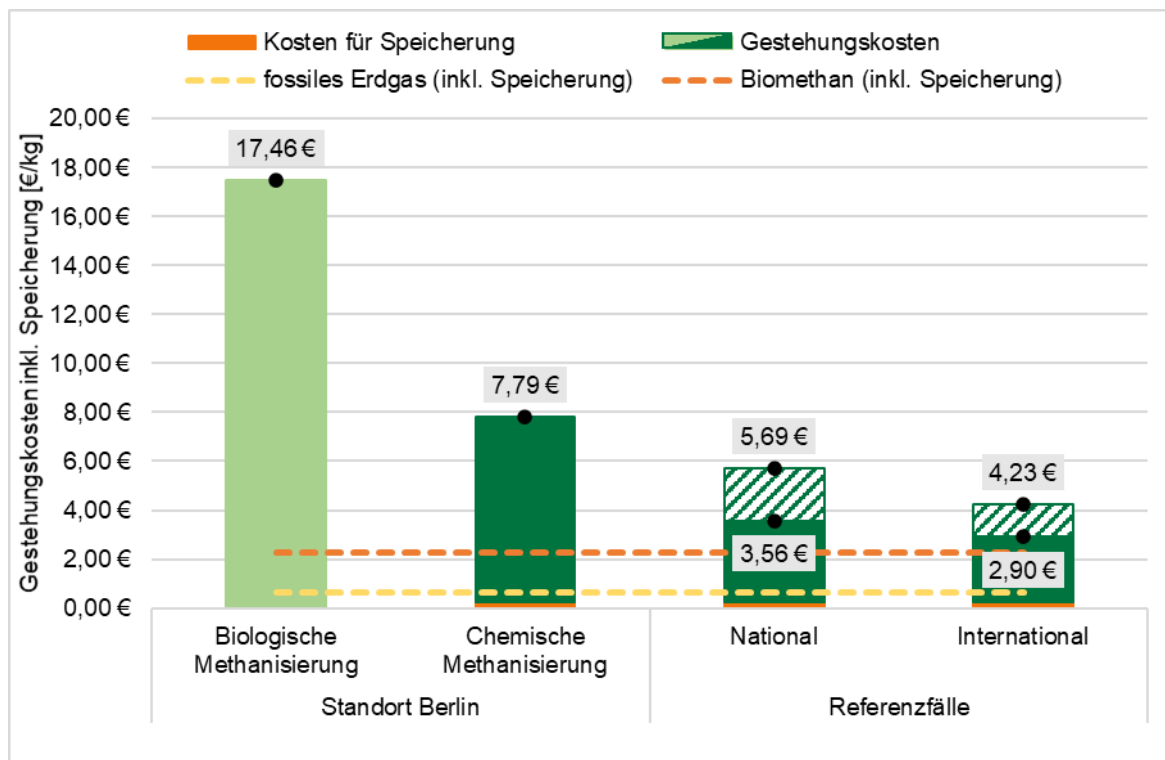
Eigene Berechnungen und Darstellung. H<sub>2</sub>-Quelle: PEM-Elektrolyse vor Ort.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass das geplante Vorhaben im Projekt UMAS selbst unter den für diesen Standort optimistischen Annahmen in Bezug auf die Methanisierungsraten zu deutlich höheren Gasgestehungskosten des Syn-CH<sub>4</sub> führt als im Fall einer chemisch-katalytischen Methanisierung.

## 6.4 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Wie im Fall der H<sub>2</sub>-Gestehung ist eine Konkurrenzfähigkeit der biologischen und der chemischen Methanisierung dann gegeben, wenn die Gestehungskosten im Bereich alternativer Bezugsquellen aus dem In- und Ausland liegen. Um die Marktfähigkeit einzuschätzen, werden die resultierenden Gestehungskosten in Abbildung 6.16 mit nationalen und internationalen **Referenzfällen** verglichen. Für diese werden Spannweiten angegeben; die Daten wurden mithilfe eines Tools zur Bestimmung von CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) (Brändle et al. 2020) errechnet. Die nationalen Referenzverfahren beschreiben hierbei eine Erzeugung mithilfe von Offshore-Wind an der Nord- / Ostsee, während die internationalen Referenzverfahren eine Erzeugung in der MENA Region unter Nutzung von Strom aus PV bzw. Wind mit anschließendem Transport nach Deutschland annehmen. Wie im Fall der chemischen Methanisierung wurden den Gestehungskosten der Referenzfälle die Kosten einer Ein- und Ausspeicherung hinzuaddiert, um eine direkte Vergleichbarkeit mit der biologischen Methanisierung im Aquiferspeicher zu ermöglichen. Neben Syn-CH<sub>4</sub> sind zur Einordnung der Ergebnisse die Kosten fossilen

Erdgases sowie von Biomethan (jeweils inklusive der Kosten der Ein- und Ausspeicherung) dargestellt. Die deutlichen Preissteigerungen von Erdgas im Zuge des Ukraine-Krieges sind in den Kosten nicht berücksichtigt. Damit Syn-CH<sub>4</sub> schon heute mit fossilem Erdgas konkurrieren könnte, wäre in etwa eine Versechsfachung des Erdgaspreises vor Beginn des Ukraine-Krieges (im Vergleich zum günstigsten Referenzfall) notwendig.



**Abbildung 6.16: Methangestehungskosten inkl. Kosten für Speicherung im Vergleich zu Referenzfällen, fossilem Erdgas und Biomethan**

Eigene Berechnungen und Darstellung. H<sub>2</sub>-Quelle: PEM-Elektrolyse vor Ort.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass die biologische Methanisierung selbst unter optimistischen Annahmen am Berliner Erdgasspeicher zu deutlich höheren CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten führt, als die nationalen und internationalen Referenzfälle. Eine Konkurrenzfähigkeit des Produktes ist aus diesem Grund nicht gegeben. Dies gilt in verstärkter Form für den Vergleich zu den Referenzprodukten Biomethan und fossilem Erdgas, wobei in Bezug auf letzteres die aktuellen Preisentwicklungen die Schwelle zur Kostenparität zumindest kurzfristig deutlich reduziert haben. Auch bei der chemischen Methanisierung mit Anschluss an das Stromnetz fallen die Kosten deutlich höher aus als die nationalen und internationalen Referenzprodukte, weshalb für diese und auch bei Berücksichtigung möglicher Einnahmen durch den Verkauf von Abwärme, eine Konkurrenzfähigkeit unter den gegebenen Rahmenbedingungen und in der beschriebenen Ausgestaltung ebenfalls nicht gegeben ist.

## 6.5 Ansatzpunkte zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Der Berliner Erdgasspeicher eignet sich, wie gezeigt, nicht für die Umnutzung als Methanisierungsreaktor, zumindest nicht in der konkreten Ausgestaltung, wie im Forschungsprojekt angedacht. Neben der hohen Salinität, die eine untertägige Methanisierung erschwert bzw. verhindert, muss auch aus ökonomischer Perspektive eine Machbarkeit des Vorhabens negiert werden. Die Gasgestehungskosten des erzeugten Syn-CH<sub>4</sub> liegen selbst bei optimistischen Annahmen in Bezug auf die

Methanisierungsrate deutlich über denen einer chemisch-katalytischen Methanisierung und insbesondere über denen der nationalen und internationalen Referenzfälle. Aufgrund der hohen Bedeutung synthetischer Gase im zukünftigen Energiesystem ist es sinnvoll, die Gründe für die Unwirtschaftlichkeit der geplanten Unternehmung zu überprüfen, um hieraus für andere Aquiferspeicher mit besseren Grundvoraussetzungen Ansatzpunkte für eine wirtschaftliche untertägige Methanisierung zu liefern. In Deutschland sind aktuell 47 Untergrund-Erdgasspeicher vorhanden, die sich auf 33 Standorte verteilen (BDEW 2022b). Ob die Wirtschaftlichkeit eines ähnlichen Projektes in einem anderen Aquiferspeicher besser abschneidet, hängt maßgeblich von der Salinität des Bodens und anderen topologischen Besonderheiten ab, von der Dimensionierung des jeweiligen Speichers, von möglichen Varianten für den Strombezug, sowie von der Höhe der betriebsgebundenen Kosten.

Einige der genannten **Parameter** können durch **Anpassungen im Betrieb** beeinflusst werden. So kann etwa der Salinität durch Verdünnung mit Wasser begegnet werden, ein Animpfen mit entsprechenden Archaeen oder eine Zugabe von Supplementen kann die mikrobielle Methanproduktion verbessern. Diese Maßnahmen verändern auch die Kosten und die Wirtschaftlichkeit. Die Untersuchungen im Projekt UMAS weisen darauf hin, dass derartige Maßnahmen am konkreten Standort nicht hinreichend erfolgsversprechend sind. Daher erscheint es sinnvoll, generell **Standorte mit geringer Salinität** in Betracht zu ziehen.

Ein maßgeblicher Grund für die hohen Gestehungskosten liegt in den hohen Investitions- und Betriebskosten begründet. Diese reflektieren den Pilotcharakter des Vorhabens und zeigen auf, dass den hohen (notwendigen) Kosten zu geringe Produktionsmengen gegenüberstehen. Eine Möglichkeit, die Gestehungskosten zu senken und die Konkurrenzfähigkeit des Syn-CH<sub>4</sub> zu verbessern stellt daher eine **Hochskalierung** der Anlage dar. In den Untersuchungen wurde nur eine Bohrung berücksichtigt und es wurde nicht die vollständige Kapazität des Berliner Erdgasspeichers genutzt. Insbesondere in Bezug auf die Betriebskosten, die zu großen Teilen Personalkosten sind, aber auch in Bezug auf Teile der Investitionskosten (beispielsweise die Anlagen zur Gasreinigung und -trocknung) können Skaleneffekte nutzbar gemacht werden. Beispielhafte Berechnungen kamen zu dem Ergebnis, dass die Methangestehungskosten durch eine Verzehnfachung der Produktionskapazitäten um etwa 40 % auf ca. 10,45 €/kg H<sub>2</sub> reduziert werden können. Die Kosten liegen in diesem Fall zwar immer noch über denen der chemisch-katalytischen Methanisierung, die Schwelle zur Konkurrenzfähigkeit mit Referenzprodukten sinkt jedoch deutlich ab.

Abgesehen von der Standortwahl und ihren geologischen und mikrobiellen Grundvoraussetzungen sowie der Skalierung des Vorhabens gibt es eine Reihe von **regulatorischen Ansatzpunkten**, mit denen der Gesetzgeber den Markteintritt von **Verfahren zur Produktion synthetischer Gase unterstützen kann** und die sich auch positiv auf die Wirtschaftlichkeit einer untertägigen Methanisierung auswirken würden.

- Die verbrauchsgebundenen Kosten und dabei insbesondere die Strombezugskosten stellen einen wesentlichen Kostentreiber für die Erzeugung von Syn-CH<sub>4</sub> dar (siehe Kapitel 6.4). Eine Reduzierung oder gar eine komplette Abschaffung von **Letztverbraucherabgaben** würde die Kosten für den Bezugsstrom deutlich absenken. Darunter zählen etwa die netzentgeltlichen Abgaben oder Stromsteuern. Solche Letztverbraucherentlastungen sind schon für bestimmte Ausnahmefälle, etwa die Befreiung der Unternehmen des produzierenden Gewerbes von der Stromsteuer (gemäß § 2 Nr. 2a und Nr. 3 StromStG und § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) oder die Reduzierung der Netzentgelte für Großverbraucher (gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV) eingeführt und könnten auf Betreiber von PtG-Erzeugungstechnologien erweitert werden (Smolinka et al. 2018).



- Ausgehend von der Grundsatzentscheidung der Bundesregierung für ein **neues Strommarkt-design** und von dem Grundgedanken einer Stärkung von Preissignalen bzw. einer freien Preisbildung an den Großhandelsmärkten wird der Pfad der H<sub>2</sub>-Erzeugung von der **EEG-Umlage befreit**. Voraussetzung ist eine anschließende Rückverstromung (direkt oder an das Gasnetz gebunden). Daneben besteht für gewisse Branchen weiterhin die Möglichkeit zur EEG-Umlagenreduzierung nach den Bestimmungen für stromkostenintensive Industrieunternehmen gemäß § 64 EEG.
- Darüber hinaus kann ein **Markteinführungsprogramm** implementiert werden, um einen Markthochlauf von H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> anzureizen. Zahlreiche Akteure plädieren für ein solches Programm und schlagen mehrere Maßnahmen vor. Die Power-to-X-Allianz<sup>8</sup> schlägt zum Beispiel vor, dass Förderprogramme mit einer gewissen Laufzeit – zum Beispiel fünf Jahre – implementiert werden, die eine gewisse, im Voraus festgelegte Gesamtleistung der Erzeugungstechnologien abdecken sollten. Die Allianz konzipierte dafür detaillierte Handlungsempfehlungen, die in PtX-Allianz (2020) zu finden sind.
- Die NOW GmbH argumentiert, dass eine gute Strategie für die Reduzierung der Gesteuerungskosten darin besteht, **Zuschüsse sowohl für die kapitalgebundenen (CAPEX) als auch die betriebsgebundenen und verbrauchsgebundenen (OPEX) Kosten** der Investitionsvorhaben einzuführen. Konkret empfiehlt das Beratungsunternehmen eine Mindestförderung von 50 % der CAPEX, welcher dem Projekt als Zuschuss gewährt werden soll (Smolinka et al. 2018). Ferner können auch Zuschüsse für die OPEX eingeplant werden. Diese OPEX sind nämlich, wie in Kapitel 6.4 festgestellt, ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens und stellen mit etwa 25 % einen wesentlichen Anteil der Gesteuerungskosten dar. Dies gilt insbesondere in der Markthochlaufphase, in der Anlagen häufig als Pilotprojekte installiert werden. In Deutschland gibt es bereits eine Reihe von Fördermöglichkeiten für innovative Umsetzungsprojekte, beispielsweise im Zuge des 7. Energieforschungsprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK 2022c).
- Außerdem kann ein **mengenbasiertes Anreizinstrument** – ein sogenanntes Quotenmodell – implementiert werden. Dieses setzt Mindestanteile für synthetische Gase am Gesamtgasverbrauch in bestimmten Einsatzbereichen fest, um sicherzustellen, dass die teureren Syntheseprodukte den Markt durchdringen und dort nachgefragt werden. So ein Quotenmodell wird unter anderem von den Fernleitungsnetzbetreibern explizit gefordert (Nymoer et al. 2019). Ähnlich wie bei CO<sub>2</sub>-Zertifikatmechanismen erfordern mengenbasierte Maßnahmen das Einführen von Zertifikaten bzw. Herkunftsnachweisen. Dabei sollte das gesetzte Quotenniveau, ggf. mit Wertigkeitsabstufungen ausgewählter Syntheseprodukte, sorgfältig gewählt werden. In einem späteren Schritt könnte dieses Fördermechanismus EU-weit implementiert werden, was ggf. zu einem noch schnelleren Markthochlauf für Syn-CH<sub>4</sub> führen kann.

Es besteht Konsens in der Branche, dass die Technologien zur Erzeugung synthetischer Gase ein Marktaktivierungsprogramm brauchen, um den Hochlauf der Technologien und den Ausbau der Produktionskapazitäten schnellstmöglich zu erreichen. Die beste Aussicht für die Marktaktivierung stellt eine Kombination mehrerer Maßnahmen dar, die gleichzeitig die Gesteuerungskosten senken und einen Mehrwert für die Produkte schafft, sodass sie auf dem Markt stärker nachgefragt werden (Smolinka et al. 2018). Diese Maßnahmen sollten aufgrund der Relevanz synthetischer Gase für die Klimaneutralitätsziele nach einer sorgfältig ausgelegten Roadmap zügig ergriffen werden.

<sup>8</sup> Die Power-to-X-Allianz ist eine Allianz aus Unternehmen und Verbänden, die aus verschiedenen Branchen und Wertschöpfungsstufen von Power to X kommen und sich für einen Markthochlauf der Power to X Technologien einsetzen. Weitere Informationen finden sich unter <https://www.ptx-allianz.de/>.

## 7 Zusammenfassung und Bewertung

Gasförmige Energieträger werden auch im zukünftigen, klimaneutralen Energiesystem eine Rolle spielen, etwa in den Sektoren Industrie und Verkehr und in der netzgebundenen Wärmeversorgung. Um dem Ziel der Klimaneutralität gerecht zu werden, muss es sich um grünes H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> handeln, die mit erneuerbarem Strom hergestellt werden. Die **inländische Produktion** dieser Gase kann einen Beitrag zur Versorgung in Deutschland leisten und hierdurch die Importabhängigkeit reduzieren und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Inwiefern sich **urbane Räume** zur Produktion von H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> eignen, wurde am Beispiel der Stadt Berlin für insgesamt vier Verfahren untersucht: Schmutzwasser-Plasmanalyse und PEM-Elektrolyse für die Produktion von H<sub>2</sub> und untertägige, biologische Methanisierung sowie die chemisch-katalytische Methanisierung für die Methanproduktion. Im Fokus stand die Frage, ob die Produktion in Städten wirtschaftlich und konkurrenzfähig zu anderen Standorten ist. Städte zeichnen sich dabei durch einige Besonderheiten aus. So treten diverse Stoff- und Energieströme auf, die als Input in der Erzeugung synthetischer Gase eingesetzt werden können: Etwa Klärwasser für die H<sub>2</sub>-Produktion oder CO<sub>2</sub> aus der Müllverbrennung oder industriellen Prozessen, das für die Herstellung von Syn-CH<sub>4</sub> benötigt wird. Die bei Plasmanalyse, Elektrolyse und chemischer Methanisierung entstehende Abwärme kann in Städten besonders gut genutzt werden, da sie über bestehende oder neue Wärmenetze den Verbraucherinnen und Verbrauchern zur Verfügung gestellt werden kann. Die Verfahren können somit einen Beitrag zur zirkulären Wertschöpfung in Städten leisten.

Ein Vergleich der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten zeigt, dass das neue Verfahren der **Schmutzwasser-Plasmanalyse** kostengünstiger und konkurrenzfähiger H<sub>2</sub> bereitstellen kann, der auch im Vergleich zu importiertem H<sub>2</sub> geringere Gestehungskosten aufweist. Das Verfahren, das Zentratwasser von Kläranlagen als H<sub>2</sub>-Quelle nutzt und bislang in Form einer Pilotanlage betrieben wird, weist auch im Vergleich zu einer Erzeugung mittels PEM-Elektrolyse im urbanen Raum kostenseitige Vorteile auf. Es kann außerdem einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten, und das sogar, wenn der aktuelle Strommix zur Herstellung eingesetzt wird. Dies ist vor allem auf die Vermeidung von Lachgasemissionen im Kläranlagenprozess zurückzuführen (siehe Dunkelberg und Katner 2022). Das Verfahren ist dabei auch aus unternehmerischer Perspektive attraktiv. So zeigt die Discounted-Cash-Flow-Methode auf, dass unter den gesetzten Annahmen bereits heute eine positive Projekttrendite erzielbar ist. Insbesondere unter Bereitstellung von Fördermitteln für die Investitionskosten stellt das Verfahren eine risikoarme Investition (höhere Eigenkapitalrendite als die WACC) mit kurzer Amortisationsdauer (ca. 5 Jahre) dar. Dies würde eine frühzeitige Investition in das Verfahren und einen potenziellen Markthochlauf anreizen und dazu beitragen, dass die vorhandenen Potenziale an Kläranlagen und teilweise auch an industriellen Betrieben ausgeschöpft werden können. Allerdings sind die Potenziale durch die limitierte Verfügbarkeit von Schmutzwasser begrenzt. Daher kann die Plasmanalyse das Verfahren der Elektrolyse nur ergänzen.

Das Verfahren der **PEM-Elektrolyse** geht mit deutlich höheren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten als die Plasmanalyse einher. Der Produktionsstandort in der Stadt führt zu höheren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten als bei den meisten Standorten im ländlichen oder internationalen Raum mit direkter, hoher Verfügbarkeit von EE-Strom. Die Gestehungskosten liegen bei der angenommenen Laufzeit von 8.000 VLH jährlich sowohl im Vergleich zum nationalen Referenzfall (Onshore-Wind an windreichem Standort) als auch zum internationalen Referenzfall (PV-Wind-Kombination in der MENA Region) innerhalb der Spannweite der Gestehungskosten, jedoch am oberen Rand der für die Referenzfälle identifizierten Werte. Soll nicht nur bilanziell, sondern auch real grüner Strom zur Erzeugung genutzt werden – wie es beispielsweise ein PPA ermöglicht – übersteigen die Kosten der Elektrolyse im

urbanen Raum die Spannweiten nationaler und internationaler Referenzprodukte. Ein Vorteil des städtischen Standorts ist es jedoch, dass die Abwärme hier effizient genutzt werden kann, dies gilt gerade in Städten wie Berlin mit nur begrenzter Verfügbarkeit erneuerbarer Wärmequellen, die zur Dekarbonisierung der Fernwärme beitragen können (Dunkelberg et al. 2020).

Die **biologische Methanisierung** am Standort Berlin führt den Berechnungen zufolge nicht zu konkurrenzfähigen CH<sub>4</sub>-Gestehungskosten. Die Gestehungskosten der im Projekt UMAS ange-dachten untertägigen Methanisierung im Berliner Erdgasspeicher liegen mehr als doppelt so hoch wie die des nationalen Referenzfalls (Offshore-Wind) und mehr als dreimal so hoch wie die Geste-hungskosten von im Ausland erzeugten und importiertem Syn-CH<sub>4</sub> (PV-Wind-Kombination in MENA-Region). Dies ist neben den vergleichsweise hohen H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für das hier un-terstellte Elektrolyseverfahren auf die hohen Investitionskosten für die Umrüstung des Speichers zum Methanisierungsreaktor sowie die hohen Betriebskosten und damit insgesamt auf den Pi-lotcharakter des Vorhabens zurückzuführen. Dies zeigt sich insbesondere im Vergleich zur lokalen Erzeugung von Syn-CH<sub>4</sub> mittels **chemisch-katalytischer Methanisierung**, deren Gestehungskos-ten zwar auch deutlich über denen der nationalen und internationalen Referenzfälle liegen, aber trotzdem deutlich unter denjenigen der untertägigen biologischen Methanisierung. Die Berechnun-gen in Bezug auf die Methanisierungsrate ging dabei von optimistischen Schätzungen aus.

Die Ergebnisse der Verbundpartner im Projekt UMAS deuten darauf hin, dass der **konkrete Stand-ort** des Gasspeichers im Grunewald für das Verfahren der untertägigen Methanisierung **nicht gut geeignet** ist. Dies ist vor allem auf die hohe Salinität im Untergrund und die dadurch stark einge-schränkte mikrobielle Aktivität der Bakterien zurückzuführen.

Die **Ergebnisse** zu den zukünftigen Bedarfen nach gasförmigen Energieträgern, machen für Städte wie Berlin deutlich, dass Energiegase auch mittel- und langfristig eine wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen werden. Für die Erzeugung synthetischer Gase im urbanen Raum stel-len sich dabei einige Herausforderungen im Vergleich zur Erzeugung in unmittelbarer räumlicher Nähe zu EE-Anlagen. Allerdings kann die urbane Gasgewinnung auch mögliche neue Geschäfts-modelle ermöglichen, insbesondere im Sinne einer Kreislaufwirtschaft industrieller Prozessketten. Die Berechnungen zu den Gasgestehungskosten machen dabei deutlich, dass eine H<sub>2</sub>-Gestehung mittels Schmutzwasser-Plasmalyse aus ökonomischen Gesichtspunkten zu empfehlen ist. Mögli-che sich anschließende Geschäftsmodelle für die Nutzung des produzierten H<sub>2</sub> sollten – sofern möglich – in unmittelbarer Nähe zu den Klärwerken erfolgen, in welchen der H<sub>2</sub> gewonnen wird, um die Transportbedarfe zu minimieren. Im Gegensatz zur Plasmalyse weist die PEM-Elektrolyse deutliche Kostennachteile in Bezug auf die Gasgestehungskosten auf. Allerdings sind die Potenzi-ale der H<sub>2</sub>-Herstellung mittels Plasmalyse begrenzt. Da auch die Erzeugungskapazitäten für syn-thetische Gase in den umliegenden Regionen urbaner Räume begrenzt sind, und die ländlichen Regionen häufig ebenfalls H<sub>2</sub> zum Decken der Energienachfrage werden importieren müssen, er-scheint eine innerstädtische Erzeugung mittels PEM-Elektrolyse dennoch sinnvoll, sofern für die entstehende Abwärme sowie für Nebenprodukte (z. B. O<sub>2</sub>) geeignete Abnahmeinfrastrukturen be-reitstehen. Eine innerstädtische Methanisierung erscheint den Ergebnissen der Berechnungen zu-folge hingegen aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht sinnvoll. Die Gestehungskosten liegen hier deutlich über den Kosten insbesondere internationaler Vergleichsfälle. Da Syn-CH<sub>4</sub> zudem leichter und über bestehende Infrastrukturen transportiert werden kann, bleibt zumindest fraglich, ob eine inländische Erzeugung von Syn-CH<sub>4</sub> in Städten aus Kostensicht eine sinnvolle Option dar-stellt.

Die aktuelle Energiekrise rund um den Ukraine-Krieg macht allerdings auch deutlich, wie abhängig Deutschland vom Import von gasförmigen Energieträgern ist. Die Frage einer inländischen

Erzeugung von synthetischen Gasen ist somit nicht nur mit Blick auf wirtschaftliche und ökologische Aspekte (vgl. Dunkelberg und Katner 2022) sondern auch aus politischer Perspektive zu beantworten. Ein gezielter Markthochlauf kann die Ansiedlung von Unternehmen in der Herstellung von PtG-Anlagen induzieren, was sich wiederum in Form von Beschäftigung und regionalen Wertschöpfungseffekten positiv auf die entsprechenden Regionen auswirken kann. Städte und Kommunen sollten bereits frühzeitig in ihrer Flächenplanung Standorte für Energieinfrastrukturen sichern und lokale Unternehmen in der Erschließung der Potenziale unterstützen. Insbesondere die Potenziale des schon heute wirtschaftlichen Verfahrens der Schmutzwasser-Plasmalyse sollten möglichst umfassend ausgeschöpft werden, auch wenn die Technologie nur einen vergleichsweise geringen Teil der zukünftigen H<sub>2</sub>-Nachfrage decken können. In Bezug auf die Methanisierung sollten weitere Forschungs- und Pilotvorhaben die Machbarkeit einer Methanisierung im Aquiferspeicher an aussichtsreicheren Standorten prüfen, da diese neben der reinen Herstellung von Syn-CH<sub>4</sub> auch Systemdienstleistungen als Flexibilitätsoption bereitstellen, welchen im zukünftigen Energiesystem aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender EE große Bedeutung zukommen dürfte.

Abschließend ist zu betonen, dass H<sub>2</sub> und Syn-CH<sub>4</sub> wertvolle Energieträger sind, die nur dort eingesetzt werden sollten, wo Alternativen fehlen und auch trotz Suffizienz- und Effizienzstrategien der Einsatz gasförmiger Energieträger erforderlich bleibt.

## 8 Literaturverzeichnis

- acatech, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (2022): Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?
- Adow, Mohamed, Amos Wemanya, Kerstin Opfer, Chigozie Nweke-Eze, Augustine B. Njamnshi, Jaime Fernandez und Stephan Singer (2022): Grüne Wasserstoffproduktion und Power-to-X-Produkte – Perspektiven aus der Zivilgesellschaft. German Watch. <https://www.germanwatch.org/de/84785>.
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, Agora Energiewende, und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin. [https://www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3\\_Publikationen/2018/Maerz/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3_Publikationen/2018/Maerz/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf) (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Amt für Statistik (2022): Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Berlin 2020. Potsdam: Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/e-iv-5-j>.
- Angst, Patrick (2017): Verstromen der Abwärme aus Power-to-gas Prozessen.
- Bär, Katharina, Friedemann Mörs, Manuel Götz und Frank Graf (2015): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten.
- BDEW (2022a): Grünes Gas in Deutschland. *Zukunft GAS*. Website: <https://gas.info/energie-gas/gas-infrastruktur/hersteller-gruenes-gas-karte>.
- BDEW (2022b): Gasspeicher in Deutschland. Gesicherte Erdgasversorgung: Standorte der deutschen Untertage-Erdgasspeicher. *BDEW*. Website: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/gasspeicher-deutschland/>.
- Berger, Angelina, Hannes Bluhm, Ulrike Ehrenstein, Katharina Heinbach, Elisa Dunkelberg und Bernd Hirschl (2020): Systematik im Power-to-X-Ansatz – Identifikation, Charakterisierung und Clusterung der Power-to-X-Technologien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 44: 177–193.
- Bluhm, Hannes und Katharina Heinbach (2022): Geschäftsmodelle für Power-to-Gas und Power-to-Liquid: 184.
- BMBF (2022): Grüner Wasserstoff: Welche internationalen Projekte fördert das BMBF? *Bundesministerium für Bildung und Forschung*. Website: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen.html>.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin: BMWi. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> (Zugriff: 10. September 2022).
- BMWK (2022a): Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. <http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Themen/energiedaten.html>.
- BMWK (2022b): Ukraine-Krieg fordert Deutschland. *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*. Website: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/05/04-im-fokus-ukraine-krieg-folgen-fuer-deutschland.html>.

- BMWK (2022c): Energieforschung und Innovation. Das 7. Energieforschungsprogramm. *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*. Website: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/energieforschung-und-innovation.html>.
- BMWK [Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz] (2022d): Energiedaten: Gesamtausgabe. 20. Januar. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.
- Böhm, Hans, Andreas Zauner, Sebastian Goers, Robert Tichler und Pieter Kroon (2018): Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. Report on experience curves and economies of scale. [https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables\\_2019/20190801-STOREandGO-D7.5-EIL-Report\\_on\\_experience\\_curves\\_and\\_economies\\_of\\_scale.pdf](https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.5-EIL-Report_on_experience_curves_and_economies_of_scale.pdf).
- Böhm, Hans, Andreas Zauner, Daniel Cenk Rosenfeld und Robert Tichler (2020): Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. *Applied Energy*, Nr. 264 (April).
- BP [British Petroleum] (2021): Statistical Review of World Energy. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (Zugriff: 3. August 2022).
- Brändle, Gregor, Max Schönfisch und Simon Schulte (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. EWI Working Paper. EWI. [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/EWI\\_WP\\_20-04\\_Estimating\\_long-term\\_global\\_supply\\_costs\\_for\\_low-carbon\\_Schoenfisch\\_Braendle\\_Schulte-1.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte-1.pdf).
- Bründlinger, Thomas, Julian Elizalde König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jugel, Patrizia Kraft, Oliver Krieger, Stefan Mischinger, Philipp Prein, Hannes Seidl, et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.
- Brüninghaus, Christiane (2014): Wasserstoff-Großanlage in Berlin-Schönefeld eröffnet. *Springer Professional*. Website: <https://www.springerprofessional.de/automobil---motoren/betriebsstoffe/wasserstoff-grossanlage-in-berlin-schoenefeld-eroeffnet/6590590#:~:text=Mit%20der%20Betankung%20des%20ersten,Solar%2D%20und%20Windenergie%20erzeugt%20werden>.
- Bünger, Björn und Astrid Matthey (2020): Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Methodische Grundlagen. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21\\_methodenkonvention\\_3\\_1\\_kostensaetze.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf) (Zugriff: 26. Juni 2021).
- Burrin, Dominic, Sumit Roy, Anthony Paul Roskilly und Andrew Smallbone (2021): A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network. *Energy Conversion and Management* 246 (Oktober): 114686.
- Clausen, Jens (2022): Das Wasserstoffdilemma: Verfügbarkeit, Bedarfe und Mythen. Borderstep Institut.
- Clausen, Jens, Klaus Fichter, Florian Kern und Frieder Schmelzle (2022): Policy Insights. Wasserstoff sparsam einsetzen. Borderstep Institut, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.
- dena (2020): dena-Factsheet. Wasserstoff. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Destatis (2022): Verbraucherpreisindizes. Website: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/Tabellen/Verbraucherpreise-12Kategorien.html> (Zugriff: 16. Juni 2022).
- Dotzauer, Martin, Tino Barchmann, Uta Schmieder, Nadja Rensberg, Walter Stinner, Karin Arnold und Christine Krüger (2022): Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares

- Stromsystem 2035. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Dunkelberg, Elisa, Alexander Deisböck, Benjamin Herrmann, Bernd Hirschl, Tino Mitzinger, Johannes Röder, Steven Salecki, Pablo Thier und Timo Wassermann (2020): Fernwärme klimaneutral transformieren. Eine Bewertung der Handlungsoptionen am Beispiel Berlin Nord-Neukölln – Schriftenreihe des IÖW 218/2020: 130.
- Dunkelberg, Elisa und Jannes Katner (2022): Ökologische Bewertung der inländischen Erzeugung synthetischer Gase. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- E-Bridge (2022): Wasserstoff Preisindex „Hydex“. E-Bridge Kompetenz in Energie. Website: <https://www.e-bridge.de/#hydexmodal>.
- Falkenberg, Hanno, Jens Hobohm, Sebastian Lübbers, Fabian Malik, Stefan Mellahn und Ravi Srikandam (2021): Gutachten zur Energiestrategie Brandenburg 2040. Aktualisierung und Weiterentwicklung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Prognos AG.
- Fernando, Jason (2022): Discounted Cash Flow (DCF) Explained With Formula and Examples. *Investopedia*. Website: <https://www.investopedia.com/terms/d/DCF.asp>.
- Forum Synergiewende (2022): Hybridkraftwerk speist Wasserstoff in Wärmeversorgung. *Forum Synergiewende*. Website: <https://www.forum-synergiewende.de/hybridkraftwerk-speist-wasserstoff-in-waermeversorgung/>.
- Gerbert, Philipp, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler und Marco Wunsch (2018): Klimapfade für Deutschland. BCG, prognos.
- Gierkink, Max, Dr Eren Cam, Hendrik Diers, Julian Keutz, Jan Kopp, Michael Moritz, Arne Lilienkamp, Michael Wiedmann und Jonas Zinke (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- Hagedorn, Gregor, Wolf-Peter Schill und Martin Kittel (2021): Clean Hydrogen Ladder. <https://twitter.com/WPSchill/status/1435895843220041731>.
- Hirschl, Bernd, Uwe Schwarz, Julika Weiß, Raoul Hirschberg und Lukas Torliene (2021): Berlin Paris-konform machen. Eine Aktualisierung der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ in Bezug auf die Anforderungen aus dem Übereinkommen von Paris 2015. Berlin.
- ICE (2022): ICE Endex. Dutch TTF Gas Futures. *Intercontinental Exchange*. Website: <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5439161&span=2>.
- Jahn, Matthias (2020): Elektrolyseverfahren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff. Website: [https://www.ikts.fraunhofer.de/de/industrieloesungen/wasserstofftechnologien/elektrolyseverfahren\\_zur\\_erzeugung\\_von\\_gruenem\\_wasserstoff.html](https://www.ikts.fraunhofer.de/de/industrieloesungen/wasserstofftechnologien/elektrolyseverfahren_zur_erzeugung_von_gruenem_wasserstoff.html) (Zugriff: 27. Juli 2021).
- Kemmler, Andreas, Almut Kirchner, Alex Auf der Maur, Florian Ess, Sven Kreidelmeyer, Alexander Piégsa, Thorsten Spillmann, Marco Wunsch und Inka Ziegenhagen [Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, i-inas] (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (Zugriff: 20. November 2020).
- Kleinertz, Britta, Frank Veitengruber, Serafin von Roon, Christoph Pellingner, Sebastian Hochmuth, Heiko Peckmann, Klaus Hollnaicher, Horst Neugebauer und Götz Brühl (2019): Machbarkeitsstudie eines Wärmenetzes 4.0. Endbericht.

- Kreidelmeyer, Sven, Hans Dambeck, Almut Kirchner und Marco Wunsch (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Prognos. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile).
- Liebreich, Michael (2021): The Clean Hydrogen Ladder: an introduction. Liebreich Associates. <https://www.linkedin.com/pulse/clean-hydrogen-ladder-v40-michael-liebreich>.
- McMakler (2019): Entwicklung der Bodenrichtwerte und Grundstückspreise (in Euro) in den Berliner Bezirken 2012 bis 2019. [https://a.storyblok.com/f/88871/c301da6288/190328\\_mcmakler\\_bodenrichtwerte\\_berlin\\_bezirke.pdf](https://a.storyblok.com/f/88871/c301da6288/190328_mcmakler_bodenrichtwerte_berlin_bezirke.pdf).
- Mörs, Friedemann, Ruth Schlautmann, Jachin Gorre und Robin Leonhard (2020): Innovative large-scale energy storage technologies and power-to-gas concepts after optimisation. Final report on evaluation of technologies and processes.
- Mutz, Daniel, Andreas Matzinger und Christian Remy (2013): Stickstofflimitation in Binnengewässern Ist Stickstoffreduktion ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich vertretbar? Hg. v. Projekt Nitrolimit.
- Nymoer, Dr. Håvard, Eric Niemann und Rebecca Steffen (2020): GASAG Grundsatzpapier „EuD Gase Berlin“. Berlin.
- Nymoer, Dr Håvard, Sophie Carlotta Sendler, Rebecca Steffen und Ricarda Pfeiffer (2019): Kurzstudie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas): 52.
- Pohle, Jan (2021): Factsheet Wasserstoff. *Berliner Energietage*. Website: <https://www.energiertage.de/kongress/energiertage-2021/energiertage-journal/fact-sheet-wasserstoff.html>.
- Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Agora Energiewende.
- PtX-Allianz (2020): Ein Markteinführungsprogramm für Power to X-Technologien. *Power to X Allianz*. Website: <https://www.ptx-allianz.de/markteinfuehrungsprogramm/>.
- Purr, Katja, Jens Günther und Harry Lehmann [Umweltbundesamt - RESCUE] (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue\\_studie\\_cc\\_36-2019\\_wege\\_in\\_eine\\_ressourcenschonende\\_treibhausgasneutralitaet\\_auflage2\\_juni-2021.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf).
- Ragwitz, Mario, Joachim Müller-Kirchenbauer, Bernhard Klaußen, Marieke Graf, Ulrike Herrmann, Maximilian Evers, Okan Akça, Dongrui Jiang und Kristian Hurtig (2022): Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland. Berlin: Fraunhofer IEG & SCAI, TU Berlin, im Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS).
- Ritzau, Michael, Thomas Langrock und Armin Michels (2019): MACHBARKEITSSTUDIE - Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030.
- Robinius, Martin, Markewitz, Peter, Kullmann, Felix, Philipp Heuser und Chloi Syranidou (2020): *Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag.
- Schallmo, Daniel R. A. (2018): *Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren*. 2. Aufl. Springer Gabler Berlin, Heidelberg.



- Schimek, Felix, Jakob Glegola, Marvin Heimann, Fabian Carels, Martin Robinius und Detlef Stolten (2020): Wasserstoffpotenzial in Berlin 2025. umlaut energy GmbH, ETC Energy Transition Consulting GmbH.
- Schmidt, Maike, Simon Schwarz, Bernd Stürmer, Leon Wagener und Ulrich Zuberbühler (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende.
- Smolinka, Tom, Nikolai Wiebe, Philip Strechle, Andreas Palzer, Franz Lehner, Malte Jansen, Stefan Kiemel, Robert Mieke, Sylvia Wahren und Fabian Zimmermann (2018): Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. NOW GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA.
- Solarserver (2020): Methan-Plasmanalyse-Verfahren: MOA Hotel Berlin heizt CO<sub>2</sub>-frei. *Solarserver*. Website: <https://www.solarserver.de/2020/11/05/methan-plasmanalyse-verfahren-moa-hotel-berlin-heizt-co2-frei/>.
- SPD, Bündnis 90 / die Grünen und FDP, Hrsg. (2021): Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP).
- Statista (2021): Verteilung der Erdgasbezugsquellen Deutschlands im Jahr 2020. *Statista*. Website: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151871/umfrage/erdgasbezug-deutschlands-aus-verschiedenen-laendern/>.
- Statistik-Nord (2022): Energiebilanz und CO<sub>2</sub>-Bilanzen für Hamburg 2020. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein.
- Sterchele, Philip, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl, Andreas Bett und Hans-Martin Henning (2020): ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Studie. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- STORE&GO (2017): The STORE&GO demonstration site at Falkenhagen, Germany. *Store & Go*. Website: <https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/germany/>.
- Synreform (2022): Schmutzwasser-Plasmanalyse. *Synreform*. Website: <https://www.synreform.com/produkte/schmutzwasser-plasmanalyzer>.
- Thiele, Lasse, Johanna Tunn und Tobias Kalt (2022): Wasserstoff und Klimagerechtigkeit. Leipzig: Konzeptwerk Neue Ökonomie.
- Tjarks, Geert (2017): PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen. Dissertation.
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): VDI Richtlinie 2067. Berlin: Beuth Verlag GmbH.
- Wencker, Thomas (2022): Grau, Blau oder Grün: Was kostet der Wasserstoff? *ASUE*. Website: [https://asue.de/aktuelles\\_presse/kosten\\_von\\_wasserstoff\\_hydex](https://asue.de/aktuelles_presse/kosten_von_wasserstoff_hydex).
- Wietschel, M., L. Zheng, M. Arens, C. Hebling, O. Ranzmeyer, A. Schaadt, C. Hank, A. Sternberg, S. Herkel, C. Kost, et al. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG.

Wilms, Susan, Verena Lerm, Simon Schäfer-Stradowsky, Julia Sandén, Philipp Jahnke und Giacomo Taubert (2018): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels. Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Zhang, Xiaojin, Christian Bauer, Christopher L. Mutel und Kathrin Volkart (2017): Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications. *Applied Energy* 190 (März): 326–338.



## ADRESSE UND KONTAKT

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, gemeinnützig

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Telefax: + 49 – 30 – 882 54 39

E-Mail: [mailbox@ioew.de](mailto:mailbox@ioew.de)

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